

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки/ специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Электроснабжение модульной установки подготовки газа на Верхне-
Шапшинском месторождении

Обучающийся

С.В. Максимов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент С.В. Шаповалов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2022

Аннотация

Представлена выпускная квалификационная работа (ВКР).

Выпускная квалификационная работа изложена на 82 страницах, включает 23 таблицы и 12 рисунков.

Работа состоит из введения, восьми разделов и заключения.

Работа содержит расчёты и определение эффективной системы электроснабжения модульной установки подготовки газа, расположенной на Верхне-Шапшинском месторождении нефти и газа [4].

В работе дана краткая характеристика модульной установки подготовки газа, её значение и функции в технологической цепочке переработки и транспортировки газа [4].

В выпускной квалификационной работе выполнен выбор силового оборудования, основных коммутационных аппаратов, воздушных и кабельных линий. В процессе формирования ВКР произведён расчёт электрических нагрузок узлов и пунктов приёма электроэнергии классов напряжения 10 кВ и 0,4 кВ, определено оптимальное напряжение для всех участков сети, определены тип характеристики силовых и измерительных трансформаторов, проводников распределительной системы.

Выбор элементов системы электроснабжения и расчёты выполнены с учетом требований ПУЭ [13], безопасности и экономической целесообразности.

Содержание

Введение	5
1 Анализ исходных данных объекта электроснабжения	7
1.1 Расположение объекта	7
1.2 Характеристика модульной установки подготовки газа	8
1.3 Технические решения процесса подготовки газа	10
1.4 Мощность и материальный баланс установки	11
1.5 Источник электроснабжения модульной установки подготовки газа	12
2 Сведения об электрооборудовании зданий, сооружений УПП и расчёт электрических нагрузок	16
2.1 Электроприёмники блок-модулей УПП на стороне 10 кВ	16
2.2 Электроприёмники блок-модулей УПП на стороне 0,4 кВ	16
2.3 Электроприёмники зданий и сооружений, расположенных вне блок-модулей УПП на стороне 0,4 кВ	18
2.4 Электроприёмники здания РУ 10 кВ и здания ШУЭ 0,4 с КТП 10/0,4 кВ на стороне 0,4 кВ	21
2.5 Расчёт электрических нагрузок	22
2.6 Выбор силовых трансформаторов	23
2.7 Выбор источников электроснабжения	24
3 Выбор схемы электрических соединений	27
3.1 Схема электрических соединений подстанции «Верхне-Шапшинская» и модульной УПП	27
3.2 Распределение электроэнергии в системе электроснабжения модульной УПП	35
3.3 Выбор и расчёт сечений проводов и кабельных линий	36
4 Расчёт токов короткого замыкания	46
5 Выбор электрических аппаратов	50

5.1 Выбор и проверка выключателя на стороне 10 кВ для ЯКНО №3 и ЯКНО №4	50
5.2 Выбор разъединителя 10 кВ	54
5.3 Выбор измерительных трансформаторов на стороне 10 кВ	56
5.4 Выбор коммутирующих аппаратов на стороне 10 кВ	59
5.5 Выбор коммутационных аппаратов на стороне 0,4 кВ для РУ 10 кВ	60
5.6 Выбор основных коммутационных аппаратов на стороне 0,4 кВ для НКУ №2 с БЩУ №2	66
6 Релейная защита	70
7 Мероприятия по заземлению (занулению) и молниезащите	72
8 Система рабочего и аварийного освещения	77
Заключение	79
Список используемых источников	80

Введение

Целью выпускной квалификационной работы является разработка системы электроснабжения модульной установки подготовки газа (далее – УПГ), часть которого, в дальнейшем, будет использоваться в качестве топлива для нужд энергоцентра собственных нужд (ЭСН) – газопоршневой электростанции (ГПЭС) на Верхне-Шапшинском месторождении, генерирующей электроэнергию для нужд этой же УПГ.

Система электроснабжения – это комплекс электроустановок, предназначенных для бесперебойного и безаварийного обеспечения потребителей электроэнергией.

Системы электроснабжения объектов транспорта и переработки нефти и газа должны удовлетворять следующим требованиям:

- экономичность и надежность;
- безопасность и удобство эксплуатации;
- обеспечение качества электрической энергии, уровней и отключения напряжения, стабильности частоты;
- экономия электрической энергии и цветных металлов;
- гибкость системы, дающая возможность в будущем, без существенного переустройства, развивать и модернизировать основные варианты электрических сетей при строительстве, реконструкции и эксплуатации;
- максимальная близость источников высокого напряжения к электрическим установкам электропотребителей, снижение материальных затрат и уменьшение потерь электрической энергии с одновременным повышением надежности.

В целом системы электроснабжения разрабатываются и выполняются так, чтобы в условиях послеаварийных режимов, после выполнения

соответствующих переключений, система в кратчайшие сроки могла обеспечить качественное электроснабжение.

Строительство ЭСН - ГПЭС на Верхне-Шапшинском месторождении нефти и газа, было обусловлено следующими причинами, в числе которых:

- возможность использовать собственный и достаточно недорогой, газа в качестве топлива для ЭСН;
- серьёзные затраты на подвод электроэнергии, сопоставимые с расходами на строительство собственной генерации (новое строительство);
- высокие штрафы за вредные выбросы в атмосферу и сжигание на факел попутного нефтяного газа и прочих продуктов, что сравнимо со стоимостью оборудования ЭСН;
- наличие и качество электроэнергии важное для непрерывности технологического процесса, нарушение которого чревато сбоями в технологии подготовки газа;
- проблема с региональными поставщиками электроэнергии и энергосетями (расширение мощностей);
- постоянный рост тарифов на электроэнергию;
- удаленность объекта электроснабжения от логистических и транспортных коммуникаций, осложняющая транспортировку углеродного сырья.

1 Анализ исходных данных объекта электроснабжения

1.1 Расположение объекта

Административно, объект электроснабжения находится на территории Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа-Югры, Ханты-Мансийского района, Верхне-Шапшинского месторождения нефти и газа и расположен в 20,7 км к северо-востоку от н.п. Реполово и в 26,9 к северо-востоку от н.п. Тюли (рисунок 1).

Ближайшим населенным пунктом, имеющим авиасообщение, является г. Ханты-Мансийск (63,2 км на северо-запад от объекта). Сообщение месторождения с населенными пунктами происходит по автодорогам.

Ближайшая железнодорожная станция – Демьянка (135,7 км на юго-запад от объекта).

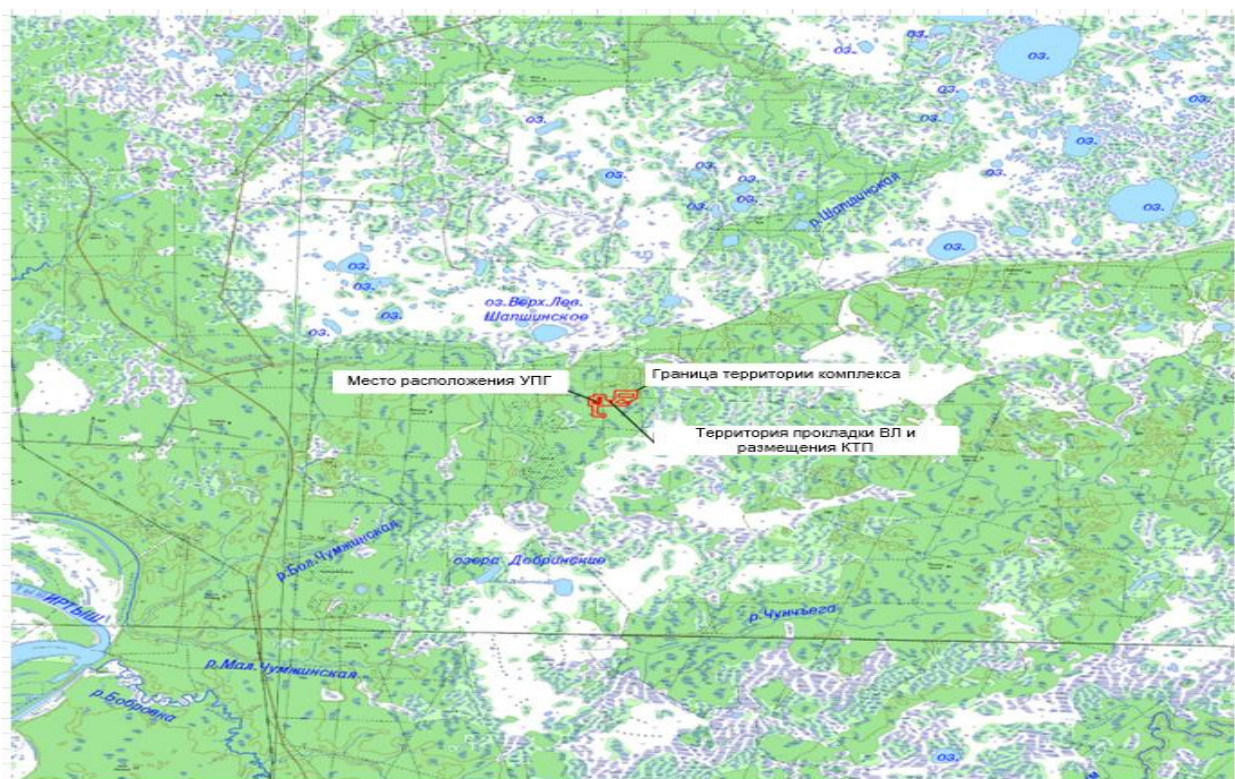


Рисунок 1 - Расположение модульной УПГ

Географическое положение территории определяет ее климатические особенности. Наиболее важными факторами формирования климата является перенос воздушных масс с запада и влияние континента.

По карте климатического районирования для строительства объект расположен в климатическом подрайоне ID. Среднее за год число дней с переходом температуры воздуха через 0⁰C – 60. Объект относится к умеренному макроклиматическому району и умеренно-холодному климатическому району (II₄).

Основными показателями температурного режима являются среднемесячная и годовая температуры воздуха, представленные в таблице 1.

Таблица 1 - Среднемесячная и годовая температура воздуха по данным метеостанции г. Ханты-Мансийск

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-20,1	-17,9	-8,4	-0,7	7,0	14,8	18,0	14,2	7,9	-0,3	-10,4	-16,8	-1,1

Учитывая вышесказанное, электрооборудование объекта электроснабжения должно соответствовать климатическому исполнению УХЛ.

1.2 Характеристика модульной установки подготовки газа

Модульная установка подготовки газа (УПГ), входящая в состав комплекса подготовки транспорта газа для месторождения «Верхне-Шапшинское» предназначена для конденсации и выделения из сырьевого попутного нефтяного газа (ПНГ) тяжелых углеводородов (фракций C₉+ и C₃+), а также для осушки ПНГ и для обеспечения требуемого значения точки росы уходящего газа. В состав установки входят:

- блок-модуль входного сепаратора;

- блок-модуль охлаждения сырьевого ПНГ;
- блок-модуль компримирования сырьевого ПНГ;
- блок-модуль отгонки фракции С9+;
- блок-модуль охлаждения газа/извлечения ФЛУ;
- блок-модуль рефрижерации;
- блок-модуль регенерации этиленгликоля;
- блок буферных емкостей ФЛУ;
- блок налива ФЛУ;
- блок аварийных и дренажных емкостей;
- блок факельного хозяйства.

Попутный нефтяной газ (ПНГ) – сырьё для работы модульной установки подготовки газа на Верхне-Шапшинском месторождении поступает с конечных ступеней сепарации дожимной насосной станции – «ДНС-1» ПАО НК «РуссНефть» на Верхне-Шапшинском месторождении.

В процессе подготовки ПНГ, к транспорту выделяются подготовленный попутный нефтяной газ (ППНГ) и фракция легких углеводородов (ФЛУ). ФЛУ вывозится автотранспортом (прицепы-цистерны, контейнер-цистерны). ППНГ отправляется по газотранспортной системе ПАО «НК «РуссНефть» и АО «БерезкаГаз Обь» на дожимную компрессорную станцию – ДКС ПАО «НК «РуссНефть», где далее, поставляется через газотранспортные системы потребителям. Другая часть ППНГ используется в качестве топлива при выработке электроэнергии на ГПЭС, в том числе на ГПЭС на Верхне-Шапшинского месторождения. Остальная часть ППНГ, около 5%, утилизируется на факелах. Режим работы модульной УПГ, а также УКПГ и трубопроводных транспортных систем – непрерывный.

1.3 Технические решения процесса подготовки газа

Технологический процесс подготовки газа на УПГ достаточно сложный, многоуровневый и ёмкий в описании, поэтому охарактеризуем его в виде технических решений, опуская тонкости технологического процесса.

- сепарация ПНГ поступающего на УПГ от ДНС-1;
- рефрижерация и компримирование ПНГ поступающего после сепарации на УПГ;
- подготовка ПНГ к транспорту методом низкотемпературной сепарации;
- транспорт ППНГ на ДКС для перекачки на УКПГ Западно-Салымского месторождения или ГПЭС АО «БерезкаГаз Обь», АО «БерезкаГаз Югра» и ООО «РусГазСервис» для выработки электроэнергии;
- сбор и хранение ФЛУ в буферных емкостях под избыточным давлением выше давления насыщенных паров ФЛУ, для исключения разгазирования ФЛУ;
- для снижения потерь газа в окружающую среду и технологических потерь предусмотрен возврат газа на компримирование от буферных емкостей, дренажных емкостей, емкостей аварийного сброса, от автоматических наливных систем (АСН) компрессорами обратно на вход УПГ;
- откачка ФЛУ из буферных емкостей центробежными герметичными насосами на прием АСН;
- налив ФЛУ АСН, транспорт ФЛУ автотранспортом;
- система герметизированного сбора, транспорта и подготовки газа, практически полностью исключаящей потери углеводородов;

- автоматизация технологического процесса, контроль и сигнализация при отклонениях в работе технологического оборудования;
- противоаварийная система, обеспечивающая предупреждение аварийных ситуаций, аварийное отключение и перевод оборудования в безопасное состояние;
- применение оборудования, труб и арматуры в соответствии с рабочими параметрами, свойствами среды и климатическими условиями.

1.4 Мощность и материальный баланс установки

Материальный баланс УПГ представлен в таблице 2.

ПНГ полученный на выходе модульной УПГ, как сказано ранее, транспортируется по трубопроводной системе потребителям и используется в качестве топливного газа на ГПЭС для генерации электроэнергии.

Получаемая из ФЛУ смесь пропана-бутана может использоваться в качестве газомоторного топлива, как замена бензину и дизельному топливу. Также ФЛУ используется в качестве сырья предприятиями нефтехимии, для получения методом фракционирования индивидуальных углеводородов (пропана, бутана, пентана) и большого наименования продукции при дальнейшей переработке индивидуальных углеводородов: растворителей, этанола, каучука, пластмасс, присадок высокооктановых бензинов.

Таблица 2 - Материальный баланс УПГ

Наименование статьи	Количество		
	кг/ч	кг/сут	кг/год
ПНГ поступающий на УПГ	6 493	155 832	54 541 200
Итого газа:	6 493	155 832	54 541 200

Продолжение таблицы 2

Наименование статьи	Количество		
	кг/ч	кг/сут	кг/год
Расход:	-	-	-
ППНГ поступающий от УПГ	693	16 632	5 821 200
в том числе:	-	-	-
- в газотранспортную систему	662,79	15906,96	5 567 436
- на продувку коллектора факела	14,45	346,8	121 380
- на дежурные горелки факела	15,76	378,24	132 384
Фракция легких углеводородов (ФЛУ)	5 573	133 752	46 813 200
Остаток (С9+)	6	144	50 400
Вода подтоварная	221	5 304	1 856 400
Итого:	6 493	155 832	54 541 200

1.5 Источник электроснабжения модульной установки подготовки газа

Главным источником электроснабжения УПГ выбран электросетевой комплекс Шапшинской группы месторождений, находящийся в эксплуатации группы компаний АО «БерезкаГаз Обь», АО «БерезкаГаз Югра» и ООО «РусГазСервис». Непосредственным источником электроснабжения является ГПЭС на Верхне-Шапшинском месторождении, установленной мощностью 14 МВт в час. Основное генерирующее оборудование ГПЭС – это газопоршневые установки (ГПУ) Jenbacher 420, серии 4, с генераторами переменного тока классом напряжения 6 кВ и установленной активной мощностью 1400 кВт в час. ГПЭС осуществляет генерацию и передачу электроэнергии потребителям через силовые трансформаторы 6/10 кВ на ПС 110/35/10 кВ «Верхне-Шапшинская».

ПС 110/35/10 кВ «Верхне-Шапшинская» является основным источником электроэнергии, потребляемой нефтяной компанией ОАО «НАК» «АКИ-ОТЫР» – дочерней компании ОАО НК «РуссНефть»,

осуществляющей добычу и подготовку нефти на территории Верхне-Шапшинского месторождения. В разработке ОАО «НАК» «АКИ-ОТЫР» находится Шапшинская группа месторождений (включает Верхне-Шапшинский, Средне-Шапшинский, Нижне-Шапшинский лицензионные участки) с общими извлекаемыми запасами углеводородного сырья около 100 млн. тонн.

В этой связи, приоритетной задачей является обеспечение надежной системы электроснабжения данного месторождения, в связи с тем, что аварийные ситуации с электрооборудованием могут привести к простою производства и аварийным ситуациям, что может существенно ухудшить экологическую обстановку в регионе, не говоря уже о нарушении технологического цикла и экономических потерях [3] и [15].

В таблице 3 дан перечень зданий и сооружений модульной УПГ. На рисунке 2 представлен генеральный план модульной УПГ разработанный в соответствии с [12] и [15].

Вывод по разделу. Отражён и проведён анализ основных исходных данных объекта электроснабжения, указаны основные характеристики модульной установки подготовки газа и технические решения процесса подготовки газа, с учётом производственной мощности, расположения и материального баланса.

Таблица 3 - Перечень зданий и сооружений

№ позиции по плану	Наименование
01	Установка подготовки газа с входящими в неё блок-модулями
01.140	Блок-модуль компримирования сырого ПНГ
01.160	Блок-модуль отгонки С9+
01.220	Блок-модуль охлаждения газа/извлечения ФЛУ
01.600	Блок-модуль системы рефрижерации
01.610	Блок-модуль установки регенерации гликоля

Продолжение таблицы 3

№ позиции по плану	Наименование
01.900	Здание распределительного устройства (РУ), ЩУЭ 10 кВ с БЩУ №1
01.930	Здание ЩУЭ 0,4 кВ с трансформаторами 10/0,4 кВ
02	Площадка трубного расширителя и ёмкости для сбора конденсата
03	Ресивер воздуха КИП
04	Ресивер технологического воздуха
05	Блок входного сепаратора
06	Блок дренажной ёмкости сбора конденсата и воды
07	Блок подготовки воздуха КИП и азота
08	Помещение для водителей
09	Блок дренажной аварийной ёмкости
10	Блок буферных емкостей (3 шт.)
11	Автомобильная эстакада налива ФЛУ с АСН
12	Факельная установка
13	Дренажная ёмкость сбора промышленно-дождевых стоков
14	Станция насосная противопожарного водоснабжения
15	Резервуары противопожарного водоснабжения (3 шт.)
16	Дренажная ёмкость канализационная, V=12 м. куб
17	Ресивер азота
18	НКУ 0,4 кВ №2/БЩУ №2
19	Операторная
20	Контрольно-пропускной пункт
20.1	Досмотровая площадка
20.2	Шлагбаум
20.3	Противотаранное устройство (2 шт.)
21	Тёплый склад масла
22	Открытый склад масла
23	Склад отработанного масла
24	Открытая площадка складирования
25	Площадка складирования металлолома
26	Сварочный пост
27	Слесарная мастерская
28	Склад пожарного инвентаря
29	Склад контейнер (12 шт.)
30	Площадка ТБО
31	Склад рукавов налива

Генеральный план.
 Модульная установка
 подготовки газа на
 Верхне-Шапшинском м.р.

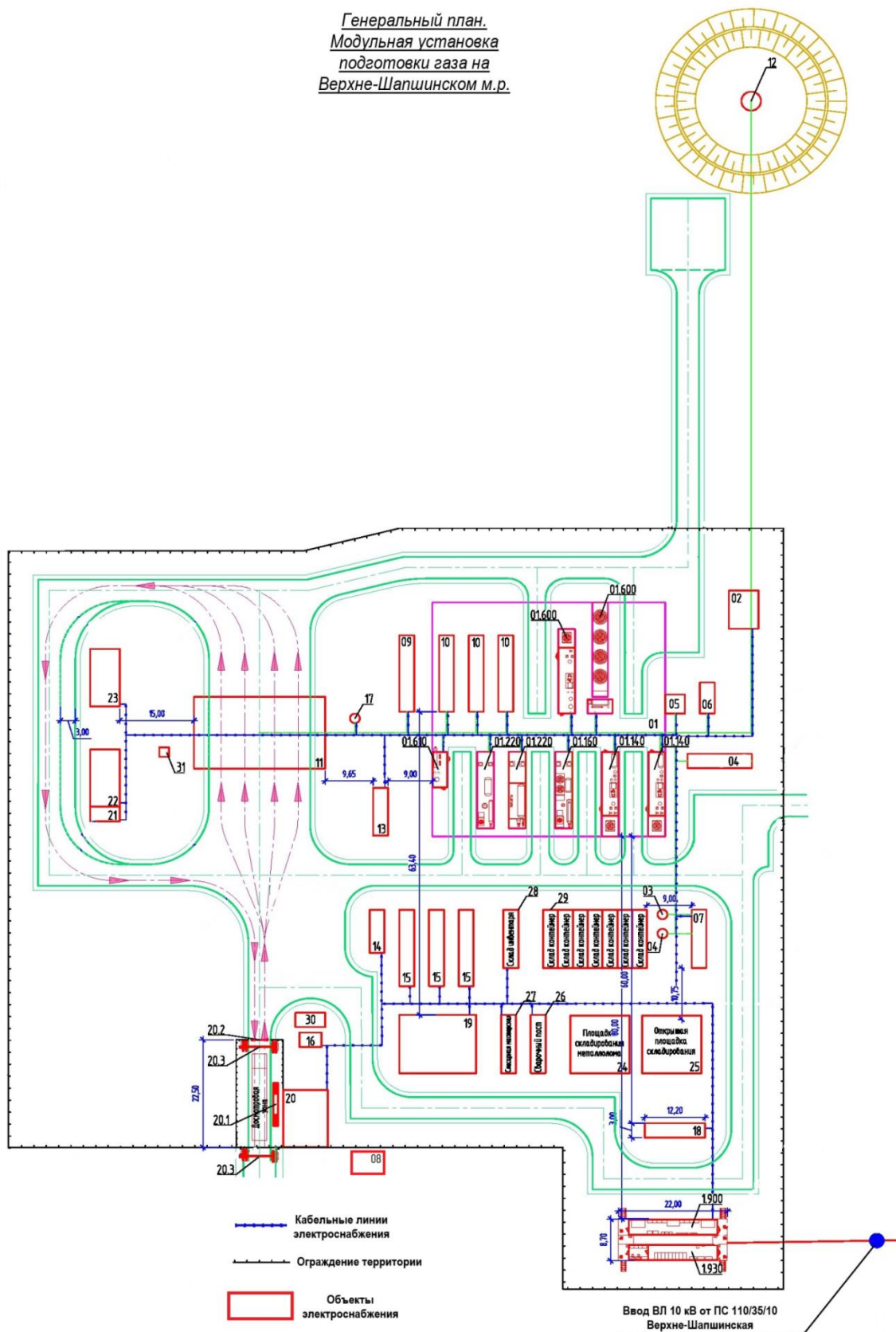


Рисунок 2 - Генеральный план модульной УПГ на Верхне-Шапшинском месторождении

2 Сведения об электрооборудовании зданий, сооружений УПГ и расчёт электрических нагрузок

Электроприёмники модульной УПГ, по значимости в осуществлении технологического процесса, разделим условно на несколько групп [2] и [3]. Первая группа, это электроприёмники блок-модулей УПГ питающиеся на стороне 10 кВ. Вторая группа, это электроприёмники блок-модулей питающиеся на стороне 0,4 кВ. И третья группа – это электроприёмники зданий и сооружений, расположенных на территории модульной УПГ вне блок-модулей, питающиеся на стороне 0,4 кВ.

2.1 Электроприёмники блок-модулей УПГ на стороне 10 кВ

Электроприёмники блок-модулей УПГ на стороне 10 кВ приведены в таблице 4. Расположение по генплану поз. 01.

Таблица 4 - Электроприёмники блок-модулей УПГ на стороне 10 кВ

Наименование электроприёмника подключаемого к узлу питания	Кол-во ЭП, шт.	Номинальная (установленная) мощность, кВт	
		Одного ЭП	Общая P _н
1. Приводной электродвигатель компрессора компримирования сырьевого ПНГ поз. 01.140	2	600	1200
2. Приводной электродвигатель компрессора системы рефрижирации поз. 01.600	1	821	821
ИТОГО:	3	1421	2021

2.2 Электроприёмники блок-модулей УПГ на стороне 0,4 кВ

Электроприёмники блок-модулей УПГ на стороне 0,4 кВ приведены в таблице 5. Расположение по генплану поз. 01.

Таблица 5 - Электроприёмники блок-модулей УПГ на стороне 0,4 кВ

Наименование электроприёмника подключаемого к узлу питания	Кол- во ЭП, шт.	Номинальная (установленная) мощность, кВт	
		Одного ЭП	Общая P _н
Блок-модуль компримирования сырьевого ПНГ поз. 01.140			
1. АВО компрессора сырьевого ПНГ А	1	18,6	18,6
2. АВО компрессора сырьевого ПНГ В	1	18,6	18,6
3. Насос жидкостей компрессора сырьевого ПНГ А	1	0,75	0,75
4. Насос жидкостей компрессора сырьевого ПНГ В	1	0,75	0,75
5. Насос смазочного масла компрессора сырьевого ПНГ А	1	5,6	5,6
6. Насос смазочного масла компрессора сырьевого ПНГ В	1	5,6	5,6
7. Погружной нагреватель компрессора сырьевого ПНГ А	1	3	3
8. Погружной нагреватель компрессора сырьевого ПНГ В	1	3	3
9. Насос гликоля А	1	5,6	5,6
10. Насос гликоля В	1	5,6	5,6
11. Обогреватель здания компрессора сырьевого ПНГ А №1,2,3	3	20,9	62,7
12. Вытяжной вентилятор здания компрессора сырьевого ПНГ А №1,2	2	0,19	0,38
13. Обогреватель здания компрессора сырьевого ПНГ В №1,2,3	3	20,9	62,7
14. Вытяжной вентилятор здания компрессора сырьевого ПНГ В №1,2	2	0,19	0,38
Блок-модуль системы рефрижерации поз. 01.600			
1. АВО компрессора рефрижерации	1	11,2	11,2
2. Погружной нагреватель	1	3	3
3. Насос смазочного масла компрессора рефрижерации	1	11,2	11,2
4. Погружной нагреватель	1	3	3
5. Насос перекачки масла	1	3,73	3,73
6. Насос гликоля	1	2,24	2,24
7. Вентилятор конденсатора хладагента №1	1	14,9	14,9
8. Вентилятор конденсатора хладагента №2	1	14,9	14,9
9. Вентилятор конденсатора хладагента №3	1	14,9	14,9
10. Вентилятор конденсатора хладагента №4	1	14,9	14,9
11. Обогреватель здания компрессора рефрижерации №1	1	20,9	20,9
12. Вытяжной вентилятор здания компрессора реф-рации №1	1	0,19	0,19
13. Обогреватель здания компрессора рефрижерации №2	1	20,9	20,9
14. Вытяжной вентилятор здания компрессора реф-рации №2	1	0,19	0,19
Блок-модуль отгонки С9+ поз. 01.160			
1. Насос флегмы колонны отгонки С9+ А	1	7,5	7,5
2. Насос флегмы колонны отгонки С9+ В	1	7,5	7,5
3. Охладитель продукта С9+	1	3,7	3,7
4. Нагреватель рециркуляции охладителя продукта С9+	1	6,3	6,3
5. Пучок обогрева ребойлера	1	338,6	338,6
6. Вентилятор №1 (2) конденсатора колонны отгонки С9+ №1,2	2	3,7	7,4

Продолжение таблицы 5

Наименование электроприёмника подключаемого к узлу питания	Кол- во ЭП, шт.	Номинальная (установленная) мощность, кВт	
		Одного ЭП	Общая P _н
Блок-модуль охлаждения газа и извлечения ФЛУ поз. 01.220			
1. Насос низкотемпературного сепаратора А	1	18,65	18,65
2. Насос низкотемпературного сепаратора В	1	18,65	18,65
3. Насос флегмы колонны фракционирования ФЛУ А	1	7,5	7,5
4. Насос флегмы колонны фракционирования ФЛУ В	1	7,5	7,5
5. Пучок обогрева ребойлера колонны фракционирования ФЛУ	1	176	176
6. Охладитель продукта ФЛУ	1	5,6	5,6
Установка регенерации гликоля поз. 01.610			
1. Пучок обогрева регенератора гликоля	1	113	113
2. Насос впрыска гликоля	1	1,49	1,49
3. Насос впрыска гликоля	1	1,49	1,49
4. Обогреватель здания установки регенерации гликоля №1,2	2	20,9	41,8
5. Вытяжной вентилятор здания установки регенерации гликоля №1,2	2	0,19	0,38
ИТОГО:	64	1162,6	1331,37

2.3 Электроприёмники зданий и сооружений, расположенных вне блок-модулей УПГ на стороне 0,4 кВ

Электроприёмники зданий и сооружений, расположенные вне блок-модулей УПГ на стороне 0,4 кВ в соответствии с генеральным планом, это электроприёмники позиций 6,7,8,11,12,14,15,18,19,20,21,26,27,31 приведены в таблице 6.

Таблица 6 - Электроприёмники вне блок-модулей УПГ на стороне 0,4 кВ

Наименование электроприёмника подключаемого к узлу питания	Кол- во ЭП, шт.	Номинальная (установленная) мощность, кВт	
		Одного ЭП	Общая P _н
Поз.6 Блок дренажной ёмкости сбора конденсата и воды			
ЕД-2 Насос (НП-2)	1	4,00	4,00
Поз.12 Факельная установка			

Продолжение таблицы 6

Наименование электроприёмника подключаемого к узлу питания	Кол- во ЭП, шт.	Номинальная (установленная) мощность, кВт	
		Одного ЭП	Общая P _н
Система розжига (БРГ)	1	0,70	0,70
Поз.11 Автомобильная эстакада налива ФЛУ			
Автоматизированная система налива (АСН)	2	1,00	2,00
Насос ФЛУ. Технология Н-1(раб)	1	22,00	22,00
Насос ФЛУ. Технология Н-2 (рез)	1	0,00	0,00
Поз. 14 Станция насосная противопожарного водоснабжения			
Насосная станция пожаротушения. Насосы пожарные центробежные 1Д200-90, НП-1(раб)	1	75,00	75,00
Насосная станция пожаротушения. Насосы пожарные центробежные 1Д200-90, НП-2(рез)	0	75,00	0,00
Насосная станция пожаротушения. Отопление блока	1	6,00	6,00
Насосная станция пожаротушения. Вентиляция блока	1	0,20	0,20
Насосная станция пожаротушения. Освещение блока	1	0,20	0,20
Насосная станция пожаротушения. ПЭСПЗ (ПС и СОУЭ)	1	0,20	0,20
Поз.15 Резервуары противопожарного водоснабжения			
Резервуары противопожарные РВС-1,2-500. Подогреватели для поддержания температуры не ниже +5°С в холодный период года	2	22,50	45,00
Поз.28 Склад пожарного инвентаря			
Склад пожарного инвентаря. Отопление блока	1	6,00	6,00
Склад пожарного инвентаря. Вентиляция блока	1	0,20	0,20
Склад пожарного инвентаря. Освещение блока	1	0,20	0,20
Склад пожарного инвентаря. НКУ (ПС и СОУЭ)	1	0,20	0,20
Поз.19 Операторная			
Операторная. Отопление	1	14,00	14,00
Операторная. Тепловая завеса	1	4,00	4,00
Операторная. Приточная вентиляция	1	6,00	6,00
Операторная. Вытяжная вентиляция	1	0,50	0,50
Операторная. Кондиционер	6	2,20	13,20
Операторная. Насос водоснабжения	1	0,40	0,40
Операторная. Освещение	1	0,50	0,50
Операторная. Розетки (оргтехника)	10	0,50	5,00
Операторная. Розетки (бытовая техника) комплект.	1	12,00	12,00
Операторная. Сервер и оборудование связи	1	3,00	3,00
Операторная. ПЭСПЗ (ПС и СОУЭ)	1	0,40	0,40
Поз.20 Контрольно-пропускной пункт (КПП)			
Контрольно-пропускной пункт. Отопление	1	5,00	5,00
Контрольно-пропускной пункт. Тепловая завеса	2	4,00	8,00
Контрольно-пропускной пункт. Вентиляция	1	0,50	0,50
Контрольно-пропускной пункт. Кондиционеры	4	2,20	8,80
Контрольно-пропускной пункт. Освещение	1	0,80	0,80

Продолжение таблицы 6

Наименование электроприёмника подключаемого к узлу питания	Кол- во ЭП, шт.	Номинальная (установленная) мощность, кВт	
		Одного ЭП	Общая P _н
Контрольно-пропускной пункт. Щиты ИТСО	1	7,00	7,00
Контрольно-пропускной пункт. Розетки АРМ	3	0,50	1,50
Контрольно-пропускной пункт. Шлагбаум	1	0,50	0,50
Контрольно-пропускной пункт. ПЭСПЗ (ПС и СОУЭ)	1	0,40	0,40
Поз.8 Помещение для водителей			
Помещение для водителей. Отопление	2	2,00	4,00
Помещение для водителей. Вентиляция	1	0,20	0,20
Помещение для водителей. Освещение	2	0,10	0,20
Помещение для водителей. НКУ (ПС и СОУЭ)	1	0,20	0,20
Поз.27 Слесарная мастерская			
Слесарная мастерская. Отопление	4	2,00	8,00
Слесарная мастерская. Вентиляция	3	0,20	0,60
Слесарная мастерская. Освещение	4	0,10	0,40
Слесарная мастерская. Кондиционер	1	2,20	2,20
Слесарная мастерская. Сверлильный станок	1	0,70	0,70
Слесарная мастерская. Точильный станок	1	0,80	0,80
Слесарная мастерская. Прочий инструмент (комплект)	1	2,00	2,00
Слесарная мастерская. НКУ (ПС и СОУЭ)	1	0,20	0,20
Поз.26 Сварочный пост			
Сварочный пост. Сварочный аппарат	1	5,00	5,00
Сварочный пост. УШМ	1	2,00	2,00
Сварочный пост. Освещение	1	0,30	0,30
Поз.21 Тёплый склад масла			
Теплый склад масла. Отопление	4	1,50	6,00
Теплый склад масла. Освещение	2	0,20	0,40
Теплый склад масла. Вентиляция	1	0,20	0,20
Теплый склад масла. НКУ (ПС и СОУЭ)	1	0,20	0,20
Поз.31 Склад рукавов налива			
Склад рукавов налива. Отопление	1	1,50	1,50
Склад рукавов налива. Освещение	1	0,10	0,10
Склад рукавов налива. Вентиляция	1	0,10	0,10
Поз.07 Блок подготовки воздуха КИП и азота			
Компрессорная КИП и Азота. Отопление	4	1,50	6,00
Компрессорная КИП и Азота. Вентиляция	2	0,50	1,00
Компрессорная КИП и Азота. Освещение	4	0,10	0,40
Компрессорная КИП и Азота. Компрессора	2	30,00	60,00
Компрессорная КИП и Азота. Осушка воздуха	1	0,10	0,10
Компрессорная КИП и Азота. Генератор Азота	1	1,00	1,00
Компрессорная КИП и Азота. ПЛК	1	0,30	0,30
Компрессорная КИП и Азота. ПЭСПЗ (ПС и СОУЭ)	1	0,20	0,20
Поз.18 Шкаф греющих кабелей электрообогрева трубопроводов			

Продолжение таблицы 6

Наименование электроприёмника подключаемого к узлу питания	Кол- во ЭП, шт.	Номинальная (установленная) мощность, кВт	
		Одного ЭП	Общая P _н
Электрообогрев трубопроводов	1	70,00	70,00
Поз.18 НКУ 0,4 кВ №2/БЩУ №2			
Блок БЩУ№2 КИП. Отопление	2	1,50	3,00
Блок БЩУ№2 НКУ. Отопление	2	2,00	4,00
Блок БЩУ№2 КИП. Вентиляция В1, В2	2	0,22	0,44
Блок БЩУ№2 КИП. Освещение	6	0,20	1,20
Блок БЩУ№2 КИП. Кондиционирование К1	1	2,20	2,20
Блок БЩУ№2 КИП. Кондиционирование К2	1	2,20	2,20
Поз.18 ПЭСФЗ (питание электрооборудования системы пожарной защиты)			
Шкаф ПС. Эвакуационное освещение НКУ с БЩУ №2. Освещение шкафа. (Комплект)	1	8,03	8,03
Поз.18 Щит ОГЭ (особая группа электроприёмников)			
Блок БЩУ№2 КИП. Щит ОГЭ. Шкаф ИВК СИКГ-1.	1	23,54	23,54
Шкаф САУ. Стойка ГГС и СС с коммутатором. Шкаф связи и СОУЗ.	1	23,54	23,54
Аварийное освещение НКУ с БЩУ №2. Привод задвижки ЭЗКЛ 80-1,6 на трубопроводе углекислотного конденсата и воды от УПГ до ДКС. Привод кранов шаровых ЭКШ 100 и ЭКШ 500 на газопроводах ППНГ от УПГ до ДНС-1. (Комплект)	1	23,54	23,54
Поз.18 ЩНО (наружное освещение)			
Наружное освещение. Прожекторные мачты. Освещение АСН. Освещение насосов ФЛУ. Освещение неотапливаемого склада масла. Освещение СИКГ-1. (Комплект)	1	10,50	10,50
ИТОГО:	127	453,69	482,81

**2.4 Электроприёмники здания РУ 10 кВ и здания ШУЭ 0,4 с КТП
10/0,4 кВ на стороне 0,4 кВ**

Электроприёмники находящиеся в здании РУ 10 кВ поз. 01.900 и в здании ШУЭ 0,4 с КТП 10/0,4 кВ поз. 01.930 на стороне 0,4 кВ в таблице 7.

Таблица 7 - Электроприёмники в здании РУ 10 кВ поз. 01.900 и в здании ШУЭ 0,4 с КТП 10/0,4 кВ

Наименование электроприёмника подключаемого к узлу питания	Кол-во ЭП, шт.	Номинальная (установленная) мощность, кВт	
		Одного ЭП	Общая P _н
Здание РУ 10 кВ с помещением БШУ поз. 01.900			
1. Здание среднего напряжения РУ/ЩУЭ с помещением блочного щита управления СКВУ №1,2	2	30	60
2. Здание среднего напряжения РУ/ЩУЭ с помещением блочного щита управления СКВУ №3	1	3	3
Здание ШУЭ-0,4 с силовыми трансформаторами 10/0,4 01.930			
1. Распределительная панель малых нагрузок освещение	1	30	30
2. Здание низкого напряжения ЩУЭ/трансформаторов СКВУ №1,2	2	30	60
3. Распределительная панель спутников электрообогрева 220/380ВА	1	40	40
4. Источник бесперебойного питания 220ВА	1	20	20
5. Источник питания 220В постоянного тока	1	5	5
ИТОГО:	9	158	188

2.5 Расчёт электрических нагрузок

Категорию надежности электроснабжения модульной УПГ выбираем в соответствии с п.1.2.17 ПУЭ (седьмое издание) [14], таблицей 8 ГОСТ Р 58367-2019 и на основании представленных выше технологических решений [2], [3] и [10].

Схему электроснабжения строим по радиальному принципу и обеспечиваем I категорию надежности с помощью АВР между секциями шин [14]. Схема предполагает две секции шин. Каждая секция питается от независимого источника питания [9] и [10]. На отходящих линиях схем устанавливаем пускорегулирующую аппаратуру.

На основании сведений о количестве потребителей и их установленной мощности рассчитаем электрические нагрузки для всего объекта. Расчёт

выполнен согласно РТМ. 36.18.32.4-92* с учетом коэффициентов, прописанных в справочных данных [15].

В результате проведённых расчётов [15] получили следующие основные значения.

Установленная мощность всех электроприёмников на стороне 10 кВ – 2021 кВт.

Расчётная мощность всех электроприёмников на стороне 10 кВ – 1717,85 кВт.

Расчётная полная мощность всех электроприёмников на стороне 10 кВ – 2168,10 кВА.

Установленная мощность всех электроприёмников 0,4 кВ для РУ 10 кВ (ЩУЭ 10 кВ с БЩУ №1 и ЩУЭ 0,4 кВ с трансформаторами 10/0,4 кВ) – 1835,37 кВт, в том числе установленная мощность электроприёмников 0,4 кВ для НКУ 0,4 кВ №2 БЩУ №2 – 482,81 кВт.

Расчётная мощность всех электроприёмников 0,4 кВ для РУ 10 кВ (ЩУЭ 10,0 кВ с БЩУ №1 и ЩУЭ 0,4 кВ с трансформаторами 10/0,4 кВ) – 980,73 кВт, в том числе расчётная мощность всех электроприёмников 0,4 кВ НКУ 0,4 кВ №2/БЩУ №2 – 251,38 кВт.

Расчётная полная мощность всех электроприёмников на стороне 0,4 кВ для РУ 10 кВ – 1093,85 кВА.

Расчётная полная мощность всех электроприёмников на стороне 0,4 кВ для НКУ №2 с БЩУ №2 – 270,16 кВА.

2.6 Выбор силовых трансформаторов

На основании расчётов и категории I надёжности электроснабжения объекта, необходима установка силовых трансформаторов 10/0,4 кВ мощностью не ниже 1500 кВА [5] и [20]. Выбираем установку двух сухих силовых трехфазных двухобмоточных трансформаторов с литой изоляцией и

переключением без возбуждения (ПБВ) марки ТСЛ 1600/10/0,4 кВ [20]. Основные характеристики трансформаторов ТСЛ 1600/10/0,4 кВ даны в таблице 8.

Таблица 8 – Характеристики трансформатора

Номинальная мощность трансформатора, кВА	Группа и схема соединения обмоток	Потери на холостой ход, кВт	Потери короткого замыкания, кВт	Ток холостого хода, %	Напряжение короткого замыкания, %
ТСЛ-1600/10/0,4	Y/D-11	2,83	14,9	0,5	6,0

2.7 Выбор источников электроснабжения

Источником электроснабжения блок-модулей УПГ питающихся на стороне 10 кВ выбираем комплектное здание распределительного устройства (РУ) ЩУЭ 10,0 кВ с БЩУ №1 (поз.01.900 по генеральному плану) [3].

Источником электроснабжения блок-модулей УПГ, питающихся на стороне 0,4 кВ выбираем комплектное здание распределительного устройства ЩУЭ 0,4 кВ с силовыми трансформаторами ТСЛ 1600/10/0,4 кВ (поз.01.930 по генеральному плану) [3] и [20].

Оба источника электроснабжения, это закрытое распределительное устройство - ЗРУ, состоящее из двух зданий блочно-модульного исполнения полной заводской готовности и комплектации [19].

Источником электроснабжения потребителей, находящихся вне блок-модулей УПГ, выбираем здание НКУ 0,4 кВ №2/БЩУ №2 (поз.18 по генеральному плану) [6], также блочно-модульного исполнения полной заводской готовности и комплектации, которое подключается к комплектному зданию распределительного устройства ЩУЭ 0,4 кВ с силовыми трансформаторами ТСЛ 1600/10/0,4 кВ (поз.01.930 по генеральному плану) [3], [19] и [20].

Основные технические характеристики ЩУЭ 10,0 кВ с БЩУ №1 и ЩУЭ 0,4 кВ с силовыми трансформаторами ТСЛ 1600/10/0,4 кВ, а также НКУ 0,4 кВ №2/БЩУ №2 [6] представлены в таблице 9.

Таблица 9 - Основные характеристики источников электроснабжения

Характеристика источника электроснабжения	Значение
ЩУЭ 10,0 кВ с БЩУ №1 и ЩУЭ 0,4 кВ с трансформаторами ТСЛ 1600/10/0,4 кВ	
Мощность силового трансформатора	2x1600 кВА
Номинальное напряжение на стороне ВН (высокого напряжения)	10 кВ
Наибольшее рабочее напряжение на стороне ВН	11,5 кВ
Номинальное напряжение на стороне НН (низкого напряжения)	0,4 кВ
Номинальная частота тока	50 Гц
Исполнение вводов ВН-НН	кабель-кабель
НКУ 0,4 кВ №2/БЩУ №2	
Номинальное напряжение	0,4 кВ
Номинальная частота тока	50 Гц
Номинальный ток сборных шин	1000 А
Ток термической стойкости	20 кА
Ток электродинамической стойкости	51 кА
Тип заземления системы распределения энергии по [20]	TN-S
Вид оболочек и степень защиты по ГОСТ 14254-2015	Не менее IP31
Уровень изоляции по ГОСТ 1516.1-76	нормальная
Исполнение вводов	кабель

Источником электроснабжения ЩУЭ 10,0 кВ с БЩУ №1 и ЩУЭ 0,4 кВ с трансформаторами ТСЛ 1600/10/0,4 кВ будет ПС 110/35/10 кВ «Верхне-Шапшинская». Для этого предусматриваем строительство двух одноцепных ВЛ 10 кВ от ячеек ЯКНО №3, №4 ПС 110/35/10 кВ «Верхне-Шапшинская» до ЩУЭ 10,0 кВ с БЩУ №1 и ЩУЭ 0,4 кВ с трансформаторами ТСЛ 1600/10/0,4 кВ [3], [5] и [9] :

- ВЛ 10 кВ 1 цепь ПС 110/35/10 кВ «Верхне-Шапшинская» от существующей ячейки ЯКНО №3 – РУ-10 кВ УПГ;
- ВЛ 10 кВ 2 цепь ПС 110/35/10 кВ «Верхне-Шапшинская» от существующей ячейки ЯКНО №4 – РУ-10 кВ УПГ.

Заходы ВЛ №1,2 на ПС 110/35/10 кВ «Верхне-Шапшинская» и УПГ предусмотрим кабельными. Протяженность трасс ВЛ 10 кВ – 757 м.

Пределы отклонения напряжения на зажимах клеммных коробок при установившемся режиме должно быть в пределах минус 5%...+10% [2] и [17].

В соответствии с установленной классификацией в рабочем и аварийном режимах электроснабжение модульной УПГ будет осуществляться в следующей последовательности.

В рабочем режиме:

- электроснабжение потребителей УПГ предусмотрим от основных источников электроснабжения через РУВН-10 кВ и РУНН-0,4 кВ и соответствующие секционные шины.

В аварийном режиме:

- электроснабжение потребителей УПГ предусмотрим от независимого источника питания (ИБП) на аккумуляторных батареях в составе шкафа телемеханики. Электроснабжение приемников СПЗ предусмотрим от панели питания электрооборудования систем противопожарной защиты (панель ПЭСПЗ). В ПЭСПЗ предусмотрен автоматический ввод резерва (АВР);
- электроснабжение потребителей УПГ предусмотрим от резервных источников через РУВН-10 кВ, РУНН-0,4 кВ и резервных секционных шин, с подключением последних, через секционный выключатель.

Вывод по разделу. Во втором разделе определено количество и мощность электроприёмников на стороне 10 кВ и 0,4 кВ, определён источник электроснабжения 10 кВ, выполнен расчёт электрических нагрузок в РУВН 10 кВ и РУНН 0,4 кВ электроснабжения модульной установки, выбраны силовые трансформаторы ТСЛ 1600/10/0,4 кВА.

3 Выбор схемы электрических соединений

3.1 Схема электрических соединений подстанции ПС 110/35/10 кВ «Верхне-Шапшинская» и модульной УПГ

При выборе электрической схемы учитываются следующие основные факторы: номинальное напряжение, назначение распределительного устройства, число присоединений, их мощность, ответственность, режим работы, схема сети, к которой присоединяется данное распределительное устройство, очередность сооружения и перспектива дальнейшего расширения [2] и [10].

В нашей схеме электроснабжения ЩУЭ 10,0 кВ с БЩУ №1 и ЩУЭ 0,4 кВ с трансформаторами ТСЛ 1600/10/0,4 кВ присоединяется к двум одноцепным ВЛ 10 кВ от ячеек ЯКНО №3, №4 ПС 110/35/10 кВ «Верхне-Шапшинская».

ЩУЭ 10,0 кВ с БЩУ №1 и ЩУЭ 0,4 кВ с трансформаторами ТМ 1600/10/0,4 кВ выполним в виде одинарной системы сборных шин, секционированной выключателем и разъединителями. К каждой секции шин присоединяются по одному вводу и понижающему трансформатору ТСЛ 1600/10/0,4 кВ [3]. Схема подстанции и способ её присоединения к источнику питания обеспечивает достаточную надежность электроснабжения потребителей.

Для РУ 10 кВ чаще всего применяют схему с одной секционированной системой сборных шин, в которой в нормальной схеме секционный выключатель разомкнут [19]. Эта схема является наиболее простой. При этом необходимо учитывать, что по условиям надежности рекомендуется подключать не более шести отходящих линий на каждую секцию. Кроме того, для простой схемы может оказаться, что уровень токов короткого замыкания превосходит возможности существующей коммутационной

аппаратуры, что потребует применения дорогостоящих выключателей [11]. Поэтому, выбор схемы – является результатом технико-экономического сравнения различных вариантов. Применение схемы с большим числом секций приводит к увеличению числа ячеек, но стоимость одной ячейки, возможно, будет ниже за счет того, что удастся применить менее дорогостоящее оборудование.

Поэтому используем схему с одним секционным выключателем системы, состоящей из двух секций шин РУВН 10 кВ и двух секций шин РУНН 0,4 кВ. Упрощённая принципиальная однолинейная схема электроснабжения изображена на рисунке 3 [8]. Однолинейная электрическая схема 10 кВ и 0,4 кВ представлена на рисунках 4,5,6 и 7 [8].

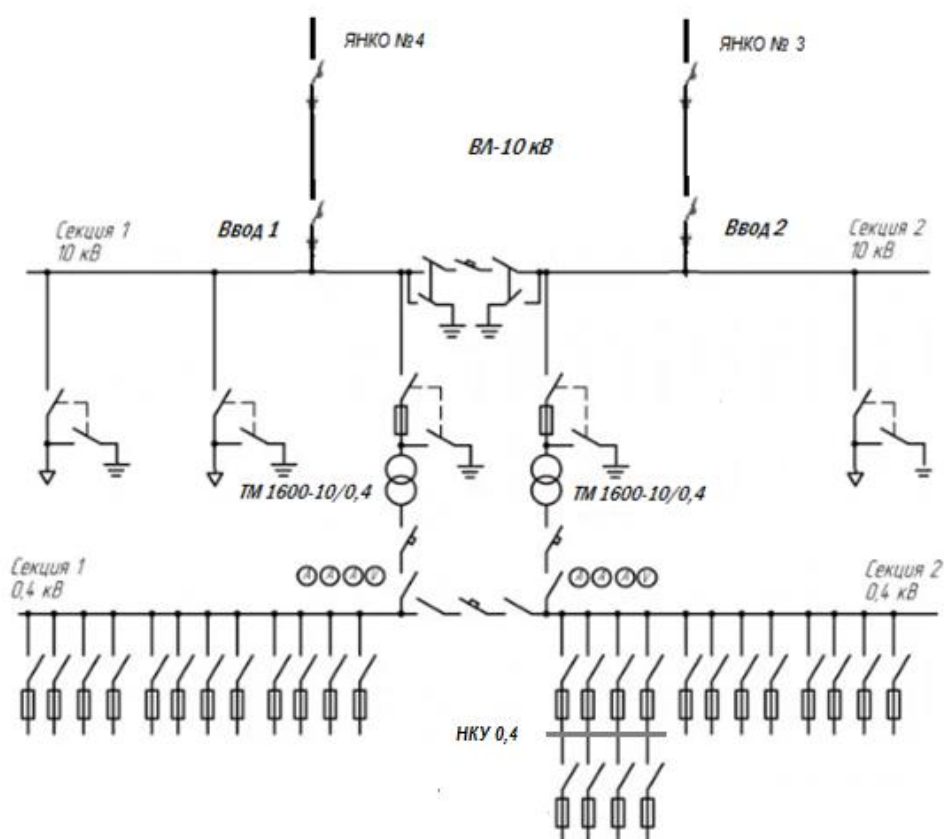
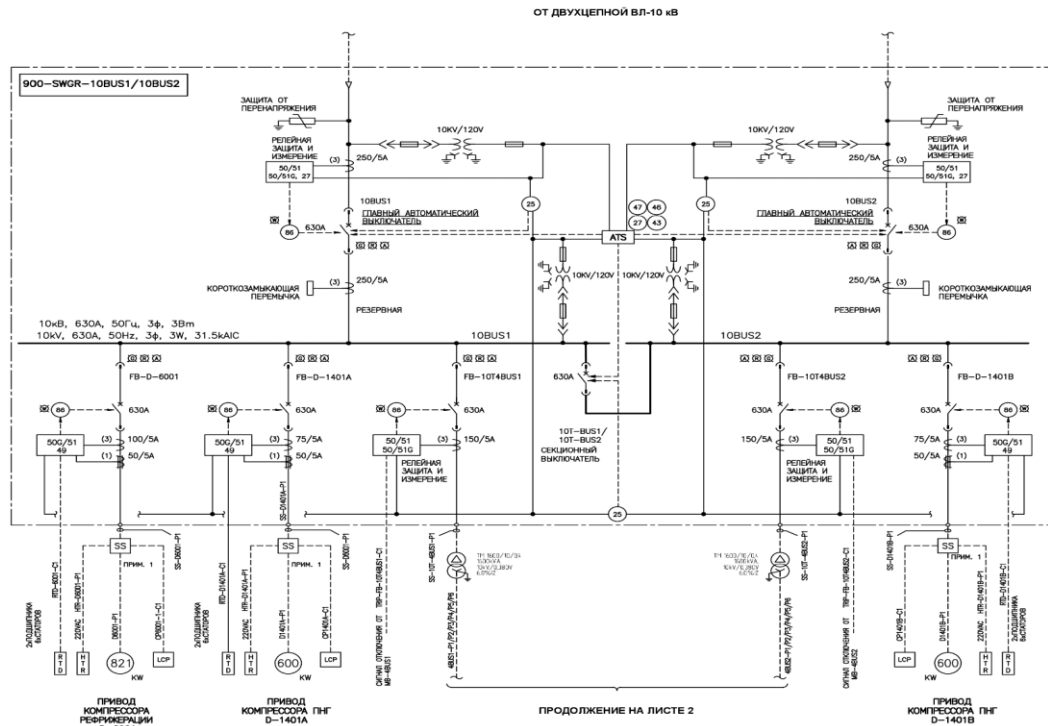


Рисунок 3 - Упрощённая принципиальная однолинейная схема РУВН 10 кВ и РУНН 0,4 кВ



ОБОЗНАЧЕНИЯ:

- ☐ СРЯБОТНО ЗАЩИТНОЕ РЕЛЕ В6
- ☐ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ НАХОДИТСЯ ВО ВКЛЮЧЕННОМ ПОЛОЖЕНИИ
- ☐ ИСПОЛЬЗОВАТЬ ДЛЯ "ТИТАЖЕ ПОДКЛЮЧЕНО", "ДВИГАТЕЛЬ ОСТАНОВИТСЯ" ИЛИ "ТРОСОВАТЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ"
- ☐ ИСПОЛЬЗОВАТЬ ДЛЯ "ДЕТАЖЕ РАБОТАЕТ" И "ЗАМКНУТЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ"

☐ ТРАНСФОРМАТОР ПИТАНИЯ ИЛИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ

ATS СХЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯ С
 - КОМПЛЕКСНОЙ ПИТАНИЙ ИСТОЧНИК
 - РЕГУЛИРУЕМОЙ ЗАДЕРЖКОЙ ВРЕМЕНИ
 - БЕСКОММУНАТИОННЫМ РМ/АВТО
 - ПОДСОЧНОЙ ПЕРЕКЛЮЧЕНЫ НА ПРЕДЕЛЬНЫЕ ТОКА ПЕРЕГРУЗКИ ПЕРВОГО ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ 1 ИЛИ 2

ОБОЗНАЧЕНИЕ НОМЕРА УСТРОЙСТВА

- 25 СИМФРОПРОВЕРКА
- 27 РЕЛЕ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ
- 38 ТЕМПЕРАТУРА ПОДШИТНИКА
- 43 СЕРВЕТОРНЫЙ ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЬ
- 46 РЕЛЕ БАЛАНСА ФАЗ
- 47 РЕЛЕ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ ФАЗ
- 49 ТЕРМОРЕЛЕ - ТЕРМОРЕЛЕТОР
- 50 РЕЛЕ МГНОВЕННОГО ДЕЙСТВИЯ
- 50G РЕЛЕ МГНОВЕННОГО ДЕЙСТВИЯ ОТ ЗАМКНУТИЯ НА ЗЕМЛЮ
- 51 РЕЛЕ ТОКА С ЗАВИСИМОЙ ХАРАКТЕРИСТИКОЙ ОТ ЗАМКНУТИЯ НА ЗЕМЛЮ
- 510 РЕЛЕ ТОКА С ЗАВИСИМОЙ ХАРАКТЕРИСТИКОЙ ОТ ЗАМКНУТИЯ НА ЗЕМЛЮ
- 86 ЗАМКНУЩЕЕ РЕЛЕ

ПРИМЕЧАНИЯ:

1. ЭЛЕКТРОУСТРОЙСТВА СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ ВКЛЮД ПРАВИЛЬНЫМИ УСТРОЙСТВАМИ ПЛАВНОГО ПУСКА С ЗАЩИТНЫМ ВОЗДУШНЫМ ПЛАВНЫМ ПРЕДОХРАНИТЕЛЕМ И КОНТАКТОМ ПЕРЕКЛЮКА. ПИТАНИЕ УПРАВЛЕНИЯ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕМ - 220 ПОСЛ. НАПРЯЖЕНИЯ.
2. ЗАМЕСТО СТАЦИОНАРНЫХ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЕЙ ПРЕДОСТАВЛЕНЫ 2 ПЕРЕНОСНЫХ ТЕЛЕЖКИ ЗАЗЕМЛЕНИЯ.

ОБОЗНАЧЕНИЯ:

- DM В, А, кВА, кВт, Коэф.Мощн., ГЛ. н.в.ч. ГАРМОНИКИ
- ☐ ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ СОБДИНЕННЫЙ РАДИОМОДУЛЬНЫМ ТРЕГОУЛЬНИКОМ
- ☐ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ
- ☐ ЗЕМЛЯ
- ☐ РСУ ГЛАЗ
- ☐ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЙ СТАРТЕР
- ☐ БЛОКИРОВКА
- ☐ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ
- ☐ КОНТАКТ
- ☐ РЕЛЕ ПЕРЕГРУЗКИ
- ☐ ТРАНСФОРМАТОР ТОКА
- ☐ ЗАРЯДНОЕ УСТРОЙСТВО
- ☐ ИНВЕРТОР
- ☐ ЧИП
- ☐ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ПАНЕЛЬ
- ☐ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ РУЧ./ВЫКЛ./АВТО
- ☐ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ ВЫКЛ./АВТО
- ☐ АГРЕГАТНЫЙ БЛОК ИЛИ НАГРЕВАТЕЛЬ
- ☐ ЗАЩИТА ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ
- ☐ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ В ЛИТОМ КОРПУСЕ
- ☐ СТАТИЧНОЕ РЕЛЕ СВЕРТЮКА
 L - ДЛИННОЕ ВРЕМЯ ПОДП. И ЗАДЕРЖКА
 S - КОРОТ. ВРЕМЯ ПОДП. И ЗАДЕРЖКА
 I - МИГОВАНЬЕ
 G - СВЕРХ ТОК НА ЗЕМЛЮ ПОДП. И ЗАДЕРЖКА

Согласовано		
Взлом шифр №		
Подпись и дата		
Инв. № подл.		

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА					
Изм.	Ключ	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Максимов С.В.				
Модульная установка подготовки газа на Верхне-Шапшинском месторождении					
Однолинейная электрическая схема 10кВ					
Стадия		Масштаб			
Лист 1		Листов 4			
Формат А3					

Рисунок 4 - Однолинейная электрическая схема 10 кВ

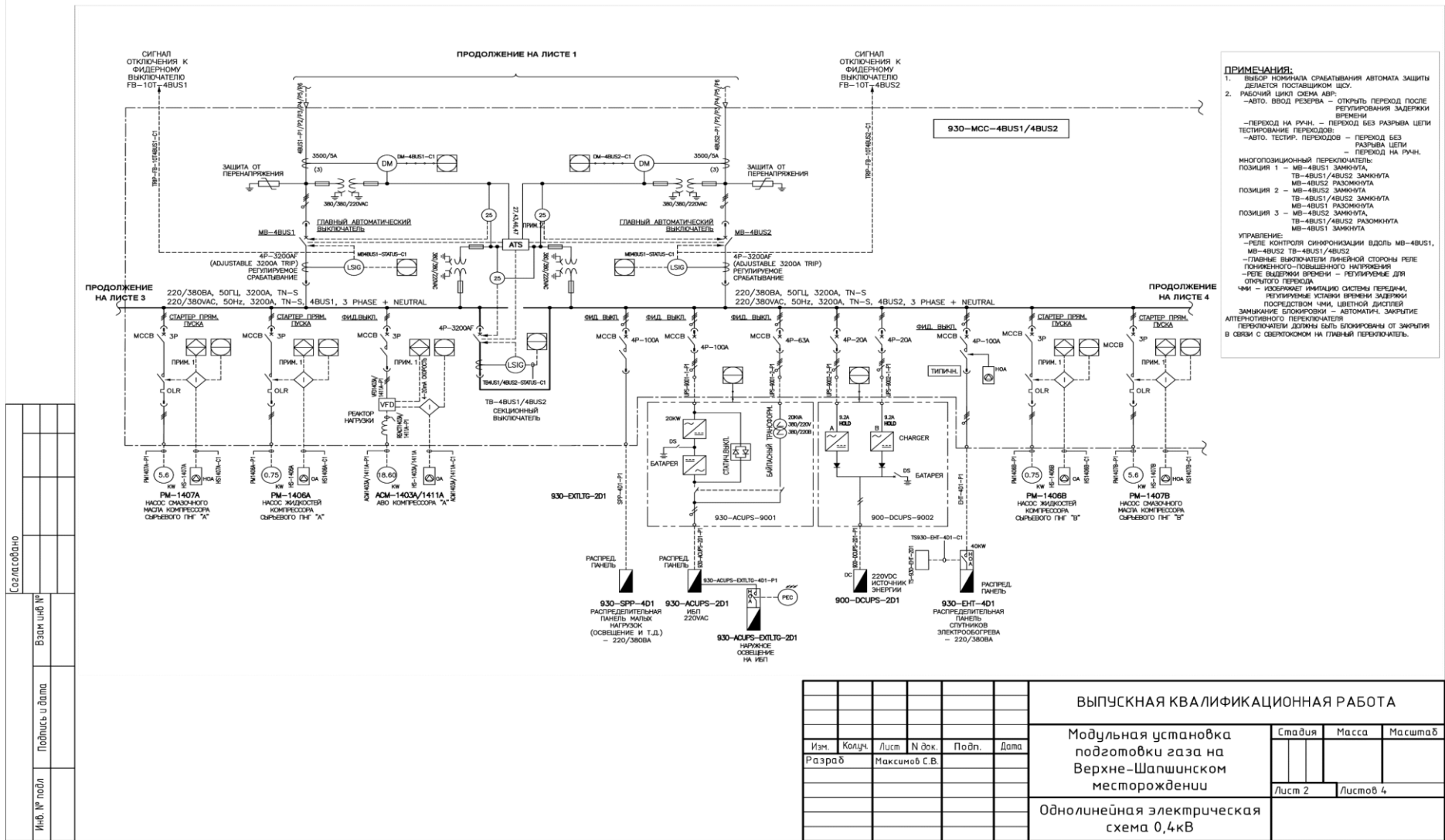
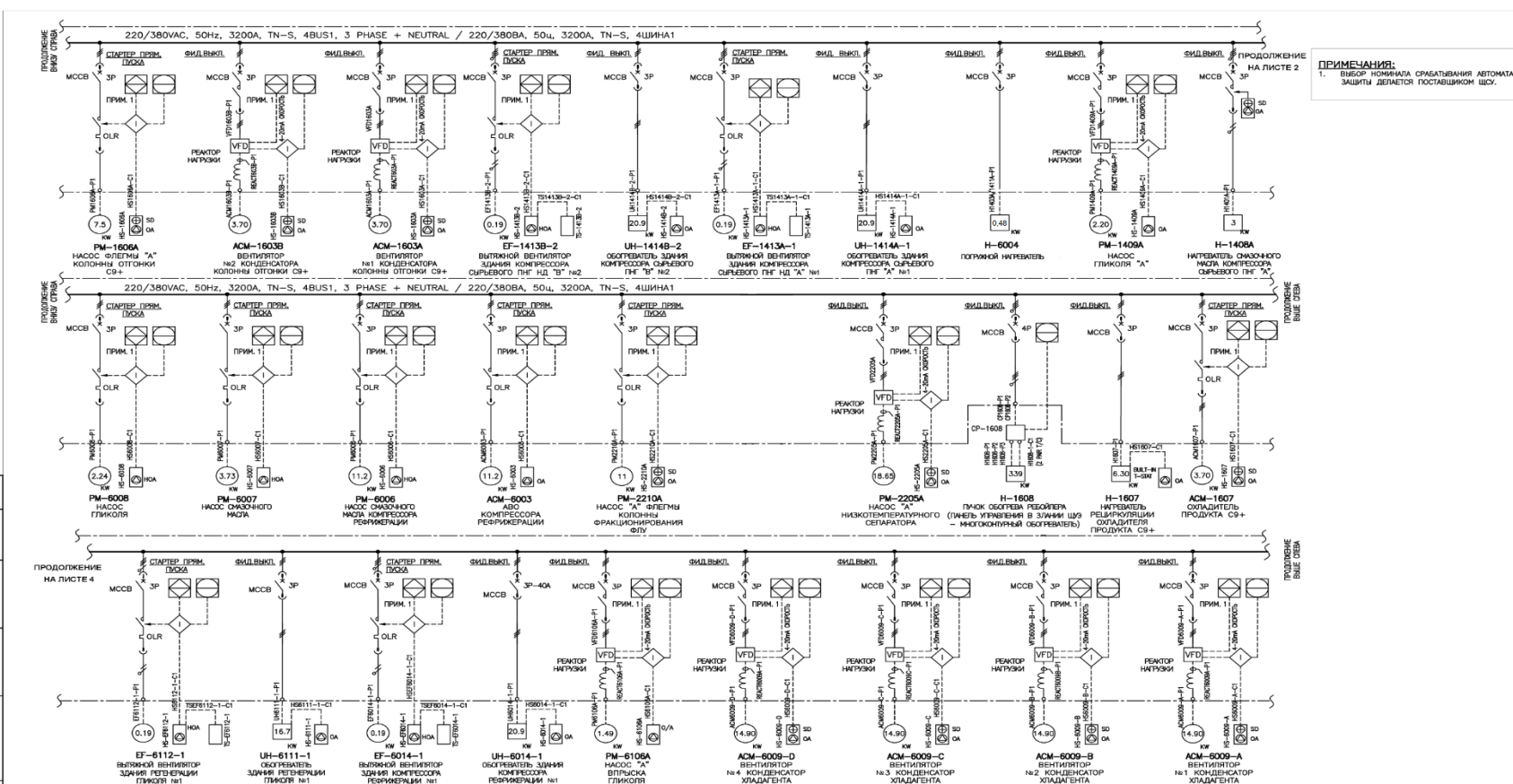


Рисунок 5 - Однолинейная электрическая схема 0,4 кВ (начало)

Создано	
Взят шифр №	
Получил и дата	
Инв. № покл.	



ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА								
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
		Максимова С.В.						
Модульная установка подготовки газа на Верхне-Шапшинском месторождении						Стадия	Масса	Масштаб
						Лист 3	Листов 4	
Однолинейная электрическая схема 0,4кВ								

Формат А3

Рисунок 6 - Однолинейная электрическая схема 0,4 кВ (продолжение)

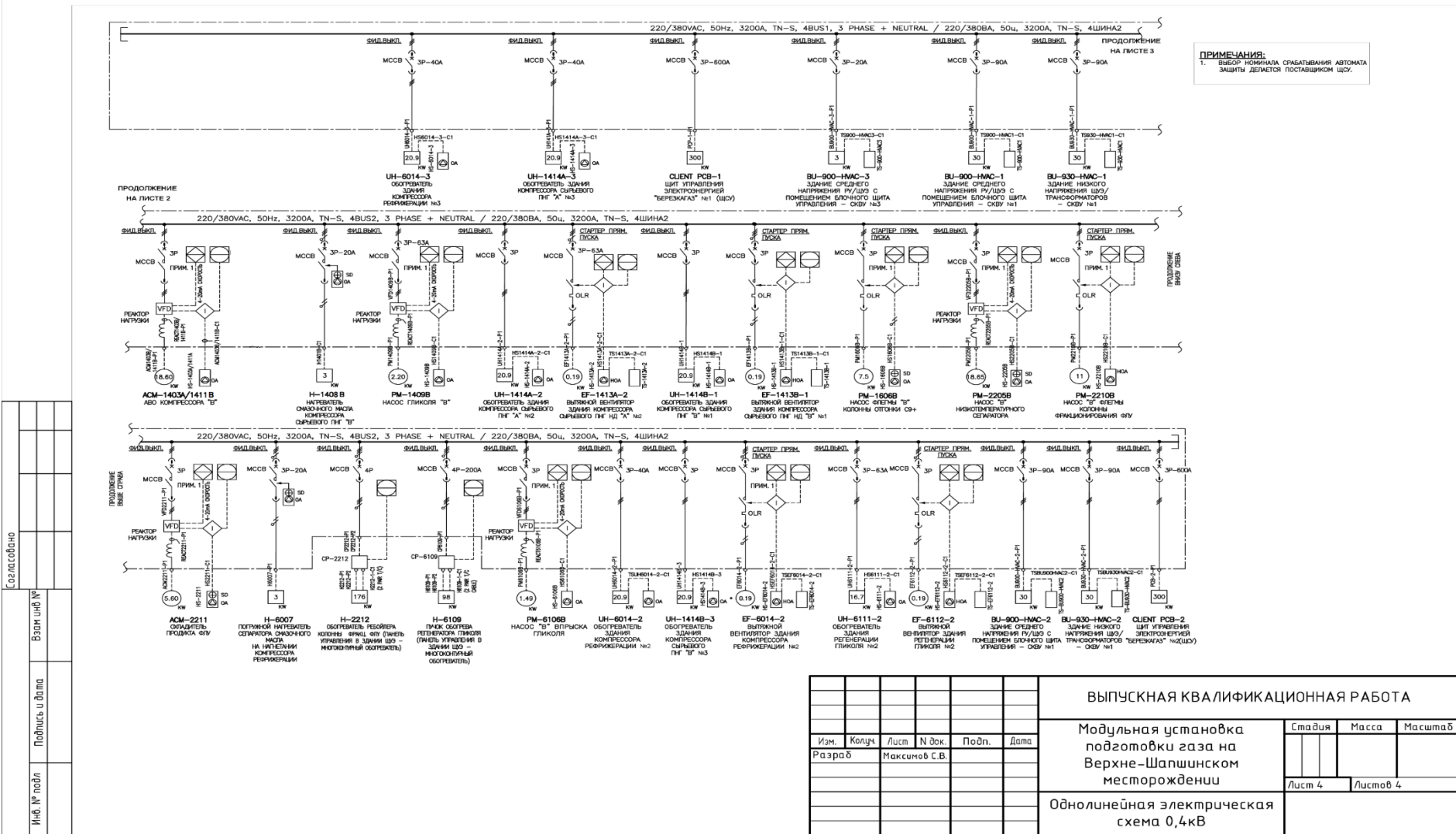


Рисунок 7 - Однолинейная электрическая схема 0,4 кВ (окончание)

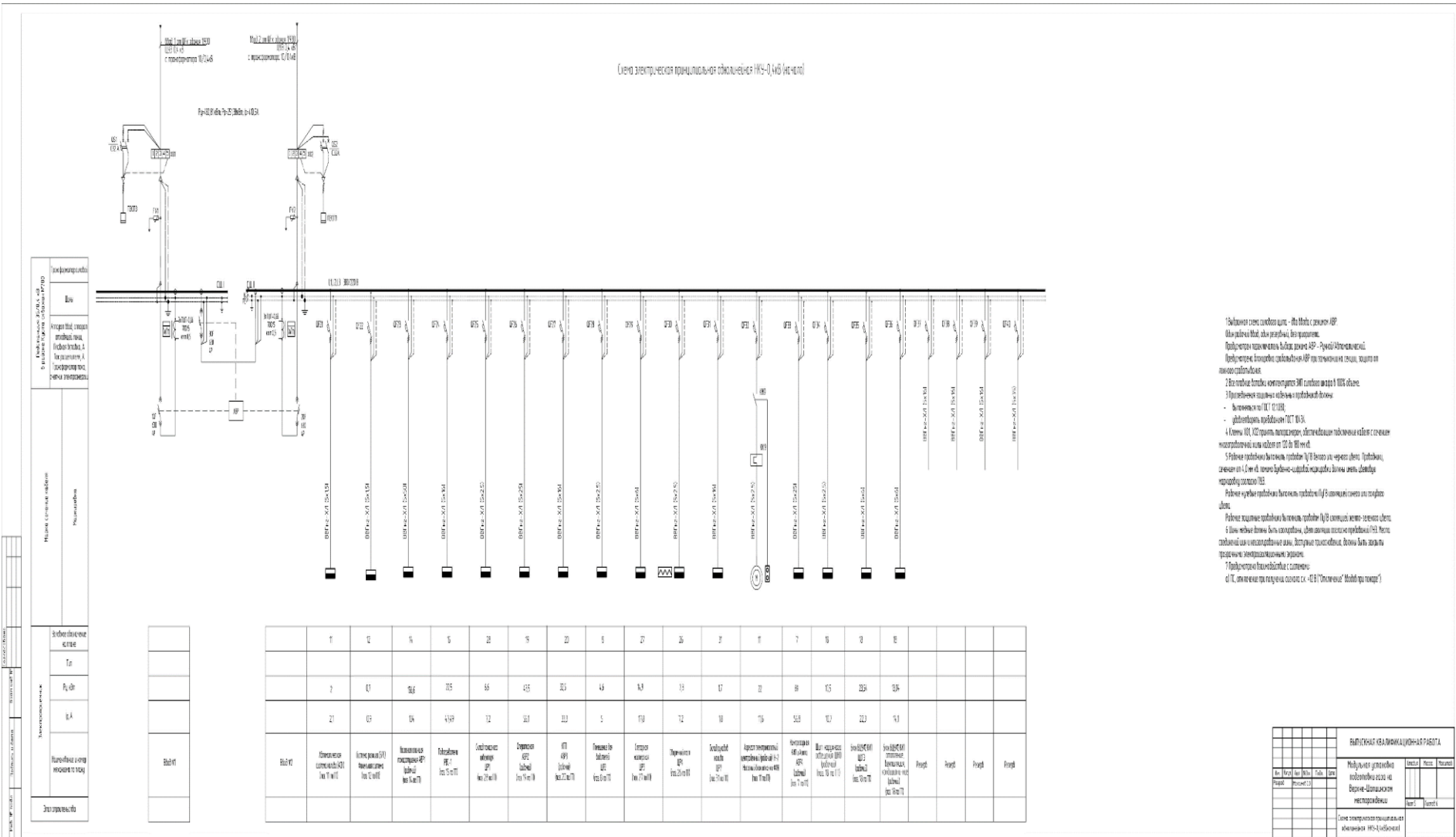
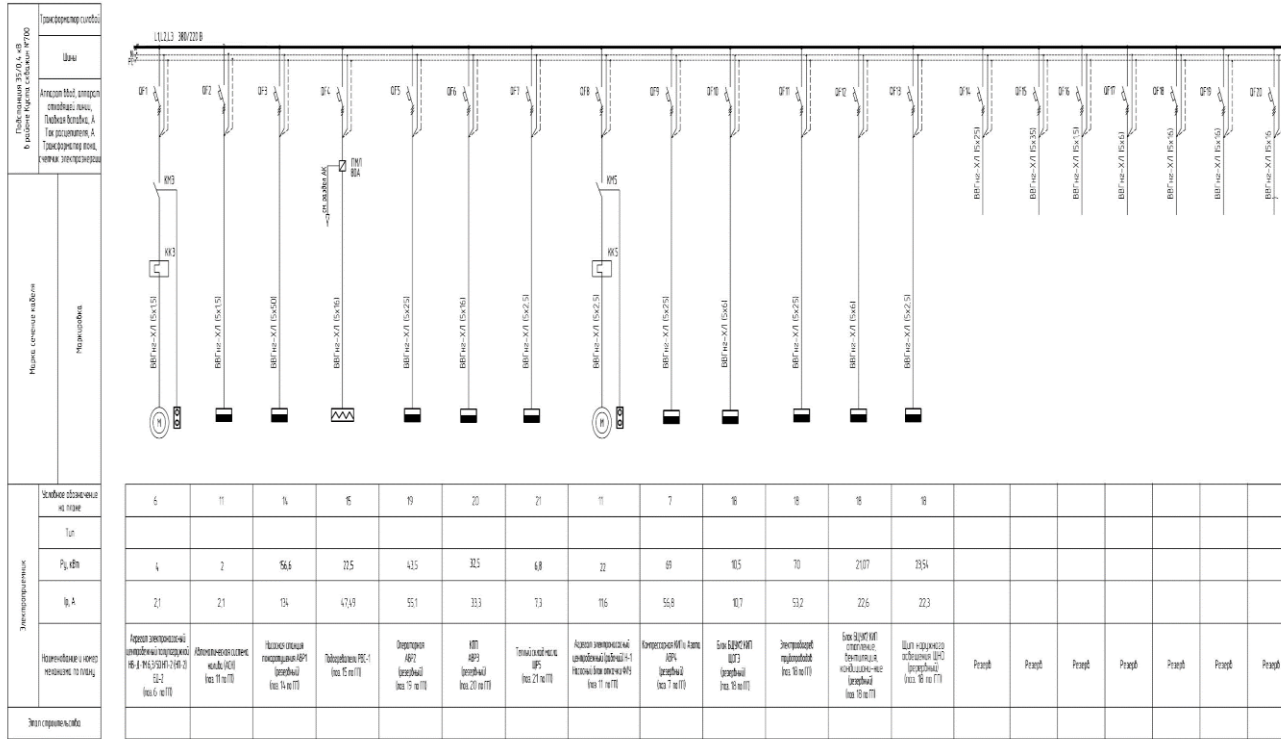


Рисунок 8 - Однолинейная схема НКУ 0,4 кВ (начало)

Схема электрическая принципиальная однолинейная НКУ-0,4кВ (окончание)



ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА											
Модульная установка подготовки газа на Верхнее-Штапельском месторождении						Схема электрическая принципиальная однолинейная ПЭС-2 (окончание)					
Имя	Иван	Александр	Иванов	Иван	Иван	Степан	Меня	Иванов	Иван	Иван	Иван
Резерв											

Формат А3/4

Рисунок 9 - Однолинейная схема НКУ 0,4 кВ (окончание)

Для электроснабжения потребителей, находящихся вне блок-модулей УПГ служит НКУ 0,4 кВ №2/БЩУ №2 (поз.18 по генеральному плану), подключаемое к распределительному устройству ЩУЭ 0,4 кВ с силовыми трансформаторами ТСЛ 1600/10/0,4 кВ (поз.01.930 по генеральному плану). Схему подключения электроприёмников выполним аналогично в виде одинарной системы сборных шин, секционированной автоматическим выключателем и разъединителями [18] и [19]. К каждой секции шин присоединяются по одному вводу. Данная схема и способ её присоединения к источнику питания обеспечит достаточную надежность электроснабжения потребителей [11]. Однолинейная электрическая схема НКУ 0,4 кВ №2/БЩУ №2 представлена на рисунках 8 и 9.

3.2 Распределение электроэнергии в системе электроснабжения модульной УПГ

Как указано выше электроснабжение ЩУЭ 10,0 кВ с БЩУ №1 и ЩУЭ 0,4 кВ с трансформаторами ТСЛ 1600/10/0,4 кВ осуществляется от ПС 110/35/10 кВ «Верхне-Шапшинская» по двум одноцепным ВЛ 10 кВ от ячеек ЯКНО №3 и №4 ПС 110/35/10 кВ «Верхне-Шапшинская» до ЩУЭ 10,0 кВ с БЩУ №1 и ЩУЭ 0,4 кВ с трансформаторами ТСЛ 1600/10/0,4 кВ. Протяжённость 1 и 2 цепей ВЛ 10 кВ от ячеек ЯКНО №3 и №4 до РУ 10 кВ модульной УПГ - 757 м. Заходы ВЛ 10 кВ предусмотрены кабельные [18].

Охранная зона для ВЛ 10 кВ составляет 10 м по обе стороны от крайних проводов ВЛ 10 кВ [14].

Габариты от нижних проводов ВЛ 10 кВ до земли принимаем не менее 6 м при максимальных стрелах провеса, до автодороги – не менее 7 м. Пересечения ВЛ 10 кВ с существующими инженерными коммуникациями, естественными преградами выполняем в соответствии с ПУЭ [14].

Опоры для ВЛ 10 кВ принимаем металлические по типовой серии 4.0639, разработанной институтом «Сельэнергопроект», г. Москва.

По территории модульной УПП распределение электрической энергии осуществляется кабельными линиями, проложенными по кабельным эстакадам [14].

Кабельные эстакады выполняем металлическими проходными. По кабельным эстакадам основные расстояния между опорами применяем 6 и 12 м. на отдельных участках трассы, при необходимости, расстояние между опорами может составить 9 м [14].

Высота основных сооружений кабельных эстакад от полотна автодороги принимается равной 5 м. На территориях, где нет пересечения с дорогами, высота должна быть не менее 2,5 м (от планировочной отметки земли) с переходами в местах пересечения с автодорогами на высоту не менее 5 м [14].

Ответвления, переходы с одной отметки на другую, углы поворотов эстакад, примыкание к зданиям и сооружениям, лестницы и вертикальные шахты выполняются индивидуально, в каждом конкретном случае в зависимости от местных условий [14].

Расстояние между полками по вертикали на проходных эстакадах 250 мм [14].

Расстояние по горизонтали между полками 1 м эстакад [14].

Стрела провеса кабелей между конструкциями должна быть 0,4 м [14].

Для прокладки по эстакадам применяем кабели с наружной защитной изоляцией из негорючих материалов.

3.3 Выбор и расчёт сечений проводов и кабельных линий

Провод на ВЛ 10 кВ предварительно принимаем марки АС 95/16 по ГОСТ 839-2019 [13]. В пролетах пересечения ВЛ 10 кВ с автодорогой

предварительно применяем провода А 95 [13] и [14]. Произведём расчёт и выбор провода для ВЛ 10 кВ воспользовавшись расчётными данными [10].

Ток в линии при нормальном (рабочем) режиме:

$$I_p = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (1)$$

где S_p – полная расчётная мощность;

n – количество линий;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение линии.

Ток в линии в послеаварийном режиме $I_{\text{пар}}$ будет:

$$I_{\text{пар}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (2)$$

Определим экономическое сечение провода $F_э$:

$$F_э = \frac{I_p}{j_э}, \quad (3)$$

где $j_э = 1,0$ – значение (нормированное) экономической плотности тока (А/мм²) выбираем по ПУЭ таблица 1.3.36, с учетом того, что время использования максимальной нагрузки $T_{\text{max}} > 5000$ ч;
 I_p – расчётный ток в линии.

Длительная допустимая $I_{\text{доп}}$ токовая нагрузка для провода марки АС 95/16 $I_{\text{доп}} = 330 \text{ А} > I_{\text{пар}} = 188 \text{ А}$, значит сечение провода по допустимому току при максимальной нагрузке в аварийном режиме, экономической плотности тока выбрано верно и в соответствии с ПУЭ [14].

Кабельные заходы ВЛ 10 кВ на ячейки ЯКНО №3 и №4 ПС 110/35/10 кВ «Верхне-Шапшинская» и УПГ прокладываем по кабельным эстакадам и

выполняем кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена марки ЗхПвВнг(А)-LS 1х120/35 10кВ [14]. Расчёт и выбор кабеля произведём аналогично, воспользовавшись расчётными данными [10].

Ток в линии I_p при нормальном (рабочем) режиме определим по формуле (1) $I_p = 94$ А.

Ток в линии в послеаварийном режиме определим, воспользовавшись формулой (2) $I_{\text{пар}} = 188$ А.

Определим экономическое сечение провода по формуле (3):

$$F_3 = \frac{188}{2} = 94 \text{ мм}^2,$$

где $j_3 = 2,0$ – нормированное значение экономической плотности тока (А/мм²) выбираем по ПУЭ таблица 1.3.36, с учетом того, что время использования максимальной нагрузки $T_{\text{max}} > 5000$ ч.

Длительная допустимая токовая нагрузка $I_{\text{доп}}$ для кабеля марки ЗхПвВнг(А)-LS 1х120/35 10кВ $I_{\text{доп}} = 370$ А $> I_{\text{пар}} = 188$ А, следовательно, сечение кабеля по допустимому току при максимальной нагрузке в аварийном режиме, экономической плотности тока выбрано верно и в соответствии с ПУЭ [14].

Далее выберем силовые кабеля для питания электродвигателя компрессора рефрижерации D-6001 и двух электродвигателей компрессоров ПНГ А/В D-1401 А/В запитанных от шин РУВН 10 кВ. Расчёт произведём аналогично по рабочему току нормального режима работы кабельных линий [15].

Для питания электродвигателя компрессора рефрижерации определим расчётный ток I_p по формуле (2) и экономическое сечение провода F_3 по формуле (3): $I_p = \frac{880,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 51$ А, $F_3 = \frac{51}{1,3} = 39,2$ мм².

Выбираем ближайшее номинальное стандартное сечение кабельной линии $F_3 = 35 \text{ мм}^2, I_{\text{доп}} = 125 \text{ А}$.

Условия проверки кабельной линии по максимальному расчётному току:

$$I_{\text{доп}} = 125 \text{ А} \geq I_{\text{р.мах}} = 1,4 \cdot 51 = 71,4 \text{ А}, \quad (4)$$

где $I_{\text{р.мах}}$ – максимальный расчётный ток в линии.

Условие проверки выполняется. выбираем питающий кабель марки АСБ-10 (3х35).

Для питания электродвигателя компрессора ПНГ определим расчётный ток $I_{\text{р}}$ по формуле (2) и экономическое сечение провода F_3 по формуле (3):

$$I_{\text{р}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 58 \text{ А}, F_3 = \frac{58}{1,3} = 44,6 \text{ мм}^2.$$

Выбираем ближайшее номинальное стандартное сечение кабельной линии $F_3 = 50 \text{ мм}^2, I_{\text{доп}} = 132 \text{ А}$.

Условия проверки кабельной линии по максимальному расчётному току произведём по формуле (4):

$$I_{\text{доп}} = 132 \text{ А} \geq I_{\text{р.мах}} = 1,4 \cdot 58 = 81,2 \text{ А}$$

Условие проверки выполняется, выбираем питающий кабель марки АСБ-10 (3х50).

Выбор и проверка кабельных линий напряжением 0,4 кВ произведём по допустимому нагреву токами нормального и послеаварийного режима. В этом случае численное количество кабелей зависит от категории надёжности электроприёмника [3] и [10].

Выберем сечения кабельных линий, питающих потребители от шин напряжением 0,4 кВ [3] и [10]. Принимаем к использованию в сети 0,4 кВ

силовые негорючие кабели марки ВВГнг-LS (кабель с медной жилой, изоляцией и оболочкой из ПВХ пониженной пожарной опасности). Произведём выбор кабеля на примере электродвигателя насоса низкотемпературного сепаратора А марки РМ-2205А. Расчётный ток $I_p = 333,5$ А. Для питания данного потребителя от шин 0,4 кВ предварительно выберем кабель марки ВВГнг-LS (5×180) с допустимым током в нормальном режиме $I_{доп} = 376$ А. Условие проверки по нагреву током нормального режима с учётом поправочных температурных коэффициентов $K_{п}$ выполняется:

$$I'_{доп} = K_{п} \cdot I_{доп} = 0,9 \cdot 376 = 338,4 \geq I_p = 333,5 \text{ А}, \quad (5)$$

где $I'_{доп}$ - допустимый ток нормального режима с учётом поправочного коэффициента.

Аналогично производим выбор остальных кабельных линий напряжением 0,4 кВ. Результаты расчётов заносим в таблицу 10.

Таблица 10 - Результаты выбора кабельных линий 0,4 кВ

Наименование	I_p , А	Марка кабеля	$I_{доп}$, А	$K_{п}$, А	$I'_{доп}$, А
АВО компрессора сырьевого ПНГ А М-1403А/1411А	18,0	ВВГнг-LS (5×2,5)	25	0,9	22,5
АВО компрессора сырьевого ПНГ В М-1403А/1411В	18,0	ВВГнг-LS (5×2,5)	25	0,9	22,5
Насос жидкостей компрессора сырьевого ПНГ А РМ-1406А	3,2	ВВГнг-LS (5×1,5)	19	0,9	17,1
Насос жидкостей компрессора сырьевого ПНГ В РМ-1406В	1,2	ВВГнг-LS (5×1,5)	19	0,9	17,1
Насос смазочного масла компрессора сырьевого ПНГ А РМ-1407А	0,1	ВВГнг-LS (5×1,5)	19	0,9	17,1
Насос смазочного масла компрессора сырьевого ПНГ В РМ-1407В	8,7	ВВГнг-LS (5×1,5)	19	0,9	17,1

Продолжение таблицы 10

Наименование	I_p, A	Марка кабеля	$I_{доп}, A$	$K_{п}, A$	$I'_{доп}, A$
Погружной нагреватель компрессора сырьевого ПНГ А Н-1408А	2,9	ВВГнг-LS (5×1,5)	19	0,9	17,1
Погружной нагреватель компрессора сырьевого ПНГ В Н-1408В	4,2	ВВГнг-LS (5×1,5)	19	0,9	17,1
Насос гликоля А РМ-1409А	1,4	ВВГнг-LS (5×1,5)	19	0,9	17,1
Насос гликоля В РМ-1409В	8,7	ВВГнг-LS (5×1,5)	19	0,9	17,1
Насос флегмы колонны отгонки С9+ А РМ-1606А	1,0	ВВГнг-LS (5×1,5)	19	0,9	17,1
Насос флегмы колонны отгонки С9+ В РМ-1606В	11,7	ВВГнг-LS (5×1,5)	19	0,9	17,1
Охладитель продукта С9+ АСМ-1607	1,3	ВВГнг-LS (5×1,5)	19	0,9	17,1
Нагреватель рециркуляции охладителя продукта С9+ Н-1607	5,8	ВВГнг-LS (5×1,5)	19	0,9	17,1
Пучок обогрева ребойлера Н-1608	2,9	ВВГнг-LS (5×1,5)	19	0,9	17,1
Насос низкотемпературного сепаратора А РМ-2205А	333,5	ВВГнг-LS (5×185)	376	0,9	333,5
Насос низкотемпературного сепаратора В РМ-2205В	29,1	ВВГнг-LS (5×10)	58	0,9	52,2
Насос флегмы колонны фракционирования ФЛУ А РМ-2210А	3,2	ВВГнг-LS (5×1,5)	19	0,9	17,1
Насос флегмы колонны фракционирования ФЛУ В РМ-2210В	11,7	ВВГнг-LS (5×1,5)	19	0,9	17,1
Пучок обогрева ребойлера колонны фракционирования ФЛУ Н-2212	1,3	ВВГнг-LS (5×1,5)	19	0,9	17,1
Охладитель продукта ФЛУ АСМ-2211	136,9	ВВГнг-LS (5×95)	242	0,9	217,8
АВО компрессора рефрижерации АСМ-6003	8,7	ВВГнг-LS (5×1,5)	19	0,9	17,1
Погружной нагреватель Н-6004	17,5	ВВГнг-LS (5×2,5)	25	0,9	22,5
Насос смазочного масла компрессора рефрижерации РМ-6006	0,7	ВВГнг-LS (5×1,5)	19	0,9	17,1
Погружной нагреватель Н-6007	5,8	ВВГнг-LS (5×1,5)	19	0,9	17,1

Продолжение таблицы 10

Наименование	I_p, A	Марка кабеля	$I_{доп}, A$	$K_{п}, A$	$I'_{доп}, A$
Насос смазочного масла РМ-6007	0,7	ВВГнг-LS (5×1,5)	19	0,9	17,1
Насос гликоля РМ-6008	4,5	ВВГнг-LS (5×1,5)	19	0,9	17,1
Вентилятор конденсатора хладагента №1 АСМ-6009-А	3,5	ВВГнг-LS (5×1,5)	19	0,9	17,1
Вентилятор конденсатора хладагента №2 М-6009-В	23,2	ВВГнг-LS (5×6)	42	0,9	37,8
Вентилятор конденсатора хладагента №3 М-6009-С	23,2	ВВГнг-LS (5×6)	42	0,9	37,8
Вентилятор конденсатора хладагента №4 М-6009-Д	23,2	ВВГнг-LS (5×6)	42	0,9	37,8
Обогреватель здания компрессора рефрижерации №1 УН6014-1	23,2	ВВГнг-LS (5×6)	42	0,9	37,8
Вытяжной вентилятор здания компрессора рефрижерации №1 ЕФ6014-1	23,3	ВВГнг-LS (5×6)	42	0,9	37,8
Обогреватель здания компрессора рефрижерации №2 УН6014-2	0,3	ВВГнг-LS (5×1,5)	19	0,9	17,1
Вытяжной вентилятор здания компрессора рефрижерации №2 ЕФ6014-2	23,3	ВВГнг-LS (5×6)	42	0,9	37,8
Обогреватель здания компрессора рефрижерации №3 УН6014-3	0,3	ВВГнг-LS (5×1,5)	19	0,9	17,1
Пучок обогрева регенератора гликоля Н-6109	23,3	ВВГнг-LS (5×6)	42	0,9	37,8
Насос впрыска гликоля РМ-6106А	87,9	ВВГнг-LS (5×35)	127	0,9	114,3
Насос впрыска гликоля РМ-6106В	2,3	ВВГнг-LS (5×1,5)	19	0,9	17,1
Обогреватель здания компрессора сырьевого УН1414 А-1(2,3) ПНГ А №1 (2,3)	2,3	ВВГнг-LS (5×1,5)	19	0,9	17,1
Вытяжной вентилятор здания компрессора сырьевого ЕФ1413 А-1(2) ПНГ А №1(2)	70,0	ВВГнг-LS (5×25)	98	0,9	88,2
Обогреватель здания компрессора сырьевого УН1414 В-1(2,3) ПНГ В №1 (2)	0,5	ВВГнг-LS (5×1,5)	19	0,9	17,1

Продолжение таблицы 10

Наименование	I_p, A	Марка кабеля	$I_{доп}, A$	$K_{п}, A$	$I'_{доп}, A$
Вытяжной вентилятор здания компрессора сырьевого EF1413 В-1(2) ПНГ В №1(2)	70,0	ВВГнг-LS (5×25)	98	0,9	88,2
Вентилятор №1 конденсатора колонны отгонки С9+АСМ-1603А	0,5	ВВГнг-LS (5×1,5)	19	0,9	17,1
Вентилятор №2 конденсатора колонны отгонки С9+АСМ-1603В	10,5	ВВГнг-LS (5×1,5)	19	0,9	17,1
Обогреватель здания установки регенерации гликоля №1(2) УН-6111-1(2)	46,7	ВВГнг-LS (5×16)	78	0,9	70,2
Вытяжной вентилятор здания установки регенерации гликоля №1 (2) EF- 6112-1 (2)	0,5	ВВГнг-LS (5×1,5)	19	0,9	17,1
Распределительная панель малых нагрузок освещение 930-SPP-4D1	23,9	ВВГнг-LS (5×6)	42	0,9	37,8
Здание ВU-930 низкого напряжения ЩУЭ/трансформаторов СКВУ №1 ВU-930-HVAC-1(2)	47,8	ВВГнг-LS (5×16)	78	0,9	70,2
Здание ВU-900 среднего напряжения РУ/ЩУЭ с помещением блочного щита управления СКВУ №1 ВU-900-HVAC-1 (2)	47,8	ВВГнг-LS (5×16)	78	0,9	70,2
Здание ВU-900 среднего напряжения РУ/ЩУЭ с помещением блочного щита упр. СКВУ №3 ВU-900-HVAC-3	2,4	ВВГнг-LS (5×1,5)	19	0,9	17,1
Распределительная панель спутников электрообогрева 930-ЕНТ-4D1 220/380ВА	31,9	ВВГнг-LS (5×16)	78	0,9	70,2
Источник бесперебойного питания 220ВА 930-ACUPS-D1	31,5	ВВГнг-LS (5×16)	78	0,9	70,2
Источник питания 220В постоянного тока 900-DCUPS-2D1	3,0	ВВГнг-LS (5×1,5)	19	0,9	17,1
Щит управления электроэнергией №1 (ЩУЭ) CLIENT PCB -1	205,9	ВВГнг-LS (5×120)	280	0,9	252
Щит управления электроэнергией №2 (ЩУЭ) CLIENT PCB -2	205,9	ВВГнг-LS (5×120)	280	0,9	252

Все выбранные кабельные линии напряжением 10 кВ и 0,4 кВ соответствуют требуемым условиям выбора и проверок.

Выбор и питающих кабелей на стороне 0,4 кВ для НКУ №2 с БЩУ №2 производим аналогично ранее выполненному расчёту [10]. Полученные результаты заносим в таблицу 11.

Таблица 11 - Выбор кабельных линий НКУ №2 с БЩУ №2

Наименование	I_p, A	Марка кабеля	$I'_{доп}, A$	K_p, A	$I'_{доп}, A$
Ввод №1					
Поз.6 Блок дренажной ёмкости сбора конденсата и воды	2,1	ВВГнг-ХЛ (5×1,5)	19	0,9	17,1
Поз.11 Автомобильная эстакада налива ФЛУ	2,1	ВВГнг-ХЛ (5×1,5)	19	0,9	17,1
Поз.11 Автомобильная эстакада налива ФЛУ Насосный блок Н-1 откачки ФЛУ (резервный)	11,6	ВВГнг-ХЛ (5×2,5)	25	0,9	22,5
Поз. 14 Станция насосная противопожарного водоснабжения	134	ВВГнг-ХЛ (5×50)	155	0,9	139,5
Поз.15 Резервуары противопожарного водоснабжения (резерв)	47,49	ВВГнг-ХЛ (5×16)	78	0,9	70,2
Поз.19 Операторная (резерв)	55,1	ВВГнг-ХЛ (5×25)	104	0,9	93,6
Поз.20 Контрольно-пропускной пункт (КПП) (резерв)	33,3	ВВГнг-ХЛ (5×16)	78	0,9	70,2
Поз.21 Тёплый склад масла	7,3	ВВГнг-ХЛ (5×2,5)	25	0,9	22,5
Поз.07 Блок подготовки воздуха КИП и азота (резервный)	56,8	ВВГнг-ХЛ (5×25)	104	0,9	93,6
Поз.18 Шкаф греющих кабелей электрообогрева трубопроводов	53,2	ВВГнг-ХЛ (5×25)	104	0,9	93,6
ЩНО (поз. 18) (резервный)	10,7	ВВГнг-ХЛ (5×2,5)	25	0,9	22,5
Блок БЩУ№2 КИП (поз. 18) Щит ОГЭ (резервный)	22,3	ВВГнг-ХЛ (5×6)	42	0,9	37,8
Блок БЩУ№2 КИП (поз. 18) Отопление, вентиляция, кондиционирование (рабочий)	22,6	ВВГнг-ХЛ (5×6)	42	0,9	37,8
ПЭСФЗ-н1 (поз.18)	8,03	ВВГнг-ХЛ (5×2,5)	25	0,9	22,5
Ввод №1 Резерв					
QF 14	63	ВВГнг-ХЛ (5×25)	104	0,9	93,6
QF 15	80	ВВГнг-ХЛ (5×35)	127	0,9	114,3
QF 16	6	ВВГнг-ХЛ (5×1,5)	19	0,9	17,1
QF 17	16	ВВГнг-ХЛ (5×6)	42	0,9	37,8

Продолжение таблицы 11

Наименование	I_p , А	Марка кабеля	$I_{доп}$, А	K_p , А	$I'_{доп}$, А
QF 18	40	ВВГнг-ХЛ (5×16)	78	0,9	70,2
QF 19	40	ВВГнг-ХЛ (5×16)	78	0,9	70,2
Ввод №2					
Поз.11 Автомобильная эстакада налива ФЛУ	2,1	ВВГнг-ХЛ (5×1,5)	19	0,9	17,1
Поз.12 Факельная установка	0,9	ВВГнг-ХЛ (5×1,5)	19	0,9	17,1
Поз. 14 Станция насосная противопожарного водоснабжения (рабочий)	134,0	ВВГнг-ХЛ (5×50)	155	0,9	139,5
Поз.15 Резервуары противопожарного водоснабжения	47,49	ВВГнг-ХЛ (5×16)	78	0,9	70,2
Поз.28 Склад пож. инвентаря	7,2	ВВГнг-ХЛ (5×2,5)	25	0,9	22,5
Поз.19 Операторная (рабочий)	55,1	ВВГнг-ХЛ (5×25)	104	0,9	93,6
Поз.20 Контрольно-пропускной пункт (КПП) (рабочий)	33,3	ВВГнг-ХЛ (5×16)	78	0,9	70,2
Поз.8 Помещение для водителей	5,0	ВВГнг-ХЛ (5×2,5)	25	0,9	22,5
Поз.27 Слесарная мастерская	17,8	ВВГнг-ХЛ (5×6)	42	0,9	37,8
Поз.26 Сварочный пост	7,2	ВВГнг-ХЛ (5×2,5)	25	0,9	22,5
Поз.31 Склад рукавов налива	31	ВВГнг-ХЛ (5×16)	78	0,9	70,2
Поз.11 Автомобильная эстакада налива ФЛУ Насосный блок Н-1 откачки ФЛУ (рабочий)	11,6	ВВГнг-ХЛ (5×2,5)	25	0,9	22,5
Поз.07 Блок подготовки воздуха КИП и азота (рабочий)	56,8	ВВГнг-ХЛ (5×25)	104	0,9	93,6
ЩНО (поз. 18) (рабочий)	10,7	ВВГнг-ХЛ (5×2,5)	25	0,9	22,5
Блок БЩУ№2 КИП (поз. 18) Щит ОГЭ (рабочий)	22,3	ВВГнг-ХЛ (5×6)	42	0,9	37,8
Блок БЩУ№2 КИП (поз. 18) Отопление, вентиляция, кондиционирование (рабочий)	22,6	ВВГнг-ХЛ (5×6)	42	0,9	37,8
ПЭСПЗ-н2 (поз.18)	8,03	ВВГнг-ХЛ (5×2,5)	25	0,9	22,5
Ввод №2 Резерв					
QF 37, QF 38, QF 39	40	ВВГнг-ХЛ (5×16)	78х3	0,9	70,2
QF 40	80	ВВГнг-ХЛ (5×35)	127	0,9	114,3

Вывод по разделу. Произведён выбор схемы электрических соединений с ПС 110/35/10 кВ «Верхне-Шапшинская» и модульной УПП, даны схемы распределения электроэнергии на стороне 10 кВ и 0,4 кВ. В соответствии с категорией электроснабжения и расчётными данными, произведён выбор проводов и кабельных линий на стороне 10 кВ и 0,4 кВ.

4 Расчёт токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) необходим для проверки аппаратуры на отключающую способность и динамическую стойкость, а также для проверки на термическую устойчивость распределительных устройств системы электроснабжения. Для этих целей в соответствующих точках на схеме замещения системы электроснабжения определим наибольшие токи трёхфазных КЗ (рисунок 4) [2], [10] и [11].

Максимальное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания $i_{a,\tau}$ определим по формуле:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0} \cdot e^{-\tau/T_a}, \quad (6)$$

где $I_{п.0}$ – ток короткого замыкания в начальный момент времени;

$\tau = 0,01 + t_{с.в}$ – расчетное время, соответствующее времени размыкания цепи при коротком замыкании дугогасительными контактами выключателя;

$t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя, с (берется из каталожных данных выключателей);

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Ударный ток КЗ $i_{уд}$ определим по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0} \cdot k_{уд}, \quad (7)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент.

При проведении расчётов воспользуемся средними значениями T_a и $k_{уд}$ приведенными в таблице 12.

Таблица 12 - Значения T_a и $k_{уд}$ энергосистем.

Элемент или часть энергосистемы	T_a , с	$k_{уд}$
Системы, связанные со сборными шинами, где рассматриваются КЗ, воздушными линиями напряжением, кВ:		
35	0,02	1,608
110–150	0,02–0,03	1,608–1,717
220–330	0,03–0,04	1,717–1,78
500–750	0,06–0,08	1,85–1,895
Системы, связанные со сборными шинами 6–10 кВ, где рассматриваются КЗ, через трансформаторы мощностью, МВА:		
80 и выше	0,06–0,15	1,85–1,935
32–80	0,05–0,1	1,82–1,904
5,6–32	0,02–0,05	1,6–1,82

В нашем случае расчёт сопротивлений ведется без учета активных сопротивлений, поэтому примем $k_{уд} = 1,8$ [2].

При приближенных расчетах токов КЗ для определения действующего значения периодической составляющей $I_{п,t}$ в произвольный момент КЗ t используем метод типовых кривых. Данный метод целесообразно применять в случаях, когда точка КЗ находится у выводов генераторов (синхронных компенсаторов) или на небольшой электрической удаленности от них [2]. Если энергосистема связана с точкой КЗ непосредственно, т.е. независимо от генераторов, расположенных вблизи места КЗ, как в нашем случае, то действующее значение периодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени считается равным $I_{п,t} = I_{п,0} = const$ [2].

Расчет трёхфазных КЗ для нашей схемы (рисунок 10) произведём в относительных единицах [17].

По исходным данным определяем мощность системы [3], [11] и [18]. Приблизительно принимаем за мощность системы мощность отключения

выключателя на присоединении ячеек ЯКНО №3 и №4 ПС 110/35/10 кВ «Верхне-Шапшинская» к системе.

Базисную мощность принимаем $S_6 = 100$ МВА. Базисное напряжение в соответствии со шкалой средних номинальных напряжений принимаем на стороне ВН: $U_{cp} = U_6 = 10,5$ кВ; на стороне НН: $U_6 = 0,4$ кВ [2]. Для расчёта общего базисного сопротивления $Z_{*рез(6)}$ учитываем сопротивление: кабельной линии КЛ 10 кВ от ячейки ЯКНО №3 (№4) (кабель ПвВнг-3х(1х120)) – 0,193 м.п.; одной цепи воздушной линии электропередач ВЛ 10 кВ (провод АС120/19) – 0,757 км и трансформатора ТСЛ 1600-10/0,4 кВ.

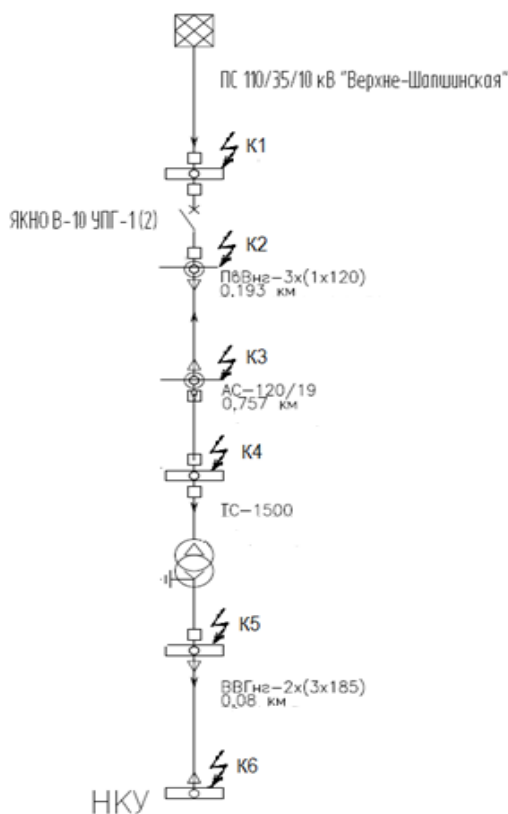


Рисунок 10 - Схема для расчёта токов короткого трёхфазного замыкания

Сопротивление кабельной линии КЛ 0,4 кВ ввод к НКУ (кабель ВВГнг-2х(3х185)) – 0,08 км, $Z_{*рез(6)} = 1,076$.

Базовый ток в точке К1 определим по формуле (1): $I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499$ кА.

Так как энергосистема связана с точкой К3 непосредственно, то действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания от системы при трёхфазном токе короткого замыкания для любого момента времени можно считать равным $I_{п,t} = I_{п,0} = const$ [2].

$$I_{кз} = \frac{E''_{*6}}{Z_{*рез(6)}} \cdot I_6 = \frac{1}{1,076} \cdot 5,499 = 5,11 \text{ кА}, \quad (8)$$

где $E''_{*6} = 1$ – среднее значение сверхпереходной ЭДС для энергетической системы в относительных единицах.

Определим ударный ток КЗ в точке К1 по формуле (7), при $k_{уд} = 1,8$:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{кз} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 5,11 \cdot 1,8 = 13 \text{ кА}$$

По аналогичной схеме выполним расчёт токов короткого замыкания в точках К2, К3, К4, К5 и К6 [2] и [17]. Результаты заносим в таблицу 13.

Таблица 13 - Расчет токов короткого замыкания

Точки КЗ	$U_{ном}$, кВ	$k_{уд}$	$I_{кз}$, кА	$I_{к2}$, кА	$i_{уд}$, кА
К1	10,5	1,8	13,0	11,26	33,4
К2	10,5	1,8	13,0	11,26	33,4
К3	10,5	1,8	12,53	10,85	32,2
К4	10,5	1,8	7,58	6,56	15,26
К5	0,4	1,8	32,0	27,7	70,7
К6	0,4	1,8	20,1	17,41	35,4

Вывод по разделу. Произведён расчёт токов КЗ на сторонах 10 кВ и 0,4 кВ в наиболее уязвимых точках системы электроснабжения.

5 Выбор электрических аппаратов

Выбор электрических аппаратов для установки начинается с определения по заданной электрической схеме расчетных условий, а именно: расчетных рабочих токов присоединений и токов КЗ. Расчетные величины сопоставляются с соответствующими номинальными параметрами аппаратов, выбираемых по каталогам и справочникам [9] и [10].

Выберем комплектное РУ со встроенным оборудованием: силовым выключателем, трансформаторами напряжения и тока. Данное оборудование необходимо подобрать исходя из основных условий эксплуатации.

5.1 Выбор и проверка выключателя на стороне 10 кВ для ЯКНО №3 и ЯКНО №4

Запитывание цепей 1 и 2 ВЛ 10кВ к существующей ПС 110/35/10 кВ «Верхне-Шапшинская» осуществляется от существующих ЯКНО №3 и ЯКНО №4 (ЯКНО – ячейка карьерная наружной установки), с исполнением вводов: кабель-кабель [18]. На рисунке 11 показана схема питания ячеек.

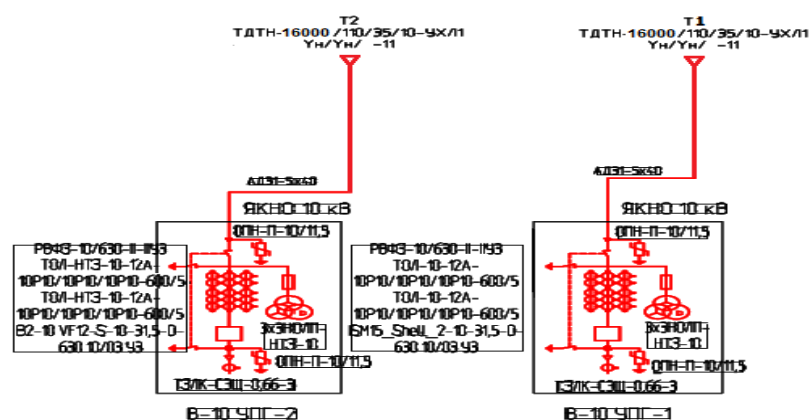


Рисунок 11 - Электрическая схема питания ячеек ЯКНО №3 и ЯКНО №4 с указанием установленного оборудования

Выбираем ЯКНО-10У1В-В3 производства АО «Сибирский завод электроцит» (АО «СЗЭ») г. Новосибирск [16] (таблица 14).

Таблица 14 - Комплектность ЯКНО

ЯКНО №3	ЯКНО №4
Ограничитель перенапряжения ОПН-П-10 кВ	Ограничитель перенапряжения ОПН-П-10 кВ
Вакуумный выключатель ВВ/TEL ISM15_SHELL_2-10-31,5-630	Вакуумный выключатель ВВ/TEL ISM15_SHELL_2-10-31,5-630
Разъединитель РВФЗ 10/630-П-П-2УЗ	Разъединитель РВФЗ 10/630-П-П-2УЗ
Измерительный трансформатор тока ТОЛ-10 600/5А 0,5s/10Р/10Р/10Р	Измерительный трансформатор тока ТОЛ-10 600/5А 0,5s/10Р/10Р/10Р
Измерительные трансформаторы тока ТЗЛК-0.66-125	Измерительные трансформаторы тока ТЗЛК-0.66-125
Трансформатор напряжения 3*ЗНОЛП-10	Трансформатор напряжения 3*ЗНОЛП-10

Технические характеристики ЯКНО-10У1В-В3 даны в таблице 15.

Таблица 15 - Технические характеристики ЯКНО-10У1В-В3

Технические характеристики	Значение
Номинальное напряжение, $U_{ном}$	10 кВ
Номинальный ток главных цепей $I_{ном}$	630 А
Номинальный ток отключения выключателя $I_{откл}$	31,5 кА
Сквозной ток короткого замыкания	
- наибольший пик	80 кА
- периодическая составляющая $i_{пр.с}$	31,5 кА
Ток термической стойкости, I_T	31,5 кА

В соответствии с перечнем комплектующей аппаратуры ЯКНО-10У1В-В3 10 кВ для установки предусмотрены вакуумные выключатели серии ВВ/TEL ISM15_SHELL_2-10-31,5-630 [16]. Выполним проверку вакуумного выключателя ВВ/TEL ISM15_SHELL_2-10-31,5-630.

Выполним расчёт выключателя по следующим параметрам:

а) номинальному напряжению $U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ} = U_{\text{сет.ном}} = 10 \text{ кВ};$$

б) номинальному длительному (рабочему) току $I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$; и
максимальному току $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$:

$$I_{\text{раб}} = 462 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 630 \text{ А},$$

где по формуле (3) $I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{T.ном}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{16000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 462 \text{ А},$

$$I_{\text{max}} = 646 \text{ А} \approx I_{\text{ном}} = 630 \text{ А},$$

где по формуле (3) $I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{T.ном}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 646 \text{ А},$

где $S_{\text{T.ном}}$ – номинальная полная мощность трансформатора ТДТН-16000/110/35/10;

n – количество трансформаторов (или обмоток);

1,4 – поправочный коэффициент.

в) отключающей способности:

- на симметричный ток отключения $I_{\text{n.т}} \leq I_{\text{откл.ном}}$, где в расчёте используем данные из таблицы 13: $I_{\text{n.т}} = I_{\text{п.о}} = 13 \text{ кА}$, тогда $I_{\text{n.т}} = 13 \text{ кА} \leq I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ кА}$;

- на отключение апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{a.т}} \leq i_{\text{a.ном}} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{нор}}}{100} \right) \cdot I_{\text{откл.ном}}, \quad (9)$$

где $i_{\text{a.т}}$ – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени $\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{с.в}} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}$.

Найдём номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе по формуле (6):

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о} \cdot e^{-\frac{0,04}{0,03}} = \sqrt{2} \cdot 13 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,03}} = 4,9 \text{ кА}$$

где $T_a = 0,03$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания (см. таблицу 16)

$$i_{a.ном} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \right) \cdot I_{откл.ном} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{45}{100} \right) \cdot 31,5 = 20,1 \text{ кА},$$

$$i_{a.\tau} = 4,9 \text{ кА} \leq i_{a.ном} = 20,1 \text{ кА};$$

г) включающей способности:

$$I_{п.о} \leq I_{вкл.ном}, i_{уд} \leq i_{вкл.ном}$$

$$I_{п.о} = 13 \text{ кА} \leq I_{вкл.ном} = 31,5 \text{ кА}, i_{уд} = 33,4 \leq i_{вкл.ном} = 80 \text{ кА};$$

д) предельному сквозному току короткого замыкания – на электродинамическую стойкость: $I_{п.о} \leq I_{пр.с}, i_{уд} \leq i_{дин} = i_{пр.с}$,

$$I_{п.о} = 13 \text{ кА} \leq I_{пр.с} = 31,5 \text{ кА}, i_{уд} = 33,4 \text{ кА} \leq i_{пр.с} = 80 \text{ кА};$$

е) тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \text{ при условии } t_{откл} > t_T, \quad (10)$$

$$\text{если } t_{откл} < t_T, \text{ то } B_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл},$$

где время отключения короткого замыкания $t_{откл} = t_{рз} + t_{пв.откл} = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с}$.

$$B_k = I_{п.о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = (13 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,065 + 0,03) = 16,06 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

Так как в данном случае $t_{откл} = 0,065 \text{ с} < t_T = 3 \text{ с}$, то условие проверки на термическую стойкость по формуле (9) будет иметь вид:

$$B_k = 16,06 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \leq I_T^2 \cdot t_{откл} = (80 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,065 = 41,6 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

Таким образом, выбранный вакуумный выключатель ВВ/TEL ISM15_SHELL_2-10-31,5-630 удовлетворяет всем условиям выбора и проверки.

Полученные результаты занесём в таблицу 16.

Таблица 16 - Условия выбора вакуумного выключателя

Выключатель ВВ/TEL ISM15_SHELL_2-10-31,5-630		
Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 462 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{max}} = 646 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \approx I_{\text{ном}}$
$I_{\text{н.т}} = 13 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{н.т}} \leq I_{\text{откл.ном}}$
$I_{\text{п.о}} = 13 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл.норм}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{вкл.норм}}$
$i_{\text{а.т}} = 4,9 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = 20,1 \text{ кА}$	$i_{\text{а.т}} \leq i_{\text{а.ном}}$
$I_{\text{п.о}} = 13 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{пр.с}}$
$i_{\text{уд}} = 33,4 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$
$i_{\text{уд}} = 33,4 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл.норм}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл.норм}}$
$B_{\text{к расч}} = 16,06 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{\text{к выкл}} = 41,6 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{\text{к расч}} \leq B_{\text{к выкл}}$

5.2 Выбор разъединителя 10 кВ

Рассмотрим к установке разъединителя внутренней установки РВФЗ 10/630-II-II-2УЗ производства Курского электроаппаратного завода (АО «КЭАЗ») [1] предназначенные для коммутации участков электрической сети 10 кВ, а также заземления отключённых участков при помощи стационарных заземляющих ножей Разъединитель имеет следующие основные параметры:

- номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$;
- номинальный ток $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$;
- наибольший пик (ток электродинамической стойкости) номинального кратковременного выдерживаемого тока (амплитудное значение) $i_{\text{пр.с}} = 50 \text{ кА}$;

- ток термической стойкости $i_T = 20$ кА;
- длительность протекания тока термической стойкости $t_T = 3$ с.

Разъединитель выбираем по следующим параметрам:

- а) номинальному напряжению $U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$:

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ} \leq U_{\text{сет.ном}} = 110 \text{ кВ}$$

- б) номинальному длительному (рабочему) току $I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$:

$$I_{\text{раб}} = 462 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 630 \text{ А},$$

- в) электродинамической стойкости: $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} = i_{\text{пр.с}}$:

$$i_{\text{уд}} = 33,4 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА};$$

- г) термической стойкости по формуле (9):

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \text{ при условии } t_{\text{откл}} > t_T,$$

$$\text{если } t_{\text{откл}} < t_T \text{ то } B_k \leq I_T^2 \cdot t_{\text{откл}},$$

где $t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{п.в.откл}} = 0,01 + 0,055 = 0,065$ с – время отключения короткого замыкания

$$B_k = I_{\text{п.о}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a) = (13 \cdot 10^3)^2 (0,065 + 0,03) = 16,06 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с},$$

где $t_{\text{откл}} = 0,065$ с – время отключения КЗ; $T_a = 0,03$ с – значение из таблицы 3.

Так как $t_{\text{откл}} = 0,065$ с $<$ $t_T = 3$ с, то условие проверки на термическую стойкость по формуле (9) имеет вид:

$$B_k = 16,06 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с} < I_T^2 \cdot t_T = (20 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,065 = 26 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$$

Выбранный разъединитель РВФЗ 10/630-II-II-2УЗ удовлетворяет условиям выбора и проверки. Полученные данные занесём в таблицу 17.

Таблица 17 - Условия выбора разъединителя

Разъединитель РВФЗ 10/630-П-П-2УЗ		
Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 462 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{уд}} = 33,4 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$
$B_{\text{к расч}} = 16,06 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{\text{к разьед}} = 26 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{\text{к расч}} \leq B_{\text{к разьед}}$

5.3 Выбор измерительных трансформаторов на стороне 10 кВ

Трансформаторы тока для цепи силового трансформатора на стороне 10 кВ выбирают по уровню допустимого напряжения, нагреву рабочим током и по требуемому классу точности, проверяют по электродинамической и термической стойкости током КЗ. Выбор по уровню напряжения и нагреву рабочим током аналогичен выбору выключателя.

В ЯКНО-10У1В-ВЗ предусмотрим установку двух измерительных трансформаторов тока: ТОЛ-10 600/5А 0,5s/10P/10P/10P и измерительного трансформатора нулевой последовательности ТЗЛК-0.66-125 внутренней установки класса напряжения 10 кВ, все производства ЗАО «ГК Электроцит – ТМ Самара» [7].

Рассмотрим каждый трансформатор в отдельности.

Измерительный трансформаторов тока ТОЛ-10 600/5А 0,5s/10P/10P/10P предназначен для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц [7] и имеет следующие параметры:

- номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}} = 600 \text{ А}$;
- номинальный вторичный ток $I_2 = 5 \text{ А}$;
- ток термической стойкости $I_T = 40 \text{ кА}$;
- длительность протекания тока термической стойкости $t_T = 3 \text{ с}$;

- номинальная вторичная нагрузка при $\cos \varphi = 0,8, S_2 = 5 \text{ ВА}$;
- ток электродинамической стойкости $i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$.

Номинальный ток трансформатора выбираем как можно ближе к рабочему току установки: $I_{1\text{ном}} = 600 \text{ А}$ (недогрузка первичной обмотки ведет к росту погрешности).

ТТ выбираем по следующим условиям:

- а) номинальному напряжению $U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ} = U_{\text{сет.ном}} = 10 \text{ кВ};$$

- б) номинальному длительному (рабочему) току $I_{\text{раб}} \leq I_{1\text{ном}}$,

где по формуле (1) $I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{T.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{16000}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 462 \text{ А}$ – номинальный

расчетный (рабочий) первичный ток (нагрузки) ТТ;

$I_{1\text{ном}} = 600 \text{ А}$ – номинальный первичный ток ТТ (по каталогу): $I_{\text{раб}} = 462 \text{ А} \leq I_{1\text{ном}} = 600 \text{ А}$. Номинальный первичный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей [12].

- в) электродинамической стойкости $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} = K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{ном}}$,

$$i_{\text{уд}} = 33,4 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА};$$

- г) термической стойкости по формуле (9): $B_{\text{к}} \leq K_{\text{T}}^2 \cdot I_{1\text{ном}}^2 \cdot t_{\text{T}}$:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п.о}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = (13 \cdot 10^3)^2 (0,065 + 0,03) = 16,06 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с},$$

где $t_{\text{откл}} = 0,065 \text{ с}$ – время отключения КЗ;

$T_{\text{а}} = 0,03 \text{ с}$ – значение из таблицы 3.

$$B_{\text{к}} = 16,06 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с} \leq I_{1\text{ном}}^2 \cdot t_{\text{T}} = (40 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,065 = 104 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$$

- д) конструкции и классу точности – корпус выполнен из эпоксидного компаунда залитый эпоксидной смолой, класс точности 0,5S;

е) вторичной нагрузке: $Z_2 \leq Z_{2\text{ном}} = \frac{S_2}{I_2^2} = \frac{5}{5^2} = 0,2 \text{ Ом}$ – номинальное полное сопротивление нагрузки (допустимая нагрузка) вторичной обмотки ТТ в выбранном классе точности.

Полученные данные занесём в таблицу 18.

Таблица 18 - Условия выбора измерительного трансформатора

ТОЛ-10 600/5А 0,5s/10P/10P/10P		
Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 462 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 600 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{1\text{ном}}$
$i_{\text{уд}} = 33,4 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{к}} = 16,06 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{\text{кТТ}} = 104 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{кТТ}}$

Измерительный трансформатор тока нулевой последовательности ТЗЛК-0.66-125 [7] предназначен для питания схем релейной защиты от замыкания на землю отдельных фаз трехфазного кабеля путем трансформации возникших при этом токов нулевой последовательности.

- номинальный вторичный ток $I_2 = 1 \text{ А}$;
- ток термической стойкости $I_T = 140 \text{ кА}$;
- сопротивление вторичной обмотки постоянному току $Z_{2\text{ном}} = 55 \text{ мОм}$.

Характеристики трансформатора ТЗЛК-0.66-125 даны в таблице 19.

Таблица 19 – Выбор трансформатора тока нулевой последовательности

Трансформатор тока ТЗЛК-0.66-125		
Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 462 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 600 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{1\text{ном}}$
Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$i_{\text{уд}} = 33,4 \text{ кА}$	$i_T = 140 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_T$

5.4 Выбор коммутирующих аппаратов на стороне 10 кВ

На питающих линиях электроснабжения распределительного устройства (РУ) ЩУЭ 10,0 кВ с БЩУ №1, силовых трансформаторов ТСЛ 1600-10/0,4 кВ, секционного выключателя, приводов компрессора ПНГ и компрессора рефрижерации установки подготовки попутного газа в шкафах РУВН 10 кВ устанавливаются высоковольтные выключатели нагрузки и предохранители (см. рисунок 4).

Предварительно выберем высоковольтный автоматический выключатель нагрузки ВНА/ТЕ П(п)-10/630-3нПУ2 со встроенными предохранителями типа ПКТ-102 производства АО «КЭАЗ» [1]. Результаты выбора и проверки выключателей нагрузки представлены в таблице 20.

Таблица 20 - Выбор высоковольтного автоматического выключателя нагрузки в сети 10 кВ

ВНА/ТЕ П(п)-10/630-3нПУ2		
Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$
ВНА/ТЕ П(п)-10/630-3нПУ2		
$I_{\text{раб}} = 462 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{max}} = 646 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \approx I_{\text{ном}}$
$I_{\text{н.т}} = 13 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{н.т}} \leq I_{\text{откл.ном}}$
$I_{\text{п.о}} = 13 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{пр.с}}$
$i_{\text{уд}} = 33,4 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$
$B_{\text{к расч}} = 16,06 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{\text{к выкл}} = 41,6 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{\text{к расч}} \leq B_{\text{к выкл}}$

Все выбранные электрические коммутационные аппараты классом напряжения 10 кВ соответствуют условиям выбора и показаны на рисунке 4.

5.5 Выбор коммутационных аппаратов на стороне 0,4 кВ для РУ 10 кВ

Для начала произведём выбор силовых автоматических выключателей, устанавливаемых непосредственно на линии питания силовых трансформаторов ТСЛ 1600/10/0,4 кВ в шкафах РУНН 0,4 кВ. Это главные автоматические выключатели и секционный выключатель (см. рисунок 5).

Для этого выбираем современные автоматические выключатели с микропроцессорными расцепителями марки ЕКР ВА-45, неплохо зарекомендовавшие себя в обеспечении функций защиты и коммутации электрической сети 0,4 кВ [7]. Исходя полученных данных по токам КЗ на стороне 0,4 кВ (см. таблицу 17), конструкцию элементов и устройств аппарата, для автоматических выключателей подбираем по номинальным токам самого автомата, а также номинальным токам срабатывания микропроцессорного расцепителя.

Номинальные токи автомата выбирают исходя из условия

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р}}$$

Ток уставки микропроцессорного расцепителя принимаем согласно

$$I_{\text{ном.р}} \geq K_{\text{то}} \cdot I_{\text{р}} \geq I_{\text{п}}, \quad (11)$$

где $K_{\text{то}}$ – кратность тока отсечки для данного типа автомата берётся из справочника.

Для защиты одиночных электродвигателей принимаем условие:

$$I_{\text{р}} = I_{\text{ном.а}}, \quad (12)$$

где $I_{\text{р}}$ – рабочий ток;

$I_{\text{ном.а}}$ – номинальный ток автомата.

Для вводных автоматов секций сборных шин принимают

$$I_{\Pi} = I_{\text{пик}}, \quad (13)$$

где I_{Π} – пусковой ток автомата;

$I_{\text{пик}}$ – пиковый ток автомата.

Номинальные (расчётные) токи технологического оборудования напряжением 0,4 кВ рассчитаны в работе ранее [15]. Для примера выберем главный автоматический выключатель, предназначенный для защиты и коммутации секций 1 и 2 РУНН 0,4 кВ с расчётными техническими параметрами:

$$I_p = 2310 \text{ A},$$

$$I_{\Pi} = I_{\text{пик}} = 3234 \text{ A}$$

Условия выбора и проверок автоматического выключателя и его микропроцессорного расцепителя выполняются:

$$I_{\text{ном.а}} = 3200 \text{ A} \geq I_p = 2310 \text{ A},$$

$$I_{\text{ном.р}} = 80 \text{ кА} \geq 3234 \text{ A},$$

где $I_{\text{ном.р}}$ – номинальный ток уставки микропроцессорного расцепителя.

Для защиты и коммутации данного секций РУНН 0,4 кВ выберем автоматический выключатель марки ЕКФ ВА-45 4000/3200А ЗР 80 кА выкатной ЕКФ PROxima [7] со следующими номинальными техническими параметрами:

- номинальное напряжение автомата $U_{\text{ном}} = 0,4 \text{ кВ}$;
- номинальный ток автомата $I_{\text{ном.а}} = 3200 \text{ A}$;
- номинальный ток уставки микропроцессорного расцепителя $I_{\text{ном.р}} = 80 \text{ кА}$;

- кратность тока отсечки $K_{то} = 10$.

Полученные результаты заносим в таблицу 21.

Таблица 21 - Выбор силовых автоматических выключателей на стороне 0,4 кВ

Наименование	I_p , А	$I_{п}$, А	Марка	$I_{ном.а}$, А	$I_{ном.р}$, А
Главный автоматический выключатель (2 шт.)	2310	3234	EKF BA-45 4000/3200A	3200	80000
Секционный выключатель	2310	3234	EKF BA-45 4000/3200A	3200	80000

Для коммутации низковольтных электроприёмников 220/380 В, в ЩУЭ 0,4 кВ для токов свыше 50 А воспользуемся автоматическими выключателями в литом корпусе типа MCCB марки BA-99ML/EKF BASIC [7]. Для токов от 0,1 до 50 А, воспользуемся модульными автоматическими выключателями марки ABB SH203L [1]. У данных автоматических выключателей ток отключения может регулироваться в достаточно широком диапазоне и на больших номиналах. Выбор автоматических выключателей типа MCCB и токов уставок их расцепителей приведён в таблице 22.

Таблица 22 - Выбор автоматических выключателей на стороне 0,4 кВ

Наименование	I_p , А	$I_{п}$, А	Марка	$I_{ном.а}$, А	$I_{ном.т.р}$, А	$I_{ном.э.р}$, А
АВО компрессора сырьевого ПНГ А М-1403А/1411А	18,0	126	ABB SH203L-B25	25	32	400
АВО компрессора сырьевого ПНГ В М-1403А/1411В	18,0	126	ABB SH203L-B25	25	32	400
Насос жидкостей компрессора сырьевого ПНГ А РМ-1406А	3,2	22,4	ABB SH203L-B6	6	8,7	30
Насос жидкостей компрессора сырьевого ПНГ В РМ-1406В	1,2	8,4	ABB SH203L-B6	6	8,7	30

Продолжение таблицы 22

Наименование	I_p, A	I_n, A	Марка	$I_{ном.а}, A$	$I_{ном.т.р}, A$	$I_{ном.э.р}, A$
Насос смазочного масла компрессора сырьевого ПНГ А РМ-1407А	0,1	0,7	ABB SH203L-B6	6	8,7	30
Насос смазочного масла компрессора сырьевого ПНГ В РМ-1407В	8,7	60,9	ABB SH203L-B13	13	18,85	65
Погружной нагреватель компрессора сырьевого ПНГ А Н-1408А	2,9	20,3	ABB SH203L-B6	6	8,7	30
Погружной нагреватель компрессора сырьевого ПНГ В Н-1408В	4,2	29,4	ABB SH203L-B10	10	14,5	50
Насос гликоля А РМ-1409А	1,4	9,8	ABB SH203L-B6	6	8,7	30
Насос гликоля В РМ-1409В	8,7	60,9	ABB SH203L-B13	13	18,85	65
Насос флегмы колонны отгонки С9+ А РМ-1606А	1,0	7,0	ABB SH203L-B6	6	8,7	30
Насос флегмы колонны отгонки С9+ В РМ-1606В	11,7	81,9	ABB SH203L-B13	13	18,85	65
Охладитель продукта С9+ АСМ-1607	1,3	9,1	ABB SH203L-B6	6	8,7	30
Нагреватель рециркуляции охладителя продукта С9+ Н-1607	5,8	40,6	ABB SH203L-B10	10	14,5	50
Пучок обогрева ребойлера Н-1608	2,9	20,3	ABB SH203L-B6	6	8,7	30
Насос низкотемпературного сепаратора А РМ-2205А	333,5	2335	BA-99/400 400 А EKF	400	2800	4000
Насос низкотемпературного сепаратора В РМ-2205В	29,1	203,7	ABB SH203L-B40	40	58	200
Насос флегмы колонны фракционирования ФЛУ А РМ-2210А	3,2	22,4	ABB SH203L-B6	6	8,7	30
Насос флегмы колонны фракционирования ФЛУ В РМ-2210В	11,7	81,9	ABB SH203L-B16	16	23,2	80
Пучок обогрева ребойлера колонны фракционирования ФЛУ Н-2212	1,3	9,1	ABB SH203L-B6	6	8,7	30
Охладитель продукта ФЛУ АСМ-2211	136,9	958,3	BA-99ML 100/160А 3P 18кА EKF BASIC	160	232	1600

Продолжение таблицы 22

Наименование	I_p, A	I_n, A	Марка	$I_{ном.а}, A$	$I_{ном.т.р}, A$	$I_{ном.э.р}, A$
АВО компрессора рефрижерации АСМ-6003	8,7	60,9	ABB SH203L-B13	13	18,85	65
Погружной нагреватель Н-6004	17,5	122,5	ABB SH203L-B25	25	36,25	125
Насос смазочного масла компрессора рефрижерации РМ-6006	0,7	4,9	ABB SH203L-B6	6	8,7	30
Погружной нагреватель Н-6007	5,8	40,6	ABB SH203L-B10	10	14,5	50
Насос смазочного масла РМ-6007	0,7	4,9	ABB SH203L-B6	6	8,7	30
Насос гликоля РМ-6008	4,5	31,5	ABB SH203L-B10	10	14,5	50
Вентилятор конденсатора хладагента №1 АСМ-6009-А	3,5	24,5	ABB SH203L-B6	6	8,7	30
Вентилятор конденсатора хладагента №2 М-6009-В	23,2	162,4	ABB SH203L-B32	32	46,4	160
Вентилятор конденсатора хладагента №3 М-6009-С	23,2	162,4	ABB SH203L-B32	32	46,4	160
Вентилятор конденсатора хладагента №4 М-6009-Д	23,2	162,4	ABB SH203L-B32	32	46,4	160
Обогреватель здания компрессора рефрижерации №1 УН6014-1	23,2	162,4	ABB SH203L-B32	32	46,4	160
Вытяжной вентилятор здания компрессора рефрижерации №1 ЕF6014-1	23,3	163,1	ABB SH203L-B32	32	46,4	160
Обогреватель здания компрессора рефрижерации №2 УН6014-2	0,3	2,1	ABB SH203L-B6	6	8,7	30
Вытяжной вентилятор здания компрессора рефрижерации №2 ЕF6014-2	23,3	163,1	ABB SH203L-B32	32	46,4	160
Обогреватель здания компрессора рефрижерации №3 УН6014-3	0,3	2,1	ABB SH203L-B6	6	8,7	30
Пучок обогрева регенератора гликоля Н-6109	23,3	163,1	ABB SH203L-B32	32	46,4	160
Насос впрыска гликоля РМ-6106А	87,9	615,3	BA-99ML 100/100A 3P 18кА EKF BASIC	100	145	1000
Насос впрыска гликоля РМ-6106В	2,3	16,1	ABB SH203L-B6	6	8,7	30

Продолжение таблицы 22

Наименование	I_p, A	I_n, A	Марка	$I_{ном.а}, A$	$I_{ном.т.р}, A$	$I_{ном.э.р}, A$
Обогреватель здания компрессора сырьевого УН1414 А-1(2,3) ПНГ А №1 (2,3)	2,3	16,1	ABB SH203L-B6	6	8,7	30
Вытяжной вентилятор здания компрессора сырьевого EF1413 А-1(2) ПНГ А №1(2)	70,0	490	BA-99ML 100/80A 3P 18кА EKF BASIC	80	116	800
Обогреватель здания компрессора сырьевого УН1414 В-1(2,3) ПНГ В №1 (2)	0,5	3,5	ABB SH203L-B6	6	8,7	30
Вытяжной вентилятор здания компрессора сырьевого EF1413 В-1(2) ПНГ В №1(2)	70,0	490	BA-99ML 100/80A 3P 18кА EKF BASIC	80	116	800
Вентилятор №1 конденсатора колонны отгонки С9+АСМ-1603А	0,5	3,5	ABB SH203L-B6	6	8,7	30
Вентилятор №2 конденсатора колонны отгонки С9+АСМ-1603В	10,5	73,5	ABB SH203L-B16	16	23,2	80
Обогреватель здания установки регенерации гликоля №1(2) УН- 6111-1(2)	46,7	326,9	ABB SH203L-B63	63	91,35	315
Вытяжной вентилятор здания установки регенерации гликоля №1 (2) EF- 6112-1 (2)	0,5	3,5	ABB SH203L-B6	6	8,7	30
Распределительная панель малых нагрузок освещение 930-SPP-4D1	23,9	167,3	ABB SH203L-B32	32	46,4	160
Здание ВU-930 низкого напряжения ЩУЭ/трансформаторов СКВУ №1 ВU-930-HVAC-1(2)	47,8	334,6	ABB SH203L-B63	63	91,35	315
Здание ВU-900 среднего напряжения РУ/ЩУЭ с помещением блочного щита управления СКВУ №1 ВU-900-HVAC-1 (2)	47,8	334,6	ABB SH203L-B63	63	91,35	315

Продолжение таблицы 22

Наименование	I_p, A	I_n, A	Марка	$I_{ном.а}, A$	$I_{ном.т.р}, A$	$I_{ном.э.р}, A$
Здание ВU-900 среднего напряжения РУ/ЩУЭ с помещением блочного щита упр. СКВУ №3 ВU-900-НВАС-3	2,4	16,8	ABB SH203L-B6	6	8,7	30
Распределительная панель спутников электрообогрева 930-ЕНТ-4D1 220/380ВА	31,9	223,3	ABB SH203L-B40	40	58	200
Источник бесперебойного питания 220ВА 930-АСUPS-2D1	31,5	220,5	ABB SH203L-B40	40	58	200
Источник питания 220В пост.тока 900-DCUPS-2D1	3,0	21	ABB SH203L-B6	6	8,7	30
Щит управления электроэнергией №1 (ЩУЭ) CLIENT РСВ -1	205,9	1441	ВА-99ML 250/225А 3Р 20кА ЕКF BASIC	250	363	2500
Щит управления электроэнергией №2 (ЩУЭ) CLIENT РСВ -2	205,9	1441	ВА-99ML 250/225А 3Р 20кА ЕКF BASIC	250	363	2500

5.6 Выбор основных коммутационных аппаратов на стороне 0,4 кВ для НКУ №2 с БЩУ №2

Выбор основных коммутационных аппаратов для НКУ №2 с БЩУ №2 производим аналогично [3]. Полученные результаты заносим в таблицу 23.

Таблица 23 - Выбор автоматических выключателей для НКУ №2 с БЩУ №2

Наименование	I_p, A	I_n, A	Марка	$I_{ном.а}, A$	$I_{ном.т.р}, A$	$I_{ном.э.р}, A$
Поз.6 Блок дренажной ёмкости сбора конденсата и воды	2,1	14,7	ABB SH203L-B6	6	8,7	30
Поз.11 Автомобильная эстакада налива ФЛУ	2,1	14,7	ABB SH203L-B6	6	8,7	30

Продолжение таблицы 23

Наименование	I_p, A	I_n, A	Марка	$I_{ном.а}, A$	$I_{ном.т.р}, A$	$I_{ном.э.р}, A$
Поз.11 Автомобильная эстакада налива ФЛУ Насосный блок Н-1 откачки ФЛУ (резервный)	11,6	81,2	ABB SH203L-B16	16	23,2	80
Поз. 14 Станция насосная противопожарного водоснабжения	134	959	BA-99ML 100/160A 3P 18кА EKF BASIC	160	232	1600
Поз.15 Резервуары противопожарного водоснабжения (резерв)	47,49	332,4	ABB SH203L-B63	63	91,35	315
Поз.19 Операторная (резерв)	55,1	385,7	BA-99ML 100/ 80A 3P 18кА EKF BASIC	80	116	400
Поз.20 Контрольно-пропускной пункт (КПП) (резерв)	33,3	233,1	ABB SH203L-B40	40	58	200
Поз.21 Тёплый склад масла	7,3	51,1	ABB SH203L-B13	13	18,85	65
Поз.07 Блок подготовки воздуха КИП и азота (резервный)	56,8	397,6	BA-99ML 100/ 80A 3P 18кА EKF BASIC	80	116	400
Поз.18 Шкаф греющих кабелей электрообогрева трубопроводов	53,2	372,4	BA-99ML 100/ 80A 3P 18кА EKF BASIC	80	116	400
ЩНО (поз. 18) (резервный)	10,7	74,9	ABB SH203L-B16	16	23,2	80
Блок БЩУ№2 КИП (поз. 18) Щит ОГЭ (резервный)	22,3	156,1	ABB SH203L-B32	32	46,4	160
Блок БЩУ№2 КИП (поз. 18) Отопление, вентиляция, кондиционирование (рабочий)	22,6	158,2	ABB SH203L-B32	32	46,4	160
ПЭСПЗ ввод 1 (поз.18)	8,03	56,21	ABB OT16F4N2 4п	16	18,85	65
QF 14	63	441	BA-99ML 100/ 80A 3P 18кА EKF BASIC	80	116	400
QF 15	80	560	BA-99ML 100/100A 3P 18кА EKF	100	145	1000

Продолжение таблицы 23

Наименование	I_p, A	I_n, A	Марка	$I_{ном.а}, A$	$I_{ном.т.р}, A$	$I_{ном.э.р}, A$
QF 16	6	42	ABB SH203L-B13	13	18,85	65
QF 17	16	112	ABB SH203L-B25	25	36,25	125
QF 18	40	280	ABB SH203L-B63	63	91,35	315
QF 19	40	280	ABB SH203L-B63	63	91,35	315
QF 20	40	280	ABB SH203L-B63	63	91,35	315
Поз.11 Автомобильная эстакада налива ФЛУ	2,1	14,7	ABB SH203L-B6	6	8,7	30
Поз.12 Факельная установка	0,9	6,3	ABB SH203L-B6	6	8,7	30
Поз. 14 Станция насосная противопожарного водоснабжения (рабочий)	134,0	938	BA-99ML 100/160A 3P 18кА EKF BASIC	160	232	1600
Поз.15 Резервуары противопожарного водоснабжения	47,49	332,4	ABB SH203L-B63	63	91,35	315
Поз.28 Склад пожарного инвентаря	7,2	50,4	ABB SH203L-B13	13	18,85	65
Поз.19 Операторная (рабочий)	55,1	385,7	BA-99ML 100/ 80A 3P 18кА EKF BASIC	80	116	400
Поз.20 Контрольно-пропускной пункт (КПП) (рабочий)	33,3	233,1	ABB SH203L-B40	40	58	200
Поз.8 Помещение для водителей	5,0	35	ABB SH203L-B6	6	8,7	30
Поз.27 Слесарная мастерская	17,8	124,6	ABB SH203L-B25	25	36,25	125
Поз.26 Сварочный пост	7,2	50,4	ABB SH203L-B13	13	18,85	65
Поз.31 Склад рукавов налива	31	217	ABB SH203L-B40	40	58	200
Поз.11 Автомобильная эстакада налива ФЛУ Насосный блок Н-1 откачки ФЛУ (рабочий)	11,6	81,2	ABB SH203L-B16	16	23,2	80

Продолжение таблицы 23

Наименование	I_p, A	I_n, A	Марка	$I_{ном.а}, A$	$I_{ном.т.р}, A$	$I_{ном.э.р}, A$
Поз.07 Блок подготовки воздуха КИП и азота (рабочий)	56,8	397,6	BA-99ML 100/ 80A 3P 18кА EKF BASIC	80	116	400
ЩНО (поз. 18) (рабочий)	10,7	74,9	ABB SH203L-B16	16	23,2	80
Блок БЩУ№2 КИП (поз. 18) Щит ОГЭ (рабочий)	22,3	156,1	ABB SH203L-B32	32	46,4	160
Блок БЩУ№2 КИП (поз. 18) Отопление, вентиляция, кондиционирование (рабочий)	22,6	158,2	ABB SH203L-B32	32	46,4	160
ПЭСПЗ ввод 2 (поз.18)	8,03	56,21	ABB OT16F4N2 4п	16	18,85	65
QF 37	40	280	ABB SH203L-B63	63	91,35	315
QF 38	40	280	ABB SH203L-B63	63	91,35	315
QF 39	40	280	ABB SH203L-B63	63	91,35	315
QF 40	80	560	ABB SH203L-B63	63	91,35	315

Вывод по разделу. В пятом разделе произведён расчёт и выбор основных электрических аппаратов системы электроснабжения для РУВН 10 кВ и РУНН 0,4 кВ в соответствии со справочной литературой [2] и [11], с учётом нужд НКУ и возможности подключения в перспективе дополнительной нагрузки.

6 Релейная защита

Для защиты ВЛ 10 кВ от источника электроснабжения ПС 110/35/10 кВ «Верхне-Шапшинская» до ЩУЭ 10,0 кВ с БЩУ №1 и ЩУЭ 0,4 кВ с трансформаторами 10/0,4 кВ, предусмотрим установку двух ячеек ЯКНО №3 и №4 с вакуумными выключателями и шкафом РЗА с двумя комплектами защит с возможностью независимого обслуживания [2] и [17]. Ячейки ЯКНО №3 и №4 устанавливаются на открытой части территории ПС 110/35/10 кВ «Верхне-Шапшинская» и подключаются жесткой ошиновкой параллельно существующей ячейки ЯКНО №3 и №4 со стороны источника и кабелем со стороны потребителя. Шкаф РЗА установим в помещении ОПУ (общестанционном пункте управления) ПС 110/35/10 кВ «Верхне-Шапшинская».

Каждый комплект защит реализует функции:

- трехступенчатой максимальной токовой защиты (МТЗ);
- защиты от однофазных замыканий на землю (ЗОЗЗ);
- защиты от дуговых замыканий (ЗДЗ);
- устройство резервирования отказов выключателя (УРОВ);
- двукратное АПВ,
- автоматика управления выключателем (АУВ);
- АЧР, ЧАПВ (по внешним сигналам или по внутренним сигналам);
- защиты от несимметричных режимов работы (ЗНР);
- газовой защиты (ГЗ);
- одноступенчатой защиты минимального напряжения (ЗМН).

Аппаратно указанные выше функции реализуем на базе микропроцессорного терминала.

Так же предусмотрим комплект релейной защиты и автоматики в ЩУЭ 10,0 кВ с БЩУ №1 и ЩУЭ 0,4 кВ с трансформаторами 10/0,4 кВ. Релейную

защиту выполним в соответствии с действующими решениями и особенностями электроснабжения в этом районе [2] и [17].

Предусмотрим следующие виды защит: токовая отсечка, МТЗ, защита от перегруза, земляная защита.

Предусмотрим измерение тока на сторонах 10 и 0,4 кВ, измерение напряжения - на стороне 10 кВ.

Учет электроэнергии – на стороне 10 кВ.

Шкафы 10 кВ обеспечены следующей автоматикой:

- АВР на секционном выключателе;
- АПВ на вводах и линиях.

В ЩУЭ 10,0 кВ с БЩУ №1 примем систему релейной защиты на базе микропроцессорных устройств, установленных в ячейках ЩУЭ 10,0 кВ с БЩУ №1.

Комплекс защит изображён на рисунке 12.

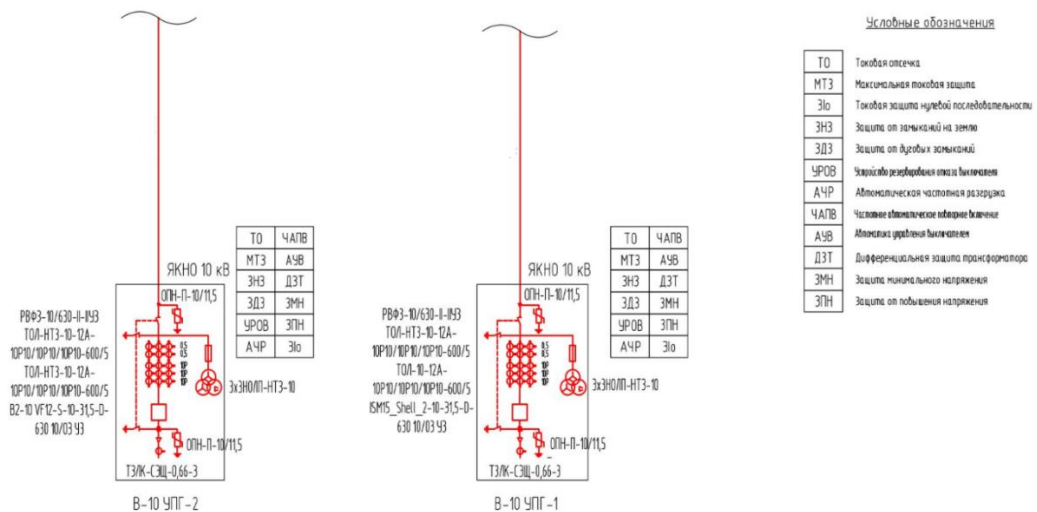


Рисунок 12 - Комплекс защит РЗА на ячейках ЯКНО №3 и №4

Вывод по разделу. Представлен комплекс различных видов защит РЗА ячеек ЯКНО №3 и №4 и ЩУЭ 10,0 кВ с БЩУ №1 и ЩУЭ 0,4 кВ.

7 Мероприятия по заземлению (занулению) и молниезащите

Система заземления в сетях 0,4 кВ принята - TN-S.

Согласно ПУЭ [15] в целях электробезопасности предусмотрим защитное заземление открытых проводящих частей при помощи специальных проводников, присоединенных отдельным зажимом к РЕ проводникам, а также основную и дополнительную систему уравнивания потенциалов.

Нейтраль трансформаторов 10/0,4 кВ заземляем наглухо путем присоединения к наружному контуру заземления. Для заземления нейтрали трансформаторов в качестве заземлителей используем наружный контур из стальных электродов диаметром 18 мм, длиной 5 м, соединенных стальной полосой 40x5 мм. Сопротивление заземляющего устройства (ЗУ) в любое время года не должно превышать 4 Ом.

Для создания непрерывной электрической сети все металлические элементы конструкций соединяем сваркой или перемычками. Все металлические конструкции кабельной эстакады и детали крепления оборудования соединяем непрерывной цепью при помощи сварки или перемычками и присоединяем к контуру заземления.

В качестве заземляющих устройств используем как естественные, так и искусственные заземлители:

- естественные заземлители – металлические и железобетонные конструкции здания и сооружений, находящихся в соприкосновении с землей;
- искусственные заземлители – вертикальный (стальные электроды диаметром 18 мм, длина 5 м) и горизонтальный (стальная полоса 40x5 мм на глубине не менее 0,5 м).

Для создания непрерывной электрической сети все металлические элементы конструкций соединяем сваркой или перемычками. Все

металлические конструкции кабельных эстакад и детали крепления оборудования соединяем непрерывной цепью при помощи сварки или перемычками и присоединяются к контуру заземления.

Для трансформаторных подстанций сопротивление заземляющего устройства не превышает 4 Ом в любое время года.

Для защиты людей от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции предусмотрим следующие меры защиты при косвенном прикосновении:

- защитное заземление;
- защитное автоматическое отключение питания;
- уравнивание потенциалов.

Для уравнивания потенциалов в зданиях, блоках, объединяем с основной системой уравнивания потенциалов следующие проводящие части:

- нулевой защитный проводник;
- заземляющий проводник, присоединенный к заземляющему устройству;
- металлические части строительных конструкций кабельных эстакад и коробов;
- металлические корпуса технологического оборудования.

Для защитного заземления электроприемников предусмотрим РЕ-проводник, проложенный от распределительного устройства.

Зануление электрооборудования выполним отдельным проводником медным проводом желто-зеленой окраски согласно ПУЭ (п.7.3.135) [14].

Во всех электроустановках, расположенных в зданиях или блок-боксах, согласно ПУЭ предусмотрим основную систему уравнивания потенциалов, соединяющую между собой следующие проводящие части:

- защитный проводник (PEN- или РЕ-проводник) питающей линии;
- металлический каркас блоков;
- металлические трубы коммуникаций, входящих в здание;

- металлические части систем вентиляции;
- заземляющий проводник, присоединенный к искусственному заземлителю;
- заземляющее устройство системы молниезащиты.

Соединение указанных проводящих частей между собой выполним при помощи главных заземляющих шин, установленных в зданиях и блоках вблизи вводных устройств в доступном для обслуживания месте.

Система дополнительного уравнивания потенциалов соединяет между собой все одновременно доступные к прикосновению открытые проводники стационарного оборудования и другие проводящие части. В качестве проводников системы уравнивания потенциалов используем предусмотренные проводники, а также открытые и сторонние проводящие части.

Выполнение основной системы уравнивания потенциалов и системы дополнительного уравнивания потенциалов обеспечит присоединение металлических конструкций кабельных эстакад к глухозаземленной нейтрали трансформатора в соответствии с ПУЭ (п.1.7.76) [14].

Эстакады для трубопроводов через 200 м, а также в начале и в конце электрически соединены с проходящими по ним трубопроводами и заземлены.

Молниезащиту выполним в соответствии с СО 153-34.21.122-2003 и РД 34.21.122-87.

В соответствии с СО 153-34.21.122-2003 сооружения относятся к специальным объектам, уровень надежности защиты от прямых ударов молнии – 0,9.

Технологические блоки, имеющие по ПУЭ взрывоопасные зоны, защищены от прямых ударов молнии, вторичных проявлений молнии и заноса высокого потенциала через наземные и подземные металлические коммуникации.

Защита от прямых ударов молнии осуществляется:

- использованием в качестве молниеприемника металлической кровли (с обеспечением непрерывной, надежной и долговечной связи её с металлическим каркасом здания, а также соответствия требованию СО 153-34.21.122-2003, п.3.2.1.2);
- установкой отдельно стоящих молниеотводов и молниеотводов на прожекторных мачтах;
- присоединением металлических корпусов к заземлителю молниезащиты.

Для защиты от повторных проявлений молнии и статического электричества металлические части корпуса всего оборудования и аппаратов присоединяем к заземляющему устройству, а трубопроводы и другие металлоконструкции в местах их сближения на расстояния менее 10 см через каждые 30 м соединяем перемычками.

Для защиты от заноса высокого потенциала по внешним наземным (надземным) коммуникациям выполнено их присоединения на вводе в здание или сооружение к заземлителю защиты от прямых ударов молнии, а на ближайшей к вводу опоре коммуникации – к ее фундаменту.

Для передвижной техники, используемой в технологических процессах, и техники, участвующей в ликвидации пожаров, производится временное заземление. В местах установки передвижной пожарной техники на территории площадки определены, оборудованы и обозначены места заземления. Сопротивление растеканию тока на землю устройства должно быть не более 4 Ом в любое время года. Зануление электрооборудования выполняется отдельным проводником [14].

Для заземления автоцистерн с целью отвода зарядов статического электричества при сливо-наливных операциях предусматривается установка устройств заземления автоцистерн УЗА. Заземляющие устройства УЗА

служит для снятия статического электричества и одновременного постоянного контроля сопротивления заземляющей цепи.

В местах установки передвижной пожарной техники предусматриваются стойки для заземления, к которым с помощью гибкого проводника присоединяются корпуса автомашин.

Места установки стоек обозначаются знаком «Заземление». Защитные и молниезащитные заземляющие устройства объединены.

Присоединение заземляющих проводников к оборудованию, подлежащему заземлению, и соединение их между собой должно иметь надежный контакт и выполняться болтовыми соединениями в соответствии с ПУЭ [14] и СП 76.13330.2016.

Соединения заземляющих защитных проводников в помещениях должно выполняться способами, обеспечивающими требования ГОСТ 10434-82 классу 2 соединений.

Необходимо предусмотреть меры против ослабления и коррозии контактных соединений.

Контактные соединения в цепи заземления должны соответствовать классу 2 по ГОСТ 10434–82.

Вывод по разделу. В седьмом разделе перечислены все необходимые мероприятия для создания надёжного защитного заземления и зануления электроприёмников модульной УПП.

8 Система рабочего и аварийного освещения

Систему освещения объекта выполняем в соответствии с СП 52.13330.2016.

Наружное освещение территории выполняем светодиодными прожекторами, мощностью 400 Вт. Прожекторы устанавливаем на прожекторных мачтах с молниеприемником.

Количество прожекторов и их расположение должно быть определено необходимой освещенностью площадки УПГ [9]. Управление освещением осуществляется автоматически, от сигнала фотодатчика с возможностью работы одного, либо всей группы светильников при снижении освещенности и по месту - кнопками управления на панели ШНО в ручном режиме (электрощитовая здания НКУ-0,4кВ №2/БЩУ №2).

Охранное освещение периметра предусмотрим светильниками со светодиодными матрицами, применяемые в режимах «охрана» и «тревога».

Светильники охранного освещения размещаем на высоте 3,5 м от планировочной отметки, на опорах ограждения с применением трубы-стойки.

Особенностью примененных светильников является адресное индивидуальное управление режимами работы (дежурный и тревожный). В тревожном режиме уровень излучения максимальный, а в дежурном режиме по умолчанию составляет 30% от максимального.

Основной задачей дежурного режима является обеспечение равномерного освещения охраняемого периметра с минимальным энергопотреблением. Дежурный режим включается автоматически по сигналу от фотореле при достижении минимального установленного уровня естественного освещения. Дежурный режим обеспечивает освещенность в темное время суток в горизонтальной плоскости на уровне земли не менее 0,5 лк, что необходимо для нормального функционирования системы телевизионного наблюдения.

При пересечении периметра нарушителем освещение участка вторжения обеспечивается как группой светильников, так и отдельными светильниками в тревожном режиме. Тревожный режим обеспечивает уровень освещенности не менее 10 лк в зонах, где сработала тревога.

Система работает в автоматическом и в ручном режимах. Автоматический режим обеспечивает регулировку освещения по сигналу датчика освещенности фотореле. Ручной режим подразумевает управление системой оператором.

В соответствии с нормативными документами в блочной продукции предусмотрены следующие виды освещения:

- рабочее – 220 В;
- аварийное (эвакуационное и резервное) – 220 В;
- дежурное – 220 В;
- ремонтное – 12 В.

Электроосвещение внутри блок-боксов предусмотрим светодиодными светильниками. В зданиях предусмотрим рабочее и аварийное, наружное освещение входов и прилегающей к входам территории.

Для аварийного освещения в зданиях устанавливаем светильники со встроенными аккумуляторами (время работы 1 час).

Освещенность блок-боксов принимаем в соответствии с действующими нормами и правилами (СП 52.13330.2016 и ВСН 34 91) и должна составлять не менее 200 лк.

При установке светильников ниже двух метров для защиты от косвенного прикосновения класс защиты светильников применяется 2 или 3.

Вывод по разделу. В разделе приведён перечень основных мероприятий по устройству системы рабочего и аварийного освещения территории модульной УПГ.

Заключение

Решение задач, связанных с электроснабжением объектов добычи, транспортировки и переработки нефти и газа можно выполнить несколькими технологическими средствами. Различные варианты реализации систем электроснабжения нуждаются в проведении предварительных расчетов, результатом которых является обоснование выбранного технического решения.

Система электроснабжения модульной установки подготовки газа выполнена на рациональной основе и удовлетворяет требованиям экономичности, надежности и качества электроснабжения элементов системы. При этом система электроснабжения обеспечивает гибкость, позволяющую обеспечить перспективу на расширение переработки газа при дальнейшем развитии производства, исключая серьезные осложнения и удорожания стоимости.

В процессе выполнения работы была разработана промышленная система электроснабжения модульной установки подготовки газа, учтены особенности технологического процесса подготовки природного газа.

В ходе разработки системы электроснабжения был произведен расчёт элементов энергосистемы, произведён расчет питающих кабельных линий элементов установки подготовки газа, выбрано количество, мощность силовых трансформаторов и сечения кабелей электроприёмников. По результатам проведенных расчётов была выбрана рациональная схема электроснабжения, произведён расчёт токов короткого замыкания, выбраны оптимальные электрические аппараты и токоведущие части.

Все мероприятия, выполненные в работе, соответствуют руководящим и методическим нормативам по проектированию сетей электроснабжения промышленных предприятий, требованиям правил ПУЭ [14], и другой методической литературы со списком используемых источников.

Список используемых источников

1. АО «КЭАЗ» (Курский электроаппаратный завод) [Электронный ресурс] Курск: АО «КЭАЗ». URL: <https://keaz.ru/> (дата обращения: 15.09.2022).
2. Ваттана А. Б., Шапошникова Л. А. Электроснабжение металлургических предприятий. Релейная защита силового электрооборудования [Электронный ресурс]: учеб. пособие. М.: МИСиС; 2019. 64 с.
3. Вахнина В. В., Черненко А. Н. Системы электроснабжения [Электронный ресурс]: учеб.-метод. пособие. Тольятти: ТГУ, 2015. 46 с.
4. Вахнина В. В., Самолина О. В. Положение о выпускной квалификационной работе бакалавров: учеб.-метод. пособие для студентов направления 140200 "Электроэнергетика". Тольятти: ТГУ, 2009. 15 с.
5. ГОСТ 1983-2015 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия. Стандартиформ, 2016. 39 с. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200136398/> (дата обращения: 03.11.2022).
6. ГОСТ 30331.1-2013 Электроустановки низковольтные. URL: <https://electromontaj-proekt.ru/data/documents/gost-30331.1-2013/> (дата обращения: 03.11.2022).
7. ЗАО «ГК «Электрощит» – ТМ Самара» («Самараэлектрощит»): [Электронный ресурс] ЗАО «ГК «Электрощит». URL: <http://electroshield.nt-rt.ru/> (дата обращения: 13.09.2022).
8. Иванов В. Н., Применение компьютерных технологий при проектировании электрических схем: учебник. М.: СОЛОН-ПРЕСС, 2017. 226 с.
9. Кокин С.Е., Дмитриев С.А., Хальясмаа А.И. Схемы электрических соединений подстанций [Электронный ресурс]: учебное

пособие. Москва, 2017. 2-е изд. 100 с. URL: <https://new.znaniium.com/catalog/product/947712//> (дата обращения 17.09.2022).

10. Крючков И.П., Пираторов М.В., Старшинов В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций [Электронный ресурс]: учеб.-справочное пособие для вузов.; под ред. Крючкова И.П. М.: 2015. 138 с. URL: <http://www.studentlibrary.ru/book//> (дата обращения: 15.09.2022).

11. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции [Электронно-библиотечная система IPR BOOKS]: учебное пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет, 2016. 111 с. URL: <http://www.iprbookshop.ru/69935.html//> (дата обращения 15.09.2022).

12. Немировский А.Е., Сергиевская И.Ю., Крепышева Л.Ю. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций [Электронный ресурс]: учеб. пособие. М.: Инфра-Инженерия; 2018. 2-е изд. 148 с. URL: <https://new.znaniium.com/catalog/product/989739//> (дата обращения: 11.09.2022).

13. ОАО «Электроприбор» [Электронный ресурс] ОАО «Электроприбор». URL: <https://www.elpribor.ru//> (дата обращения: 11.09.2022).

14. Полуянович Н. К. Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий: учеб. пособие. Санкт-Петербург: Лань, 2019. 5-е изд. 396 с.

15. Правила устройства электроустановок [Электронный ресурс]: М. ЭНАС; 2013. 7-е изд. 104 с. URL: <http://www.iprbookshop.ru/76191.html//> (дата обращения 11.09.2022).

16. РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. URL: <http://1000gost.ru/Index1/9/9624.htm//> (дата обращения 13.09.2022).

17. Сибирский завод электроцит [Электронный ресурс]. URL: <https://sibelz.ru/o-kompanii//> (дата обращения: 15.09.2022).

18. Соловьев А. Л. Релейная защита городских электрических сетей 6 и 10 кВ [Электронный ресурс]: учеб. пособие; под ред. А. В. Беляева. Санкт-Петербург: Политехника, 2016. 175 с. (дата обращения: 11.09.2022).

19. СТО 34.01-3.1-002-2016 Типовые технические решения подстанций 6–110 кВ [Консультант плюс: справочно-правовая система.] ПАО «ФСК ЕЭС». URL: https://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/34.01-3.1-002-2016.pdf//

20. ТУ 3411-138-15356352-2009 Трансформаторы распределительные сухие ТСЛ(З) мощностью от 250 до 2500 кВА, класса напряжения 6-10 кВ [Электронный ресурс]. – URL: <http://library.nuft.edu.ua/ebook/file/rojkoval.pdf//>.