Проектный центр
ООО «Техно Базис»

Техно Базис
Энергоинжиниринг

ДОПУСК К ПРОЕКТИРОВАНИЮ: НП «СтройПроект» СРО-П-170-16032012 (св-во №3065 от 26.04.2017 г.)
ДОПУСК К ИЗЫСКАНИЯМ: НП «СтройИзыскания» СРО-И-033-16032012 (св-во №1152 от 16.02.2016 г.)

Филиал АО «ДРСК» «Амурские электрические сети»

Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 1. Электрооборудование первичное

3041-136-**ИОС.ЭП**

Том 6.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	10-1		10.20

Директор **В. А. Бучинский**

Главный инженер проекта **Е. А. Бучинский**

2019

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Лист согласований 3041-136-ИОС.ЭП

№ п.п.	Организация	Должность	Ф.И.О.	Согласовано	
				Подпись	Дата
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					

Проектная документация разработана в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. №87 «Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

Главный инженер проекта _____ Е.А. Бучинский

Данная документация не может быть воспроизведена (полностью или частично), копирована, тиражирована и использована без разрешения – ООО «Техно Базис».

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

СОДЕРЖАНИЕ

ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	ЛИСТ
3041-136-ИОС.ЭП.С	Содержание	1 - 4
	Текстовая часть	
3041-136-ИОС.ЭП.ТЧ	**Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения**	**1 - 25**
	5.1. Основание для разработки проекта. Этапы реконструкции	1
	5.1.1. Характеристика источников электроснабжения в соответствии с техническими условиями на подключение объекта капитального строительства к сетям электроснабжения общего пользования	1
	5.1.2. Обоснование принятой схемы электроснабжения, выбора конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в системе электроснабжения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов (за исключением зданий, строений, сооружений, на которые требования энергетической эффективности и требования оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов не распространяются)	4
	5.1.3. Сведения о количестве энергопринимающих устройств, об их установленной, расчетной и максимальной мощности	5
	5.1.4. Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии	5
	5.1.5. Описание решений по обеспечению электроэнергией электроприемников в соответствии с установленной классификацией в рабочем и аварийном режимах	7
	5.1.6. Описание проектных решений по компенсации реактивной мощности, релейной защите, управлению, автоматизации и диспетчеризации системы электроснабжения	10
	5.1.7. Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в системе электроснабжения, позволяющих исключить нерациональный расход электрической энергии, и по учету расхода электрической энергии, если такие требования предусмотрены в задании на проектирование	12
	5.1.8. Описание мест расположения приборов учета используемой электрической энергии и устройств сбора и передачи данных от таких приборов	12
	5.1.9. Сведения о мощности сетевых и трансформаторных объектов	12

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	3041-136-ИОС.ЭП.С		
Разраб.		Бучинский			08.20	Содержание	Стадия	Лист	Листов
							П	1	3
Проверил		Бучинский			08.20		Проектный центр ООО «Техно Базис»		
Н.контр.		Тюкавкин			08.20				

ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	ЛИСТ
	5.1.10. Решения по организации масляного и ремонтного хозяйства - для объектов производственного назначения	12
	5.1.11. Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите	13
	5.1.12. Сведения о типе, классе проводов и осветительной арматуры, которые подлежат применению при строительстве объекта капитального строительства	13
	5.1.13. Описание системы рабочего и аварийного освещения	15
	5.1.14. Описание дополнительных и резервных источников электроэнергии, в том числе наличие устройств автоматического включения резерва (с указанием одностороннего или двустороннего его действия)	16
	5.1.15. Перечень мероприятий по резервированию электроэнергии	16
	5.1.16. Перечень энергопринимающих устройств аварийной и (или) технологической брони и его обоснование	17
	5.1.17. Организация цепей оперативного постоянного тока 220 В	17
3041-136-ИОС.ЭП.ВДР1	Ведомость работ. Демонтаж конструкций, оборудования и аппаратуры. 1 этап реконструкции	-
3041-136-ИОС.ЭП.ВДР2	Ведомость работ. Демонтаж конструкций, оборудования и аппаратуры. 2 этап реконструкции	
3041-136-ИОС.ЭП.ВДР3	Ведомость работ. Демонтаж конструкций, оборудования и аппаратуры. 3 этап реконструкции	
3041-136-ИОС.ЭП.ВМР1	Ведомость работ. Монтаж конструкций, оборудования и аппаратуры. 1 этап реконструкции	-
3041-136-ИОС.ЭП.ВМР2	Ведомость работ. Монтаж конструкций, оборудования и аппаратуры. 2 этап реконструкции	
3041-136-ИОС.ЭП.ВМР3	Ведомость работ. Монтаж конструкций, оборудования и аппаратуры. 3 этап реконструкции	
Графическая часть		
3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ	**Подраздел 1. Электрооборудование первичное**	-
ЛИСТ 1	Однолинейная схема электрических соединений	-
ЛИСТ 2	План ПС	-
ЛИСТ 3	Разрез 1-1, 4-4	-
ЛИСТ 4	Разрез 2-2, 3-3, 5-5	-
ЛИСТ 5	Поясняющая спецификация к л.л. 3, 4	-

ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	ЛИСТ
ЛИСТ 6	Разрез 6-6, 7-7, 8-8	-
ЛИСТ 7	Разрез 9-9	-
ЛИСТ 8	Поясняющая спецификация к л.л. 6, 7	-
ЛИСТ 9	Разрез 10-10, 11-11	-
ЛИСТ 10	Поясняющая спецификация к л. 9	-
ЛИСТ 11	План БМЗ ЗРУ-10 кВ	-
ЛИСТ 12	Сводный план расположения оборудования в здании ОПУ после реконструкции	-
ЛИСТ 13	План рабочего освещения	-
ЛИСТ 14	План дежурного освещения	-
ЛИСТ 15	Схема рабочего / дежурного освещения	-
ЛИСТ 16	План заземления	-
ЛИСТ 17	План молниезащиты	-
ЛИСТ 18	Схема собственных нужд 0,4 кВ	-
ЛИСТ 19	Таблица потребителей сети переменного тока 0,4 кВ. Выбор мощности ТСН-1 (ТСН-2)	-
ЛИСТ 20	Структурная схема СОПТ	-
ЛИСТ 21	Схема шкафа ШП1, ШП2	-
ЛИСТ 22	Принципиальная схема шкафа питания приводов выключателей 35 кВ	-
ЛИСТ 23	Принципиальная схема шкафа распределения оперативного тока №1	-
ЛИСТ 24	Принципиальная схема шкафа распределения оперативного тока №2	-
ЛИСТ 25	Схема сигнализации шкафов ШРОТ №1 и ШРОТ №2	-
ЛИСТ 26	Спецификация шкафов ШРОТ №1 и ШРОТ №2	-
ЛИСТ 27	Расчет токов КЗ в сети постоянного тока 220 В	-
ЛИСТ 28	Временная схема электроснабжения. Фрагмент плана ПС. М1:200	
Приложения		
ПРИЛОЖЕНИЕ А	Расчетная проверка силового оборудования	-
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	Расчет токов КЗ и выбор уставок расцепителей автоматических выключателей 0,4 кВ в сетях собственных нужд. Проверка кабелей на невозгорание	-
ПРИЛОЖЕНИЕ В	Выбор и проверка проводников	-

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	ЛИСТ
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	Анализ селективности автоматических выключателей сети оперативного постоянного тока	-
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	Расчет системы маслоотвода	-
ПРИЛОЖЕНИЕ Е	Расчёт контура заземления	
ПРИЛОЖЕНИЕ Э1	Свидетельство НП «СтройПроект» СРО-П-170-16032012 №1724 от 26.04.2017 г. о допуске к определённому виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства № 3065	-
ПРИЛОЖЕНИЕ Э2	Техническое задание «Модернизация ПС-110/35/10 кВ Михайловка, с разработкой ПСД»	-
ПРИЛОЖЕНИЕ Э3	Технические требования «Модернизация ПС-110/35/10 кВ Михайловка, с разработкой ПСД»	-

РАЗДЕЛ 5.ПОДРАЗДЕЛ 1. СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

5.1.Основание для разработки проекта. Этапы реконструкции

Работы выполняются на основании договора №1526 от 27 декабря 2019 г. «Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД» по разработке проектной и рабочей документации для филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети».

ООО «Техно Базис» разрабатывает документацию согласно свидетельства НП «СтройПроект» СРО-П-170-16032012 №3065 от 26.04.2017 г. о допуске к работам по подготовке проектной документации, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства (Приложение Э1).

Основанием для проектных работ по данному титулу является:

- Техническое задание «Модернизация ПС-110/35/10 кВ Михайловка, с разработкой ПСД» (приложение Э2);
- Технические требования «Модернизация ПС-110/35/10 кВ Михайловка, с разработкой ПСД» (приложение Э3);

Целью разработки данного тома является:

- Общее описание объекта, описание пусковых комплексов реконструкции;
- Описание перечня предлагаемых при реконструкции мероприятий;
- Расчет основных характеристик первичного электрооборудования, оборудования СН 0,4 кВ и СОПТ;
- Согласование проектных решений перед разработкой рабочей документации.

5.1.1. Характеристика источников электроснабжения в соответствии с техническими условиями на подключение объекта капитального строительства к сетям электроснабжения общего пользования

В качестве источников электроснабжения ПС 110 кВ Михайловка выступает существующая ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка.

В составе реконструкции ПС 110 кВ Михайловка, согласно техническому заданию, замене подлежит следующее оборудование и конструкции:

<u>В части ОРУ-110 кВ:</u>

- Масляный баковый выключатель 110 кВ с встроенными трансформаторами тока – 5 шт;
- Разъединитель 110 кВ – 9 шт;
- Трансформатор напряжения 110 кВ – 3 шт;
- Трансформатор тока 110 кВ – 3 шт;
- Ограничитель перенапряжений 110 кВ - 3 шт.;
- Линейные порталы 110 кВ - 3 шт.;
- Шинные порталы 110 кВ - 4 шт.;
- ВЧ-заградитель - 8 шт.;
- Конденсатор связи - 8 шт.;
- Заземлитель нейтрали силового трансформатора - 2 шт.;

- Гибкая ошиновка секций шин 110 кВ, включая изоляторы;
- Силовые и контрольные кабели;
- Контур заземления;
- Маслоприемник – 2 шт.

ОРУ-35 кВ. Объемы реконструкции

В составе реконструкции ПС 110 кВ Михайловка, согласно техническому заданию, замене подлежит следующее оборудование и конструкции:

В части ОРУ-35 кВ:

- Масляный баковый выключатель 35 кВ с встроенными трансформаторами тока – 5 шт;
- Трансформатор тока 35 кВ – 2 шт;
- Разъединитель 35 кВ – 12 шт;
- Ограничитель перенапряжений 35 кВ - 9 шт.;
- Трансформатор напряжения 35 кВ – 3 шт;
- Линейные порталы 35 кВ - 3 шт.;
- Шинные порталы 110 кВ - 3 шт.;
- ВЧ-заградитель - 3 шт.;
- Конденсатор связи - 3 шт.;
- Гибкая ошиновка секций шин 35 кВ, включая изоляторы;
- Контур заземления.

Сторона 10, 0,4 кВ. Объемы реконструкции

В составе реконструкции ПС 110 кВ Михайловка, согласно техническому заданию, замене подлежит следующее оборудование и конструкции:

В части стороны 10 кВ:

- Трансформаторы собственных нужд 10/0,4 кВ - 2 шт.;
- Гибкая ошиновка шинных мостов 10 кВ, включая изоляторы;
- Ячейки 10 кВ - 20 шт.;
- Демонтаж существующего здания ЗРУ 10 кВ;
- В связи с тем, что расположение проектируемых ячеек 10 кВ смещается относительно существующих (в связи с установкой нового здания БМЗ ЗРУ-10 кВ), то проектом предусматривается перезаводка кабельных линий 10 кВ до приемного портала 10 кВ;
- Контур заземления.

В части стороны 0,4 кВ:

- Замена панелей собственных нужд 0,4 кВ;

Частичная перезаводка существующих силовых кабелей 0,4/0,23 кВ.

Установку оборудования ОРУ-110 кВ предлагается выполнить на металлоконструкции производства ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки с применение классической компоновки оборудования ОРУ-110 из (компакт-

ных модулей блочных) КМБ РУ-110 на основе отдельностоящих блоков и жесткой ошиновки. Габаритные и присоединительные размеры оборудования определяются при проектировании после согласования заводов-изготовителей. Настоящим проектом, по результатам сравнения вариантов, предлагается установка оборудования следующих производителей:

- Выключатели баковые элегазовые типа ВЭБ-УЭТМ-110 УХЛ1* (производитель АО «Уралэлектротяжмаш», г. Екатеринбург);
- Разъединители напряжением 110 кВ типа РГНП-110 УХЛ1 (с ручными приводами и переключающими устройствами на базе герконов) производства ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки;
- Электромагнитные трансформаторы напряжения 110 кВ ЗНОГ-110 (ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки);
- Ограничители перенапряжений 110 кВ с полимерной изоляцией типа ОПН-П-110/77-10(2)УХЛ1 производства АО «Полимер-Аппарат».

Установка проектируемого оборудования 35 кВ в соответствии с техническим заданием на проектирование предусматривается на основе блочной комплектной трансформаторной подстанции КТПБ 35 кВ производства ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки. Блоки применяются с оцинкованным покрытием. Габаритные и присоединительные размеры оборудования определяются при проектировании после согласования заводов-изготовителей. Настоящим проектом в части ОРУ-35 кВ предлагается установка оборудования следующих производителей:

- Блок 35 кВ отходящей линии (ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки) со следующим оборудованием:
  - Выключатели баковые элегазовые типа ВГБ-УЭТМ-35 УХЛ1 с электромагнитным приводом ПЭМ-УЭТМ (производитель АО «Уралэлектротяжмаш», г. Екатеринбург);
  - Трансформаторы тока встроенные типа ТВГ-35 (производитель АО «Уралэлектротяжмаш», г. Екатеринбург);
  - Разъединители РГП-2-35/1000 УХЛ1 и РГП-1а-35/1000 УХЛ1 с ручными приводами главных и заземляющих ножей ПРГ-5 УХЛ1 производства ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки;
- Блок 35 кВ секционного выключателя (ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки) со следующим оборудованием:
  - Выключатели баковые элегазовые типа ВГБ-УЭТМ-35 УХЛ1 с электромагнитным приводом ПЭМ-УЭТМ (производитель АО «Уралэлектротяжмаш», г. Екатеринбург);
  - Трансформаторы тока встроенные типа ТВГ-35 (производитель АО «Уралэлектротяжмаш», г. Екатеринбург);
  - Разъединители РГП-2-35/1000 УХЛ1 с ручными приводами главных и заземляющих ножей ПРГ-5 УХЛ1 производства ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки;
- Блок 35 кВ вводной ячейки (ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки) со следующим оборудованием:
  - Выключатели баковые элегазовые типа ВГБ-УЭТМ-35 УХЛ1 с электромагнитным приводом ПЭМ-УЭТМ (производитель АО «Уралэлектротяжмаш», г. Екатеринбург);
  - Трансформаторы тока встроенные типа ТВГ-35 (производитель АО «Уралэлектротяжмаш», г. Екатеринбург);
  - Разъединители РГП-2-35/1000 УХЛ1 и РГП-1а-35/1000 УХЛ1 с ручными приводами главных и заземляющих ножей ПРГ-5 УХЛ1 производства ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки;
  - Ограничители перенапряжения 35 кВ ОПНп-35/680/40,5-10-IIIУХЛ1 с полимерной изоляцией производства АО «Полимер-Аппарат»;

- Блок 35 кВ трансформатора напряжения (ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки) со следующим оборудованием:
  - Антирезонансные герметичные трансформаторы напряжения 35 кВ НАМИ-35 УХЛ1 ОАО «Раменский электротехнический завод Энергия» г. Раменское;
  - Ограничители перенапряжения 35 кВ ОПНп-35/680/40,5-10-IIIУХЛ1 с полимерной изоляцией производства АО «Полимер-Аппарат»;
  - Разъединители РГП-2-35/1000 УХЛ1 с ручными приводами главных и заземляющих ножей ПРГ-5 УХЛ1 производства ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки;
  - Предохранитель 35 кВ ПКН-001-35 У1 производства ЗАО «Группа Компаний «Электрощит» - «ТМ Самара» г. Самара.

В распределительном устройстве 10 кВ применены ячейки К 129 с выкатными элементами производства Мосэлектрощит. Выключатели 10 кВ применены с электромагнитными приводами типа BB/TEL производства ЗАО «ГК «Таврида Электрик». Ячейки комплектуются трансформаторами тока типа ТЛП-10 и антирезонансными трансформаторами напряжения типа НАЛИ-10.

Проектом предусматривается замена существующих трансформаторов собственных нужд на масляные ТМ-160/10/0,4 УХЛ1 со схемой соединения обмоток D/Yн-11 производства ЗАО «Группа Компаний «Электрощит» - «ТМ Самара» г. Самара. Трансформаторы собственных нужд устанавливаются в шкафах уличного исполнения.

5.1.2. **Обоснование принятой схемы электроснабжения, выбора конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в системе электроснабжения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов (за исключением зданий, строений, сооружений, на которые требования энергетической эффективности и требования оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов не распространяются)**

Принципиальная электрическая схема ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Михайловка разработана в соответствии со схемой электрических сетей с учетом присоединения новых потребителей. При разработке принципиальной электрической схемы ПС рассматривались следующие исходные данные:

- нагрузки на расчетный период по годам и рост их на перспективу с указанием распределения их по напряжениям и категориям;
- число, мощность и номинальное напряжение трансформаторов, соотношения номинальных мощностей обмоток трансформаторов;
- уровни и пределы регулирования напряжения на шинах ПС и необходимость дополнительных регулирующих устройств с учетом требований к качеству электроэнергии;
- число присоединяемых линий 110 кВ и их нагрузки;
- рекомендации по схеме электрических соединений ПС;
- режимы заземления нейтралей трансформаторов.

В настоящее время на ПС 110 кВ Михайловка ОРУ 35 кВ выполнено по схеме № 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

В настоящее время на ПС 110 кВ Михайловка РУ 10 кВ выполнено по схеме № 10-1 «Одна секционированная выключателем система шин».

Для экономии электроэнергии предусмотрено использование современного оборудования с меньшим потреблением электрической энергии, использование автоматического обогрева приводов выключателей, разъединителейи шкафов наружной установки, применение сталеалюминиевого провода на ОРУ, применение энергосберегающих светодиодных ламп.

Приборы учета используемых энергетических ресурсов учтены в томе связи.

Схема электрическая принципиальная ПС представлена на чертеже 3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ л. 1.

5.1.3. Сведения о количестве энергопринимающих устройств, об их установленной, расчетной и максимальной мощности

Электрическая нагрузка потребителей ПС обуславливает вторую и третью категории по надежности электроснабжения.

Проектом предусматривается установка на территории ПС зданий (БМЗ ЗРУ-10 кВ), существующих силовых трансформаторов ТДТН-10000/110/35/10, ТМТ-6300/110/35/10, элегазовых баковых выключателей 110, 35 кВ, разъединителей 110, 35 кВ, распределительного устройство КРУ 10 кВ, светодиодных светильников и т.д., которые будут являться основными электроприемниками. Кроме новых и переносимых потребителей, на территории ПС сохраняется существующее ОПУ. Сведения о количестве электроприемников0,4 кВ на ПС, их установленной и расчетной мощности представлены на чертеже 3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ л. 18.

5.1.4. Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии

Под надежностью электроснабжения понимается непрерывное обеспечение потребителей электроэнергией заданного качества в соответствии с графиком электропотребления и по схеме, которая предусмотрена для длительной эксплуатации.

Оборудование, примененное при проектировании ПС, отвечает следующим требованиям надежности:

- безотказности;
- долговечности;
- ремонтопригодности;
- сохраняемости;
- режимной управляемости;
- устойчивости;
- живучести;
- безопасности.

Надежность электроснабжения потребителей ПС обеспечивается:

- установкой двух существующих силовых трансформаторов;
- секционированием распределительных устройств 110, 35 и 10 кВ;
- применением современных элегазовых баковых выключателей 110 и 35 кВ;
- секционированием распределительных устройств собственных нужд переменного тока 0,4 кВ с применением автоматического ввода резерва (АВР) на секционном автоматическом выключателей 0,4 кВ;
- взаиморезервированием ответственных потребителей собственных нужд 0,4 кВ;
- применением силовых и контрольных кабелей, не распространяющих горение типа нг-LS;

- применением кабелей с пониженным дымовыделением типа нг-FRLS для противопожарной защиты и аварийного освещения;
- расположением кабельных лотков и прокладкой кабелей с учетом требований по электромагнитной совместимости;
- раздельной прокладкой силовых и контрольных кабелей;
- применением современных электротехнических и микропроцессорных устройств;
- применением современных средств связи.

Контроль качества электроэнергии

Характер нагрузок ПС– коммунально-бытовые и промышленные потребители.

Контроль качества электроэнергии подразумевает проверку выполнения требований ГОСТ 32144-2013.

Согласно установленным требованиям ГОСТ 32144-2013 определяются следующие показатели качества электрической энергии (ПКЭ):

- установившееся отклонение напряжения;
- коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения;
- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности;
- отклонение частоты;
- длительность провала напряжения.

В зависимости от целей измерения ПКЭ имеют место следующие виды контроля качества электроэнергии (КЭ):

- периодический контроль;
- инспекционный контроль;
- диагностический контроль.

Периодический контроль – контроль качества электроэнергии, осуществляемый в целях управления КЭ, поступление информации о контролируемых показателях и их оценка происходит периодически с интервалами, определяемыми организацией, осуществляющей контроль КЭ, не реже пределов, установленных ГОСТ 32144-2013.

Инспекционный контроль выполняется для обеспечения исполнения ст.12 Федерального закона «О государственном регулировании в области обеспечения электромагнитной совместимости технических средств». Контроль осуществляется органами сертификации.

Диагностический контроль осуществляется при выдаче и проверке выполнения технических условий на присоединение потребителей к электрической сети, при контроле договорных условий на электроснабжение, при определении долевого вклада в ухудшение качества электроэнергии группы потребителей, присоединенных к шинам проектируемой ПС, при рассмотрении претензий к КЭ.

При выявлении диагностическим контролем нарушений потребителем качества электроэнергии выполняется разработка и оценка возможностей и сроков выполнения мероприятий по нормализации качества электроэнергии. На период до реализации этих мероприятий на границе раздела электрических сетей потребителя и электроснабжающей организации применяются оперативный контроль и коммерческий учет качества электроэнергии.

Правовой базой обеспечения коммерческого учета качества электроэнергии в электросетях являются Гражданский кодекс РФ (ГК РФ), часть 2; ст. 18 Федерального закона о государственном регулировании в области обеспечения электромагнитной совместимости технических средств ГОСТ 32144-2013.

5.1.5. Описание решений по обеспечению электроэнергией электроприемников в соответствии с установленной классификацией в рабочем и аварийном режимах

К электрическим нагрузкам ПС относятся собственные нужды ПС, что обуславливает первую, вторую и третью категории по надежности электроснабжения.

Согласно п.1.2.19 ПУЭ электроприёмники 1-й 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.

Согласно п.1.2.20 ПУЭ электроприёмники 2-й категории в нормальном режиме обеспечиваются электроэнергией от двух независимых взаиморезервирующих источников питания, при нарушении электроснабжения от одного из них допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания.

Согласно п.1.2.21 ПУЭ для электроприёмников 3-й категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания, при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены повреждённого элемента системы электроснабжения, не превышает 1 суток.

Питание ПС в нормальном (рабочем) или аварийном режиме может осуществляется от ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка.

Аварийными ситуациями на ПС являются повреждения силовых трансформаторов, высоковольтного оборудования, силовых кабелей и потеря питания собственных нужд 0,4 кВ.

В случае аварийного режима работы ПС настоящими проектными решениями предусматриваются следующие мероприятия:

- секционирование распределительных устройств 110, 35 и 10 кВ;
- в случае выхода из строя одного из силовых трансформаторов Т-1 или Т-2, питание ОРУ 35, РУ 10 кВ осуществляется от оставшегося в работе силового трансформатора, при этом обеспечивается выдача мощности потребителям.

Для предотвращения развития аварийных ситуаций, связанных с повреждением силовых трансформаторов Т-1, Т-2 и высоковольтного оборудования на ПС предусмотрено:

- установка нелинейных ограничителей перенапряжений 110, 35 и 10 кВ;
- устройство молниезащиты;
- секционирование распределительных устройств 110, 35 и 10 кВ;
- система удаления масла при аварии на силовых трансформаторах Т-1 и Т-2;
- мощность каждого из силовых трансформаторов является такой, чтобы при отключении одного из них на время ремонта или замены, оставшийся в работе с учётом допустимой перегрузки, обеспечивал питание потребителей.

Для предотвращения развития аварийных ситуаций, связанных с повреждениями силовых кабелей проектом предусматривается:

- отдельная прокладка взаимнорезервируемых силовых кабелей и кабелей разного класса напряжения;
- применение кабелей с изоляцией, не распространяющей горение (нг-LS, нг- FRLS);
- применение огнезащитной терморасширяемой пасты на основе воднополимерной дисперсии с функциональными минеральными и органическими наполнителями, для защиты кабелей.

Для предотвращения развития аварийных ситуаций, связанных с повреждениями собственных нужд 0,4 кВ проектом предусматривается:

- питание потребителей СН 0,4 кВ от I С.Ш. 0,4 и II С.Ш. 0,4 секций РУ 0,4 кВ раздельно с АВР;
- секционирование распределительного устройства 0,4 кВ.

Таблица потребителей СН 0,4 кВ ПС представлена на чертеже 3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ л. 19.

В силу того, что реконструируемая ПС является действующим энергообъектом, настоящими решениями предлагается следующая последовательность монтажных и демонтажных работ. Последовательность определена с учетом состояния существующего оборудования: здание ЗРУ-10 кВ находится в аварийном состоянии, не пригодно для эксплуатации и требует реконструкции на 1 этапе.

1 этап реконструкции (на плане ПС в графической части выделен красным цветом):

1. Установка временных ячеек КРН-10 около приемного портала 10 кВ и строительство временной ВЛИ-0.4 кВ до портала 10 кВ тр-ра Т-2;
2. Устройство перемычек между приемным порталом 10 кВ и КРН-10. Ввод в работу временной схемы питания КРН-10.
3. Демонтаж существующего здания ЗРУ-10 кВ;
4. Вывод ячейки тр-ра Т-1 из работы, питание нагрузки от тр-ра Т-2;
5. Строительство фундаментов и маслоприемного устройства для существующего трансформатора Т-1 на новом месте согласно плану ПС (см. графическую часть 3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ, лист 2).
6. Строительство маслосборного устройства и маслоотводов для трансформаторов;
7. Строительство нового БМЗ ЗРУ-10 кВ на месте существующего ЗРУ-10 согласно плану ПС;
8. Демонтаж существующего тр-ра Т-1 с переносом его на новый фундамент, демонтаж существующего маслоприемного устройства и существующего фундамента Т-1;
9. Демонтаж существующей мачты освещения и молниезащиты и монтаж мачты на новом месте;
10. Демонтаж существующих трансформаторных порталов 110 и 35 кВ;
11. Демонтаж ошиновки и блоков опорных изоляторов между существующим тр-ром Т-1 и существующим зданием ЗРУ-10 кВ;
12. Монтаж трансформаторного портала ячейки Т-1 и блока шинных опор и ОПН 110 кВ на новом месте согласно плану подстанции;
13. Организация ошиновки для подключения тр-ра Т-1 по сторонам 110, 35 и 10 кВ:
    - По стороне 110 кВ – монтаж перемычек с нового трансформаторного портала на существующий;
    - По стороне 35 кВ – прокладка участка кабельных каналов для силового кабеля 35 кВ, установка блоков кабельных муфт 35 кВ, прокладка кабеля 35 кВ и организация спусков ошиновки 35 кВ на блок кабельных муфт с существующей «портальной» ошиновки 35 кВ тр-ра Т-1;

- По стороне 10 кВ - ошиновка от тр-ра Т-1 (на новом месте) до нового БМЗ ЗРУ-10 кВ монтируется полностью новая согласно плану ПС с установкой блоков опорных изоляторов;

14. Монтаж ошиновки от тр-ра Т-2 (на старом месте) до нового БМЗ ЗРУ-10 кВ монтируется новой частично: от нового БМЗ ЗРУ-10 кВ до существующего шинного моста 10 кВ тр-ра Т-2. Новая ошиновка 10 кВ выполняется с установкой блоков опорных изоляторов.
15. Установка конструкции с кабельными муфтами для организации перехода кабелей 10 кВ из кабельного канала БМЗ ЗРУ-10 кВ ошиновкой на приемный портал;
16. Перезаводка существующих кабелей 10 кВ в новое здание БМЗ ЗРУ-10 кВ, демонтаж существующих кабелей 10 кВ;
17. Демонтаж временной ВЛИ 0.4 кВ и временных ячеек КРН-10 кВ;
18. Монтаж контура заземления в объеме 1 этапа реконструкции.

2 этап реконструкции (на плане ПС в графической части выделен зелёным цветом):

1. Строительство новых ячеек 110 кВ для подключения ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка, ВЛ 110 кВ Михайловка – Поярково, на свободной территории вблизи существующего ОРУ 110 кВ.
2. Строительство ячеек для подключения ТН-2 110 кВ и существующего силового трансформатора Т-2 на свободной территории вблизи существующего ОРУ 110 кВ.
3. Вывод трансформатора Т-2 из работы, демонтаж ошиновки 110, 35, 10 кВ трансформатора Т-2 с демонтажем порталов 110 кВ, блоков опорных изоляторов 10 кВ;
4. Демонтаж ячейки существующего оборудования и конструкций В 110 Т-2;
5. Возведение фундамента и маслоприёмника для существующего силового трансформатора Т-2, перенос силового трансформатора Т-2 на новое место;
6. Демонтаж существующего фундамента и маслоприемника трансформатора Т-2;
7. Отключение и демонтаж оборудования и конструкций 2 секции 35 кВ (включая ячейку ВЛ 35 кВ Михайловка – Ильиновка, ячейку ввода тр-ра Т-2 по стороне 35 кВ). При этом демонтаж общей ошиновки существующей секции 35 кВ и демонтаж трансформаторных порталов 35 кВ и демонтаж ТН 35 кВ на данном этапе не выполняется;
8. Строительство новых ячеек 35 кВ (ВЛ 35 кВ Михайловка – Ильиновка, ячейку ввода тр-ра Т-2 по стороне 35 кВ, ТН-2 35, СВ 35) на освободившейся территории ОРУ 35 кВ.
9. Установка блоков кабельных муфт 35 кВ и прокладка кабельных каналов для прокладки кабеля от трансформатора Т-2 до ячейки ввода тр-ра Т-2 35 кВ;
10. Перезаводка существующих ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка, ВЛ 110 кВ Михайловка – Поярково на новые приёмные порталы 110 кВ.
11. Демонтаж и установка новой вышки молниезащиты;
12. Демонтаж существующего оборудования и металлоконструкций в ячейках ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка, ВЛ 110 кВ Михайловка – Поярково;
13. Монтаж контура заземления в объеме 2 этапа реконструкции;
14. Выполнение пусконаладочных работ и подача напряжения 110 кВ и 35 кВ;

3 этап:

1. На ОРУ-110 кВ установка блоков кабельных муфт и монтаж кабельного лотка с силовым кабелем 110 кВ для организации возможности сохранения транзита по ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Ми-

хайловка – ВЛ 110 кВ Михайловка – Тамбовка при проведении работ по 3 этапу реконструкции и установка временного ВЧ-оборудования для организации ВЧ-обхода;

2. Вывод из работы ячейки ВЛ 110 кВ Тамбовка - Михайловка;
3. Демонтаж существующего оборудования и металлоконструкций в ячейках ВЛ 110 кВ Тамбовка - Михайловка;
4. Отключение существующей ячейки Т-1 с организацией демонтажных работ оборудования и металлоконструкций на соответствующих шинных мостах 35 и 10 кВ.
5. Частичное отключение и демонтаж существующего оборудования и металлоконструкций 1 секции ОРУ 35 кВ (включая существующий ТН-35 кВ), демонтаж существующей секционной ошиновки и порталов 35 кВ;
6. Строительство ячеек для подключения СВ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Тамбовка – Михайловка, ТН-1 110 и ввода 110 кВ трансформатора Т-1 на освободившейся территории ОРУ 110 кВ.
7. Строительство новых ячеек 1 секции 35 кВ на освободившейся территории ОРУ 35 кВ.
8. Перезаводка существующей ВЛ 110 кВ Тамбовка – Михайловка на новый приёмный портал 110 кВ.
9. Монтаж кабельного канала и кабеля 35 кВ для подключения тр-ра Т-1 к ОРУ-35 кВ;
10. Монтаж контура заземления в объеме 3 этапа реконструкции;
11. Выполнение пусконаладочных работ и подача напряжения 110, 35 кВ;
12. Монтаж нового ограждения подстанции;

5.1.6. Описание проектных решений по компенсации реактивной мощности, релейной защите, управлению, автоматизации и диспетчеризации системы электроснабжения

5.1.6.1. Решения по компенсации реактивной мощности

На основании технического задания на проектирование решений по компенсации реактивной мощности на шинах ПС не требуется.

5.1.6.2. Решения по релейной защите, автоматике и вторичным соединениям

Система постоянного оперативного тока.

В соответствии с техническими требованиями на модернизацию ПС110кВ Михайловка проектом предусматривается установка системы оперативного постоянного тока (СОПТ) напряжением 220 В. СОПТ выполнена в соответствии с СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ».

Структура СОПТ состоит из:

- одной стационарной малообслуживаемой аккумуляторной батареи (АБ) на стеллажах (существующие аккумуляторные батареи 2012 года выпуска к моменту реконструкции выработают срок своей эксплуатации);
- одного ящика ввода АБ навесного исполнения (ЯВ);
- двух шкафов зарядных устройств (ЗУ);
- одного щита постоянного тока (ЩПТ), состоящего из двух шкафов питания (ШП) и одного шкафа автоматики (ША);

- двух шкафов распределения оперативного тока (ШРОТ);
- одного шкафа питания приводов выключателей 35 кВ на ОРУ-35 кВ.

Предусматривается трехуровневая система защиты ОПТ:

- Нижний уровень – защита потребителей постоянного тока и кабелей, идущих до них-выполненна модульных автоматических выключателях (размещаются в шкафах ШРОТ);
- Средний уровень – защита шинок питающих потребителей постоянного тока и кабелей, идущих к ним от ЩПТ – выполнен на предохранителях (размещаются в шкафа ШП);
- Верхний уровень – защита шинок ЩПТ и кабелей, идущих к ним от блока выносных предохранителей АБ – выполнен на предохранителях (размещаются в ящике ЯВ).

Трехуровневая защита обеспечивает:

- селективность отключения поврежденного участка;
- чувствительность работы защиты на каждом уровне;
- надежное отключение повреждения за счет достаточной чувствительности в зоне резервирования.

Система оперативного постоянного тока, устанавливаемая на ПС, обеспечивает питанием: терминалы релейной защиты и автоматики, цепи управления коммутационными аппаратами и сигнализации. Питание обеспечивается, как в нормальном режиме, так и в течение двух часов, при полном отключении собственных нужд переменного тока подстанции.

От автоматов, расположенных в шкафах ШРОТ, осуществляется питание цепей управления и оперативных цепей (питание терминалов, питание 1-го электромагнита отключения, питание 2-го электромагнита отключения и т.п.). Каждый шкаф ШРОТ оснащается резервными автоматами для обеспечения возможности подключения вновь устанавливаемых микропроцессорных защит при последующей реконструкции. На следующих этапах проектирования, после уточнения типа используемого первичного оборудования и их потребления, подбора сечений и длин кабелей, состава защит и количества терминалов РЗА будет выполнена расчетная проверка селективности автоматических выключателей.

Структурная схема СОПТ представлена в графической части в томе РЗиА.

5.1.6.3. Решения по организации управления, автоматизации и диспетчеризации системы электроснабжения

Решения по организации управления, автоматизации и диспетчеризации системы электроснабжения представлены в томе связи.

5.1.7. Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в системе электроснабжения, позволяющих исключить нерациональный расход электрической энергии, и по учету расхода электрической энергии, если такие требования предусмотрены в задании на проектирование

Для исключения нерационального расхода электрической энергии предусмотрены следующие мероприятия:

- применение сталеалюминиевого провода на ОРУ;
- использование современного оборудования с меньшим потреблением электрической энергии;
- использование автоматического обогрева приводов выключателей, разъединителей и шкафов наружной установки;
- применение силовых и контрольных кабелей с медными жилами для уменьшения потерь;
- применение энергосберегающих светодиодных светильников и прожекторов для освещения территории ПС и внутреннего освещения зданий;
- осуществление мероприятий по теплоизоляции зданий и сооружений.

5.1.8. Описание мест расположения приборов учета используемой электрической энергии и устройств сбора и передачи данных от таких приборов

Описание мест расположения приборов учета используемой электрической энергии и устройств сбора и передачи данных от таких приборовпредставлено в томе связи.

5.1.9. Сведения о мощности сетевых и трансформаторных объектов

На ПС установлены следующие трансформаторные объекты:

- силовой трансформатор Т-1 типа ТДТН-10000/110/35/10 мощностью 10 МВА;
- силовой трансформатор Т-2 типа ТМТ-6300/110/35/10 мощностью 6,3 МВА;
- два трансформатора собственных нужд ТСН-1 и ТСН-2 типа ТМ-160/10/0,4 УХЛ1 мощностью 160 кВА каждый.

5.1.10. Решения по организации масляного и ремонтного хозяйства - для объектов производственного назначения

Масляное хозяйство, состоящее из склада масла и мастерской с оборудованием для обработки и анализа масла, в соответствии с ПУЭ, 7-ое издание п. 4.2.198 предусматриваются на электростанциях, ПС 500 кВ и выше независимо от мощности установленных трансформаторов и ПС 330 кВ с трансформаторами мощностью 200 МВА и более, поэтому на реконструируемой ПС 110 кВ масляное хозяйство отсутствует и настоящим проектом не разрабатывается.

Ремонтное хозяйство на ПС согласно задания на проектирование настоящими проектными решениями не предусматривается.

5.1.11. Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите

Реконструируемая ПС находится в зоне со II степенью загрязнения атмосферы (СЗА), для которой внешняя наружная подвесная и опорная изоляция устанавливаемого оборудования принимается в исполнении с удельной длиной пути согласно ГОСТ 9920-89 – 2,25 см/кВ.

Заземляющее устройство (ЗУ) ПС выполнено в виде сетки из продольных и поперечных заземлителей из полосовой стали сечением 40х5 мм, а также вертикальных заземлителей из круглой стали длиной 3 м. Глубина заложения горизонтальных заземлителей 0,5-0,7 м.

Проектом предусматривается организация нового контура заземления.

В новом БМЗ ЗРУ-10 кВ магистраль заземления выполнена в виде стальной полосы сечением 40х5 мм. Внутренний контур заземления поставляется комплектно заводом-изготовителем. Контур заземления внутри прокладывается по стенам на высоте 0,4 м от уровня пола. Все металлические открытые токопроводящие части электрооборудования, устанавливаемого внутри БМЗ ЗРУ-10 кВ, которые могут оказаться под напряжением, присоединяются к контуру заземления не менее чем в двух местах, а контур заземления БМЗ ЗРУ-10 кВ присоединяется к общему контуру заземления ПС не менее чем в двух точках. Для устройств релейной защиты и автоматики, содержащих интегральные схемы и устанавливаемых внутри зданий, предусматривается защитное и рабочее заземление.

При принятых в соответствии с ПУЭ конструкциях и технических решениях по проектируемым ПС биологическая защита обслуживающего персонала от воздействия электрического поля, согласно СанПиН 2.2.1./2.1.1.1200-03 и ГОСТ 12.1.002-84, не требуется.

План заземления ПС представлен на чертеже 3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ л. 16.

Оборудование и изоляторы принимаются с длиной пути утечки не менее 2,25 см/кВ, в соответствии с ПУЭ изд. 7 гл. 1.9.

Защита существующего и вновь устанавливаемого силового оборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений осуществляется ограничителями перенапряжений 110, 35 и 10 кВ.

В соответствии с «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» СО 153-34.21.122-2003 подстанция классифицируется как специальный объект с ограниченной опасностью.

Защита оборудования от прямых ударов молнии осуществляется переносимыми существующими молниеотводами.

Расчет зон молниезащиты произведен в соответствии с «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» СО 153-34.21.122-2003.

План молниезащиты ПС приведен на чертеже 3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ л. 17.

5.1.12. Сведения о типе, классе проводов и осветительной арматуры, которые подлежат применению при строительстве объекта капитального строительства

Внутренние распределительные и групповые сети выполнены кабелями марки ВВГнг (А)-LS.

Для электроприёмников системы противопожарной защиты зданий применяется огнестойкий кабель ВВГнг(А)-FRLS.

Внутренние сети в зданиях прокладываются в кабель-каналах заводской готовности. Кабели по территории ПС прокладываются в наземных железобетонных, металлических лотках. В местах перехода кабелей из лотков к потребителям кабели защищаются металлорукавами и гофрированными трубами. Цве-

товая расцветка проводников в электрических цепях выполняется согласно ПУЭ: нулевой рабочий - голубой, нулевой защитный - желто-зеленый, фазный любой другой цвет. Сечение проводов и кабелей выбрано в соответствии с гл. 1.3 ПУЭ по условию нагрева длительным расчетным током и проверено по потере напряжения сети, соответствию току выбранного аппарата защиты, условиям окружающей среды.

При выборе способа прокладки кабельных систем учитывались: удобство эксплуатации, кратчайшее расстояние до потребителей электроэнергии и надежность защиты кабелей в условиях эксплуатации комплекса строительства.

Кабельные линии выполнены так, чтобы в процессе монтажа и эксплуатации в кабелях не возникали опасные механические напряжения и повреждения. Для этого, в частности все кабели приняты с запасом по длине, достаточным для компенсации тепловых деформаций как самого кабеля при колебаниях токовой нагрузки и температуры окружающей среды, так и конструкций, по которым кабель проложен.

Электроустановочные изделия (электрооборудование) выбраны в соответствии с функциональным назначением помещений, их исполнение, способ установки, класс изоляции и степень защиты соответствуют номинальному напряжению и условиям окружающей среды.

Проектом приняты решения по защите от распространения пожара при прохождении кабелей через строительные конструкции с нормируемым пределом огнестойкости.

Взаимнорезервируемые сети прокладываются в разных лотках или трубах. Если невозможно проложить взаимнорезервируемые кабели в разных лотках, то допускается совместная прокладка с использованием разделительной перегородки.

Всё осветительное электрооборудование, устанавливаемое на территории ПС, должно соответствовать условиям окружающей среды, требованиям пожарной безопасности и требованиям освещённости.

Осветительная арматура для светильников ПС изготавливается заводом-изготовителем и поставляется комплектно со светильниками.

Настоящим проектом принимается использование гибкой и жесткой ошиновки. Применение гибкой ошиновки используется при переходе через дорогу. Жесткая ошиновка используется для более компактного расположения оборудования на территории ОРУ-35 и ОРУ-110 кВ ПС и организации несоосных выходов ошиновки на вводные трансформаторные ячейки 110 и 35 кВ.

Питание секций шин 35 кВ от силовых трансформаторов до вводных ячеек 35 кВ предлагается выполнить силовым кабелем 35 кВ в проектируемых кабельных каналов с переходом в ошиновку с использованием блоков кабельных муфт 35 кВ.

Гибкая ошиновка и спуски к оборудованию 110 кВ выполняются проводом АС-120/19. Замене подлежит вся ошиновка ОРУ-110 кВ, включая изоляторы 110 кВ. Секции шин ОРУ-110 кВ выполняются жесткой ошиновкой и поставляется комплектно с блоками ОРУ-110 кВ производства ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки.

Для ухода от пересечений неизолированной ошиновки 35 кВ с ошиновкой 10 кВ и для соблюдения изоляционных расстояний (таблица 4.2.5 ПУЭ 7-ое издание) между разными цепями настоящими решениями предусмотрены блоки высокой заводской готовности, обеспечивающие разнесение цепей по горизонтале (см. графическую часть, чертеж 3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ, л.2 данного комплекта «План подстанции».

Переустройству подлежит шинный мост 10 кВ от силового трансформатора Т-1 и Т-1 до нового БМЗ ЗРУ-10 кВ. Шинный мост от силовых трансформаторов до БМЗ ЗРУ-10 кВ выполняется сталеалюминиевым проводом АС-95/16.(см. графическую часть, чертеж 3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ, л.1 данного комплекта «Од-

нолинейная схема электрических соединений». ОПН 10 кВ производства ЗАО «ЗЭТО» устанавливается на металлоконструкциях шинного моста 10 кВ.

Обоснование применения гибкой ошиновки 10 кВ:

- Существующая ошиновка 10 кВ выполнена в гибком исполнении (расположение и конфигурация шинного моста не меняется не значительно);
- После реконструкции ПС мощность силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 не измениться, следовательно исполнение останется прежним;
- Простота монтажа.

5.1.13. Описание системы рабочего и аварийного освещения

Электрическое освещение ПС выполнено на основании требований СП 52.13330.2016 и раздела 6 ПУЭ (7-ое издание).

Для освещения территории ПС выполняется рабочее и дежурное освещение.

Электроосвещение выполняется от сети 400/230 В с системой заземления TN-S.

Наружное рабочее освещение территории и оборудования ПС осуществляется светодиодными прожекторами мгновенного включения, установленные на высомачтовых опорах. Высота установки прожекторов – 30 м. Мощность светодиодных прожекторов составляет 300 Вт. В соответствии с п. 6.1.13 ПУЭ 7-ое издание для питания осветительных приборов наружного освещения ПС принято напряжение 230 В переменного тока.

Наружное дежурное освещение территории ПС выполняется светодиодными прожекторами мгновенного включения. В вечернее, ночное и утреннее время суток дежурное освещение обеспечивается включением светодиодных прожекторов, что составляет 1/3 от рабочего освещения. При этом обеспечивается нормированная освещённость рабочих мест и поверхностей.

Управление наружным рабочим и дежурным освещением территории ПС осуществляется с помощью ящика управления освещением (ЯУО), который установлен в существующем ОПУ. Питание ящика управления рабочим и дежурным освещением предусматривается с панелей собственных нужд, управление из здания ОПУ. Включение освещения территории ПС может предусматриваться с ЯУО как в ручном режиме, так и автоматически от программатора-фотовыключателя.

В здании БМЗ ЗРУ-10 кВ на территории ПС предусмотрено два вида освещения: рабочее и аварийное (эвакуационное освещение и освещение безопасности).

Рабочее освещение выполняется светодиодными светильникам мгновенного включения.

Аварийное освещение выполняется светодиодными светильникам со встроенными аккумуляторными батареями. В случае отключения электроэнергии светильник автоматически вводится в работу, питаясь от встроенного аккумулятора в течение нескольких часов, а когда подача электроэнергии восстанавливается, светильник аварийного освещения отключается.

Для питания осветительной и розеточной групповой сети предусматривается установка распределительных щитов РСЩ. Питание щитов РСЩ осуществляется от панелей собственных нужд 400/230В.

Нормы освещенности помещений приняты согласно СП 52.13330.2016.

Для внутреннего и наружного освещения применяются кабели с медными жилами типа ВВГнг(А)-LS.

Общие требования

Параметры освещения на рабочих местах при ремонте и обслуживании ПС должны соответствовать требованиям СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы», СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий» и СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*». На рабочих местах с ПЭВМ коэффициент пульсации искусственного освещения не должен превышать 5%.

5.1.14. Описание дополнительных и резервных источников электроэнергии, в том числе наличие устройств автоматического включения резерва (с указанием одностороннего или двустороннего его действия)

Основными потребителями электроэнергии на ПС являются собственные нужды переменного тока 400/230 В.

Согласно п.1.2.19 ПУЭ питание потребителей собственных нужд (СН) ПС выполняется от двух независимых взаимно резервирующих источников питания ТСН-1 и ТСН-2 типа ТМ-160/10/0,4 УХЛ1 мощностью 160 кВА каждый.

Проектируемые электроприемники СН, питающиеся от щита собственных нужд переменного тока 400/230В:

- система охлаждения трансформаторов;
- двигатели приводов оборудования ОРУ 110 и 35 кВ;
- обогрев оборудования ОРУ 110 и 35 кВ;
- вентиляция здания ОПУ;
- освещение здания ОПУ;
- рабочее и дежурное освещение ПС;
- цепи оперативной блокировки, аппаратуры связи и т.д.;
- собственные нужды БМЗ ЗРУ-10 кВ;
- собственные нужды существующего ОПУ.

Электроприемники первой категории в нормальных режимах обеспечиваются питанием от разных секций щита 400/230В с автоматическим резервированием.

Светильники эвакуационного освещения здания поставляются с блоками автономного питания с аккумуляторными батареями на 1 час работы комплектно со зданиями.

В целях обеспечения резервным электроснабжением электроприёмников автоматической пожарной сигнализации и системы оповещения при пожаре предусматривается использование источников питания со встроенными АКБ, предусматриваемых в соответствующих томах проектной документации.

Для электроснабжения системы АИИС КУЭ предусмотрена установка источников бесперебойного питания с аккумуляторными батареями заводской поставки для автономной работы.

5.1.15. Перечень мероприятий по резервированию электроэнергии

Для обеспечения резервирования электроприёмников 1-й и 2-й категорий на ПС предусматриваются следующие мероприятия:

- взаимнорезервированием секций шин 110, 35 и 10 кВ;
- взаимнорезервированием силовых трансформаторов Т-1 и Т-2;

- взаимнорезервированием трансформаторов собственных нужд ТСН-1 и ТСН-2;
- взаимнорезервированием секций шин 400/230 В собственных нужд переменного тока ПС с применением автоматического ввода резерва (АВР) на секционном автоматическом выключателе 0,4 кВ.

5.1.16. Перечень энергопринимающих устройств аварийной и (или) технологической брони и его обоснование

На основании задания на проектирование описание перечня энергопринимающих устройств аварийной и технологической брони не требуется.

5.1.17. Организация цепей оперативного постоянного тока 220 В

Потребители постоянного оперативного тока =220 В разнообразны по мощности и режиму потребления. Всех потребителей постоянного оперативного тока =220 В можно разделить на три группы:

- постоянно включенная нагрузка – аппараты устройств управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, постоянно обтекаемые током (питание от шинок: ±ЕН1, ±ЕС1). Постоянная нагрузка, как правило, невелика и составляет порядка 8-12А;
- временная нагрузка – появляется при исчезновении переменного тока во время аварийного режима: аварийное освещение. Длительность этой нагрузки определяется длительностью аварии (расчетная длительность 2 часа).
- кратковременная (толчковая) нагрузка (длительностью не более 1с) – создается токами включения и отключения приводов выключателей 110 кВ, пусковыми токами электродвигателей и токами нагрузки аппаратов управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, кратковременно обтекаемых током (питание от шинок: ±ЕУ, ±ЕС).

  Для определения наибольшей толчковой нагрузки рассматриваются различные аварийные режимы.

  Большую часть постоянной нагрузки для данной ПС составляют микропроцессорные устройства РЗА.

5.1.17.1. **Режимы работы подстанции. Определение длительной и толчковой нагрузок**

5.1.17.1.1. **Определение длительной нагрузки**

Таблица 5.1. Нагрузка РЗиА

шк./яч.	Наименование устройства	Количество	Потребление в дежурном режиме, Вт	Потребление при срабатывании защит, Вт	Потребление по цепям сигнализации в режиме срабатывания, Вт
Шкаф Р101. Защита и автоматика трансформатора Т2					
	Терминал основной защиты	1	20	30	10
	Терминал резервной защиты	1	20	30	10

шк./яч.	Наименование устройства	Количество	Потребление в дежурном режиме, Вт	Потребление при срабатывании защит, Вт	Потребление по цепям сигнализации в режиме срабатывания, Вт
Шкаф Р102. Защита и автоматика СВ 110 кВ. ТН-1 110, ТН-2 110					
	Терминал защиты	1	20	30	10
	Цепи контроля выключателя	1	10	15	10
Шкаф Р103. Защита и автоматика трансформатора Т1					
	Терминал основной защиты	1	20	30	10
	Терминал резервной защиты	1	20	30	10
Шкаф Р104. Защита и автоматика СВ 35 кВ, ТН-1 35 кВ, ТН-2 35 кВ					
	Терминал защиты СВ	1	15	24	10
	Терминал защиты ТН	2	15	24	10
Шкаф Р105. Защита и автоматика ВЛ 35 кВ					
	Терминал защиты ВЛ	3	15	24	10
Шкаф Р106. Защита и автоматика В 35 кВ Т-1, Т-2					
	Терминал защиты ввода Т	2	15	24	10
Шкаф Р111. Резервная защита и автоматика ВЛ 110 кВ Поярк.					
	Терминал защиты	2	20	30	10
	Цепи контроля выключателя	1	10	15	10
Шкаф Р15. ПРД АВАНТ 196 кГц Тамб.					
	Устройство УПАСК	2	20	30	10
Шкаф Р14. МКПА с функцией АОСН					
	Терминал МКПА	1	350	350	-
Шкаф Р16. АОПО Тамб.					
	Терминал МКПА	1	350	350	-
Шкаф Р124. ДЗО 110 кВ					
	Терминал ДЗО	2	20	30	10
Шкаф Р13. Основная защита ВЛ 110 кВ Тамб.					
	Терминал основной защиты	1	20	30	10
	Приемо-передатчик основной защиты	1	20	30	10
Шкаф Р12. Резервная защита и автоматика ВЛ 110 кВ Тамб.					
	Терминал защиты	1	20	30	10

шк./яч.	Наименование устройства	Количество	Потребление в дежурном режиме, Вт	Потребление при срабатывании защит, Вт	Потребление по цепям сигнализации в режиме срабатывания, Вт
	Цепи контроля выключателя	1	10	15	10
Шкаф Р7. Основная защита ВЛ 110 кВ РГРЭС					
	Терминал основной защиты	1	20	30	10
	Приемо-передатчик основной защиты	1	20	30	10
Шкаф Р8. Резервная защита и автоматика ВЛ 110 кВ РГРЭС					
	Терминал защиты	1	20	30	10
	Цепи контроля выключателя	1	10	15	10
Шкаф Р100. ЦС					
	Терминал ЦС	1	200	200	30
Шкаф Р112. ОМП ВЛ 110 кВ, 35 кВ					
	Блок ОМП	6	30	30	10
Шкаф Р110. РАС					
	Блок РАС	8	30	30	10
Шкаф Р116. Сервер РЗА					
	Питание ПК	1	200	200	-
БМЗ ЗРУ-10 кВ					
Ячейка 10 кВ					
	Терминал защиты	13	15	24	10
	Блок управления	11	5	37	-
	Дуговая защита	2	60	80	-
P_{Σ}, Вт	-	-	2390	3161	590
I_{Σ}, А	-	-	10,86	14,37	2,68

Суммарный ток потребления в дежурном режиме по цепям оперативного тока составляет 10,86А.

Суммарный ток потребления в аварийном режиме (с учётом запаса при условии срабатывания всех защит):

$I_{\Sigma ав.} = 14,37 + 2,68 = 17,05 А$.

Суммарная нагрузка в аварийном режиме составляет 17,05А.

5.1.17.1.2. **Определение толчковой нагрузки**

На ПС 110 кВ Михайловка устанавливаются выключатели со следующими характеристиками:

- на стороне 110 кВ: ВЭБ-УЭТМ 110

  Iэв=Iэо=2,5А.

- на стороне 35 кВ: ВГБ-УЭТМ-35 УХЛ1

  Iэв=38А, Iэо=2,5А.

- на стороне 10 кВ: ВВ/TEL-10-20

  Iэв=Iэо=1,2А.

Рассмотрим возможные аварийные режимы на подстанции с учётом (при потере питания СН):

Возможны следующие аварийные режимы работы ПС 110 кВ Михайловка:

1. Режим срабатывания дифзащиты трансформатора. При этом происходит отключение выключателей 110 и 35 кВ трансформатора (действие на оба электромагнита отключения), а также вводного выключателя 10 кВ;
2. Режим срабатывания дуговой защиты шин 10 кВ. Производится отключение вводного и секционного выключателей 10 кВ (в предположении, что СВ-10 кВ был включен);
3. Срабатывание устройства АЧР 10 кВ. Может одновременно отключиться до шести выключателей 10 кВ;
4. Включение по ЧАПВ 10 кВ до шести выключателей 10 кВ;
5. Срабатывание защит СВ-110 кВ. Происходит отключение всех выключателей 110 кВ;
6. Срабатывание защит СВ-35 кВ. Происходит отключение всех выключателей 35 кВ;
7. Включение высоковольтного выключателя 35 кВ;
8. Срабатывание устройства АЧР 35 кВ. Может одновременно отключиться до трех выключателей 35 кВ;
9. Включение по ЧАПВ 35 кВ до трех выключателей 35 кВ;

С учётом выбранного оборудования значения толчковой нагрузки для различных режимов будут выглядеть следующим образом (см. таблицу 5.2):

Таблица 5.2. Возможные режимы срабатывания защит в аварийном режиме

№	Описание режимов	Толчковая нагрузка, А
1	Срабатывание дифзащиты трансформатора Т	$2 \cdot 2,5 + 2 \cdot 2,5 + 1,2 = 11,2$
2	Срабатывание дуговой защиты шин 10 кВ	$1,2 + 1,2 = 2,4$
3	Срабатывание устройства АЧР 10 кВ	$1,2 \cdot 6 = 7,2$
4	Включение по ЧАПВ 10 кВ до шести выключателей 10 кВ	$1,2 \cdot 6 = 7,2$
5	Срабатывание защит СВ-110 кВ	$6 \cdot 2 \cdot 2,5 = 30$
6	Срабатывание защит СВ-35 кВ	$6 \cdot 2 \cdot 2,5 = 30$
7	Включение высоковольтного выключателя 35 кВ	38
8	Срабатывание устройства АЧР 35 кВ	$2,5 \cdot 2 \cdot 3 = 15$
9	Включение по ЧАПВ 35 кВ до трёх выключателей 35 кВ	$3 \cdot 38 = 114$

Для уменьшения максимальной величины толчковой нагрузки необходимо, чтобы автоматикой был предусмотрен разброс по времени процесс включения и отключения выключателей, однако расчет далее произведен для наихудшего случая.

Толчковая нагрузка в конце аварийного режима - $I_{НГ_{\Sigma}} = 17,05 + 114 = 131,05A$.

После определения нагрузок можно переходить к выбору источников постоянного оперативного тока =220В.

5.1.17.1.3. **Выбор источников постоянного тока 220 В**

5.1.17.1.3.1. **Расчет емкости аккумуляторных батарей**

На данной подстанции рекомендуется к использованию применение стационарных свинцово-кислотных аккумуляторов OPzS, устанавливаемых на стеллажах в отдельном помещении.

Главным отличительным признаком батарей типа OPzS является конструкция их положительных электродов. Основой или решеткой, так называемой трубчатой пластины, является жесткая свинцовая гребенка, получаемая методом литья под давлением, которая в свою очередь размещается внутри специального защитного чехла, состоящего из полых, соединенных между собой трубок. Каждая такая трубка заполняется активным веществом, образующим рабочую активную массу пластины.

Трубчатый защитный чехол надежно удерживает активный материал положительной пластины, препятствуя его оплыванию и осыпанию на протяжении всего срока эксплуатации аккумуляторного элемента. Вместе с тем материал чехла не создает препятствия ионному обмену между активным веществом пластины и водным раствором серной кислоты (электролитом), то есть не влияет на скорость и эффективность токообразующих химических реакций.

Площадь поверхности реакции положительной трубчатой пластины в несколько раз больше, чем у стандартной намазной пластины при одинаковых геометрических размерах.

Отрицательными электродами в батареях OPzS служат плоские намазные пластины.

Между пластинами противоположной полярности устанавливаются сепараторы. В качестве сепараторов используются листы из микропористого, не проводящего электричество, кислотостойкого и стойкого к окислению материала. Сепараторы имеют ребра с обеих сторон, как со стороны отрицательной, так и со стороны положительной пластины.

Функция сепараторов заключается в электрической изоляции отрицательных и положительных пластин аккумулятора друг от друга, вместе с тем сепараторы не препятствуют миграции ионов электролита между пластинами. Ребра на поверхности сепараторов в аккумуляторах с жидким электролитом обеспечивают более легкий выход на поверхность пузырьков газа, выделяющегося в режиме заряда.

Аккумуляторы серии OPzS выпускаются в диапазоне от 50 до 12000Ач.

Конструктивно они могут изготавливаться в виде 2-х вольтовых элементов от 125 до 12000 Ач, а также блоков с напряжение 6 и 12 Вольт емкостью до 300 Ач.

Аккумуляторы серии Classic OPzS в основном предназначены для параллельно-резервного режима работы, однако допускается их эксплуатация и в циклическом режиме, параметры которого в таком случае рекомендуется согласовать с производителем.

Корпуса аккумуляторов изготавливаются из прозрачного, облегчающего контроль и техническое обслуживание, ударопрочного пластика:

Для 2-х вольтовых элементов емкостью до 3350Ач - материал САН (Стирол Акрилонитрил),

Для блочных аккумуляторов - материал АБС (Акрилонитрил Бутадиен Стирол).

Крышки выполнены из непрозрачного АБС.

Элементы емкостью свыше 3350 Ач изготавливаются в корпусах из эбонита.

На дне корпусов аккумуляторов имеются придонные призмы, на которые опираются пакеты отрицательных и положительных пластин. Кроме того, придонные призмы образуют достаточно большой свободный объем, предотвращающий возникновение короткого замыкания в результате контакта нижних торцов пластин с выпадающим на дно аккумулятора в процессе эксплуатации шламом.

Борны элементов изготавливаются под болтовое соединение.

Элементы и блоки OPzS укомплектовываются керамическими фильтр-пробками. Керамическая фильтр-пробка с одной стороны позволяет газу, выделяющемуся в процессе заряда, свободно вытекать через поры в керамике, с другой стороны она задерживает пары электролита и аэрозоли серной кислоты и защищает аккумуляторный элемент от попадания внутрь внешних искр и воспламенения. Существует также вариант поставки керамических фильтр-пробок, снабженных воронками для удобства обслуживания батареи, то есть доливки дистиллированной воды в аккумуляторные элементы, измерения температуры и плотности электролита без демонтажа пробок.

Аккумуляторы OPzS могут поставляться, как залитыми электролитом, так и сухозаряженными с электролитом в канистрах. В качестве электролита применяется разбавленная серная кислота плотностью 1,24 кг/л.

Применение для отливки решеток пластин сплавов свинца с содержанием сурьмы менее 3% позволило снизить расход воды в ходе эксплуатации батарей OPzS и увеличить интервалы обслуживания до 1 раза в 3-5 лет.

Современные технология и материалы обеспечивают высочайшую надёжность в течение всего срока службы. Срок службы OPzS блоков составляет 15 лет, срок службы элементов OPzS - 20 лет.

Расчетным для выбора АБ является аварийный режим, когда батарея принимает на себя всю аварийную нагрузку. Продолжительность работы АБ в таком режиме – время аварийного разряда - для всех потребителей постоянного тока ПС, кроме средств связи и телемеханики составляет 2 часа.

Характерной величиной для аккумулятора является его емкость, или количество электричества, которое аккумулятор способен отдать при определенных условиях разряда, а именно токе, температуре электролита и предельном напряжении.

Емкость аккумулятора зависит от типа пластин, их размеров и числа, а также от плотности и объема электролита, технического состояния аккумулятора и условий его работы, предшествующих разряду.

Зависимость емкости аккумулятора от температуры объясняется изменением вязкости электролита и скорости диффузии. С повышением температуры уменьшается вязкость, увеличивается скорость диффузии. При понижении, наоборот, скорость диффузии уменьшается, поляризация увеличивается и напряжение аккумулятора снижается быстрее. Для удовлетворительной работы АБ существенно важно, чтобы температура в помещении была в пределах от +10 до +25 $^{\circ}C$. Еще одной характерной величиной для АБ является ее внутреннее сопротивление, которое представляет собой сумму сопротивлений выводных зажимов, межэлементных соединений, электродов, электролита, сепараторов и сопротивления, возникающего в местах соприкосновения электродов с электролитом. Чем больше емкость АБ, тем меньше ее внутреннее сопротивление. С понижением температуры и по мере разряда АБ ее внутреннее сопротивление растет.

При выборе емкости АБ решающим условием является не количество электричества, которое аккумулятор способен отдать в течение расчетного времени, а напряжение на зажимах аккумулятора, определяющее работоспособность приемников энергии.

Заводы – изготовители выключателей 10, 35, 110 кВ в соответствии с ГОСТ изготавливают электромагнитные приводы с отклонением напряжения, для электромагнитов включения, в пределах от 85% до 110%Uном. Таким образом, минимальное напряжение на приводе выключателя для его нормальной работы должно быть не менее 187В.

Емкость аккумуляторной батареи определяется исходя из тока, характера нагрузки и времени резервирования. Расчет емкости основан на методе подобия геометрических фигур. При этом площадь фигуры ограниченная шкалой времени и уровнем тока равна необходимой емкости, которой должна обладать аккумуляторная батарея.

Метод состоит в следующем. Имеется график тока нагрузки в аварийном режиме (Рис. 1). Этот график можно привести к одинаковой по площади фигуре (Рис. 2). Т.к. площади фигур равны, то расчет емкости и определение максимального тока за приведенное время можно рассчитывать по максимальному току за более короткое время (приведенное время).

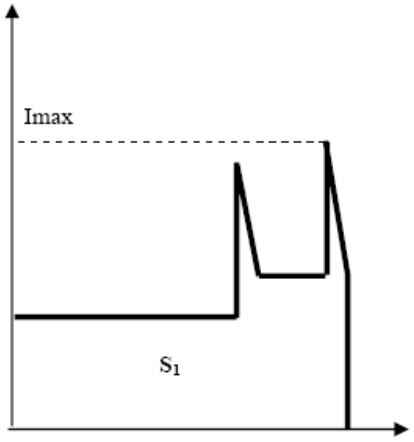


Рис. 1. tавар

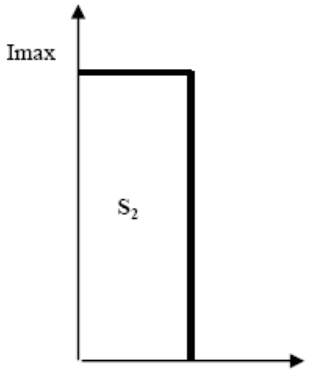


Рис. 2. tрасч

Проверку достаточности выбранной емкости АБ произведём по максимальному толчковому току после двухчасового разряда АБ током аварийного режима.

Эквивалентная емкость рассчитывается по формуле:

$$C_{экв} = (I_{\max} * t_{толч} + I_{уст} * t_{уст}) * K_{емк} \Big/ T_к ,$$

где I_{max}– максимальная толчковая нагрузка, А;

$t_{толч}$– время толчковой нагрузки, час;

$I_{уст}$– установившаяся нагрузка аварийного режима, А;

$t_{уст}$– длительность аварийного режима, час;

$К_{ёмк}$ – коэффициент емкости батареи в конце срока службы (коэффициент старения) равный 1,25 (80% емкости)

Тк – температурный коэффициент емкости равный 0,9.

$$C_{экв} = (131{,}05 \cdot \frac{0{,}1 сек}{3600 сек/ч} + (17{,}05 \cdot 2)) \cdot 1{,}25 \Big/ 0{,}9 = 47{,}412 A \cdot ч .$$

Расчетное эквивалентное время аварийного режима:

$$T_{расч} = \frac{C_{экв}}{I_{\max}} * 60 , \; T_{расч} = \frac{47{,}412}{131{,}05} \cdot 60 = 21{,}707 \text{ мин.}$$

Согласно разрядным характеристикам, в течение 21,707 минут ток в 131,05А при напряжении на элемент Uэ = 1,9 В/эл с учетом запаса обеспечит аккумулятор типа 6 OPzS 300 LA.

Таблица 5.3. Технические данные аккумуляторов OPzS

Тип	Серийный номер	Напряжение, В	Емкость С10 1,8В/эл., 20°С, Ач	Макс, длина (l), мм	Макс, ширина (b/w), мм	Макс, высота (h*), мм	Монтажная длина (B/L) мм	Вес с электролитом, кг	Вес электролита**, кг	Внутреннее сопротивление, мОм	Ток короткого замыкания, А	Тип вывода	Количество пар полюсов
2 OPzS 100 LA	NVZS020100WC0FA	2	125	105	208	405	115	13,7	5,2	1,45	1400	F-M8	1
3 OPzS 150 LA	NVZS020150WC0FA	2	165	105	208	405	115	15,2	5,0	1,05	1950	F-M8	1
4 OPzS 200 LA	NVZS020200WC0FA	2	210	105	208	405	115	16,6	4,6	0,83	2450	F-M8	1
5 OPzS 250 LA	NVZS020250WC0FA	2	260	126	208	405	136	20,0	5,8	0,72	2850	F-M8	1
6 OPzS 300 LA	NVZS020300WC0FA	2	310	147	208	405	157	23,3	6,9	0,63	3250	F-M8	1
5 OPzS 350 LA	NVZS020350WC0FA	2	380	126	208	520	136	26,7	8,1	0,63	3250	F-M8	1
6 OPzS 420 LA	NVZS020420WC0FA	2	455	147	208	520	157	31,0	9,3	0,56	3650	F-M8	1

Таблица 5.4. Разрядные характеристики АБ

Разрядный ток, А. Конечное напряжение 1,9 В/элемент, при 20ºС														
Тип	**минуты**					**часы**								
	3	10	15	20	30	1	1,5	2	3	4	5	8	10	20
6 OPzS 300 LA	151	151	145	137	130	108	91,7	80,4	62,9	52,3	45,4	32,8	27,0	14,9

5.1.17.1.3.2. **Расчет зарядного устройства**

Номинальный ток зарядного устройства рассчитывается как сумма тока 10-и часового разряда батареи (0,1*С10) и тока нагрузки в нормальном режиме:

$$I_{зар.АБ} = 0{,}1 \cdot C_{10} = 0{,}1 \cdot 300 = 30A;$$

$$I_{ЗВУ} = 0{,}1 \cdot C_{10} + I_{нагр.норм.реж.} = 30 + 10{,}86 = 40{,}86A.$$

Выбираем зарядное устройство с ближайшим большим номинальным значением тока (60А).

Таблица 5.5. Общие технические характеристики ЗУ

Параметр	Ед. изм.	Значение параметра
1	2	3
Система питания от сети		3 - фазная без N
Входное линейное напряжение	В	380 ±15 %
Частота питающей сети	Гц	50 ± 5 %
Номинальное выходное напряжение	В	220
Диапазон регулирования выходного напряжения:	В	150 - 270
Стабильность выходного напряжения при ± 10 % колебаниях сетевого напряжения и 10-100 % изменениях нагрузки	%	< 0,5
Пульсации выходного напряжения при работе на активную нагрузку с отключенной аккумуляторной батареей	%	< 1
Длительный ток нагрузки	А	25\40\60\80\100\150\200

Параметр	Ед. изм.	Значение параметра
Ограничение выходного тока	%	105
Вольтамперная характеристика		UI (IU)
Коэффициент полезного действия	%	> 85
Вид конструкции		Шкаф
Цвет корпуса		RAL 7035
Способ обслуживания		Односторонний
Степень защиты, по ГОСТ 14254-80		IP20
Охлаждение		Естественная вентиляция
Режим работы		непрерывный
Рабочий диапазон температур	°С	0 - 45
Влажность окружающей среды (без конденсации)	%	< 95
Высота над уровнем моря	м	< 1000
Габаритные размеры высота, ширина, глубина	мм	2000, 800, 600
Срок службы	лет	Не менее 20

Функциональные особенности:

- компенсация выходного напряжения в зависимости от температуры содержания АБ;
- аварийная сигнализация;
- средства измерения напряжения и токов нагрузки;
- разъемы подключения внешней сигнализации;
- контроль минимального и максимального напряжений;
- контроль сопротивления изоляции полюсов;
- устройство мониторинга (опция, устанавливается по дополнительному заказу).

ВЕДОМОСТЬ ДЕМОНТАЖНЫХ РАБОТ. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

№ п/п	Наименование работы по демонтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Кол.	Масса ед., кг
	ОРУ-110 кВ			
1	Ограничитель перенапряжений 110 кВ	шт.	3	55
2	Заземлитель нейтрали силового трансформатора	шт.	1	50
3	Гибкая ошиновка	Пролет 3-х ф.	30	1,2
4	Гибкая ошиновка	Спуски, перемычки 3-х ф.	30	1,2
5	Силовой трансформатор 110 кВ (повторный монтаж на I п.к.)	шт.	1	33100
	ОРУ-35 кВ			
6	Разъединитель 35 кВ (на портале трансформатора)	шт.	1	180
7	Ограничитель перенапряжений 35 кВ	шт.	3	20
8	Гибкая ошиновка	пролет	5	0,5
9	Гибкая ошиновка	Спуски, перемычки 3-х ф.	5	0,5
	РУ 10 кВ			
10	Трансформаторы собственных нужд 10/0,4 кВ	шт.	2	800
11	Слив масла с трех полюсов с выключателей	кг.	450 (275 с 1 трансформатора)	-
12	Ячейки 10 кВ	шт.	20	600
13	Гибкая ошиновка	пролет	10	0,5
14	Кабельные линии 10 кВ	м	2000	15
	Демонтаж оборудования временной схемы электроснабжения			
15	**Демонтаж ячеек временного подключения КРУ 10 кВ в составе:**	-	-	-
15.1	Демонтаж: ячейки КРН 10 кВ (повторное использование)	шт.	6	800
16	**Демонтаж узлов временного подключения КРУ 10 кВ:**	-	-	
17	Демонтаж подсыпки из ПГС для установки КРН 10 кВ (7,5х3х0,5 м)	м³	11,96	

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
Разраб.		Андреев			11.20
Проверил		Бучинский			11.20
Н.контр.		Тюкавкин			11.20

3041-136-ЭП.ВДР1

Ведомость объемов демонтажных работ. 1 этап реконструкции

Стадия	Лист	Листов
П	1	2

Проектный центр
ООО «Техно Базис»

№ п/п	Наименование работы по демонтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Кол.	Масса ед., кг
18	Демонтаж одностоечных промежуточных повышенных ж/б опор ВЛ 10 кВ с надставкой	шт.	1	
19	Демонтаж двухстоечных угловых промежуточных повышенных ж/б опор ВЛ 10 кВ с надставкой	шт.	1	
20	Демонтаж 3 проводов ВЛ 10 кВ (СИП-3 1х50)	км	0,08	
21	Демонтаж дополнительных металлоконструкций на портале и опорах	кг	20	
22	Демонтаж стеклянных изоляторов ШС-10	шт.	10	
23	Демонтаж кабель контрольный по установленным конструкциям и лоткам с креплением по всей длине, масса 1 м кабеля: до 1 кг	м	100	
24	Демонтаж: кабель до 1 кВ по конструкциям и лоткам с креплением по всей длине, масса 1 м кабеля: до 1 кг	м	50	
25	Демонтаж: кабель до 1 кВ по опорам, масса 1 м кабеля: до 1 кг	м	20	
26	Демонтаж: кабель до 10 кВ по конструкциям и лоткам с креплением по всей длине, масса 1 м кабеля: до 1 кг	м	100	
РУ 0,4 кВ				
27	Панели СН 0,4 кВ	шт.	3	300
28	Кабельные линии 0,4 кВ	м	1000	5
29	Светильник внутреннего освещения	шт.	20	5
30	Обогреватели электрические	шт.	10	2
31	Щитки отопления, вентиляции и освещения (щит управления, обогрева и т.д.)	шт.	20	30
32	Шкафы наружного исполнения на ОРУ 110 кВ	шт.	2	50
33	Кабеленесущие конструкции (полки, стойки и т.д.)	шт.	30	10
34	Полоса заземления	м	1100	1,57

ВЕДОМОСТЬ ДЕМОНТАЖНЫХ РАБОТ. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

№ п/п	Наименование работы по демонтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Кол.	Масса ед., кг
	ОРУ-110 кВ			
1	Масляный баковый выключатель 110 кВ со встроенными трансформаторами тока	шт.	3	10800
2	Слив масла с трех полюсов с выключателей	кг.	24000 (8000 с 1 выключателя)	-
3	Разъединитель 110 кВ	шт.	5	800
4	ВЧ-заградитель	шт.	5	200
5	Конденсатор связи	шт.	5	140
6	Фильтр присоединения	шт.	5	5
7	Заземляющий нож конденсатора связи	шт.	5	5
8	Заземлитель нейтрали силового трансформатора	шт.	1	50
9	Гибкая ошиновка	Пролет 3-х ф.	20	1,2
10	Гибкая ошиновка	Спуски, перемычки 3-х ф.	30	1,2
11	Силовой трансформатор 110 кВ (повторный монтаж на II п.к.)	шт.	2	50900
	ОРУ-35 кВ			
12	Масляный баковый выключатель 35 кВ со встроенными трансформаторами тока	шт.	1	1100
13	Слив масла с трех полюсов с выключателей	кг.	300 (300 с 1 выключателя)	-
14	Разъединитель 35 кВ	шт.	2	180
15	Разъединитель 35 кВ (на портале трансформатора)	шт.	1	180
16	Ограничитель перенапряжений 35 кВ	шт.	3	20
17	Конденсатор связи	шт.	2	106
18	Фильтр присоединения	шт.	2	5
19	Заземляющий нож конденсатора связи	шт.	2	5

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
Разраб.		Андреев			11.20
Проверил		Бучинский			11.20
Н.контр.		Тюкавкин			11.20

3041-136-ЭП.ВДР2

Ведомость объемов демонтажных работ. 2 этап реконструкции

Стадия	Лист	Листов
Р	1	2

Проектный центр
ООО «Техно Базис»

№ п/п	Наименование работы по демонтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Кол.	Масса ед., кг
20	ВЧ-заградитель	шт.	2	30
21	Гибкая ошиновка	пролет	3	1
22	Гибкая ошиновка	Спуски, пере-мычки 3-х ф.	4	1
РУ 10 кВ				
23	Гибкая ошиновка	пролет	20	0,5
24	Кабельные линии 10 кВ	м	300	15
25	Блок кабельных муфт БКМ-10	шт.	1	100
РУ 0,4 кВ				
26	Кабельные линии 0,4 кВ	м	3000	5
27	Шкафы наружного исполнения на ОРУ 110 кВ	шт.	5	50
28	Шкафы наружного исполнения на ОРУ 35 кВ	шт.	4	50
29	Кабеленесущие конструкции (полки, стойки и т.д.)	шт.	50	10
30	Полоса заземления	м	1500	1,57

ВЕДОМОСТЬ ДЕМОНТАЖНЫХ РАБОТ. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

№ п/п	Наименование работы по демонтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Кол.	Масса ед., кг
	ОРУ-110 кВ			
1	Масляный баковый выключатель 110 кВ со встроенными трансформаторами тока	шт.	2	10800
2	Слив масла с трех полюсов с выключателей	кг.	16000 (8000 с 1 выключателя)	-
3	Разъединитель 110 кВ	шт.	4	800
4	Трансформатор напряжения 110 кВ	шт.	3	850
5	Трансформатор тока 110 кВ	шт.	3	50
6	Ограничитель перенапряжений 110 кВ	шт.	3	55
7	ВЧ-заградитель	шт.	3	200
8	Конденсатор связи	шт.	3	140
9	Фильтр присоединения	шт.	3	5
10	Заземляющий нож конденсатора связи	шт.	3	5
11	Гибкая ошиновка	Пролет 3-х ф.	20	1,2
12	Гибкая ошиновка	Спуски, перемычки 3-х ф.	20	1,2
	ОРУ-35 кВ			
13	Масляный баковый выключатель 35 кВ со встроенными трансформаторами тока	шт.	4	1100
14	Слив масла с трех полюсов с выключателей	кг.	1200 (300 с 1 выключателя)	-
15	Трансформатор тока 35 кВ	шт.	2	400
16	Разъединитель 35 кВ	шт.	9	180
17	Ограничитель перенапряжений 35 кВ	шт.	6	20
18	Трансформатор напряжения 35 кВ	шт.	1	250
19	Конденсатор связи	шт.	1	106
20	Фильтр присоединения	шт.	1	5
21	Заземляющий нож конденсатора связи	шт.	4	5

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
Разраб.		Андреев			11.20
Проверил		Бучинский			11.20
Н.контр.		Тюкавкин			11.20

3041-136-ЭП.ВДР3

Ведомость объемов демонтажных работ. 3 этап реконструкции

Стадия	Лист	Листов
Р	1	2

Проектный центр
ООО «Техно Базис»

№ п/п	Наименование работы по демонтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Кол.	Масса ед., кг
			1	
22	ВЧ-заградитель	шт.	1	30
23	Гибкая ошиновка	пролет	4	1
24	Гибкая ошиновка	Спуски, пере-мычки 3-х ф.	15	1
РУ 0,4 кВ				
25	Кабельные линии 0,4 кВ	м	2000	5
26	Шкафы наружного исполнения на ОРУ 110 кВ	шт.	5	50
27	Шкафы наружного исполнения на ОРУ 35 кВ	шт.	2	50
28	Кабеленесущие конструкции (полки, стойки и т.д.)	шт.	60	10
29	Полоса заземления	м	1200	1,57

№ п.п.	Наименование работы по монтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Общее кол-во	Масса ед., кг
	ОРУ 110 кВ			
1	**Монтаж блока(ов) 110 кВ Шо в составе:**	**-**	**-**	**-**
1.1	Монтаж: опорная металлоконструкция	шт.	1	250
1.2	Монтаж: шинная опора 110 кВ в комплекте с арматурой для крепления одного провода в фазу АС-120/19	шт.	3	41
2	**Монтаж блока(ов) 110 кВ ШоОПН в составе:**	**-**	**-**	**-**
2.1	Монтаж: опорная металлоконструкция	шт.	1	220
2.2	Монтаж: ограничитель перенапр. 110 кВ в комплекте с системой мониторинга	шт.	3	40
2.3	Монтаж: шинная опора 110 кВ в комплекте с арматурой для крепления одного провода в фазу АС-120/19	шт.	3	41
3	**Монтаж блока(ов) 110 кВ ЗОН и ОПН в составе:**	**-**	**-**	**-**
3.1	Монтаж: опорная металлоконструкция	шт.	1	80
3.2	Монтаж: заземлитель 110 кВ	шт.	1	80
3.3	Монтаж: ограничитель перенапряжения 110 кВ в нейтрали силового трансформатора в комплекте с системой мониторинга	шт.	1	40
	Арматура, материалы и изделия:			
4	Монтаж: зажим ответвительный прессуемый	шт.	6	0,17
5	Монтаж: зажим аппаратный прессуемый	шт.	8	0,274
6	Монтаж: провод АС-120/19 в том числе: спусков, петель и перемычек (3-х фазный комплект)	шт.	1 спуск, 1 перемыч-ка	-
6.1	Монтаж: пролёт (3-х фазный комплект)	шт.	1	-
	ОРУ 35 кВ			
7	**Монтаж блока(ов) 35 кВ блок-35-КмОПН-2,5-1,0 в составе:**	**-**	**-**	**-**
7.1	Монтаж: опорная металлоконструкция	шт.	2	150
7.2	Монтаж: ограничитель перенапряжений 35 кВ	шт.	6	29
7.3	Монтаж: кабельная муфта 1ПКНТ-35-70/120(Б)	шт.	6	5
	Арматура, материалы и изделия:			
8	Монтаж: зажим аппаратный прессуемый	шт.	9	0,142
9	Монтаж: зажим ответвительный прессуемый	шт.	9	0,17

№ п.п.	Наименование работы по монтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Общее кол-во	Масса ед., кг
10	Монтаж: провод АС-120/19 в том числе: спусков, петель и перемычек (3-х фазный комплект)	шт.	2 спус-ка	-
	РУ 10 кВ			
11	**Монтаж блока(ов) 10 кВ ШоОПН-2,5-0,6 в составе:**	**-**	**-**	**-**
11.1	Монтаж: опорная металлоконструкция	шт.	1	150
11.2	Монтаж: изолятор опорный полимерный 20 кВ	шт.	3	25
11.3	Монтаж: ограничитель перенапряжений 10 кВ	шт.	3	3
12	**Монтаж блока(ов) 10 кВ Шо-2,5-0,6 в составе:**	**-**	**-**	**-**
12.1	Монтаж: опорная металлоконструкция	шт.	**12**	115
12.2	Монтаж: изолятор опорный полимерный 20 кВ	шт.	**36**	25
13	**Монтаж ЗРУ 10 кВ в составе:**	**-**	**-**	**-**
13.1	Монтаж: блочно-модульное здание ЗРУ-10 кВ	шт.	1	18000
13.2	Монтаж: ячейки КРУ 10 кВ	шт.	14	14000
14	**Монтаж КТП с трансформатором собственных нужд ТМ-160/10/0,4**	**шт.**	**2**	**1500**
	Арматура, материалы и изделия:			
15	Монтаж на портале: изолятор опорный полимерный 20 кВ	шт.	15	25
16	Монтаж на портале: ограничитель перенапряжений 10 кВ	шт.	15	3
17	Монтаж: зажим аппаратный прессуемый	шт.	6	0,514
18	Монтаж: шина алюминиевая	м	30	1,3
18.1	Монтаж: пролёт (3-х фазный комплект)	шт.	11	-
19	Монтаж: провод АС-240/32 в том числе: спусков, петель и перемычек (3-х фазный комплект)	шт.	2 спуска, 2 пере-мычки	-
	Монтаж оборудования временной схемы электроснабжения			
20	**Монтаж ячеек временного подключения КРУ 10 кВ в составе:**	**-**	**-**	**-**
20.1	Монтаж: ячейки КРН 10 кВ (существующее оборудование со склада)	шт.	6	800
21	**Монтаж узлов временного подключения КРУ 10 кВ:**	**-**	**-**	
22	Устройство подсыпки из ПГС для установки КРН 10 кВ (7,5х3х0,5 м)	м³	11,96	
23	Установка одностоечных промежуточных повышенных ж/б опор ВЛ 10 кВ с надставкой	шт.	1	

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

1	-	Зам.	12-2		12.20
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
Разраб.		Андреев			11.20
Н.контр		Бучинский			11.20
ГИП		Тюкавкин			11.20

3041-136-ЭП.ВМР1

Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД

Подраздел 1. Электрооборудование первичное

Стадия	Лист	Листов
П	1	3

Ведомость объемов монтажных работ. 1 этап реконструкции

Проектный центр ООО "Техно Базис"

№ п.п.	Наименование работы по монтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Общее кол-во	Масса ед., кг
24	Установка двухстоечных угловых промежуточных повышенных ж/б опор ВЛ 10 кВ с надставкой	шт.	1	
25	Монтаж 3 проводов ВЛ 10 кВ (СИП-3 1х50)	м	80	
26	Монтаж дополнительных металлоконструкций на портале и опорах	кг	20	
27	Установка стеклянных изоляторов ШС-10	шт.	10	
28	Прокладка: кабель контрольный по установленным конструкциям и лоткам с креплением по всей длине, масса 1 м кабеля: до 1 кг	м	100	
29	Прокладка: кабель до 1 кВ по конструкциям и лоткам с креплением по всей длине, масса 1 м кабеля: до 3 кг	м	50	
30	Подвеска: кабель до 1 кВ по опорам, масса 1 м кабеля: до 3 кг	м	20	
31	Прокладка: кабель до 10 кВ по конструкциям и лоткам с креплением по всей длине, масса 1 м кабеля: до 2 кг	м	100	
32	Монтаж: концевая термоусаживаемая муфта 10 кВ	шт.	10	
33	Присоединение к зажимам жил до 25 мм²	шт	8	
34	Присоединение к зажимам жил до 50 мм²	шт	30	
	РУ 0,4 кВ			
35	Монтаж: шкаф дутья и РПН силовых трансформаторов	шт.	1	80
36	Монтаж: шкаф сварки	шт.	1	80
37	Монтаж: ящик управления рабочим / дежурным освещением.	шт.	1	10
38	Монтаж: светильник прожектор	шт.	7	10,5
	Кабельное хозяйство			
39	Прокладка: кабель до 35 кВ по установленным конструкциям и лоткам с креплением по всей длине, масса 1 м кабеля: до 1 кг	м	2000	
40	Прокладка: кабель до 35 кВ по установленным конструкциям и лоткам с креплением по всей длине, масса 1 м кабеля: до 2 кг	м	620	
41	Прокладка: кабель проложенный в металлорукавах и гофрах	м	700	
42	Присоединение к зажимам жил до 2,5 мм2	шт	80	
43	Присоединение к зажимам жил до 6 мм2	шт	55	
44	Присоединение к зажимам жил до 35 мм2	шт	40	
45	Присоединение к зажимам жил до 150 мм2	шт	20	
46	Присоединение к зажимам жил до 240 мм2	шт	16	
47	Заделка концевая сухая сечением жилы до 120 мм2	шт	30	
48	Монтаж: Заделка концевая сухая сечением жилы до 240 мм2	шт	4	
49	Монтаж: концевая термоусаживаемая муфта 10 кВ	шт.	5	1,19
50	Монтаж: Провод монтажный, сеч. 1х4 мм2	м	30	0,0511
51	Монтаж: Провод монтажный гибкий, сеч. 1х25 мм2	м	30	0,28
52	Монтаж: Провод монтажный гибкий, сеч. 1х25 мм2	м	5	0,28
53	Монтаж: Пружина постоянного давления для металлорукава гибкого.	шт.	20	
54	Монтаж: Хомут заземления металлорукава, d = 10 - 48 мм	шт.	50	
55	Монтаж: Бирка кабельная (квадратная)	шт.	100	-
56	Монтаж: Бирка кабельная (треугольная)	шт.	100	-
57	Монтаж: Стяжка стальная крепежная	шт.	100	-
58	Монтаж: Лоток неперфорированный Стандарт	м	100	4,39
59	Монтаж: Лоток неперфорированный Стандарт	м	100	5,2
60	Монтаж: Горизонтальный угол, 90х500, h=100, s=1,2	шт	25	4,97
61	Монтаж: Горизонтальный угол, 90х300, h=100, s=1,2	шт	25	2,84
62	Монтаж: Т-образный ответвитель VS 300, h=100, s=1,2	шт	15	1,28
63	Монтаж: Горизонтальный угол , 300, h=100, s=1,2	шт	1	4,97
64	Монтаж: Фланец соединительный Стандарт: 300, h-100/s-1,2	шт	1	1,25
65	Монтаж: Горизонтальный угол, 300, h=100, s=1,2	шт	1	4,97
66	Монтаж: Неперфорированный лоток: Р 60-50 С	шт	20	6,4
67	Монтаж: Стойка консоли: КЧЮ 60-05 Ф	шт	34	1,8
68	Монтаж: Консоль: К2В Ф	шт	34	1,6
69	Монтаж: Вертикальный угол лотка: РВБ 60-50	шт	2	3,2
70	Монтаж: Соединительная пластина, LCP h>50/s-1,5	шт	250	0,23
71	Монтаж: Винт с полукруглой головкой М6 х 20	шт	2000	0,007
72	Монтаж: Шайба	шт	2000	0,01
73	Монтаж: Гайка с прессшайбой М6	шт	2000	0,01
74	Монтаж: Шина алюминиевая 80х6	м	10	1,3
	Заземление, молниезащита			
75	Монтаж: Сталь полосовая	м	1100	1,57
76	Монтаж: Сталь круглая оцинкованная	шт.	15	9,99
77	Покрытие металлоконструкций: Грунтовка (площадью - 2 м2)	шт.	5	-
78	Покрытие металлоконструкций: Эмаль (площадью - 2 м2)	шт.	5	-
79	Дюбель-гвоздь	шт.	20	-
80	Покрытие металлоконструкций: Цинконаполненная антикоррозионная композиция (площадью - 2 м2)	кг.	5	-
81	Покрытие металлоконструкций: Антикоррозионная алюминий наполненная краска (площадью - 2 м2)	кг.	5	-

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

1	-	Зам.	12-2		12.20	3041-136-ЭП.ВМР1
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	

Лист 2

№ п.п.	Наименование работы по монтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Общее кол-во	Масса ед., кг
82	Покрытие металлоконструкций: Битумный лак (площадью - 2 м2)	кг.	5	-
83	Разработка грунта в траншеях экскаватором	м3	250	-
84	Засыпка грунтом траншеи бульдозером	м3	250	-
85	Уплотнение грунта пневматическими трамбовками	м3	250	-

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

1	-	Зам.	12-2		12.20	3041-136-ЭП.ВМР1	Лист 3
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата		

№ п.п.	Наименование работы по монтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Общее кол-во	Масса ед., кг
	ОРУ 110 кВ			
1	**Монтаж блока(ов) 110 кВ РОТн в составе:**	-	-	-
1.1	Монтаж: Опорная металлоконструкция	шт.	1	360
1.2	Монтаж: Трансформатор напряжения 110 кВ	шт.	3	340
1.3	Монтаж: Ограничитель перенапр. 110 кВ в комплекте с системой монито-ринга	шт.	3	40
1.4	Монтаж: Разъединитель трёхполюсный 110 кВ с двумя компл. заз. ножей	шт.	1	1060
2	**Монтаж блока(ов) 110 кВ ШоОПН в составе:**	-	-	-
2.1	Монтаж: Опорная металлоконструкция	шт.	1	220
2.2	Монтаж: Ограничитель перенапряжения 110 кВ в комплекте с системой мониторинга	шт.	3	40
2.3	Монтаж: Шинная опора 110 кВ в комплекте с арматурой для крепления одного провода в фазу АС-120/19	шт.	3	41
3	**Монтаж блока(ов) 110 кВ ЗОН и ОПН в составе:**	-	-	-
3.1	Монтаж: Опорная металлоконструкция	шт.	1	80
3.2	Монтаж: Заземлитель 110 кВ	шт.	1	80
3.3	Монтаж: Ограничитель перенапряжения 110 кВ в нейтрали силового трансформатора в комплекте с системой мониторинга	шт.	1	40
4	**Монтаж блока(ов) 110 кВ Шо в составе:**	-	-	-
4.1	Монтаж: Опорная металлоконструкция	шт.	6	220
4.2	Монтаж: Шинная опора 110 кВ в комплекте с арматурой для крепления одного провода в фазу АС-120/19	шт.	18	41
5	**Монтаж блока(ов) 110 кВ Шо в составе:**	-	-	-
5.1	Монтаж: Опорная металлоконструкция	шт.	3	220
5.2	Монтаж: Шинная опора 110 кВ в комплекте с шинодержателем для жёст-кой ошиновки (О 105х5 мм)	шт.	9	41
6	**Монтаж блока(ов) 110 кВ КС-ОП в составе:**	-	-	-
6.1	Монтаж: Опорная металлоконструкция	шт.	5	150
6.2	Монтаж: Конденсатор связи 110 кВ с контактным выводом и изолирующей подставкой	шт.	5	65
6.3	Монтаж: Разъединитель однополюсный 10 кВ	шт.	5	6,3
6.4	Монтаж: Фильтр присоединения	шт.	5	5
6.5	Монтаж: Сталь тонколистовая оцинкованная	шт.	5	0,3
7	**Монтаж выключателя 110 кВ в составе:**	**шт.**	3	2660
7.1	Монтаж: Опорная металлоконструкция	шт.	3	600
8	**Монтаж разъединителя 110 кВ с 2-мя заз. ножами в составе:**	**шт.**	3	1460
8.1	Монтаж: Опорная металлоконструкция	шт.	3	400
9	**Монтаж разъединителя 110 кВ с 1-им заз. ножом в составе:**	**шт.**	3	1260
9.1	Монтаж: Опорная металлоконструкция	шт.	3	400
10	**Монтаж ВЧ-заградителя 110 кВ**	**шт.**	5	146
	Арматура, материалы и изделия:			
11	Монтаж: Зажим ответвительный прессуемый	шт.	8	0,17
12	Монтаж: Зажим аппаратный прессуемый	шт.	104	0,274
13	Монтаж: провод АС-120/19 в том числе: спусков, петель и перемычек (3-х фазный комплект)	шт.	6 спуск, 3 перемыч-ка	-
13.1	Монтаж: пролёт (3-х фазный комплект)	шт.	3	-
14	Монтаж: Ошиновка жесткая 110 кВ	м	130	-
15	Монтаж: Узел крепления	шт.	10	0,44
16	Монтаж: Изолятор полимерный линейный подвесной 110 кВ	шт.	10	3,6
17	Монтаж: Зажим натяжной болтовой	шт.	10	1,87
18	Монтаж: Звено промежуточное	шт.	10	0,7
19	Монтаж: Звено промежуточное	шт.	10	1,91
20	Монтаж: Зажим поддерживающий	шт.	10	5,3
21	Монтаж: Звено промежуточное	шт.	10	0,47
22	Монтаж: Звено промежуточное	шт.	5	0,462
23	Монтаж: Серьга	шт.	10	0,3
24	Монтаж: Скоба	шт.	10	0,38
25	Монтаж: Уголок стальной равнополочный	шт.	10	7,36
26	Монтаж: Шина алюминиевая	м	5	0,203

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
Разраб.		Андреев			11.20
Н.контр		Бучинский			11.20
ГИП		Тюкавкин			11.20

3041-136-ЭП.ВМР2

Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД

Подраздел 1. Электрооборудование первичное

Стадия	Лист	Листов
Р	1	3

Ведомость объемов монтажных работ. 2 этап реконструкции

Проектный центр ООО "Техно Базис"

№ п.п.	Наименование работы по монтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Общее кол-во	Масса ед., кг
27	Монтаж: Уголок стальной	м	5	0,6
	ОРУ 35 кВ			
28	**Монтаж блока(ов) 35 кВ КмОПН**-2,5-1,0 **в составе:**	-	-	-
28.1	Монтаж: Опорная металлоконструкция	шт.	1	150
28.2	Монтаж: Ограничитель перенапряжений 35 кВ	шт.	3	29
28.3	Монтаж: Кабельная муфта 35 кВ	шт.	3	5
29	**Монтаж блока(ов) 35 кВ Шо**-3,6-1,0 **в составе:**	-	-	-
29.1	Монтаж: Опорная металлоконструкция	шт.	2	250
29.2	Монтаж: Шинная опора 35 кВ	шт.	6	7,6
30	**Монтаж блока(ов) 35 кВ Шо**-2,5-1,0 **в составе:**	-	-	-
30.1	Монтаж: Опорная металлоконструкция	шт.	1	250
30.2	Монтаж: Шинная опора 35 кВ	шт.	3	7,6
31	**Монтаж блока(ов) 35 кВ ШоРВР**-2,15-1,0 **в составе:**	-	-	-
31.1	Монтаж: Выключатель элегазовый баковый 35 кВ	шт.	1	650
31.2	Монтаж: Разъединитель трёхполюсный 35 кВ с двумя компл. заз. ножей	шт.	1	150
31.3	Монтаж: Разъединитель трёхполюсный 35 кВ с одним компл. заз. ножей	шт.	1	130
31.4	Монтаж: Шинная опора 35 кВ	шт.	3	7,6
32	**Монтаж блока(ов) 35 кВ РОПНШоПТн**-2,15-1,0 **в составе:**	-	-	-
32.1	Монтаж: Опорная металлоконструкция	шт.	1	650
32.2	Монтаж: Трансформатор напряжения 35 кВ	шт.	1	250
32.3	Монтаж: Ограничитель перенапряжений 35 кВ	шт.	3	29
32.4	Монтаж: Разъединитель трёхполюсный 35 кВ с двумя компл. заз. ножей	шт.	1	150
32.5	Монтаж: Предохранитель 35 кВ	шт.	3	5
32.6	Монтаж: Шина алюминиевая	м	5	1,3
33	**Монтаж блока(ов) 35 кВ РВРКМ** -2,15-1,0 **в составе:**	-	-	-
33.1	Монтаж: Опорная металлоконструкция	шт.	1	650
33.2	Монтаж: Выключатель элегазовый баковый 35 кВ	шт.	1	650
33.3	Монтаж: Разъединитель трёхполюсный 35 кВ с двумя компл. заз. ножей	шт.	1	150
33.4	Монтаж: Разъединитель трёхполюсный 35 кВ с одним компл. заз. ножей	шт.	1	130
33.5	Монтаж: Шина алюминиевая	м	5	1,3
33.6	Монтаж: Концевая термоусаживаемая муфта 35 кВ	шт.	3	5
33.7	Монтаж: Ограничитель перенапряжений 35 кВ	шт.	3	29
34	**Монтаж блока(ов) 35 кВ РВР** -2,15-1,0 **в составе:**	-	-	-

№ п.п.	Наименование работы по монтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Общее кол-во	Масса ед., кг
34.1	Монтаж: Опорная металлоконструкция	шт.	1	700
34.2	Монтаж: Выключатель элегазовый баковый 35 кВ	шт.	1	650
34.3	Монтаж: Разъединитель трёхполюсный 35 кВ с двумя компл. заз. ножей	шт.	2	150
35	**Монтаж блока(ов) 35 кВ Кс**-2,5-0,0 **в составе:**	-	-	-
35.1	Монтаж: Опорная металлоконструкция	шт.	2	100
35.2	Монтаж: Конденсатор связи 35 кВ с контактным выводом и изолирующей подставкой	шт.	2	24
35.3	Монтаж: Разъединитель однополюсный 10 кВ	шт.	2	6,3
35.4	Монтаж: Сталь тонколистовая оцинкованная	шт.	2	0,3
36	**Монтаж ВЧ-заградителя 35 кВ**	**шт.**	2	88
	Арматура, материалы и изделия:			
37	Монтаж: Зажим аппаратный прессуемый	шт.	69	0,142
38	Монтаж: Зажим ответвительный прессуемый	шт.	5	0,17
39	Монтаж: провод АС-120/19 в том числе: спусков, петель и перемычек (3-х фазный комплект)	шт.	3 спуск, 3 перемыч-ка	-
39.1	Монтаж: пролёт (3-х фазный комплект)	шт.	4	-
40	Монтаж: Ошиновка жёсткая 35 кВ, УХЛ1	м	60	-
41	Монтаж: Уголок стальной равнополочный	шт.	2	4,52
42	Монтаж: Узел крепления	шт.	4	0,44
43	Монтаж: Изолятор полимерный 35 кВ	шт.	2	1,57
44	Монтаж: Скоба	шт.	2	0,38
45	Монтаж: Зажим натяжной болтовой	шт.	2	1,87
46	Монтаж: Звено промежуточное	шт.	2	0,7
47	Монтаж: Звено промежуточное	шт.	2	1,91
48	Монтаж: Зажим поддерживающий	шт.	2	5,3
49	Монтаж: Серьга	шт.	2	0,3
50	Монтаж: Звено промежуточное	шт.	2	0,47
51	Монтаж: Звено промежуточное	шт.	2	0,462
	РУ 10 кВ			
52	**Монтаж блока(ов) 10 кВ ШоОПН**-2,5-0,6 **в составе:**	-	-	-
52.1	Монтаж: Опорная металлоконструкция	шт.	1	150
52.2	Монтаж: Изолятор опорный полимерный 20 кВ	шт.	3	25
52.3	Монтаж: Ограничитель перенапряжений 10 кВ	шт.	3	3
53	**Монтаж блока(ов) 10 кВ Шо**-2,5-0,6 **в составе:**	-	-	-

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

№ п.п.	Наименование работы по монтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Общее кол-во	Масса ед., кг
53.1	Монтаж: Опорная металлоконструкция	шт.	9	115
53.2	Монтаж: Изолятор опорный полимерный 20 кВ	шт.	27	25
	Арматура, материалы и изделия:			
54	Монтаж: Зажим аппаратный прессуемый	шт.	6	0,514
55	Монтаж: Шина алюминиевая	м	10	1,3
56	Монтаж: провод АС-240/32 в том числе: спусков, петель и перемычек (3-х фазный комплект)	шт.	3 спуск, 2 перемыч-ка	-
56.1	Монтаж: пролёт (3-х фазный комплект)	шт.	12	-
	РУ 0,4 кВ			
57	Монтаж: Шкаф питания и обогрева выключателей 110 кВ	шт.	1	80
58	Монтаж: Шкаф питания и обогрева выключателей 35 кВ	шт.	1	80
59	Монтаж: Шкаф сварки	шт.	1	80
60	Монтаж: Щит собственных нужд 0,4 кВ распределения нагрузки: 1СН, 2СН, 4СН, 5СН.	шт.	4	300
61	Монтаж: Щит собственных нужд 0,4 кВ распределения нагрузки: 3СН.	шт.	1	300
62	Монтаж: Светильник прожектор	шт.	4	10,5
	Кабельное хозяйство			
63	Прокладка: кабель до 35 кВ по установленным конструкциям и лоткам с креплением по всей длине, масса 1 м кабеля: до 1 кг	м	3160	-
64	Прокладка: кабель проложенный в металлорукавах и гофрах	м	1250	
65	Присоединение к зажимам жил до 2,5 мм2	шт.	150	
66	Присоединение к зажимам жил до 6 мм2	шт.	80	
67	Присоединение к зажимам жил до 35 мм2	шт.	40	
68	Заделка концевая сухая сечением жилы до 120 мм2	шт.	50	
69	Монтаж: концевая термоусаживаемая муфта 35 кВ	шт.	6	5
70	Монтаж: Провод монтажный, сеч. 1х4 мм2	м	30	0,0511
71	Монтаж: Провод монтажный гибкий, сеч. 1х25 мм2	м	30	0,28
72	Монтаж: Провод монтажный гибкий, сеч. 1х25 мм2	м	5	0,28
73	Монтаж: Пружина постоянного давления для металлорукава гибкого.	шт.	20	
74	Монтаж: Хомут заземления металлорукава, d = 10 - 48 мм	шт.	50	
75	Монтаж: Бирка кабельная (квадратная)	шт.	170	
76	Монтаж: Бирка кабельная (треугольная)	шт.	170	
77	Монтаж: Стяжка стальная крепежная	шт.	170	
78	Монтаж: Лоток неперфорированный Стандарт	шт.	100	4,39
79	Монтаж: Лоток неперфорированный Стандарт	шт.	100	5,2

№ п.п.	Наименование работы по монтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Общее кол-во	Масса ед., кг
80	Монтаж: Горизонтальный угол, 90х500, h=100, s=1,2	шт.	5	4,97
81	Монтаж: Горизонтальный угол , 90х300, h=100, s=1,2	шт.	20	2,84
82	Монтаж: Т-образный ответвитель VS 300, h=100, s=1,2	шт.	15	1,28
83	Монтаж: Соединительная пластина, LCP h>50/s-1,5	шт.	200	0,23
84	Монтаж: Винт с полукруглой головкой М6 х 20	шт.	2000	0,007
85	Монтаж: Шайба	шт.	2000	0,01
86	Монтаж: Гайка с прессшайбой М6	шт.	2000	0,01
87	Монтаж: Шина алюминиевая 80х6	шт.	10	1,3
	Заземление, молниезащита			
88	Монтаж: Сталь полосовая	м	1500	1,57
89	Монтаж: Сталь круглая оцинкованная	шт.	15	9,99
90	Монтаж: Электрод	пачка	10	-
91	Монтаж: Грунтовка	шт.	5	-
92	Монтаж: Эмаль	шт.	5	-
93	Монтаж: Дюбель-гвоздь	шт.	20	-
94	Монтаж: Цинконаполненная антикоррозионная композиция	кг.	5	-
95	Монтаж: Антикоррозионная алюминий наполненная краска	кг.	5	-
96	Монтаж: Битумный лак	кг.	5	-
97	Покрытие металлоконструкций: Цинконаполненная антикоррозионная композиция (площадью - 2,2 м2)	кг.	5	-
98	Покрытие металлоконструкций: Антикоррозионная алюминий наполненная краска (площадью - 2,2 м2)	кг.	5	-
99	Покрытие металлоконструкций: Битумный лак (площадью - 2,2 м2)	кг.	5	-
100	Разработка грунта в траншеях экскаватором	м3	280	-
101	Засыпка грунтом траншеи бульдозером	м3	280	-
102	Уплотнение грунта пневматическими трамбовками	м3	280	-

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

№ п.п.	Наименование работы по монтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Общее кол-во	Масса ед., кг
	ОРУ 110 кВ			
1	**Монтаж блока(ов) 110 кВ РОТн в составе:**	-	-	-
1.1	Монтаж: Опорная металлоконструкция	шт.	1	360
1.2	Монтаж: Трансформатор напряжения 110 кВ	шт.	3	340
1.3	Монтаж: Ограничитель перенапр. 110 кВ в комплекте с системой монито-ринга	шт.	3	40
1.4	Монтаж: Разъединитель трёхполюсный 110 кВ с двумя компл. заз. ножей	шт.	1	1060
2	**Монтаж блока(ов) 110 кВ КмОПН в составе:**	-	-	-
2.1	Монтаж: Опорная металлоконструкция	шт.	2	220
2.2	Монтаж: Ограничитель перенапряжения 110 кВ в комплекте с системой мониторинга	шт.	6	40
2.3	Монтаж: Концевая муфта 110 кВ	шт.	6	30
3	**Монтаж блока(ов) 110 кВ ВЧКс в составе**:	-	-	-
3.1	Монтаж: Опорная металлоконструкция	шт.	2	146
3.2	Монтаж: ВЧ-заградитель 110 кВ	шт.	2	0,3
3.3	Монтаж: Сталь тонколистовая оцинкованная	шт.	2	65
3.4	Монтаж: Конденсатор связи 110 кВ с контактным выводом и изолирующей подставкой	шт.	2	6,3
3.5	Монтаж: Разъединитель однополюсный 10 кВ	шт.	2	5
3.6	Монтаж: Фильтр присоединения	шт.	2	146
4	**Монтаж блока(ов) 110 кВ Шо в составе:**	-	-	-
4.1	Монтаж: Опорная металлоконструкция	шт.	3	220
4.2	Монтаж: Шинная опора 110 кВ в комплекте с арматурой для крепления одного провода в фазу АС-120/19	шт.	9	41
5	**Монтаж блока(ов) 110 кВ Шо в составе:**	-	-	-
5.1	Монтаж: Опорная металлоконструкция	шт.	3	220
5.2	Монтаж: Шинная опора 110 кВ в комплекте с шинодержателем для жёст-кой ошиновки (О 105х5 мм)	шт.	9	41
6	**Монтаж блока(ов) 110 кВ КС-ОП в составе:**	-	-	-
6.1	Монтаж: Опорная металлоконструкция	шт.	3	150
6.2	Монтаж: Конденсатор связи 110 кВ с контактным выводом и изолирующей подставкой	шт.	3	65
6.3	Монтаж: Разъединитель однополюсный 10 кВ	шт.	3	6,3
6.4	Монтаж: Фильтр присоединения	шт.	3	5
6.5	Монтаж: Сталь тонколистовая оцинкованная	шт.	3	0,3
7	**Монтаж выключателя 110 кВ в составе:**	**шт.**	3	2660
7.1	Монтаж: Опорная металлоконструкция	шт.	3	600
8	**Монтаж разъединителя 110 кВ с 2-мя заз. ножами в составе:**	**шт.**	5	1460
8.1	Монтаж: Опорная металлоконструкция	шт.	5	400
9	**Монтаж разъединителя 110 кВ с 1-им заз. ножом в составе:**	**шт.**	2	1260
9.1	Монтаж: Опорная металлоконструкция	шт.	2	400
10	**Монтаж ВЧ-заградителя 110 кВ**	**шт.**	3	146
	Арматура, материалы и изделия:			
11	Монтаж: Зажим ответвительный прессуемый	шт.	15	0,17
12	Монтаж: Зажим аппаратный прессуемый	шт.	161	0,274
13	Монтаж: провод АС-120/19 в том числе: спусков, петель и перемычек (3-х фазный комплект)	шт.	8 спуск, 4 перемыч-ка	-
13.1	Монтаж: пролёт (3-х фазный комплект)	шт.	4	-
14	Монтаж: Ошиновка жесткая 110 кВ	м	130	-
15	Монтаж: Узел крепления	шт.	6	0,44
16	Монтаж: Изолятор полимерный линейный подвесной 110 кВ	шт.	6	3,6
17	Монтаж: Зажим натяжной болтовой	шт.	6	1,87
18	Монтаж: Звено промежуточное	шт.	6	0,7
19	Монтаж: Звено промежуточное	шт.	6	1,91
20	Монтаж: Зажим поддерживающий	шт.	6	5,3
21	Монтаж: Звено промежуточное	шт.	6	0,47
22	Монтаж: Звено промежуточное	шт.	6	0,462

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
Разраб.		Андреев			11.20
Н.контр		Бучинский			11.20
ГИП		Тюкавкин			11.20

3041-136-ЭП.ВМР3

Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД

Подраздел 1. Электрооборудование первичное

Стадия	Лист	Листов
Р	1	3

Ведомость объемов монтажных работ. 2 этап реконструкции

Проектный центр ООО "Техно Базис"

№ п.п.	Наименование работы по монтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Общее кол-во	Масса ед., кг
23	Монтаж: Серьга	шт.	6	0,3
24	Монтаж: Скоба	шт.	6	0,38
25	Монтаж: Уголок стальной равнополочный	шт.	6	7,36
26	Монтаж: Шина алюминиевая	м	10	0,203
27	Монтаж: Уголок стальной	м	3	0,6
	ОРУ 35 кВ			
28	**Монтаж блока(ов) 35 кВ Шо**-3,6-1,0 **в составе:**	-	-	-
29.1	Монтаж: Опорная металлоконструкция	шт.	3	250
29.2	Монтаж: Шинная опора 35 кВ	шт.	9	7,6
29	**Монтаж блока(ов) 35 кВ ШоРВР**-2,15-1,0 **в составе:**	-	-	-
30.1	Монтаж: Выключатель элегазовый баковый 35 кВ	шт.	2	650
30.2	Монтаж: Разъединитель трёхполюсный 35 кВ с двумя компл. заз. ножей	шт.	2	150
30.3	Монтаж: Разъединитель трёхполюсный 35 кВ с одним компл. заз. ножей	шт.	2	130
30.4	Монтаж: Шинная опора 35 кВ	шт.	6	7,6
30	**Монтаж блока(ов) 35 кВ РОПНШоПТн**-2,15-1,0 **в составе:**	-	-	-
31.1	Монтаж: Опорная металлоконструкция	шт.	1	650
31.2	Монтаж: Трансформатор напряжения 35 кВ	шт.	1	250
31.3	Монтаж: Ограничитель перенапряжений 35 кВ	шт.	3	29
31.4	Монтаж: Разъединитель трёхполюсный 35 кВ с двумя компл. заз. ножей	шт.	1	150
31.5	Монтаж: Предохранитель 35 кВ	шт.	3	5
31.6	Монтаж: Шина алюминиевая	м	5	1,3
31	**Монтаж блока(ов) 35 кВ РВРКМ** -2,15-1,0 **в составе:**	-	-	-
32.1	Монтаж: Опорная металлоконструкция	шт.	1	650
32.2	Монтаж: Выключатель элегазовый баковый 35 кВ	шт.	1	650
32.3	Монтаж: Разъединитель трёхполюсный 35 кВ с двумя компл. заз. ножей	шт.	1	150
32.4	Монтаж: Разъединитель трёхполюсный 35 кВ с одним компл. заз. ножей	шт.	1	130
32.5	Монтаж: Шина алюминиевая	м	5	1,3
32.6	Монтаж: Концевая термоусаживаемая муфта 35 кВ	шт.	3	5
32.7	Монтаж: Ограничитель перенапряжений 35 кВ	шт.	3	29
32	**Монтаж блока(ов) 35 кВ Кс**-2,5-0,0 **в составе:**			
34.1	Монтаж: Опорная металлоконструкция	шт.	1	100
34.2	Монтаж: Конденсатор связи 35 кВ с контактным выводом и изолирующей подставкой	шт.	1	24

№ п.п.	Наименование работы по монтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Общее кол-во	Масса ед., кг
34.3	Монтаж: Разъединитель однополюсный 10 кВ	шт.	1	6,3
34.4	Монтаж: Сталь тонколистовая оцинкованная	шт.	1	0,3
33	**Монтаж ВЧ-заградителя 35 кВ**	**шт.**	1	88
	Арматура, материалы и изделия:			
34	Монтаж: Зажим аппаратный прессуемый	шт.	66	0,142
35	Монтаж: Зажим ответвительный прессуемый	шт.	4	0,17
36	Монтаж: провод АС-120/19 в том числе: спусков, петель и перемычек (3-х фазный комплект)	шт.	5 спуск, 5 перемыч-ка	-
39.1	Монтаж: пролёт (3-х фазный комплект)	шт.	6	-
37	Монтаж: Ошиновка жёсткая 35 кВ, УХЛ1	м	60	-
38	Монтаж: Уголок стальной равнополочный	шт.	1	4,52
39	Монтаж: Узел крепления	шт.	2	0,44
40	Монтаж: Изолятор полимерный 35 кВ	шт.	4	1,57
41	Монтаж: Скоба	шт.	4	0,38
42	Монтаж: Зажим натяжной болтовой	шт.	4	1,87
43	Монтаж: Звено промежуточное	шт.	4	0,7
44	Монтаж: Звено промежуточное	шт.	4	1,91
45	Монтаж: Зажим поддерживающий	шт.	4	5,3
46	Монтаж: Серьга	шт.	4	0,3
47	Монтаж: Звено промежуточное	шт.	4	0,47
48	Монтаж: Звено промежуточное	шт.	4	0,462
	РУ 0,4 кВ			
49	Монтаж: Шкаф питания и обогрева выключателей 110 кВ	шт.	1	80
50	Монтаж: Шкаф питания и обогрева выключателей 35 кВ	шт.	1	80
51	Монтаж: Шкаф сварки	шт.	1	80
52	Монтаж: Светильник прожектор	шт.	4	10,5
	Кабельное хозяйство			
53	Прокладка: кабель до 35 кВ по установленным конструкциям и лоткам с креплением по всей длине, масса 1 м кабеля: до 1 кг	м	2880	-
54	Прокладка: кабель до 110 кВ по установленным конструкциям и лоткам с креплением по всей длине, масса 1 м кабеля: до 5 кг	м	170	3,816
55	Прокладка: кабель проложенный в металлорукавах и гофрах	м	1250	
56	Присоединение к зажимам жил до 2,5 мм2	шт.	120	
57	Присоединение к зажимам жил до 6 мм2	шт.	70	
58	Присоединение к зажимам жил до 35 мм2	шт.	35	

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

№ п.п.	Наименование работы по монтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Общее кол-во	Масса ед., кг
59	Заделка концевая сухая сечением жилы до 120 мм2	шт.	60	
60	Заделка концевая сухая сечением жилы до 185 мм2	шт.	6	
61	Монтаж: Провод монтажный, сеч. 1х4 мм2	м	30	0,0511
62	Монтаж: Провод монтажный гибкий, сеч. 1х25 мм2	м	30	0,28
63	Монтаж: Провод монтажный гибкий, сеч. 1х25 мм2	м	5	0,28
64	Монтаж: Пружина постоянного давления для металлорукава гибкого.	шт.	20	
65	Монтаж: Хомут заземления металлорукава, d = 10 - 48 мм	шт.	50	
66	Монтаж: Бирка кабельная (квадратная)	шт.	100	
67	Монтаж: Бирка кабельная (треугольная)	шт.	100	
68	Монтаж: Стяжка стальная крепежная	шт.	100	
69	Монтаж: Лоток неперфорированный Стандарт	шт.	100	4,39
70	Монтаж: Лоток неперфорированный Стандарт	шт.	100	5,2
71	Монтаж: Горизонтальный угол, 90х500, h=100, s=1,2	шт.	5	4,97
72	Монтаж: Горизонтальный угол , 90х300, h=100, s=1,2	шт.	20	2,84
73	Монтаж: Т-образный ответвитель VS 300, h=100, s=1,2	шт.	15	1,28
74	Монтаж: Соединительная пластина, LCP h>50/s-1,5	шт.	200	0,23
75	Монтаж: Винт с полукруглой головкой М6 х 20	шт.	2000	0,007
76	Монтаж: Шайба	шт.	2000	0,01
77	Монтаж: Гайка с прессшайбой М6	шт.	2000	0,01
78	Монтаж: Шина алюминиевая 80х6	шт.	10	1,3
	Заземление, молниезащита			
79	Монтаж: Сталь полосовая	м	1200	1,57
80	Монтаж: Сталь круглая оцинкованная	шт.	17	9,99
81	Монтаж: Электрод	пачка	10	-
82	Монтаж: Грунтовка	шт.	5	-
83	Монтаж: Эмаль	шт.	5	-
84	Монтаж: Дюбель-гвоздь	шт.	20	-
85	Монтаж: Цинконаполненная антикоррозионная композиция	кг.	5	-
86	Монтаж: Антикоррозионная алюминий наполненная краска	кг.	5	-
87	Монтаж: Битумный лак	кг.	5	-
88	Покрытие металлоконструкций: Цинконаполненная антикоррозионная композиция (площадью - 2 м2)	кг.	5	-
89	Покрытие металлоконструкций: Антикоррозионная алюминий наполненная краска (площадью - 2 м2)	кг.	5	-

№ п.п.	Наименование работы по монтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Общее кол-во	Масса ед., кг
90	Покрытие металлоконструкций: Битумный лак (площадью - 2 м2)	кг.	5	-
91	Разработка грунта в траншеях экскаватором	м3	200	-
92	Засыпка грунтом траншеи бульдозером	м3	200	-
93	Уплотнение грунта пневматическими трамбовками	м3	200	-

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

Наименование присоединений	ТН-2 110	ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка	ВЛ 110 кВ Михайловка – Поярково	Трансформатор Т-2	СВ 110 кВ	Трансформатор Т-1	ВЛ 110 кВ Тамбовка - Михайловка	ТН-1 110

Организация временного ВЧ-обхода для ввода в работу временно-образованной ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС - Михайловка на период реконструкции по 3 этапу

Временная кабельная перемычка 110 кВ для сохранения транзита на период проведения работ по 3 этапу реконструкции

3 этап реконструкции

2 этап реконструкции

1 этап реконструкции

ОРУ-110 кВ

ОРУ-35 кВ

БМЗ ЗРУ-10 кВ

Сборные шины 10 кВ Iном=1000 А

Шкаф отбора напряжения ШОН 301С
Фильтр присоединения ФП (45-1000)/6400 УХЛ1
Разъединитель однополюсный РВО-10/400 УХЛ1
Конденсатор связи с контактным выводом и изолирующей подставкой СМПВ-10/√3-6,4 УХЛ1
ВЧ-заградитель ВЗ-1250-0,2 УХЛ1 (160-1000), Iном=1250 А, Iтерм=20 кА, Iдин=51 кА
Разъединитель трёхполюсный 110 кВ с двумя комплектами заземляющих ножей РГНП.2-110.III/1000 УХЛ1, Iном=1000 А, Iтерм=40 кА, Iдин=100 кА, привод главных и заземляющих ножей ручной ПРГ-6 УХЛ1
Встроенный трансформатор тока 110 кВ 5 Ктт = (200; 400; 600; 1000) / 5, кл.т. 0,2S/5PR/5PR # Ктт = (200; 300; 600; 1000) / 5, кл.т. 0,2S/5PR/5PR Выключатель элегазовый баковый 110 кВ ВЭБ-УЭПМ-110-2500/40 УХЛ1, Iном=2500 А, Iоткл=40 кА, Iтерм=40 кА, Iдин=102 кА, привод пружинный (АО «Уралэлектротяжмаш», г. Екатеринбург); Встроенный трансформатор тока 110 кВ, $$ Ктт = (200; 400; 600; 1000) / 5, кл.т. 0,2/5PR/5PR ## Ктт = (200; 300; 600; 1000) / 5, кл.т. 0,2/5PR/5PR
Разъединитель трёхполюсный 110 кВ с одним комплектом заземляющих ножей РГНП.1а-110.II/1000 УХЛ1, Iном=1000 А, Iтерм=40 кА, Iдин=100 кА, привод главных и заземляющих ножей ручной ПРГ-6 УХЛ1
Ошиновка жесткая: Iном=110 кВ, Iном=1000 А, Iтерм=40 кА, Iдин=100 кА
Ограничитель перенапряжений 110 кВ ОПН-П-110/77-10(2) УХЛ1
Трансформатор напряжения 110 кВ ЗНОГ-110 УХЛ1, 110000:√3 / 100:√3 / 100:√3 / 100, кл.т. 0,2/0,2/3P
Разъединитель трёхполюсный 110 кВ с двумя комплектами заземляющих ножей РГНП.2-110.III/1000 УХЛ1, Iном=1000 А, Iтерм=40 кА, Iдин=100 кА, привод главных и заземляющих ножей ручной ПРГ-6 УХЛ1

Ограничитель перенапряжений 110 кВ ОПН-П-110/77-10(2) УХЛ1
Трансформатор силовой Т-1 (существующее оборудование): ТДТН-10000/110/35/10, ПБВ ВН 115±9 х 1,5%; ПБВ СН 38,5±2 х 2,5%
Заземлитель нейтрали 110 кВ ЗОН-110М-I УХЛ1, Iтерм=6,3 кА, привод ручной ПР-01-2 УХЛ1
Ограничитель перенапряжений 110 кВ нейтрали ОПНН-110/60-10/650(II)4-УХЛ1
Трансформатор силовой Т-2 (существующее оборудование): ТМТ-6300/110/35/10, ПБВ ВН 110±2 х 2,5%; ПБВ СН 38,5±2 х 2,5%
Заземлитель нейтрали 110 кВ ЗОН-110М-I УХЛ1, Iтерм=6,3 кА, привод ручной ПР-01-2 УХЛ1
Ограничитель перенапряжений 110 кВ нейтрали ОПНН-110/60-10/650(II)4-УХЛ1

Ограничитель перенапряжений 35 кВ ОПН-П-35/40,5/10/2 УХЛ1
Трансформатор напряжения 35 кВ ЗНОМ-35 УХЛ1, 35000:√3, 100:√3, 100:√3, 100, кл.т. 0,2/0,2/0,2/3P
Трансформатор силовой Т-1 (существующее оборудование): ТДТН-10000/110/35/10, ПБВ ВН 115±9 х 1,5%; ПБВ СН 38,5±2 х 2,5%
Заземлитель нейтрали 35 кВ ЗОН-35-630 УХЛ1, Iтерм=20 кА, привод ручной ПР-01-2 УХЛ1
Ограничитель перенапряжений 35 кВ нейтрали ОПНН-35/630-10/650(II)4-УХЛ1

1	3	5	7	9	11	13		
Секционный разъединитель СР 10	Трансформатор напряжения 1 С 10	Ввод 10 кВ Т-1	КП к ТСН-1	Фидер №17 (ф.17) с.Архиповка; с.Ангелика; ПС Михайловка	Фидер №18 (ф.18) с.Красный Яр; с.Новотроицкое; ПС Ильиновка			
К 129	ПКН-001-10 У3	К 129	К 129	К 129	К 129	К 129		
-	НАЛИ-НТЗ-10 (10-3)/(0,1-3)/(0,1-3)/0,1; 0,2/0,2/3P	Выключатель 10 кВ BB/TEL-10-20/1000 У2	Выключатель 10 кВ BB/TEL-10-20/1000 У2	Выключатель 10 кВ BB/TEL-10-20/1000 У2	Выключатель 10 кВ BB/TEL-10-20/1000 У2	Выключатель 10 кВ BB/TEL-10-20/1000 У2		
-	ТОЛ-НТЗ-10 400/5 0,2S/0,2/5PR/5PR; ТОЛ-НТЗ-10 400/5 ПР;	ТОЛ-НТЗ-10 100/5 0,2S/0,2/5PR	ТОЛ-НТЗ-10 100/5 0,2S/0,2/5PR	ТОЛ-НТЗ-10 100/5 0,2S/0,2/5PR	ТОЛ-НТЗ-10 100/5 0,2S/0,2/5PR	ТОЛ-НТЗ-10 100/5 0,2S/0,2/5PR		

2	4	6	8	10	12	14
Секционный выключатель СВ 10	Трансформатор напряжения 2 С 10	Ввод 10 кВ Т-2	КП к ТСН-2	Фидер №16 (ф.16) с.Шмаковка; с. Воскресенка; к-цо с ф.15 ПС Поярково	Фидер №15 (ф.15) с.Кашкарово; с.Патрокловка; к-цо с ф.17 ПС Михайловка	Фидер №11 Ревира		
К 129	ПКН-001-10 У3	К 129	К 129	К 129	К 129	К 129		
Выключатель 10 кВ BB/TEL-10-20/1000 У2	Выключатель 10 кВ BB/TEL-10-20/1000 У2	Выключатель 10 кВ BB/TEL-10-20/1000 У2	Выключатель 10 кВ BB/TEL-10-20/1000 У2	Выключатель 10 кВ BB/TEL-10-20/1000 У2	Выключатель 10 кВ BB/TEL-10-20/1000 У2	Выключатель 10 кВ BB/TEL-10-20/1000 У2		
ТОЛ-НТЗ-10 100/5 0,2S/0,2/5PR	НАЛИ-НТЗ-10 (10-3)/(0,1-3)/(0,1-3)/0,1; 0,2/0,2/3P	ТОЛ-НТЗ-10 400/5 0,2S/0,2/5PR; ТОЛ-НТЗ-10 400/5 ПР;		ТОЛ-НТЗ-10 100/5 0,2S/0,2/5PR	ТОЛ-НТЗ-10 100/5 0,2S/0,2/5PR	ТОЛ-НТЗ-10 100/5 0,2S/0,2/5PR		

Разъединитель трёхполюсный 110 кВ с двумя комплектами заземляющих ножей РГНП.2-110.III/1000 УХЛ1, Iном=1000 А, Iтерм=40 кА, Iдин=100 кА, привод главных и заземляющих ножей ручной ПРГ-6 УХЛ1
Встроенный ТТ 110 кВ (ф1 кл т. (200; 400; 600; 1000) / 5, кл т. 0,2S/5PR/5PR
Выключатель элегазовый баковый 110 кВ ВЭБ-УЭПМ-110-2500/40 УХЛ1, Iном=2500 А, Iоткл=40 кА, Iтерм=40 кА, Iдин=102 кА, привод пружинный (АО «Уралэлектротяжмаш», г. Екатеринбург);
Встроенный ТТ 110 кВ (ф1 кл т. (200; 400; 600; 1000) / 5, кл т. 0,2/5PR/5PR
Разъединитель трёхполюсный 110 кВ с двумя комплектами заземляющих ножей РГНП.2-110.III/1000 УХЛ1, Iном=1000 А, Iтерм=40 кА, Iдин=100 кА, привод главных и заземляющих ножей ручной ПРГ-6 УХЛ1

Разъединитель трёхполюсный 35 кВ с двумя комплектами заземляющих ножей РГП.2-35/1000 УХЛ1, Iном=1000 А, Iтерм=20 кА, Iдин=50 кА, привод главных и зав. ножей ручной ПРГ-5 УХЛ1
Встроенный ТТ 35 кВ (200; 300; 400; 600) / 5, кл.т. 0,2/5PR;
Выключатель элегазовый баковый 35 кВ ВГБ-УЭПМ-35 УХЛ1, Iном=630 А, Iоткл=12,5 кА, Iтерм=12,5 кА, Iдин=35 кА, привод ПЭМ-1 (АО «Уралэлектротяжмаш», г. Екатеринбург;
Встроенный ТТ 35 кВ (200; 300; 400; 600) / 5, кл.т. 0,2S/5PR;
Разъединитель трёхполюсный 35 кВ с двумя комплектами заземляющих ножей РГП.2-35/1000 УХЛ1, Iном=1000 А, Iтерм=20 кА, Iдин=50 кА, привод главных и зав. ножей ручной ПРГ-5 УХЛ1

ВН-заградитель ВЗ-630-0,2S УХЛ1, Iном=630 А, Iтерм=20 кА, Iдин=65 кА
Конденсатор связи с контактным выводом и изолирующей подставкой СМПВ-66/√3-4,4 УХЛ1
Фильтр присоединения ФПМ (Fн=4400) (48-1000)
Разъединитель однополюсный РВО-10/400 УХЛ2
Разъединитель трёхполюсный 35 кВ с двумя комплектами заземляющих ножей РГ.2-35/1000 УХЛ1, Iном=1000 А, Iтерм=20 кА, Iдин=50 кА, привод главных и заземляющих ножей ручной ПРГ-5 УХЛ1
Встроенный трансформатор тока 35 кВ (200; 300; 400; 600) / 5, кл.т. 0,2S/5PR;
Выключатель элегазовый баковый 35 кВ ВГБ-УЭПМ-35 УХЛ1, Iном=630 А, Iоткл=12,5 кА, Iтерм=12,5 кА, Iдин=35 кА, привод ПЭМ-1 (АО «Уралэлектротяжмаш», г. Екатеринбург;
Встроенный трансформатор тока 35 кВ (200; 300; 400; 600) / 5, кл.т. 0,2S/5PR;
Разъединитель трёхполюсный 35 кВ с одним комплектом заземляющих ножей РГП.1а-35/1000 УХЛ1, Iном=1000 А, Iтерм=20 кА, Iдин=50 кА, привод главных и заземляющих ножей ручной ПРГ-5 УХЛ1
Ошиновка жесткая: Iном=35 кВ, Iном=1000 А, Iтерм=20 кА, Iдин=50 кА
Разъединитель трёхполюсный 35 кВ с двумя комплектами заземляющих ножей РГП.2-35/1000 УХЛ1, Iном=1000 А, Iтерм=20 кА, Iдин=50 кА, привод главных и заземляющих ножей ручной ПРГ-5 УХЛ1
Ограничитель перенапряжений 35 кВ нейтрали ОПНН-35/630-10/650(II)4-УХЛ1
Трансформатор напряжения 35 кВ ЗНОМ-35 УХЛ1, 35000:√3, 100:√3, 100:√3, 100, кл.т. 0,2/0,2/0,2/3P
Трансформатор силовой Т-1 (существующее оборудование): ТДТН-10000/110/35/10, ПБВ ВН 115±9 х 1,5%; ПБВ СН 38,5±2 х 2,5%
Заземлитель нейтрали 35 кВ ЗОН-35-630 УХЛ1, Iтерм=20 кА, привод ручной ПР-01-2 УХЛ1
Ограничитель перенапряжений 35 кВ нейтрали ОПНН-35/630-10/650(II)4-УХЛ1

Разъединитель трёхполюсный 35 кВ с двумя комплектами заземляющих ножей РГП.2-35/1000 УХЛ1, Iном=1000 А, Iтерм=20 кА, Iдин=50 кА, привод главных и зав. ножей ручной ПРГ-5 УХЛ1
Встроенный ТТ 35 кВ (200; 300; 400; 600) / 5, кл.т. 0,2/5PR;
Выключатель элегазовый баковый 35 кВ ВГБ-УЭПМ-35 УХЛ1, Iном=630 А, Iоткл=12,5 кА, Iтерм=12,5 кА, Iдин=35 кА, привод ПЭМ-1 (АО «Уралэлектротяжмаш», г. Екатеринбург;
Встроенный ТТ 35 кВ (200; 300; 400; 600) / 5, кл.т. 0,2S/5PR;
Разъединитель трёхполюсный 35 кВ с двумя комплектами заземляющих ножей РГП.2-35/1000 УХЛ1, Iном=1000 А, Iтерм=20 кА, Iдин=50 кА, привод главных и зав. ножей ручной ПРГ-5 УХЛ1

Отделительный шкаф собственных нужд с трансформатором ТМ-160/10/0,4 УХЛ1
Кабель 10 кВ АПвЭнг(А)-LS 3х50/16 10 кВ
ТП 10 ТСН-1
ТР 10 ТСН-1
ТСН-1
П 10 ТСН-1
З 10 ТСН-1
В РУ 0,4 кВ

Отделительный шкаф собственных нужд с трансформатором ТМ-160/10/0,4 УХЛ1
Кабель 10 кВ АПвЭнг(А)-LS 3х50/16 10 кВ
ТП 10 ТСН-2
ТР 10 ТСН-2
ТСН-2
З 10 ТСН-2
В РУ 0,4 кВ

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
1	-	Зам.	10-1		10.20
Разраб.		Андреев			08.20
Проверил.		Бучинский			08.20
Н.контр.		Токаевич			08.20

3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ

Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД

Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	

Однолинейная схема электрических соединений

Проектный центр ООО "Техно Базис"

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

Таблица условных обозначений

Обознач.	Наименование
Р	Разъединитель
ВЧ	Высокочастотный заградитель
В	Выключатель
Т1, Т2	Трансформатор силовой
Ш	Шинная опора
К	Конденсатор связи
ФП	Фильтр присоединения
З	Заземлитель нейтрали
ТН	Трансформатор напряжения
ТСН	Трансформатор собственных нужд
БКМ	Блок кабельных муфт
КМ	Кабельная муфта
Оп	Ограничитель перенапряжений
П	Предохранитель
	Молниеотвод
	Шкаф зажимов ШЗВ
	Шкаф зажимов ШЗН
	Шкаф питания и обогрева выключателей 35 кВ
	Шкаф привода РПН и дутья трансформатора
	Шкаф питания и обогрева выключателей 110 кВ
	Шкаф сварки
	Шкаф питания приводов выключателей ОРУ-35 кВ (ШППВ-35)
	Ограждение ПС
	Проектируемые оцинкованные металлические лотки для прокладки контрольного кабеля
	Проектируемые оцинкованные металлические лотки для прокладки силового кабеля
	Кабельный ж/б лоток для прокладки кабелей напряжением до 1 кВ
	Кабельный ж/б лоток для прокладки кабелей напряжением выше 1 кВ
*	Привод главных ножей разъединителя
*	Привод заземляющих ножей разъединителя
*	Привод выключателя
	Стойки под камеры видеонаблюдения

ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка

ВЛ 110 кВ Михайловка – Поярково

ВЛ 110 кВ Тамбовка - Михайловка

ВЛ 35 кВ Михайловка – Ильиновка

ВЛ 35 кВ Михайловка - Поярково

ВЛ 35 кВ Михайловка - Трудовое

Временная кабельная перемычка 110 кВ для сохранения транзита на период проведения работ по 3 этапу реконструкции

Временные перемычки ошиновки 110 кВ между блоком опорных изоляторов порталам на 2 этапе реконструкции

Временные спуски ошиновки 35 кВ в пролете между порталами

Временные спуски ошиновки 10 кВ

Временная опора №1

Временная опора №2

Переход дороги через существующий лоток

Переход лотка через существующий лоток

Лотки подрезать

Существующее ОПУ

Существующее ЗРУ 10 кВ

БМЗ ЗРУ 10 кВ

Питание временной схемы 3 провода СИП-3 1х50-20

Временное питание СН 0,4 кВ 1 кабель КГ-ХЛ 4х25

Отсыпка площадки КРН-10 кВ песчано-гравийной смесью

Кабели 10 кВ временной схемы электроснабжения

Примечание:
1. Красным цветом выделено оборудование, реконструируемое на 1-ом этапе.
2. Темно-зеленым цветом выделено оборудование, реконструируемое на 2-ом этапе.
3. Синим цветом выделено оборудование, реконструируемое на 3-ем этапе.
4. Серым цветом выделено существующее оборудование и конструкции подстанции.
5. Описание этапов реконструкции представлено в текстовой части.
6. Оранжевым цветом выделено оборудование монтируемое временно для организации временного электроснабжения перед 1 этапом реконструкции (см. лист 28 настоящего комплекта).

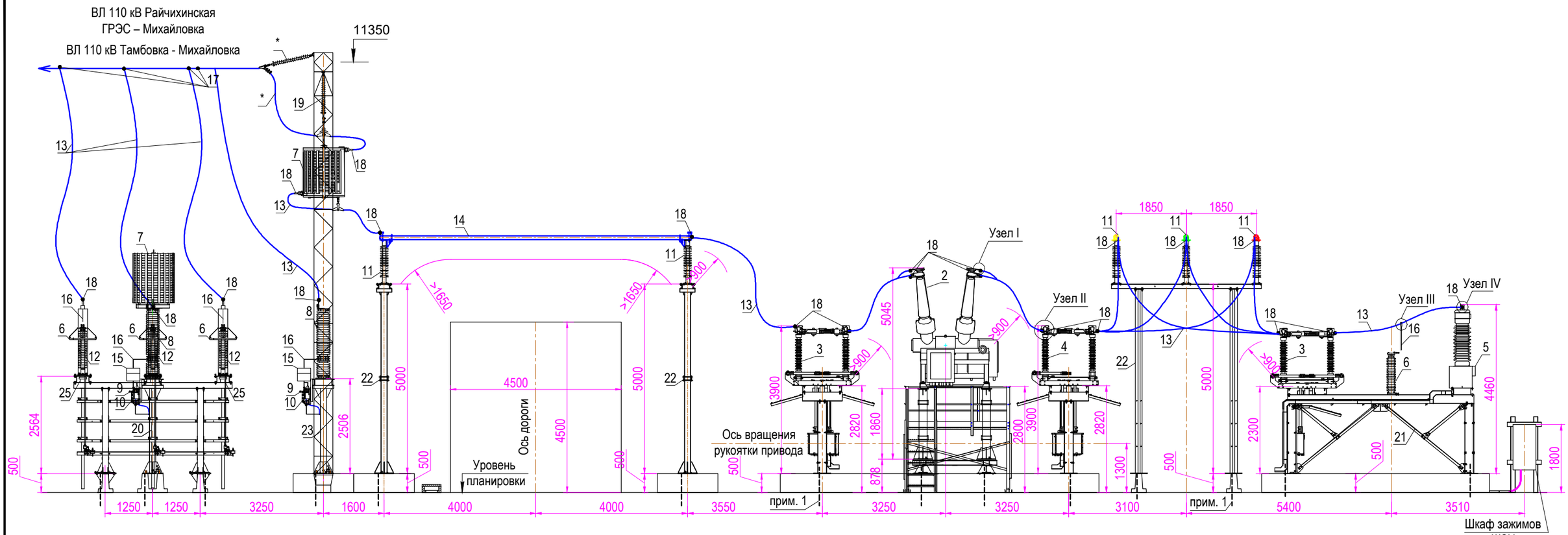
						3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ	
1	-	Зам.	10-1		10.20	Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Андреев			08.20	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть	Стадия: П; Лист: 2; Листов:
Проверил		Бучинский			08.20	План ПС	Проектный центр ООО "Техно Базис"
Н.контр.		Тюкавкин			08.20		

Взам. инв. №

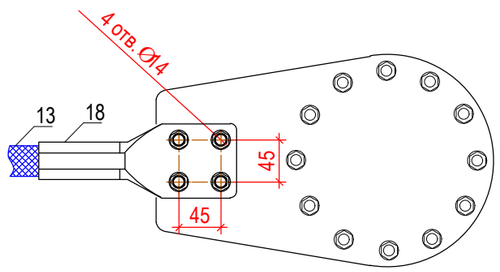
Подп. и дата

Инв. № подл.

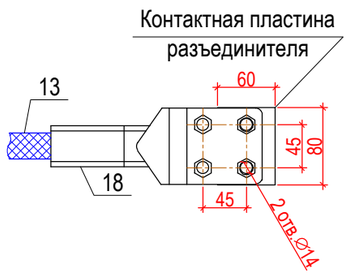
1-1, 4-4



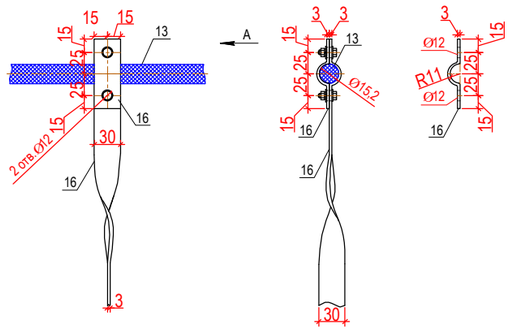
Узел I



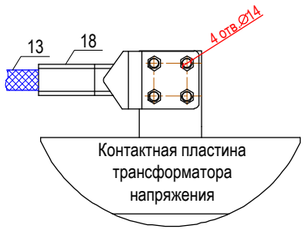
Узел II



Узел III



Узел IV



Примечания:

1. Металлоконструкции присоединить к контуру заземления не менее чем в двух местах сталью полосовой 40х5 мм.
2. Место сварки покрыть цинконаполненной антикоррозионной композицией АЛПОЛ ТУ 2313-012-12288779-99 и антикоррозионной алюминий наполненной краской АЛПОЛ ТУ 2313-014-12288779-99.
3. Рассматривать совместно с л.л. 2, 5.

						3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ	
						Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД	
1	-	Зам.	10-1		10.20		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Андреев			08.20	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть	Стадия: П; Лист: 3; Листов: -
Проверил		Бучинский			08.20	Разрез 1-1, 4-4	Проектный центр ООО "Техно Базис"
Н.контр.		Тюкавкин			08.20		

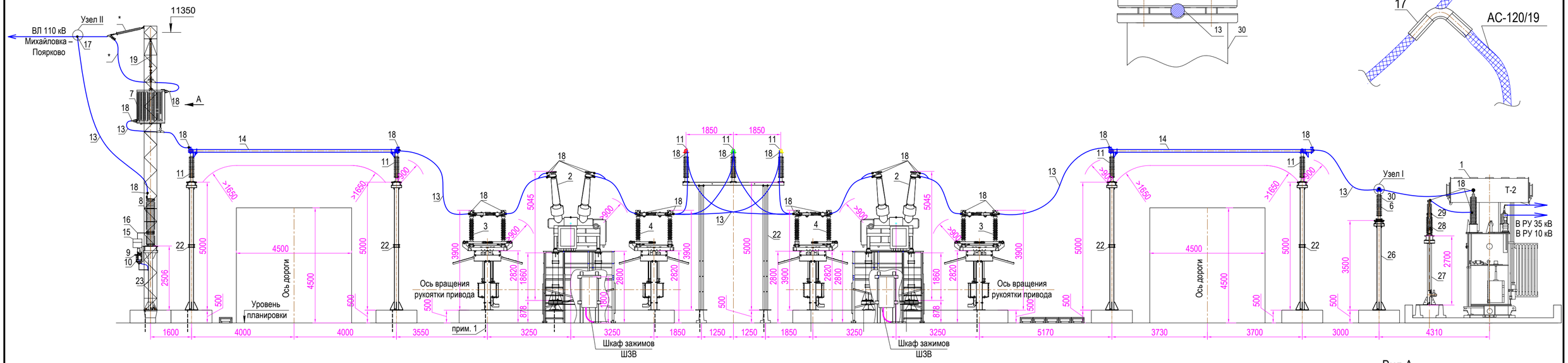
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А3

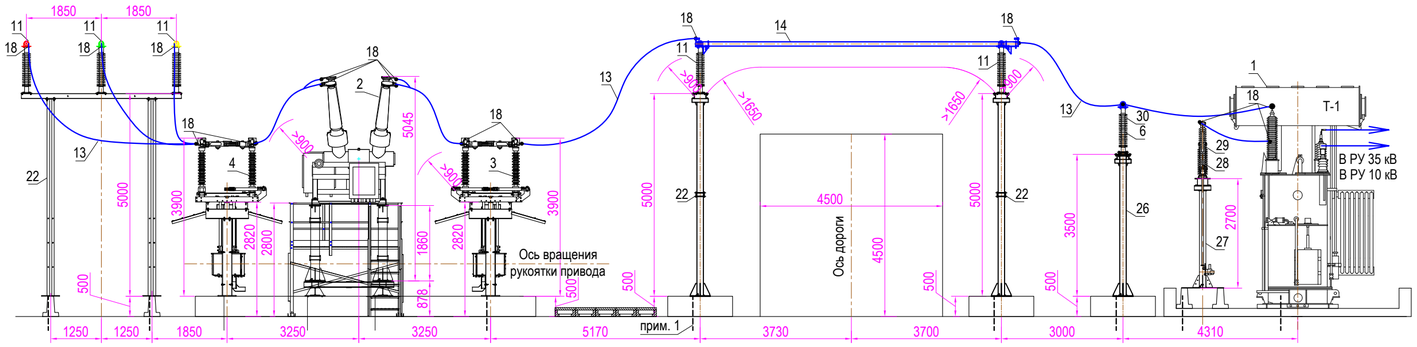
2-2



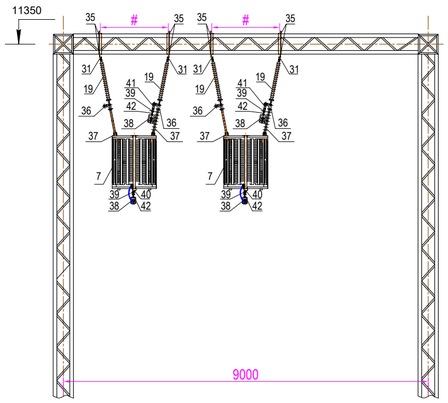
Узел I

Узел II

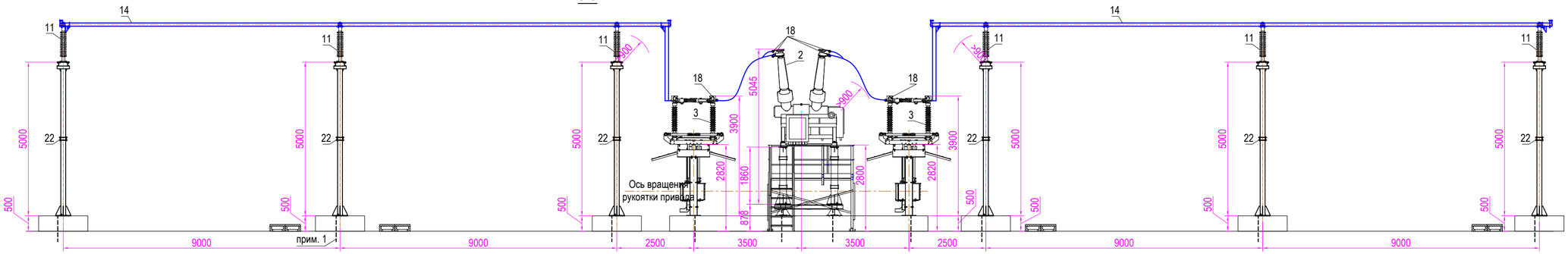
3-3



Вид А



5-5



Примечания:

1. Металлоконструкции присоединить к контуру заземления не менее чем в двух местах сталью полосовой 40х5 мм.
2. Место сварки покрыть цинконаполненной антикоррозионной композицией АЛПОЛ ТУ 2313-012-12288779-99 и антикоррозионной алюминий наполненной краской АЛПОЛ ТУ 2313-014-12288779-99.
3. Рассматривать совместно с л.л. 2, 5.
4. Для подключения аппаратного зажима к контактному выводу оборудования использовать монтажный комплект включающий:
   1. Болт М12х45 (4 шт.) (ГОСТ 7798-70); 2. Гайка М12 (4 шт.) (ГОСТ 5927-70); 3. Шайба М12 (8 шт.) (ГОСТ 11371-78); 4. Шайба пружинная 12 (4 шт.) (ГОСТ 6402-70).

						3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ
1	-	Зам.	10-1		10.20	Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	
Разраб.		Андреев			08.20	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть
						Стадия: П; Лист: 4; Листов: -
Проверил		Бучинский			08.20	Разрез 2-2, 3-3, 5-5
Н.контр.		Тюкавкин			08.20	Проектный центр ООО "Техно Базис"

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А2

Поз.	Обозначения	Наименования	Кол. 1 этап	Кол. 2 этап	Кол. 3 этап	Масса ед., кг	Примечание
		ОРУ 110 кВ					
1		Трансформатор силовой Т-1 (существующее оборудование): ТДТН-10000/110/35/10, ПБВ ВН 115±9 х 1,5%; ПБВ СН 38,5±2 х 2,5%	1			-	
1*		Трансформатор силовой Т-2 (существующее оборудование): ТМТ-6300/110/35/10, ПБВ ВН 110±2 х 2,5%; ПБВ СН 38,5±2 х 2,5%		1		-	
2		Встроенный трансформатор тока 110 кВ $ Ктт = (200; 400; 600; 1000) / 5, кл.т. 0,2S/5PR/5PR # Ктт = (200; 300; 600; 1000) / 5, кл.т. 0,2S/5PR/5PR Выключатель элегазовый баковый 110 кВ ВЭБ-УЭТМ-110-2500/40 УХЛ1, Iном=2500 А, Iоткл=40 кА, Iтерм=40 кА, Iдин=102 кА, привод пружинный (АО «Уралэлектротяжмаш», г. Екатеринбург), Встроенный трансформатор тока 110 кВ, $$ Ктт = (200; 400; 600; 1000) / 5, кл.т. 0,2/5PR/5PR ## Ктт = (200; 300; 600; 1000) / 5, кл.т.0,2/5PR/5PR		3	3	2660	
3		Разъединитель трёхполюсный 110 кВ с двумя комплектами заземляющих ножей РГНП.2-110.II/1000 УХЛ1, Iном=1000 А, Iтерм=40 кА, Iдин=100 кА, привод главных и заземляющих ножей ручной ПРГ-6 УХЛ1		4	5	1460	
4		Разъединитель трёхполюсный 110 кВ с одним комплектом заземляющих ножей РГНП.1а-110.II/1000 УХЛ1, Iном=1000 А, Iтерм=40 кА, Iдин=100 кА, привод главных и заземляющих ножей ручной ПРГ-6 УХЛ1		3	2	1260	
5		Трансформатор напряжения 110 кВ ЗНОГ-110 УХЛ1, 110000√3 / 100√3 / 100√3 / 100, кл.т. 0,2/0,2/3Р		3	3	340	
6		Ограничитель перенапряжений 110 кВ ОПН-П-110/77-10(2) УХЛ1	3	6	9	40	
7		ВЧ-заградитель ВЗ-1250-0,5 УХЛ1 (160-1000), Iном=1250 А, Iтерм=20 кА, Iдин=51 кА		5	5	146	
8		Конденсатор связи с контактным выводом и изолирующей подставкой СМПВ-110/√3-6,4 УХЛ1		5	5	65	
9		Разъединитель однополюсный РВО-10/400 УХЛ1		5	5	6,3	
10		Фильтр присоединения ФП (46-1000)/6400 УХЛ1		5	5	5	
11		Шинная опора 110 кВ ШОП-110-УХЛ1 в комплекте с шинодержателем для жёсткой ошиновки (О 105х5 мм)	3	27	18	41	
12		Концевая кабельная муфта 110 кВ, УХЛ1.			6	150	
13	ГОСТ 839-80	Провод сталеалюминиевый: АС-120/19	30	150	150	0,17	м
14		Ошиновка жесткая: Uном=110 кВ, Iном=1000 А, Iтерм=40 кА, Iдин=100 кА		130	130	-	м
15		Сталь тонколистовая оцинкованная: 500х500х1,5 мм		5	5	0,3	
16		Шина алюминиевая 30х3		5	10	0,203	
17		Зажим ответвительный прессуемый: ОА-120-1	6	8	15	0,17	
18		Зажим аппаратный прессуемый: А4А-120-2 Т	8	104	161	0,274	
19		Поддерживающая гирлянда с полимерным изолятором ЛК 70/110-3-Б УХЛ1		10	6	5,99	
20		Блок ВЧКс			2	150	
21		Блок РОТн		1	1	1800	
22		Блок Шо	1	9	6	300	
23		Блок КС-ОП		5	3	150	
24		Блок КмОПН			2	300	
25		Кабель 110 кВ АПвПг 1х185(95)			150	3,816	м
26		Блок ШоОПН	1	1		220	
27		Блок ЗОН и ОПНН	1	1		200	
28		Заземлитель нейтрали 110 кВ ЗОН-110М-I УХЛ1, Iтерм=6,3 кА, привод ручной ПР-01-2 УХЛ1	1	1		80	
29		Ограничитель перенапряжений 110 кВ нейтрали ОПНН-110/60-10/650(II)4-УХЛ1	1	1		40	
30		Шинная опора 110 кВ ШОП-110-УХЛ1 в комплекте с арматурой для крепления одного провода в фазу АС-120/19	3	3		41	
31		Узел крепления КГП-7-3		10	6	0,44	
32		Изолятор полимерный линейный подвесной ЛК 70/110-3-Б УХЛ1		10	6	3,6	
33		Зажим натяжной болтовой НБ-2-6		10	6	1,87	
34		Скоба СК-7-1А		10	6	0,38	
35		Уголок стальной равнополочный: 80х80х6 мм		10	6	7,36	
36	ТУ 3449-018-40064547-01	Звено промежуточное ПТМ-7-2		10	6	0,7	
37	ТУ 3449-018-40064547-01	Звено промежуточное ПРР-7-1		10	6	1,91	
38	ТУ 34 12.10029-90	Зажим поддерживающий ПГН-5-3		10	6	5,3	
39	ТУ 3449-018-40064547-01	Звено промежуточное 2ПР-7-1		10	6	0,47	
40	ГОСТ 8510-86	Уголок: 125х80х8 мм, L=50 мм		5	3	0,6	
41	ТУ 3449-018-40064547-01	Звено промежуточное ПРТ-7-1		5	3	0,462	
42	ТУ 3449-018-40064547-01	Серьга СР-7-16		10	6	0,3	

Взам. инв. №

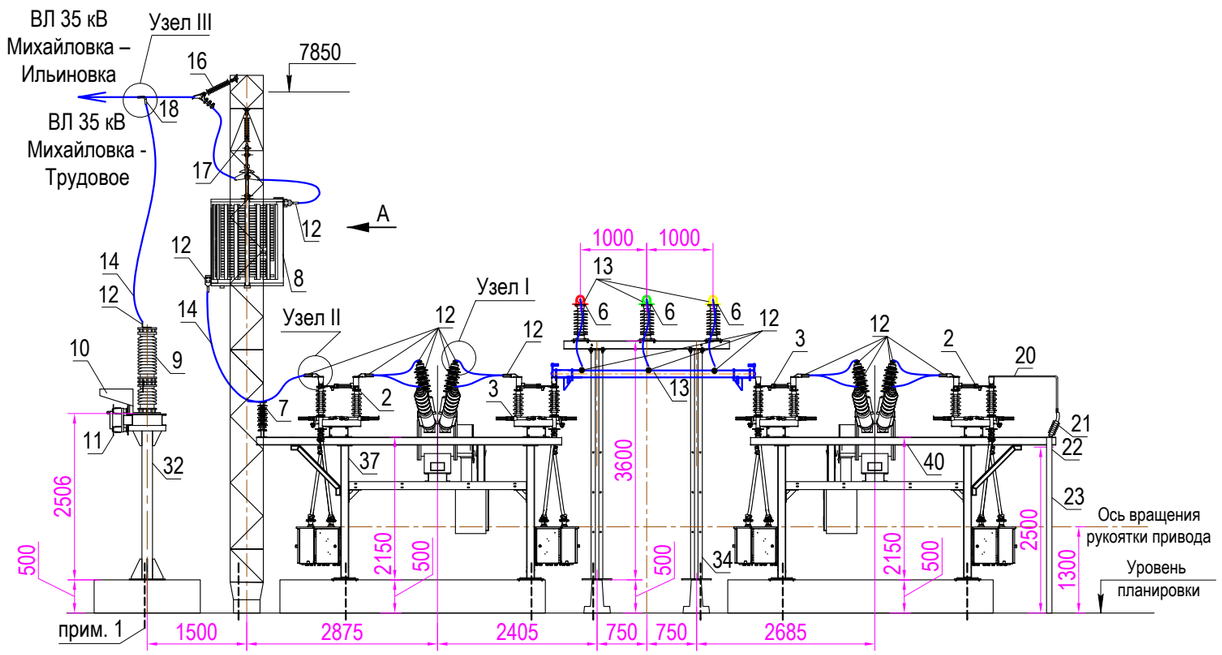
Подп. и дата

Инв. № подл.

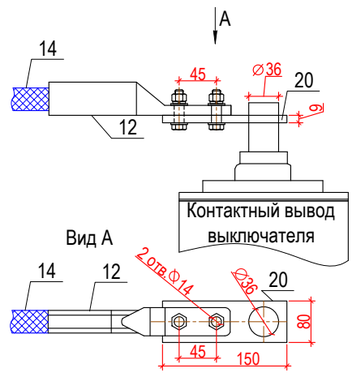
							3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ
1	-	Зам.	10-1		10.20		Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Андреев			08.20	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть	Стадия: П; Лист: 5; Листов: -
Проверил		Бучинский			08.20	Поясняющая спецификация к л.л. 3, 4	Проектный центр ООО "Техно Базис"
Н.контр.		Тюкавкин			08.20		

Формат А2

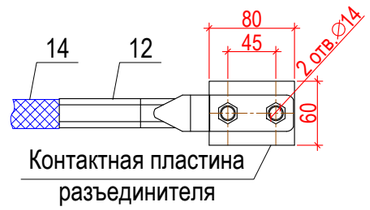
6-6, 8-8



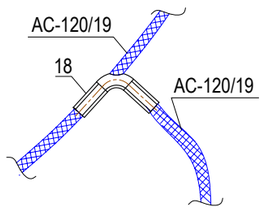
Узел I



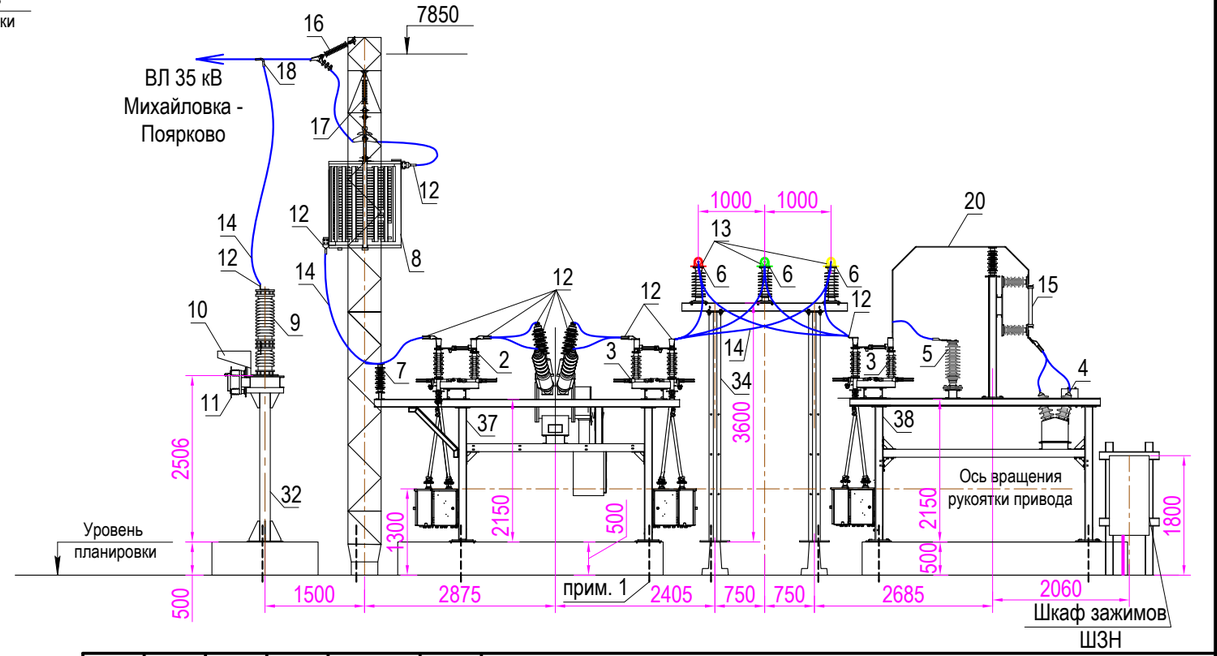
Узел II



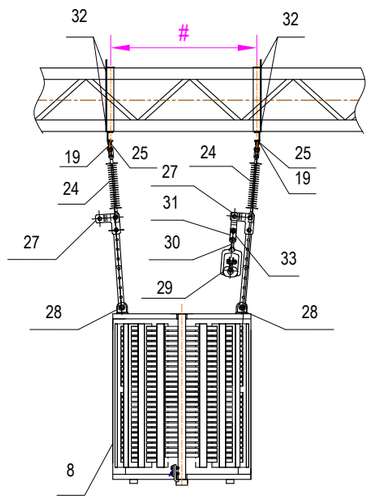
Узел III



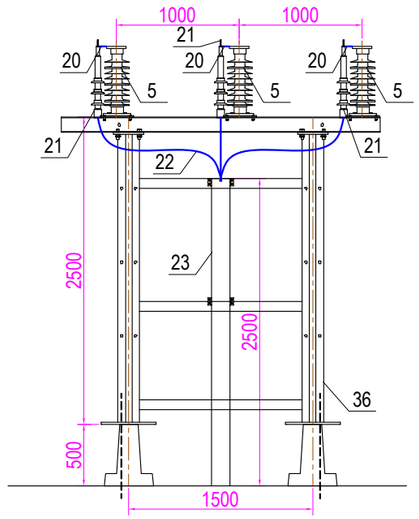
7-7



Вид A



Блок 35 кВ КМ и ОПН-2,5 (поз. 36)



Примечания:

1. Металлоконструкции присоединить к контуру заземления не менее чем в двух местах сталью полосовой 40х5 мм.
2. Место сварки покрыть цинконаполненной антикоррозионной композицией АЛПОЛ ТУ 2313-012-12288779-99 и антикоррозионной алюминий наполненной краской АЛПОЛ ТУ 2313-014-12288779-99.
3. Рассматривать совместно с л.л. 2, 8.
4. Для подключения аппаратного зажима к контактному выводу оборудования и AL полосы использовать монтажный комплект включающий: 1. Болт М12х45 (4 шт.) (ГОСТ 7798-70); 2. Гайка М12 (4 шт.) (ГОСТ 5927-70); 3. Шайба М12 (8 шт.) (ГОСТ 11371-78); 4. Шайба пружинная 12 (4 шт.) (ГОСТ 6402-70).

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Андреев			08.20
Проверил		Бучинский			08.20
Н.контр.		Тюкавкин			08.20

3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ

Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД

Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть

Стадия	Лист	Листов
П	6	-

Разрез 6-6, 7-7, 8-8

Проектный центр ООО "Техно Базис"

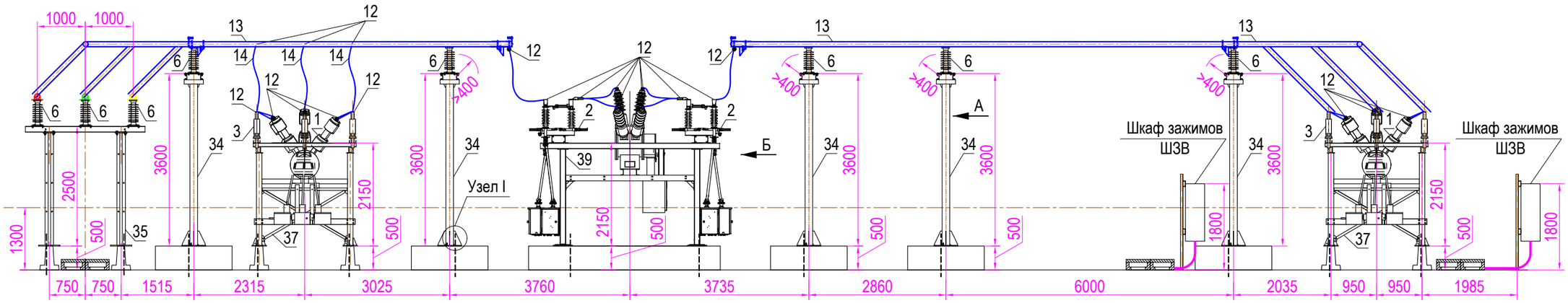
Формат А3

Взам. инв. №

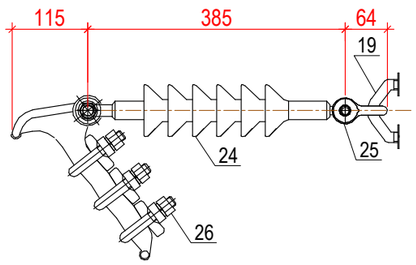
Подп. и дата

Инв. № подл.

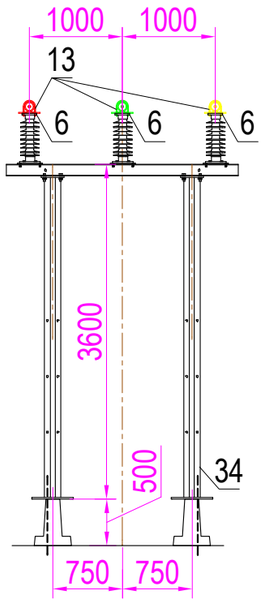
9-9



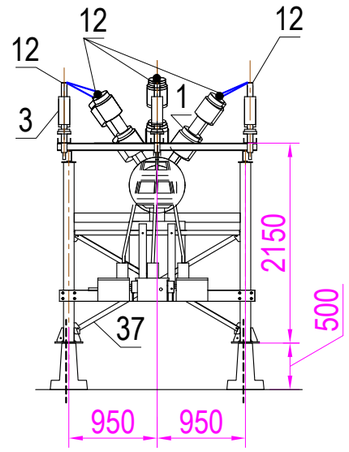
Натяжная гирлянда для сталеалюминиевого провода АС-120/19 с полимерным изолятором ЛК 70/35-3-Б УХЛ1 (поз. 16)



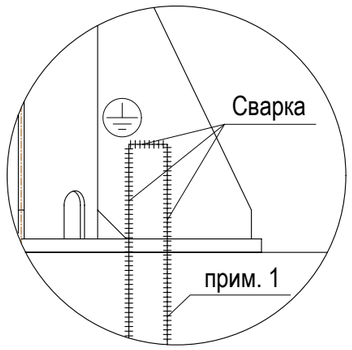
Вид А



Вид Б



Узел I



Примечания:

1. Металлоконструкции присоединить к контуру заземления не менее чем в двух местах сталью полосовой 40х5 мм.
2. Место сварки покрыть цинконаполненной антикоррозионной композицией АЛПОЛ ТУ 2313-012-12288779-99 и антикоррозионной алюминий наполненной краской АЛПОЛ ТУ 2313-014-12288779-99.
3. Рассматривать совместно с л.л. 2, 8.
4. Для подключения аппаратного зажима к контактному выводу оборудования и AL полосы использовать монтажный комплект включающий: 1. Болт М12х45 (4 шт.) (ГОСТ 7798-70); 2. Гайка М12 (4 шт.) (ГОСТ 5927-70); 3. Шайба М12 (8 шт.) (ГОСТ 11371-78); 4. Шайба пружинная 12 (4 шт.) (ГОСТ 6402-70).

1	-	Зам.	10-1		10.20
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Андреев			08.20
Проверил		Бучинский			08.20
Н.контр.		Тюкавкин			08.20

3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ

Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД

Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть

Стадия	Лист	Листов
П	7	-

Разрез 9-9

Проектный центр
ООО "Техно Базис"

Формат А3

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Поз.	Обозначения	Наименования	Кол.			Масса ед., кг	Примечание
			1 этап	2 этап	3 этап		
ОРУ 35 кВ							
1		Выключатель элегазовый баковый 35 кВ ВГБ-УЭТМ-35-12,5/630 УХЛ1, Iном=630 А, Iоткл=12,5 кА, Iтерм=12,5 кА, Iдин=35 кА, привод ПЭМ-1		3	3	650	
2		Разъединитель трёхполюсный 35 кВ с двумя комплектами заземляющих ножей РГП-2-II-35/1000 УХЛ1, Iном=1000 А, Iтерм=20 кА, Iдин=50 кА, привод главных и заз. ножей ручной ПРГ-5 УХЛ1		5	4	150	
3		Разъединитель трёхполюсный 35 кВ с одним комплектом заземляющих ножей РГП-1а-35/1000 УХЛ1, Iном=1000 А, Iтерм=20 кА, Iдин=50 кА, привод главных и заземляющих ножей ручной ПРГ-5 УХЛ1		2	3	130	
4		Трансформатор напряжения 35 кВ НАМИ-35 УХЛ1, 35000√3, 100√3, 100√3, 100, кл.т. 0,2/0,2/3Р		1	1	250	
5		Ограничитель перенапряж. 35 кВ ОПНп-35/680/40,5-10-III УХЛ1	3	9	6	29	
6		Шинная опора 35 кВ ШОП-35-УХЛ1 в комплекте с шинодержателем для жёсткой ошиновки (О 80х5 мм)		9	9	7,6	
7		Шинная опора 35 кВ ШОП-35-УХЛ1 в комплекте с шинодержателем для провода АС-120/19		3	6	7,6	
8		ВЧ-заградитель ВЗ-630-0,25 УХЛ1, Iном=630 А, Iтерм=20 кА, Iдин=55 кА		2	4	88	
9		Конденсатор связи с контактным выводом и изолирующей подставкой СМПВ-66/√3-4,4 УХЛ1		2	4	24	
10		Сталь тонколистовая оцинкованная: 500х500х1,5 мм		2	4	0,3	
11		Разъединитель однополюсный РВО-10/400 УХЛ2		2	4	6,3	
12		Зажим аппаратный прессуемый: А2А-120-2А Т	9	69	66	0,142	
13		Ошиновка жёсткая 35 кВ, УХЛ1: Iном=1000 А, Iтерм=20 кА, Iдин=50 кА		60	60	-	м
14	ГОСТ 839-80	Провод сталеалюминиевый: АС-120/19	10	30	30	0,471	м
15		Предохранитель 35 кВ ПКН-001-35 ХЛ1		3	3	5	
16		Уголок стальной равнополочный: 80х80х6 мм		2	1	4,52	м
17		Поддерживающая гирлянда с полимерным изолятором ЛК 70/35-3-Б УХЛ1 для ВЧ-заградителя		4	2	6,87	
18		Зажим ответвительный прессуемый: ОА-120-1	9	5	3	0,17	
19		Узел крепления КГП-7-3		4	2	0,44	
20		Шина алюминиевая 80х6		5	5	1,3	
21		Концевая кабельная муфта наружной установки 35 кВ 1ПКНтнг-LS35-70-В	6	6	3	5	
22		Кабель 35 кВ 3хАПвВнг(А)-LS 1х70/35	80	100	190	1,834	м
23		Лоток неперфорированный LNS 500*1,2	5	20	20	6,77	
24		Изолятор полимерный ЛК 70/35-3-Б УХЛ1		2	4	1,57	
25		Скоба СК-7-1А		2	4	0,38	
26		Зажим натяжной болтовой НБ-2-6		2	4	1,87	
27		Звено промежуточное ПТМ-7-2		2	4	0,7	
28		Звено промежуточное ПРР-7-1		2	4	1,91	
29		Зажим поддерживающий ПГН-5-3		2	4	5,3	
30		Серьга СР-7-16		2	4	0,3	
31		Звено промежуточное 2ПР-7-1		2	4	0,47	
32		Блок-35-Кс-2,5-0,0		2	1	100	
33		Звено промежуточное ПРТ-7-1		2	4	0,462	
34		Блок-35-Шо-3,6-1,0		2	3	250	
35		Блок-35-Шо-2,5-1,0		1		200	
36		Блок-35-КмОПН-2,5-1,0	2	1	1	220	
37		Блок-35-ШоРВР-2,15-1,0		1	2	750	
38		Блок-35-РОПНШоПТн-2,15-1,0		1	1	650	
39		Блок-35-РВР-2,15-1,0			1	700	
40		Блок-35-РВРКМ-2,15-1,0		1	1	700	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

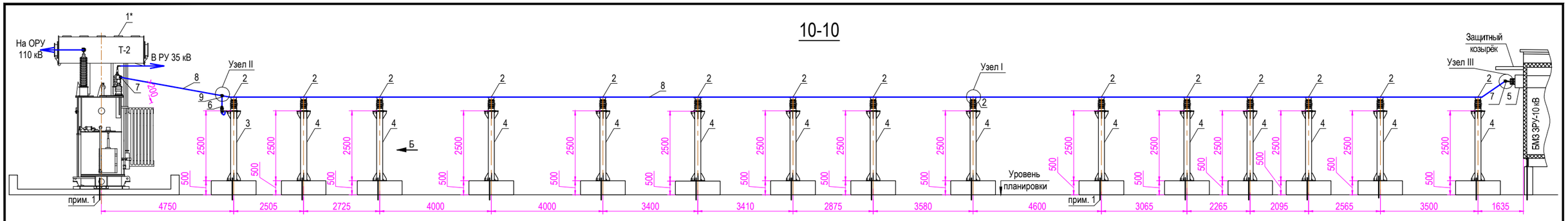
						3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ
1	-	Зам.	10-1		10.20	Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	
Разраб.		Андреев			08.20	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть
Проверил		Бучинский			08.20	Поясняющая спецификация к л.л. 6, 7
Н.контр.		Тюкавкин			08.20	

Стадия	Лист	Листов
П	8	-

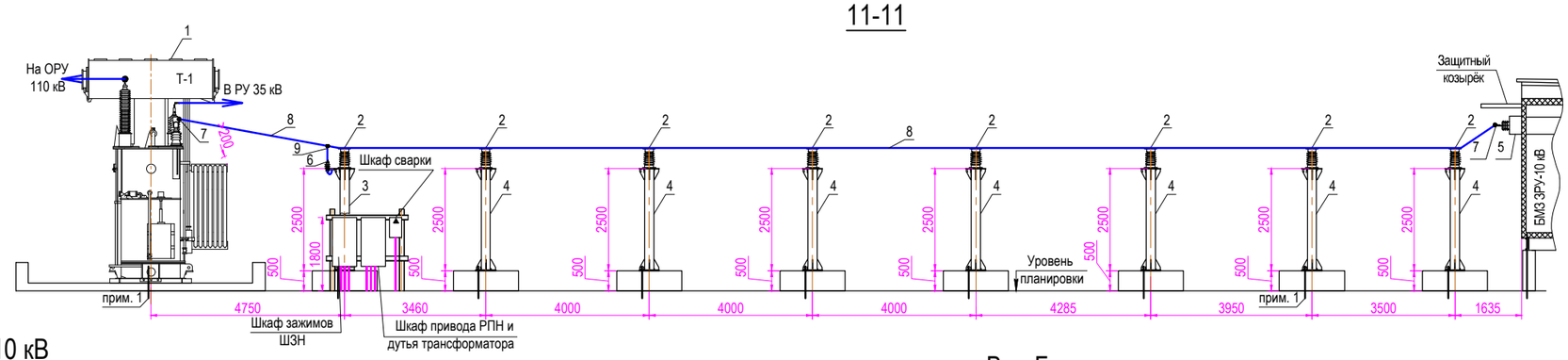
Проектный центр ООО "Техно Базис"

Формат А2

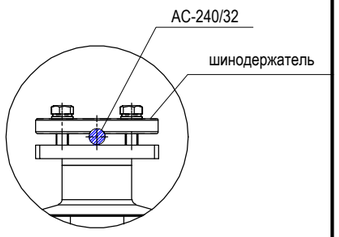
10-10



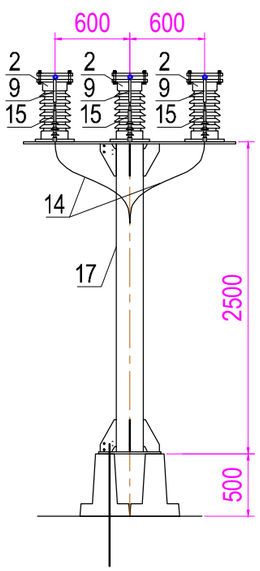
11-11



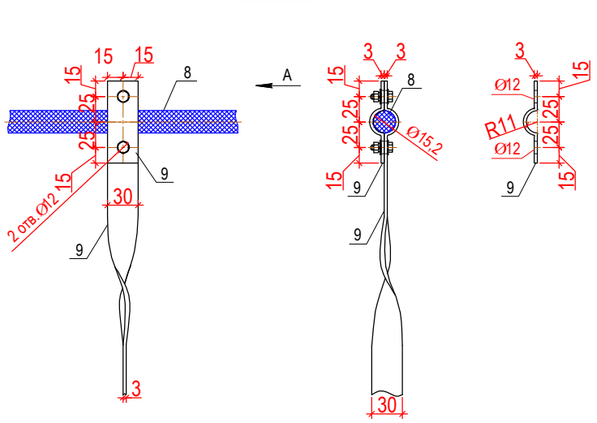
Узел I



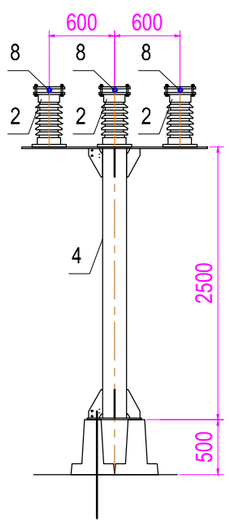
Блок кабельных муфт 10 кВ (поз. 17)



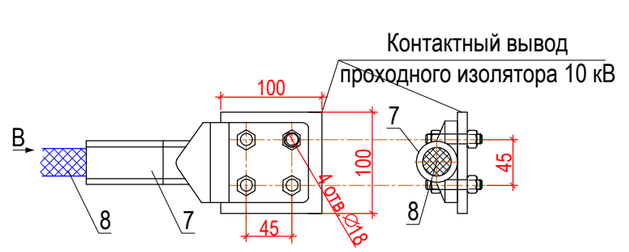
Узел II



Вид Б



Узел III



Примечания:

1. Металлоконструкции присоединить к контуру заземления не менее чем в двух местах сталью полосовой 40х5 мм.
2. Место сварки покрыть цинконаполненной антикоррозионной композицией АЛПОЛ ТУ 2313-012-12288779-99 и антикоррозионной алюминий наполненной краской АЛПОЛ ТУ 2313-014-12288779-99.
3. Рассматривать совместно с л.л. 2, 10.
4. Для подключения аппаратного зажима к контактному выводу оборудования и AL полосы использовать монтажный комплект включающий: 1. Болт М12х45 (4 шт.) (ГОСТ 7798-70); 2. Гайка М12 (4 шт.) (ГОСТ 5927-70); 3. Шайба М12 (8 шт.) (ГОСТ 11371-78); 4. Шайба пружинная 12 (4 шт.) (ГОСТ 6402-70).

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Андреев			08.20
Проверил		Бучинский			08.20
Н.контр.		Тюкавкин			08.20

3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ

Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД

Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть

Стадия	Лист	Листов
П	9	-

Разрез 10-10, 11-11

Проектный центр ООО "Техно Базис"

Формат А3

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Поз.	Обозначения	Наименования	Кол.		Масса ед., кг	Примечание
			1 этап	2 этап		
РУ 10 кВ						
1		Трансформатор силовой Т-1 (существующее оборудование): ТДТН-10000/110/35/10, ПБВ ВН 115±9 х 1,5%; ПБВ СН 38,5±2 х 2,5%	1		-	
1*		Трансформатор силовой Т-2 (существующее оборудование): ТМТ-6300/110/35/10, ПБВ ВН 110±2 х 2,5%; ПБВ СН 38,5±2 х 2,5%		1	-	
2		Изолятор опорный полимерный 20 кВ ОТПК 20-20-Б-2 УХЛ1 с арматурой для крепления одного провода в фазе АС-240/32	57	30	25	
3		Блок-10-ШоОПН-2,5-0,6	1	1	150	
4		Блок-10-Шо-2,5-0,6	12	9	140	
5		Шинный мост 10 кВ	1		-	компл.
6		Ограничитель перенапряжений 10 кВ ОПН-10/12-10/650(II) УХЛ1	18	3	3	
7		Зажим аппаратный прессуемый: А4А-240-8 Т	6	6	0,514	
8	ГОСТ 839-80	Провод сталеалюминиевый: АС-240/32	300	200	0,921	м
9		Шина алюминиевая 80х6	30	10	1,3	м
10		Неперфорированный лоток: Р 60-20 С	20	-	6,4	
11		Крышка лотка: РД 20 С	20	-	4,2	
12		Стойка консоли: КЧЮ 60-05 Ф	34	-	1,8	
13		Консоль: К2В Ф	34	-	1,6	
14		Кабель 10 кВ	500	-	-	м
15		Концевая кабельная муфта 6 кВ: 3ПКНТп-10-35/50(Б) нг-LS	5	-	1,19	3-х фазн. компл.
16		Термоусаживаемая перчатка кабельной муфты 6 кВ	5	-	1	
17		Блок-10-КМ-2,5-0,6	1	-	100	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1	-	Зам.	10-1		10.20	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	
Разраб.		Андреев			08.20	
Проверил		Бучинский			08.20	
Н.контр.		Тюкавкин			08.20	

3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ

Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД

Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть

Стадия	Лист	Листов
П	10	-

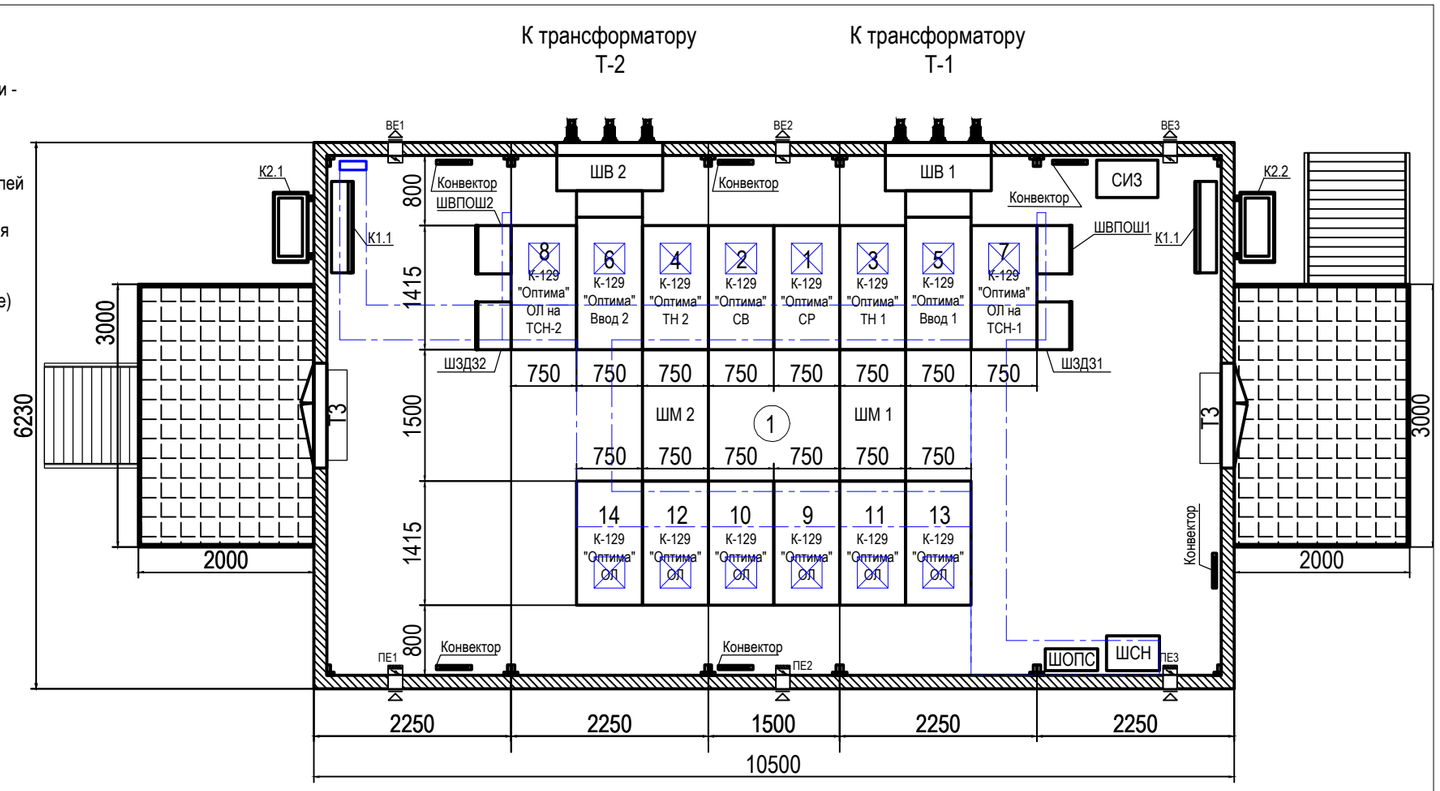
Поясняющая спецификация к л. 9

Проектный центр
ООО "Техно Базис"

Формат А3

Примечания (общие указания):

1. В комплект поставки блочно-модульного здания БМЗ ЗРУ-10 кВ включить:
   - площадки для обслуживающего персонала с опорными конструкциями, быстро съемными перилами и лестничными маршами - 2 шт. (высота установки БМЗ ЗРУ-10 кВ над уровнем планировки 0,7 м)
   - козырьки над входами, закрывающие весь лестничный марш;
   - козырьки над проходными изоляторами вводов Т-1 и Т-2;
   - кабельные лотки для прокладки кабелей по шкафам в КРУ (лоток вспомогательных цепей), отверстия в полу для ввода кабелей в БМЗ ЗРУ-10 кВ. Отверстия для выхода силовых и контрольных кабелей должны иметь сальниковые уплотнители;
- шкафы (щиты) ШОПС (шкаф охранно-пожарной сигнализации), ШСН (шкаф собственных нужд), ШВПОШ (шкаф ввода питания оперативных шинок, 2 шт.).
   и т.д. для обеспечения жизнедеятельности здания БМЗ ЗРУ-10 кВ.
   - светодиодные светильники рабочего и аварийного освещения (внутренние). Светильники аварийного освещения (внутренние) установить со встроенными аккумуляторными батареями. Управление внутренним освещением должно быть с двух сторон (проходные выключатели (переключатели)).
   - над входными дверями в БМЗ ЗРУ-10 кВ предусмотреть осветительные установки (по 1 шт. над каждой дверью) со светодиодными светильниками (по 1 шт. на каждую установку);
   - конвекторные обогреватели (оснащенные термодатчиками и терморегуляторами);
   - тепловые завесы над входными дверями;
   - приточно-вытяжная (принудительная) вентиляция;
   - охранно-пожарная сигнализация;
   - выключатели и розетки, силовая и осветительная сеть;
   - комплект ЗИП на 1 год и техническая документация (2 экз.);
   - средства защиты, средства оказания первой помощи, противопожарные средства и инвентарь.
2. Согласно ГОСТ Р 53315-2009 (раздел 6, табл.2) и СП 6.13130.2013 (п. 4.8) силовую и осветительную сеть выполнить медным кабелем с ПВХ изоляцией, не распространяющей горение (исполнение - нг(А)-LS). Электрическую сеть для систем противопожарной защиты, средств обеспечения деятельности подразделений пожарной охраны, систем обнаружения пожара, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре, аварийного освещения на путях эвакуации, аварийной вентиляции и противодымной защиты, автоматического пожаротушения, внутреннего противопожарного водопровода выполнить кабелем с низким дымо- и газовыделением (исполнение - нг(А)-FRLS).
3. Двери в БМЗ ЗРУ-10 кВ предусмотреть с механическими замками с возможностью открывания изнутри без ключа.
4. Предусмотреть утепление блочно-модульного ЗРУ-10 кВ в следующем объеме:
   - полы выполнить с двойным слоем утеплителя "внахлёст";
   - предусмотреть герметизацию (утепление) мест выхода кабелей на улицу из негорючего материала;
   - над входами установить тепловые завесы.
5. Предусмотреть полы с антистатическим покрытием.
6. Конструктивное исполнение БМЗ ЗРУ-10 кВ должно обеспечивать выполнение Федерального Закона № 123-ФЗ от 22 июля 2008 г. "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".
7. Температура внутри БМЗ ЗРУ-10 кВ в любое время года должна быть не ниже +5 °С.
8. В распределительном шкафу ШСН БМЗ ЗРУ-10 кВ необходимо предусмотреть возможность питания от двух секций шин СН 0,4 кВ, для обеспечения резервирования.
9. В распределительном шкафу ШСН БМЗ ЗРУ-10 кВ необходимо предусмотреть понижающий трансформатор ~220/12 В для питания ламп освещения (ремонтное освещение) и розеток в шкафах КРУ 10 кВ.
10. Категория БМЗ ЗРУ-10 кВ по взрывоопасной и пожарной опасности - В4, степень огнестойкости - II, класс конструктивной пожарной опасности - С0, класс функциональной пожарной опасности - Ф5.1.
11. В БМЗ ЗРУ-10 кВ предусмотреть ввод шин заземления и контур заземления по периметру с клеммами присоединения из цветного металла.
12. Предусмотреть подвесные кабельные каналы с разделительной перегородкой для прокладки силовых и контрольных кабелей по периметру БМЗ ЗРУ-10 кВ.
13. Предусмотреть крепления для установки шинных мостов от силовых трансформаторов до вводных ячеек КРУ 10 кВ.
14. Максимальная высота оборудования 2840 мм (ячейки КРУ 10 кВ с учетом вводных шинных мостов). Высота внутри помещения в свету не менее 3000 мм.
15. Толщина сендвич-панелей 150 мм.
16. Проходные плиты и изоляторы включить в комплект поставки.
17. Предусмотреть в составе здания охранно-пожарную сигнализацию:
- на путях эвакуации (выходах из здания на высоте 1,5 м) предусмотреть извещатели пожарные ручные адресные, над дверьми предусмотреть световые указатели "Выход", охранные адресные магнитоконтактные извещатели;
- помещение БМЗ ЗРУ-10 кВ оснастить пожарными адресными дымовыми извещателями, охранные адресные объемные извещтели и звуковой оповещатель;
- на фасаде здания в районе входов разместить светозвуковые оповещатели, со следующим алгоритмом работы:
   - под охраной - световой оповещатель включен;
   - снято с охраны - световой оповещатель отключен;
   - срабатывание ОПС - работа звукового оповещения;
18. Шкаф ШОПС (шкаф охранно-пожарной сигнализации) оснастить:
- приемо-контрольный охранно-пожарный прибор (С2000-КДЛ);
- для отключения вентиляции при пожаре предусмотреть установку\~релейного блока (С2000-СП1 исп.01)
- контрольно-пусковой блок (С2000-КПБ);
- источник резервированного питания 12В с аккумуляторной батареей.
Размер шкафа ШОПС (шкаф охранно-пожарной сигнализации) уточняется заводом изготовителем БМЗ ЗРУ-10 кВ.
19. На свободных местах планируется разместить средства защиты, выкатные тележки обслуживания ячеек КРУ 10 кВ и т.д. Точный перечень вспомогательного оборудования будет определён на следующих стадиях проектирования.



Условные обозначения:

- отверстия в полу для выхода силовых и контрольных кабелей;

- подвесные кабельные каналы прокладки силовых и контрольных кабелей.

Помещение ячеек КРУ 10 кВ

1-14	Ячейки КРУ 10 кВ	14	
ТЗ	Тепловая завеса	2	
ШМ	Шинный мост 10 кВ	2	
ШВ	Шинный ввод 10 кВ	2	
ШСН	Шкаф собственных нужд	1	
ШОПС	Шкаф охранно-пожарной сигнализации	1	
ШВПОШ	Шкаф ввода питания оперативных шинок	2	
ШЗДЗ	Шкаф защиты от дуговых замыканий	2	
СИЗ	Стойка средств индивидуальной защиты	1	
ПЕ	Система приточной вентиляции	3	
ВЕ	Система вытяжной вентиляции	3	
К1	Внутренняя сплит-система	2	
К2	Наружная сплит-система	2	

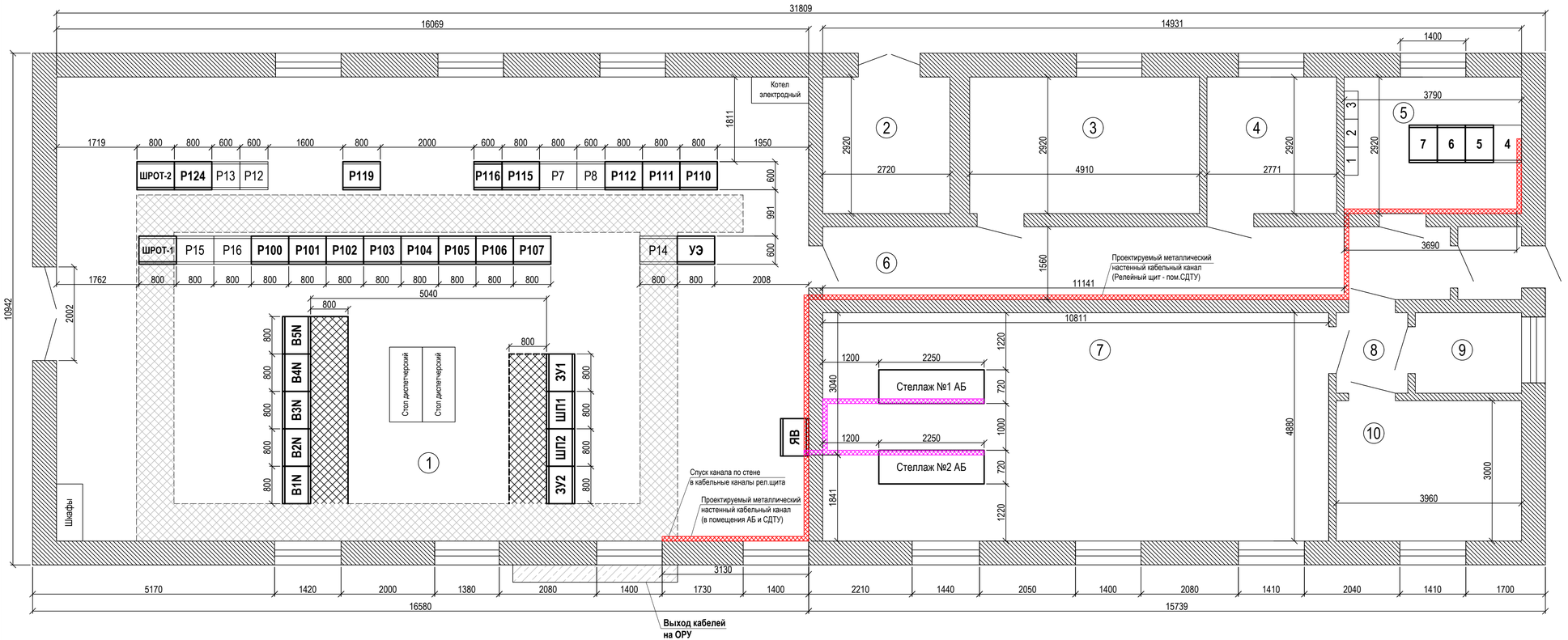
Экспликация помещений

Номер по плану	Наименование	Температура, °С	Освещенность, лк
1	Помещение ячеек ЗРУ-10 кВ	+5÷+20	300

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ	
						Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД	
Разраб.		Андреев			08.20	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть	Стадия: П; Лист: 11; Листов: -
Проверил		Бучинский			08.20	План БМЗ ЗРУ-10 кВ	Проектный центр ООО "Техно Базис"
Н.контр.		Тюкавкин			08.20		

Формат А3

Взам. инв. N | Подл. и дата | Инв. N подл.



Условные обозначения:

- Проектируемый кабельный канал в полу помещения
- Существующий кабельный канал в полу помещения
- Существующий кабельный канал ОРУ
- Проектируемый металлический настенный кабельный канал
- Кабельный канал кислотостойкого исполнения

Перечень существующих шкафов и панелей ОПУ

№ пан.	Наименование шкафа (панели)	Статус	Прим.
Р7	Основная защита ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС - Михайловка	сущ.	
Р8	Резервная защита и автоматика ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС - Михайловка	сущ.	
Р12	Резервная защита и автоматика ВЛ 110 кВ Тамбовка - Михайловка	сущ.	
Р13	Основная защита ВЛ 110 кВ Тамбовка - Михайловка	сущ.	
Р14	МКПА с функцией АОСН	сущ.	
Р15	ПРД АВАНТ 196 кГц ВЛ 110 кВ Тамбовка - Михайловка	сущ.	
Р16	АОПО ВЛ 110 кВ Тамбовка - Михайловка (МКПА-2)	сущ.	

Перечень проектируемых шкафов и панелей ОПУ

№ пан.	Наименование шкафа (панели)	Статус	Прим.
	2 этап. Щит постоянного тока		
ЗУ1	Зарядное устройство №1	проект.	
ШП1	Шкаф питания №1	проект.	
ШП2	Шкаф питания №2	проект.	
ЗУ2	Зарядное устройство №2	проект.	
ШРОТ-1	Шкаф распределения оперативного тока №1	проект.	
ШРОТ-2	Шкаф распределения оперативного тока №2	проект.	
ЯВ	Ящик ввода с АБ	проект.	
	2 этап. Щит собственных нужд		
В1N	Панель СН 0,4 кВ. Распределение 1 с.ш. 0,4 кВ	проект.	
В2N	Панель СН 0,4 кВ. Ввод 1 с.ш. 0,4 кВ	проект.	
В3N	Панель СН 0,4 кВ. Секционный выключатель 0,4 кВ	проект.	
В4N	Панель СН 0,4 кВ. Ввод 2 с.ш. 0,4 кВ	проект.	
В5N	Панель СН 0,4 кВ. Распределение 2 с.ш. 0,4 кВ	проект.	
	1 этап. Оборудование РЗиА, ТМ, связи и АИИСКУЭ		
Р103	Шкаф защит и автоматики Т-1	проект.	на место У3
	2 этап. Оборудование РЗиА, ТМ и АИИСКУЭ		
Р100	Шкаф центральной сигнализации и управления ВЛ-110 кВ	проект.	на место ЗВУ-2
Р101	Шкаф защит и автоматики Т-2	проект.	на место У1
Р102	Шкаф защит и автоматики СВ 110. ТН-1 110, ТН-2 110	проект.	на место У2
Р104	Шкаф защит и автоматики СВ 35, ТН-1 35, ТН-2 35. Управление СВ 10	проект.	на место У4
Р105	Шкаф защит и автоматики ВЛ 35 кВ	проект.	на место У5
Р106	Шкаф защит и автоматики В 35 Т-1, В 35 Т-2	проект.	на место У6
Р107	Шкаф оперативной блокировки 110, 35 кВ	проект.	на место У7
Р110	Шкаф регистратора аварийных событий	проект.	на место Р11
Р111	Шкаф защит и автоматики ВЛ 110 кВ Михайловка - Поярково	проект.	на место Р10
Р112	Шкаф ОМП ВЛ 110, 35 кВ	проект.	на место Р9
Р115	Шкаф АЧР-10, 35 кВ. АЧР ВЛ 110 кВ Михайловка - Поярково	проект.	на место Р6
Р119	Шкаф ССПИ. Модули ввода/вывода сигналов	проект.	на место Р2
Р124	Шкаф ДЗО-110 кВ	проект.	без наладки на данном этапе
УЭ	Шкаф АИИСКУЭ	проект.	
	3 этап. Оборудование РЗиА, ТМ, связи и АИИСКУЭ		
Р116	Шкаф сервера АРМ СРЗА	проект.	на место Р5

Перечень шкафов и панелей помещения СДТУ

№ пан.	Наименование шкафа (панели)	Статус	Прим.
1-3	Оборудование ВЧ связи	сущ.	
4	Шкаф телекоммуникационный	сущ.	
	2 этап. Оборудование ТМ, связи		
5	Шкаф оборудования связи и серверов ССПИ №1	проект.	
6	Шкаф оборудования связи и серверов ССПИ №2	проект.	
	3 этап. Оборудование ОПС		
7	Шкаф сервера видеонаблюдения и ОПС	проект.	

Перечень шкафов и панелей в аккумуляторной

№ пан.	Наименование шкафа (панели)	Статус	Прим.
-	Стеллаж №1. Аккумуляторные батареи	проект.	
-	Стеллаж №2. Аккумуляторные батареи	проект.	

Экспликация помещений

№ пан.	Наименование помещений
1	Релейный щит (ОПУ)
2	Помещение ТСН
3	Мастерская
4	Комната зарядных агрегатов
5	Помещение СДТУ
6	Коридор
7	Аккумуляторная
8	Тамбур
9	Резервное помещение
10	Вентиляторная

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Корытин			08.20
Проверил		Бучинский			08.20
Н.контр.		Тюкавкин			08.20

3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ

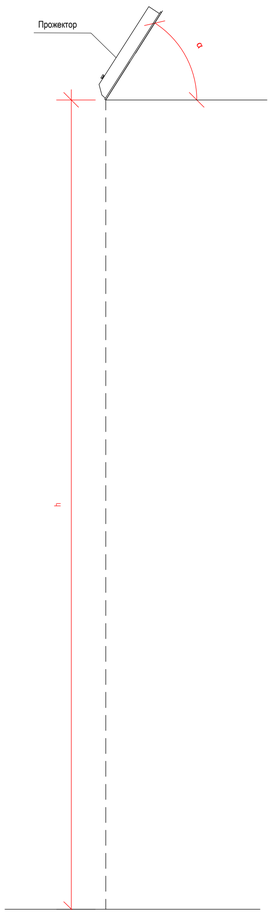
Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД

Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть

Стадия	Лист	Листов
П	12	

Сводный план расположения оборудования в здании ОПУ после реконструкции

Проектный центр ООО "Техно Базис"



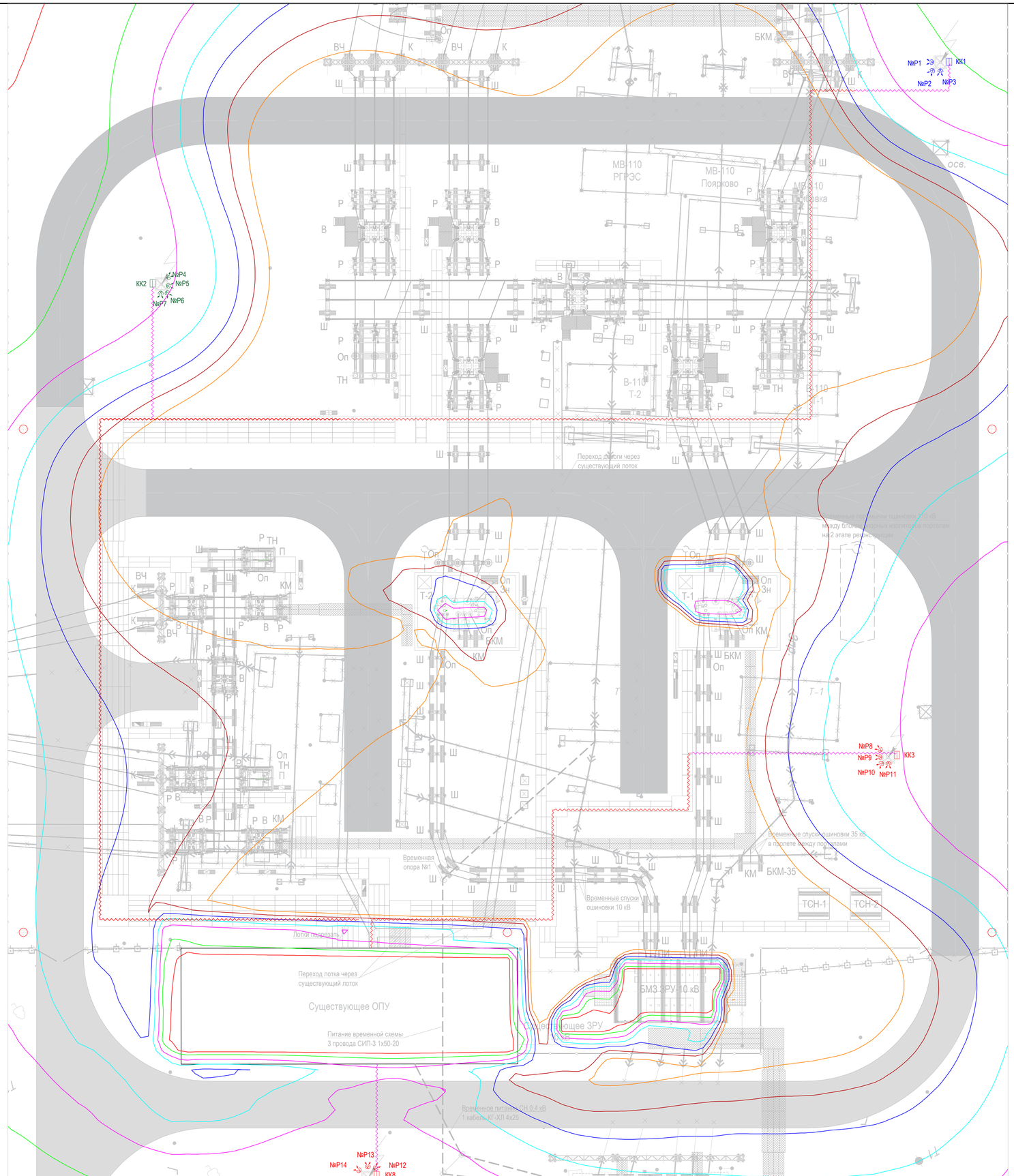


Таблица 1. Условных обозначений

Обозначение	Наименование
	Светодиодный прожектор VL-Vertikal 270-03
	Клеммная коробка
	Прокладка кабеля в грунте в стальной трубе Dн=50 мм
	Прокладка кабеля в ж/б лотке
	2.0 lx
	5.0 lx
	10.0 lx
	15.0 lx
	20.0 lx
	25.0 lx
	30.0 lx

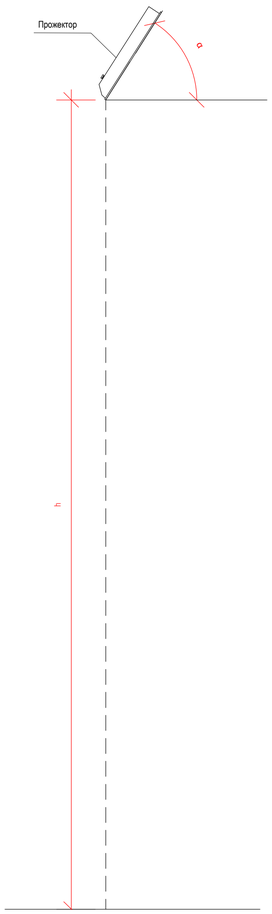
Таблица 2. Параметры установки светильников

Исходные данные			
Светильник	h, м	α, °	Руст, кВт
Р1	30	45	0,27
Р2	30	45	0,27
Р3	30	45	0,27
Р4	30	45	0,27
Р5	30	45	0,27
Р6	30	45	0,27
Р7	30	45	0,27
Р8	30	50	0,27
Р9	30	50	0,27
Р10	30	50	0,27
Р11	30	50	0,27
Р12	30	50	0,27
Р13	30	50	0,27
Р14	30	50	0,27

Примечания:
1. План рабочего освещения разработан с помощью ПО "DIALux 4.12". Программа соответствует требованиям действующих российских нормативных документов в части уличного наружного освещения.
2. Рассматривать совместно с л. 20.

							3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ	
							Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Разраб.		Андреев			08.20	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть	Стадия: П	Лист: 13	Листов:
Проверил		Бучинский			08.20	План рабочего освещения	Проектный центр ООО "Техно Базис"		
Н.контр.		Тюкавкин			08.20				

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



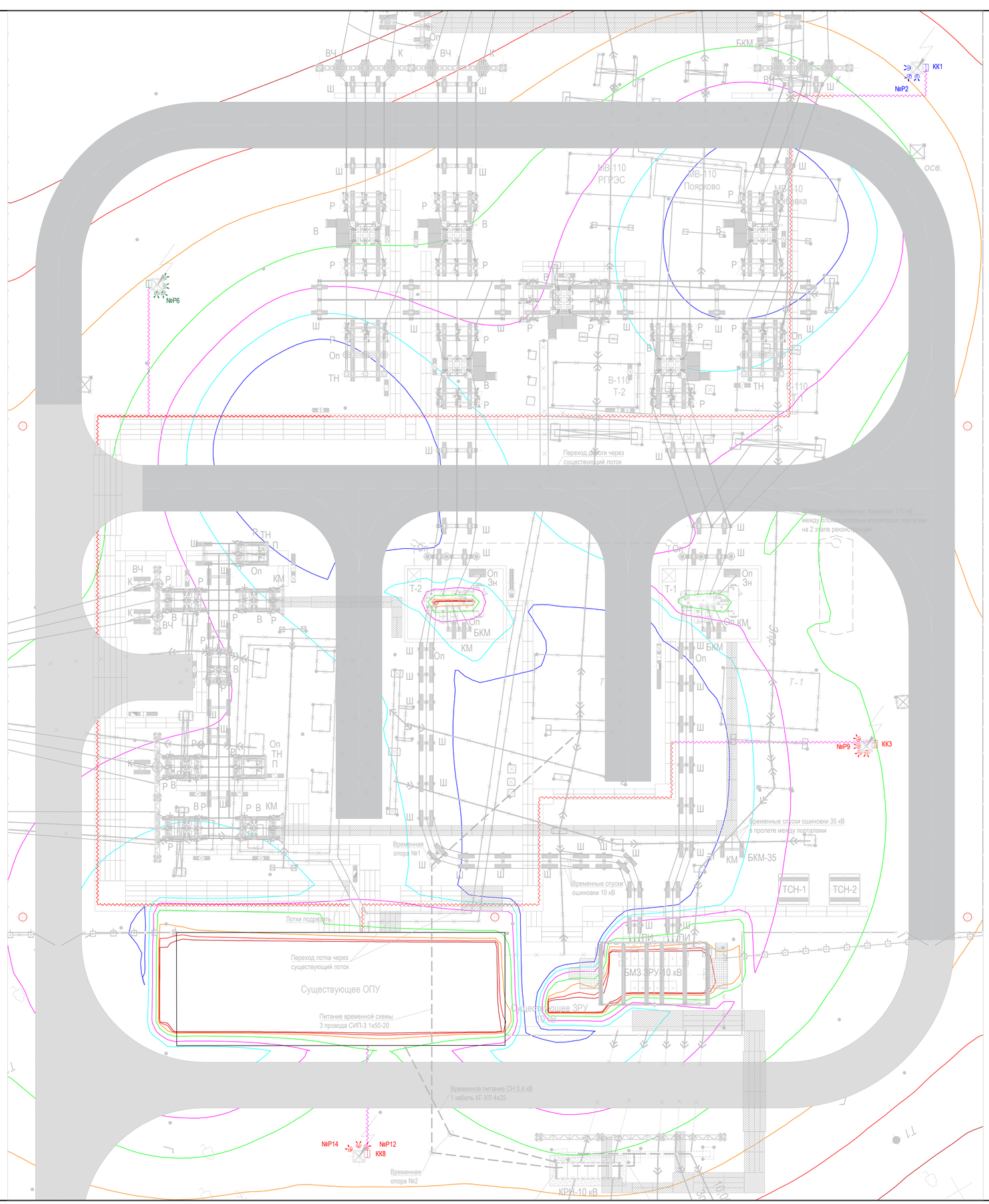


Таблица 1. Условных обозначений

Обозначение	Наименование
	Светодиодный прожектор VL-Vertikal 270-03
	Клеммная коробка
	Прокладка кабеля в грунте в стальной трубе
	Прокладка кабеля в ж/б лотке
	0.5 lx
	1.0 lx
	2.0 lx
	5.0 lx
	10.0 lx
	15.0 lx
	20.0 lx

Таблица 2. Параметры установки светильников

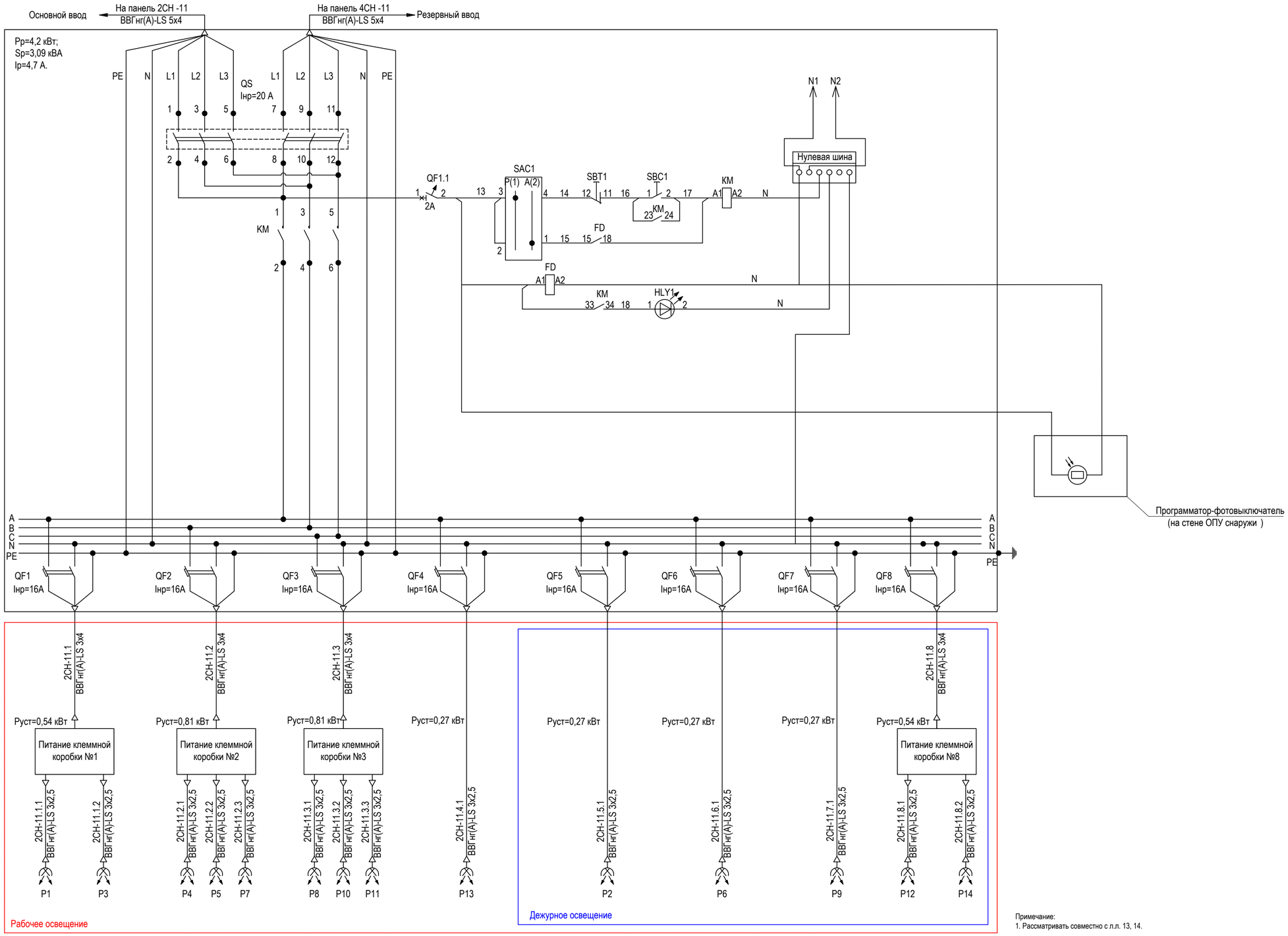
Исходные данные			
Светильник	h, м	α, °	Pуст, кВт
Р2	30	45	0,27
Р6	30	45	0,27
Р9	30	50	0,27
Р12	30	50	0,27
Р14	30	50	0,27

Примечания:
1. План рабочего освещения разработан с помощью ПО "DIALux 4.12". Программа соответствует требованиям действующих российских нормативных документов в части утилитарного наружного освещения.
2. Рассматривать совместно с л. 20.

						3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ	
						Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Андреев			08.20	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть	Стадия: П; Лист: 14; Листов:
Проверил		Бучинский			08.20	План дежурного освещения	Проектный центр ООО "Техно Базис"
Н.контр.		Тюкавкин			08.20		

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

Схема принципиальная ящика управления рабочим / дежурным освещением

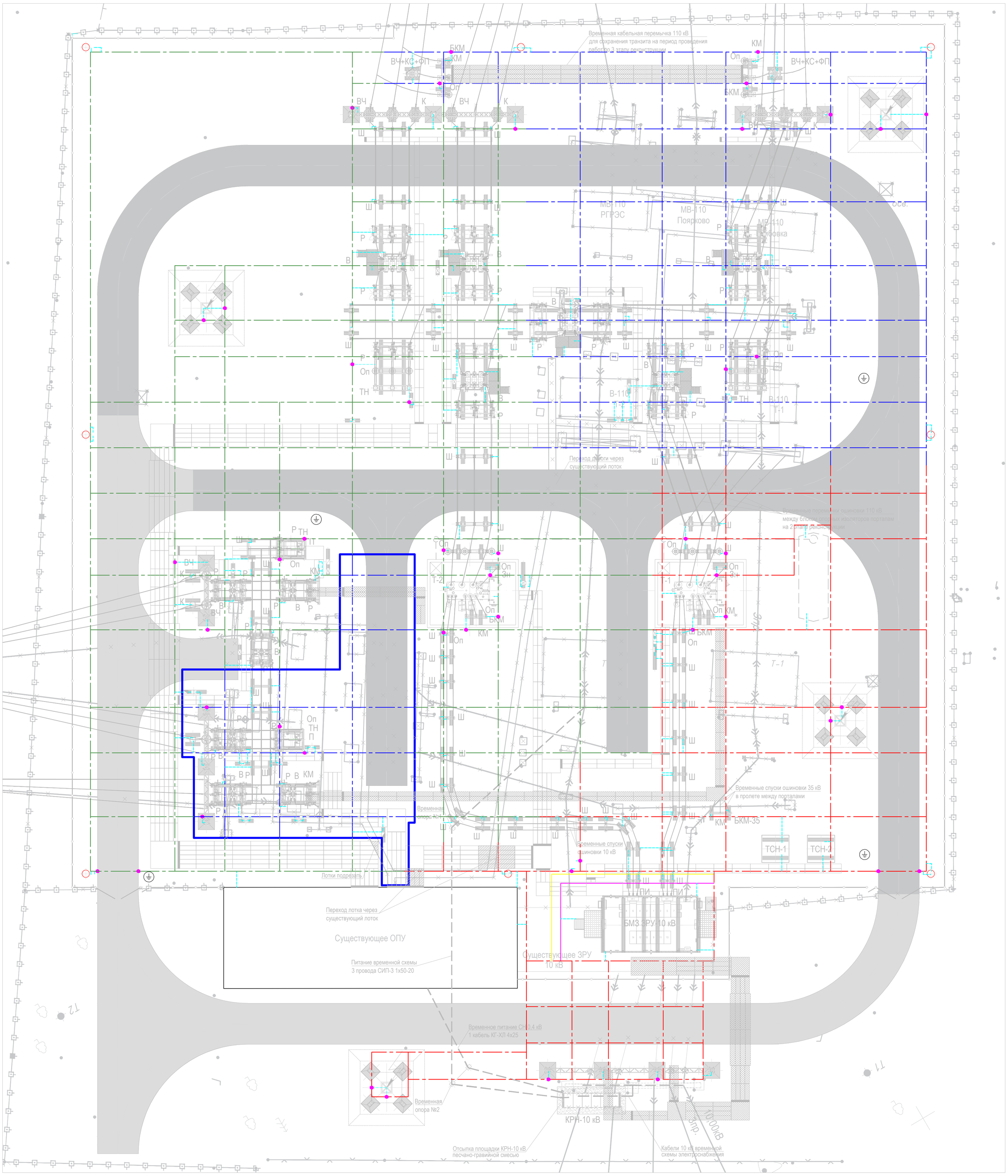


Примечание:
1. Рассматривать совместно с л.л. 13, 14.

Условные обозначения:
QS - Реверсивный рубильник (выключатель-разъединитель);
HLY - лампа сигнальная;
QF - выключатель автоматический;
KM - пускатель электромагнитный (в комплекте с тепловым реле КК);
SAC1 - переключатель кулачковый;
SBT1, SBC1 - кнопочный выключатель;
X1, X2, X3 - клеммная колодка;
- прожектор светодиодный Руст=0,27 кВ, VL-Vertikal 270-03.

						3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ	
						Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Корытин			11.20	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть	Стадия: П; Лист: 15; Листов:
Проверил		Бучинский			11.20	Схема рабочего / дежурного освещения	Проектный центр ООО "Техно Базис"
Н.контр.		Тюкавкин			11.20		

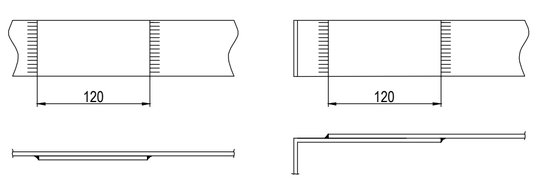
Взам. инв. №
Подл. и дата
Инв. № подл.



Общие указания:

1. Заземляющее устройство выполнить в соответствии с требованиями ПУЭ (издание седьмое), гл. 1.7 с учетом рекомендаций СП 76.13330.2016.
2. Занулению подлежат металлические корпуса электрооборудования, электродвигателей, распределительных шкафов и т.д.
3. Заземляющими проводниками являются четвёртые жилы кабелей, специальный нулевой провод, полоса заземления 40х5 мм.
4. При последовательном питании токоприёмников (в цепочку) нулевые жилы кабелей до присоединения к заземляющему болту аппарата соединить между собой неразъёмным соединением (сваркой, опрессовкой и т.д.) во избежание разрыва цепи заземления при выполнении ремонтных работ.
5. У места соединения существующего горизонтального заземлителя и вновь устанавливаемого горизонтального заземлителя установить опознавательный знак ⏚.
6. Все работы по прокладке заземляющего устройства выполнять одновременно с планировочными и строительными работами по нулевому циклу.
7. Заземляющие горизонтальные и вертикальные проводники не должны иметь окраски, должны быть зачищены от ржавчины, следов масла и т.п.
8. Соединения горизонтальных заземлителей между собой выполнить согласно решений представленных в типовом альбоме А7-2010 и осуществляется только ручной дуговой сваркой. Все соединения элементов заземляющего устройства выполняются сваркой в нахлестку в соответствии с ГОСТ 5264-80. Длина нахлеста должна быть не менее 6 диаметров для круглого заземлителя и не менее 2хВ (где В ширина полосы) для заземлителя из полосовой стали. Высота сварных швов для заземлителей из круглой стали не менее диаметра, для заземлителя из полосовой стали не менее толщины полосы. Прочность шва проверяется ударом молотка весом 1,5 - 2 кг. Места соединения стыков после сварки должны быть покрыты слоем битумного лака для защиты от коррозии. Места входа заземляющего проводника в грунт окрасить битумным лаком (мастикой) в два слоя не менее 10 см в обе стороны от проводника.
9. Проводники (выпуски), присоединяющие оборудование и металлоконструкции к заземляющей сетке, должны прокладываться на глубине не менее 0,3 м. Открытые части сварных швов на оборудовании и металлоконструкциях зачищаются и покрываются грунтовкой ГФ-021 (один слой) и эмалью ПФ-115 (один слой). Покрывается полностью сварной шов и на 5 - 10 см в обе стороны от сварного шва.
10. После монтажа ЗУ необходимо замерять его фактическое сопротивление. В случае превышения допустимой величины сопротивления ЗУ необходимо выполнить мероприятия согласно РД 153-34.0-20.525-00.
11. При повреждении существующего контура заземления при производстве строительно-монтажных работ необходимо восстановить существующий контур заземления. Соединить проектируемый контур заземления с существующим контуром заземления при проведении строительно монтажных работ. Вновь монтируемый контур заземления ПС необходимо присоединить к существующему контуру заземления ПС при обнаружении. Перед началом работ определить трассу существующего контура ЗУ, с помощью металлоискателя и шурфов. Траншеи для заземлителей следует засыпать однородным сухим грунтом, не содержащим строительного мусора. Засыпка должна проводится с утрамбовкой грунта.
12. Сечение горизонтальных заземлителей (сталь полосовая 40х5 мм.) принято на основании Технического циркуляра № 11/2006 "О заземляющих электродах и заземляющих проводниках"от 16.10.2006 (в дополнение к требованиям главы 1.7 ПУЭ, утвержденным Президентом Ассоциации "Росэлектромонтаж") исходя из минимальных размеров с точки зрения коррозионной и механической стойкости согласно Таблицы 1.
13. Согласно Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей п.2.7.7. Открыто проложенные заземляющие проводники должны быть предохранены от коррозии и окрашены в черный цвет.
14. Для устройства заземления разрабатывается траншея глубиной 0,7 м на длину горизонтального электрода.
15. Продольные и поперечные заземлители должны быть проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов или оснований оборудования, ПУЭ (издание седьмое) п. 1.7.90.
16. Болтовые соединения выполнить классом контактного соединения - 2 по ГОСТ 10434-82.
17. Сталь полосовую 40х5 мм. крепить к фундаментам дюбель-гвоздями ДГ 4,5х40 ТУ 14-4-1231-83;
18. При монтаже контура для заземления вновь устанавливаемого оборудования обеспечить расстояние по магистрали заземления от точки присоединения силового трансформатора до точки присоединения стойки портала с молниеотводом не менее 15 м;
19. Заземляющий спуск стойки портала без молниеотвода присоединить к ближайшей точке существующего заземляющего устройства на расстоянии не менее 15 м по магистрали заземления от точки присоединения силового трансформатора.
20. Красным цветом выделено оборудование, реконструируемое на 1-ом этапе.
21. Темно-зеленым цветом выделено оборудование, реконструируемое на 2-ом этапе.
22. Синим цветом выделено оборудование, реконструируемое на 3-ем этапе.

Соединения и ответвления заземляющих проводников из полосовой стали 40х5



Присоединение полос 40х5 к вертикальному заземлителю Ø18 мм

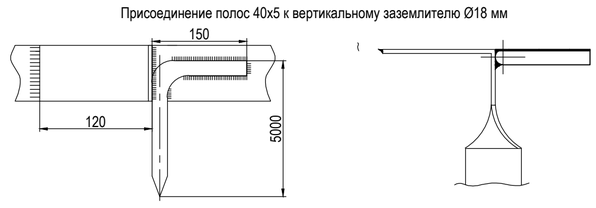


Таблица 1. Изделия и материалы

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	ГОСТ 103-2006	Полоса стальная оцинкованная 40х5 мм	3800	1,57	м., в т.ч. выпуски (1300м)
2	ГОСТ 2590-2006	Сталь круглая оцинкованная D=18 мм, L=5 м	47	9,99	шт.
3		Электрод для сварки	15	-	Пач.

Таблица 2. Условные обозначения.

Обозначение	Наименование
– – – – –	Горизонтальный заземлитель
– – – – –	Внешний контур заземления БМЗ-ЗРУ 10 кВ на глубине 1 м
– – – – –	Внешний контур заземления БМЗ-ЗРУ 10 кВ на глубине 1,5 м
– – – – –	Выпуск горизонтального заземлителя для присоединения электрооборудования к контуру заземления.
●	Вертикальный заземлитель из круглой стали D=18 мм, длиной 5 м.
	Молниеотвод.
⏚	Место заземления пожарной машины.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Андреев			08.20
Проверил		Бучинский			08.20
Н.контр.		Тюкавкин			08.20

3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ

Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД

Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть

Стадия	Лист	Листов
П	16	

План заземления

Проектный центр ООО "Техно Базис"

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

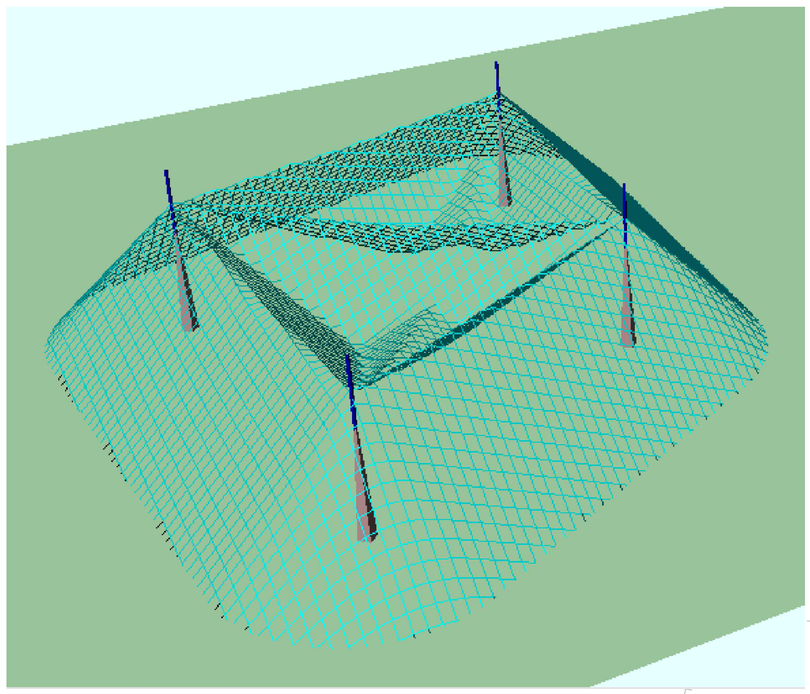


Таблица 1. Условные обозначения.

Обозначение	Наименование
	Ограждение ПС
	Молниеотвод
	Уровень защиты на высоте 0 м
	Уровень защиты на высоте 4 м
	Уровень защиты на высоте 6 м
	Уровень защиты на высоте 8 м

СО-153-34.21.122-2003. Зоны защиты молниеотводов. Уровень 0,99

Одиночные стержневые молниеприемники

M1 h=37м; h0=29,6м; r0=29,2м; rx=25,3м; 23,3м; 21,3м
M2 h=37м; h0=29,6м; r0=29,2м; rx=25,3м; 23,3м; 21,3м
M3 h=37м; h0=29,6м; r0=29,2м; rx=25,3м; 23,3м; 21,3м
M4 h=37м; h0=29,6м; r0=29,2м; rx=25,3м; 23,3м; 21,3м

Двойные стержневые молниеприемники

M1-M2: L=82,1м; h0=29,1м; rx=25,2м; 23,2м; 21,2м
M1-M3: L=72,2м; h0=29,6м; rx=25,3м; 23,3м; 21,3м
M1-M4: L=126,8м; h0=14,4м; rx=21,1м; 17,1м; 13м
M2-M3: L=89,9м; h0=26,7м; rx=24,8м; 22,7м; 20,5м
M2-M4: L=85,5м; h0=28м; rx=25,1м; 23м; 20,9м
M3-M4: L=75,7м; h0=29,6м; rx=25,3м; 23,3м; 21,3м

ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка
ВЛ 110 кВ Михайловка – Поярково
ВЛ 110 кВ Тамбовка - Михайловка
ВЛ 35 кВ Михайловка – Ильиновка
ВЛ 35 кВ Михайловка - Поярково
ВЛ 35 кВ Михайловка - Трудовое

R=21,3 м
R=23,3 м
R=25,3 м
R=29,2 м

M1 H=37 м
M2 H=37 м
M3 H=37 м
M4 H=37 м

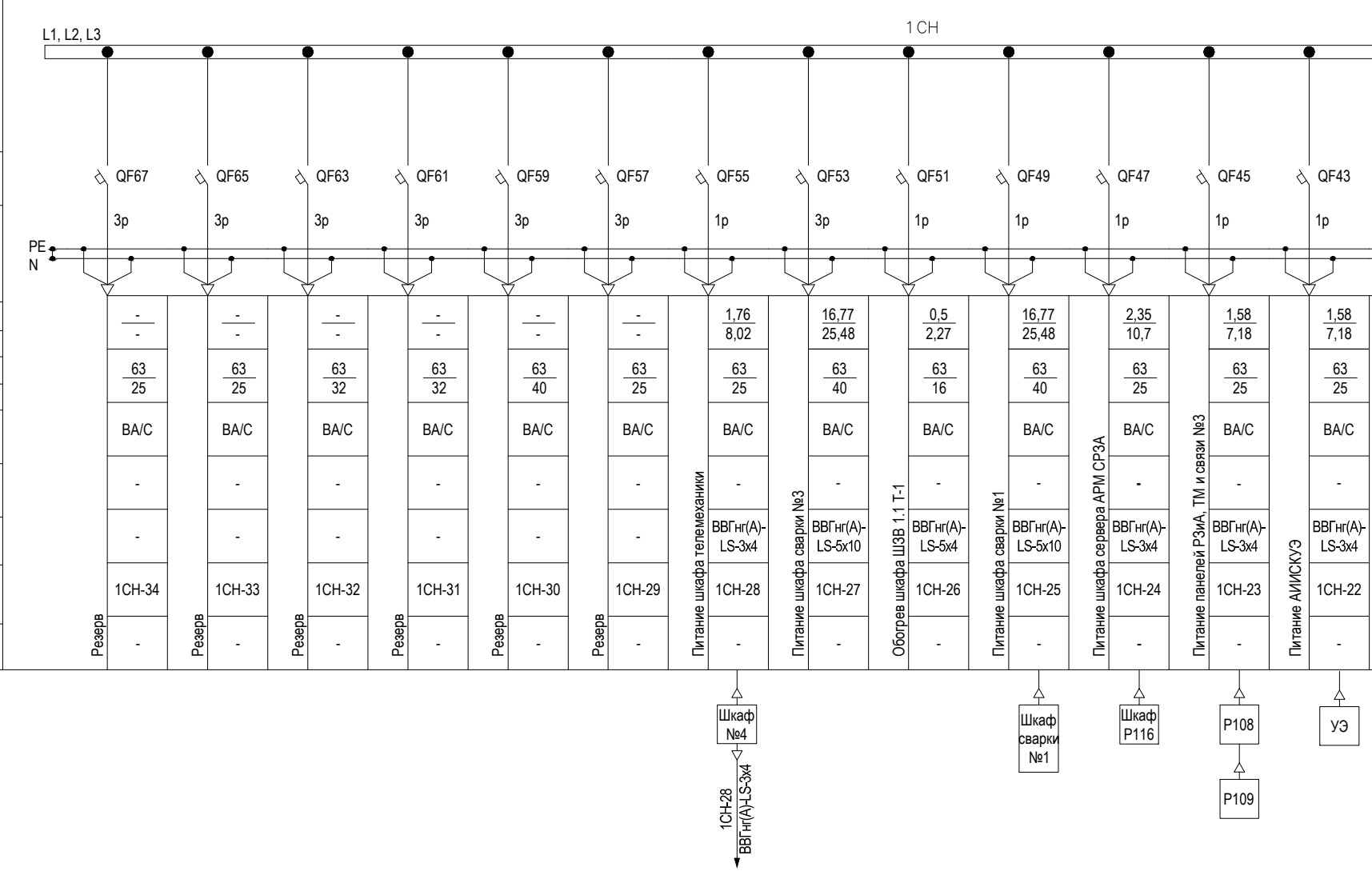
Временная кабельная перемычка 110 кВ для сохранения транзита на период проведения работ по 3 этапу реконструкции
Временные перемычки ошиновки 110 кВ между блочных разрядных изоляторов порталами на 2 этапе реконструкции
Временные спуски ошиновки 35 кВ в пролете между порталами
Временные спуски ошиновки 10 кВ
Временная опора №1
Временная опора №2
Временное питание СН 0,4 кВ 1 кабель КГ-ХЛ 4х25
Переход лотка через существующий поток
Лотки подрезать
Существующее ОПУ
Питание временной схемы 3 провода СИП-3 1х50-20
Существующее ЗРУ 10 кВ
Отсыпка площадки КРН-10 кВ песчано-гравийной смесью
Кабели 10 кВ временной схемы электроснабжения
КРН-10 кВ
БМЗ ЗРУ 10 кВ
БКМ-35
ТСН-1
ТСН-2
МВ-110 РГРЭС
МВ-110 Поярково
МВ-110 Михайловка
В-110 Т-2
В-110 Т-1

н.пр. 167,10
н.пр. 173,87
н.пр. 169,00
н.пр. 169,12
н.каб. 164,31
н.каб. 164,17
н.пр. 165,59
166,02н.пр.
165,95н.пр.
165,54н.пр.
165,17н.пр.
165,61н.пр.

Примечания:
1. Мероприятия по защите ПС от прямых ударов молнии разработаны в соответствии с СО 153-34.21.122-2003 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.
2. Уровень надежности защиты от прямых ударов молнии III (0,99).
3. Расчет и построение зон защиты молниеотводов выполнен при помощи программы ProZon3D.
4. Защита зданий, оборудования и сооружений от прямых ударов молнии осуществляется при помощи отдельно стоящих молниеотводах высотой 37 м.

						3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ	
						Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Андреев			08.20	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть	Стадия: - / Лист: 17 / Листов:
Проверил		Бучинский			08.20	План молниезащиты	Проектный центр ООО "Техно Базис"
Н.контр.		Тюкавкин			08.20		

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

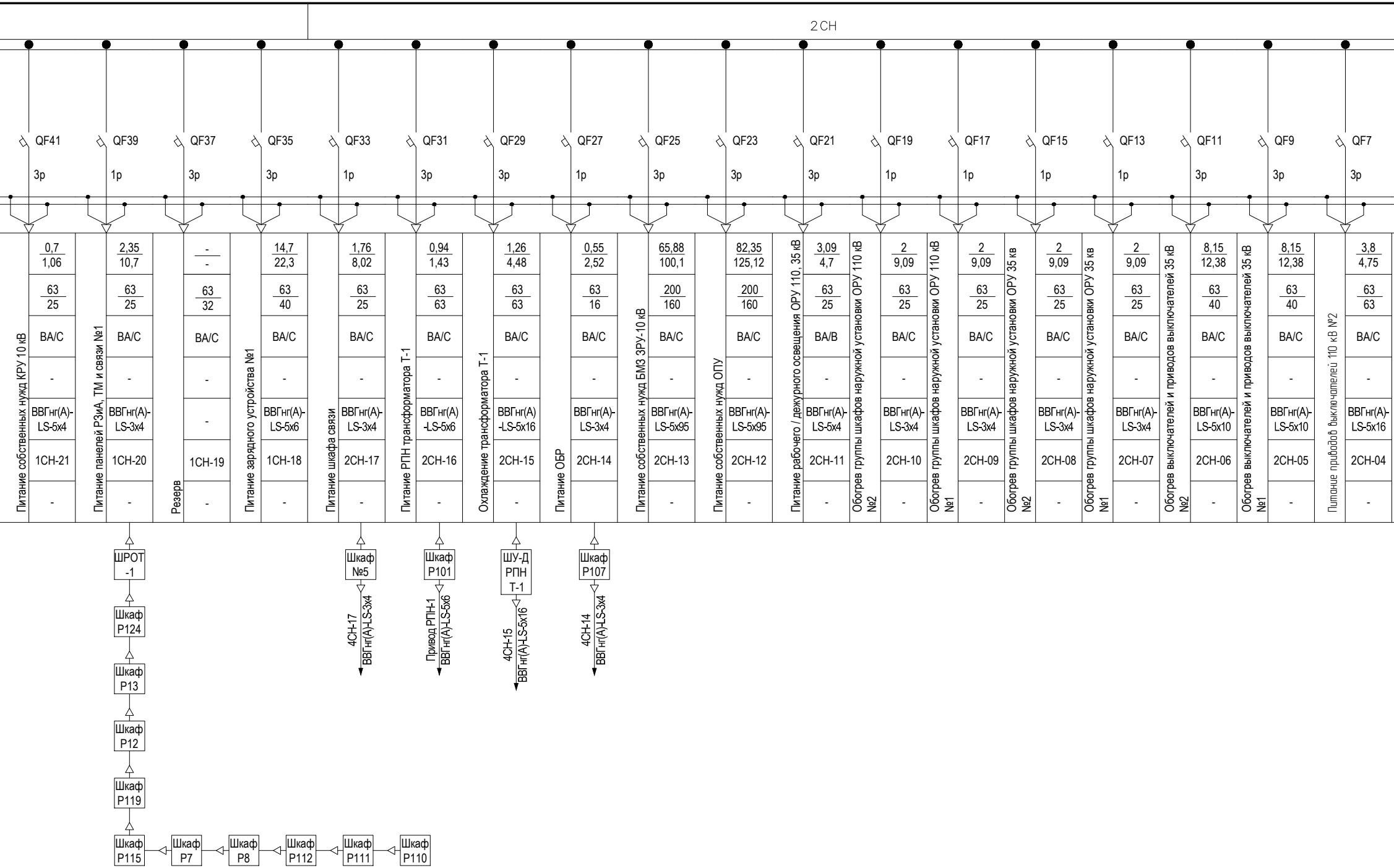

1СН
L1, L2, L3
PE
N
Шкаф №4
1СН-28
ВВГнг(А)-LS-3х4
Шкаф сварки №1
Шкаф Р116
Р108
Р109
УЭ

Тип и позиционное обозначение панели	1СН												
Позиционное обозначение автомата	QF67	QF65	QF63	QF61	QF59	QF57	QF55	QF53	QF51	QF49	QF47	QF45	QF43
Позиционное обозначение магнитного пускателя	3р	3р	3р	3р	3р	3р	1р	3р	1р	1р	1р	1р	1р
Расчетная мощность линии, кВА	-	-	-	-	-	-	1,76	16,77	0,5	16,77	2,35	1,58	1,58
Расчетный ток линии, А	-	-	-	-	-	-	8,02	25,48	2,27	25,48	10,7	7,18	7,18
Номинальный ток автомата, А	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
Номинальный ток расцепителя, А	25	25	32	32	40	25	25	40	16	40	25	25	25
Тип коммутационного аппарата	ВА/С	ВА/С	ВА/С	ВА/С	ВА/С	ВА/С	ВА/С	ВА/С	ВА/С	ВА/С	ВА/С	ВА/С	ВА/С
Тип трансформатора тока	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Марка и сечение кабеля	-	-	-	-	-	-	ВВГнг(А)-LS-3х4	ВВГнг(А)-LS-5х10	ВВГнг(А)-LS-5х4	ВВГнг(А)-LS-5х10	ВВГнг(А)-LS-3х4	ВВГнг(А)-LS-3х4	ВВГнг(А)-LS-3х4
Позиционное обозначение кабеля	1СН-34	1СН-33	1СН-32	1СН-31	1СН-30	1СН-29	1СН-28	1СН-27	1СН-26	1СН-25	1СН-24	1СН-23	1СН-22
Тип и позиционное обозначение температурного реле	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Резерв	Питание шкафа телемеханики	Питание шкафа сварки №3	Обогрев шкафа ШЗВ 1.1 Т-1	Питание шкафа сварки №1	Питание шкафа сервера АРМ СРЗА	Питание панелей РЗиА, ТМ и связи №3	Питание АИИСКУЭ

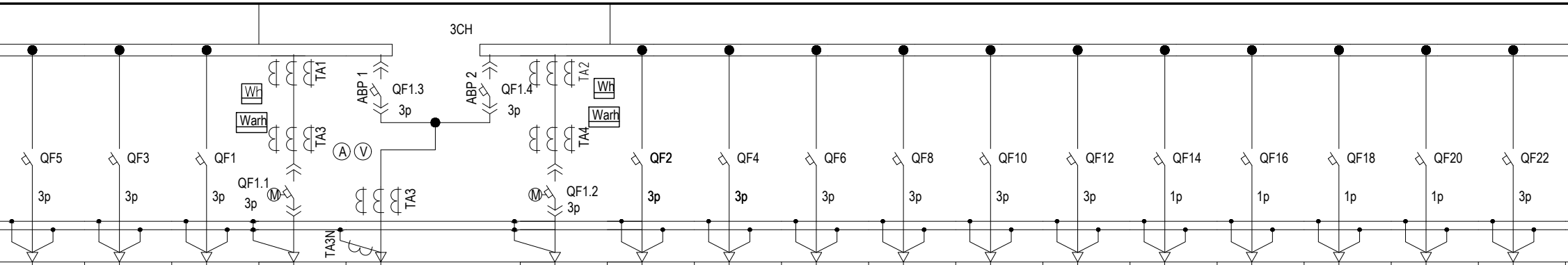
Взам. инв. №

Подп. и дата

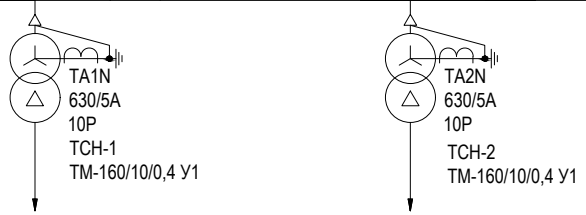
Инв. № подл.

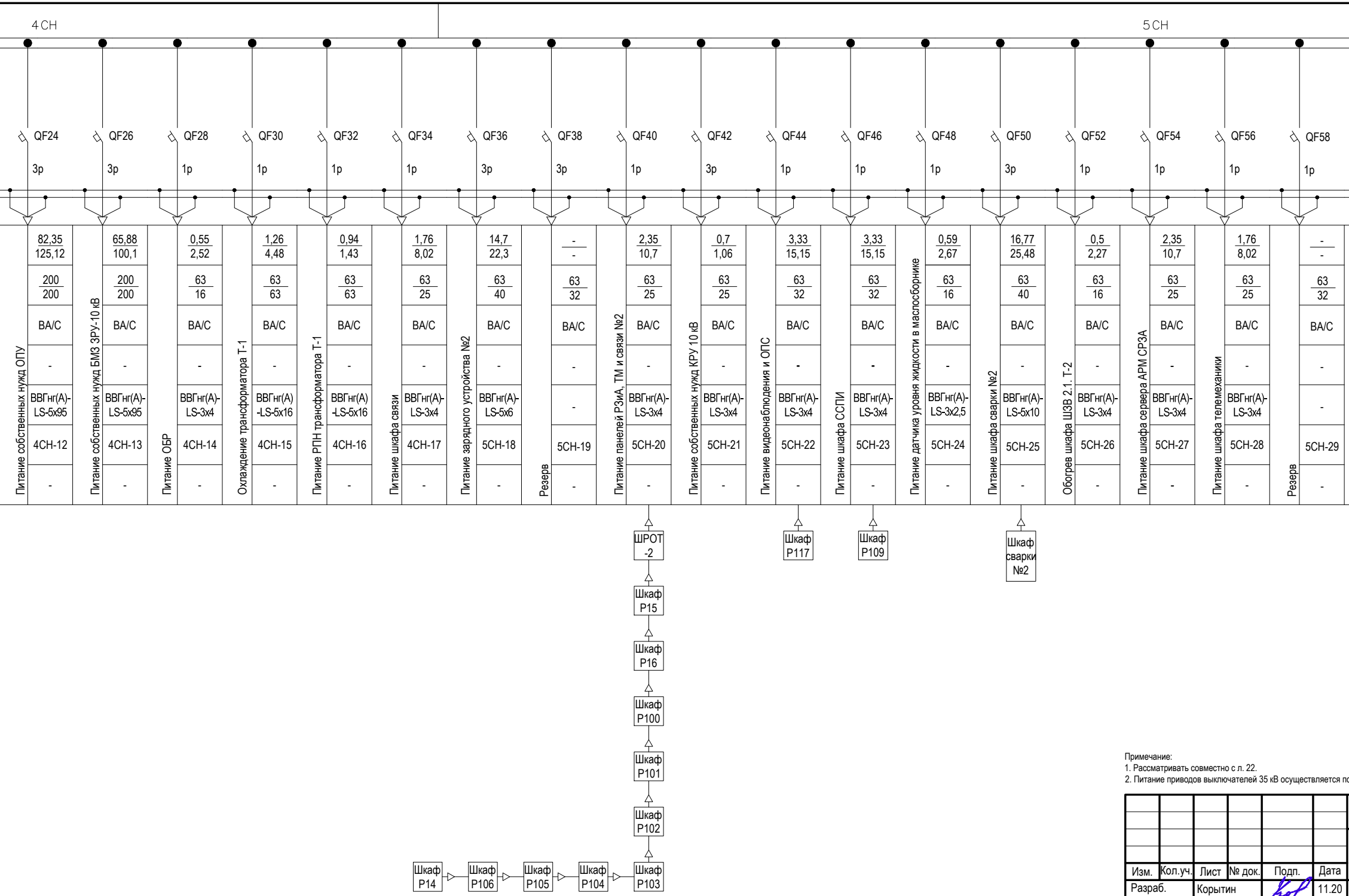

2СН
QF41 3р
QF39 1р
QF37 3р
QF35 3р
QF33 1р
QF31 3р
QF29 3р
QF27 1р
QF25 3р
QF23 3р
QF21 3р
QF19 1р
QF17 1р
QF15 1р
QF13 1р
QF11 3р
QF9 3р
QF7 3р
ШРОТ -1
Шкаф Р124
Шкаф Р13
Шкаф Р12
Шкаф Р119
Шкаф Р115
Шкаф Р7
Шкаф Р8
Шкаф Р112
Шкаф Р111
Шкаф Р110
Шкаф №5
4СН-17
ВВГнг(А)-LS-3х4
Шкаф Р101
Привод РПН-1
ВВГнг(А)-LS-5х6
ШУ-Д РПН Т-1
4СН-15
ВВГнг(А)-LS-5х16
Шкаф Р107
4СН-14
ВВГнг(А)-LS-3х4

QF41	3р	Питание собственных нужд КРУ 10 кВ	0,7 1,06	63 25	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-5х4	1СН-21	-
QF39	1р	Питание панелей РЗиА, ТМ и связи №1	2,35 10,7	63 25	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-3х4	1СН-20	-
QF37	3р	Резерв	- -	63 32	ВА/С	-	-	1СН-19	-
QF35	3р	Питание зарядного устройства №1	14,7 22,3	63 40	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-5х6	1СН-18	-
QF33	1р	Питание шкафа связи	1,76 8,02	63 25	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-3х4	2СН-17	-
QF31	3р	Питание РПН трансформатора Т-1	0,94 1,43	63 63	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-5х6	2СН-16	-
QF29	3р	Охлаждение трансформатора Т-1	1,26 4,48	63 63	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-5х16	2СН-15	-
QF27	1р	Питание ОБР	0,55 2,52	63 16	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-3х4	2СН-14	
QF25	3р	Питание собственных нужд БМЗ ЗРУ-10 кВ	65,88 100,1	200 160	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-5х95	2СН-13	-
QF23	3р	Питание собственных нужд ОПУ	82,35 125,12	200 160	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-5х95	2СН-12	-
QF21	3р	Питание рабочего / дежурного освещения ОРУ 110, 35 кВ	3,09 4,7	63 25	ВА/В	-	ВВГнг(А)-LS-5х4	2СН-11	-
QF19	1р	Обогрев группы шкафов наружной установки ОРУ 110 кВ №2	2 9,09	63 25	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-3х4	2СН-10	-
QF17	1р	Обогрев группы шкафов наружной установки ОРУ 110 кВ №1	2 9,09	63 25	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-3х4	2СН-09	-
QF15	1р	Обогрев группы шкафов наружной установки ОРУ 35 кв №2	2 9,09	63 25	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-3х4	2СН-08	-
QF13	1р	Обогрев группы шкафов наружной установки ОРУ 35 кв №1	2 9,09	63 25	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-3х4	2СН-07	-
QF11	3р	Обогрев выключателей и приводов выключателей 35 кВ №2	8,15 12,38	63 40	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-5х10	2СН-06	-
QF9	3р	Обогрев выключателей и приводов выключателей 35 кВ №1	8,15 12,38	63 40	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-5х10	2СН-05	-
QF7	3р	Питание приводов выключателей 110 кВ №2	3,8 4,75	63 63	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-5х16	2СН-04	-


3СН
QF5
3р
QF3
3р
QF1
3р
Wh
Warh
TA1
TA3
A
V
QF1.1
3р
M
АВР 1
QF1.3
3р
АВР 2
QF1.4
3р
TA3
TA3N
TA2
Wh
Warh
TA4
M
QF1.2
3р
QF2
3р
QF4
3р
QF6
3р
QF8
3р
QF10
3р
QF12
3р
QF14
1р
QF16
1р
QF18
1р
QF20
1р
QF22
3р

Питание приводов выключателей 110 кВ №1	3,8 4,75	63 63	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-5x16	2СН-03	-
Обогрев выключателей и приводов выключателей 110 кВ №2	19,23 29,22	63 63	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-5x16	2СН-02	-
Обогрев выключателей и приводов выключателей 110 кВ №1	19,23 29,22	63 63	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-5x16	2СН-01	-
Трансформатор СН ТСН-1	231,14 351,18	630 400	ВА*	630/5А 0,5 0,5S	ВВГнг(А)-LS-4x240	3СН-01	-
Автоматический секционный выключатель с функцией АВР	231,14 351,18	630 400	ВА*	-	ВВГнг(А)-LS-4x240	-	-
Трансформатор СН ТСН-2	231,14 351,18	630 400	ВА*	630/5А 0,5 0,5S	ВВГнг(А)-LS-4x240	3СН-02	-
Обогрев выключателей и приводов выключателей 110 кВ №1	19,23 29,22	63 63	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-5x16	4СН-01	
Обогрев выключателей и приводов выключателей 110 кВ №2	19,23 29,22	63 63	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-5x16	4СН-02	
Питание приводов выключателей 110 кВ №1	3,8 4,75	63 63	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-5x16	4СН-03	-
Питание приводов выключателей 110 кВ №2	3,8 4,75	63 63	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-5x16	4СН-04	-
Обогрев выключателей и приводов выключателей 35 кВ №1	8,15 12,38	63 40	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-5x10	4СН-05	-
Обогрев выключателей и приводов выключателей 35 кВ №2	8,15 12,38	63 40	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-5x10	4СН-06	-
Обогрев группы шкафов наружной установки ОРУ 35 кв №1	2 9,09	63 25	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-3x4	4СН-07	-
Обогрев группы шкафов наружной установки ОРУ 35 кв №2	2 9,09	63 25	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-3x4	4СН-08	-
Обогрев группы шкафов наружной установки ОРУ 110 кВ №1	2 9,09	63 25	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-3x4	4СН-09	-
Обогрев группы шкафов наружной установки ОРУ 110 кВ №2	2 9,09	63 25	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-3x4	4СН-010	-
Питание рабочего / дежурного освещения ОРУ 110, 35 кВ	3,09 4,7	63 25	ВА/В	-	ВВГнг(А)-LS-5x4	4СН-11	-

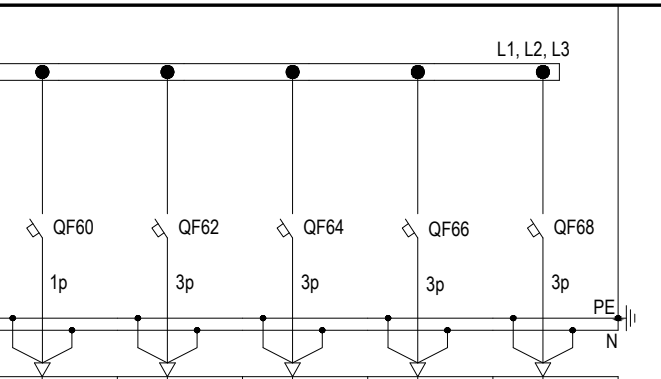

TA1N
630/5А
10Р
ТСН-1
ТМ-160/10/0,4 У1
TA2N
630/5А
10Р
ТСН-2
ТМ-160/10/0,4 У1


4СН
5СН
QF24
QF26
QF28
QF30
QF32
QF34
QF36
QF38
QF40
QF42
QF44
QF46
QF48
QF50
QF52
QF54
QF56
QF58
ШРОТ -2
Шкаф Р117
Шкаф Р109
Шкаф сварки №2
Шкаф Р15
Шкаф Р16
Шкаф Р100
Шкаф Р101
Шкаф Р102
Шкаф Р14
Шкаф Р106
Шкаф Р105
Шкаф Р104
Шкаф Р103

QF24	3р	Питание собственных нужд ОПУ	82,35 / 125,12	200 / 200	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-5х95	4СН-12	-
QF26	3р	Питание собственных нужд БМЗ ЗРУ-10 кВ	65,88 / 100,1	200 / 200	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-5х95	4СН-13	-
QF28	1р	Питание ОБР	0,55 / 2,52	63 / 16	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-3х4	4СН-14	-
QF30	1р	Охлаждение трансформатора Т-1	1,26 / 4,48	63 / 63	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-5х16	4СН-15	-
QF32	1р	Питание РПН трансформатора Т-1	0,94 / 1,43	63 / 63	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-5х16	4СН-16	-
QF34	1р	Питание шкафа связи	1,76 / 8,02	63 / 25	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-3х4	4СН-17	-
QF36	3р	Питание зарядного устройства №2	14,7 / 22,3	63 / 40	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-5х6	5СН-18	-
QF38	3р	Резерв	- / -	63 / 32	ВА/С	-	-	5СН-19	-
QF40	1р	Питание панелей РЗиА, ТМ и связи №2	2,35 / 10,7	63 / 25	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-3х4	5СН-20	-
QF42	3р	Питание собственных нужд КРУ 10 кВ	0,7 / 1,06	63 / 25	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-3х4	5СН-21	-
QF44	1р	Питание видеонаблюдения и ОПС	3,33 / 15,15	63 / 32	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-3х4	5СН-22	-
QF46	1р	Питание шкафа ССПИ	3,33 / 15,15	63 / 32	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-3х4	5СН-23	-
QF48	1р	Питание датчика уровня жидкости в маслосборнике	0,59 / 2,67	63 / 16	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-3х2,5	5СН-24	-
QF50	3р	Питание шкафа сварки №2	16,77 / 25,48	63 / 40	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-5х10	5СН-25	-
QF52	1р	Обогрев шкафа ШЗВ 2.1. Т-2	0,5 / 2,27	63 / 16	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-3х4	5СН-26	-
QF54	1р	Питание шкафа сервера АРМ СРЗА	2,35 / 10,7	63 / 25	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-3х4	5СН-27	-
QF56	1р	Питание шкафа телемеханики	1,76 / 8,02	63 / 25	ВА/С	-	ВВГнг(А)-LS-3х4	5СН-28	-
QF58	1р	Резерв	- / -	63 / 32	ВА/С	-	-	5СН-29	-

Примечание:
1. Рассматривать совместно с л. 22.
2. Питание приводов выключателей 35 кВ осуществляется по

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Корытин			11.20
Проверил		Бучинский			11.20
Н.контр.		Тюкавкин			11.20


L1, L2, L3
QF60
1р
QF62
3р
QF64
3р
QF66
3р
QF68
3р
PE
N

-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
63/25	63/40	63/32	63/32	63/25
ВА/С	ВА/С	ВА/С	ВА/С	ВА/С
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
5СН-30	5СН-31	5СН-32	5СН-33	5СН-34
Резерв -	Резерв -	Резерв -	Резерв -	Резерв -

стоянным током.

3041-136-ЭР

Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД

Электротехнические решения. Комплект рабочих чертежей. Спецификация оборудования, изделий и материалов. Журнал силовых кабелей	Стадия	Лист	Листов
	Р	18	
Схема собственных нужд 0,4 кВ	Проектный центр ООО "Техно Базис"		

Таблица №1. Определение активной, реактивной и полной мощности для летнего и зимнего максимумов трансформатора

№	Позиционное обозначение кабеля	Наименование электроприемника	P, кВт	cos φ	tg φ	Расчетные нагрузки							
						Летом				Зимой			
						kc	P, кВт	Q, кВАр	S, кВА	kc	P, кВт	Q, кВАр	S, кВА
1	2СН-01, 4СН-01	Обогрев выключателей и приводов выключателей 110 кВ №1	19,23	1	0,00	0,3	5,77	0,00	5,77	1	19,23	0,00	19,23
2	2СН-02, 4СН-02	Обогрев выключателей и приводов выключателей 110 кВ №2	19,23	1	0,00	0,3	5,77	0,00	5,77	1	19,23	0,00	19,23
3	2СН-03, 4СН-03	Питание приводов выключателей 110 кВ №1	3,80	0,85	0,62	0,7	2,66	1,65	3,13	0,7	2,66	1,65	3,13
4	2СН-04, 4СН-04	Питание приводов выключателей 110 кВ №2	3,80	0,85	0,62	0,7	2,66	1,65	3,13	0,7	2,66	1,65	3,13
5	2СН-05, 4СН-05	Обогрев выключателей и приводов выключателей 35 кВ №1	8,15	1	0,00	0,3	2,45	0,00	2,45	1	8,15	0,00	8,15
6	2СН-06, 4СН-06	Обогрев выключателей и приводов выключателей 35 кВ №2	8,15	1	0,00	0,3	2,45	0,00	2,45	1	8,15	0,00	8,15
7	2СН-07, 4СН-07	Обогрев группы шкафов наружной установки ОРУ 35 кв №1	2,00	1	0,00	0,3	0,60	0,00	0,60	1	2,00	0,00	2,00
8	2СН-08, 4СН-08	Обогрев группы шкафов наружной установки ОРУ 35 кв №2	2,00	1	0,00	0,3	0,60	0,00	0,60	1	2,00	0,00	2,00
9	2СН-09, 4СН-09	Обогрев группы шкафов наружной установки ОРУ 110 кв №1	2,00	1	0,00	0,3	0,60	0,00	0,60	1	2,00	0,00	2,00
10	2СН-10, 4СН-10	Обогрев группы шкафов наружной установки ОРУ 110 кв №2	2,00	1	0,00	0,3	0,60	0,00	0,60	1	2,00	0,00	2,00
11	2СН-11, 4СН-11	Питание рабочего/дежурного освещения ОРУ 110, 35 кВ	4,20	0,95	0,33	0,6	2,52	0,83	2,65	0,7	2,94	0,97	3,09
12	2СН-12, 4СН-12	Питание собственных нужд ОПУ	100,00	0,85	0,62	0,5	50,00	30,99	58,82	0,7	70,00	43,38	82,35
13	2СН-13, 4СН-13	Питание собственных нужд БМЗ ЗРУ-10 кВ	80,00	0,85	0,62	0,5	40,00	24,79	47,06	0,7	56,00	34,71	65,88
14	2СН-14, 4СН-14	Питание ОБР	0,50	0,9	0,48	1	0,50	0,24	0,55	1	0,50	0,24	0,55
15	2СН-15, 4СН-15	Охлаждение трансформатора Т-1	4,00	0,95	0,33	0,7	2,80	0,92	2,95	0,3	1,20	0,39	1,26
16	2СН-16, 4СН-16	Питание РПН трансформатора Т-1	1,00	0,85	0,62	0,8	0,80	0,50	0,94	0,8	0,80	0,50	0,94
17	2СН-17, 4СН-17	Питание шкафа связи	1,50	0,85	0,62	1	1,50	0,93	1,76	1	1,50	0,93	1,76
18	1СН-18	Питание зарядного устройства №1	24,50	1	0,00	0,6	14,70	0,00	14,70	0,6	14,70	0,00	14,70
19	5СН-18	Питание зарядного устройства №2	24,50	1	0,00	0,6	14,70	0,00	14,70	0,6	14,70	0,00	14,70
20	1СН-20	Питание панелей РЗиА, ТМ и связи №1	2,00	0,85	0,62	1	2,00	1,24	2,35	1	2,00	1,24	2,35
21	5СН-20	Питание панелей РЗиА, ТМ и связи №2	2,00	0,85	0,62	1	2,00	1,24	2,35	1	2,00	1,24	2,35
22	1СН-21, 5СН-21	Питание собственных нужд КРУ 10 кВ	7,00	1	0,00	0,1	0,70	0,00	0,70	0,1	0,70	0,00	0,70
23	1СН-22	Питание АИИСКУЭ	1,50	0,95	0,33	1	1,50	0,49	1,58	1	1,50	0,49	1,58
24	5СН-22	Питание видеонаблюдения и ОПС	3,00	0,9	0,48	1	3,00	1,45	3,33	1	3,00	1,45	3,33
25	1СН-23	Питание панелей РЗиА, ТМ и связи №3	2,00	0,85	0,62	1	2,00	1,24	2,35	1	2,00	1,24	2,35
26	5СН-23	Питание шкафа ССПИ	3,00	0,9	0,48	1	3,00	1,45	3,33	1	3,00	1,45	3,33
27	1СН-24, 5СН-27	Питание шкафа сервера АРМ СРЗА	2,00	0,85	0,62	1	2,00	1,24	2,35	1	2,00	1,24	2,35
28	5СН-24	Питание датчика уровня жидкости в маслосборнике	0,50	0,85	0,62	1	0,50	0,31	0,59	1	0,50	0,31	0,59
29	1СН-26	Обогрев шкафа ШЗВ 1.1 Т-1	0,50	1	0,00	0,3	0,15	0,00	0,15	1	0,50	0,00	0,50
30	5СН-26	Обогрев шкафа ШЗВ 2.1 Т-2	0,50	1	0,00	0,3	0,15	0,00	0,15	1	0,50	0,00	0,50
31	1СН-28, 5СН-28	Питание шкафа телемеханики	1,50	0,85	0,62	1	1,50	0,93	1,76	1	1,50	0,93	1,76
	Итого:		297,60				158,63	72,08	174,24		211,16	94,01	231,14

Выбор мощности ТСН (ТСН-1, ТСН-2):

$\sum S_л = \sqrt{\sum P^2_л + \sum Q^2_л} = 174,24$ кВА

$\sum S_з = \sqrt{\sum P^2_з + \sum Q^2_з} = 231,14$ кВА

Загрузка ТСН-1 (ТСН-2) в нормальном режиме:

$k_з = S_{расч}/2 \cdot S_{тсн} = 231,14/2 \cdot 160 = 0,72$

Загрузка ТСН-1 (ТСН-2) с учетом отключения одного из трансформаторов:

$k_з = S_{расч}/S_{тсн} = 231,14/160 = 1,44$

Загрузка ТСН-1 (ТСН-2) в ремонтных условиях:

$$K_{рем} = \frac{\sqrt{(P_{расч}+P_{рем})^2+(Q_{расч}+Q_{рем})^2}}{Sтсн} = \frac{\sqrt{(211,16+45)^2+(94,01+22,5)^2}}{160} = 1,75$$

Принимается мощность ТСН-1 (ТСН-2) Sтсн= 160 кВА.

Таблица №2. Ремонтные нагрузки

№	Позиционное обозначение кабеля	Наименование электроприемника	P, кВт	tg φ	kc	Q, кВАр	S, кВА
1	1СН-25	Питание шкафа сварки №1	15,00	0,5	1	7,5	16,77
2	5СН-25	Питание шкафа сварки №2	15,00	0,5	1	7,5	16,77
2	1СН-27	Питание шкафа сварки №3	15,00	0,5	1	7,5	16,77

Примечания:
1. Рассматривать совместно с л.18.
2. Окончательная мощность ТСН-1 (ТСН-2) будет уточняться на более поздних стадиях проектирования.

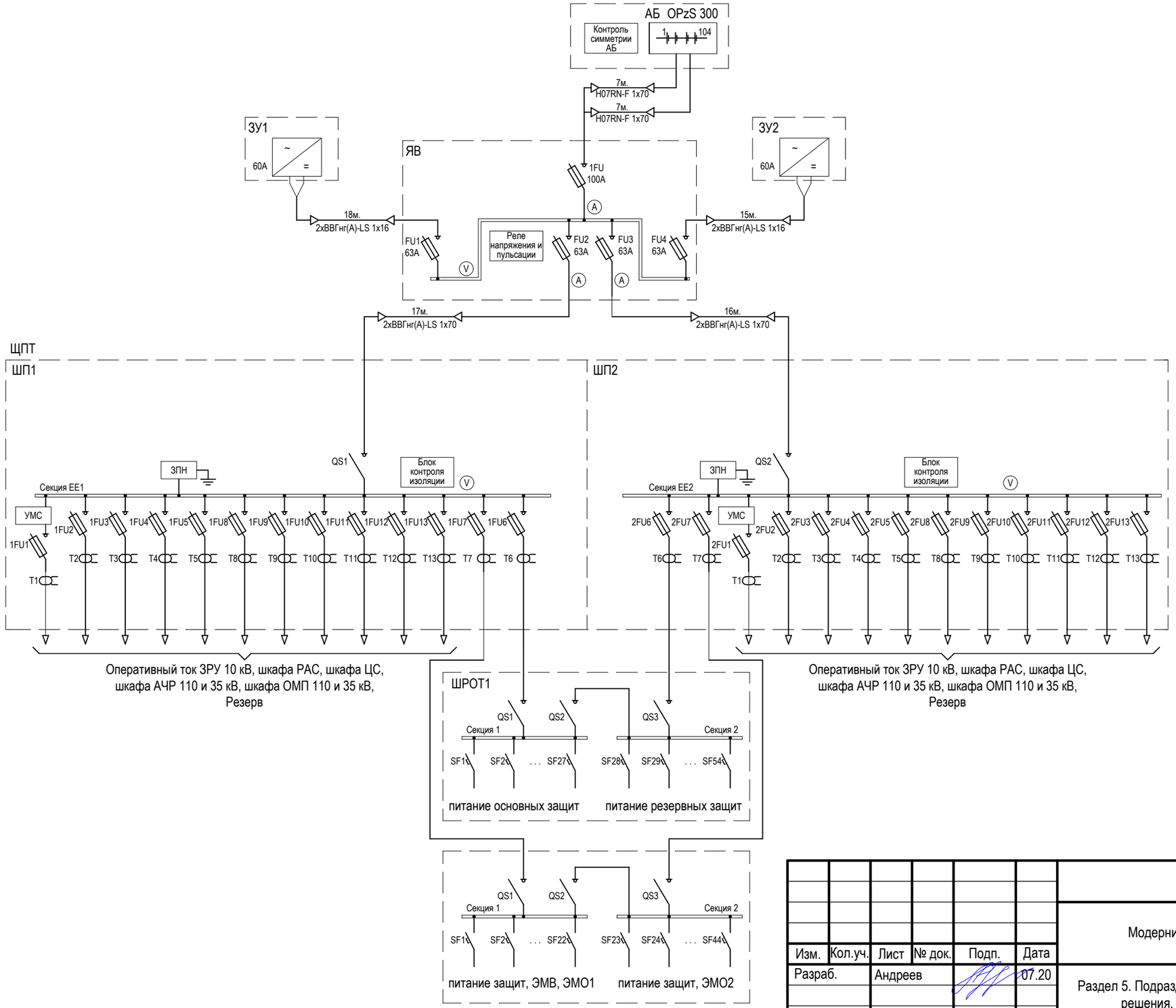
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1	-	Зам.	10-1		10.20	3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД
Разраб.		Андреев			08.20	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть
Проверил		Бучинский			08.20	Таблица потребителей сети переменного тока 0,4 кВ. Выбор мощности ТСН-1 (ТСН-2)
Н.контр.		Тюкавкин			08.20	Проектный центр ООО "Техно Базис"

Стадия	Лист	Листов
П	19	-



Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Андреев			07.20
Проверил		Бучинский			07.20
Н.контр.		Тюкавкин			07.20

3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ

Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД

Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть

Стадия	Лист	Листов
П	20	

Структурная схема СОПТ

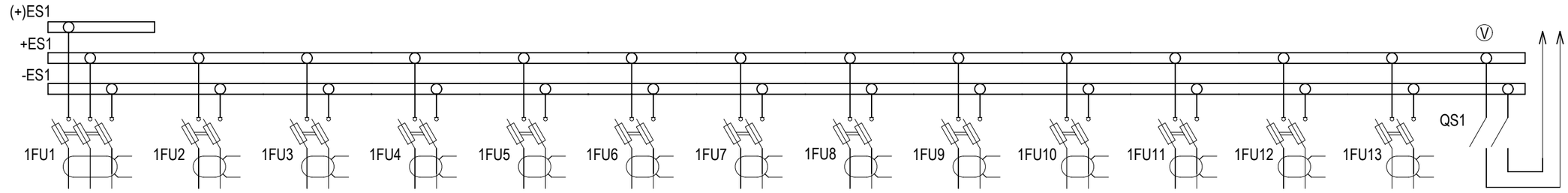
Проектный центр ООО "Техно Базис"

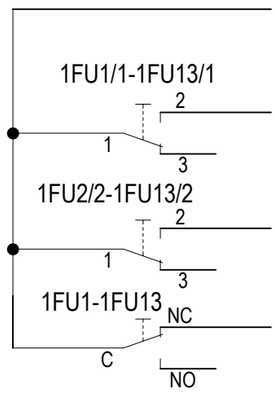
Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Формат А3

Шкаф ШП1	Секция ES1													
Назначение присоединений	ОПУ. Шкаф Р100. ЦС (осн.)	ОПУ. Шкаф Р110. РАС (осн.)	ОПУ. Шкаф Р116. Сервер РЗА (рез.)	ОПУ. Шкаф Р112. ОМП ВЛ 110 кВ, 35 кВ (терминалы ОМП 110 кВ)	Шкаф Р115. АЧР 10, 35 кВ, ВЛ 110 кВ Поярк. (терминал АЧР-1, АЧР Поярково)	ОПУ. ШРОТ №1 (1 секция)	ОПУ. ШРОТ №2 (1 секция)	Резерв	Резерв	Резерв	ОРУ 35 кВ. Шкаф питания приводов выключателей 35 кВ (осн.)	ЗРУ 10 кВ. шкаф ввода питания оперативных шинок 1 с.ш. (питание блоков управления)	ЗРУ 10 кВ. шкаф ввода питания оперативных шинок 1 с.ш. (питание терминалов защит)	ОПУ. Шкаф ЯВ
Схема первичной коммутации (вид спереди)													
Тип коммутационной аппаратуры	Varius FH000-3S/T	2xVarius FH000-1S/T + 1xOD-FH000 -SS24	2xVarius FH000-1S/T + 1xOD-FH000 -SS24	2xVarius FH000-1S/T + 1xOD-FH000 -SS24	2xVarius FH000-1S/T + 1xOD-FH000 -SS24	2xVarius FH000-1S/T + 1xOD-FH000 -SS24	2xVarius FH000-1S/T + 1xOD-FH000 -SS24	2xVarius FH000-1S/T + 1xOD-FH000 -SS24	2xVarius FH000-1S/T + 1xOD-FH000 -SS24	2xVarius FH000-1S/T + 1xOD-FH000 -SS24	2xVarius FH000-1S/T + 1xOD-FH000 -SS24	2xVarius FH000-1S/T + 1xOD-FH000 -SS24	2xVarius FH000-1S/T + 1xOD-FH000 -SS24	Рубильник, тип определяется заводом-изготовителем
Номинал и характеристика защитного аппарата	PNA000 25A gG	PNA000 25A gG	PNA000 25A gG	PNA000 25A gG	PNA000 25A gG	PNA000 25A gG	PNA000 25A gG	PNA000 25A gG	PNA000 25A gG	PNA000 25A gG	PNA000 35A gG	PNA000 20A gG	PNA000 20A gG	-
Маркировка кабеля	170-EC1	171-EC1	172-EC1	173-EC1	174-EC1	175-EC1	176-EC1	-	-	-	190-EC1	191-EC1	192-EC1	+, -
Тип кабеля	КВВГЭнг(А)-LS	КВВГЭнг(А)-LS	КВВГЭнг(А)-LS	КВВГЭнг(А)-LS	КВВГЭнг(А)-LS	КВВГЭнг(А)-LS	КВВГЭнг(А)-LS	-	-	-	ВВГнг(А)-LS	КВВГЭнг(А)-LS	КВВГЭнг(А)-LS	H07RN-F
Сечение кабеля, мм2	5x4	4x2,5	4x2,5	4x2,5	4x2,5	4x10	4x10	-	-	-	2x25	4x4	4x4	1x70 - "+" 1x70 - "-"



Перегорание предохранителя, открыта крышка предохранитель-ного разъединителя в ШП1 (в контроллер ЩПТ)

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Андреев			07.20
Проверил		Бучинский			07.20
Н.контр.		Тюкавкин			07.20

3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ

Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД

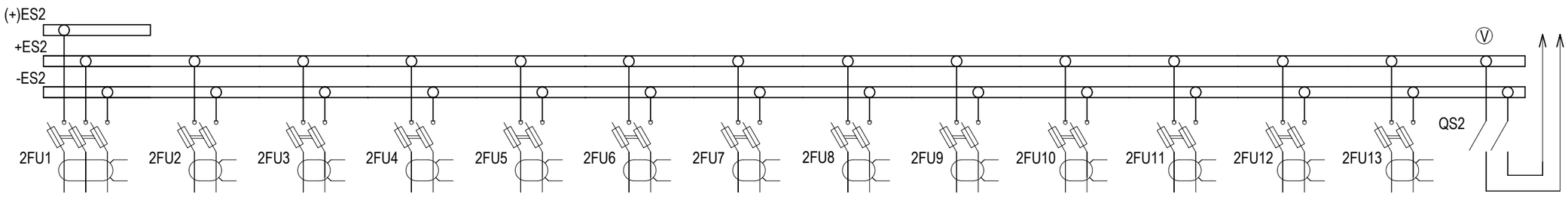
Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть

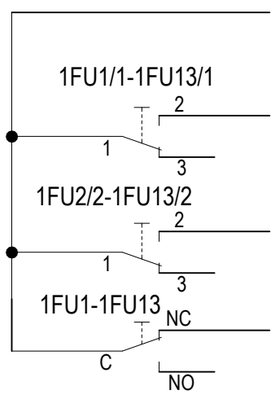
Стадия	Лист	Листов
П	21.1	

Схема шкафа ШП1, ШП2

Проектный центр ООО "Техно Базис"

Формат А3

Шкаф ШП3	Секция ES2													
Назначение присоединений	ОПУ. Шкаф Р100. ЦС (рез.)	ОПУ. Шкаф Р110. РАС (рез.)	ОПУ. Шкаф Р116. Сервер РЗА (осн.)	ОПУ. Шкаф Р112. ОМП ВЛ 110 кВ, 35 кВ (терминалы ОМП 35 кВ)	Шкаф Р115. АЧР 10, 35 кВ, ВЛ 110 кВ Поярк. (терминал АЧР-2)	ОПУ. ШРОТ №1 (2 секция)	ОПУ. ШРОТ №2 (2 секция)	Резерв	Резерв	Резерв	ОРУ 35 кВ. Шкаф питания приводов выключателей 35 кВ (рез.)	ЗРУ 10 кВ. шкаф ввода питания оперативных шинок 2 с.ш. (питание блоков управления)	ЗРУ 10 кВ. шкаф ввода питания оперативных шинок 2 с.ш. (питание терминалов защит)	ОПУ. Шкаф ЯВ
Схема первичной коммутации (вид спереди)														
Тип коммутационной аппаратуры	Varius FH000-3S/T	2xVarius FH000-1S/T + 1xOD-FH000 -SS24	2xVarius FH000-1S/T + 1xOD-FH000 -SS24	2xVarius FH000-1S/T + 1xOD-FH000 -SS24	2xVarius FH000-1S/T + 1xOD-FH000 -SS24	2xVarius FH000-1S/T + 1xOD-FH000 -SS24	2xVarius FH000-1S/T + 1xOD-FH000 -SS24	2xVarius FH000-1S/T + 1xOD-FH000 -SS24	2xVarius FH000-1S/T + 1xOD-FH000 -SS24	2xVarius FH000-1S/T + 1xOD-FH000 -SS24	2xVarius FH000-1S/T + 1xOD-FH000 -SS24	2xVarius FH000-1S/T + 1xOD-FH000 -SS24	2xVarius FH000-1S/T + 1xOD-FH000 -SS24	Рубильник, тип определяется заводом-изготовителем
Номинал и характеристика защитного аппарата	PNA000 25A gG	PNA000 25A gG	PNA000 25A gG	PNA000 25A gG	PNA000 25A gG	PNA000 25A gG	PNA000 25A gG	PNA000 25A gG	PNA000 25A gG	PNA000 25A gG	PNA000 35A gG	PNA000 20A gG	PNA000 20A gG	-
Маркировка кабеля	170-EC2	171-EC2	172-EC2	173-EC2	174-EC2	175-EC2	176-EC2	-	-	-	190-EC2	191-EC2	192-EC2	+, -
Тип кабеля	КВВГЭнг(А)-LS	КВВГЭнг(А)-LS	КВВГЭнг(А)-LS	КВВГЭнг(А)-LS	КВВГЭнг(А)-LS	КВВГЭнг(А)-LS	КВВГЭнг(А)-LS	-	-	-	ВВГнг(А)-LS	КВВГЭнг(А)-LS	КВВГЭнг(А)-LS	H07RN-F
Сечение кабеля, мм2	5x4	4x2,5	4x2,5	4x2,5	4x2,5	4x10	4x10	-	-	-	2x25	4x4	4x4	1x70 - "+" 1x70 - "-"



Перегорание предохранителя, открыта крышка предохранитель-ного разъединителя в ШП2 (в контроллер ЩПТ)

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Андреев			07.20
Проверил		Бучинский			07.20
Н.контр.		Тюкавкин			07.20

3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ

Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД

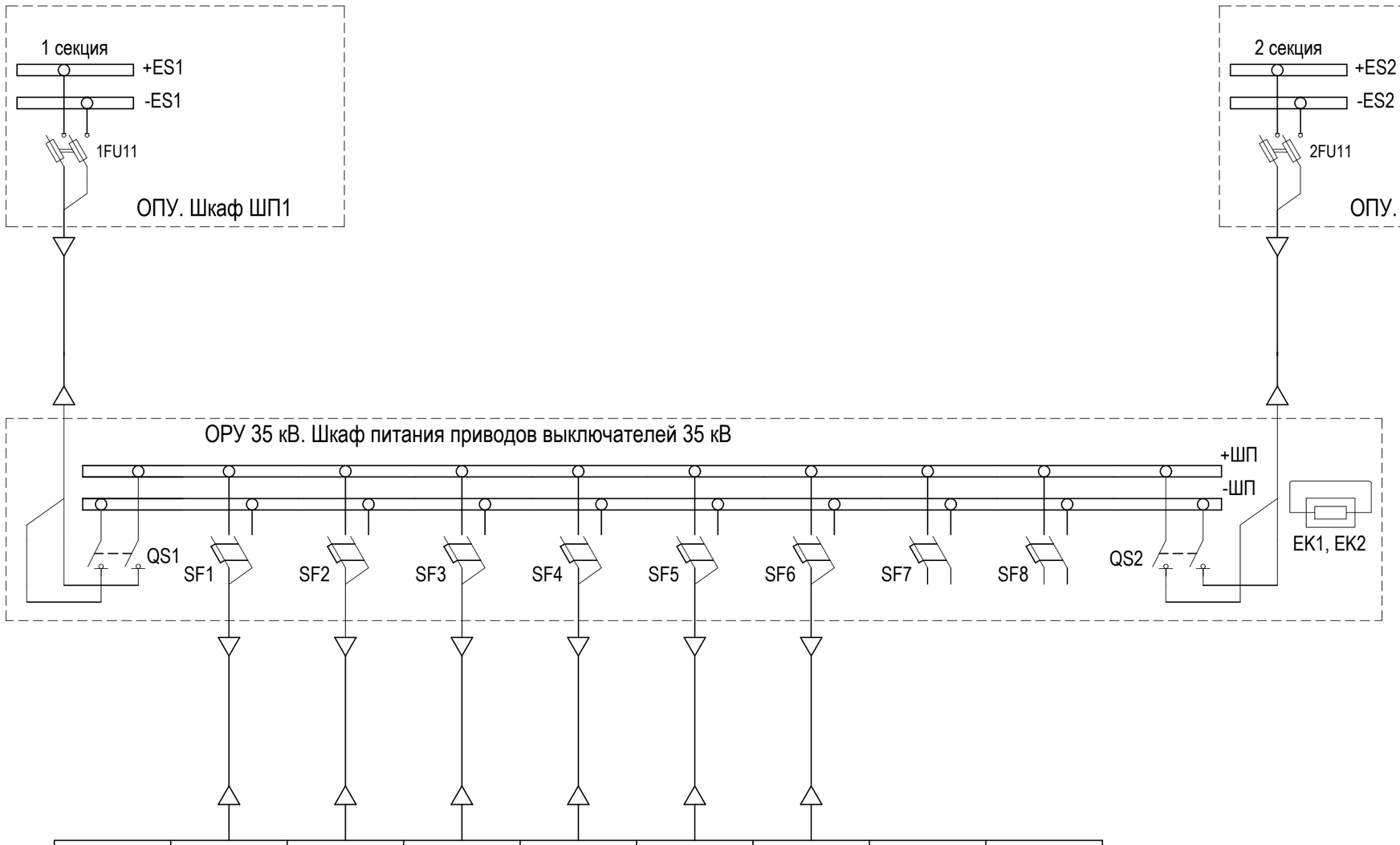
Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть

Стадия	Лист	Листов
П	21.2	

Схема шкафа ШП1, ШП2

Проектный центр ООО "Техно Базис"

Формат А3



Номинальная мощность, кВт	8,36	8,36	8,36	8,36	8,36	8,36		
Наименование присоединения	ОРУ 35 кВ. Клеммный шкаф ВЛ-35 кВ W1H	ОРУ 35 кВ. Клеммный шкаф ВЛ-35 кВ W2H	ОРУ 35 кВ. Клеммный шкаф ВЛ-35 кВ W3H	ОРУ 35 кВ. Клеммный шкаф СВ-35 кВ	ОРУ 35 кВ. Клеммный шкаф ВВ-35 кВ T1H	ОРУ 35 кВ. Клеммный шкаф ВВ-35 кВ T2H	Резерв	Резерв

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
Шкаф питания приводов выключателей 35 кВ				
1	QS1, QS2	Нереверсивный рубильник OT63 4P	2	ABB
2	SF1-SF4	Автоматический выключатель LTN-UC-10C-2	8	OEZ

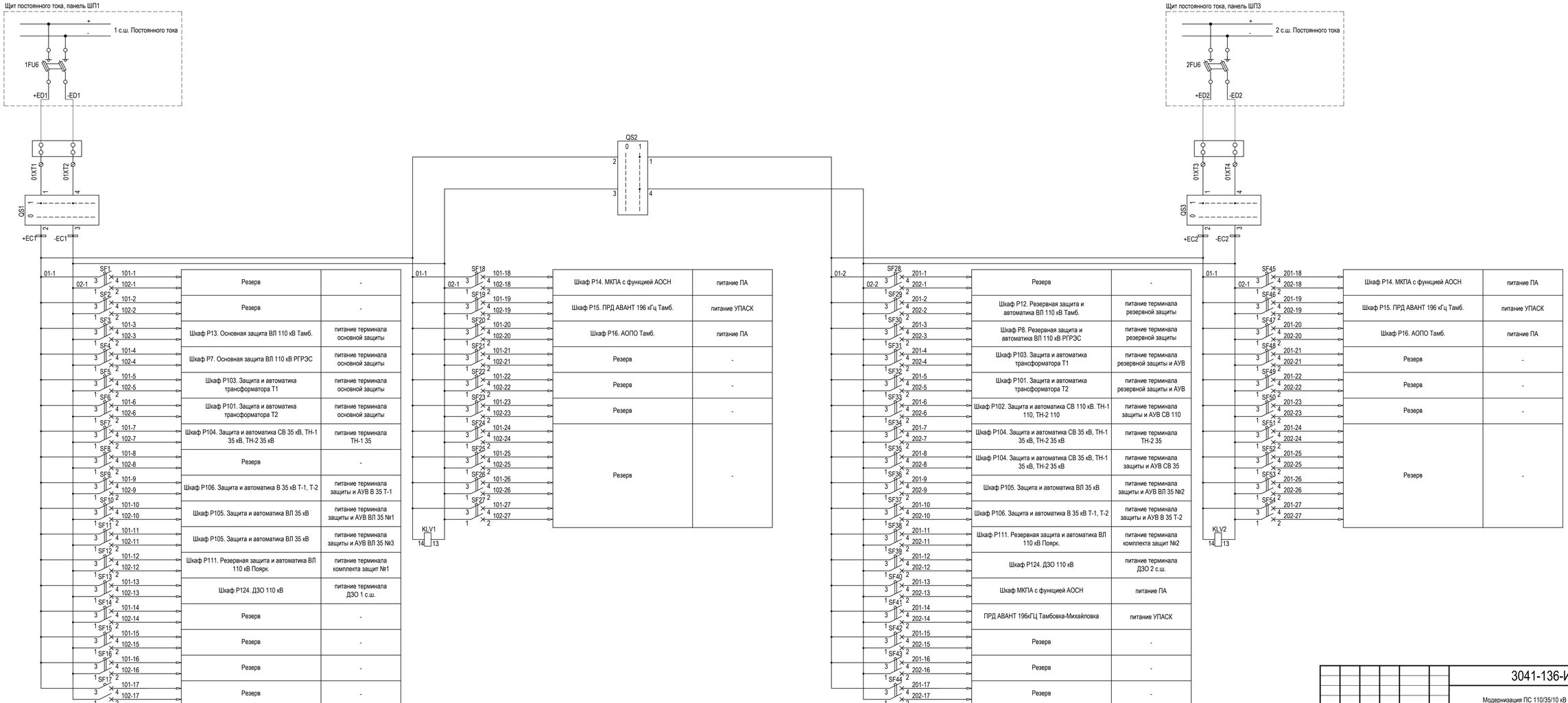
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ			
						Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД			
Разраб.		Андреев			07.20	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть	Стадия	Лист	Листов
							П	22	
Проверил		Бучинский			07.20	Принципиальная схема шкафа питания приводов выключателей 35 кВ	Проектный центр ООО "Техно Базис"		
Н.контр.		Тюкавкин			07.20				

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Формат А3



Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Андреев			07.20
Проверил		Бучинский			07.20
Н.контр.		Тюкавкин			07.20

3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ

Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД

Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть

Стадия	Лист	Листов
П	23	

Принципиальная схема шкафа распределения оперативного тока №1

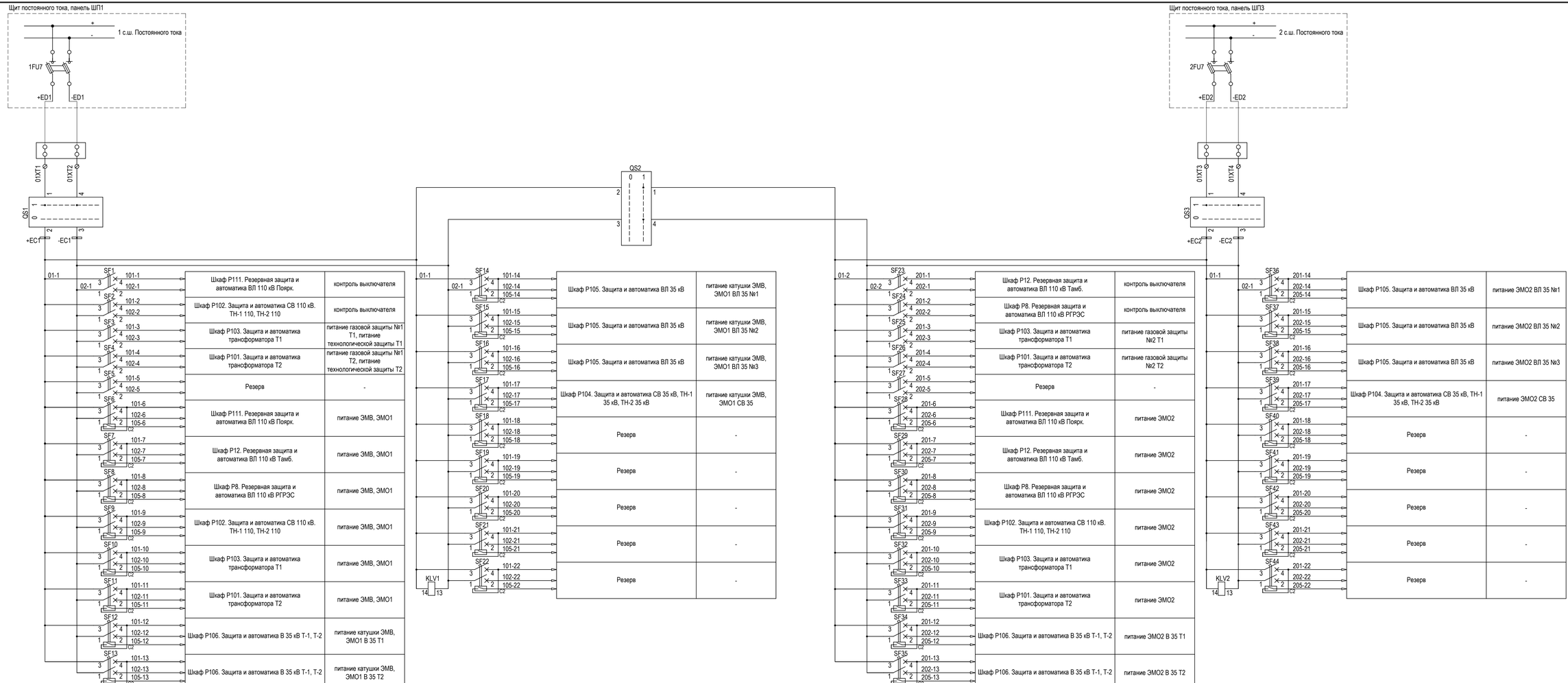
Проектный центр
ООО "Техно Базис"

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А3х3



Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Андреев			07.20
Проверил		Бучинский			07.20
Н.контр.		Тюкавкин			07.20

3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ

Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД

Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть

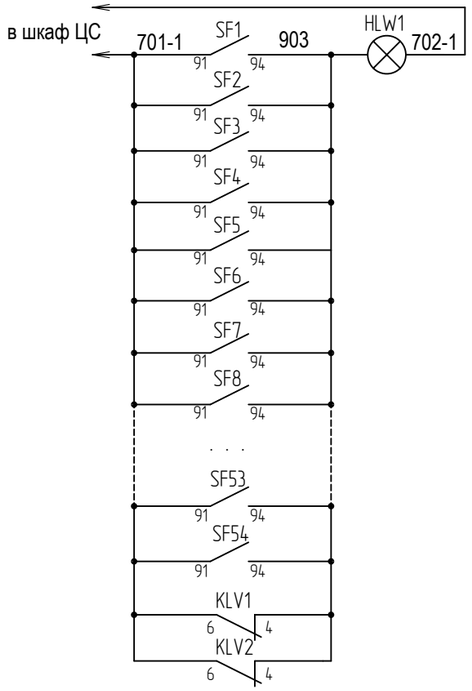
Стадия	Лист	Листов
П	24	

Принципиальная схема шкафа распределения оперативного тока №2

Проектный центр ООО "Техно Базис"

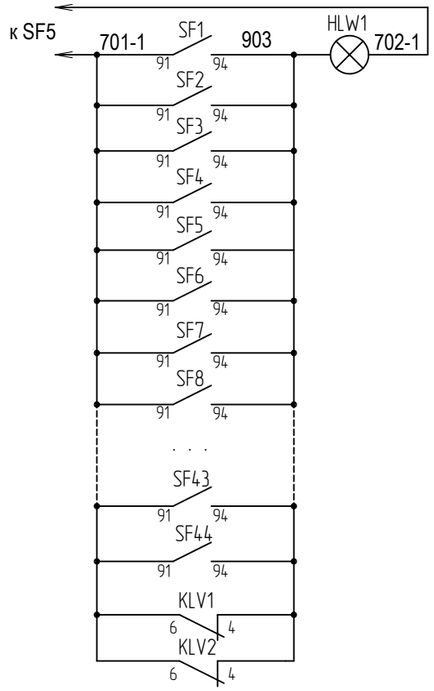
Формат А3х3

ОПУ, ШРОТ №1



Табло:
"Аварийное отключение автоматических выключателей или отсутствие напряжения в ШРОТ №1"

ОПУ, ШРОТ №2



Табло:
"Аварийное отключение автоматических выключателей или отсутствие напряжения в ШРОТ №2"

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Андреев			07.20
Проверил		Бучинский			07.20
Н.контр.		Тюкавкин			07.20

3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ

Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД

Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть

Стадия	Лист	Листов
П	25	

Схема сигнализации шкафов ШРОТ №1 и ШРОТ №2

Проектный центр
ООО "Техно Базис"

Формат А3

Спецификация

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
Шкаф распределения оперативного тока №1			
KLV1, KLV2	Реле R15-1014-23-1220-KLD	2	Relpol
	Колодка GZ14U+	2	Relpol
	Скоба GZ140737	2	Relpol
QS1-QS3	Переключатель 4G63-3004-U-R214	3	APATOR
HLW1	Лампа СКЛ 11-Ж-2-220	1	АДБК.432220.722 ТУ
SF1-SF54	Выключатель автоматический LTN-UC-4C-2	54	OEZ
	Блок-контакт сигнализации аварийного отключения автоматического выключателя PS-LT-1100	54	OEZ

Спецификация

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
Шкаф распределения оперативного тока №2			
KLV1, KLV2	Реле R15-1014-23-1220-KLD	2	Relpol
	Колодка GZ14U+	2	Relpol
	Скоба GZ140737	2	Relpol
QS1-QS3	Переключатель 4G63-3004-U-R214	3	APATOR
HLW1	Лампа СКЛ 11-Ж-2-220	1	АДБК.432220.722 ТУ
SF1-SF44	Выключатель автоматический LTN-UC-4C-2	44	OEZ
	Блок-контакт сигнализации аварийного отключения автоматического выключателя PS-LT-1100	44	OEZ
SF6-SF22, SF28-SF44	Независимый расцепитель SV-LT-X400	34	OEZ

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Андреев			07.20
Проверил		Бучинский			07.20
Н.контр.		Тюкавкин			07.20

3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ

Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД

Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть

Стадия	Лист	Листов
П	26	

Спецификация шкафов ШРОТ №1 и ШРОТ №2

Проектный центр ООО "Техно Базис"

Формат А3

№	Присоединения	Марка кабеля	Длина кабеля, $L_К$,	Длина шинок, $L_Ш$,	Сечение шинок, $S_Ш$,	Сопротивление кабеля с учётом двойной длины $R_К = \frac{2 \times \rho \times L_К}{S_К}$	Сопротивление кабеля с учётом нагрева токами КЗ, $R_\Phi = 1.5 \times R_К$	Сопротивление ошиновки $R_Ш = \frac{2 \times \rho \times L_Ш}{S_Ш}$,	Общее сопротивление внешней цепи $R_{КЗ} = R_{АК} + R_Ш + +R_{ПР} + R_{ПК} + R_{КС}$.	Суммарное сопротивление внешней цепи и кабеля (без учёта нагрева каб.): $R_\Sigma = R_{КЗ} + R_К + R_Ш$,
			м	м	мм²	Ом	Ом	Ом	Ом	Ом
1	Шины постоянного тока (ЯВ), FU 160 А	2х(H07RN-F, 1х70)	14	4	70	0,007	0,010	0,002	0,068	0,077
2	Секция постоянного тока ШП1(2), FU 63А	2х(ВВГнг(А)-LS, 1х70)	17	1	50	0,008	0,013	0,001	0,074	0,092
3	Питание ЦС, FU 25А	КВВГЭнг(А)-LS, 5х4	36	0	2,5	0,310	0,464	0,000	0,104	0,432
4	Питание ЦС, FU 25А, за SF 4А	КВВГЭнг(А)-LS, 5х4	36	1	2,5	0,310	0,464	0,014	0,328	0,669
5	Питание шкафа РАС, FU 25А	КВВГЭнг(А)-LS, 4х2,5	25	0	2,5	0,344	0,516	0,000	0,104	0,466
6	Питание шкафа РАС, FU 25А, за SF 4А	КВВГЭнг(А)-LS, 4х2,5	25	1	2,5	0,344	0,516	0,014	0,328	0,704
7	Питание сервера РЗА, FU 25А	КВВГЭнг(А)-LS, 4х2,5	28	0	2,5	0,385	0,578	0,000	0,104	0,507
8	Питание сервера РЗА, FU 25А, за SF 4А	КВВГЭнг(А)-LS, 4х2,5	28	1	2,5	0,385	0,578	0,014	0,328	0,745
9	Питание шкафа ОМП ВЛ 110, 35 кВ, FU 25А	КВВГЭнг(А)-LS, 4х2,5	25	0	2,5	0,344	0,516	0,000	0,104	0,466
10	Питание шкафа ОМП ВЛ 110, 35 кВ, FU 25А, за SF 4А	КВВГЭнг(А)-LS, 4х2,5	25	1	2,5	0,344	0,516	0,014	0,328	0,704
11	Питание шкафа Р115. АЧР 10, 35 кВ, ВЛ 110 кВ Поярк., FU 25А	КВВГЭнг(А)-LS, 4х2,5	28	0	2,5	0,385	0,578	0,000	0,104	0,507
12	Питание шкафа Р115. АЧР 10, 35 кВ, ВЛ 110 кВ Поярк., FU 25А, за SF 4А	КВВГЭнг(А)-LS, 4х2,5	28	1	2,5	0,385	0,578	0,014	0,328	0,745
13	Питание ШРОТ1, FU 35А	КВВГЭнг(А)-LS, 4х10	30	0	4	0,103	0,155	0,000	0,091	0,212
14	Питание ШРОТ1, FU 35А, за SF 4А (min)	КВВГЭнг(А)-LS, 4х10	30	1	4	0,103	0,155	0,009	0,253	0,383
15	Питание ШРОТ1, FU 35А, за SF 4А (max (максимальная длина до потребителя))	КВВГЭнг(А)-LS, 4х10	30	180	4	0,103	0,155	1,548	0,253	1,922
16	Питание ШРОТ2, FU 35А	КВВГЭнг(А)-LS, 4х10	32	0	4	0,110	0,165	0,000	0,091	0,219
17	Питание ШРОТ2, FU 35А, за SF 4А (min)	КВВГЭнг(А)-LS, 4х10	32	1	4	0,110	0,165	0,009	0,253	0,390
18	Питание ШРОТ2, FU 35А, за SF 4А (max (максимальная длина до потребителя))	КВВГЭнг(А)-LS, 4х10	32	180	4	0,110	0,165	1,548	0,253	1,929

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Андреев			07.20
Проверил		Бучинский			07.20
Н.контр.		Тюкавкин			07.20

3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ

Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД

Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть

Стадия	Лист	Листов
П	27.1	

Расчет токов КЗ в сети постоянного тока 220 В

Проектный центр ООО "Техно Базис"

Формат А3

№	Присоединения	Суммарное сопротивление внешней цепи и кабеля (с учётом нагрева каб.): $R_{\Sigma Д} = R_{КЗ} + R_{\Phi} + R_{Ш}$	Поправочный коэффициент по учёту влияния на ток КЗ активного сопротивления электрической дуги, *Кс*	Расчётные токи, А		Тип коммутационного аппарата	Тип плавкой вставки	Время отключения коммутационного аппарата
				Расчёт макс. тока КЗ исходя из суммарного сопротивления цепи КЗ (без учёта изменения сопр. кабеля вследствие нагрева) и макс. напряжения на АБ $I_{КЗ.max} = \frac{U_{Э.max} \times 104}{R_{\Sigma}}$	Расчёт мин. тока КЗ исходя из изменения сопротивления кабеля в следствии нагрева, и с учётом активного сопротивления электрической дуги (при мин. напряжении на АБ) $I_{КЗ.Д} = \frac{U_{Э.min} \times 104 \times K_C}{R_{\Sigma Д}}$			
		Ом		А	А			сек.
1	Шины постоянного тока (ЯВ), FU 160A	0,114	0,513	2803,681	909,898	Varius FH00	PNA000 100A gG	0,006
2	Секция постоянного тока ШП1(2), FU 63A	0,133	0,516	2350,334	788,230	Varius FH00	PNA000 63A gG	0,0015
3	Питание ЦС, FU 25A	0,627	0,760	501,161	245,891	Varius FH000	PN000 25 gG	0,0024
4	Питание ЦС, FU 25A, за SF 4A	0,871	0,770	323,156	179,190	S203M-K4UC	---	0,02
5	Питание шкафа РАС, FU 25A	0,678	0,760	464,168	227,188	Varius FH000	PN000 25 gG	0,0045
6	Питание шкафа РАС, FU 25A, за SF 4A	0,923	0,770	307,361	169,173	LTN-UC-4C-2	---	0,02
7	Питание сервера РЗА, FU 25A	0,740	0,760	426,399	208,187	Varius FH000	PN000 25 gG	0,0045
8	Питание сервера РЗА, FU 25A, за SF 4A	0,985	0,770	290,332	158,538	LTN-UC-4C-2	---	0,02
9	Питание шкафа ОМП ВЛ 110, 35 кВ, FU 25A	0,678	0,760	464,168	227,188	Varius FH000	PN000 25 gG	0,0045
10	Питание шкафа ОМП ВЛ 110, 35 кВ, FU 25A, за SF 4A	0,923	0,770	307,361	169,173	LTN-UC-4C-2	---	0,02
11	Питание шкафа Р115. АЧР 10, 35 кВ, ВЛ 110 кВ Поярк., FU 25A	0,740	0,760	426,399	208,187	Varius FH000	PN000 25 gG	0,0045
12	Питание шкафа Р115. АЧР 10, 35 кВ, ВЛ 110 кВ Поярк., FU 25A, за SF 4A	0,985	0,770	290,332	158,538	LTN-UC-4C-2	---	0,02
13	Питание ШРОТ1, FU 35A	0,304	0,760	1019,233	506,641	Varius FH000	PN000 35 gG	0,002
14	Питание ШРОТ1, FU 35A, за SF 4A (min)	0,479	0,770	565,043	325,926	LTN-UC-4C-2	---	0,02
15	Питание ШРОТ1, FU 35A, за SF 4A (max (максимальная длина до потребителя))	2,788	0,770	112,535	56,006	LTN-UC-4C-2	---	0,02
16	Питание ШРОТ2, FU 35A	0,315	0,760	987,231	490,018	Varius FH000	PN000 35 gG	0,002
17	Питание ШРОТ2, FU 35A, за SF 4A (min)	0,489	0,770	555,068	319,054	LTN-UC-4C-2	---	0,02
18	Питание ШРОТ2, FU 35A, за SF 4A (max (максимальная длина до потребителя))	2,799	0,770	112,134	55,799	LTN-UC-4C-2	---	0,02

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Андреев			07.20
Проверил		Бучинский			07.20
Н.контр.		Тюкавкин			07.20

3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ

Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД

Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть

Стадия	Лист	Листов
П	27.2	

Расчет токов КЗ в сети постоянного тока 220 В

Проектный центр ООО "Техно Базис"

Формат А3

№	Присоединения	Длина кабеля для проверки на невозгораемость	Сопротивление кабеля с учётом двойной длины для проверки на невозгораемость $R_K = \frac{2 \times \rho \times L_K}{S_K}$	Общее сопротивление внешней цепи для проверки на невозгораемость $R_{КЗ} = R_{ИК} + R_{ШТ} + R_{ПР} + R_{ПК} + R_{КС}$	Расчётные токи, А: Расчёт макс. тока КЗ исходя из суммарного сопротивления цепи КЗ (без учёта изменения сопр. кабеля вследствие нагрева) и макс. напряжения на АБ при проверке на невозгораемость $I_{КЗ,max} = \frac{U_{Э.max} \times 104}{R_\Sigma}$	Значение расчетного длительного допустимого тока	Начальная температура жил кабеля
		Ом	Ом		А	А	град. Цельсия
1	Шины постоянного тока (ЯВ), FU 160A	14	0,007	0,077	2803,681	226	25,088
2	Секция постоянного тока ШП1(2), FU 63A	17	0,008	0,092	2350,334	226	25,088
3	Питание ЦС, FU 25A	20	0,172	0,294	735,687	37	25,033
4	Питание ЦС, FU 25A, за SF 4A	1	0,009	0,355	609,974	37	25,033
5	Питание шкафа РАС, FU 25A	20	0,275	0,397	544,560	28	25,057
6	Питание шкафа РАС, FU 25A, за SF 4A	1	0,014	0,360	601,226	28	25,057
7	Питание сервера РЗА, FU 25A	20	0,275	0,397	544,560	28	25,057
8	Питание сервера РЗА, FU 25A, за SF 4A	1	0,014	0,360	601,226	28	25,057
9	Питание шкафа ОМП ВЛ 110, 35 кВ, FU 25A	20	0,275	0,397	544,560	28	25,057
10	Питание шкафа ОМП ВЛ 110, 35 кВ, FU 25A, за SF 4A	1	0,014	0,360	601,226	28	25,057
11	Питание шкафа Р115. АЧР 10, 35 кВ, ВЛ 110 кВ Поярк., FU 25A	20	0,275	0,397	544,560	28	25,057
12	Питание шкафа Р115. АЧР 10, 35 кВ, ВЛ 110 кВ Поярк., FU 25A, за SF 4A	1	0,014	0,360	601,226	28	25,057
13	Питание ШРОТ1, FU 35A	20	0,069	0,178	1216,388	66	25,010
14	Питание ШРОТ1, FU 35A, за SF 4A (min)	1	0,003	0,274	788,114	66	25,010
15	Питание ШРОТ1, FU 35A, за SF 4A (max (максимальная длина до потребителя))	1	0,003	0,274	788,114	66	25,010
16	Питание ШРОТ2, FU 35A	20	0,069	0,178	1216,388	66	25,010
17	Питание ШРОТ2, FU 35A, за SF 4A (min)	1	0,003	0,274	788,114	66	25,010
18	Питание ШРОТ2, FU 35A, за SF 4A (max (максимальная длина до потребителя))	1	0,003	0,274	788,114	66	25,010

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Андреев			07.20
Проверил		Бучинский			07.20
Н.контр.		Тюкавкин			07.20

3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ

Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД

Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть

Стадия	Лист	Листов
П	27.3	

Расчет токов КЗ в сети постоянного тока 220 В

Проектный центр
ООО "Техно Базис"

Формат А3

№	Присоединения	Коэффициент К (20 м)	Температура жил в конце короткого замыкания при проверке на невозгораемость	Время отключения коммутационного аппарата	Расчётные токи, А: Расчёт мин. тока КЗ исходя из изменения сопротивления кабеля в следствии нагрева, и с учётом активного сопротивления электрической дуги (при мин. напряжении на АБ) $I_{КЗ.Д} = \frac{U_{Э.min} \times 104 \times K_C}{R_{\Sigma.Д}}$	Коэффициент К (при кз в конце защищаемого кабеля)	Температура жил в конце короткого замыкания (при кз в конце защищаемого кабеля)
			град. Цельсия	сек.	А		град. Цельсия
1	Шины постоянного тока (ЯВ), FU 160A	0,000	25,136	0,35	909,898	0,001	25,381
2	Секция постоянного тока ШП1(2), FU 63A	0,000	25,096	0,06	788,230	0,000	25,126
3	Питание ЦС, FU 25A	0,002	25,435	0,045	245,891	0,003	25,877
4	Питание ЦС, FU 25A, за SF 4A	0,009	27,348	0,02	179,190	0,001	25,232
5	Питание шкафа РАС, FU 25A	0,004	26,118	0,063	227,188	0,010	27,648
6	Питание шкафа РАС, FU 25A, за SF 4A	0,023	30,854	0,02	169,173	0,002	25,512
7	Питание сервера РЗА, FU 25A	0,004	26,118	0,08	208,187	0,011	27,821
8	Питание сервера РЗА, FU 25A, за SF 4A	0,023	30,854	0,02	158,538	0,002	25,456
9	Питание шкафа ОМП ВЛ 110, 35 кВ, FU 25A	0,004	26,118	0,063	227,188	0,010	27,648
10	Питание шкафа ОМП ВЛ 110, 35 кВ, FU 25A, за SF 4A	0,023	30,854	0,02	169,173	0,002	25,512
11	Питание шкафа Р115. АЧР 10, 35 кВ, ВЛ 110 кВ Поярк., FU 25A	0,004	26,118	0,08	208,187	0,011	27,821
12	Питание шкафа Р115. АЧР 10, 35 кВ, ВЛ 110 кВ Поярк., FU 25A, за SF 4A	0,023	30,854	0,02	158,538	0,002	25,456
13	Питание ШРОТ1, FU 35A	0,001	25,157	0,018	506,641	0,001	25,239
14	Питание ШРОТ1, FU 35A, за SF 4A (min)	0,002	25,626	0,02	325,926	0,000	25,116
15	Питание ШРОТ1, FU 35A, за SF 4A (max (максимальная длина до потребителя))	0,002	25,626	0,02	56,006	0,000	25,013
16	Питание ШРОТ2, FU 35A	0,001	25,157	0,021	490,018	0,001	25,260
17	Питание ШРОТ2, FU 35A, за SF 4A (min)	0,002	25,626	0,02	319,054	0,000	25,111
18	Питание ШРОТ2, FU 35A, за SF 4A (max (максимальная длина до потребителя))	0,002	25,626	0,02	55,799	0,000	25,013

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Андреев			07.20
Проверил		Бучинский			07.20
Н.контр.		Тюкавкин			07.20

3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ

Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД

Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть

Стадия	Лист	Листов
П	27.4	

Расчет токов КЗ в сети постоянного тока 220 В

Проектный центр ООО "Техно Базис"

Формат А3

№	Присоединения	Марка кабеля	Длина кабеля, $L_К$,	Длина шинок, $L_Ш$,	Сечение шинок, $S_Ш$,	Сопротивление кабеля с учётом двойной длины $R_К = \frac{2 \times \rho \times L_К}{S_К}$	Сопротивление кабеля с учётом нагрева токами КЗ, $R_Ф = 1.5 \times R_К$	Сопротивление ошиновки $R_Ш = \frac{2 \times \rho \times L_Ш}{S_Ш}$,	Общее сопротивление внешней цепи $R_{КЗ} = R_{АК} + R_Ш + R_{ПР} + R_{ПК} + R_{КС}$.	Суммарное сопротивление внешней цепи и кабеля (без учёта нагрева каб.): $R_Σ = R_{КЗ} + R_К + R_Ш$,
			м	м	мм²	Ом	Ом	Ом	Ом	Ом
1	Шины постоянного тока (ЯВ), FU 160A	2х(H07RN-F, 1х70)	14	4	70	0,007	0,010	0,002	0,068	0,077
2	Секция постоянного тока ШП1(2), FU 63A	2х(ВВГнг(А)-LS, 1х70)	17	1	50	0,008	0,013	0,001	0,074	0,092
3	Питание ЭМВ В-35 кВ, FU 35A	ВВГнг(А)-LS, 2х25	55	0	16	0,076	0,114	0,000	0,091	0,185
4	Питание ЭМВ В-35 кВ, FU 35A, за SF 10A (min)	ВВГнг(А)-LS, 2х25	55	1	16	0,076	0,114	0,002	0,111	0,207
5	Питание ЭМВ В-35 кВ, FU 35A, за SF 10A (max)	ВВГнг(А)-LS, 2х25	55	42	16	0,076	0,114	0,090	0,111	0,295
6	Питание терминалов 1(2) с.ш. 3РУ 6 кВ, (min) FU 20A	КВВГЭнг(А)-LS, 4х4	60	0	2,5	0,516	0,774	0,000	0,122	0,656
7	Питание терминалов 1(2) с.ш. 3РУ 6 кВ, (min) FU 20A, за SF 4A	КВВГЭнг(А)-LS, 4х4	60	1	2,5	0,516	0,774	0,014	0,284	0,832
8	Питание терминалов 1(2) с.ш. 3РУ 6 кВ, (max) FU 20A	КВВГЭнг(А)-LS, 4х4	60	15	2,5	0,516	0,774	0,206	0,122	0,862
9	Питание терминалов 1(2) с.ш. 3РУ 6 кВ, (max) FU 20A, за SF 4A	КВВГЭнг(А)-LS, 4х4	60	16	2,5	0,516	0,774	0,220	0,284	1,038

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ			
						Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД			
Разраб.		Андреев			07.20	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть	Стадия	Лист	Листов
							П	27.5	
Проверил		Бучинский			07.20	Расчет токов КЗ в сети постоянного тока 220 В	Проектный центр ООО "Техно Базис"		
Н.контр.		Тюкавкин			07.20				

Формат А3

№	Присоединения	Суммарное сопротивление внешней цепи и кабеля (с учётом нагрева каб.): $R_{\Sigma Д} = R_{КЗ} + R_{Ф} + R_{Ш}$	Поправочный коэффициент по учёту влияния на ток КЗ активного сопротивления электрической дуги, *Кс*	Расчётные токи, А		Тип коммутационного аппарата	Тип плавкой вставки	Время отключения коммутационного аппарата
				Расчёт макс. тока КЗ исходя из суммарного сопротивления цепи КЗ (без учёта изменения сопр. кабеля вследствие нагрева) и макс. напряжения на АБ $I_{КЗ.max} = \frac{U_{Э.max} \times 104}{R_{\Sigma}}$	Расчёт мин. тока КЗ исходя из изменения сопротивления кабеля в следствии нагрева, и с учётом активного сопротивления электрической дуги (при мин. напряжении на АБ) $I_{КЗ.Д} = \frac{U_{Э.min} \times 104 \times K_C}{R_{\Sigma.Д}}$			
		Ом		А	А			сек.
1	Шины постоянного тока (ЯВ), FU 160A	0,114	0,513	2803,681	909,898	Varius FH00	PNA000 100A gG	0,006
2	Секция постоянного тока ШП1(2), FU 63A	0,133	0,516	2350,334	788,230	Varius FH00	PNA000 63A gG	0,0015
3	Питание ЦС, FU 25A	0,263	0,537	1171,082	414,184	Varius FH000	PN000 35 gG	0,0014
4	Питание ЦС, FU 25A, за SF 4A	0,286	0,540	1045,691	382,695	LTN-UC-10C-2	---	0,02
5	Питание шкафа РАС, FU 25A	0,418	0,552	733,243	267,566	LTN-UC-10C-2	---	0,02
6	Питание шкафа РАС, FU 25A, за SF 4A	0,954	0,760	329,737	161,489	Varius FH000	PN000 20 gG	0,0015
7	Питание сервера РЗА, FU 25A	1,137	0,770	260,063	137,334	LTN-UC-4C-2	---	0,02
8	Питание сервера РЗА, FU 25A, за SF 4A	1,264	0,760	250,824	121,935	Varius FH000	PN000 20 gG	0,0015
9	Питание шкафа ОМП ВЛ 110, 35 кВ, FU 25A	1,447	0,770	208,361	107,943	LTN-UC-4C-2	---	0,02

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ			
						Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД			
Разраб.		Андреев			07.20	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть	Стадия	Лист	Листов
							П	27.6	
Проверил		Бучинский			07.20	Расчет токов КЗ в сети постоянного тока 220 В	Проектный центр ООО "Техно Базис"		
Н.контр.		Тюкавкин			07.20				

Формат А3

№	Присоединения	Длина кабеля для проверки на невозгораемость	Сопротивление кабеля с учётом двойной длины для проверки на невозгораемость $R_K = \frac{2 \times \rho \times L_K}{S_K}$	Общее сопротивление внешней цепи для проверки на невозгораемость $R_{КЗ} = R_{АБ} + R_{ШР} + R_{ШР} + R_{ПК} + R_{КС}$.	Расчётные токи, А: Расчёт макс. тока КЗ исходя из суммарного сопротивления цепи КЗ (без учёта изменения сопр. кабеля вследствие нагрева) и макс. напряжения на АБ при проверке на невозгораемость $I_{КЗ.max} = \frac{U_{Э.max} \times 104}{R_{\Sigma}}$	Значение расчетного длительного допустимого тока	Начальная температура жил кабеля
		Ом	Ом		А	А	град. Цельсия
1	Шины постоянного тока (ЯВ), FU 160A	14	0,007	0,077	2803,681	226	25,088
2	Секция постоянного тока ШП1(2), FU 63A	17	0,008	0,092	2350,334	226	25,088
3	Питание ЦС, FU 25A	20	0,028	0,137	1584,089	115	25,003
4	Питание ЦС, FU 25A, за SF 4A	1	0,002	0,207	1045,691	115	25,003
5	Питание шкафа РАС, FU 25A	20	0,043	0,248	873,251	115	25,003
6	Питание шкафа РАС, FU 25A, за SF 4A	20	0,172	0,312	693,249	37	25,033
7	Питание сервера РЗА, FU 25A	1	0,009	0,311	696,373	37	25,033
8	Питание сервера РЗА, FU 25A, за SF 4A	20	0,172	0,518	417,253	37	25,033
9	Питание шкафа ОМП ВЛ 110, 35 кВ, FU 25A	1	0,009	0,311	696,373	37	25,033

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Андреев			07.20
Проверил		Бучинский			07.20
Н.контр.		Тюкавкин			07.20

3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ

Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД

Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть

Стадия	Лист	Листов
П	27.7	

Расчет токов КЗ в сети постоянного тока 220 В

Проектный центр ООО "Техно Базис"

Формат А3

№	Присоединения	Коэффициент К (20 м)	Температура жил в конце короткого замыкания при проверке на невозгораемость	Время отключения коммутационного аппарата	Расчётные токи, А: Расчёт мин. тока КЗ исходя из изменения сопротивления кабеля в следствии нагрева, и с учётом активного сопротивления электрической дуги (при мин. напряжении на АБ) $I_{кз.д} = \frac{U_{э.min} \times 104 \times K_C}{R_{\Sigma.д}}$	Коэффициент К (при кз в конце защищаемого кабеля)	Температура жил в конце короткого замыкания (при кз в конце защищаемого кабеля)
			град. Цельсия	сек.	А		град. Цельсия
1	Шины постоянного тока (ЯВ), FU 160А	0,000	25,136	0,35	909,898	0,001	25,381
2	Секция постоянного тока ШП1(2), FU 63А	0,000	25,096	0,06	788,230	0,000	25,126
3	Питание ЦС, FU 25А	0,000	25,031	0,03	414,184	0,000	25,044
4	Питание ЦС, FU 25А, за SF 4А	0,001	25,177	0,02	382,695	0,000	25,027
5	Питание шкафа РАС, FU 25А	0,000	25,124	0,02	267,566	0,000	25,015
6	Питание шкафа РАС, FU 25А, за SF 4А	0,001	25,256	0,1	161,489	0,003	25,842
7	Питание сервера РЗА, FU 25А	0,012	28,054	0,02	137,334	0,000	25,150
8	Питание сервера РЗА, FU 25А, за SF 4А	0,000	25,114	0,5	121,935	0,009	27,345
9	Питание шкафа ОМП ВЛ 110, 35 кВ, FU 25А	0,012	28,054	0,02	107,943	0,000	25,105

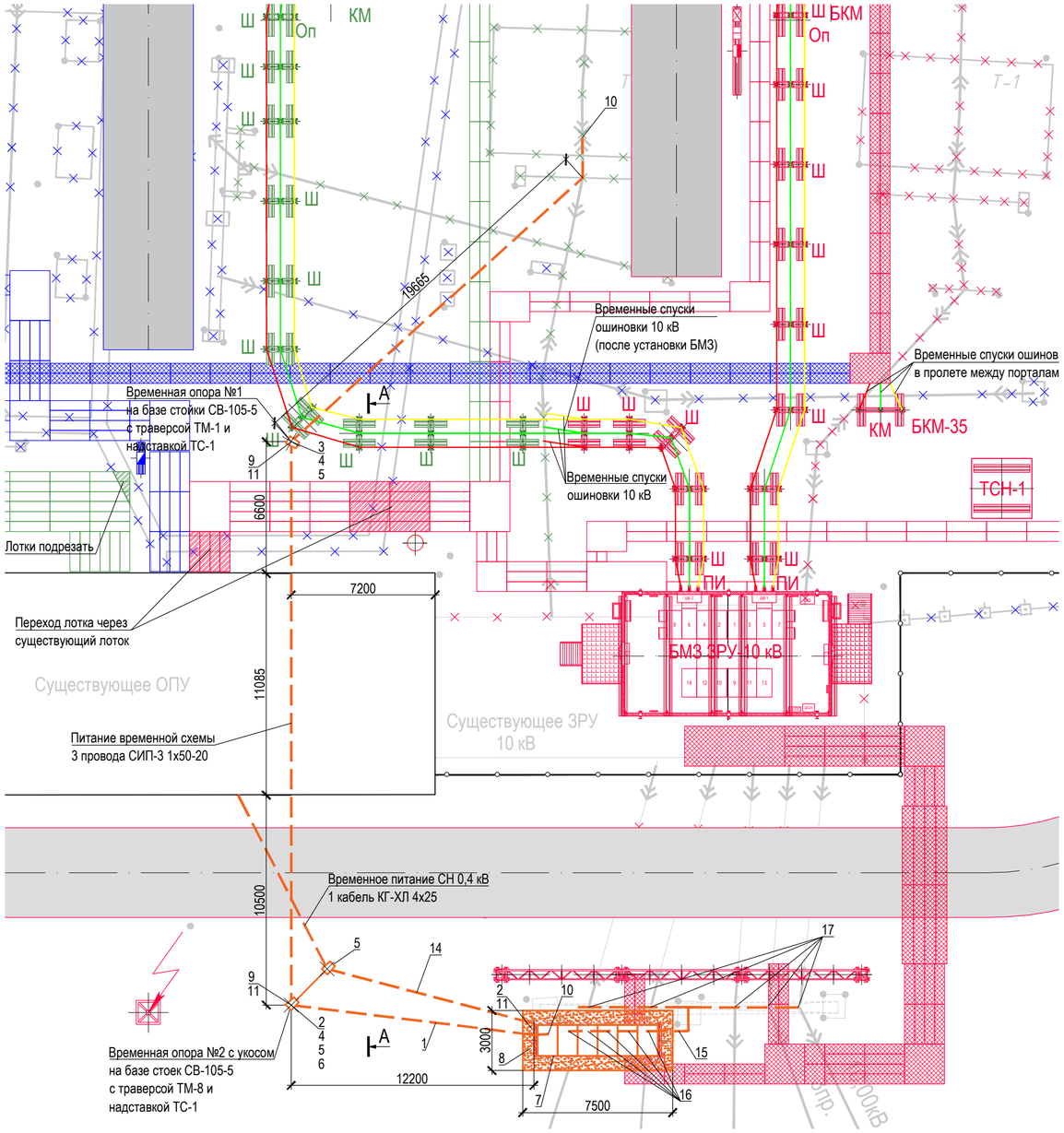
Взам. инв. №

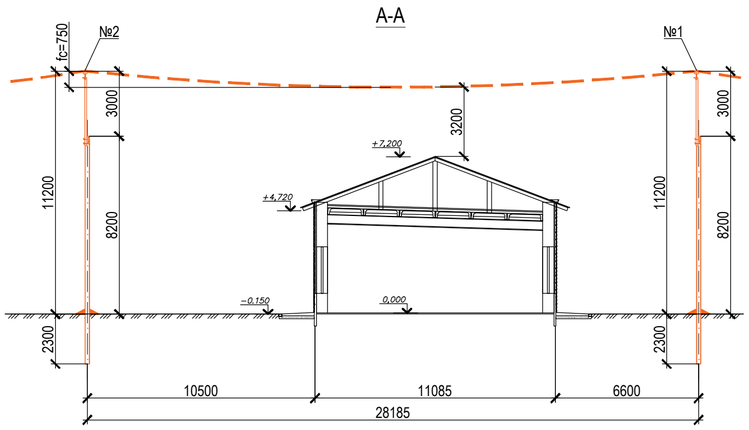
Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ			
						Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД			
Разраб.		Андреев			07.20	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть	Стадия	Лист	Листов
							П	27.8	
Проверил		Бучинский			07.20	Расчет токов КЗ в сети постоянного тока 220 В	Проектный центр ООО "Техно Базис"		
Н.контр.		Тюкавкин			07.20				

Формат А3





Поз.	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа	Ед. изм.	Кол.	Масса ед., кг
1	Провод самонесущий защищенный	СИП-3 1х50-20, ГОСТ 31946-2012	м	240	0,215
2	Сталь угловая равнополочная	60х60х4, ГОСТ 8509-93	т	0,02	0,02
3	Траверса ТМ-1	ТМ1, серия 3.407.1-143.8.1	шт	1	17,2
4	Надставка ТС-1, Н-3500 мм	ТС1, серия 3.407.1-143.8.23	шт	2	76,5
5	Стойка железобетонная вибрированная	СВ105-5, серия 3.407.1-143.7.3	шт	3	1180
6	Траверса ТМ-8	ТМ8, серия 3.407.1-143.8.8	шт	1	26
7	Ячейка КРН-10		шт	6	
8	Смесь песчано-гравийная природная	ГОСТ 23735-2014	м³	11,96	1600
9	Изолятор стеклянный 10 кВ	ШС-10, ГОСТ 1232-2017	шт	10	1,9
10	Зажим аппаратный прессуемый	А4А-50Г-1, ТУ 3449-001-52819896-2010	шт	6	0,3
11	Узел крепления У-1	У1, серия 3.407.1-143.8.40	шт	4	7
12	Кабель контрольный с ПВХ изоляцией	КВВГ 5х2,5, ГОСТ 1508-78	м	50	0,24
13	Кабель контрольный с ПВХ изоляцией	КВВГ 10х1,5, ГОСТ 1508-78	м	50	0,31
14	Кабель силовой гибкий с резиновой изоляцией	КГ-ХЛ 4х25, ГОСТ 24334-80	м	70	2,1
15	Кабель силовой трехжильный с СПЭ-изоляцией	АПвВнг(А)-LS 3х50/16-10 кВ, ГОСТ 22483-2012	м	100	1,032
16	Концевая термоусаживаемая муфта 10 кВ внутренней установки	3ПКВТп-10-35/50(Б) нг-LS, ТУ 3599-005-97284872-2015	шт.	5	1,19
17	Концевая термоусаживаемая муфта 10 кВ наружной установки	3ПКНТп-10-35/50(Б) нг-LS, ТУ 3599-005-97284872-2015	шт.	5	1,19

Примечания:
1. Красным цветом выделено оборудование, реконструируемое на 1-ом этапе.
2. Темно-зеленым цветом выделено оборудование, реконструируемое на 2-ом этапе.
3. Синим цветом выделено оборудование, реконструируемое на 3-ем этапе.
4. Серым цветом выделено существующее оборудование и конструкции подстанции.
5. Описание этапов реконструкции представлено в текстовой части.
6. Оранжевым цветом выделено оборудование монтируемое временно для организации временного электроснабжения перед 1 этапом реконструкции.
7. Заглубление стоек опор №1, №2 выполняется на 2,3 м, провода ВЛ 10 кВ монтируются с пониженным тяжением равным 3,4 кН, что соответствует стреле провеса в пролете опор №1-№2 0,75 м. Вертикальный габарит до крыши здания ОПУ составит 3,2 м, что соответствует нормируемому расстоянию "Г" по таблице 4.2.5 ПУЭ 7 изд.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	3041-136-ИОС.ЭП.ГЧ			
						Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД			
Разраб.		Андреев			12.20	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Графическая часть	Стадия	Лист	Листов
							П	28	
Проверил		Бучинский			12.20	Временная схема электроснабжения. Фрагмент плана ПС. М1:200	Проектный центр ООО "Техно Базис"		
Н.контр.		Тюкавкин			12.20				

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

Диспетчерское наименование	Наименование, тип оборудования	По номинальному напряжению			Проверка по номинальному току			По электродинамической стойкости			По термической стойкости			По отключающей способности		
		Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора
		$U_{РАСЧ.}$, кВ	$U_{НОМ.}$, кВ	$U_{РАСЧ.} \leq U_{НОМ.}$	$I_{РАСЧ.}$, А	$I_{НОМ.}$, А	$I_{РАСЧ.} \leq I_{НОМ.}$	$I_{УД.}$, кА	$I_{ДИН.}$, кА	$I_{УД.} \leq_{ДИН.}$	$B_К$	$B_Т$	$B_К \leq B_Т$	$I_{КЗ.МАКС.}$, кА	$I_{ОТКЛ.В.}$, кА	$I_{КЗ.МАКС.} \leq I_{ОТКЛ.В.}$
ОРУ 110 кВ																
В 110 РГРЭС	Выключатель элегазовый баковый 110 кВ со встроенными трансформаторами тока: ВЭБ-УЭТМ-110-2500/40 УХЛ1	110	110	110 ≤ 110	138	2500	138 ≤ 2500	7,05	102	7,05≤ 102	6,21	4800	6,21≤ 4800	3,3	40	3,3≤ 40
ЛР 110 РГРЭС	Разъединитель 110 кВ: РГНП.2-110.II/1000 УХЛ1	110	110	110 ≤ 110	138	1000	138 ≤ 1000	7,05	100	7,05≤ 100	6,21	4800	6,21≤ 4800	-	-	-
ШР 110 РГРЭС	Разъединитель 110 кВ: РГНП.1а-110.II/1000 УХЛ1	110	110	110 ≤ 110	138	1000	138 ≤ 1000	7,05	100	7,05≤ 100	6,21	4800	6,21≤ 4800	-	-	-
ВЗ 110 РГРЭС, ф. А, В, С	ВЧ-заградитель 110 кВ: ВЗ-1250-0,5 УХЛ1	110	110	110 ≤ 110	138	1000	138 ≤ 1000	7,05	51	7,05≤ 51	6,21	1200	6,21≤ 1200	-	-	-
В 110 Поярково	Выключатель элегазовый баковый 110 кВ со встроенными трансформаторами тока: ВЭБ-УЭТМ-110-2500/40 УХЛ1	110	110	110 ≤ 110	43,3	2500	43,3 ≤ 2500	7,05	102	7,05≤ 102	6,21	4800	6,21≤ 4800	3,3	40	3,3≤ 40
ЛР 110 Поярково	Разъединитель 110 кВ: РГНП.2-110.II/1000 УХЛ1	110	110	110 ≤ 110	43,3	1000	43,3 ≤ 1000	7,05	100	7,05≤ 100	6,21	4800	6,21≤ 4800	-	-	-
ШР 110 Поярково	Разъединитель 110 кВ: РГНП.1а-110.II/1000 УХЛ1	110	110	110 ≤ 110	43,3	1000	43,3 ≤ 1000	7,05	100	7,05≤ 100	6,21	4800	6,21≤ 4800	-	-	-
ВЗ 110 Поярково, ф. В, С	ВЧ-заградитель 110 кВ: ВЗ-1250-0,5 УХЛ1	110	110	110 ≤ 110	43,3	1000	43,3 ≤ 1000	7,05	51	7,05≤ 51	6,21	1200	6,21≤ 1200	-	-	-
В 110 Т-2	Выключатель элегазовый баковый 110 кВ со встроенными трансформаторами тока: ВЭБ-УЭТМ-110-2500/40 УХЛ1	110	110	110 ≤ 110	34,12	2500	34,12 ≤ 2500	7,05	102	7,05≤ 102	6,21	4800	6,21≤ 4800	3,3	40	3,3≤ 40
ЛР 110 Т-2	Разъединитель 110 кВ: РГНП.2-110.II/1000 УХЛ1	110	110	110 ≤ 110	34,12	1000	34,12≤ 1000	7,05	100	7,05≤ 100	6,21	4800	6,21≤ 4800	-	-	-
ШР 110 Т-2	Разъединитель 110 кВ: РГНП.1а-110.II/1000 УХЛ1	110	110	110 ≤ 110	34,12	1000	34,12 ≤ 1000	7,05	100	7,05≤ 100	6,21	4800	6,21≤ 4800	-	-	-
СВ 110	Выключатель элегазовый баковый 110 кВ со встроенными трансформаторами тока: ВЭБ-УЭТМ-110-2500/40 УХЛ1	110	110	110 ≤ 110	138	2500	138 ≤ 2500	7,05	102	7,05≤ 102	6,21	4800	6,21≤ 4800	3,3	40	3,3≤ 40
СР-1 110; СР-2 110	Разъединитель 110 кВ: РГНП.2-110.II/1000 УХЛ1	110	110	110 ≤ 110	138	1000	138 ≤ 1000	7,05	100	7,05≤ 100	6,21	4800	6,21≤ 4800	-	-	-
В 110 Т-1	Выключатель элегазовый баковый 110 кВ со встроенными трансформаторами тока: ВЭБ-УЭТМ-110-2500/40 УХЛ1	110	110	110 ≤ 110	34,12	2500	34,12 ≤ 2500	7,05	102	7,05≤ 102	6,21	4800	6,21≤ 4800	3,3	40	3,3≤ 40
ЛР 110 Т-1	Разъединитель 110 кВ: РГНП.2-110.II/1000 УХЛ1	110	110	110 ≤ 110	34,12	1000	34,12≤ 1000	7,05	100	7,05≤ 100	6,21	4800	6,21≤ 4800	-	-	-
ШР 110 Т-1	Разъединитель 110 кВ: РГНП.1а-110.II/1000 УХЛ1	110	110	110 ≤ 110	34,12	1000	34,12 ≤ 1000	7,05	100	7,05≤ 100	6,21	4800	6,21≤ 4800	-	-	-

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

1	-	Зам.	10-1		10.20	
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	
Разраб.		Андреев			07.20	
Н.контр		Бучинский			07.20	
ГИП		Тюкавкин			07.20	

Приложение А

Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД

Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения

Стадия	Лист	Листов
П	1	4

Расчетная проверка силового оборудования

Проектный центр ООО "Техно Базис"

Диспетчерское наименование	Наименование, тип оборудования	По номинальному напряжению			Проверка по номинальному току			По электродинамической стойкости			По термической стойкости			По отключающей способности		
		Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора
		$U_{РАСЧ.}$, *кВ*	$U_{НОМ.}$, *кВ*	$U_{РАСЧ.} \leq U_{НОМ.}$	$I_{РАСЧ.}$, *А*	$I_{НОМ.}$, *А*	$I_{РАСЧ.} \leq I_{НОМ.}$	$I_{УД.}$, *кА*	$I_{ДИН.}$, *кА*	$I_{УД.} \leq_{ДИН.}$	$B_К$	$B_Т$	$B_К \leq B_Т$	$I_{КЗ.МАКС.}$, *кА*	$I_{ОТКЛ.В.}$, *кА*	$I_{КЗ.МАКС.} \leq I_{ОТКЛ.В.}$
В 110 Тамбовка	Выключатель элегазовый баковый 110 кВ со встроенными трансформаторами тока: ВЭБ-УЭТМ-110-2500/40 УХЛ1	110	110	110 ≤ 110	81	2500	81 ≤ 2500	7,05	102	*7,05*≤ 102	6,21	4800	6,21≤ 4800	3,3	*40*	*3,3*≤ 40
ЛР 110 Тамбовка	Разъединитель 110 кВ: РГНП.2-110.II/1000 УХЛ1	110	110	110 ≤ 110	81	1000	81 ≤ 1000	7,05	100	*7,05*≤ 100	6,21	4800	6,21≤ 4800	-	-	-
ШР 110 Тамбовка	Разъединитель 110 кВ: РГНП.1а-110.II/1000 УХЛ1	110	110	110 ≤ 110	81	1000	81 ≤ 1000	7,05	100	*7,05*≤ 100	6,21	4800	6,21≤ 4800	-	-	-
ВЗ 110 Тамбовка, ф. А, В, С	ВЧ-заградитель 110 кВ: ВЗ-1250-0,5 УХЛ1	110	110	110 ≤ 110	81	1000	81 ≤ 1000	7,05	51	*7,05*≤ 51	6,21	1200	6,21≤ 1200	-	-	-
РТН-1 110, РТН-2 110	Разъединитель 110 кВ: РГНП.2-110.II/1000 УХЛ1	110	110	110 ≤ 110	-	-	-	7,05	100	*7,05*≤ 100	6,21	4800	6,21≤ 4800	-	-	-
ОРУ 35 кВ																
В 35 Трудовое	Выключатель элегазовый баковый 35 кВ со встроенными трансформаторами тока: ВГБ-УЭТМ-35 УХЛ1	35	35	35 ≤ 35	8,9	630	8,9 ≤ 630	2,86	35	*2,86*≤ 35	3,86	468,75	3,86≤ 468,75	1,24	*12,5*	*1,24*≤ 12,5
ЛР 35 Трудовое	Разъединитель 35 кВ: РГП-2-II-35/1000 УХЛ1	35	35	35 ≤ 35	8,9	1000	8,9 ≤ 1000	2,86	50	2,86≤ 50	3,86	1200	3,86≤ 1200	-	-	-
ШР 35 Трудовое	Разъединитель 35 кВ: РГП-1а-35/1000 УХЛ1	35	35	35 ≤ 35	8,9	1000	8,9 ≤ 1000	2,86	50	2,86≤ 50	3,86	1200	3,86≤ 1200	-	-	-
ВЗ 35 Трудовое, ф. А	ВЧ-заградитель 35 кВ: ВЗ-630-0,25 УХЛ1	35	35	35 ≤ 35	8,9	630	8,9 ≤ 630	2,86	55	2,86≤ 55	3,86	1200	3,86≤ 1200	-	-	-
В 35 Поярково	Выключатель элегазовый баковый 35 кВ со встроенными трансформаторами тока: ВГБ-УЭТМ-35 УХЛ1	35	35	35 ≤ 35	13,4	630	13,4 ≤ 630	2,86	35	*2,86*≤ 35	3,86	468,75	3,86≤ 468,75	1,24	*12,5*	*1,24*≤ 12,5
ЛР 35 Поярково	Разъединитель 35 кВ: РГП-2-II-35/1000 УХЛ1	35	35	35 ≤ 35	13,4	1000	13,4 ≤ 1000	2,86	50	2,86≤ 50	3,86	1200	3,86≤ 1200	-	-	-
ШР 35 Поярково	Разъединитель 35 кВ: РГП-1а-35/1000 УХЛ1	35	35	35 ≤ 35	13,4	1000	13,4 ≤ 1000	2,86	50	2,86≤ 50	3,86	1200	3,86≤ 1200	-	-	-
ВЗ 35 Поярково, ф. А, С	ВЧ-заградитель 35 кВ: ВЗ-630-0,25 УХЛ1	35	35	35 ≤ 35	13,4	630	13,4 ≤ 630	2,86	55	2,86≤ 55	3,86	1200	3,86≤ 1200	-	-	-
СВ 35	Выключатель элегазовый баковый 35 кВ со встроенными трансформаторами тока: ВГБ-УЭТМ-35 УХЛ1	35	35	35 ≤ 35	165	630	165 ≤ 630	2,86	35	*2,86*≤ 35	3,86	468,75	3,86≤ 468,75	1,24	*12,5*	*1,24*≤ 12,5
СР-1 35; СР-2 35	Разъединитель 35 кВ: РГП-2-II-35/1000 УХЛ1	35	35	35 ≤ 35	165	1000	165 ≤ 1000	2,86	50	2,86≤ 50	3,86	1200	3,86≤ 1200	-	-	-
В 35 Ильиновка	Выключатель элегазовый баковый 35 кВ со встроенными трансформаторами тока: ВГБ-УЭТМ-35 УХЛ1	35	35	35 ≤ 35	4,5	630	4,5 ≤ 630	2,86	35	*2,86*≤ 35	3,86	468,75	3,86≤ 468,75	1,24	*12,5*	*1,24*≤ 12,5
ЛР 35 Ильиновка	Разъединитель 35 кВ: РГП-2-II-35/1000 УХЛ1	35	35	35 ≤ 35	4,5	1000	4,5 ≤ 1000	2,86	50	2,86≤ 50	3,86	1200	3,86≤ 1200	-	-	-
ШР 35 Ильиновка	Разъединитель 35 кВ: РГП-1а-35/1000 УХЛ1	35	35	35 ≤ 35	4,5	1000	4,5 ≤ 1000	2,86	50	2,86≤ 50	3,86	1200	3,86≤ 1200	-	-	-
ВЗ 35 Ильиновка, ф. А, С	ВЧ-заградитель 35 кВ: ВЗ-630-0,25 УХЛ1	35	35	35 ≤ 35	4,5	630	4,5 ≤ 630	2,86	55	2,86≤ 55	3,86	1200	3,86≤ 1200	-	-	-
В 35 Т-1	Выключатель элегазовый баковый 35 кВ со встроенными трансформаторами тока: ВГБ-УЭТМ-35 УХЛ1	35	35	35 ≤ 35	165	630	165 ≤ 630	2,86	35	*2,86*≤ 35	3,86	468,75	3,86≤ 468,75	1,24	*12,5*	*1,24*≤ 12,5
ЛР 35 Т-1	Разъединитель 35 кВ: РГП-2-II-	35	35	35 ≤ 35	165	1000	165 ≤ 1000	2,86	50	2,86≤ 50	3,86	1200	3,86≤ 1200	-	-	-

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
1	-	Зам.	10-1		10.20

Приложение А

Лист 2

Диспетчерское наименование	Наименование, тип оборудования	По номинальному напряжению			Проверка по номинальному току			По электродинамической стойкости			По термической стойкости			По отключающей способности		
		Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Усло-вие выбора
		$U_{РАСЧ.}$, *кВ*	$U_{НОМ.}$, *кВ*	$U_{РАСЧ.} \leq U_{НОМ.}$	$I_{РАСЧ.}$, *А*	$I_{НОМ.}$, *А*	$I_{РАСЧ.} \leq I_{НОМ.}$	$i_{УД.}$, *кА*	$I_{ДИН.}$, *кА*	$i_{УД.} \leq_{ДИН.}$	$B_К$	$B_Т$	$B_К \leq B_Т$	$I_{КЗ.МАКС.}$, *кА*	$I_{ОТКЛ.В.}$, *кА*	$I_{КЗ.МАКС.} \leq I_{ОТКЛ.В.}$
	35/1000 УХЛ1															
ШР 35 Т-1	Разъединитель 35 кВ: РГП-1а-35/1000 УХЛ1	35	35	35 ≤ 35	165	1000	165 ≤ 1000	2,86	50	2,86≤ 50	3,86	1200	3,86≤ 1200	-	-	-
В 35 Т-2	Выключатель элегазовый баковый 35 кВ со встроенными трансформаторами тока: ВГБ-УЭТМ-35 УХЛ1	35	35	35 ≤ 35	165	630	165 ≤ 630	2,86	35	*2,86*≤ 35	3,86	468,75	3,86≤ 468,75	1,24	*12,5*	*1,24*≤ 12,5
ЛР 35 Т-2	Разъединитель 35 кВ: РГП-2-II-35/1000 УХЛ1	35	35	35 ≤ 35	165	1000	165 ≤ 1000	2,86	50	2,86≤ 50	3,86	1200	3,86≤ 1200	-	-	-
ШР 35 Т-2	Разъединитель 35 кВ: РГП-1а-35/1000 УХЛ1	35	35	35 ≤ 35	165	1000	165 ≤ 1000	2,86	50	2,86≤ 50	3,86	1200	3,86≤ 1200	-	-	-
РТН-1 35, РТН-2 35	Разъединитель 35 кВ: РГП-2-II-35/1000 УХЛ1	35	35	35 ≤ 35	-	-	-	2,86	50	2,86≤ 50	3,86	1200	3,86≤ 1200	-	-	-
ПТН-1 35, ПТН-2 35	Предохранитель 35 кВ: ПКН-001-35 ХЛ1	35	35	35 ≤ 35	-	-	-	2,86	31,8	2,86≤ 31,8	3,86	156,25	3,86≤ 156,25	1,24	*12,5*	*1,24*≤ 12,5
РУ 10 кВ																
Яч. № 1, 11 Ввод 10 кВ Т-1, Ввод 10 кВ Т-2, СВ 10 кВ, СР 10 кВ	Выключатель вакуумный 10 кВ: BB/TEL-10-20/1000 У2	10	10	10 ≤ 10	577,4	1000	577,4 ≤ 1000	7,005	51	7,005≤ 51	5,72	1200	5,72≤ 1200	2,88	*20*	*2,88*≤ 20
	Трансформатор тока 10 кВ: ТПЛ-10, 600/5	10	10	10 ≤ 10	577,4	600	577,4 ≤ 600	7,005	51	7,005≤ 51	5,72	1200	5,72≤ 1200	-	-	-
Яч. № 2, 4, 6, 8, 10, 12	Выключатель вакуумный 10 кВ: BB/TEL-10-20/1000 У2	10	10	10 ≤ 10	42 19 18 9 7	1000	42 19 18 9 7 ≤ 1000	7,005	51	7,005≤ 51	5,72	1200	5,72≤ 1200	2,88	*20*	*2,88*≤ 20
	Трансформатор тока 10 кВ: ТПЛ-10, 75/5	10	10	10 ≤ 10	42 19 18 9 7	400	42 19 18 9 7 ≤ 400	7,005	51	7,005≤ 51	5,72	1200	5,72≤ 1200	-	-	-
Яч. № 3, 9	Предохранитель 10 кВ: ПКН-001-10 У3	10	10	10 ≤ 10	-	-	-	7,005	31,8	7,005≤ 51	5,72	156,25	5,72≤ 156,25	2,88	*12,5*	*2,88*≤ 12,5

Проверка ошиновки 110 кВ по термической стойкости:

$$q_{\min(110кВ)\,АС-120/19} = I_{К.З.} \cdot \frac{\sqrt{t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a}}{C_{тер}} = 3300 \cdot \frac{\sqrt{0,5+0,055+0,015}}{90} = 27,7 мм^2 \leq 120 мм^2$$

Проверка ошиновки 35 кВ по термической стойкости:

$$q_{\min(35кВ)\,АС-120/19} = I_{К.З.} \cdot \frac{\sqrt{t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a}}{C_{тер}} = 1240 \cdot \frac{\sqrt{2,4+0,06+0,05}}{90} = 21,8 мм^2 \leq 120 мм^2$$

Проверка кабеля 35 кВ по термической стойкости:

$$q_{\min(35кВ)\ ПвПнг(А)-HF-3\times95/25} = I_{К.З.} \cdot \frac{\sqrt{t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a}}{C_{тер}} = 1240 \cdot \frac{\sqrt{2,4+0,06+0,05}}{140} = 14,03 мм^2 \leq 95 мм^2;$$

Проверка экрана кабеля 35 кВ по термической стойкости:

$$q_{\min(35кВ)} = k \cdot S_э \cdot \frac{1}{\sqrt{t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a}} \geq I_{кз}^{(2)}\ кА \quad ;$$

$$q_{\min(35кВ)\ ПвПнг(А)-HF-3\times95/25} = 0,191 \cdot 25 \cdot \frac{1}{\sqrt{2,4+0,06+0,05}} = 3,02 кА \geq 1,24 кА.$$

Проверка кабеля 35 кВ на невозгораемость:

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
1	-	Зам.	10-1		10.20

Приложение А

Лист 3

Диспетчерское наименование	Наименование, тип оборудования	По номинальному напряжению			Проверка по номинальному току			По электродинамической стойкости			По термической стойкости			По отключающей способности		
		Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Усло-вие выбора
		$U_{РАСЧ.}$, кВ	$U_{НОМ.}$, кВ	$U_{РАСЧ.} \le U_{НОМ.}$	$I_{РАСЧ.}$, А	$I_{НОМ.}$, А	$I_{РАСЧ.} \le I_{НОМ.}$	$I_{УД.}$, кА	$I_{ДИН.}$, кА	$I_{УД.} \le_{ДИН.}$	$B_К$	$B_Т$	$B_К \le B_Т$	$I_{КЗ.МАКС.}$, кА	$I_{ОТКЛ.В.}$, кА	$I_{КЗ.МАКС.} \le I_{ОТКЛ.В.}$

$$S_{ПвПнг(А)-HF-3\times95/25} = \sqrt{\frac{b \cdot I_К^2 \cdot [t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a]}{K}} = \sqrt{\frac{19,58 \cdot 1,24^2 \cdot [3+0,06+0,05]}{0,6}} = 11,2\,мм^2 \le 95\ мм^2.$$

Проверка ошиновки 10 кВ по термической стойкости:

$$q_{\min(10кВ)\,АС-95/16} = I_{К.З.} \cdot \frac{\sqrt{t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a}}{C_{тер}} = 2880 \cdot \frac{\sqrt{0,5+0,09+0,1}}{90} = 26,58 мм^2 \le 95 мм^2$$

Проверка кабеля 10 кВ по термической стойкости:

$$q_{\min(10кВ)\ ПвПнг(А)-HF-3\times95/25} = I_{К.З.} \cdot \frac{\sqrt{t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a}}{C_{тер}} = 2880 \cdot \frac{\sqrt{0,5+0,09+0,1}}{140} = 17,09 мм^2 \le 95 мм^2;$$

Проверка экрана кабеля 10 кВ по термической стойкости:

$$q_{\min(10кВ)} = k \cdot S_э \cdot \frac{1}{\sqrt{t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a}} \ge I_{кз}^{(2)}\ кА$$

$$q_{\min(10кВ)\ ПвПнг(А)-HF-3\times95/25} = 0,191 \cdot 25 \cdot \frac{1}{\sqrt{0,5+0,09+0,1}} = 5,75 кА \ge 2,88 кА.$$

Проверка кабеля 10 кВ на невозгораемость:

$$S_{ПвПнг(А)-HF-3\times95/16} = \sqrt{\frac{b \cdot I_К^2 \cdot [t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a]}{K}} = \sqrt{\frac{19,58 \cdot 2,88^2 \cdot [1+0,09+0,1]}{0,6}} = 17,95 мм^2 \le 95\ мм^2.$$

Примечания:

<u>ОРУ 110 кВ:</u>

$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{кз} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 3,3 \cdot 1,51 = 7,05\ кА$;

$B_{T(1)} = I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 кА^2 \cdot с$ - для выключателя 110 кВ;

$B_{T(2)} = I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 кА^2 \cdot с$ - для разъединителя 110 кВ;

$B_{T(3)} = I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 кА^2 \cdot с$ - для ВЧ-заградителя 110 кВ;

$B_К = I_{кз}^2 \cdot [t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a] = 3,3^2 \cdot [0,5+0,055+0,015] = 6,21 кА^2 \cdot с.$

<u>ОРУ 35 кВ:</u>

$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{кз} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 1,24 \cdot 1,63 = 2,86\ кА$;

$B_{T(1)} = I_T^2 \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 кА^2 \cdot с$ - для выключателя 35 кВ;

$B_{T(2)} = I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 кА^2 \cdot с$ - для разъединителя 35 кВ;

$B_{T(3)} = I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 кА^2 \cdot с$ - для ВЧ-заградителя 35 кВ;

$B_{T(3)} = I_T^2 \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 1 = 156,25 кА^2 \cdot с$ - для предохранителя 35 кВ;

$B_К = I_{кз}^2 \cdot [t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a] = 1,24^2 \cdot [2,4+0,06+0,05] = 3,86 кА^2 \cdot с.$

<u>РУ 10 кВ:</u>

$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{кз} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 2,88 \cdot 1,72 = 7,005\ кА$;

$B_{T(1)} = I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 кА^2 \cdot с$ - для выключателя 10 кВ;

$B_{T(2)} = I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 кА^2 \cdot с$ - для трансформаторов тока 10 кВ;

$B_{T(3)} = I_T^2 \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 1 = 156,25 кА^2 \cdot с$ - для предохранителя 10 кВ;

$B_К = I_{кз}^2 \cdot [t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a] = 2,88^2 \cdot [0,5+0,09+0,1] = 5,72\ кА^2 \cdot с.$

<u>Вывод:</u>

Согласно выше приведенным расчетам оборудование 110, 35 и 10 кВ соответствует токам КЗ.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
1	-	Зам.	10-1		10.20

1. Расчет параметров схемы замещения при КЗ на шинах 0,4 кВ сети СН.

Расчет выполняется в соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 – «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования»

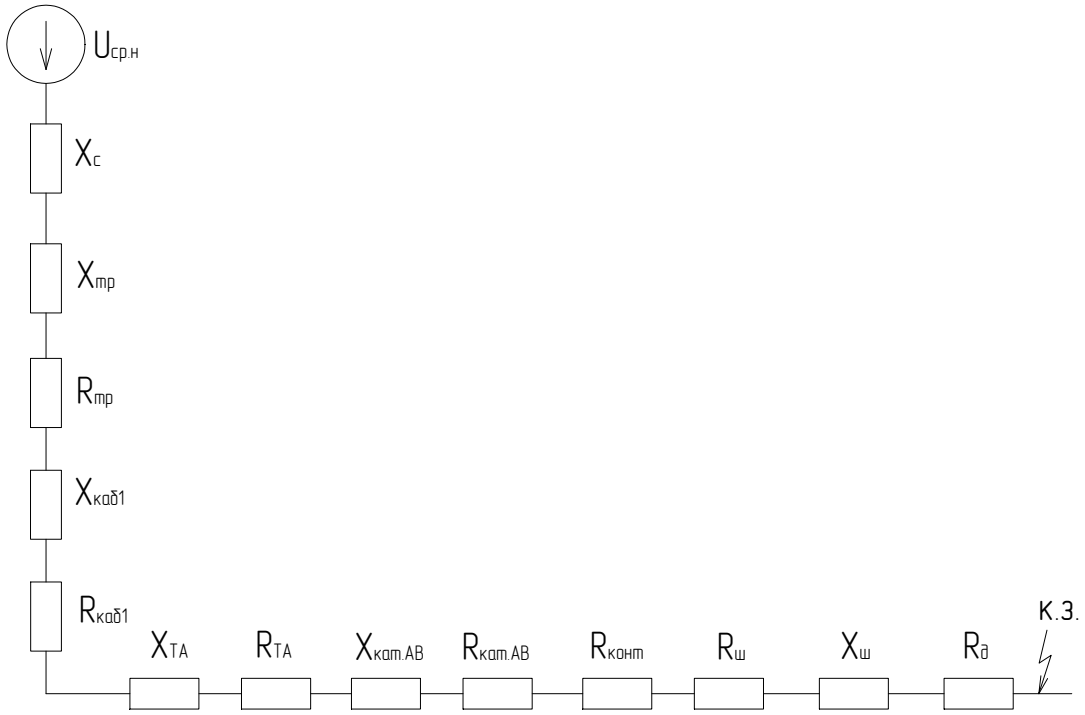


Рис.1 Схема замещения прямой последовательности при КЗ на шинах 0,4 кВ

$$R_{каб.} = R_{уд.} \cdot l;$$
$$X_{каб.} = X_{уд.} \cdot l,$$

где

$R_{уд.}$ и $X_{уд.}$ – активное и индуктивное сопротивления кабелей, принимаются по справочным данным, мОм/м;

l - длина кабеля, м.

$R_{каб.}$ и $X_{каб.}$- активное и индуктивное сопротивления кабеля:

$$R_{каб.1} = 0,2382 \cdot 50 = 11,9 \text{ мОм - кабель от ТСН;}$$
$$X_{каб.1} = 0,064 \cdot 50 = 3,2 \text{ мОм- кабель от ТСН;}$$

$R_{0каб.}$ и $X_{0каб.}$- активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности кабеля:

$$R_{0каб.1} = 0,286 \cdot 50 = 14,3 \text{ мОм - кабель от ТСН;}$$
$$X_{0каб.1} = 0,559 \cdot 50 = 27,95 \text{ мОм - кабель от ТСН;}$$

$R_{1\Sigma}$, $X_{1\Sigma}$ - суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивления прямой последовательности

цепи относительно точки КЗ, мОм:

$$R_{1\Sigma} = R_{т.} + R_{каб.1} + R_{ТА} + R_{кат.АВ} + R_{конт.} + R_{ш.} + R_{д};$$

$$X_{1\Sigma} = X_{с} + X_{т.} + X_{каб.1} + X_{ТА} + X_{кат.АВ} + X_{ш.},$$

где:

$$X_{с} = \frac{U^{2}_{ср.нн}}{\sqrt{3} \cdot I_{к.вн} U_{ср.вн}} = \frac{0,4^{2}}{\sqrt{3} \cdot 3,623 \cdot 10,5} = 2,43 мОм;$$

$U^2_{ср.нн}$– среднее номинальное напряжение сети подключенной к обмотке НН трансформатора.

$U^2_{ср.вн}$– среднее номинальное напряжение сети подключенной к обмотке ВН трансформатора.

$I_{к.вн}$ - действующее значение периодической составляющей тока при трехфазном кз на шинах 10,5 кВ.

$R_{т}$ и $X_{т}$ - активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности понижающего трансформатора ТМ -160/10/0,4 УХЛ1 $R_{т}$ = 31,68 мОм, $X_{т}$ = 64,66 мОм;

$X_{каб.1}$, - индуктивное сопротивление прямой последовательности кабельной линии, мОм;

$R_{каб.1,}$ - активное сопротивление прямой последовательности кабельной линий , мОм;

$R_{ТА,}$ $X_{ТА}$ - активное и индуктивное сопротивления первичных обмоток трансформаторов тока.

$R_{ТА}$= 0,088 мОм, $X_{ТА}$= 0,08 мОм,

$R_{кат.АВ}$, $X_{кат.АВ}$ - активное и индуктивное сопротивления токовых катушек автоматических выключателей, мОм, $R_{кат.АВ}$ = 0,5 мОм, $X_{кат.АВ}$ = 0,1 мОм;

$R_{конт.}$ - суммарное активное сопротивление различных контактов , мОм, $R_{конт.}$= 1,11 мОм;

$R_{ш.}$ и $X_{ш.}$ - активное и индуктивное сопротивления шинопроводов, мОм, $R_{ш.}$= 0,37 мОм, $X_{ш.}$=2,2 мОм.

$R_{д.}$ – Сопротивление дуги при трехфазном КЗ за трансформатором мощностью 100 кВА, при сечении кабеля 95мм^2 и длине кабеля 5м. $R_{д.}$= 5 мОм;

$$R_{1\Sigma} = 31,68 + 11,9 + 0,088 + 0,5 + 1,11 + 0,37 + 5 = 50,66 \text{ мОм};$$
$$X_{1\Sigma} = 1,74 + 64,66 + 3,2 + 0,08 + 0,1 + 2,2 = 72,98 \text{ мОм}.$$

$R_{0\Sigma}$, $X_{0\Sigma}$- суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивления нулевой последовательности расчетной цепи относительно точки КЗ, мОм.

$$R_{0\Sigma} = R_{0т.} + R_{0каб.1} + R_{0.ТА} + R_{0конт.} + R_{0катАВ.} + R_{0ш.} + R_{д.};$$

$$X_{0\Sigma} = X_{0т.} + X_{0каб.1} + X_{0.ТА.} + X_{0кат.АВ} + X_{0ш.},$$

где:

$R_{0т}$ и $X_{0т}$ - активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности понижающего трансформатора ТМ-160/10/0,4 УХЛ1 $R_{0т}$= 31,68 мОм, $X_{0т}$ = 64,66 мОм;

$R_{0конт.}$ - суммарное активное сопротивление нулевой последовательности различных контактов, мОм, $R_{0конт.}$ = 1,11 мОм;

$R_{0ш.}$ и $X_{0ш.}$- активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности шинопровода, мОм, $R_{0ш.}$ = 0,37 мОм, $X_{0ш.}$ = 2,2 мОм.

$R_{кат.АВ}$, $X_{кат.АВ}$ - активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности токовых катушек автоматических выключателей, мОм, $R_{кат.АВ}$ = 0,5 мОм, $X_{кат.АВ}$ = 0,1 мОм;

$R_{ТА,}$ $X_{ТА}$ - активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности первичных обмоток трансформаторов тока, мОм, $R_{ТА}$= 0,088 мОм, $X_{ТА}$= 0,08 мОм,

$$R_{0\Sigma} = 31,68 + 14,3 + 0,088 + 1,11 + 0,5 + 0,37 + 5 = 53,04 \text{ мОм};$$
$$X_{0\Sigma} = 64,66 + 27,95 + 0,08 + 0,1 + 2,2 = 95,99 \text{ мОм}.$$

2. **Расчет начального действующего значения периодической составляющей трехфазного тока КЗ ($I_{по}^{(3)}$, кА)**

$$I_{ПО}^{(3)} = \frac{U_{ср.НН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}},$$

где:

$U_{ср.НН}$ - среднее номинальное напряжение сети, в которой произошло короткое замыкание, В. Для нашего случая оно составляет 400 В;

$$I_{ПО}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{50,66^2 + 72,98^2}} = 2,6кА.$$

3. Расчет начального значения периодической составляющей тока однофазного КЗ ($I_{по}^{(1)}$, кА).

$$I_{ПО}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{ср.нн.}}{\sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}},$$

где:

$$I_{ПО}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 50,66 + 53,04)^2 + (2 \cdot 72,98 + 95,99)^2}} = 2,414 \text{ кА}$$

4. **Расчет ударного тока трехфазного КЗ ($i_{уд}$, кА).**

ω_c - синхронная угловая частота вращения вектора напряжения сети, рад/с:

$$\omega_c = 2\pi f = 2 \cdot 3,14159 \cdot 50 = 314,159 рад/с,$$

где

f - частота напряжения сети, Гц (50 Гц).

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ

$$T_a = \frac{X_{1\Sigma}}{\omega_c R_{1\Sigma}} = \frac{72,98}{3,14159 \cdot 50,66} = 0,0045854.$$

$\varphi_к$ - угол сдвига между напряжением или ЭДС источника и периодической составляющей тока КЗ

$$\phi_к = arctg \frac{X_{1\Sigma}}{R_{1\Sigma}} = arctg \frac{72,98}{50,66} = 0,60681 \text{рад},$$

где

$R_{1\Sigma}$, $X_{1\Sigma}$ - результирующие активное и индуктивное сопротивления цепи при коротком замыкании, мОм.

$t_{уд.}$ - время от начала КЗ до появления ударного тока, с

$$t_{уд.} = 0,01 \frac{\frac{\pi}{2} + \phi_к}{\pi} = 0,01 \frac{\frac{3,14159}{2} + 0,60681}{3,14159} = 0,000693 \text{ с}.$$

$K_{уд.}$ - ударный коэффициент;

$$K_{уд.} = 1 + e^{-\frac{t_{уд.}}{Ta}} = 1 + e^{-\frac{0,000693}{0,0045436}} = 1,86.$$

$$i_{уд.} = \sqrt{2} \cdot K_{уд.} \cdot I_{ПО} = \sqrt{2} \cdot 1,86 \cdot 2,414 = 6,349кА.$$

5. Выбор и проверка автоматических выключателей на соответствие токам КЗ.

Исходя из представленных выше расчетов максимального тока КЗ на шинах 0,4 кВ панелей СН (4,689 кА), для установки принимаются следующие автоматические выключатели:

Автоматические выключатели с Iн.р до 63А: Multi 9 C60N (хар.С, 3Р,1Р). Icu=10 кА;

Автоматические выключатели с Iн.р от 63 до 125А: Multi 9 C120N. Icu= 10 кА;

Автоматические выключатели с Iн.р от 125 до 200А: Compact NSX250B. Icu= 25 кА.

Icu – Отключающая способность автоматического выключателя, кА

Iн.р. – Номинальный ток расцепителя автоматического выключателя, А

6. Расчет токов КЗ в конце отходящих линий 0,4/0,22 кВ.

Для расчета кока КЗ в конце отходящей линии к суммарным сопротивлениям $R_{1\Sigma}, X_{1\Sigma}, R_{0\Sigma}, X_{0\Sigma}$ прибавляется соответственно сопротивление прямой и нулевой последовательностей кабеля ($R_{1каб2}, X_{1каб2}, R_{0каб2}, X_{0каб2}$), в конце которого рассчитывается ток КЗ.

Результаты расчёта приведены в таблицах №1 и №2.

Таблица №1. Расчет трехфазного и однофазного токов КЗ.

Линия	l,м	F, мм^2	$R_{каб.2}$, Ом	$X_{каб.2}$, Ом	$R_{0каб.2}$, Ом	$X_{0каб.2}$, Ом	$R_{\sum 1}$, Ом	$X_{\sum 1}$, Ом	$R_{0\sum}$, Ом	$X_{0\sum}$, Ом	$I_{по}^{(1)}$, кА	$I_{по}^{(3)}$, кА
2СН-01, 4СН-01	210	6	0,792	0,021	0,950	0,413	0,815	0,053	0,962	0,445	**0,262**	**0,283**
2СН-02, 4СН-02	210	35	0,136	0,016	0,163	0,261	0,157	0,048	0,175	0,293	**1,108**	**1,403**
2СН-03, 4СН-03	210	2,5	1,397	0,020	1,677	0,485	1,419	0,051	1,689	0,517	**0,152**	**-**
2СН-04, 4СН-04	40	2,5	0,266	0,004	0,319	0,092	0,288	0,035	0,332	0,124	**0,747**	**-**
2СН-05, 4СН-05	210	6	0,792	0,021	0,950	0,413	0,813	0,052	0,962	0,445	**0,262**	**0,283**
2СН-06, 4СН-06	150	4	0,848	0,014	1,018	0,317	0,870	0,045	1,030	0,348	**0,247**	**-**
2СН-07, 4СН-07	55	4	0,311	0,006	0,373	0,116	0,333	0,037	0,385	0,148	**0,645**	**0,690**
2СН-08, 4СН-08	40	4	0,226	0,004	0,271	0,084	0,248	0,035	0,284	0,116	**0,865**	**0,923**
2СН-10, 4СН-10	65	4	0,367	0,007	0,441	0,137	0,389	0,038	0,453	0,169	**0,552**	**0,591**
2СН-12	55	2,5	0,366	0,005	0,439	0,127	0,388	0,036	0,451	0,159	**0,555**	**-**
4СН-12	55	2,5	0,366	0,005	0,439	0,127	0,388	0,036	0,451	0,159	**0,555**	**-**
4СН-13	55	2,5	0,366	0,005	0,439	0,127	0,388	0,036	0,451	0,159	**0,555**	**-**
2СН-14	180	4	1,018	0,019	1,221	0,380	1,039	0,050	1,233	0,412	**0,207**	**0,222**
2СН-15	180	4	1,018	0,019	1,221	0,380	1,039	0,050	1,233	0,412	**0,207**	**0,222**
4СН-14	180	4	1,018	0,019	1,221	0,380	1,039	0,050	1,233	0,412	**0,207**	**0,222**
4СН-15	180	4	1,018	0,019	1,221	0,380	1,039	0,050	1,233	0,412	**0,207**	**0,222**
1СН-16, 5СН-16	55	35	0,036	0,004	0,043	0,068	0,057	0,035	0,055	0,100	**2,880**	**3,434**
1СН-17, 5СН-17	65	16	0,092	0,006	0,110	0,101	0,113	0,037	0,122	0,133	**1,707**	**-**
1СН-18, 5СН-18	55	95	0,013	0,004	0,016	0,031	0,035	0,035	0,028	0,063	**4,212**	**4,689**

1СН-19, 5СН-19	65	95	0,015	0,005	0,019	0,036	0,037	0,036	0,031	0,068	**3,967**	**4,490**
1СН-20, 5СН-20	55	4	0,311	0,006	0,373	0,116	0,333	0,037	0,385	0,148	**0,645**	**-**
1СН-21	55	4	0,311	0,006	0,373	0,116	0,333	0,037	0,385	0,148	**0,645**	**-**

Таблица №2. Расчет ударного тока КЗ

№	Линия	T_a	$\varphi_к$, рад.	$t_{уд}$, с.	$K_{уд}$	$i_{уд}$, кА
1	2СН-01, 4СН-01	0,000207	0,065	0,005206	1,00	0,400
2	2СН-02, 4СН-02	0,000971	0,296	0,005942	1,00	1,988
3	2СН-03, 4СН-03	0,000116	0,036	0,005115	1,00	0,214
4	2СН-04, 4СН-04	0,000387	0,121	0,005385	1,00	1,056
5	2СН-05, 4СН-05	0,000205	0,064	0,005204	1,00	0,401
6	2СН-06, 4СН-06	0,000164	0,052	0,005164	1,00	0,350
7	2СН-07, 4СН-07	0,000353	0,110	0,005351	1,00	0,976
8	2СН-08, 4СН-08	0,000453	0,141	0,005450	1,00	1,305
9	2СН-10, 4СН-10	0,000310	0,097	0,005309	1,00	0,836
10	2СН-12	0,000300	0,094	0,005298	1,00	0,785
11	4СН-12	0,000300	0,094	0,005298	1,00	0,785
12	4СН-13	0,000300	0,094	0,005298	1,00	0,785
13	2СН-14	0,000153	0,048	0,005153	1,00	0,314
14	2СН-15	0,000153	0,048	0,005153	1,00	0,314
15	4СН-14	0,000153	0,048	0,005153	1,00	0,314
16	4СН-15	0,000153	0,048	0,005153	1,00	0,314
17	1СН-16, 5СН-16	0,001972	0,554	0,006765	1,03	5,014
18	1СН-17, 5СН-17	0,001038	0,315	0,006003	1,00	2,422
19	1СН-18, 5СН-18	0,003209	0,789	0,007512	1,10	7,270
20	1СН-19, 5СН-19	0,003063	0,766	0,007438	1,09	6,909
21	1СН-20, 5СН-20	0,000353	0,110	0,005351	1,00	0,913
22	1СН-21	0,000353	0,110	0,005351	1,00	0,913

7. Составление карт селективности для отходящих линий, выбор уставок расцепителей автоматических выключателей.

В соответствии с требованиями по обоснованному выбору токов уставок расцепителей автоматических выключателей произведена проверка выбранных токов расцепителей путём составления карт селективности для отходящих линий панелей СН 1 - СН 5.

Результаты проверки приведены в таблице №3.

Таблица №3.

Линия	Iном.,А	$I_{ПО}{}^{(1)}{}_{min}$, кА	Ток расцепителя автоматического выключателя, А	Хар-ка кривой откл-я автом. выключателя	Вид расцепителя
2СН-01, 4СН-01	8,26	**0,262**	25	С	магнитный + тепловой
2СН-02, 4СН-02	57,7	**1,108**	80	С	магнитный + тепловой
2СН-03, 4СН-03	4,91	**0,152**	16	С	магнитный + тепловой
2СН-04, 4СН-04	2,53	**0,747**	16	С	магнитный + тепловой
2СН-05, 4СН-05	22,23	**0,262**	32	С	магнитный + тепловой
2СН-06, 4СН-06	2,24	**0,247**	16	С	магнитный + тепловой
2СН-07, 4СН-07	4,7	**0,645**	25	В	магнитный + тепловой
2СН-08, 4СН-08	3	**0,865**	25	В	магнитный + тепловой
2СН-10, 4СН-10	1,8	**0,552**	16	В	магнитный + тепловой
2СН-12	10,7	**0,555**	25	В	магнитный + тепловой
4СН-12	1,52	**0,555**	20	В	магнитный + тепловой
4СН-13	9,57	**0,555**	16	С	магнитный + тепловой
2СН-14	2,35	**0,207**	25	С	магнитный + тепловой
2СН-15	1,43	**0,207**	25	С	магнитный + тепловой
4СН-14	2,35	**0,207**	25	Д	магнитный + тепловой
4СН-15	1,43	**0,207**	25	Д	магнитный + тепловой
1СН-16, 5СН-16	47,95	**2,880**	100	Д	магнитный + тепловой
1СН-17, 5СН-17	27,27	**1,707**	63	Д	магнитный + тепловой
1СН-18, 5СН-18	125,12	**4,212**	160	С	магнитный + тепловой
1СН-19, 5СН-19	100,1	**3,967**	160	С	магнитный + тепловой

1СН-20, 5СН-20	1,87	**0,645**	25	С	магнитный + тепловой
1СН-21	10,7	**0,645**	25	С	магнитный + тепловой

Проверка кабелей на невозгорание.

Предельная температура токопроводящих жил кабелей ВВГнг-LS по условию невозгорания кабеля при коротком замыкании равна 350°С.

Задача как можно быстрее отключить токи КЗ ложится на авт. выключатели. Важную роль играет время срабатывания электромагнитных расцепителей автомата при КЗ. ГОСТ Р 5034599, а также аналогичные зарубежные документы, к сожалению, содержат лишь требование о том, что время действия автоматических выключателей в начальной зоне отсечки («время мгновенного расцепления») должно быть менее 0,1 с. Однако из каталожных времятоковых характеристик автоматов следует, что на самом деле время срабатывания выключателей намного меньше. Для каждой конкретной линии производится расчёт максимального выдерживаемого тока, при котором не произойдёт возгорание. Чем выше ток КЗ и чем дольше время его протекания, тем больше нагревается кабель, тем больше вероятность его возгорания.

Отраслевая научно-техническая документация допускает проведение выбора и проверок силовых кабелей, в электроустановках напряжением до 1 кВ на невозгорание, по условиям КЗ, удаленного от начала кабельной линии на 20 метров.

В нашем случае проверка кабеля на невозгорание проводится на отметке длины 20 м. при металлическом 3фазном КЗ, если кабель длиннее 20 м. В случае, если кабель короче, принимаем для расчёта ток 3фазного КЗ на конце кабеля.

Расчёт кабелей по условию невозгорания производится в соответствии с Циркуляром № Ц-02-98(Э):

1.Определяется начальная температура жил кабеля (до короткого замыкания).

За начальную температуру принимают максимально возможную температуру предшествующего режима

$$T_{нач} = T_0 + (I^2 / I_{дл.д}^2) * (T_{доп} - T_{0расч}),$$

где: T_0 – фактическая температура окружающей среды во время короткого замыкания,^{0}С (принимается в ряде случаев Θ_0 = +30^{0}С)

$T_{Доп}$ – расчетная длительно допустимая температура жилы, ^{0}С (для кабелей ВВГнг-LS на напряжение 0,66 кВ - 70 ^{0}С)

$T_{0расч}$ – расчетная температура окружающей среды, ^{0}С (для земли - 15^{0}С, для воздуха - 25 ^{0}С).

$I_{дл.д}$ – длительно допустимый ток (для кабелей ВВГнг-LS на напряжение 0,66 кВ).

2.Определяется значение коэффициента **К**

$$K = b * I_{КЗ}^2 * t_O / F^2 ,$$

где **b** – постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала (для медных жил – 19,58 м^4/кА^2·с);

t_O – время протекания тока короткого замыкания, с.

$$t_O = t_B + t_A ,$$

где t_B – время отключения автоматического выключателя (резервного. $t_B \approx 0,1$с);

t_A – эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

3.Определяется температура жил в конце короткого замыкания

$T_K = T * e^K + a (e^K - 1)$, где ***a*** – величина, обратная температурному коэффициенту электрического сопротивления при 0 ^{0}С, равная 228 ^{0}С.

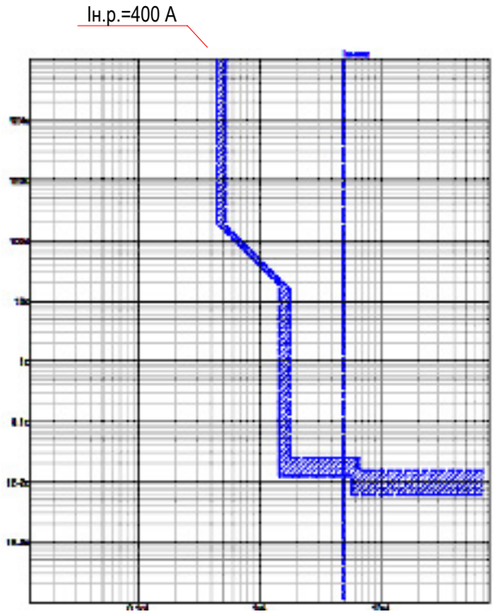
Таблица №4. Проверка кабелей на невозгорание на отметке длины 20 м.

Линия	I_K , кА	Максимально допустимая температура нагрева жил, °С	Температура нагрева жил к моменту срабатывания вводного автомата, °С
2СН-01, 4СН-01	**0,262**	350 (согласно технической информации на кабели ВВГнг-LS и ВВГнг-FRLS)	33,04
2СН-02, 4СН-02	**1,108**		40,24
2СН-03, 4СН-03	**0,152**		33,74
2СН-04, 4СН-04	**0,747**		90,69
2СН-05, 4СН-05	**0,262**		43,57

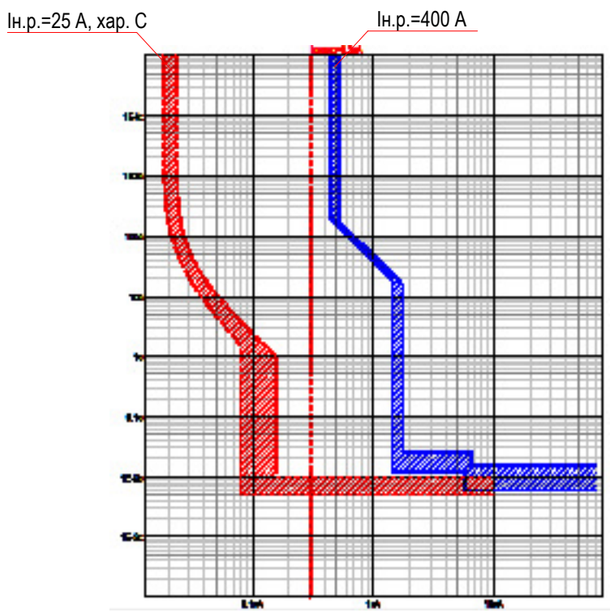
2СН-06, 4СН-06	**0,247**		32,53
2СН-07, 4СН-07	**0,645**		47,22
2СН-08, 4СН-08	**0,865**		64,79
2СН-10, 4СН-10	**0,552**		41,94
2СН-12	**0,555**		69,63
4СН-12	**0,555**		61,85
4СН-13	**0,555**		68,04
2СН-14	**0,207**		31,85
2СН-15	**0,207**		31,71
4СН-14	**0,207**		31,85
4СН-15	**0,207**		31,96
1СН-16, 5СН-16	**2,880**		42,42
1СН-17, 5СН-17	**1,707**		42,63
1СН-18, 5СН-18	**4,212**		43,51
1СН-19, 5СН-19	**3,967**		38,74
1СН-20, 5СН-20	**0,645**		46,42
1СН-21	**0,645**		51,16
2СН-04, 4СН-04	**0,262**		33,04
2СН-05, 4СН-05	**1,108**		40,24

На основании выше приведенных расчетов кабели соответствуют по условиям невозгорания.

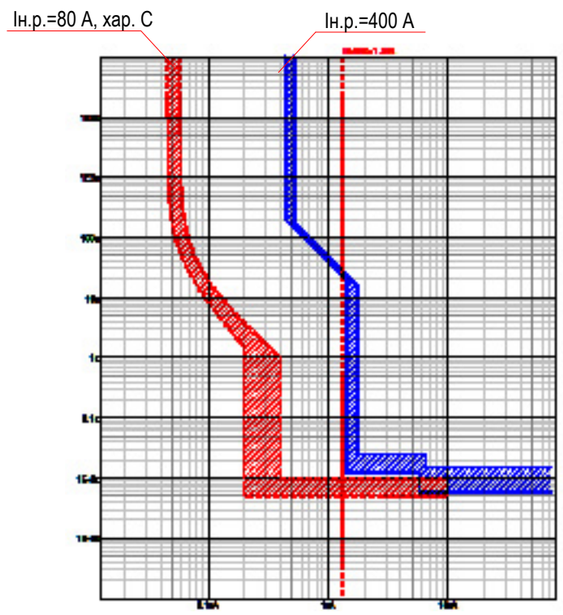
Конец 100Н-01, 200Н-01



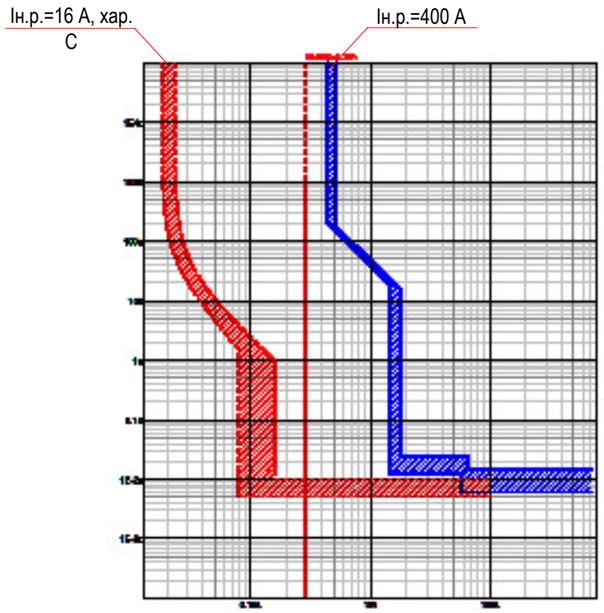
Конец 2СН-01, 4СН-01



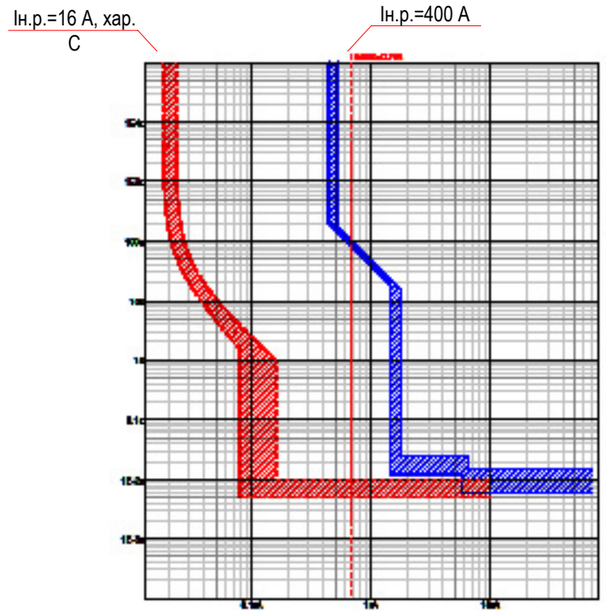
Конец 2СН-02, 4СН-02



Конец 2СН-03, 4СН-03



Конец 2СН-04, 4СН-04



Уставки автоматических выключателей с электронным расцепителем	
Номер автомата В ПС	QF1
Тип автомата	-
Тип расцепителя	-
Номинальный ток, А	400
L (см. прим. 2)	1
I (см. прим. 2)	4
RS	
Ток, мА	30
Время, с	0,04

Примечания:

1.Карты селективности автоматических выключателей 0,4 кВ будут уточняться на более поздних стадиях проектирования.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Андреев			08.20
Проверил		Бучинский			08.20
Н.контр.		Тюкавкин			08.20

Приложение В

Модернизация ПС 110/35/10 кВ Михайловка с разработкой ПСД

Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения. Приложения

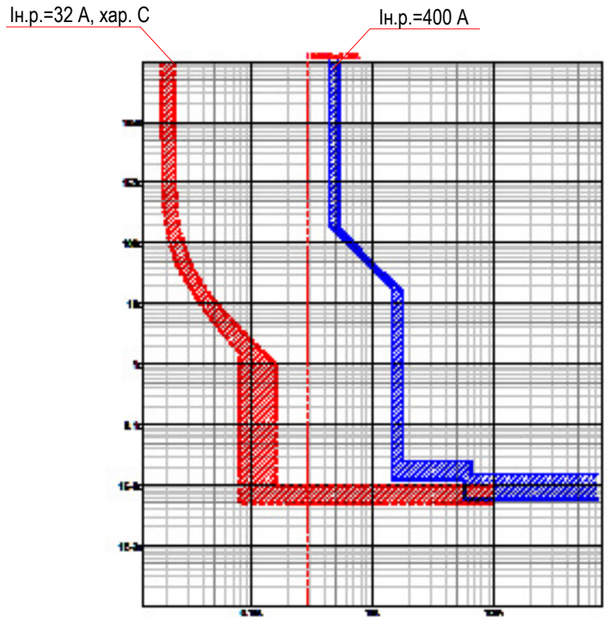
Стадия	Лист	Листов
-	1	5

Карты селективности автоматических выключателей 0,4 кВ

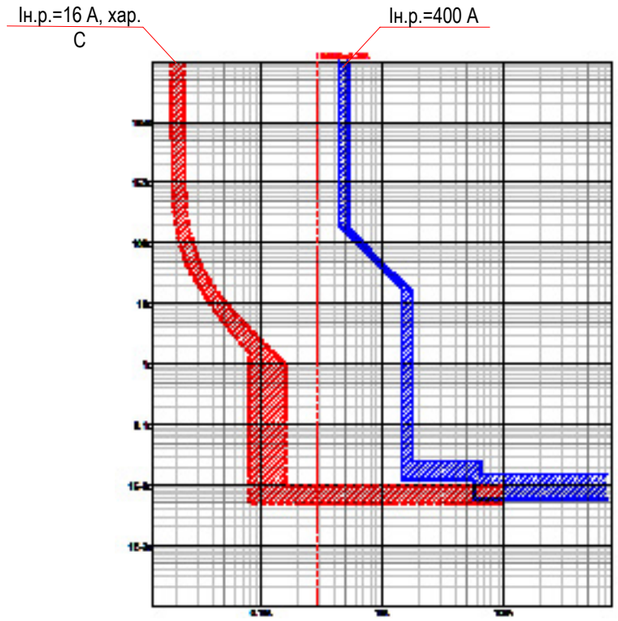
Проектный центр
ООО "Техно Базис"

А3

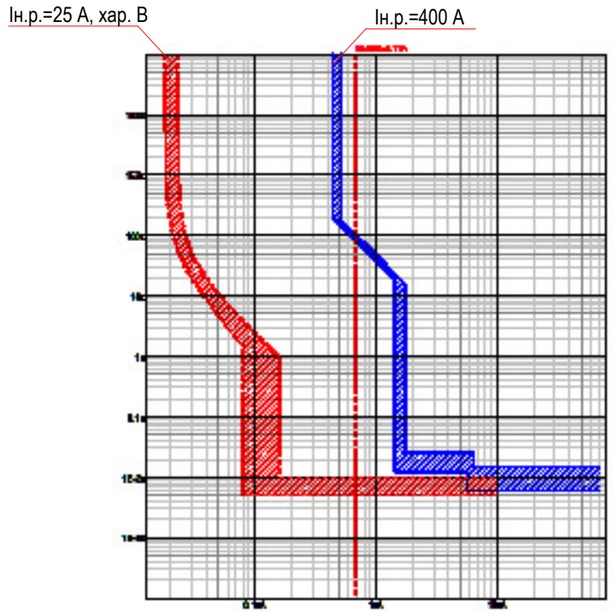
Конец 2СН-05, 4СН-05



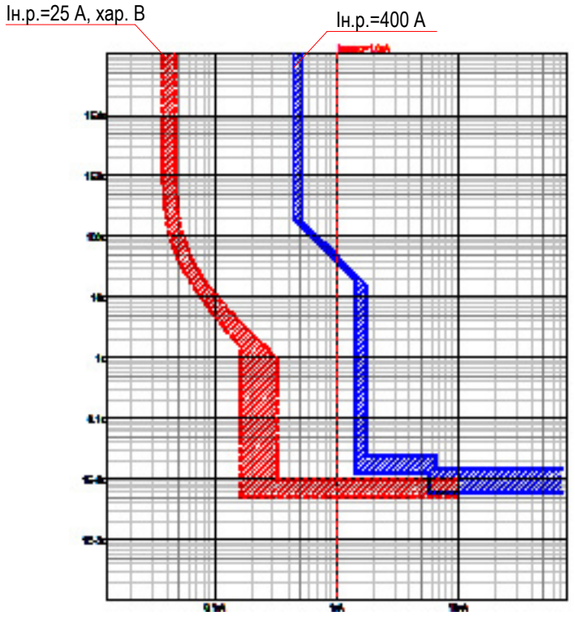
Конец 2СН-06, 4СН-06



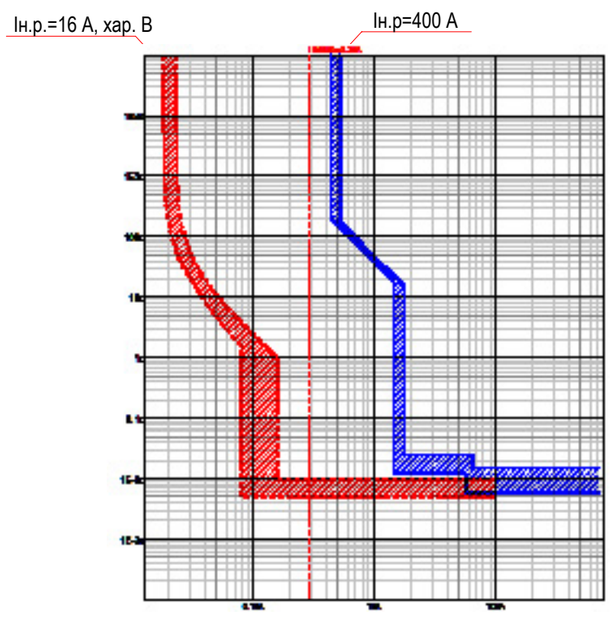
Конец 2СН-07, 4СН-07



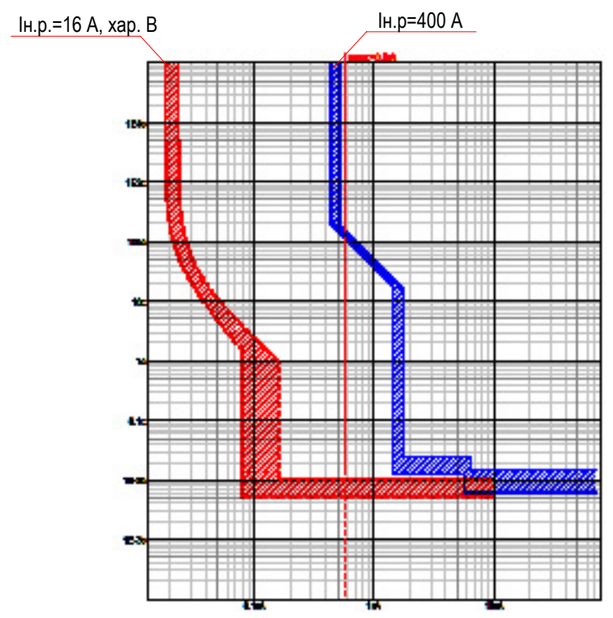
Конец 2СН-08, 4СН-08



Конец 2СН-09, 4СН-09



Конец 2СН-10, 4СН-10



Примечания:

1. Карты селективности автоматических выключателей 0,4 кВ будут уточняться на более поздних стадиях проектирования.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Приложение В

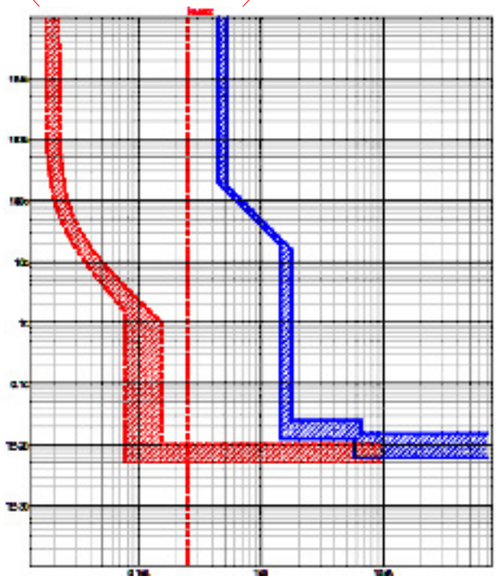
Лист 2

А3

Конец 2СН-11, 4СН-11

Iн.р.=16 А, хар. В

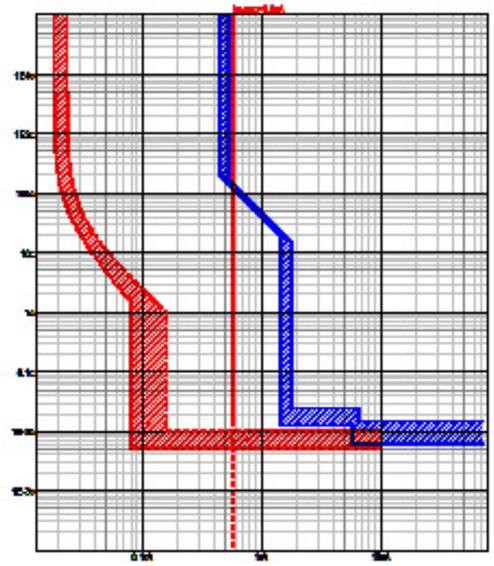
Iн.р.=400 А



Конец 2СН-12

Iн.р.=25 А, хар. С

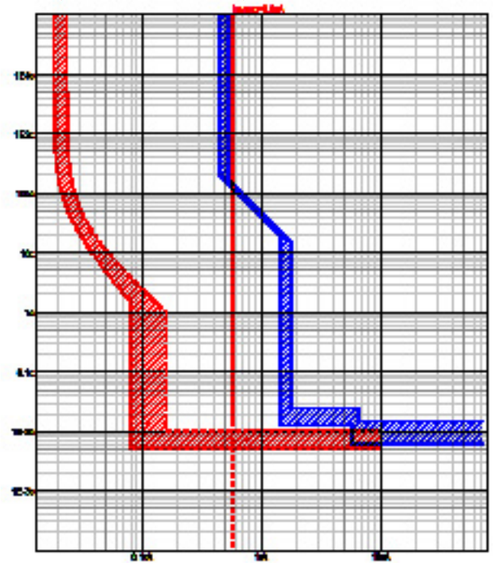
Iн.р.=400 А



Конец 4СН-12

Iн.р.=25 А, хар. С

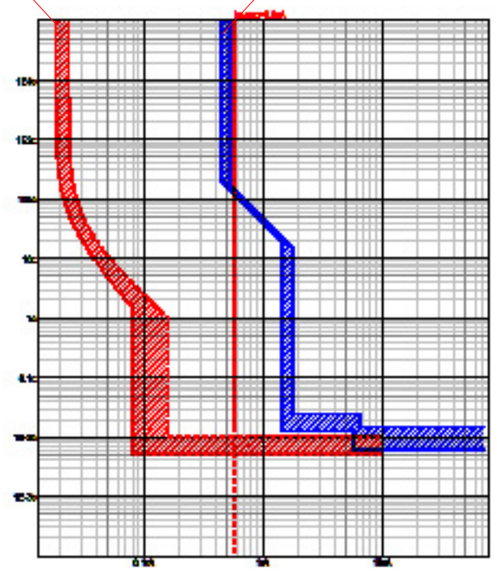
Iн.р.=400 А



Конец 4СН-13

Iн.р.=16 А, хар. С

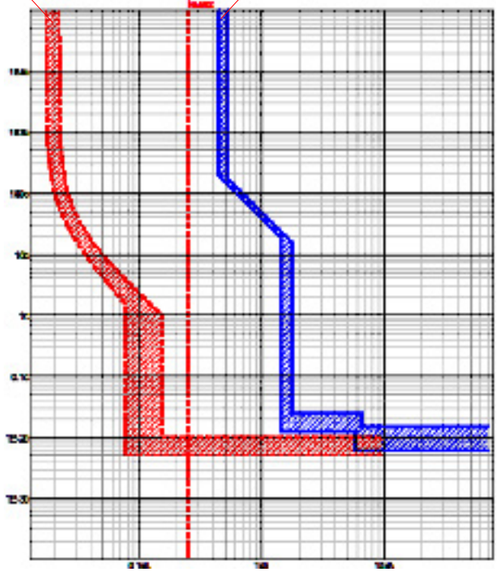
Iн.р.=400 А



Конец 2СН-14

Iн.р.=25 А, хар. В

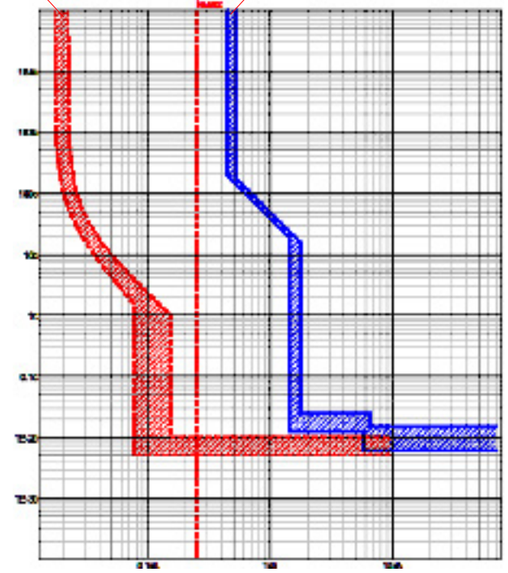
Iн.р.=400 А



Конец 2СН-15

Iн.р.=25 А, хар. В

Iн.р.=400 А



Примечания:

1. Карты селективности автоматических выключателей 0,4 кВ будут уточняться на более поздних стадиях проектирования.

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

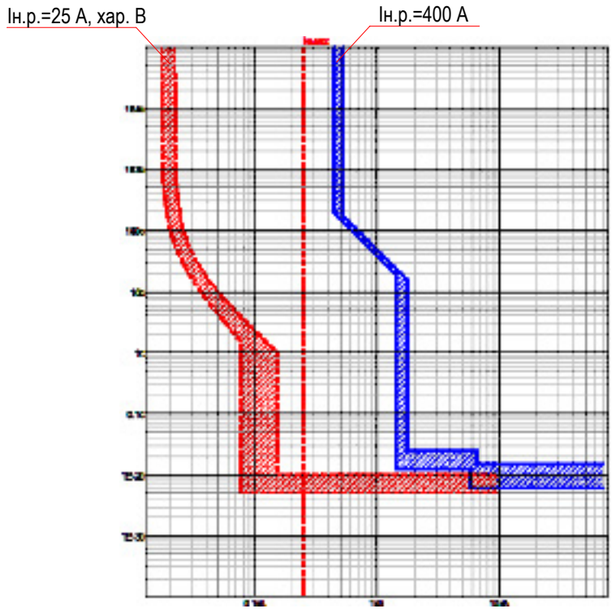
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Приложение В

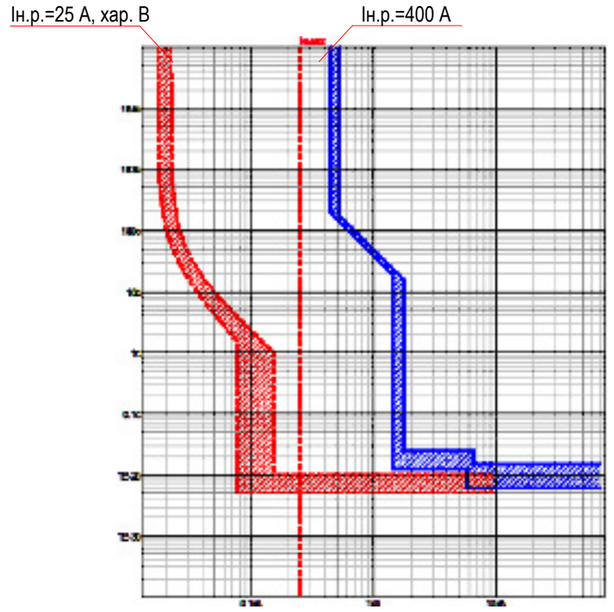
Лист 3

А3

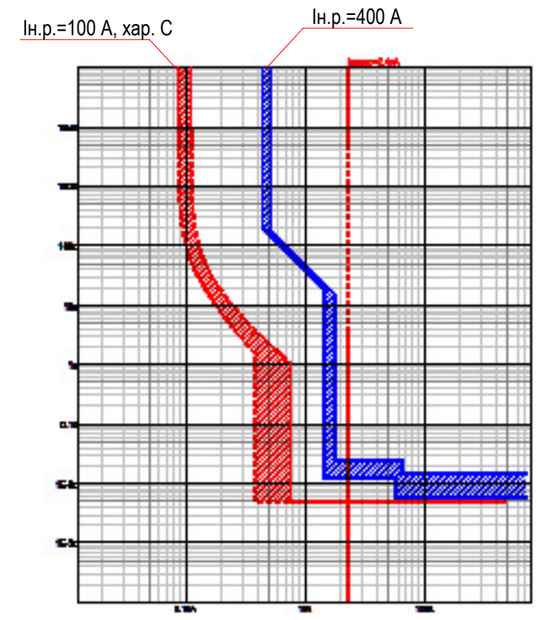
Конец 4СН-14



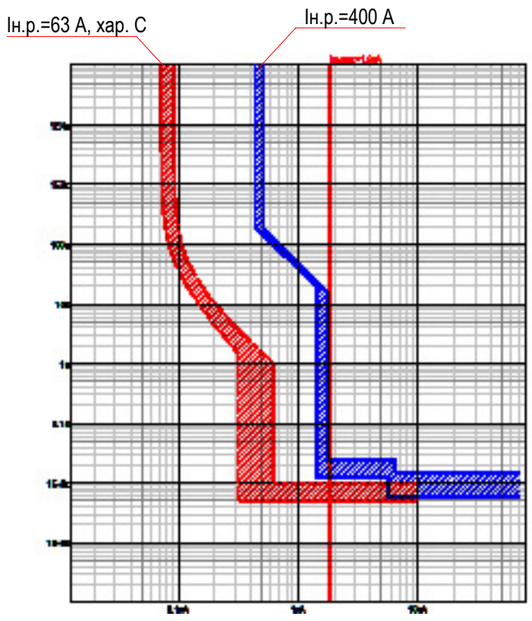
Конец 4СН-15



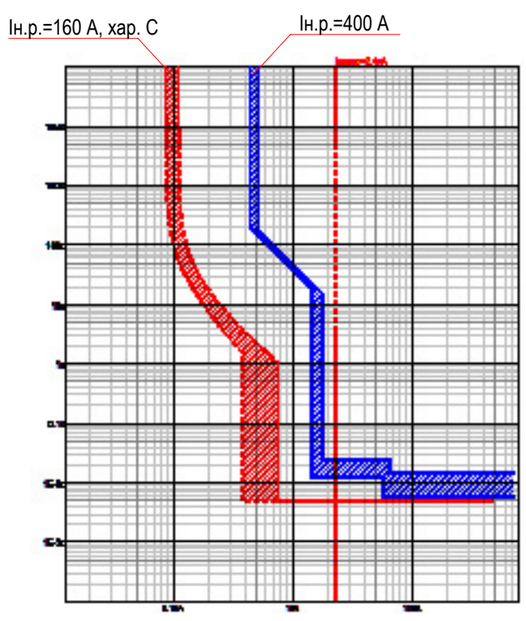
Конец 1СН-16, 5СН-16



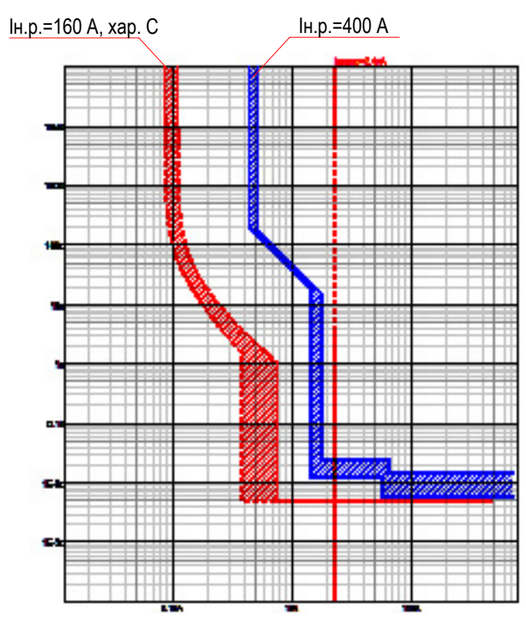
Конец 1СН-17, 5СН-17



Конец 1СН-18, 5СН-18



Конец 1СН-19, 5СН-19



Примечания:

1. Карты селективности автоматических выключателей 0,4 кВ будут уточняться на более поздних стадиях проектирования.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

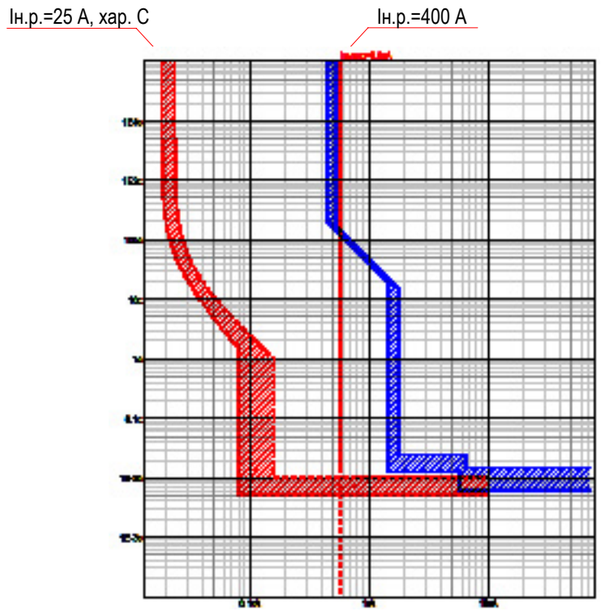
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Приложение В

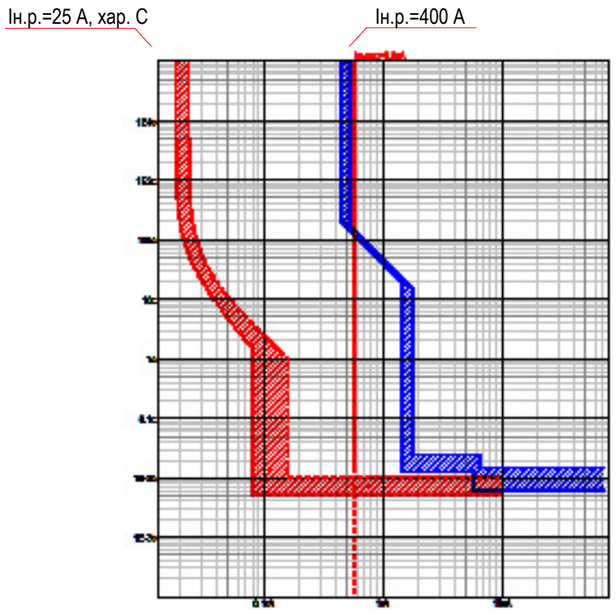
Лист 4

А3

Конец 1СН-20, 5СН-20



Конец 1СН-21



Примечания:

1. Карты селективности автоматических выключателей 0,4 кВ будут уточняться на более поздних стадиях проектирования.

Взам. инв. №								
Подп. и дата								
Инв. № подл.								
	Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Приложение В	Лист 5

А3

1. **Организация цепей оперативного постоянного тока 220 В**

1.1. **Требования к системе оперативного постоянного тока (СОПТ) ПС**

Основные требования к СОПТ изложены в Правилах устройства электроустановок, 6 издание (гл. 4), “Рекомендациях по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ” (Москва, 2004г, гл.6), Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, (2003г, гл.5.5):

1). Селективность: защитные аппараты, устанавливаемые последовательно, должны обладать время – токовыми характеристиками, обеспечивающими селективность во всем диапазоне токов КЗ, протекающими через них независимо от режима работы и состояния электроустановки постоянного тока.

2). Чувствительность: в СОПТ должны применяться защитные аппараты, которые обладают характеристиками, обеспечивающими отключение токов КЗ, изменяющихся в широком диапазоне.

В настоящее время в СОПТ предусматривается трехступенчатый уровень защиты:

- верхний уровень – защита селективными предохранителями на вводах от АБ;
- средний уровень - защита селективными предохранителями на отходящих присоединениях ЩПТ;
- нижний уровень – защита автоматами без выдержки времени цепей питания ОПТ.

Защитные элементы трех уровней обеспечивают селективное отключение КЗ на защищаемом участке, верхнего и среднего уровней, а также в зоне резервирования. Требуемые коэффициенты чувствительности $k_ч$ указаны в «Рекомендациях по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ», гл.6.3.1.9:

3). Быстродействие: КЗ в любой точке СОПТ должны отключаться с таким временем, чтобы выполнялись следующие требования:

- сохранялась работоспособность устройств управления выключателями и РЗА при повреждениях в СОПТ;
- исключался глубокий разряд аккумуляторной батареи токами КЗ из-за длительного протекания токов КЗ вследствие большого времени срабатывания защитных аппаратов;
- обеспечивалась невозгораемость кабелей.

4). Надежность: Под надежностью применительно к СОПТ нужно понимать сохранение работоспособности устройств управления выключателями и РЗА во всех возможных режимах работы как первичной сети, так и самой СОПТ, включая возможные нарушения в этой сети (металлические или дуговые КЗ, обрывы, повышенные переходные сопротивления на клеммах и т.д.).

Высокая надежность СОПТ достигается применением:

- оптимальной организации питания устройств управления и РЗА;
- защитных аппаратов с соответствующими характеристиками срабатывания и удобством обслуживания.

Выбор коммутационных аппаратов

Рядовой предохранительный выключатель нагрузки - разъединитель FH000 предназначается для ножевых плавких вставок типоразмера 000. Он обеспечивает безопасное отключение номинального тока и сверхтока до восьмикратного номинального тока. Специальное исполнение данного выключателя нагрузки - разъединителя обеспечивает дистанционную сигнализацию состояния предохранителей, причем в каждом полюсе отдельно. Для сигнализации состояния предохранителей используются стандартные указатели состояния ножевых предохранителей.

- Оснащен щитком для описания защищаемой цепи.
- Измерительные отверстия в крышке.
- Основное исполнение с зажимными имбус винтами M8/10 Nm для кабельных наконечников макс. Ø27 mm и шины шириной макс. 20 mm.
- Присоединительные комплекты с зажимными имбус винтами.
- Вариабельность присоединительных комплектов.

- Возможность запирания крышки выключателя нагрузки - разъединителя.
- Крепление:
  - непосредственно на панель при помощи винтов.
  - на сборные шины с шагом 60 mm при помощи адаптера.
- Более выключателей нагрузки - разъединителей, расположенных “рядом” или “горизонтально”, можно устанавливать без ограничения электрических параметров.
- Подключение подвода снизу можно без сокращения электрических параметров (рекомендуется прибор снабдить информацией „ВНИМАНИЕ, ПОДВОД СНИЗУ“).
- Ножевые плавкие вставки серии PNA с характеристикой gG отличаются высокой отключающей способностью, большой токоограничивающей способностью и низкими величинами перенапряжения, возникшего во время действия плавкой вставки. Эти плавкие вставки предназначаются для использования в предохранительных разъединителях нагрузки, предохранительных рейках и основаниях предохранителей.
- Плавкие вставки не содержат вредные вещества согласно директиве RoHS (кадмий, свинец и др.).
- Характеристика gG для защиты проводок, кабелей и другого оборудования от перегрузки и короткого замыкания.
- Характеристика aM для защиты двигателей, реле максимального тока, контакторов и подобных приборов только от короткого замыкания.

Таблица 1. Ножевые плавкие вставки PNA

Типо-размер	I_n [A]	Характеристика gG				Характеристика aM				Упаковка [шт.]
		Тип	Код изделия	Потери [W]	Вес [kg]	Тип	Код изделия	Потери [W]	Вес [kg]	
000	6	PNA000 6A gG	40477	1,3	0,13	PNA000 6A aM	40491	0,8	0,13	3
	10	PNA000 10A gG	40478	1,0	0,13	PNA000 10A aM	40492	0,5	0,13	3
	16	PNA000 16A gG	40479	1,7	0,13	PNA000 16A aM	40494	0,8	0,13	3
	20	PNA000 20A gG	40480	2,53	0,13	PNA000 20A aM	40495	1	0,13	3
	25	PNA000 25A gG	40481	2,3	0,13	PNA000 25A aM	40496	1,2	0,13	3
	32	PNA000 32A gG	40482	2,6	0,13	PNA000 32A aM	40497	1,5	0,13	3
	35	PNA000 35A gG	40483	3,39	0,13	-	-	-	-	3
	40	PNA000 40A gG	40484	3,1	0,13	PNA000 40A aM	40498	2	0,13	3
	50	PNA000 50A gG	40485	3,8	0,13	PNA000 50A aM	40499	2,4	0,13	3
	63	PNA000 63A gG	40486	4,6	0,13	PNA000 63A aM	40500	3,3	0,13	3
	80	PNA000 80A gG	40487	5,8	0,13	PNA000 80A aM	40501	4,5	0,13	3
	100	PNA000 100A gG	40488	6,95	0,13	-	-	-	-	3
	125	PNA000 125A gG*	40489	7,2	0,16	-	-	-	-	3
	160	PNA000 160A gG*	40490	9	0,16	-	-	-	-	3
00	100	-	-	-	-	PNA00 100A aM	40515	4,9	0,19	3
	125	PNA00 125A gG	40513	8,9	0,21	PNA00 125A aM	40516	6,3	0,19	3
	160	PNA00 160A gG	40514	10,5	0,21	PNA00 160A aM	40517	9,3	0,19	3

*U_n = 400 V a.c.

Выбор коммутационных аппаратов нижнего уровня

Для защиты конечных потребителей оперативного тока используются модульные автоматические выключатели, рассчитанные на работу в цепях постоянного тока.

Автоматические выключатели серии LTN-UC:

- Серия автоматических выключателей, предназначенных для защиты цепей постоянного (DC) и переменного (AC) тока до 63 A, 220 V DC (1-полюсные), 440 V DC (2-полюсные), 230/400 V AC. При подключении в цепи постоянного тока необходимо строго соблюсти полярность прибора.
- Для защиты кабелей и проводов от перегрузки и короткого замыкания.

- Характеристика отключения C согласно EN 60898-2.
- Отключающая способность 10 kA.

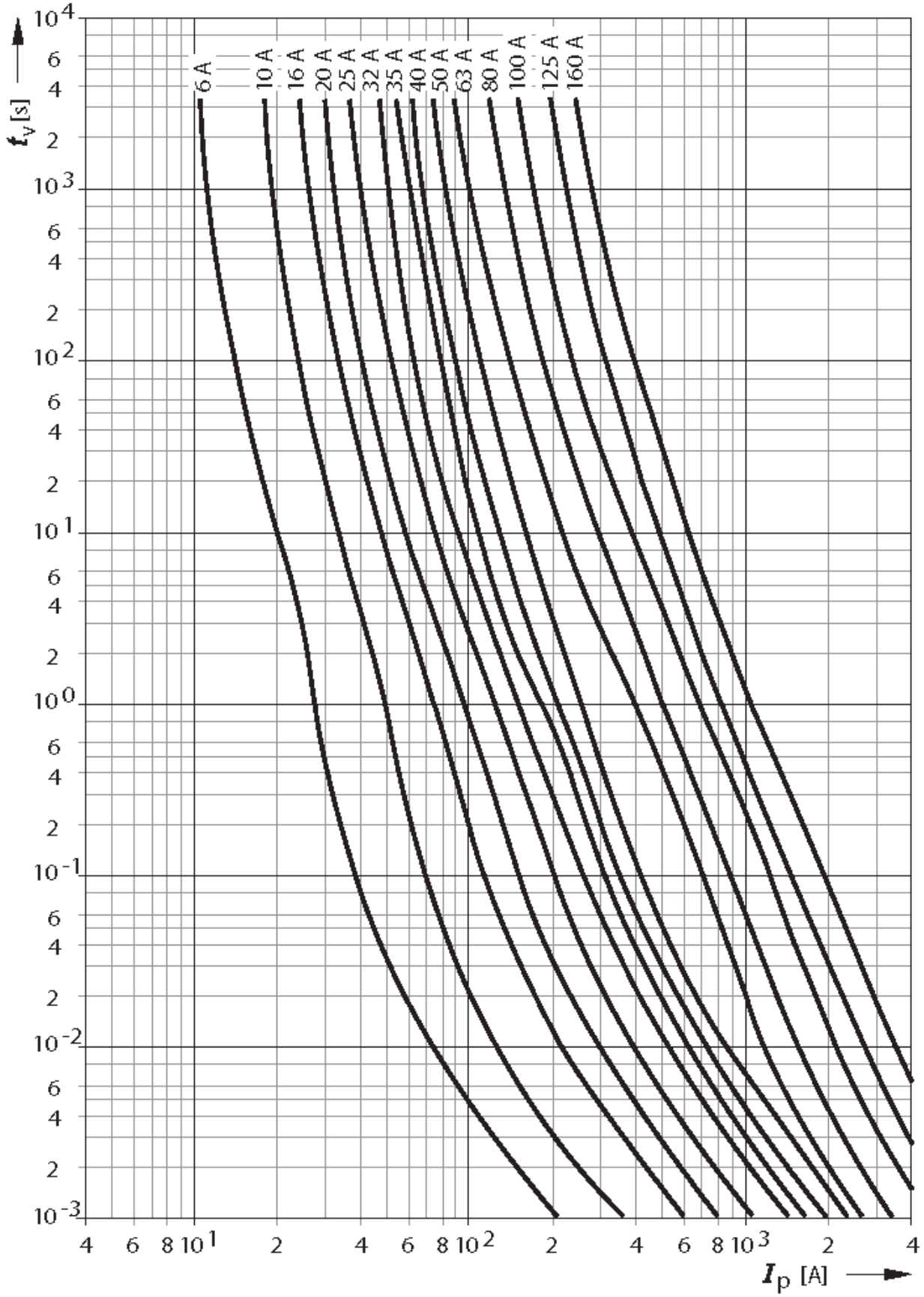


Рис 1. Времятоковые характеристики ножевых плавких вставок PNA000, 00 gG

Таблица 2. Автоматические выключатели для цепей постоянного (DC) и переменного (AC) тока, 2-полюсные

I_n [A]	Характеристика C		Количество модулей	Вес [kg]	Упаковка [шт.]
	Тип	Заказной номер			
1	**LTN-UC-1C-2**	OEZ:41860	2	0,329	6
2	**LTN-UC-2C-2**	OEZ:41861	2	0,319	6
4	**LTN-UC-4C-2**	OEZ:41862	2	0,315	6
6	**LTN-UC-6C-2**	OEZ:41863	2	0,317	6
8	**LTN-UC-8C-2**	OEZ:41864	2	0,333	6
10	**LTN-UC-10C-2**	OEZ:41865	2	0,333	6
13	**LTN-UC-13C-2**	OEZ:41866	2	0,338	6
16	**LTN-UC-16C-2**	OEZ:41867	2	0,341	6
20	**LTN-UC-20C-2**	OEZ:41868	2	0,341	6
25	**LTN-UC-25C-2**	OEZ:41869	2	0,317	6
32	**LTN-UC-32C-2**	OEZ:41870	2	0,340	6
40	**LTN-UC-40C-2**	OEZ:41871	2	0,339	6
50	**LTN-UC-50C-2**	OEZ:41872	2	0,354	6
63	**LTN-UC-63C-2**	OEZ:41873	2	0,365	6

В соответствии с заводской документацией, селективная работа автоматических выключателей LTN-UC **с ножевыми плавкими вставками** PN **с характеристикой gG обеспечивается предоставляемыми таблицами селективности. Таким образом, для обеспечения своевременного отключения автоматического выключателя до перегорания плавкой вставки, необходимо обеспечить заданный уровень тока КЗ в рассматриваемой точке сети постоянного тока.**

Таблица 3. Селективность автоматических выключателей
LTN-UC характеристики C с добавочными предохранителями (кА)

I_n [A]	Предохранитель типа gG								
	16 A	**20 A**	**25 A**	**35 A**	**40 A**	**50 A**	**63 A**	**80 A**	**100 A**
0,5	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
1	0,8	1,6	8,3	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
1,6	0,5	0,8	1,6	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
2	0,4	0,6	1,0	2,9	3,9	5,9	10,0	10,0	10,0
4	-	0,5	0,8	1,9	2,3	3,1	6,1	7,9	10,0
6	-	0,5	0,7	1,4	1,7	2,3	4,2	5,3	10,0
8	-	-	0,6	1,1	1,3	1,7	3,0	3,7	8,0
10	-	-	0,6	1,1	1,3	1,7	3,0	3,7	8,0
13	-	-	0,6	1,1	1,2	1,6	2,5	3,1	5,8
16	-	-	0,6	1,1	1,2	1,6	2,5	3,1	5,8
20	-	-	0,5	1,0	1,1	1,4	2,3	2,8	5,1
25	-	-	-	1,0	1,1	1,4	2,3	2,8	5,1
32	-	-	-	-	1,0	1,3	2,1	2,5	4,4
40	-	-	-	-	-	1,3	2,1	2,5	4,4
50	-	-	-	-	-	-	1,8	2,2	3,5
63	-	-	-	-	-	-	-	2,2	3,5

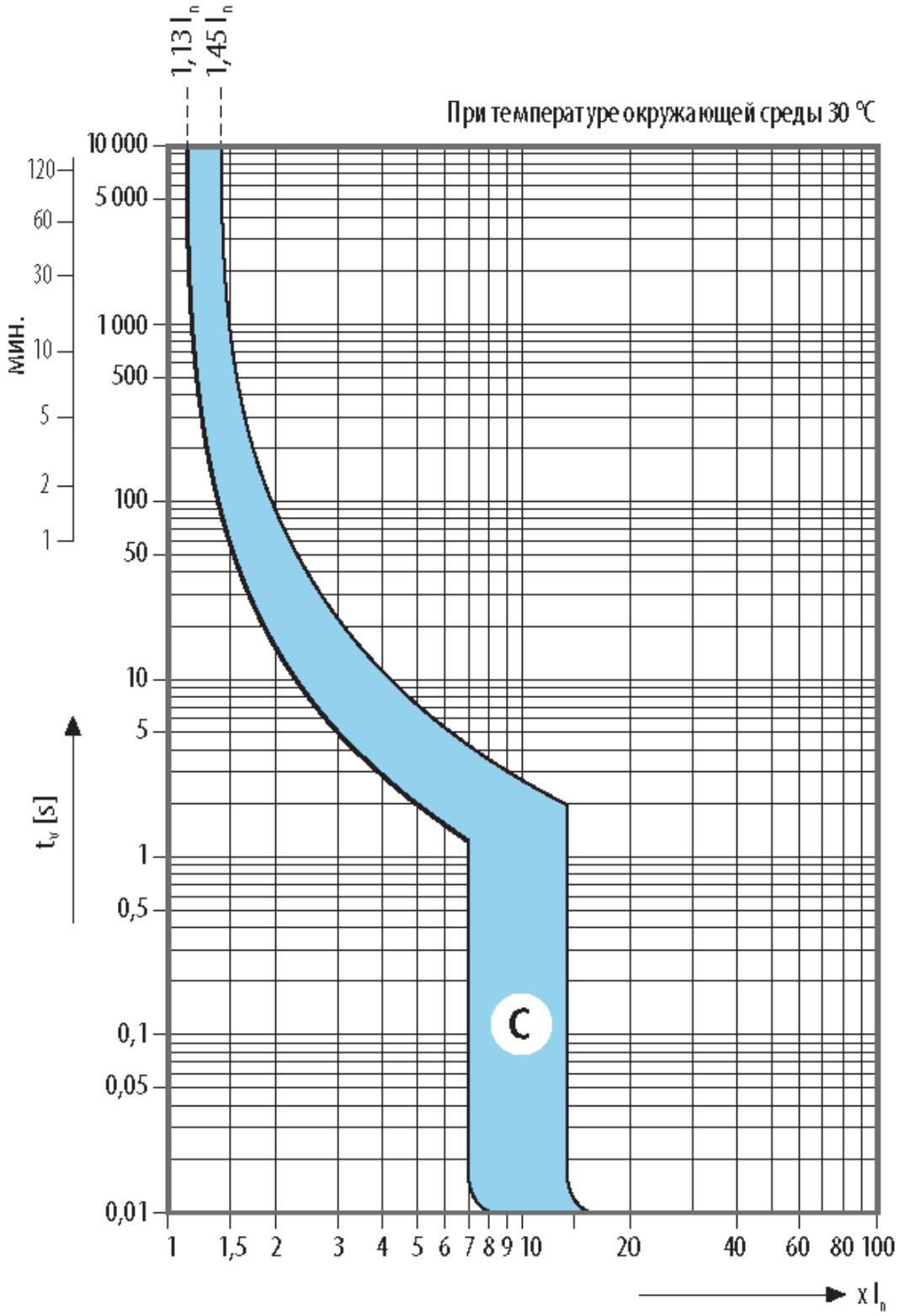
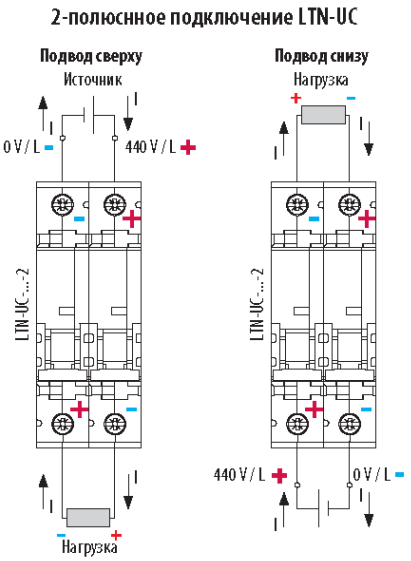


Рис. 2. Характеристики LTN-UC в цепи постоянного тока

а)



б)

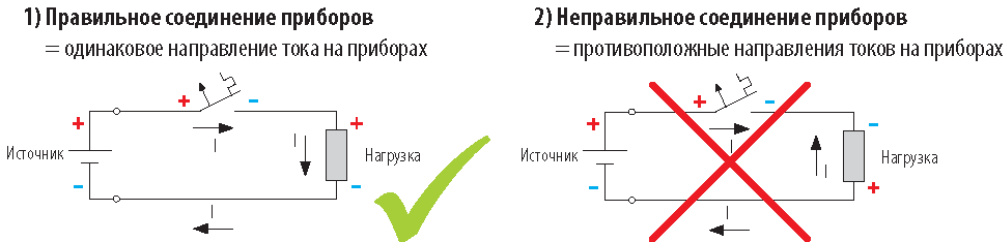


Рис. 3. а, б) Пример соединения автоматических выключателей LTN-UC в цепи постоянного тока

1.2. **Выбор сечения кабелей в СОПТ =220В**

Сечение кабеля в системе оперативного постоянного тока =220В выбирается по токовой нагрузке.

При проектировании считалось, что если сечение кабеля проверено по потерям напряжения при толчковой нагрузке, то проверку на чувствительность аппарата, установленного в этой цепи можно не проводить, т.к. предполагаемый ток КЗ будет превышать ток нагрузки в 5-10 раз в зависимости от внутреннего сопротивления источника тока, если при нормальной нагрузке потери напряжения в кабеле составляют 10%. Следовательно, при таких условиях коэффициент чувствительности будет равен 2,5-5, что больше принятого и равного 1,5-2. Так как условия толчкового или пускового режима и режима короткого замыкания не совпадают по времени, то это положение было пересмотрено. Короткое замыкание всегда дуговое, и приводит почти к двукратному снижению тока и, как следствие, к такому же снижению расчетного коэффициента чувствительности, т.е. значительного запаса по коэффициенту чувствительности у аппаратов защиты практически нет.

Поэтому для проверки кабелей используются два условия:

- коэффициент чувствительности должен быть больше нормируемого;
- потери напряжения должны составлять менее 5-10% номинального.

При использовании методики расчета в соответствие с ГОСТ 29176-91, где учитываются влияние дуги, сопротивления контактов, тепловой спад тока и другие факторы, существенно влияющие на ток КЗ, первое условие для проверки кабеля часто оказывается более существенным, чем второе.

Проверка кабелей по допустимым потерям напряжения производится в соответствии с формулами:

$\Delta U_{ДОП} = \Delta U_{АБ} + \Delta U_{ОШ} + \Delta U_{ПР} + \Delta U_{КАБ} + \Delta U_{Ш} + \Delta U_{ТК\ и\ КС}$;

где: $\Delta U_{АБ}$ - падение напряжения в АБ, В;

$\Delta U_{ОШ}$ - падение напряжения в ошиновке АБ, В;

$\Delta U_{ПР}$ - падение напряжения в проводниках, соединяющих элементы СОПТ, В;

$\Delta U_{КАБ}$ - падение напряжения в кабеле, В;

$\Delta U_{Ш}$ - падение напряжения в шинке (±ЕС, ±ЕН), В;

$\Delta U_{ТК\ и\ КС}$ - падение напряжения в токовых катушках АВ и контактных соединениях.

$\Delta U_{АБ} = R_{АБ}(I_{ТОЛЧ} + I_{ПОСТ}) = 0,066 \cdot (131,05) = 8,586$ В;

где: $\Delta U_{АБ}$ - потери в АБ;

$R_{АБ}$ - сопротивление АБ, Ом;

$I_{ТОЛЧ}$ - толчковая составляющая тока нагрузки, А;

$I_{ПОСТ}$ - постоянная составляющая тока нагрузки, А.

$\Delta U_{ОШ1(АБ)} = \dfrac{4 \cdot 131,05}{\dfrac{1}{0,0172} \cdot 70} = 0,129 В$ - потери в ошиновке АБ;

$\Delta U_{ПР1} = \dfrac{L_{ПР1}(I_{ТОЛЧ} + I_{ПОСТ})}{\gamma \times S_{ПР1}} = \dfrac{(7+7) \cdot 131,05}{\dfrac{1}{0,0172} \cdot 70} = 0,451 В,$

где:

$\Delta U_{ПР1}\%$ - потери в проводе, соединяющем шкаф АБ и ЯВ;

$L_{ПР1}$ - длина проводника, соединяющего АБ с ЯВ, м;

$S_{ПР1}$ - сечение проводника, соединяющего АБ с ЯВ, мм2;

γ - удельная проводимость проводника, $\dfrac{м}{мм^2 \cdot Ом}$.

$\Delta U_{ОШ2(ЯВ)} = \dfrac{2 \cdot 1 \cdot 131,05}{\dfrac{1}{0,0172} \cdot 70} = 0,064 В$ - потери в ошиновке ЯВ;

$\Delta U_{КАБ} = \dfrac{2 \cdot 17 \cdot 131,05}{\dfrac{1}{0,0172} \cdot 70} = 1,095 В$ - потери в проводе, соединяющем шкаф ЯВ и ШП1;

$\Delta U_{ОШ3(ШОЛ1)} = \dfrac{2 \cdot 1 \cdot 131,05}{\dfrac{1}{0,0172} \cdot 50} = 0,09 В$ - потери в ошиновке ШП1;

Поскольку пиковый толчковый ток обусловлен включением выключателя 35 кВ, то падение напряжения рассматриваем до привода наиболее удаленного выключателя (СВ-35 кВ). Диапазон рабочего напряжения электромагнита включения, в % от номинального, составляет 85-110%.

От шкафа ШП1 до шкафа питания приводов выключателей 35 кВ:

$\Delta U_{КАБ2}\% = \dfrac{2 \times L_{КАБ2} \times I_{П}}{\gamma \times S_{КАБ2}} = \dfrac{2 \cdot (55) \cdot (38+38+38)}{\dfrac{1}{0,0172} \cdot 25} = 8,628$ В,

От шкафа питания приводов выключателей 35 кВ до привода самого дальнего выключателя 35 кВ:

$$\Delta U_{КАБ2}\% = \frac{2 \times L_{КАБ2} \times I_{П}}{\gamma \times S_{КАБ2}} = \frac{2 \cdot 42 \cdot 38}{\frac{1}{0,0172} \cdot 16} = 3,431 В,$$

$\Delta U_{ТК\ и\ КС} = (0,00279 + 0,00584 + 0,013) \cdot 114 + 0,02 \cdot 38 = 3,226 B$ - потери в коммутационных аппаратах;

$$\Delta U = 8,586 + 0,129 + 0,451 + 0,064 + 1,095 + 0,09 + 8,628 + 3,431 + 3,226 = 25,7 B.$$

$$\Delta U,\% = \frac{\Delta U \cdot 100\%}{220} = \frac{25,7 \cdot 100}{220} = 11,68\% .$$

Суммарные потери напряжения от источника питания до самого дальнего привода выключателя 35 кВ не превышают допустимые 15%. Следовательно, аккумуляторная батарея отвечает основным критериям выбора:

- обеспечивает включение наибольшей толчковой нагрузки;
- обеспечивает допустимое напряжение на потребителе.

1.3. **Выбор автоматов в СОПТ =220В**

Номинальный ток расцепителя автоматического выключателя в цепи высоковольтного выключателя выбирается из следующих условий:

1. $I_{H.P.} \geq \frac{1,2 \times I_{YAC}}{K_{отс.\min}}$,

где:

I_{YAC} - ток электромагнита включения (YAC) высоковольтного выключателя, А;

$K_{отс.\min}$ - минимальное значение кратности тока отсечки автоматического выключателя.

2. Время отключения автоматического выключателя при перегрузке должно быть минимальным, но не менее времени включения высоковольтного выключателя $0,5 \leq t \leq 12$ с.

Характеристики приводов конкретных выключателей необходимо уточнять у заводов – изготовителей при конкретном проектировании.

Автоматические выключатели питания электромагнитов включения:

осуществляется питание электромагнитов включения выключателей ВГБ-35-12,5/1000 ХЛ1, с током включения Iэв=38 А.

$I_{H.P.} \geq \frac{1,2 \times 38}{7} = 6,5$, выбираем номинальный ток расцепителя 10А (LTN-UC-10C-2). Время отключения автоматического выключателя при перегрузке: $3 \leq t \leq 12$ с.

1.4. **Расчет токов короткого замыкания в СОПТ**

В настоящее время для расчета токов КЗ и выбора аппаратов защиты в системе постоянного тока используются методические указания по расчету токов КЗ в сети оперативного постоянного тока, разработанные ОРГРЭС. Более современным нормативным документом является ГОСТ 29176-91, регламентирующий методику расчета тока КЗ с учетом большего числа факторов существенно влияющих на значение тока КЗ. Однако систематизированной и полной методики выбора аппаратов защиты, проверки чувствительности, селективности и резервирования устройств защиты в действующих электроустановках, основанной на нормативных документах пока не существует.

Для правильного выбора защитных аппаратов надо знать как максимально возможные значения токов короткого замыкания, необходимые для проверки коммутационной способности, так и минимально возможные, необходимые для проверки чувствительности.

Ток металлического КЗ в сети постоянного тока определяется по формуле:

$$I_{КЗ_М} = \frac{\mathrm{E}_{АБ}}{\mathrm{R}_{АБ} + \mathrm{R}_{ВШ}},$$

где:

$\mathrm{E}_{АБ}$ - внутренняя ЭДС аккумулятора, находящегося в режиме кратковременного разряда большим током, В;

$R_{АБ}$ - внутреннее сопротивление аккумулятора, мОм;

$R_{ВШ}$ - внешнее сопротивление цепи КЗ, мОм:

$R_{ВШ} = \mathrm{R}_{ОШ} + \mathrm{R}_{КБ} + \mathrm{R}_{ПР} + \mathrm{R}_{ТК} + \mathrm{R}_{КС}$,

где:

$R_{ОШ}$ - активное сопротивление ошиновки, мОм;

$R_{КБ}$ - активное сопротивление кабелей, мОм;

$R_{ПР}$ - активное сопротивление проводника, мОм;

$R_{ТК} + R_{КС}$ - сопротивление токовых катушек АВ и контактных соединений, мОм, рекомендуется указывать значения из паспортных данный АВ, в противном случае, в соответствии с «Дополнениями к методическим указаниям по расчету защит в системе постоянного тока тепловых электростанций и подстанций» МУ 34-70-035-83, стр. 18.

Сопротивление проводов, кабелей и шин может быть рассчитано, если известны их длина и сечение:

$R = \rho \times \frac{\mathrm{L}}{\mathrm{S}}$, где:

ρ - удельное сопротивление, $\frac{Ом \times мм^2}{м}$, для меди $\rho = 0,0172 \frac{\mathrm{Ом} \times \mathrm{мм}^2}{м}$, для алюминия $\rho = 0,0283 \frac{Ом \times мм^2}{м}$;

L – длина, м;

S – сечение, $мм^2$.

Сопротивление АБ:

$R_{АБ} = 104 \cdot 0,63 \cdot 0,001 = 0,066\ (Ом)$

Для вводного предохранительного разъединителя ввода АБ (FH00, с ножевой плавкой вставкой PNA000 100A gG):

Рассеиваемая мощность контактной системы аппарата – 7 Вт/полюс.

Рассеиваемая мощность плавкой вставки 100А – 6,95 Вт/полюс.

$R_{100(АБ)} = 2 \cdot 0,001395 = 0,00279\ (Ом)$ - сопротивление предохранительного разъединителя ввода АБ.

Для вводного предохранительного разъединителя секции ШП1(2) и ввода ЗУ1(2) (FH000, с ножевой плавкой вставкой PN000 63A gG):

Рассеиваемая мощность контактной системы аппарата – 7 Вт/полюс.

Рассеиваемая мощность плавкой вставки 63А – 4,6 Вт/полюс.

$R_{63(Ввод)} = 2 \cdot 0,002923 = 0,00584\ (Ом)$ - сопротивление предохранительного разъединителя ввода секции ШП1(2) и ввода ЗУ1(2).

Далее расчет сопротивлений предохранительного разъединителя ведется исходя из сложения рассеиваемой мощности плавкой вставки и рассеиваемой мощности контактной системы аппарата в 7Вт.

Для предохранительного разъединителя отходящего фидера секции (FH00, с ножевой плавкой вставкой PNA000 40A gG):

Рассеиваемая мощность плавкой вставки 40А – 3,1 Вт/полюс.

$R_{40(ВЗУ)} = 2 \cdot 0,006312 = 0,013\ (Ом)$.

Для предохранительного разъединителя отходящего фидера секции (FH00, с ножевой плавкой вставкой PNA000 35A gG):

Рассеиваемая мощность плавкой вставки 35А – 3,39 Вт/полюс.

$R_{ПР35(отход.)} = 2 \cdot 0,008482 = 0,017\ (Ом)$.

Для предохранительного разъединителя отходящего фидера секции (FH00, с ножевой плавкой вставкой PNA000 32A gG):

Рассеиваемая мощность плавкой вставки 32А – 2,6 Вт/полюс.

$R_{ПР32(отход.)} = 2 \cdot 0,009375 = 0,019\ (Ом)$.

Для предохранительного разъединителя отходящего фидера секции (FH00, с ножевой плавкой вставкой PNA000 25A gG):

Рассеиваемая мощность плавкой вставки 25А – 2,3 Вт/полюс.

$R_{ПР25(отход.)} = 2 \cdot 0,015 = 0,03\ (Ом)$.

Для предохранительного разъединителя отходящего фидера секции (FH00, с ножевой плавкой вставкой PNA000 20A gG):

Рассеиваемая мощность плавкой вставки 20А – 2,53 Вт/полюс.

$R_{ПР20(отход.)} = 2 \cdot 0,024 = 0,048\ (Ом)$

Для предохранительного разъединителя отходящего фидера секции (FH00, с ножевой плавкой вставкой PNA000 16A gG):

Рассеиваемая мощность плавкой вставки 16А – 1,7 Вт/полюс.

$R_{ПР16(отход.)} = 2 \cdot 0,034 = 0,068\ (Ом)$.

Для автомата питания электромагнитов включения 35 кВ (LTN-UC-10C-2):

$R_{АВ10(ЭМВ35кВ)} = 2 \cdot 0,01 = 0,02\ (Ом)$

Для автомата питания цепей центральной сигнализации (S203M-K4UC):

$R_{АВ4(ЦС)} = 2 \cdot 0,112 = 0,224\ (Ом)$

Для автомата питания терминалов, ЭМВ и ЭМО (LTN-UC-4C-2):

$R_{АВ4С(шкафа)} = 0,162\ (Ом)$

1.5. **Проверка кабелей на невозгорание**

Для соединения АБ со шкафом ЯВ используется кабель марки H07RN-F (кабель с гибкими медными жилами, с резиновой изоляцией, в оболочке из маслобензостойкой резины, не распространяющей горение). Максимальная температура нагрева жил при коротком замыкании для кабелей H07RN-F равна 250°С (1 сек.)

Для соединения шкафов СОПТ используется кабель марки ВВГнг(А)-LS (кабель силовой с изоляцией и оболочкой из поливинихлоридных композиций пониженной пожароопасности до 1 кВ). Максимальная температура нагрева жил при коротком замыкании для кабелей ВВГнг(А)-LS равна 160°С (1 сек.)

При данных температурах изоляция ещё не теряет своих свойств и после устранения причины аварии может производиться дальнейшая эксплуатация кабеля. Если температура превысила +160°С, изоляция теряет свои свойства. Задача как можно быстрее отключить токи КЗ ложится на автоматические выключатели. Важную роль играет время срабатывания электромагнитных расцепителей автомата при КЗ. ГОСТ Р 5034599, а также аналогичные зарубежные документы, к сожалению, содержат лишь требование о том, что время действия автоматических выключателей в начальной зоне отсечки («время мгновенного расцепления») должно быть менее 0,1 с.

Для каждой конкретной линии производится расчёт максимального выдерживаемого тока, при котором не произойдёт возгорание. Чем выше ток КЗ и чем дольше время его протекания, тем больше нагревается кабель, тем больше вероятность его возгорания.

Отраслевая научно-техническая документация допускает проведение выбора и проверок силовых кабелей, в электроустановках напряжением до 1 кВ на не возгорание, по условиям КЗ, удаленного от начала кабельной линии на 20 метров. Расчёт кабелей по условию невозгорания производится в соответствии с Циркуляром №Ц-02-98(Э):

1.Определяется начальная температура жил кабеля (до короткого замыкания).

За начальную температуру принимают максимально возможную температуру предшествующего режима

$\mathbf{T = T_0 + (I^2 / I_{дд}^2) * (T_{доп} - T_{0расч})}$,

где $\mathbf{T_0}$ – фактическая температура окружающей среды во время короткого замыкания, ^{0}C (принимается в ряде случаев $\mathbf{\Theta_0}$ = +30^{0}C)

$\mathbf{T_{Доп}}$ – расчетная длительно допустимая температура жилы, ^{0}C (для кабелей КВВГЭнг-LS на напряжение 0,66 кВ - 70 ^{0}C)

$\mathbf{T_{0расч}}$ – расчетная температура окружающей среды, ^{0}C (для земли - 15^{0}C, для воздуха - 25 ^{0}C);

$\mathbf{T_{дд}}$ – значение расчетного длительного допустимого тока, А.

2.Определяется значение коэффициента **К**

$\mathbf{K} = b * I_{кз}^2 * t_O / F^2$,

где b – постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала (для медных жил – 19,58 м^4/кА^2·с);

t_O – время протекания тока короткого замыкания, с.

$t_O = t_B$, где t_B – время отключения автоматического выключателя.

3.Определяется температура жил в конце короткого замыкания

$\mathbf{T_K = T * e^K + a (e^K - 1)}$, где ***a*** – величина, обратная температурному коэффициенту электрического сопротивления при 0 ^{0}C, равная 228 ^{0}C.

Результаты проверки кабелей на невозгорание представлены в сводной таблице расчетов токов кз в цепях оперативного постоянного тока.

РАСЧЕТ СИСТЕМЫ МАСЛООТВОДА

Расчет габаритов маслоприемника.

Согласно ПУЭ, п. 4.2.69, габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не меньше чем на 1 м при массе масла от 2 до 10 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора на расстоянии менее метра.

Габариты маслоприемника:

- длина

$$A = a + 2 \cdot \Delta \text{ , м,}$$

где a – длина трансформатора, м;

Δ – величина выступа габарита маслоприемника за габариты трансформатора, м.

- ширина

$$B = b + 2 \cdot \Delta \text{ , м,}$$

где b – ширина трансформатора;

- высота ограждения маслоприемника H=0,45 м.

Расчет габаритов маслоприемника производим с учетом установки трансформатора - ТДТН-10000/110/35/10 кВ.

Габариты трансформатора (ДхШхВ): 6390х3840х5370 мм.

Расчетные габариты маслоприемника:

$$A = 6{,}39 + 2 \cdot 1 = 8{,}39 \text{ м,}$$

$$B = 3{,}84 + 2 \cdot 1 = 5{,}84 \text{ м.}$$

Проектом принимается установка маслоприемника с габаритами A=9,4 м, B=6,9 м (размеры тр-ра приняты по чертежу аналогу, поэтому размеры маслоприемника приняты с запасом).

Согласно ПУЭ, п.4.2.69, объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, содержащегося в корпусе трансформатора.

$$V = A \cdot B \cdot H - V_{ФУНД.}, \text{ м}^3;$$

$$V = 9.4 \cdot 6.9 \cdot 0.45 - 2*1.313 = 26{,}56 \text{ м}^3.$$

С учетом объема фундаментов (2*1.313 м3), полезный объем маслоприемника составляет 26,56 м^3.

Объем масла, содержащегося в корпусе трансформатора, составляет 9,16 м3 (см. расчет ниже), что удовлетворяет условию.

В соответствии с п.4.2.69 ПУЭ (7-ое издание) на ПС без автоматического пожаротушения емкость маслосборника рассчитывается из условия размещения 100% масла содержащегося в трансформаторе и 80% расчетного расхода воды от средств пожаротушения.

1. Расчет объема маслосборника для размещения масла.

Вес масла трансформатора ТДТН-10000/110/35/10 кВ: Р=11980 кг;

Плотность трансформаторного масла: γ=895 кг/м3.

Объем маслосборника для размещения масла:

$$V_м = \frac{P}{\lambda}, м^3;$$

$$V_м = \frac{11980}{895} = 13{,}4\ м^3.$$

2. Расчет объема маслосборника для размещения воды от пожаротушения.

В соответствии с п. 4.2.69 ПУЭ вода от средств пожаротушения определяется из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью 0,2 л/с·м^2 в течение 30 минут.

Габариты трансформатора (ДхШхВ): 6390х3840х5370 мм.

Площадь орошения:

$$S = \frac{2 \cdot h \cdot (a + b)}{1000000} + A \cdot B, м^2\ ,$$

где a – длина трансформатора, мм;

b – ширина трансформатора, мм;

h – высота трансформатора, мм.

$$S = \frac{2 \cdot 5370 \cdot (6390 + 3840)}{1000000} + 9{,}4 \cdot 6{,}9 = 174{,}73\ м^2.$$

Объем воды на пожаротушение (80%):

$$V_п = q_{30} \cdot t_{30} \cdot S \cdot 0{,}8, м^3,$$

где q_{30} – интенсивность орошения, л/с·м^2 (q30=0,2 л/с·м2=12 л/мин·м^2), продолжительностью t_{30}=30 мин.

$$V_п = \frac{12 \cdot 30 \cdot 174{,}73 \cdot 0{,}8}{1000} = 50{,}322\ м^3.$$

Общий объем маслосборника:

$$V_{общ}=V_м+V_{п,}$$

$$V_{общ}=13{,}4 + 50{,}322 = 63{,}722\ м^3.$$

Принимаем маслосборник емкостью V=75 м^3.

По п. 4.2.69 ПУЭ маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслосборника масла и воды, применяемой на тушение пожара: 50% масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 0,25 часа.

$$q_м = \frac{0{,}5 \cdot V_м \cdot 1000}{t_{уд}}, л/с,$$

где $t_{уд}$= 0,25 ч=900 с.

$$q_м = \frac{0{,}5 \cdot 13{,}4 \cdot 1000}{900} = 7{,}44 л/с.$$

Расход воды на пожаротушение:

$$q_п = \frac{q30 \cdot S \cdot t_{30}}{t_{уд}}, л/с,$$

$$q_п = \frac{12 \cdot 174{,}73 \cdot 30}{900} = 69{,}89 л/с,$$

Общий расход:

$$Q=q_м+q_п, л/с,$$

$$Q=7{,}44 + 69{,}89 = 77{,}33 л/с.$$

Наименьший диаметр труб маслоотвода самотечных сетей согласно п. 5.3.1 СП 32.13330.2012 следует принимать для дождевых и общесплавных сетей не менее 200 мм. Для обеспечения необходимой пропускной способности труб, проектом принимается труба диаметром 300 мм. Уклон трубопровода должен быть не менее 0,007 в соответствии с п. 5.5.1 СП 32.13330.2012 (принят равным 0.01).

Расход и скорость движения масла и воды по трубам определяются по таблицам Лукиных для гидравлического расчета при наполнении труб H/D =0,75 для D =300 мм. При таких параметрах q = 82.8 л/с (что больше требуемого расхода, составляемого 77.33 л/с), v = 1.46 м/с.

РАСЧЕТ КОНТУРА ЗАЗЕМЛЕНИЯ.

Исходные данные

ρ_1	удельное сопротивление верхнего слоя грунта (глина)	Ом*м	100
ρ_2	удельное сопротивление нижнего слоя грунта (песок)	Ом*м	400
L	длина вертикального заземлителя	м	5
H	толщина верхнего слоя грунта	м	0,9
$t_{полосы}$	глубина заложения горизонтального заземлителя	м	0,7
k_1	климатический коэффициент для вертикальных электродов	-	1,4
d	диаметр стержня	мм	20
$\eta_в$	коэффициент использования вертикальных заземлителей	-	0,65
$l_г$	предполагаемая длина горизонтального заземлителя	м	3800
b	ширина стальной полосы	мм	40
$\eta_г$	коэффициент использования горизонтальных электродов	-	0,35
k_2	климатический коэффициент для горизонтальных электродов	-	2,5
t	расстояние от поверхности земли до середины заземлителя	м	2,2

Удельный расчётный коэффициент сопротивления грунта:

$$\rho = \frac{\left(\rho_1 \cdot k_1 \cdot \rho_2 \cdot L\right)}{\left(\rho_1 \cdot k_1 \cdot \left(L - H + t_{полосы}\right) + \rho_2 \cdot \left(H - t_{полосы}\right)\right)} = \frac{(100 \cdot 1,4 \cdot 400 \cdot 5)}{(100 \cdot 1,4 \cdot (5 - 0,9 + 0,7) + 400 \cdot (0,9 - 0,7)} = 109,23 Ом \cdot м$$

Сопротивление одного вертикального заземлителя:

$$r_в = \frac{0,366 \cdot \rho}{L} \cdot \left(\lg\left(\frac{2 \cdot L}{0,95 \cdot d}\right) + \frac{1}{2} \cdot \lg\left(\frac{4 \cdot t + L}{4 \cdot t - L}\right)\right) = \frac{0,366 \cdot 109,23}{5} \cdot \left(\lg\left(\frac{2 \cdot 5}{0,95 \cdot 0,02}\right) + \frac{1}{2} \lg\left(\frac{4 \cdot 2,2 + 5}{4 \cdot 2,2 - 5}\right)\right) = 35,36 Ом$$

Примечания:
Согласно ПУЭ (7-ое издание) ЗУ электроустановок напряжением выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом.

Предполагаемое количество вертикальных заземлителей:

$$n_{пр} = \frac{r_в}{R_н \cdot \eta_в} = \frac{35,36}{0,5 \cdot 0,65} = 109 шт$$

Сопротивление горизонтального заземлителя:

$$R_Г = \frac{0,366 \cdot k_2 \cdot \rho_1}{l_г \cdot \eta_г} \cdot \lg\left(\frac{l_г^2}{b \cdot t_{полосы}}\right) = \frac{0,366 \cdot 2,5 \cdot 100}{3800 \cdot 0,35} \cdot \lg\left(\frac{3800^2}{0,04 \cdot 0,7}\right) = 0,51 Ом$$

Необходимое сопротивление стержней:

$$R_г = \frac{R_н \cdot R_Г}{R_Г - R_н} = \frac{0,5 \cdot 0,51}{0,51 - 0,5} = 17,53 Ом$$

Уточнённое количество вертикальных заземлителей с учётом соединительной полосы принимаем 47 *шт. (данное количество принимаем с учётом расположения стержней на территории ПС),*

$$n = \frac{r_в}{R_г \cdot \eta_в} = \frac{35,36}{17,53 \cdot 0,75} = 3 шт,$$

Уточненное сопротивление стержней:

$$R_В = \frac{r_в}{n \cdot \eta_в} = \frac{35,36}{100 \cdot 0,75} = 0,47 Ом$$

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	Приложение Е		
Разраб.		Андреев			07.20	Расчёт контура заземления	Стадия	Лист	Листов
							П	1	2
Проверил		Бучинский			07.20		Проектный центр ООО «Техно Базис»		
Н.контр.		Тюкавкин			07.20				

Общее сопротивление контура:

$$R = \frac{R_B \cdot R_Г}{R_Г + R_B} = \frac{0,47 \cdot 0,51}{0,51 + 0,47} = 0,244 Ом$$

Что не превышает необходимого значения 0,5 Ом: $0,244 < 0,5.$

Саморегулируемая организация
Основанная на членстве лиц, осуществляющих проектирование
(вид саморегулируемой организации)

АССОЦИАЦИЯ ПРОЕКТИРОВЩИКОВ «СтройПроект»
191028, Россия, г. Санкт-Петербург, улица Гагаринская, дом 25, литера А, помещение 6Н
www.sroproect.ru
№ СРО-П-170-16032012

Санкт - Петербург (место выдачи Свидетельства) «26» апреля 2017г. (дата выдачи Свидетельства)

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о допуске к определённому виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства

№ 3065

Выдано члену саморегулируемой организации

Общество с ограниченной ответственностью «Техно Базис»,

ОГРН 1123850043041, ИНН 3812143992,

664001, г. Иркутск, ул. Рабочего Штаба, дом № 1/5, оф.8

Основание выдачи Свидетельства : решение Контрольно-дисциплинарного комитета
(наименование органа управления саморегулируемой организации,

АС «СтройПроект» № 26КДК от 26 апреля 2017г.
номер протокола, дата заседания)

Настоящим Свидетельством подтверждается допуск к работам, указанным в приложении к настоящему Свидетельству, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства.
Начало действия с «26» апреля 2017г.
Свидетельство без приложения не действительно.
Свидетельство выдано без ограничения срока и территории его действия.
Свидетельство выдано взамен ранее выданного № 1724 от 30 января 2014г.
(дата выдачи, номер Свидетельства)

Генеральный директор АС «СтройПроект» (должность уполномоченного лица) (подпись) Нечаев О.В. (инициалы, фамилия)

Ассоциация проектировщиков ИНН 7841290212 «СтройПроект» ОГРН 1117800012461 Санкт-Петербург

ПРИЛОЖЕНИЕ
к Свидетельству о допуске к определённому виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства
от «26» апреля 2017г.
№ 3065

Виды работ, которые оказывают влияние на безопасность:

1. объектов капитального строительства, включая особо опасные и технически сложные объекты капитального строительства, объекты использования атомной энергии, и о допуске к которым член **АС «СтройПроект» Общество с ограниченной ответственностью «Техно Базис», ИНН 3812143992 имеет Свидетельство**

№ пп	Наименование вида работ
	НЕТ

2. объектов капитального строительства, включая особо опасные и технически сложные объекты капитального строительства (кроме объектов использования атомной энергии) и о допуске к которым член **АС «СтройПроект» Общество с ограниченной ответственностью «Техно Базис», ИНН 3812143992 имеет Свидетельство**

№ пп	Наименование вида работ
1.	РАБОТЫ ПО ПОДГОТОВКЕ СХЕМЫ ПЛАНИРОВОЧНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА:
1.1.	Работы по подготовке генерального плана земельного участка
1.2.	Работы по подготовке схемы планировочной организации трассы линейного объекта
1.3.	Работы по подготовке схемы планировочной организации полосы отвода линейного сооружения
2.	Работы по подготовке архитектурных решений
3.	Работы по подготовке конструктивных решений
4.	РАБОТЫ ПО ПОДГОТОВКЕ СВЕДЕНИЙ О ВНУТРЕННЕМ ИНЖЕНЕРНОМ ОБОРУДОВАНИИ, ВНУТРЕННИХ СЕТЯХ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ, О ПЕРЕЧНЕ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ:
4.1.	Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем отопления, вентиляции, кондиционирования, противодымной вентиляции, теплоснабжения и холодоснабжения
4.2.	Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем водоснабжения и канализации
4.3.	Работы по подготовке проектов внутренних систем электроснабжения*
4.4.	Работы по подготовке проектов внутренних слаботочных систем*
4.5.	Работы по подготовке проектов внутренних диспетчеризации, автоматизации и управления инженерными системами
4.6.	Работы по подготовке проектов внутренних систем газоснабжения

5.	РАБОТЫ ПО ПОДГОТОВКЕ СВЕДЕНИЙ О НАРУЖНЫХ СЕТЯХ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ, О ПЕРЕЧНЕ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ:
5.1.	Работы по подготовке проектов наружных сетей теплоснабжения и их сооружений
5.2.	Работы по подготовке проектов наружных сетей водоснабжения и канализации и их сооружений
5.3.	Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения до 35 кВ включительно и их сооружений
5.4.	Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения не более 110 кВ включительно и их сооружений
5.5.	Работы по подготовке проектов наружных сетей Электроснабжение 110 кВ и более и их сооружений
5.6.	Работы по подготовке проектов наружных сетей слаботочных систем
5.7.	Работы по подготовке проектов наружных сетей газоснабжения и их сооружений
6.	РАБОТЫ ПО ПОДГОТОВКЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ:
6.1.	Работы по подготовке технологических решений жилых зданий и их комплексов
6.2.	Работы по подготовке технологических решений общественных зданий и сооружений и их комплексов
6.3.	Работы по подготовке технологических решений производственных зданий и сооружений и их комплексов
6.4.	Работы по подготовке технологических решений объектов транспортного назначения и их комплексов
6.5.	Работы по подготовке технологических решений гидротехнических сооружений и их комплексов
6.6.	Работы по подготовке технологических решений объектов сельскохозяйственного назначения и их комплексов
6.7.	Работы по подготовке технологических решений объектов специального назначения и их комплексов
6.8.	Работы по подготовке технологических решений объектов нефтегазового назначения и их комплексов
6.9.	Работы по подготовке технологических решений объектов сбора, обработки, хранения, переработки и утилизации отходов и их комплексов
6.11.	Работы по подготовке технологических решений объектов военной инфраструктуры и их комплексов
6.12.	Работы по подготовке технологических решений объектов очистных сооружений и их комплексов
6.13.	Работы по подготовке технологических решений объектов метрополитена и их комплексов
7.	РАБОТЫ ПО РАЗРАБОТКЕ СПЕЦИАЛЬНЫХ РАЗДЕЛОВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ:
7.1.	Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне
7.2.	Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера
7.3.	Разработка декларации по промышленной безопасности опасных производственных объектов
7.4.	Разработка декларации безопасности гидротехнических сооружений
7.5.	Разработка обоснования радиационной и ядерной защиты.

8.
9.
10.
11.
12.
13.

3.

№ п
1.
1.1.
1.2.
1.3.
2.
3.
4.
4.1.
4.2.
4.5.
4.6.
5.
5.1.
5.2.
5.3.

8.	Работы по подготовке проектов организации строительства, сносу и демонтажу зданий и сооружений, продлению срока эксплуатации и консервации*
9.	Работы по подготовке проектов мероприятий по охране окружающей среды
10.	Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению пожарной безопасности
11.	Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению доступа маломобильных групп населения
12.	Работы по обследованию строительных конструкций зданий и сооружений
13.	Работы по организации подготовки проектной документации, привлекаемым застройщиком или заказчиком на основании договора юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем (генеральным проектировщиком)

3. объектов капитального строительства (кроме особо опасных и технически сложных объектов, объектов использования атомной энергии) и о допуске к которым член **АС «СтройПроект» Общество с ограниченной ответственностью «Техно Базис», ИНН 3812143992 имеет Свидетельство**

№ пп	Наименование вида работ
1.	РАБОТЫ ПО ПОДГОТОВКЕ СХЕМЫ ПЛАНИРОВОЧНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА:
1.1.	Работы по подготовке генерального плана земельного участка
1.2.	Работы по подготовке схемы планировочной организации трассы линейного объекта
1.3.	Работы по подготовке схемы планировочной организации полосы отвода линейного сооружения
2.	Работы по подготовке архитектурных решений
3.	Работы по подготовке конструктивных решений
4.	РАБОТЫ ПО ПОДГОТОВКЕ СВЕДЕНИЙ О ВНУТРЕННЕМ ИНЖЕНЕРНОМ ОБОРУДОВАНИИ, ВНУТРЕННИХ СЕТЯХ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ, О ПЕРЕЧНЕ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ:
4.1.	Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем отопления, вентиляции, кондиционирования, противодымной вентиляции, теплоснабжения и холодоснабжения
4.2.	Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем водоснабжения и канализации
4.5.	Работы по подготовке проектов внутренних диспетчеризации, автоматизации и управления инженерными системами
4.6.	Работы по подготовке проектов внутренних систем газоснабжения
5.	РАБОТЫ ПО ПОДГОТОВКЕ СВЕДЕНИЙ О НАРУЖНЫХ СЕТЯХ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ, О ПЕРЕЧНЕ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ:
5.1.	Работы по подготовке проектов наружных сетей теплоснабжения и их сооружений
5.2.	Работы по подготовке проектов наружных сетей водоснабжения и канализации и их сооружений
5.3.	Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения до 35 кВ

	включительно и их сооружений
5.4.	Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения не более 110 кВ включительно и их сооружений
5.5.	Работы по подготовке проектов наружных сетей Электроснабжение 110 кВ и более и их сооружений
5.6.	Работы по подготовке проектов наружных сетей слаботочных систем
5.7.	Работы по подготовке проектов наружных сетей газоснабжения и их сооружений
6.	РАБОТЫ ПО ПОДГОТОВКЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ:
6.1.	Работы по подготовке технологических решений жилых зданий и их комплексов
6.2.	Работы по подготовке технологических решений общественных зданий и сооружений и их комплексов
6.3.	Работы по подготовке технологических решений производственных зданий и сооружений и их комплексов
6.4.	Работы по подготовке технологических решений объектов транспортного назначения и их комплексов
6.5.	Работы по подготовке технологических решений гидротехнических сооружений и их комплексов
6.6.	Работы по подготовке технологических решений объектов сельскохозяйственного назначения и их комплексов
6.7.	Работы по подготовке технологических решений объектов специального назначения и их комплексов
6.9.	Работы по подготовке технологических решений объектов сбора, обработки, хранения, переработки и утилизации отходов и их комплексов
6.11.	Работы по подготовке технологических решений объектов военной инфраструктуры и их комплексов
6.12.	Работы по подготовке технологических решений объектов очистных сооружений и их комплексов
7.	РАБОТЫ ПО РАЗРАБОТКЕ СПЕЦИАЛЬНЫХ РАЗДЕЛОВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ:
7.1.	Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне
7.2.	Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера
7.3.	Разработка декларации по промышленной безопасности опасных производственных объектов
7.4.	Разработка декларации безопасности гидротехнических сооружений
7.5.	Разработка обоснования радиационной и ядерной защиты.
9.	Работы по подготовке проектов мероприятий по охране окружающей среды
10.	Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению пожарной безопасности
11.	Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению доступа маломобильных групп населения
12.	Работы по обследованию строительных конструкций зданий и сооружений
13.	Работы по организации подготовки проектной документации, привлекаемым застройщиком или заказчиком на основании договора юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем (генеральным проектировщиком)

Общество с ограниченной ответственностью «Техно Базис» вправе заключать договоры на осуществление работ по подготовке проектной документации для объектов капитального строительства, стоимость которых по одному договору не превышает **25 000 000 (Двадцать пять миллионов) рублей**.

(сумма цифрами и прописью в рублях Российской Федерации)

Генеральный директор
АС «СтройПроект»
должность

подпись

Нечаев О.В.
фамилия, инициалы

АС «СтройПроект»
В настоящем документе
прошито пронумеровано
и скреплено
Печатью на 3 листах
Секретарь
АС «СтройПроект»
Ильина Е.А.

_____
(Подпись)
МП

Ассоциация проектировщиков
ИНН 7841290212
«СтройПроект»
ОГРН 1117800012461
Санкт-Петербург

СОГЛАСОВАНО
Первый заместитель директора – главный диспетчер
Филиала АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ
_____ **В.Е. Костин**
«14» октября 2019 г.

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель Генерального директора по инвестициям и управлению ресурсами АО «ДРСК»
_____ **В.А. Юхимук**
«18» октября 2019 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
«Модернизация ПС-110/35/10 кВ Михайловка, с разработкой ПСД»

1. Основание для проектирования.

1.1. Инвестиционная программа АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» на 2020 год.

1.2. Технические требования «Модернизация ПС-110/35/10 кВ Михайловка, с разработкой ПСД».

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

2.1. Положение о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию, утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87.

2.2. ГОСТ Р 21.1101-2013. Система проектной документации для строительства (СПДС). Основные требования к проектной и рабочей документации.

2.3. ФЗ-123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008.

2.4. ПУЭ и ПТЭ (действующие издания).

2.5. Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937.

2.6. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) СТО 56947007-29.240.10.248-2017.

2.7. СНиП 11-01-95 в части, не противоречащей федеральным законам и постановлениям Правительства Российской Федерации.

2.8. Техническая политика ОАО «РАО ЭС Востока» на период до 2020 года.

2.9. Техническая политика ОАО «РАО Энергетические системы Востока» (введена в действие Приказом АО «ДРСК» от 21.01.2015 № 13 «О присоединении АО «ДРСК» к Технической политике ОАО «РАО ЭС Востока» в области оснащения объектов энергетики инженерно-техническими средствами охраны).

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

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

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

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

2.14. ГОСТ 34045-2017 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования».

2.15. Стандарт организации АО «СО ЕЭС» «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика. Нормы и требования», СТО 59012820.29.020.004-2018.

2.16. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем (СО 153-34.20.118-2003), утвержденные приказом Минэнерго Российской Федерации от 30.06.2003 № 281.

2.17. Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденные Приказом Минэнерго Российской Федерации от 03.08.2018 № 630.

2.18. Стандарт организации СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения», утвержденный и введенный в действие приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 20.12.2007 № 441.

2.19. Стандарт организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.003-2016 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Микропроцессорные устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования», утвержденный приказом АО «СО ЕЭС» от 16.08.2016 № 207.

2.20. Регламент формирования, согласования и утверждения сметной документации ОАО «ДРСК».

2.21. Уточнение карт климатического районирования территории Амурской области, Еврейской автономной области, Алданского и Нерюнгринского районов республики Саха (Якутия) по ветровому давлению, ветровой нагрузке при гололеде, толщине стенки гололеда, среднегодовой продолжительности гроз, выполненное в 2009 г. ГУ «Главная геофизическая обсерватория им. А.И. Воейкова» Федеральной службы России по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды.

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

2.23. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.006-2015 «Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования».

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

2.25. Другая, действующая на момент разработки проектной документации, нормативно-техническая документация; действующие законодательные документы

Российской Федерации и нормативные акты к ним.

3. Основные характеристики проектируемого объекта.

Показатель	Значение
Номинальное напряжение	ВН-110 кВ, СН-35 кВ, НН-10 кВ
Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.)	РУ-10 – комплектное, РУ-35-110 – открытое
Тип и схемы каждого РУ	РУ-110 кВ – определить при проектировании, РУ-35 кВ – № 35-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем система шин», РУ-10 кВ – № 10-1 «Одна секционированная выключателем система шин»
Количество линий, подключаемых к подстанции, по каждому РУ	110 кВ – 3 линии, 35 кВ – 3 линии, 10 кВ – 5 линий
Оперативный ток	Постоянный
Оперативная блокировка	Электромагнитная
Количество резервных ячеек по каждому РУ	110 кВ – нет, 35 кВ – нет, 10 кВ – определить проектом
Количество и мощность силовых трансформаторов	1 х 6,3 МВА, 2 х 10,0 МВА
Тип, количество и мощность средств компенсации реактивной мощности	Не требуется
Вид обслуживания	Дежурный персонал
Тип выключателей РУ-110	Элегазовые
Тип выключателей РУ-35	Элегазовые
Тип выключателей РУ-10	Вакуумные
Организация связи и телемеханики	Установка оборудования пакетной передачи данных уровня L3, организация резервирования по всем каналам, выделение прямого канала передачи телеметрической информации в РДУ, объем ТМ принять полный по всем присоединениям, установить систему звукозаписи диспетчерских переговоров, предусмотреть резервирование питания стойки связи. Полное описание типа, марки, количества оборудования определить проектным решением. Организация двух независимых каналов передачи телеинформации в Амурское РДУ в протоколе МЭК-104.
Средства учета электроэнергии АИИС КУЭ	Модернизация системы учета электроэнергии, в рамках реконструкции ПС
Релейная защита и противоаварийная автоматика	Устройства РЗ и ПА на микропроцессорной базе, дуговая защита на оптоволоконных датчиках, применение цифровых приборов. Тип, марка количество оборудования определяется проектным решением

Возможность расширения	РУ-110 кВ – нет, РУ-35 кВ – нет, РУ-10 кВ – нет

4. Вид строительства и этапы разработки проектной и рабочей документации:

4.1. Вид строительства – комплексная модернизация.

4.2. Перечень титулов, с которыми требуется координация решений документации, разрабатываемой по данному ТЗ:

- Создание системы РЗ, ПА и связи для обеспечения выдачи мощности по объекту «Строительство 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ».

4.3. Этапы разработки проектной и рабочей документации:

I-й этап:

4.3.1. Разработка, обоснование и согласование с Заказчиком, Филиалом АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ (далее – Амурское РДУ) основных технических решений (далее – ОТР), выполнение необходимых инженерных изысканий.

Срок выполнения: в течении 2-х месяцев с момента заключения договора.

Расчетные модели подлежат согласованию с Заказчиком и Амурским РДУ.

II-й этап:

4.3.2. Разработка, согласование с Заказчиком, Амурским РДУ проектной документации (далее – ПД) по согласованным ОТР. Экспертиза ПД в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

Срок выполнения: в течении 3-х месяцев с момента согласования ОТР.

III-й этап:

4.3.3. Разработка, согласование с Заказчиком, Амурским РДУ рабочей документации, обеспечивающей реализацию принятых в ПД технических решений (после прохождения экспертизы).

4.4. ОТР, разработанные на I этапе проектирования, могут быть скорректированы на II этапе разработки ПД. Указанные изменения должны быть согласованы со всеми лицами, участвующими в согласовании ОТР.

4.5. ОТР (при необходимости согласования технических решений в части первичного оборудования) и ПД согласовываются с собственниками объектов, технологически связанных с объектом проектирования, в объеме технических решений, выполняемых на соответствующих объектах.

5. В составе ОТР обосновать и выполнить:

5.1. Сбор исходных данных достаточных для проектирования.

5.2. Главную электрическую схему подстанции с пояснительной запиской.

5.3. Принципиальные конструктивные и компоновочные решения по оборудованию, зданиям и сооружениям, заходам линий электропередач.

5.4. Принятые электрические и строительные решения.

5.5. Принципиальные решения по устройствам РЗ, управления и противоаварийной автоматике, СДТУ и АИИС КУЭ с указанием мест их размещения.

5.6. Схемы сети постоянного оперативного тока и собственных нужд 0,22-0,4 кВ.

5.7. Расчеты токов короткого замыкания в сетях собственных нужд.

5.8. Расчеты токов короткого замыкания в сетях постоянного оперативного тока (с использованием специализированных программ).

5.9. Результаты расчёта токов короткого замыкания, релейной защиты и карты селективности.

5.10. Результаты расчёта дифференциальной защиты трансформаторов.

5.11. Расчеты токов КЗ на шинах ПС-110/35/10 кВ Михайловка, а также на шинах подстанций прилегающей сети 110 кВ на год окончания реконструкции и на перспективу

5 (пять) лет.

5.12. Ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств РЗ для подтверждения принципов выполнения и уточнения количественного состава защит.

5.13. Построение карты селективности уставок устройств РЗ.

5.14. Расчеты электроэнергетических режимов для нормальной и основных ремонтных схем, а также при нормативных возмущениях в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем, характеризующихся максимальной токовой нагрузкой на год окончания реконструкции объекта и на перспективу 5 лет после окончания реконструкции объекта с учетом реконструкции существующих и ввода/вывода электросетевых объектов, объектов генерации и динамики изменения электрических нагрузок. На основании результатов расчетов должны быть определены технические требования к вновь устанавливаемому оборудованию.

При анализе перспективных режимов работы электрической сети 110 кВ, прилегающей к объекту проектирования, необходимо рассматривать режимы зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня.

Результаты расчетов должны включать в себя токовые нагрузки ЛЭП, трансформаторов ПС, потокораспределение активной и реактивной мощности, уровни напряжения в электрической сети 110 кВ, представленные в табличном виде и нанесенные на однолинейную схему замещения сети.

На основании результатов расчетов должен быть проведен выбор оборудования, оценен объем необходимого электросетевого строительства, очередность ввода элементов электрической сети, определены мероприятия по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима.

Требования к расчетным моделям.

Проектная организация формирует и предоставляет АО «ДРСК» для последующего направления в АО «СО ЕЭС» все расчетные модели (включая графические схемы), используемые для проведения расчетов электроэнергетических режимов, статической устойчивости, в форматах программных комплексов, с помощью которых проведены расчеты, в том числе в электронном виде в формате ПК «RastrWin» (*.rg2, *.grf).

Данные расчетные модели формируются на год ввода объекта в эксплуатацию (окончания реконструкции) и на перспективу 5 (пять) лет.

Проектная организация предоставляет АО «ДРСК» для последующего направления в АО «СО ЕЭС», расчетные модели, используемые при проведении расчетов электроэнергетических режимов до направления соответствующих результатов расчетов

Сбор и верификация данных, необходимых для формирования соответствующих расчетных моделей, осуществляется проектной организацией самостоятельно.

Не допускается направление на рассмотрение в адрес АО «СО ЕЭС» результатов расчетов электроэнергетических режимов, статической устойчивости, до согласования АО «СО ЕЭС» расчетных моделей, используемых для выполнения соответствующих расчетов.

6. В составе проектной и рабочей документации обосновать и выполнить:

6.1. Технические решения по электротехническому оборудованию и строительной части выполнить отдельным томом (разделом), в соответствии п. 1, п. 2 технических требований «Модернизация ПС-110/35/10 кВ Михайловка, с разработкой ПСД»

(Приложение 1) в составе:

- инженерные изыскания в объеме, необходимом для проектирования и прохождения экспертизы;
- принципиальной электрической схемы подстанции;
- генерального плана подстанции с графической частью существующего и вновь устанавливаемого оборудования;
- конструктивных решений по РУ-10 кВ, РУ-35 кВ и РУ-110 кВ на основании типа и марки выбранного электротехнического оборудования;
- принятых строительных решений на основе современных строительных технологий;
- решений по уровню изоляции, расчета защит оборудования от грозовых и внутренних перенапряжений, прямых ударов молнии и заземляющему устройству;
- решений по наружному освещению РУ-35 кВ, РУ-110 кВ и внутреннему освещению РУ- 10, помещений ОПУ с применением энергосберегающих технологий;
- технического решения по организации электрической связи между РУ-10-35-110 кВ и силовыми трансформаторами 10 кВ (токопровод, ошиновка и т.д.);
- общих технических требований к устройствам собственных нужд (СН) и постоянного тока (ПТ) выполненные отдельным томом (разделом);
- выбранного типа, количества, требуемой мощности источников СН;
- выполнения защиты сетей оперативного постоянного тока, СН и построения карт селективности защитных аппаратов сети 0,22-0,4 кВ (с использованием специализированных программ), защитных аппаратов сети постоянного оперативного тока (с использованием специализированных программ);
- выполненного расчета кабельной продукции, необходимой для подключения устройств РЗ, ПТ, СН.

6.2. Технические решения к устройствам РЗ и противоаварийной автоматики выполнить отдельным томом (разделом), в соответствии п. 3 технических требований «Модернизация ПС-110/35/10 кВ Михайловка, с разработкой ПСД» (Приложение 1) в составе:

- схемы подстанции с размещением типов защиты и автоматики;
- схемы подстанции с распределением защит по трансформаторам тока;
- схемы размещения панелей РЗА присоединений 35 кВ и 110 кВ, ОМП, РАС, ЦС, ЩСН, ЩПТ в ОПУ;
- схем электрических принципиальных устройств РЗА, присоединений 10 кВ, 35 кВ и 110 кВ;
- карт заказа шкафов защиты и автоматики;
- данных по параметрированию (конфигурированию) микропроцессорных терминалов РЗ (для устройств РЗ 110 кВ).

Проектируемые к установке микропроцессорные устройства РЗА должны обеспечивать работу в диапазоне частот в соответствии с п. 5.6.2. ГОСТ IEC 60255-1-2014 «Реле измерительные и защитное оборудование. Часть 1. Общие требования», но не уже чем 45,0 – 55,0 Гц.

6.3. Технические решения по организации АИИС КУЭ выполнить отдельным томом (разделом) в соответствии п. 4 технических требований «Модернизация ПС-110/35/10 кВ Михайловка, с разработкой ПСД» (Приложение 1).

6.3.1. В раздел по организации АИИС КУЭ включить следующие документы:

- общие данные;
- схему объёмов (направления) учета электроэнергии;
- схему структурную АИИС КУЭ;
- схему расположения оборудования с привязкой к однолинейной схеме;

- кабельный журнал;
- схему подключения приборов учета (вторичных цепей, интерфейсных цепей);
- схему электрическую принципиальную системы АИИС КУЭ;
- спецификацию оборудования;
- сметный расчет на организацию учета.

6.3.2. В пояснительной записке выполнить:

- расчет по выбору ТТ и ТН с условиями проверки средств учета на обеспечение требуемой чувствительности при минимальной нагрузке присоединения (глава 1.4, п. 1.5.17 ПУЭ-6 и ПУЭ-7;
- проверку нагрузки вторичных обмоток измерительных трансформаторов и проверка сечения и длинны проводов и кабелей цепей напряжения по потерям напряжения. (п. 1.5.19 ПУЭ-6 и ПУЭ-7).

6.4. Технические решения к организации СДТУ и телемеханики выполнить отдельным томом (разделом), в соответствии п. 5 технических требований «Модернизация ПС-110/35/10 кВ Михайловка, с разработкой ПСД» (Приложение 1).

6.5. Проект организации строительства (ПОС) со сроками выполнения строительно-монтажных работ (СМР), включая предложения по выделении очередей реконструкции и согласования проектной документации.

6.6. Оценка воздействия ПС на окружающую среду (ОВОС). Раздел «Охрана окружающей среды» оформить отдельным томом (разделом).

6.7. Прочие разделы проектной и рабочей документации выполнить в соответствии с Постановлением Правительства от 16.02.2008 № 87.

7. Требования к Участнику. Перечень документов, подтверждающих соответствие Участника закупки установленным требованиям.

7.1. На момент подачи заявки (на основании Приказа Ростехнадзора от 04.03.2019 № 86 "Об утверждении формы выписки из реестра членов саморегулируемой организации" (Зарегистрировано в Минюсте России 08.04.2019 № 54313) к Участнику предъявляются следующие требования:

7.1.1. Участие Участника в саморегулируемой организации (далее – СРО), осуществляющей деятельность в области инженерных изысканий, зарегистрированной в установленном порядке в любом субъекте РФ (с учетом исключений, предусмотренных законодательством Российской Федерации):

- соответствие уровня ответственности Участника по компенсационному фонду возмещения вреда в СРО, основанной на членстве лиц, выполняющих инженерные изыскания, не менее стоимости выполнения работ по инженерным изысканиям;
- соответствие уровня ответственности Участника по компенсационному фонду обеспечения договорных обязательств в СРО, основанной на членстве лиц, выполняющих инженерные изыскания, не менее стоимости выполнения работ по инженерным изысканиям.

7.1.2. Участие Участника в СРО, основанной на членстве лиц, осуществляющих подготовку проектной документации, зарегистрированной в установленном порядке в любом субъекте РФ (с учетом исключений, предусмотренных законодательством Российской Федерации):

- соответствие уровня ответственности Участника по компенсационному фонду возмещения вреда в СРО, основанной на членстве лиц, осуществляющих подготовку проектной документации, не менее стоимости выполнения работ по разработке проектной документации;
- соответствие уровня ответственности Участника по компенсационному фонду обеспечения договорных обязательств в СРО, основанной на членстве лиц,

осуществляющих подготовку проектной документации, не менее стоимости выполнения работ по разработке проектной документации.

7.1.3. В составе заявки Участник должен предоставить копии действующих выписок из реестра членов СРО по форме, которая утверждена Приказом Ростехнадзора от 04.03.2019 № 86 "Об утверждении формы выписки из реестра членов саморегулируемой организации" (Зарегистрировано в Минюсте России 08.04.2019 № 54313). Дата выписок не должна быть старше одного месяца на дату подачи заявки Участника.

8. Требования к выполнению сметных расчетов.

Для обоснования стоимости строительно-монтажных работ необходимо предоставить локальный сметный расчёт.

8.1. Сметная документация должна соответствовать требованиям методических указаний по определению стоимости строительства, решение по которым принято Советом директоров АО «ДРСК»:

8.1.1. «Порядок определения стоимости проектных работ», решение Совета директоров АО «ДРСК» о присоединении от 23.04.2014 (протокол № 6) и приказ АО «ДРСК» о принятии в работу от 30.04.2014 № 134.

8.1.2. «Порядок определения стоимости инженерных изысканий», решение Совета директоров АО «ДРСК» о присоединении от 23.04.2014 (протокол № 6) и приказ АО «ДРСК» о принятии в работу от 30.04.2014 № 134.

8.1.3. «Порядок определения стоимости работ по техническому перевооружению, реконструкции, ремонту и техническому обслуживанию объектов генерации, сетей, зданий и сооружений», решение Совета директоров АО «ДРСК» о присоединении от 07.05.2014 (протокол № 7) и приказ АО «ДРСК» о принятии в работу от 16.05.2014 № 148.

8.1.4. «Порядок определения стоимости строительно-монтажных работ», решение Совета директоров АО «ДРСК» о присоединении от 08.07.2014 (протокол № 11) и приказ АО «ДРСК» о принятии в работу от 15.07.2014 № 213.

8.1.5. Другая действующая на момент разработки сметных расчетов нормативно-техническая документация; действующие законодательные документы РФ и нормативные акты к ним.

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

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

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

8.3.2. Сметная стоимость в текущем уровне цен, сложившемся ко времени составления смет, определяется на основе действующих сметных норм и цен с использованием единичных расценок утвержденных, зарегистрированных в установленном порядке и внесенных в Федеральный реестр сметных нормативов РФ, утвержденный Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ (Минстрой России) с применением индексов изменения сметной стоимости, рекомендованных Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ (Минстрой России) или индексами, рекомендованными к применению

региональными РЦЦС.

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

8.3.3.1. Индексы по каждой позиции единичной расценки (позиции локальной сметы), разработанные к территориальным и федеральным единичным расценкам региональными РЦЦС.

8.3.3.2. При отсутствии индексов, разработанных к единичным расценкам, принимают индексы по видам строительства, рекомендованные Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ (Минстрой России) в соответствии со следующими требованиями:

1) Индексы для воздушных и кабельных линий применяются в соответствии с индексами по объектам строительства:

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

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

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

8.5. При отсутствии необходимой номенклатуры МТР по сборнику, допускается определять стоимость МТР на основании прайс-листов[1] в текущем уровне (в сметах в графе «обоснование» указывать дату/период действия и изготовителя/поставщика), при этом цены не должны превышать средних цен по региону расположения Филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети». Дополнительно, в целях анализа и подтверждения представляемых исходных данных и выбора оптимальных и обоснованных показателей стоимости необходимо осуществить мониторинг цен, с формированием отдельного альбома со сводным анализом и приложением прайсов и коммерческих предложений. Шаблон сводного анализа в приложении к настоящему техническому заданию (Приложение № 3).

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

8.7. В локальных сметных расчетах (к разделам или позициям сметы) указывать в примечаниях ссылки на листы, таблицы проектных альбомов.

8.8. Поправочные коэффициенты из технической части к расценкам (например, на демонтаж или для учета особых условий выполнения работ) учитываются индивидуально для каждой позиции и в выходных формах при выгрузке в формат Excel указываются попозиционно.

---

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

8.9. При строительстве затраты на возведение временных зданий и сооружений учитывать в том случае, если они указаны в проекте организации строительства.

8.10. Резерв средств на непредвиденные работы и затраты начислять в смете в процентах в размере не превышающем, указанный в пункте 4.96 МДС 81-35.2004 «Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации».

8.11. В локальных сметах указывать величину накладных расходов и сметной прибыли по видам строительных, ремонтно-строительных, монтажных и пусконаладочных работ, на основании нормативных документов, внесенных в Федеральный реестр сметных нормативов.

8.12. Расчет стоимости пусконаладочных работ оформлять отдельной локальной сметой, составленной базисно-индексным методом по единичным расценкам на пусконаладочные работы, внесенных в Федеральный реестр сметных нормативов, с предоставлением программ на ПНР и расчетов сложности автоматизированных систем с указанием формул расчета сложности систем, согласно методикам, включенным в Федеральный реестр сметных нормативов.

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

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

8.15. Сметную документацию предоставлять в формате MS Excel, либо другом числовом формате, совместимом с MS Excel и в формате «Гранд СМЕТА» (или в формате программы «WIN RIK»), позволяющем вести накопительные ведомости по локальным сметам. Допускается наличие аналогичных программных продуктов, которые должны полностью поддерживать форматы указанного ПО заказчика с набором функций, не уступающих указанному ПО, и схожим с ним интерфейсом.

8.16. Сметы на проектные работы составлять на основании технических требований (технического задания). Указывать полное наименование нормативного документа на основании, которого составляется сметная документация с указанием всех реквизитов документа.

8.17. Сметная документация принимается к рассмотрению при следующем условии: Сметная стоимость объекта, определенная по разработанной проектной документации, не должна превышать объем финансовых потребностей определенный, в соответствии с приказом Минэнерго России от 17.01.2019 № 10 «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электросетевого хозяйства». Расчет объемов финансовых потребностей (Расчет УНЦ) представить отдельным альбомом с заполнением данных по формам Минэнерго России в электронном виде (Приложение № 4). Дополнительно, в пояснительной записке к сметной документации заполнить сравнительную таблицу относительно объемов финансовых потребностей:

		тыс. руб. с НДС
Расчет УНЦ (таблица т6)	ССР по ПСД	Выполнение условия непревышения
0,00	0,00	< или = нулю

9. Общие требования:

9.1. Реконструкция ведется в условиях жилой застройки и действующих ЛЭП, вблизи оборудования, находящегося под высоким напряжением и т.п.

9.2. В проекте организации строительства разработать технические решения,

последовательность и технологии работ, связанных с обеспечением бесперебойного снабжения потребителей электроэнергией на время реконструкции объекта.

9.3. Выполнить комплекс инженерных изысканий, в т.ч. сбор исходных данных, в объеме, необходимом для реконструкции объекта.

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

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

9.6. При выполнении рабочей документации необходимо предоставить Заказчику – 1 экземпляр в электронном виде (на CD) в филиал АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» г. Благовещенск и 1 экземпляр в электронном виде (на CD) в Исполнительный аппарат АО «ДРСК» г. Благовещенск, для рассмотрения и согласования с профильными структурными подразделениями АО «ДРСК».

9.7. После рассмотрения и согласования АО «ДРСК», предоставить 3 экземпляра на бумажном носителе и 1 экземпляр в электронном виде (на CD) в филиал АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» г. Благовещенск, 1 экземпляр в электронном виде (на CD) в Исполнительный аппарат АО «ДРСК» г. Благовещенск.

9.8. Использование форматов при передаче документации в электронном виде:

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

**- материалы каждого тома проекта компоновать в одном файле*

9.9. Разработанная рабочая документация является собственностью Заказчика, и передача её третьим лицам без его согласия запрещается.

9.10. Проектная организация осуществляет от лица Заказчика получение по проекту всех необходимых согласований и заключений.

9.11. Согласование каждого этапа разработки документации с Амурским РДУ - обязательно. Не допускается передача проектной документации в органы экспертизы без получения согласования Амурского РДУ.

9.12. В составе проектной документации разработать техническую часть конкурсной документации на строительно-монтажные работы и оборудование, с разбивкой по этапам реконструкции, с законченным циклом выполнения работ по РУ-10 кВ, РУ-35 кВ, РУ-110 кВ и т.д.).

10. Исходные данные для проектирования:

Перечень исходных данных, сроки подготовки и передачи их Заказчиком проектной

организации определяются договором на разработку рабочей документации.

11. Заказчик: Филиал АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» «Амурские электрические сети».

12. Срок выполнения проектной и рабочей документации:
Начало проектирования – с момента заключения договора.
Окончание – 31 декабря 2020 года.

Приложение:
1. Технические требования «Модернизация ПС-110/35/10 кВ Михайловка, с разработкой ПСД».
2. Методики определения сметной стоимости.
3. Мониторинг цен материально-технических ресурсов
4. Расчет УНЦ (формы 20, 24, 26, тб) (в электронном виде).

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

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель главного инженера - начальник управления по эксплуатации и ремонту АО «ДРСК» — ***М.Н. Голота***

Заместитель главного инженера -начальник управления по оперативно-технологическому управлению АО «ДРСК» — ***Е.В. Соловьев***

Начальник управления перспективного развития и технологического присоединения АО «ДРСК» — ***П.Г. Чеховский***

Начальник управления транспорта и учета электроэнергии АО «ДРСК» — ***С.В. Коротков***

Заместитель директора - главный инженер филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» — ***А.А. Воробьев***

Заместитель директора по развитию и инвестициямфилиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» — ***А.В. Селивонов***

Директор СП «ВЭС» филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» — ***В.В. Маркин***

Визы согласования

К _____ от _____ № _____

"ТЗ модернизация ПС-110-35-10 кВ Михайловка с разработкой ПСД"

Должность	Дата	Виза	Подпись	ФИО
Начальник производственно - технической службы	13.09.2019	Согласовано	п/п	Матющенко Дмитрий Викторович
Начальник службы средств диспетчерского и технологического управления	10.09.2019	Согласовано	п/п	Величков Павел Анатольевич
Начальник службы учета и контроля качества электроэнергии	10.09.2019	Согласовано	п/п	Руденко Виталий Юрьевич
Начальник отдела капитального строительства и инвестиций	13.09.2019	Согласовано	п/п	Соловьева Ирина Николаевна
Макаревич Виталий Анатольевич, Главный специалист сектора релейной защиты, автоматики	13.09.2019	Согласовано	п/п	Ершов Андрей Олегович, Инженер 3 кат. сектора релейной защиты, автоматики

Лист согласования технического задания
«ПИР Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Михайловка»

от СП «ВЭС»

Главный инженер СП ВЭС	***Д.Н. Рыбников***
Начальник службы ПС СП ВЭС	***О.В. Ветошкин***
И.о начальника СТЭ СП ВЭС	***М.В. Вахрушев***
Начальник СРЗАИ СП ВЭС	***А.Ю. Нигей***
Начальник СДТУ СП ВЭС	***С.П. Конюхов***

Приложение № 1 к техническому заданию Модернизация ПС-110/35/10 кВ Михайловка, с разработкой ПСД

«СОГЛАСОВАНО»
Первый заместитель директора –
главный диспетчер Филиала
АО «СО ЕЭС» «Амурское РДУ»
_____ **В.Е. Костин**
«14» октября 2019 г.

«УТВЕРЖДАЮ»
Заместитель Генерального директора
по техническим вопросам-
главный инженер АО «ДРСК»
_____ **А.В. Бакай**
«21» 10. 2019 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

«Модернизация ПС-110/35/10 кВ Михайловка, с разработкой ПСД»

1. Конструктивно-планировочные решения и схема электрических соединений ПС.

1.1. Выполнить реконструкцию РУ-110 кВ, РУ-35 кВ, РУ-10 кВ с полной заменой оборудования.

1.2. Схемы распределительных устройств:

1.2.1. Схему для РУ-110 кВ определить при проектировании. Рассмотреть необходимость организации ремонтной перемычки.

1.2.2. Схему для РУ-35 кВ принять № 35-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин», с привязкой к существующей схеме заходов ВЛ 35 кВ.

1.2.3. Схему для РУ-10 кВ принять № 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин».

1.3. Компоновку РУ-110 кВ выполнить с применением ячейковых порталов и гибкой ошиновки.

1.4. Компоновку оборудования РУ-35 кВ выполнить с применением блоков КТПБ 35 кВ высокой заводской готовности. Ошиновку выполнить с применением ячейковых порталов и гибкой ошиновки или с применением жесткой ошиновки. Исполнение ошиновки определить на основе технико-экономического сравнения и результатов обследования существующих порталов.

1.5. Тип шинного моста от силовых трансформаторов до РУ-10 кВ определить при проектировании, согласовать с Заказчиком.

1.6. Предусмотреть в качестве РУ-10 кВ комплектное распределительное устройство наружной установки, высокой заводской готовности, с коридором обслуживания. Предусмотреть конструктивные решения по демонтажу существующего ЗРУ-10 кВ.

1.7. Фундаменты под установку оборудования РУ-10 кВ, РУ-35 кВ, РУ-110 кВ принять поверхностные заводского изготовления. Тип, марку фундаментов под порталы и оборудование определить проектным решением.

1.8. Предусмотреть замену контрольных и силовых кабелей. Прокладку кабельной продукции по территории реконструируемой подстанции выполнить с применением железобетонных незаглубленных кабельных лотков.

1.9. Расположение панелей РЗА, собственных нужд, постоянного тока, шкафов сигнализации и учета электрической энергии определить проектом и согласовать в процессе проектирования с Заказчиком.

1.10. Установку трансформаторов собственных нужд выполнить в отдельностоящих шкафах ТСН наружной установки.

1.11. Выполнить расчет и проектирование заземляющего устройства ПС и защиту от грозовых и внутренних перенапряжений.

1.12. Предусмотреть реконструкцию системы маслоулавливания (маслоприемники, маслосборник, маслоотводы).

1.13. Проектом предусмотреть реконструкцию периметрального ограждение ПС с применением спирального барьера безопасности (СББ) и обустройством пожароохранной сигнализации РУ 10 кВ и ОПУ подстанции, системой видеонаблюдения. Вид, ограждения, тип, марку фундаментов, под ограждение ПС, исполнение пожароохранной сигнализации и инженерно-технических средств охраны определить проектным решением по согласованию с Заказчиком.

1.14. Заходы линий 35-110 кВ принять воздушные. Конструктивное исполнение заходов линий 10 кВ определить проектным решением, согласовать с заказчиком.

1.15. Выполнить проектом переустройство заходов ВЛ 10 кВ в новое РУ-10 кВ.

1.16. Выполнить обследование существующего здания ОПУ подстанции на соответствие требованиям НТД. На основании проведенного обследования выполнить отдельным томом (разделом) строительные решения по реконструкции здания ОПУ ПС, в части формирования кабельных каналов в соответствии с проектируемыми типами оборудования, укрепление фундамента, перекрытий, перегородок, кровли, полов, опорных конструкций под установку панелей защит, управления, собственных нужд, системы оперативного тока, расположенных в помещении ОПУ.

1.17. В здании ОПУ предусмотреть электрическое отопление, с применением энергосберегающих технологий. Помещения ОПУ оборудовать системой вентиляции, обеспечения микроклимата (температурного режима).

1.18. Наружное освещение РУ-35 кВ, РУ-110 кВ и внутреннее освещение РУ-10 кВ, помещений ОПУ выполнить с применением светодиодных светильников.

1.19. Проектным решением организовать формирование оперативных цепей, цепей управления, защит, освещения, обогрева, силовых цепей для оборудования РУ-10 кВ, РУ-35 кВ, РУ-110 кВ, с привязкой к панелям защит, управления, собственных нужд, расположенных в здании ОПУ. Предусмотреть замену панелей собственных нужд и постоянного тока.

1.20. Оперативный ток принять постоянный. Формирование постоянного тока принять от стационарной свинцово-кислотной аккумуляторной батареи. Выбор АКБ определить проектом. Выполнить расчёт сети потребителей собственных нужд и постоянного тока с выбором уставок автоматических выключателей и их характеристик, расчёты токов короткого замыкания в сетях собственных нужд и постоянного тока, построение карт селективности защитных аппаратов. Расчёты предоставить в виде сводных таблиц.

1.21. Выполнить расчёт и выбор кабельной продукции (силовых и контрольных кабелей) с предоставлением плана раскладки, кабельного журнала и схем внешних соединений (монтажных схем).

1.22. Предусмотреть проектным решением организацию мероприятий по водоотведению грунтовых вод от территории ПС.

1.23. Предусмотреть на ПС оперативную электромагнитную блокировку.

2. Основное силовое электрооборудование.

2.1. Выключатели 110 кВ принять элегазовые с моторно-пружинными приводами.

2.2. Выключатели 35 кВ, устанавливаемые в составе блоков КТПБ, принять баковые элегазовые, с электромагнитными приводами, со встроенными трансформаторами тока.

2.3. Выключатели 10 кВ, в составе выкатных элементов блочного комплектного распределительного устройства наружной установки применить – вакуумные по типу привода с электромагнитной защелкой.

2.4. Разъединители 110, 35 кВ горизонтально – поворотного исполнения с ручными приводами и переключающим устройством на базе герконов.

2.5. Тип, марку трансформаторов напряжения, тока 110 кВ определить проектом.

2.6. Трансформаторы напряжения 35 кВ принять антирезонансные типа НАМИ с установкой в составе блоков КТПБ.

2.7. Трансформаторы напряжения 10 кВ принять антирезонансные с установкой в составе выкатных элементов блочного комплектного распределительного устройства наружной установки.

2.8. Для защиты оборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений предусмотреть установку ОПН. Тип, марку определить проектом.

2.9. Трансформаторы собственных нужд принять масляные, герметичного исполнения. Тип, мощность ТСН определить проектным решением.

2.10. Типы и марки выбранного оборудования согласовать с Заказчиком.

3. Оборудование РЗА.

3.1. Релейную защиту силовых трансформаторов Т-1, Т-2 выполнить в шкафах защиты автоматики и управления трехобмоточными трансформаторами, в шкафу предусмотреть мнемосхему, ключи управления выключателями, цифровые приборы (амперметры, анализаторы сети, указатели положения РПН), кнопки (ключи) управления РПН.

3.2. Релейную защиту ВЛ 110 кВ Михайловка – Поярково выполнить в шкафу. Предусмотреть привязку шкафа защит ВЛ 110 кВ Михайловка – Поярково к существующему шкафу ПА КПА-М с функцией АОСН.

3.3. Шкаф трансформаторов напряжения 110 кВ, 35 кВ и управления СВ-10: в шкафу предусмотреть: мнемосхему, переключатели секционирования цепей напряжения ТН-110 кВ, переключатели цепей напряжения, цифровые приборы (вольтметры, амперметры). АЧР и ЧАПВ выполнить с контролем напряжения по 110 кВ.

3.4. Релейную защиту и автоматику линий 35 кВ и СВ-35 выполнить в шкафу. На лицевой стороне шкафа предусмотреть мнемосхему с ключами управления ВЛ 35 кВ, СВ-35 и цифровые электроизмерительные приборы (амперметры). Предусмотреть привязку шкафа защит линий 35 кВ к существующему шкафу ПА КПА-М с функцией АОСН.

3.5. В шкафах предусмотреть выполнение дифференциальной защиты шин 110 кВ и УРОВ 110 кВ.

3.6. Предусмотреть шкаф ОМП для отходящих линий 35-110 кВ.

3.7. Предусмотреть шкаф регистратора аварийных событий (РАС).

3.8. В шкафу оперативной блокировки предусмотреть микропроцессорный терминал оперативной блокировки.

3.9. Центральную сигнализацию и управление линиями 110 кВ выполнить в одном шкафу, в шкафу предусмотреть мнемосхему, ключи управления линий 110 кВ, цифровые приборы (анализаторы сети).

3.10. Релейную защиту и автоматику, РАС и ОМП по п.п. 3.1-3.9, а также РЗА нового КРУ-10 кВ предусмотреть на микропроцессорных терминалах.

3.11. Предусмотреть привязку существующих шкафов защит ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка и ВЛ 110 кВ Тамбовка – Михайловка к проектируемым шкафам РЗА, ОМП, РАС, ЦС.

3.12. Предусмотреть проектом установку в ячейках КРУ-10 кВ быстродействующей дуговой защиты от межфазных КЗ с оптоволоконными датчиками.

3.13. Тип и марки выбираемого оборудования согласовать с заказчиком.

3.14. Выполнить расчёт параметров срабатывания устройств РЗ, требуемых номинальных первичных и вторичных токов трансформаторов тока, значений токов КЗ.

3.15. Для подключения микропроцессорных устройств применить экранированный контрольный кабель не распространяющий горение, с низким дымо- и газовыделением, предназначенный для эксплуатации в кабельных сооружениях и помещениях.

3.16. Предусмотреть проектом расчеты и при необходимости предусмотреть мероприятия по обеспечению электромагнитной совместимости.

4. Средства учета электроэнергии.

4.1. На вводах и отходящих линиях 10 кВ, 35 кВ и 110 кВ предусмотреть установку счетчиков электроэнергии со следующими характеристиками:

- учет активно-реактивной энергии в двух направлениях,
- класс точности 0,5S - для активной энергии, 1 – для реактивной энергии,
- номинальное напряжение 3*57,7/100 В;
- номинальный (максимальный) ток 5(7,5) А;
- возможность подключения резервного питания;
- фиксирование почасовых профилей мощности, журнала событий;
- диапазон температур от - 40 до +55 °С;
- наличие интерфейса связи RS 485.

Тип приборов учета определить с учетом возможности интегрирования в действующую АИИС КУЭ подстанций филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети», выполненную на базе программного обеспечения Пирамида 2.0 и прикладного программного обеспечения производителя счетчиков для их конфигурации.

4.2. Чувствительность системы учета электроэнергии должна соответствовать минимальной расчетной нагрузке присоединения.

4.3. Трансформаторы тока 35, 110 кВ принять с отдельными обмотками для измерений и коммерческого учета, классом точности 0,5S, Включение трансформаторов тока выполнить по схеме «полная звезда».

4.4. Трансформаторы тока линейных ячеек 10 кВ комплектного распределительного устройства внутренней установки предусмотреть с тремя

вторичными обмотками классом точности 0,5/0,5S/10P. На вводных ячейках 10 кВ установить по три трансформатора тока с четырьмя вторичными обмотками классом точности 0,5/0,5S/10P/10P.

4.5. Трансформаторы тока 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ предусмотреть с учётом термической и динамической стойкости на ток К.З., климатическое исполнение - в соответствии с параметрами окружающей среды по месту установки.

4.6. Трансформаторы напряжения принять классом точности 0,5, с отдельными обмотками для измерений и учета электроэнергии. Нагрузочная способность вторичной обмотки должна соответствовать нагрузке подключаемых вторичных цепей, климатическое исполнение - в соответствии с параметрами окружающей среды по месту установки.

4.7. Предусмотреть шкаф приборов учета ВЛ 110кВ, ВЛ 35 кВ и силовых трансформаторов.

4.8. Предусмотреть возможность замены электросчётчика и(или) подключения образцового счетчика без отключения измерительных цепей, с применением испытательных коробок типа «ЛИМГ».

4.9. Предусмотреть автоматизированную передачу данных приборов учета электроэнергии в АО «ДРСК» и филиал АО «ДРСК» «Амурские электрические сети». В качестве устройства сбора и передачи данных (УСПД) использовать СЕ 805М или аналог. УСПД должно иметь не менее 4000 каналов подключения приборов учета.

4.10. Спецификацию элементов оборудования системы учета электроэнергии согласовать с заказчиком.

4.11. Приборы учета электроэнергии присоединений 10 кВ, 35 кВ и 110 кВ подключить к УСПД.

4.12. Счетчики электроэнергии по 35 кВ и 110 кВ, оборудование уровня ИВКЭ (УСПД), а также коммуникационное оборудование разместить в специализированных шкафах для защиты от атмосферных и механических воздействий, несанкционированного доступа. Место установки шкафов определить в ОПУ ПС-110/35/10 кВ Михайловка, с учетом обеспечения удобства доступа, монтажа и эксплуатации оборудования.

4.13. Провести проверку вторичных цепей ТТ и ТН в зависимости от номинальных значений выбираемого оборудования и протяженности трасс.

4.14. Для обеспечения функционирования оборудования АИИС КУЭ предусмотреть источник бесперебойного питания.

4.15. Предусмотреть организацию каналов связи от УСПД до АРМ и сервера ПК Пирамида 2.0 посредством:

- основной канал – Ethernet;
- дополнительный канал – GSM GPRS.

5. Организация связи

5.1. Для организации каналов связи и телемеханики между ПС-110/35/10 кВ Михайловка и филиалом АО «ДРСК» «Амурские электрические сети», запроектировать установку оборудования пакетной передачи данных на существующие оптические волокна, оборудование должно поддерживать работу в стеке, уровень коммутаторов связи не ниже L3, обеспечивать возможность организации VPN-тоннелей для пропуска трафика РЗАИ, АИИСКУЭ, IP-телефонии, ТМ, видеонаблюдения, сети ПД, сети мониторинга. Должно обеспечиваться полное

резервирование по основным (магистральным) направлениям связи, с разнесением резервных каналов географически. Организовать два независимых канала ТМ в Филиал АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ (далее – Амурское РДУ). Количество дополнительных каналов и типы интерфейсов определить в проекте. Под устанавливаемое оборудование предусмотреть установку стойки связи 19" 42U.

5.2. Для резервного электропитания оборудования связи предусмотреть установку источников бесперебойного питания двойного преобразования с расчетным временем непрерывной работы не менее 6 часов, встроенным стабилизатором напряжения, мощностью не менее 2 кВт, для обеспечения питания измерительных преобразователей ТМ в ячейках, предусмотреть отдельный источник бесперебойного питания мощностью не менее 1 кВт. ИБП применять стоечного исполнения 19", типа Inelt Monolith или аналогичное оборудование, все источники питания должны быть оснащены SNMP-модулями для обеспечения мониторинга и управления системами электропитания. Оборудование связи и телемеханики за исключением измерительных преобразователей разместить в телекоммуникационных шкафах в отдельном помещении связи оснащенным системой поддержания микроклимата.

5.3. Предусмотреть шкаф телемеханики (тип оборудования определить проектом).

5.4. Систему телемеханики принять типа КП «Исеть», с установкой сервера телемеханики в ЦППС ДП «ВЭС». В качестве измерительных преобразователей применить многофункциональный измерительный преобразователь PM130EH PLUS производства SATEC с блоком расширения DIOR или аналогичное оборудование. Объем телемеханики принять полный по всем присоединениям (телеуправление, телеизмерение, телесигнализация) с выводом на ДП СП ВЭС, ДП «Амурские ЭС», ДП Амурского РДУ.

5.5. Выполнить расчёт и выбор кабельной продукции (силовых и контрольных кабелей) с предоставлением плана раскладки, кабельного журнала и схем внешних соединений (монтажных схем).

5.6. Для подключения измерительных преобразователей ТМ в ячейках применить экранированный контрольный кабель не распространяющий горение, с низким дымо- и газовыделением, предназначенный для эксплуатации в кабельных сооружениях и помещениях.

5.7. Предусмотреть мероприятия по обеспечению электромагнитной совместимости оборудования связи.

5.8. Для контроля ведения оперативных переговоров предусмотреть установку оборудования звукозаписи по всем каналам связи дежурного ПС, оборудование разместить в стойке связи конструктивное исполнение корпуса принять для стоек стандарта 19", предусмотреть не менее 4 аналоговых каналов записи и 2 цифровых каналов, электронные ключи на 4 рабочих места. Оборудование звукозаписи принять типа Phantom или аналогичное.

Зам. директора – главный инженер филиала АО «ДРСК» «АЭС» ***А.А. Воробьев***

Согласовано:

Зам. главного инженера по эксплуатации и ремонту - начальник департамента АО «ДРСК» ***М.Н. Голота***

Начальник службы технической эксплуатации ***А.В. Бичевин***

Начальник службы РЗАИ ***А.Ю. Смирных***

Начальник отдела учета электроэнергии ***С.А. Тимченко***

Начальник СПР ***Д.А. Гриднев***

Начальник ЦДИАС ***С.В. Крутько***

Зам. начальника ЦССТДУ ***А.В. Бородавкин***