

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический

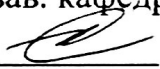
Кафедра Энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы: Электроснабжение

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


 Н.В. Савина
«28» 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование системы резервного электроснабжения технического
комплекса космодрома «Восточный»

Исполнитель

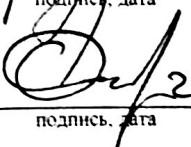
студент группы 442-064

 19.06.2018
подпись, дата

Э.С. Таран

Руководитель

доцент, канд.техн.наук

 20.06.2018
подпись, дата

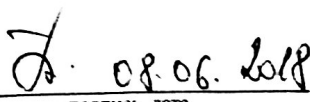
А.А. Остапенко

Консультант:

безопасность и

экологичность


доцент, канд. техн. наук

 08.06.2018
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

 20.06.2018
подпись, дата

А.Н. Козлов

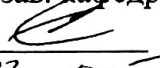
Благовещенск 2018

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 07 » 01 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Таралева Эдуарда
Сиятсовича

1. Тема бакалаврской работы: Проектирование системы резервного электроснабжения технического комплекса космодромной Восточной.
(утверждено приказом от 12.03.18 № 533)
2. Срок сдачи студентом законченной работы _____
3. Исходные данные к бакалаврской работе: данные об имеющейся на объекте оборудовании, электрические нагрузки, схемы электроснабжения.
4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов):
Выбор ДГУ и ИБП, расчет резервируемых нагрузок, расчет токов КЗ, выбор и проверка оборудования
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Лист 1: Схема мандровской организации ТП и ДГУ для НКРП и НККА. Лист 2: Структурная схема электроснабжения ТК космодром Восточной. Лист 3: Структурная электрическая схема ВП-Т ИСЧ и В.
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность жизнедеятельности: доцент, кандидат технических наук Гудмаков Андрей Борисович
7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Севащенко Александр
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Анатольевич, доцент, кандидат технических наук.
Задание принял к исполнению (дата): 08.05.2018 Таралева
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврский проект содержит 99 с., 12 рисунков, 30 таблиц, 7 приложений, 24 источника.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ТРАНСФОРМАТОР, ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРНАЯ УСТАНОВКА, ИСТОЧНИК БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВВОД РЕЗЕРВА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В данной выпускной квалификационной работе был произведен расчет нагрузок электропотребителей I-й категории и особой I-й категории на космодроме Восточный. Для их питания был произведен выбор дизель-генераторных установок и источников бесперебойного питания. Осуществлен расчет электрических нагрузок на ТП, а также расчет наибольших токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования. Произведен выбор и проверка электрических аппаратов. Был рассмотрен расчет релейной защиты, а также приведены правила пожарной безопасности на территории топливного хозяйства космодрома.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Основная часть	10
1.1 Характеристика района проектирования	10
1.2 Схема действующего электроснабжения космодрома	11
1.3 Характеристика существующей системы электроснабжения ТК	13
2 Расчет электрических нагрузок	16
2.1 Определение расчетных электрических нагрузок	16
2.2 Расчет осветительной нагрузки	19
3 Выбор числа и мощности трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности	21
3.1 Выбор силовых трансформаторов	21
3.2 Компенсация реактивной мощности	23
4 Выбор числа и мощности ДГУ и ИБП	26
4.1 Определение электрических нагрузок, приходящихся на потребителей I-й и особой I-й категорий	26
4.2 Выбор ДГУ для потребителей I-й категории и особой I-й категории	27
4.3 Выбор ИБП для потребителей особой I-й категории	30
5 Выбор марок и сечений кабелей	34
5.1 Выбор кабелей ДГУ – ТП	34
5.2 Выбор кабелей ИБП – ТП	36
5.3 Выбор кабелей ТП – ЭП	37
6 Проверка выбранных сечений кабелей	41
6.1 Проверка кабелей ДГУ – ТП	41
6.2 Проверка кабелей ИБП – ТП	43
6.3 Проверка кабелей ТП – ЭП	44
7 Расчет токов короткого замыкания	47
7.1 Расчет трехфазных токов КЗ	47

7.2	Расчет однофазных токов КЗ	49
7.3	Расчет токов КЗ ДГУ	50
8	Выбор и проверка электрического оборудования	52
8.1	Выбор и проверка защитных аппаратов	52
8.1.1	Выбор и проверка автоматических выключателей	53
8.2	Выбор и проверка трансформаторов тока	56
8.3	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	60
9	Выбор устройств релейной защиты	63
9.1	Назначение релейной защиты	63
9.2	Сведения о микропроцессорном устройстве «Сириус-2-Л»	64
9.3	Релейная защита отходящих присоединений ЦРП – 10 кВ	66
9.4	Расчет уставок токовой отсечки	67
9.5	Расчет уставок максимальной токовой защиты	69
9.6	Расчет уставок защиты от замыканий на землю	71
10	Молниезащита и заземление ДГУ	73
10.1	Устройство молниезащиты ДГУ	73
10.2	Расчет заземления ДГУ	74
11	Автоматический ввод резерва	77
12	Системы управления, сигнализация и защита ДГУ	80
12.1	Системы управления	80
12.1.1	Предпусковые операции	81
12.1.2	Пуск и прием нагрузки	81
12.1.3	Остановка нормальная и послеостановочные операции	81
12.1.4	Остановка аварийная	82
12.2	Сигнализация и защита ДГУ	82
13	Безопасность и экологичность	85
13.1	Безопасность	85
13.1.1	Требования по безопасности, обусловленные особенностями конструкции ДГУ	85
13.1.2	Требования безопасности при обслуживании ДГУ	86

13.2 Экологичность проекта	88
13.3 Чрезвычайная ситуация	92
Заключение	96
Библиографический список	97
Приложение А Расчет ТП «ВТП – 1» в программе MathCad 15	100
Приложение Б Расчет ТП «ВТП – 2» в программе MathCad 15	111
Приложение В Расчет ТП «ВТП – 5» в программе MathCad 15	119
Приложение Г Расчет ТП «ВТП – 6» в программе MathCad 15	128
Приложение Д Расчет ТП «ВТП – 14» в программе MathCad 15	136
Приложение Е Расчет ТП «ВТП – 18» в программе MathCad 15	148
Приложение Ж Расчет ТП «БКТП – 7» в программе MathCad 15	151

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

КЦ – космический центр

ВКР – выпускная квалификационная работа

ДГУ – дизель-генераторная установка

ИБП – источник бесперебойного питания

ТК – технический комплекс

КА – космический аппарат

РН - ракетоноситель

ЭП – электропотребитель

КЛ – кабельная линия

ТНВД – топливные насосы высокого давления

ТТ – трансформатор тока

КЗ – короткое замыкание

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора

МТЗ – максимальная токовая защита

ВН – высокое напряжение

НН – низкое напряжение

ГПП – главная понизительная подстанция

ОЗЗ – однофазные замыкания на землю

ВВЕДЕНИЕ

Указом Президента Российской Федерации В.В. Путина от 06.11.2007 № 1473 «О космодроме Восточный» было принято решение о создании в Амурской области космодрома «Восточный».

Целью возведения космодрома «Восточный» является обеспечение независимого доступа в космос, повышение уровня социально-экономической обстановки в регионе, минимизация затрат на аренду космодрома Байконур, и гарантированное выполнение коммерческих пусков, независимое от политических рисков.

Космодрому Восточный характерны такие преимущества, как отсутствие густонаселенных районов по траектории полета ракеты-носителя, близлежащее расположение от развитых и высокопропускных автомобильных и железнодорожных магистралей.

Первый старт с нового космодрома был произведен 28 апреля 2016 года и завершился успешным выводом трех искусственных спутников на орбиту Земли.

На текущий момент на космодроме «Восточный» идет строительство второй очереди – наземной инфраструктуры для ракетносителей класса «Ангара».

Космодром – это крупнейший комплекс технических сооружений со своей инфраструктурой, работоспособность которой зависит от множества критериев и параметров. Одним из важнейших, является электроснабжение. Именно ему необходимо уделить особое внимание, так как от качества, надежности и бесперебойности электроснабжения зависит безотказная и качественная работа стратегического объекта.

При проектировании системы резервного электроснабжения объектов наземной инфраструктуры учитывается индивидуальность «Восточного», а

также опыт прошлых лет при строительстве космодромов Плесецк и Байконур.

При проектировании следует учесть:

- Характеристику окружающей среды;
- Категорию надежности объекта электроснабжения;
- Характеристику технологического процесса;
- Наличие опасных веществ;
- Пожароопасность объекта.

Основной целью данной выпускной квалификационной работы является повышение надежности электроснабжения технического комплекса КЦ «Восточный» путем замены существующих элементов в схеме электроснабжения. Задачи, выполненные в ВКР:

- Выбор и проверка ДГУ;
- Выбор и проверка ИБП;
- Решена проблема совместной работы ДГУ и ИБП;
- Выбор уставок релейной защиты;
- Защита ДГУ и ИБП от прямых ударов молнии.

Данная выпускная квалификационная работа актуальна тем, что в текущий момент электротехнический персонал космодрома Восточный решает проблемы с повышением надежности электроснабжения КЦ.

Получение системы резервного электроснабжения, отличающейся высокой степенью надежности и эффективности, является ожидаемым результатом данной работы.

Проектирование проводилось в соответствии с нормативными документами (ПУЭ, ПТЭ и т.д.), а также со специально разработанными для наземной космической инфраструктуры материалами.

При выполнении данной выпускной квалификационной работы использовались лицензионные программные комплексы, такие как: MicrosoftWord 2016, MicrosoftVisio 2016, MathType 5, Mathcad 15.0.

1 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1.1 Характеристика района проектирования

КЦ Восточный находится в Свободненском районе, располагающийся в юго-западной части Амурской области. Административным центром района является г.Свободный; области – г.Благовещенск. Граничит с Мазановским (северо-восток), Шимановским (северо-запад), Благовещенским районами (юг) и КНР (запад).

Технический комплекс «Восточного» - непосредственный объект проектирования. Расположен в 20 км северо-восточнее от г.Циолковский.

Район характеризуется климатическими параметрами, приведенными в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические характеристики района проектирования

№	Параметр	Значение
1.	Климат	Муссонный
2.	Сейсмичность	Не более 6 баллов (СНиП-П-7-81)
3.	Скорость ветра на высоте 10 м	29 м/сек.
4.	Район по гололедности	2
5.	Вес снегового покрова	1,2 кПа
6.	Глубина промерзания почв	2,34 м
7.	Температура воздуха холодной пятидневки	-39 °С

На текущий момент предприятий, загрязняющих атмосферу нет, но вблизи г.Свободный ведется строительство газоперерабатывающего завода по заказу ООО «Газпром переработка Благовещенск», ввод в эксплуатацию которого намечен на 2021 год.

Литологический разрез (сверху-вниз) на площадке строительства представлен следующими грунтами:

- почвенно-растительный слой составляет 0,2 м;
- суглинки маловлажные, полутвердые мощностью до 1,7 м;

- пески разномерные от пылеватых до средней крупности, средней плотности до вскрытой глубины 7 м.

На площадке подземные воды до 7 м не вскрыты. Суглинки, пески пылеватые и мелкие при промерзании слабопучинистые, а пески средней крупности – непучинистые.

Высота над уровнем моря составляет 250 м.

1.2 Схема действующего электроснабжения космодрома

В настоящий момент космодром Восточный получает питание от подстанции 220/35/6 кВ «Ледяная» по линии 220 кВ. Приемным пунктом от ПС «Ледяная» является главная понизительная подстанция 220/110/10 кВ ГПП. По линии 110 кВ от ГПП электроэнергия передается на ПС «Аэродром» и ПС «СК-1». По линии 10 кВ питание поступает на следующие площадки: Промзона, ТБО и КСИСО.

На ГПП установлены два автотрансформатора марки АДЦТН-63000/220/110/10, а также распределительные устройства на напряжения 220 и 110 кВ, выполненные в виде КРУЭ, распределительное устройство на напряжение 10 кВ свою очередь выполнено в виде КРУ.

Подстанция 110/10 кВ «СК-1», питается от ГПП по линии 110 кВ. Главными потребителями которой являются стартовый и технический комплекс РН «Союз-2». На подстанции установлены два трансформатора марки ТДН-40000/110/10, распределительное устройство на напряжение 110 кВ выполнено в виде КРУЭ, на напряжение 10 кВ в виде КРУ.

Подстанция 110/10 кВ «Аэродром», питается от ГПП. Основными потребителями являются: Аэропортовый комплекс; комплекс эксплуатации районов падения; водозабор №5. На подстанции установлены два трансформатора ТДН-10000/110/10, распределительное устройство на напряжение 110 кВ выполнено в виде КРУЭ, на напряжение 10 кВ в виде КРУ.

Подстанция 220/10 кВ «Восточная», получает электроэнергию от подстанции 220/35/6 кВ «Ледяная» по линии 220 кВ, основными потребителями которой являются: Промышленная строительно-

эксплуатационная база (ПСЭБ), деловой центр, жилой фонд. На подстанции установлены два трансформатора ТРДН-63000/220/10, распределительное устройство на напряжение 220 кВ выполнено в виде КРУЭ, на напряжение 10 кВ в виде КРУ.

Данное описание представлено в виде схемы на рисунке 1.

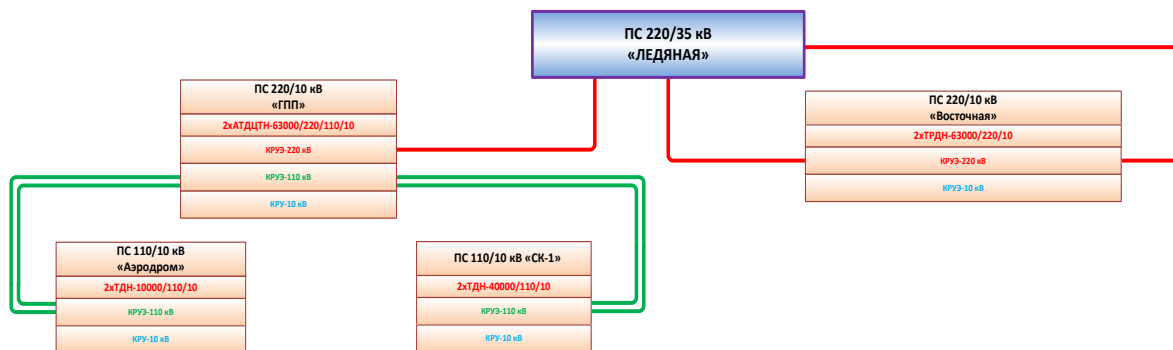


Рис. 1. Блок-схема внешнего электроснабжения космодрома Восточный на 2018 год

Присутствие на космодроме потребителей I категории говорит о том, что для надежного и бесперебойного электропитания требуется использование двух независимых источников питания. Для решения данной проблемы в перспективе планируется ввести в работу подстанцию «ГПП-2» 220/110/10 кВ, подключение которой будет произведено к ПС «Амурская» 500/220/110/35/10 кВ. Так же для повышения надежности и минимизации рисков с перебоями в электропитании планируется ввести в работу ПС «СК – 2» 110/10.

Строительство ПС «СК – 2» планируется завершить и сдать в эксплуатацию в 2021 году, перспективная схема приведена на рисунке 2.

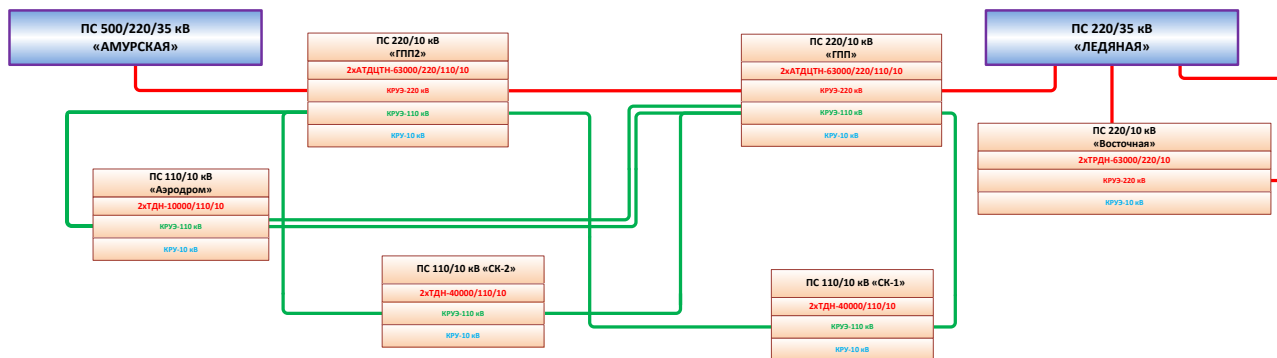


Рис. 2. Блок-схема электроснабжения космодрома Восточный на 2021 год.

1.3 Характеристика существующей системы электроснабжения ТК

На территории технического комплекса космодрома Восточный основные функции выполняют следующие сооружения:

1. МИК РН – Монтажно-испытательный корпус ракетносителя «Союз – 2». Данное сооружение выполняет следующие функции:
 - Прием РН от предприятий – поставщиков;
 - Хранение РН и его комплектующих элементов;
 - Сборка РН;
 - Испытания РН.
2. МИК КА – Монтажно-испытательный корпус космического аппарата. Данное сооружение выполняет следующие функции:
 - Прием КА от предприятий – поставщиков;
 - Хранение КА и его комплектующих;
 - Сборка КА;
 - Испытания КА.
3. Трансбордерная галерея – сооружение, предназначенное для транспортировки подготовленного КА к РН для их совместной сборки, и контрольной подготовке к пуску.
4. Заправочно – нейтрализационная станция (ЗНС) – сооружение, предназначенное для приема, хранения, подготовки компонентов ракетного топлива, заправки КА, нейтрализации заправочного оборудования.

Для обеспечения электроэнергией зданий и сооружений, на территории технического комплекса построена ЦРП 10 кВ, которая получает питание от ПС «СК – 1» 110/10 кВ. В свою очередь к ЦРП подключены следующие ТП:

1. ТП «ВТП – 1» (МИК РН) 10/0,4 кВ;
2. ТП «ВТП – 2» (МИК РН) 10/0,4 кВ;
3. ТП «ВТП – 5» (МИК КА) 10/0,4 кВ;
4. ТП «ВТП – 6» (МИК КА) 10/0,4 кВ;

5. ТП «ВТП – 14» (ЗНС) 10/0,4 кВ;
6. ТП «ВТП – 18» (Холодильная станция) 10/0,4 кВ;
7. ТП «БКТП – 7» (Админ.здание) 10/0,4 кВ;
8. ТП «БКТП – 21» (Пожарное депо) 10/0,4 кВ;
9. ТП «ТП-22» (Котельная № 2) 10/0,4 кВ.

Система резервного электроснабжения ТК осуществляет питание потребителей I-й категории и особой I-й категории в случае выхода из строя одного или сразу двух основных источников питания.

Потребители на «Восточном» делятся на 3 общепринятые категории:

I категория – к ней относят электроприемники, которые обеспечивают боевое дежурство, подготовку и пуск РКН. В свою очередь потребители данной категории делятся на две подкатегории: группа I-A (особая) – потребители, не допускающие перерыва в электроснабжении; группа I-E – потребители, допускающие перерыв в электроснабжении на время автоматического ввода в работу резервного источника питания. Электроснабжение потребителей I-й категории осуществляется не менее чем от двух независимых источников питания с устройством АВР.

II категория – к ней относятся электроприемники, которые обеспечивают боевое дежурство, перерыв в электроснабжении которых допускается на время, необходимое для включения резервного источника энергии. Электроснабжение потребителей II-й категории осуществляется от двух независимых источников электроэнергии, при этом допускается включение резервного источника обслуживающим расчетом.

III категория – к ней относятся электроприемники, не влияющие в целом на работу инфраструктуры космодрома. Перерыв в электроснабжении которых допускается на время, требуемое для проведения ремонтно-профилактических работ в системе или ликвидации аварий. Электроснабжение потребителей данной категории осуществляется от одного источника питания.

Система резервного электропитания на ТК космодрома «Восточный» выполнена кабельными линиями на напряжение 0,4 кВ, проложенными в траншеях и канализациях. Потребители I категории технического комплекса питаются от пяти ТП, к которым совместно с основным источником питания подключены ДГУ, схема приведена на рисунке 3.

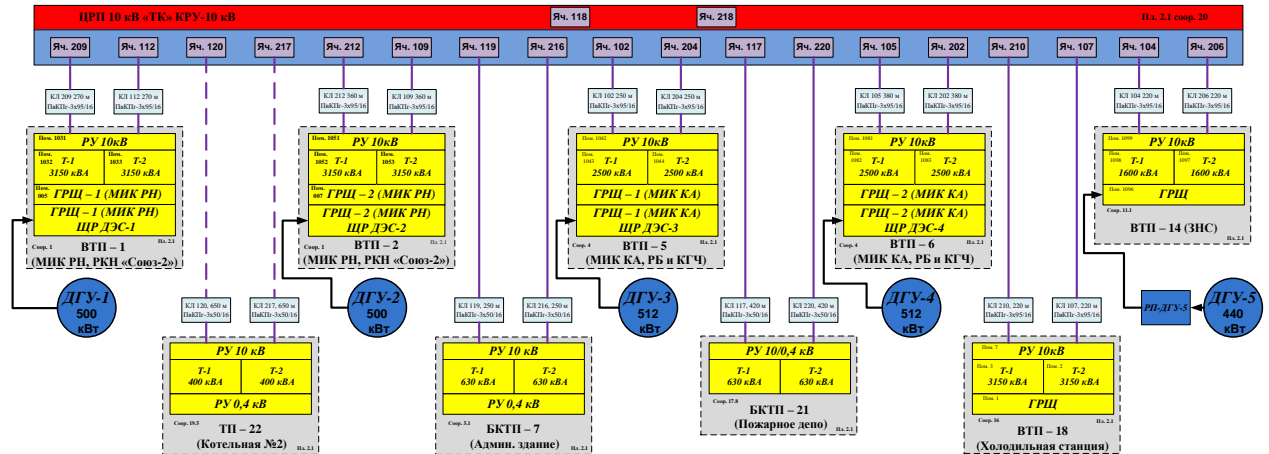


Рис. 3. Блочная схема электропитания ТК космодрома «Восточный»

Проблема в существующей схеме заключается в том, что совместная работа ДГУ и ИБП сведена к невозможной в виду ошибки в проекте, что в свою очередь влияет на качество и надежность электроснабжения важных объектов в критические моменты работы космодрома.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Определение расчетных электрических нагрузок

Для правильного выбора дизель-генераторов для соответствующих ТП и верного выделения I категории и особой I-й категории потребителей у них, требуется произвести расчет электрических нагрузок, используя величины, с помощью которых, будет возможно определить параметры элементов всей схемы.

Расчет электрических нагрузок является наиболее важным и ответственным пунктом выполняемой работы при проектировании.

Данный расчет может производиться множеством методов, такими как: метод удельного электропотребления, метод удельных мощностей, метод коэффициента спроса, метод коэффициента расчетной нагрузки, а также вероятно – статистический метод.

Подробный расчет будет рассмотрен на примере ТП «ВТП – 1», так как данная ПС является питающей для МИК РН.

При расчете электрических нагрузок был применен метод коэффициента расчетной нагрузки, потому что данный метод обеспечивает минимальную погрешность расчета.

Расчет электрических нагрузок будем производить по следующему алгоритму:

1. Производится расчет номинальной мощности электроприемников, работающих в повторно – кратковременном и продолжительном режимах.

$$P_{НОМ} = P_{наст} \cdot \sqrt{ПВ}, \quad (1)$$

где $ПВ$ – паспортная продолжительность включения;

$P_{наст}$ – паспортная мощность, кВт.

2. Все рассматриваемые электроприемники разбиваются на характерные группы;

3. Определяется активная ($P_{НОМ}$) и реактивная мощность ($Q_{НОМ}$) электроприемников (ЭП) как сумма номинальных мощностей отдельных приемников, приведенных к продолжительности включения ПВ = 1.

Групповая номинальная (установленная) активная мощность:

$$P_{НОМ\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{НОМ,i}, \quad (2)$$

где n – число электроприемников.

Групповая номинальная реактивная мощность:

$$Q_{НОМ\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{НОМ,i} \cdot \operatorname{tg} \varphi; \quad (3)$$

4. Определяется средневзвешенный коэффициент использования группы электроприемников:

$$K_{И} = \Sigma P_{cp} / \Sigma P_{НОМ}; \quad (4)$$

5. Определяются средние активные и реактивные мощности характерной группы ЭП:

$$\Sigma P_{cp} = \sum_1^m P_{НОМ} \cdot K_{И}, \quad (5)$$

$$\Sigma Q_{cp} = \sum_1^m P_{cp} \cdot \operatorname{tg} \varphi; \quad (6)$$

6. Определяется эффективное число ЭП:

$$n_{\text{э}} = \frac{2 \Sigma P_{НОМ}}{P_{НОМ \text{ MAX}}} \quad (7)$$

В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа ЭП по кривым определяется коэффициент расчетной нагрузки K_p [19, рис 4.8];

7. Определяется расчетная активная и реактивная мощность групп ЭП напряжением до 1 кВ:

$$P_p = K_p \cdot \Sigma P_{cp}; \quad (8)$$

Расчетная реактивная мощность:

$$\text{При } n_{\text{э}} \leq 10 \quad Q_p = 1,1 \cdot Q_{cp}, \quad (9)$$

$$\text{При } n_{\Sigma} \geq 10 \quad Q_p = Q_{cp}. \quad (10)$$

Исходные данные, необходимые для расчета приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Наименование ЭП и их характеристики

Наименование ЭП	n , шт	P_p , кВт	$\cos\varphi$
Шкаф тепловой защиты трансформатора № 1 (ЭП – 1)	1	1	0,8
Шинопроводная линия 1 (ЭП – 2)	1	1397	0,91
Шкаф ЭП первого зала (ЭП – 3)	1	429,6	0,72
Шкаф ЭП второго зала (ЭП – 4)	1	499	0,8
Шкаф ЭП третьего зала (ЭП – 5)	1	400	0,87
Щит наружного освещения (ЭП – 6)	1	2,16	0,98
Лаборатория 1 (ЭП – 7)	1	263,7	0,8
Шинопроводная линия 2 (ЭП – 8)	1	1476	0,9
Шкаф ЭП четвертого зала (ЭП – 9)	1	429,6	0,72
Шкаф ЭП пятого зала (ЭП – 10)	1	499	0,8
Шкаф ЭП шестого зала (ЭП – 11)	1	400	0,87
Лаборатория 2 (ЭП – 12)	1	263,7	0,8
Шкаф тепловой защиты трансформатора № 2 (ЭП – 13)	1	1	0,8

В составе потребителей ВТП не требуется выделять отдельные характерные группы ЭП, так как по исходным данным нет информации о различии между ними по режиму работы, симметричности и роду тока. Дана уже приведенная активная мощность ЭП.

В качестве примера произведем расчет для ЭП – 3:

1. Определяем $\operatorname{tg}\varphi$:

$$\operatorname{tg}\varphi_{\text{ЭП-3}} = \operatorname{tg}(\arccos(\cos \varphi_{\text{ЭП-3}})) \quad (11)$$

$$\operatorname{tg}\varphi_{\text{ЭП-3}} = \operatorname{tg}(\arccos(\cos 0,72)) = 0,964$$

2. Расчетная реактивная мощность:

$$Q_{\text{ЭП-3}} = P_{\text{ЭП-3}} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{\text{ЭП-3}} \quad (12)$$

$$Q_{\text{ЭП-3}} = 429,6 \cdot 0,964 = 414,071 \text{ кВар.}$$

По аналогии рассчитаем остальные ЭП. Результаты сведем в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчетные данные ЭП

Электроприемник	P_p , кВт	Q_p , кВар	$tg\varphi$
Шкаф тепловой защиты трансформатора № 1 (ЭП – 1)	1	0,75	0,75
Шинопроводная линия 1 (ЭП – 2)	1397	636,492	0,456
Шкаф ЭП первого зала (ЭП – 3)	429,6	414,071	0,964
Шкаф ЭП второго зала (ЭП – 4)	499	374,25	0,75
Шкаф ЭП третьего зала (ЭП – 5)	400	226,69	0,567
Щит наружного освещения (ЭП – 6)	2,16	0,439	0,203
Лаборатория 1 (ЭП – 7)	263,7	197,775	0,75
Шинопроводная линия 2 (ЭП – 8)	1476	714,859	0,484
Шкаф ЭП четвертого зала (ЭП – 9)	429,6	414,071	0,964
Шкаф ЭП пятого зала (ЭП – 10)	499	374,25	0,75
Шкаф ЭП шестого зала (ЭП – 11)	400	226,69	0,567
Лаборатория 2 (ЭП – 12)	263,7	197,775	0,75
Шкаф тепловой защиты трансформатора № 2 (ЭП – 13)	1	0,75	0,75

2.2 Расчет осветительной нагрузки

На освещение любого промышленного объекта приходится ориентировочно 10 % от суммарной нагрузки, потребляемой данным объектом.

Осветительная нагрузка, приходящаяся на ТП «ВТП – 1» будет рассчитываться по следующему выражению:

$$P_{осв} = A \cdot B \cdot a \cdot k_u \quad (13)$$

$$P_{осв} = 300 \cdot 100 \cdot 24 \cdot 10^{-3} \cdot 0,85 = 612 \text{ кВт},$$

где A, B – ширина и длина производственного помещения;

a – удельная плотность осветительной нагрузки, Вт/м³

$$Q_{осв} = P_{осв} \cdot tg\varphi \quad (14)$$

$$Q_{осв} = 612 \cdot 0,88 = 538,56 \text{ кВар}.$$

Суммарная расчётная нагрузка равна сумме расчётных нагрузок каждой из групп:

$$P_{p\Sigma} = P_{p1} + P_{p2} + P_{p3} + P_{p4} + P_{p5} + P_{p6} + P_{p7} + P_{p8} + P_{p9} + P_{p10} + P_{p11} + P_{p12} + P_{p13} + P_{ocв} ; \quad (15)$$

$$P_{p\Sigma} = 1 + 1397 + 429,6 + 499 + 400 + 2,16 + 263,7 + 1476 + 429,6 + 499 + 400 + 263,7 + 1 = 6,674 \cdot 10^3 = 6674 \text{ кВт.}$$

$$Q_{p\Sigma} = Q_{p1} + Q_{p2} + Q_{p3} + Q_{p4} + Q_{p5} + Q_{p6} + Q_{p7} + Q_{p8} + Q_{p9} + Q_{p10} + Q_{p11} + Q_{p12} + Q_{p13} + Q_{ocв} ; \quad (16)$$

$$Q_{p\Sigma} = 0,75 + 636,492 + 414,071 + 374,25 + 226,69 + 0,439 + 197,775 + 714,859 + 414,071 + 374,25 + 226,69 + 197,775 + 0,75 = 4,317 \cdot 10^3 = 4317 \text{ кВар.}$$

Тогда полная нагрузка, приходящаяся на ТП «ВТП – 1» составит:

$$S_p = \sqrt{(P_{p\Sigma})^2 + (Q_{p\Sigma})^2} ; \quad (17)$$

$$S_p = \sqrt{(6,674 \cdot 10^3)^2 + (4,317 \cdot 10^3)^2} = 7949 \text{ кВа.}$$

Таким образом, были рассчитаны нагрузки ТП «ВТП – 1».

Расчет электрических нагрузок для остальных ТП, относящихся к питанию ТК, а именно «ВТП – 2», «ВТП – 5», «ВТП – 6», «ВТП – 14», «ВТП – 18», «БКТП – 7», «БКТП – 21», «ТП – 22», производится аналогично.

Результаты расчета представим в таблице 4.

Таблица 4 – Расчетные мощности ТП, питающих ТК.

Название ТП	P_p , кВт	Q_p , кВар	S_p , кВА
ВТП – 1	6674	4317	7949
ВТП – 2	6738	4344	8017
ВТП – 5	4226	3157	5275
ВТП – 6	4056	3033	5064
ВТП – 14	2096	1437	2541
ВТП – 18	5223	3924	6533
БКТП – 7	1272	561	1391
БКТП – 21	806	645	1032
ТП – 22	1520	1214	1945

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ С УЧЕТОМ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

3.1 Выбор силовых трансформаторов

Силовой трансформатор – электротехническое устройство в сетях электроснабжения с двумя или более обмотками, который посредством электромагнитной индукции преобразует одну величину переменного напряжения и тока в другую величину переменного напряжения и тока, той же частоты без изменения её передаваемой мощности

На понижающих ПС, в соответствии с действующими нормативами, рекомендуется выбирать трансформаторы из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 70 – 80 %, на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток.

Для правильного выбора трансформатора требуется рассчитать его расчетную мощность [24]:

$$S_{TP} = \frac{S_p}{n \cdot K_3}, \quad (18)$$

где $n = 2$ – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

K_3 – коэффициент загрузки;

S_p – полная расчетная мощность.

Для двухтрансформаторной ТП при наличии потребителей I-й категории принимаем $K_3 = 0,7$.

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов. Данное значение должно быть больше расчетной.

Выбранный трансформатор обязательно проверяется по коэффициенту загрузки в нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{S_p}{2 \cdot S_{ном.тр}}, \quad (19)$$

где $S_{ном.тр}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

По коэффициенту загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_3 = \frac{S_p}{S_{ном.тр}}. \quad (20)$$

Полученное значение коэффициента загрузки в нормальном режиме должно находиться в пределах от 0,5 до 0,7; в послеаварийном – от 1,0 до 1,4.

Для примера произведем расчет и выбор силовых трансформаторов для ТП «ВТП – 1»:

1. Расчетная мощность трансформатора:

$$S_{ТР} = \frac{7949}{2 \cdot 0,7} = 5678 \text{ кВА}.$$

Согласно полученному значению выбираем трансформатор ТСЗ – 6300/10.

Согласно ГОСТ 14794-79 устанавливается следующая структура условного обозначения трансформаторов:

- ТСЗ – 6300/10 – УХЛ1
- Т - трехфазный;
- С - сухой;
- З – в защитном кожухе;
- 6300 - номинальная мощность трансформатора, кВ·А;
- 10 - класс напряжения стороны ВН, кВ;
- УХЛ1 - климатическое исполнение и категория размещения.

2. Проверка выбранного трансформатора по коэффициенту загрузки в нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{7949}{2 \cdot 6300} = 0,631.$$

3. Проверка выбранного трансформатора по коэффициенту загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_3^{n/a} = \frac{7949}{6300} = 1,262.$$

По полученным коэффициентам можно сделать вывод, что трансформатор для ТП «ВТП – 1» выбран правильно.

Аналогичным образом произведем расчет и выбор трансформаторов для остальных ТП, и полученные результаты сведем в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчетные мощности трансформаторов

ТП	S_{TP} , кВа	$S_{TP}^{НОМ}$, кВа	K_3	$K_3^{n/a}$	Марка ТР
ВТП – 1	5678	6300	0,631	1,262	ТСЗ – 6300/10
ВТП – 2	5726	6300	0,636	1,272	ТСЗ – 6300/10
ВТП – 5	3768	4000	0,659	1,319	ТСЗ – 4000/10
ВТП – 6	3617	4000	0,633	1,266	ТСЗ – 4000/10
ВТП – 14	1815	2500	0,508	1,017	ТСЗ – 2500/10
ВТП – 18	4667	6300	0,519	1,037	ТСЗ – 6300/10
БКТП – 7	993	1000	0,695	1,391	ТСЗ – 1000/10
БКТП – 21	737	1000	0,516	1,032	ТСЗ – 1000/10
ТП – 22	1541	1600	0,608	1,216	ТСЗ – 1600/10

3.2 Компенсация реактивной мощности

В соответствии с приказом № 893 от 11.12.2006 года: «отсутствие КРМ приводит к повышению потоков реактивной мощности, росту потерь, росту тарифов, снижению управляемости режимами работы сетей, к ухудшению качества электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей» требуется установить компенсирующие устройства на стороне низкого напряжения 0,4 кВ.

В промышленном производстве проблема компенсации реактивной мощности заключается в том, что наблюдается опережающий рост потребления реактивной мощности по сравнению с активной.

Компенсация реактивной мощности, как всякое важное техническое мероприятие, может применяться для нескольких различных целей. Во-первых, компенсация реактивной мощности необходима для выполнения баланса реактивной мощности. Во-вторых, установка компенсирующих устройств применяется для снижения потерь электрической энергии в сети. И,

наконец, в-третьих, компенсирующие устройства применяются для регулирования напряжения.

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать из сети ВН в сеть НН через силовой трансформатор ТП определяется по формуле [3]:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_3 \cdot S_{ном.т})^2 - P_{p\Sigma}^2}; \quad (21)$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 6300)^2 - 6674^2} = 5767 \text{ кВар}.$$

Определяется суммарная мощность НКУ:

$$Q_{НКУ1} = Q_{p\Sigma} - Q_T; \quad (22)$$

$$Q_{НКУ1} = 4317 - 5767 = -1449 \text{ кВар}.$$

Определяется дополнительная мощность НКУ, обеспечивающая снижение потерь в электроэнергии в СЭС промышленного предприятия:

$$Q_{НКУ2} = Q_{p\Sigma} - Q_{НКУ1} - \gamma \cdot S_{ном.т} \cdot N_T, \quad (23)$$

где γ – расчетный коэффициент, определяемый в зависимости от схемы питания и дополнительных показателей K_1 и K_2 ;

K_1 – зависит от стоимости потерь электроэнергии, количества рабочих смен на предприятии и электрической системы.

K_2 – расчетный коэффициент, определяемый сечением линий и их длиной.

Для данного случая $K_1 = 9$, $K_2 = 18$ и $\gamma = 0,29$

$$Q_{НКУ2} = 4317 - (-1449) - 0,29 \cdot 6300 \cdot 2 = 2113 \text{ кВар}.$$

Определим суммарную мощность НКУ:

$$Q_{НКУ\Sigma} = Q_{НКУ1} + Q_{НКУ2} \quad (24)$$

$$Q_{НКУ\Sigma} = -1449 + 2113 = 663 \text{ кВар}$$

По найденному значению выбираем мощность батарей конденсаторов и их количество. В данном случае к установке принимаем две конденсаторные

установки УKM 58-0,4-350-50 УЗ с установкой на каждую секцию шин по 350 кВар.

Аналогичным образом рассчитываем и выбираем компенсирующие устройства для остальных ТП. Результаты расчетов занесены в таблицу 6.

Таблица 6 – Расчетные мощности компенсирующих устройств

Название ТП	Q_T , кВар	$Q_{HKУ\Sigma}$, кВар	УKM
ВТП – 1	5767	663	УKM 58-0,4-350-50 УЗ
ВТП – 2	5692	816	УKM 58-0,4-425-25 УЗ
ВТП – 5	3674	597	УKM 58-0,4-300-50 УЗ
ВТП – 6	3861	633	УKM 58-0,4-325-25 УЗ
ВТП – 14	2803	- 463	(Установка не требуется)
ВТП – 18	7107	144	УKM 58-0,4-75-25 УЗ
БКТП – 7	584	- 239	(Установка не требуется)
БКТП – 21	501	-284	(Установка не требуется)
ТП – 22	2514	-302	(Установка не требуется)

4 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ДГУ И ИБП

4.1 Определение электрических нагрузок, приходящихся на потребителей I-й и особой I-й категорий

Космодром Восточный является режимным объектом. На территории КЦ установлены специальные меры безопасности. Космодром имеет государственное значение, так как на него возложены перспективы независимого доступа в космос. КЦ относится к объектам, на которых ведутся работы с использованием сведений, имеющих государственную тайну. К государственной тайне подвержена вся информация, распространение которой может привести к государственному ущербу.

В том числе к такой информации относится и та часть электрической нагрузки, которая приходится на I-ую и особую I-й категории потребителей.

В связи с этим для проведения дальнейших расчетов примем для ТП, непосредственно относящихся к питанию комплексов МИК РН, МИК КА, ЗНС:

- **I-ая категория** имеется на следующих ТП: «ВТП – 1», «ВТП – 2», «ВТП – 5», «ВТП – 6», «ВТП – 14»;
- **Особая I-ая категория** имеется на следующих ТП: «ВТП – 1», «ВТП – 5», «ВТП – 14».

Процент нагрузок примем следующий:

- **I-ая категория** – 8 % от общей, приходящейся на ТП;
- **Особая I-й категория** – 25 % от I-й категории.

На I-ую категорию рассчитывается и выбирается ДГУ; на особую I-ую – ИБП. Выбор производится по расчетной активной нагрузке.

ДГУ выбирается с учетом особой I-й категории, которая будет подключена к нему через ИБП.

Согласно по заранее рассчитанным нагрузкам, определим нагрузки (I-й и I-й особой) непосредственно в числовом эквиваленте и сведем полученные данные в таблицу 7.

Таблица 7 – Нагрузки I-й и особой I-й категорий

Название ТП	P_p , кВт	I-ая категория, кВт	Особая I-я категория, кВт
ВТП – 1	6674	533,92	133,48
ВТП – 2	6738	539,04	-
ВТП – 5	4226	338,08	84,52
ВТП – 6	4056	324,48	-
ВТП – 14	2096	167,68	41,92

4.2 Выбор ДГУ для потребителей I-й и особой I-й категории

При выборе ДГУ следует учесть, что все потребители электрической энергии, находящиеся на рассматриваемом объекте, делятся на резистивные и индуктивные.

В составе резистивных приборов нет электродвигателя. Они потребляют активную мощность и преобразуют ее в свет или тепло – лампы накаливания, кухонные плиты и любые другие нагревательные приборы.

Индуктивные – это приборы, которые работают от электродвигателя. Например, компрессор, дрель, холодильник. На короткий промежуток времени после запуска такого оборудования возникает пусковой ток. Как правило он в несколько раз превышает номинальную мощность агрегата. Поэтому для запуска таких приборов требуется дополнительная мощность.

Для того, чтобы ДГУ смогла обеспечить пиковую нагрузку (пусковые токи), должно выполняться условие:

$$P_{\text{пик.нагр.}} \leq P_{\text{пер.ДГУ}}, \quad (25)$$

где $P_{\text{пик.нагр.}}$ – пиковая мощность нагрузки;

$P_{\text{пер.ДГУ}}$ – перегрузочная способность ДГУ.

Для определения пускового тока требуется обратиться к паспортным данным питаемых потребителей. Но в виду того, что данной информацией мы не располагаем, то примем к установке ДГУ с добавлением 20 % к расчетной мощности. Эта дополнительная мощность покрывает неточности в расчете.

Все устанавливаемые ДГУ будут стационарного контейнерного типа, для возможности их обособленной установки от других зданий и сооружений под открытым небом, что обеспечит безопасность и защитит от вибраций и акустического шума персонал, работающий в зданиях и сооружениях технического комплекса.

Произведем выбор ДГУ на примере «ВТП – 1»:

1. Рассчитаем требуемую мощность ДГУ:

$$P_{ДГУ} = 1,2 \cdot P_p^I, \quad (26)$$

где P_p^I – мощность потребления ЭП I-ой категории.

$$P_{ДГУ} = 1,2 \cdot 533,92 = 640,7 \text{ кВт}$$

2. Согласно ГОСТ 18 509-88 от высоты над уровнем моря зависит снижение мощности от номинальной. В нашем случае снижение будет составлять до 10 % [2].

$$\hat{P}_{ДГУ} = 1,1 \cdot 800,9 = 704,77 \text{ кВт}$$

3. Согласно полученному значению выбираем к установке ДГУ АД-720-Cummins. Для упрощения дальнейшей работы с данной ДГУ обозначим ее как «ДГУ – 1».

Аналогичным образом произведем расчет и выбор ДГУ для остальных ТП, и полученные результаты сведем в таблицу 8.

Таблица 8 – Расчетные мощности ДГУ

Название ТП	P_p^I , кВт	$P_{ДГУ}$, кВт	$\hat{P}_{ДГУ}$, кВт	ДГУ	Обозначение
ВТП – 1	533,92	640,70	704,77	АД-720-Cummins	ДГУ – 1
ВТП – 2	539,04	646,85	711,54	АД-720-Cummins	ДГУ – 2

ВТП – 5	338,08	405,70	446,27	АД-450- Cummins	ДГУ – 5
ВТП – 6	324,48	389,38	428,32	АД-450- Cummins	ДГУ – 6
ВТП – 14	167,68	201,22	221,34	АД-250- Cummins	ДГУ – 14

Cummins – мировой независимый производитель дизельных двигателей, международная корпорация, занимающаяся разработкой, производством и продажей дизельных и газовых двигателей, генераторных установок и компонентов. Двигатели данной компании хорошо себя зарекомендовали своей надёжностью, экономичностью и долговечностью, кроме того, обслуживание и ремонт обходится значительно дешевле аналогичной техники конкурентов.

Устанавливаемое исполнение представлено на рисунке 4.



Рис. 4 – ДГУ стационарного контейнерного типа

«ДГУ – 1», «ДГУ – 2», «ДГУ – 5», «ДГУ – 6» расположены на равноудаленном расстоянии между зданиями МИК РН и МИК КА. «ДГУ – 14»

находится вблизи здания ЗНС. Сохраним их настоящее месторасположение. Схема расположения приведена на рисунке 5.

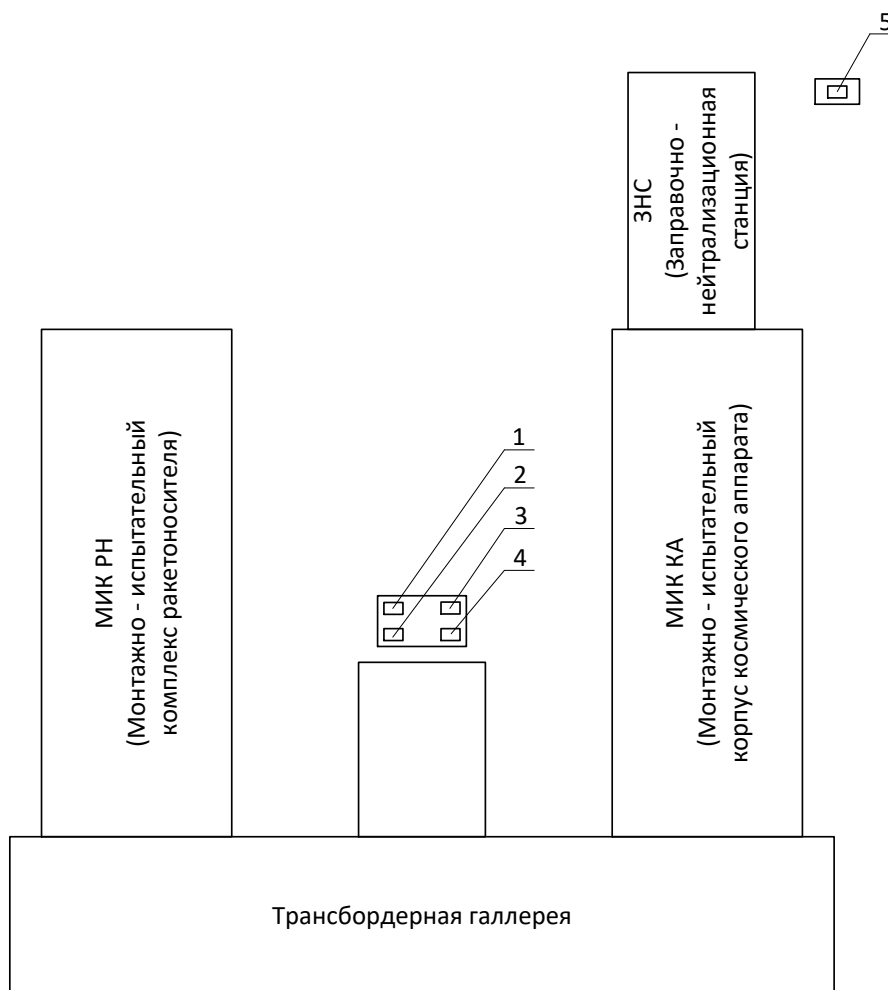


Рис. 5 – Схема расположения ДГУ на территории ТК.

На рисунке 6 показаны: 1 – АД-720-Cummins (для резервирования «ВТП – 1»); 2 – АД-720-Cummins (для резервирования «ВТП – 2»); 3 – АД-450-Cummins (для резервирования «ВТП – 5»); 4 – АД-450-Cummins (для резервирования «ВТП – 6»); 5 – АД-250-Cummins (для резервирования «ВТП – 14»).

4.3 Выбор ИБП для потребителей особой I-й категории

Основная задача ИБП – это обеспечение бесперебойного питания электроэнергией различного оборудования и защита его от наиболее критичных нестабильностей в питающей электросети.

Виды, существующих ИБП:

- Бытовые;

- Аварийные;
- Промышленные.

В нашем случае будут рассматриваться промышленные ИБП.

Промышленные ИБП используются в различных отраслях, что предъявляет к их конструкции особые требования:

- Невосприимчивость к агрессивным и загрязненным средам (класс защиты от IP43 и более);
- Защита от вибраций;
- Высокая мощность;
- Устойчивость к высоким температурам и повышенным кратковременным перегрузкам ИБП большой мощности;
- Удобный интерфейс, не требующий специальной подготовки обслуживающего персонала.

В общем случае при выборе ИБП следует учитывать:

- Мощность ИБП. Мощность должна быть на 20 – 30 % больше максимальной нагрузки на защищаемом оборудовании.
- Время автономной работы. ИБП не является источником электроэнергии, он всего лишь обеспечивает электроэнергией критически – важное оборудование на время ввода в работу резерва – пуска ДГУ.
- Время зарядки аккумуляторной батареи. Обычно все ИБП заряжаются по стандартной схеме — ток зарядки равен 10 % от емкости батареи, поэтому на зарядку требуется 10 часов. Более качественный ИБП имеет меньший показатель этого параметра.
- Автоматическая регулировка напряжения. Обычно все промышленные ИБП на выходе имеют постоянное напряжение, то есть не только защищают оборудование от выбросов и пропадания сети, но и уравнивают все отклонения в цепи питания, обеспечивая стабильный ток.

- Программное обеспечение ИБП. Большинство промышленных ИБП имеет собственное программное обеспечение для управления и мониторинга системы. Поэтому нужно убедиться, что данное ПО будет совместимо с ОС, используемой на компьютерах объекта.

Выбор ИБП производится по мощности особой I-й категории, представленной в таблице 7. Результаты выбора сведем в таблицу 9.

Таблица 9 – Выбор ИБП

Название ТП	$P_p^{I.особ}$, кВт	ИБП	Обозначение
ВТП – 1	133,48	Eaton 93E 160 кВА/144 кВт	ИБП – 1
ВТП – 5	84,52	Eaton 93E 100 кВА/90 кВт	ИБП – 5
ВТП – 14	41,92	Eaton 93E 60 кВА/54 кВт	ИБП – 14

Eaton 93E – серия ИБП, выпускаемая российской компанией «Eaton» с 2015 года, предназначенная для питания центров обработки данных и производственных объектов. ИБП серии 93E сочетают компактные размеры и высокую эффективность (свыше 98,5 %). Таким образом, эта серия идеальна для защиты критичного к качеству электропитания оборудования.

Eaton 93E выпускаются мощностью 15, 20, 30, 40, 60, 80, 100, 120, 160, 200, 300 и 400 кВА. При любой мощности, ИБП данной серии обладают самым высоким среди аналогичных источников коэффициентом входной мощности – 0,99. При этом процент нелинейного искажения тока меньше 5, что исключает возникновение помех для другого критичного оборудования, подключенного к этой электрической сети [4].

Площадь, занимаемая данной моделью ИБП, на 20% меньше по сравнению с аналогичными решениями конкурентов.

Серия выполнена в башенной конфигурации, что позволяет расположить данное оборудования в условиях ограниченного пространства. Обеспечивает качественную защиту оборудования в режиме двойного преобразования напряжения, отличается мощностью, энергоэффективностью, удобством эксплуатации и длительным сроком службы. Вся линейка данной

серии оснащен многоязычным ЖК-дисплеем, обладает широким выбором опций программного обеспечения и подключения, позволяющих управление устройством через сеть.

На рисунке 6 представлен ИБП из семейства данной серии, устанавливаемый на ТП «ВТП – 1».



Рис. 6. Eaton 93E 160 кВА/144 кВт

ИБП на ТК устанавливаются в подвальных помещениях, соответствующих ТП. Длины кабелей, соединяющих ИБП и ТП прием равными 50 м.

5 ВЫБОР МАРОК И СЕЧЕНИЙ КАБЕЛЕЙ

5.1 Выбор кабелей ДГУ – ТП

Выбранный провод или кабель должен соответствовать своему назначению, характеру среды, способу прокладки. Не соответствие условий эксплуатации кабеля с требуемыми заводом изготовителем может повлечь перебои в электропитании, что является недопустимым, когда речь идет о питании I-й категории потребителей.

Кабель должен соответствовать выходному напряжению установки и ее номинальному току. При определении размеров необходимо учесть внешнюю температуру, метод монтажа и близость прочих кабелей [18].

Сечения проводов и жил кабелей системы резервного электроснабжения на напряжение до 1 кВ выбирают по нагреву расчетным током по формуле [3]:

$$I_p \leq k_{cp} \cdot k_{np} \cdot I_{доп}, \quad (27)$$

где I_p - расчетный ток линии, питающей группу приемников (для линии, питающей единичный приемник, вместо I_p принимают номинальный ток приемника $I_{доп}$);

k_{cp} - поправочный коэффициент, учитывающий отличие температуры в месте прокладки кабеля от температуры, при которой заданы $I_{доп}$;

k_{np} - поправочный коэффициент, учитывающий снижение допустимой токовой нагрузки для проводов и кабелей при их многослойной прокладке в траншеях.

Номинальный ток ЭП определяется по формуле [3]:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} \quad (28)$$

Для примера приведем расчет и выбор сечения кабеля для ТП «ВТП – 1»:

1. Номинальный ток ЭП:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} = \frac{533,92}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,9} = 856,28 \text{ А}$$

2. Согласно полученному результату к установке принимаем 3 кабеля ВБбШв с сечением жилы 120 мм^2 ($I_{доп} = 385 \text{ А}$).

3. Нагрузка на каждый кабель в отдельности:

$$I_p = \frac{I_{ном}}{3} = \frac{856,28}{3} = 285,43 \text{ А}$$

4. Проверяем выбранный кабель по нагреву расчетным током:

$$k_{ср} = 1$$

$$k_{пр} = 0,85$$

$$285,43 \leq 1 \cdot 0,85 \cdot 385 ;$$

$$285,43 \leq 327,25$$

Условие выполнено. Кабели выбраны правильно.

Выбранный кабель марки ВБбШв имеет следующее конструктивное исполнение:

Токопроводящая жила – медная, однопроволочная или многопроволочная, круглой или секторной формы, 1 или 2 класса по ГОСТ 22483-77.

Изоляция – из силанольносшитого полиэтилена.

Скрутка – изолированные жилы кабелей скручены в сердечник вокруг жгута из ПВХ пластиката.

Защитный покров – типа БбШп: броня из двух стальных оцинкованных лент, наложенных так, чтобы верхняя лента перекрывала зазоры между витками нижней ленты; защитный шланг выпрессован из полиэтилена.

Результаты выбора сечения кабелей от ДГУ к ТП сведены в таблицу 10.

Таблица 10 – Выбор сечений жил кабелей ДГУ

Участок	$I_{ном},$ А	N, шт	$I_p, А$	$I_{доп},$ А	$I_p \leq k_{cp} \cdot k_{np} \cdot I_{доп}$	Кабель
«ДГУ – 1» - «ВТП – 1»	856,26	3	285,43	385	$285,43 \leq 327,25$	ВБбШв 120 мм ²
«ДГУ – 2» - «ВТП – 2»	864,49	3	288,16	385	$288,16 \leq 327,25$	ВБбШв 120 мм ²
«ДГУ – 5» - «ВТП – 5»	542,20	2	271,10	330	$271,10 \leq 297,00$	ВБбШв 95 мм ²
«ДГУ – 6» - «ВТП – 6»	520,39	2	260,19	330	$260,19 \leq 297,00$	ВБбШв 95 мм ²
«ДГУ – 14» - «ВТП – 14»	268,92	1	268,92	275	$268,92 \leq 275,00$	ВБбШв 70 мм ²

5.2 Выбор кабелей ИБП – ТП

Для ИБП кабели выбираются аналогично, как и для ДГУ. В данном случае, так как нагрузки не являются большими, обойдемся по 1 кабелю от каждой ИБП к соответствующей ТП.

Результаты выбора сечения кабелей от ИБП к ТП сведены в таблицу 11.

Таблица 11 – Выбор сечений жил кабелей ИБП

Участок	$I_{ном}, А$	$I_{доп}, А$	$I_{ном} \leq k_{cp} \cdot k_{np} \cdot I_{доп}$	Кабель
«ИБП – 1» - «ВТП – 1»	214,07	225	$214,07 \leq 225,00$	ВБбШв 50 мм ²
«ИБП – 5» - «ВТП – 5»	135,55	150	$135,55 \leq 150,00$	ВБбШв 25 мм ²
«ИБП – 14» - «ВТП – 14»	67,23	90	$67,23 \leq 90,00$	ВБбШв 10 мм ²

5.3 Выбор кабелей ТП – ЭП

Для питания электроприемников от шин ТП кабели выбираются аналогично, как для ДГУ и ИБП.

Результаты выбора сечения кабелей от электроприемников к ТП сведены в таблицу 11.

Таблица 12 – Выбор сечений жил кабелей ЭП

Участок	$I_{ном}, А$	N, шт	$I_p, А$	$I_{доп}, А$	Кабель
ВТП – 1 - ЭП – 1	1,80	1	1,80	27	ВБбШв 1,5 мм ²
ВТП – 1 - ЭП – 2	2216,00	5	443,16	500	ВБбШв 185 мм ²
ВТП – 1 - ЭП – 3	861,21	3	287,07	330	ВБбШв 95 мм ²
ВТП – 1 - ЭП – 4	900,31	2	450,15	500	ВБбШв 185 мм ²
ВТП – 1 - ЭП – 5	663,62	2	331,81	385	ВБбШв 120 мм ²
ВТП – 1 - ЭП – 6	3,18	1	3,18	27	ВБбШв 1,5 мм ²
ВТП – 1 - ЭП – 7	475,77	1	475,77	500	ВБбШв 185 мм ²
ВТП – 1 - ЭП – 8	2367,00	6	394,52	435	ВБбШв 150 мм ²
ВТП – 1 - ЭП – 9	861,21	3	287,07	385	ВБбШв 120 мм ²
ВТП – 1 - ЭП – 10	900,31	2	450,15	500	ВБбШв 185 мм ²
ВТП – 1 - ЭП – 11	663,62	2	331,81	385	ВБбШв 120 мм ²
ВТП – 1 - ЭП – 12	475,77	1	475,77	500	ВБбШв 185 мм ²
ВТП – 1 - ЭП – 13	1,80	1	1,80	27	ВБбШв 1,5 мм ²
ВТП – 2 - ЭП – 1	1,80	1	1,80	27	ВБбШв 1,5 мм ²
ВТП – 2 - ЭП – 2	2424,00	5	484,72	500	ВБбШв 185 мм ²
ВТП – 2 - ЭП – 3	864,22	3	288,07	330	ВБбШв 95 мм ²
ВТП – 2 - ЭП – 4	740,81	3	246,94	275	ВБбШв 70 мм ²
ВТП – 2 - ЭП – 5	687,32	2	343,66	385	ВБбШв 120 мм ²
ВТП – 2 - ЭП – 6	1,24	1	1,24	27	ВБбШв 1,5 мм ²
ВТП – 2 - ЭП – 7	410,10	1	410,10	500	ВБбШв 185 мм ²

Продолжение таблицы 12

ВТП – 2 - ЭП – 8	2657,00	8	332,18	385	ВБбШв 120 мм ²
ВТП – 2 - ЭП – 9	864,22	3	288,07	330	ВБбШв 95 мм ²
ВТП – 2 - ЭП – 10	740,81	2	370,41	385	ВБбШв 120 мм ²
ВТП – 2 - ЭП – 11	687,32	2	343,66	385	ВБбШв 120 мм ²
ВТП – 2 - ЭП – 12	410,10	1	410,10	500	ВБбШв 185 мм ²
ВТП – 2 - ЭП – 13	1,80	1	1,80	27	ВБбШв 1,5 мм ²
ВТП – 5 - ЭП – 1	1,80	1	1,80	27	ВБбШв 1,5 мм ²
ВТП – 5 - ЭП – 2	60,27	1	60,27	90	ВБбШв 10 мм ²
ВТП – 5 - ЭП – 3	894,09	2	447,05	500	ВБбШв 185 мм ²
ВТП – 5 - ЭП – 4	2066,00	5	413,17	435	ВБбШв 150 мм ²
ВТП – 5 - ЭП – 5	61,86	1	61,86	90	ВБбШв 10 мм ²
ВТП – 5 - ЭП – 6	53,02	1	53,02	60	ВБбШв 6 мм ²
ВТП – 5 - ЭП – 7	2069,00	5	413,89	435	ВБбШв 150 мм ²
ВТП – 5 - ЭП – 8	715,27	2	357,64	385	ВБбШв 120 мм ²
ВТП – 5 - ЭП – 9	13,83	1	13,83	27	ВБбШв 1,5 мм ²
ВТП – 5 - ЭП – 10	70,91	1	70,91	90	ВБбШв 10 мм ²
ВТП – 5 - ЭП – 11	1,72	1	1,72	27	ВБбШв 1,5 мм ²
ВТП – 5 - ЭП – 12	804,68	2	402,34	435	ВБбШв 150 мм ²
ВТП – 5 - ЭП – 13	54,13	1	54,13	60	ВБбШв 6 мм ²
ВТП – 5 - ЭП – 14	40,87	1	40,87	49	ВБбШв 4 мм ²
ВТП – 6 - ЭП – 1	1,80	1	1,80	27	ВБбШв 1,5 мм ²
ВТП – 6 - ЭП – 2	55,83	1	55,83	90	ВБбШв 10 мм ²
ВТП – 6 - ЭП – 3	894,09	2	447,05	500	ВБбШв 185 мм ²
ВТП – 6 - ЭП – 4	1775	5	335,07	385	ВБбШв 120 мм ²
ВТП – 6 - ЭП – 5	63,58	1	63,58	90	ВБбШв 10 мм ²
ВТП – 6 - ЭП – 6	54,50	1	54,50	60	ВБбШв 6 мм ²
ВТП – 6 - ЭП – 7	2111,00	5	422,19	435	ВБбШв 150 мм ²

Продолжение таблицы 12

ВТП – 6 - ЭП – 8	715,27	2	357,64	385	ВБбШв 120 мм ²
ВТП – 6 - ЭП – 9	11,03	1	11,03	27	ВБбШв 1,5 мм ²
ВТП – 6 - ЭП – 10	13,17	1	13,17	27	ВБбШв 1,5 мм ²
ВТП – 6 - ЭП – 11	1,72	1	1,72	27	ВБбШв 1,5 мм ²
ВТП – 6 - ЭП – 12	817,31	2	408,66	435	ВБбШв 150 мм ²
ВТП – 6 - ЭП – 13	54,13	1	54,13	60	ВБбШв 6 мм ²
ВТП – 6 - ЭП – 14	34,88	1	34,88	49	ВБбШв 4 мм ²
ВТП – 14 - ЭП – 1	1,80	1	1,80	27	ВБбШв 1,5 мм ²
ВТП – 14 - ЭП – 2	385,47	1	385,47	435	ВБбШв 150 мм ²
ВТП – 14 - ЭП – 3	458,48	1	458,48	500	ВБбШв 185 мм ²
ВТП – 14 - ЭП – 4	133,81	1	133,81	150	ВБбШв 25 мм ²
ВТП – 14 - ЭП – 5	3,56	1	3,56	27	ВБбШв 1,5 мм ²
ВТП – 14 - ЭП – 6	24,72	1	24,72	27	ВБбШв 1,5 мм ²
ВТП – 14 - ЭП – 7	87,63	1	87,63	90	ВБбШв 10 мм ²
ВТП – 14 - ЭП – 8	62,78	1	62,78	90	ВБбШв 10 мм ²
ВТП – 14 - ЭП – 9	48,84	1	48,84	49	ВБбШв 4 мм ²
ВТП – 14 - ЭП – 10	108,25	1	108,25	115	ВБбШв 16 мм ²
ВТП – 14 - ЭП – 11	385,47	1	385,47	435	ВБбШв 120 мм ²
ВТП – 14 - ЭП – 12	49,98	1	49,98	60	ВБбШв 6 мм ²
ВТП – 14 - ЭП – 13	108,25	1	108,25	115	ВБбШв 16 мм ²
ВТП – 14 - ЭП – 14	111,86	1	111,86	115	ВБбШв 16 мм ²
ВТП – 14 - ЭП – 15	225,53	1	225,53	275	ВБбШв 70 мм ²
ВТП – 14 - ЭП – 16	37,85	1	37,85	38	ВБбШв 2,5 мм ²
ВТП – 14 - ЭП – 17	48,91	1	48,91	49	ВБбШв 4 мм ²
ВТП – 14 - ЭП – 18	67,92	1	67,92	90	ВБбШв 10 мм ²
ВТП – 14 - ЭП – 19	12,03	1	12,03	27	ВБбШв 1,5 мм ²
ВТП – 14 - ЭП – 20	10,19	1	10,19	27	ВБбШв 1,5 мм ²

Продолжение таблицы 12

ВТП – 14 - ЭП – 21	720,96	2	360,49	385	ВБбШв 120 мм ²
ВТП – 14 - ЭП – 22	8,49	1	8,49	27	ВБбШв 1,5 мм ²
ВТП – 14 - ЭП – 23	169,81	1	169,81	180	ВБбШв 35 мм ²
ВТП – 14 - ЭП – 24	33,38	1	33,38	38	ВБбШв 2,5 мм ²
ВТП – 14 - ЭП – 25	1,80	1	1,80	27	ВБбШв 1,5 мм ²

6 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ КАБЕЛЕЙ

6.1 Проверка кабелей ДГУ – ТП

Силовые кабели со всеми изоляционными материалами обладают высокими диэлектрическими способностями, что является их главным преимуществом

Кабели выбирают по расчетному току I_p из условия:

$$I_p \leq I_{НОМ}, \quad (29)$$

где $I_{НОМ}$ – номинальный ток кабеля.

Выбранное сечение проверяется по потере напряжения, при этом отклонение напряжения у наиболее удаленного потребителя не должно превышать $\pm 5\%$ в нормальном режиме, и $\pm 10\%$ в аварийном режиме.

Потери напряжения определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l}{U_{НОМ}} \cdot (r_0 + x_0) \cdot 10^{-3} \cdot 100 \%, \quad (30)$$

где r_0, x_0 – удельное активное и индуктивное сопротивление;

l – длина питающей или распределительной линии, м.

Потери мощности (электроэнергии) в элементах сети определяются по следующей формуле:

$$\Delta P = 3 \cdot I_p^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot 10^{-6}, \quad (31)$$

где I_p – расчетный ток участка, А;

Энергия, теряемая на участке линии, определяется по следующей формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (32)$$

где τ – время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (33)$$

где T_m – число часов использования максимума нагрузки, для ДГУ составляет не более 500 часов в год.

Произведем расчет на примере участка «ДГУ – 1» - «ВТП – 1»:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 285,425 \cdot 150}{400} \cdot (0,153 + 0,0602) \cdot 10^{-3} \cdot 100\% = 3,952 \%$$

$$\Delta P = 3 \cdot 285,425^2 \cdot (0,153 + 0,0602) \cdot 150 \cdot 10^{-6} = 7,816 \text{ кВт};$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 265,218 \text{ ч};$$

$$\Delta W = 7,816 \cdot 265,218 = 2073 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Результаты расчета сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Проверка кабелей ДГУ – ТП

Участок	Кабель	l, м	I _p , А	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	ΔP, кВт	ΔW, кВт·час	ΔU, %
ДГУ – 1 - ВТП – 1	ВБбШв 120 мм ²	150	285,43	0,153	0,0602	7,816	2073	3,952
ДГУ – 2 - ВТП – 2	ВБбШв 120 мм ²	185	288,16	0,153	0,0602	9,825	2606	4,921
ДГУ – 5 - ВТП – 5	ВБбШв 95 мм ²	155	271,10	0,194	0,0602	8,687	2304	4,625

ДГУ – 6	ВБбШВ 95 мм ²	170	260,19	0,194	0,0602	8,777	2328	4,869
-								
ВТП – 6								
ДГУ – 14	ВБбШВ 70 мм ²	120	268,92	0,260	0,0612	8,362	2218	4,488
-								
ВТП – 14								

Так как отклонения напряжения в КЛ не превышают допустимого предела в $\pm 10\%$ номинального, то можно сделать вывод, что они выбраны верно.

6.2 Проверка кабелей ИБП – ТП

Расчет, выбор и проверка кабелей для подключения ИБП должны выполняться предельно внимательно. Ошибка в данных расчетах может привести к тому, что кабели будут выбраны неправильно, что в итоге повлияет на гарантию питания особо важных потребителей во время запуска ДГУ и его выхода на номинальную мощность.

Для ИБП кабели проверяются аналогично, как и для ДГУ.

Результаты проверки сечения кабелей от ИБП к ТП сведены в таблицу 14.

Таблица 14 - Проверка кабелей ИБП – ТП

Участок	Кабель	l, м	I _p , А	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	ΔP, кВт	ΔW, кВт·ч	ΔU, %
ИБП – 1	ВБбШВ 120 мм ²	50	214,07	0,37	0,0625	1,47	388,7	2,005
-								
ВТП – 1								

ИБП – 5 - ВТП – 5	ВББШВ 25 мм ²	45	135,55	1,24	0,0662	3,24	859,3	3,450
ИБП – 14 - ВТП – 14	ВББШВ 10 мм ²	60	67,23	1,84	0,0730	1,56	412,8	3,341

По результатам расчета видно, что отклонения напряжения в КЛ не превышают допустимого предела в $\pm 10\%$ номинального – кабели выбраны верно.

6.3 Проверка кабелей ТП – ЭП

Проверка кабелей производится аналогично, как для ДГУ и ИБП, единственным отличием является число часов использования максимума нагрузки. В данном случае оно будет равным 5000 часов в год.

$$T_m = 5000;$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{5000}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 3411 \text{ ч}$$

В виду объемности табличной информации по проверке кабелей, будем производить расчет только для ТП «ВТП – 1».

Результаты проверки сечений кабелей от ЭП к ТП сведены в таблицу 15.

Таблица 15 – Проверка кабелей ТП «ВТП – 1» - ЭП

ЭП	Кабель	l, м	I _p , А	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	ΔP, кВт	ΔW, кВт·ч	ΔU, %
ЭП – 1	ВББШВ 1,5 мм ²	20	1,80	1,231	0,0886	2,577 · 10 ⁻⁴	0,879	0,021

Продолжение таблицы 15

ЭП – 2	ВБШВ 185 мм ²	40	443,16	0,099	0,0596	3,738	1,275 · 10 ⁴	1,217
ЭП – 3	ВБШВ 95 мм ²	22	287,07	0,194	0,0602	1,383	4,716 · 10 ³	0,695
ЭП – 4	ВБШВ 185 мм ²	22	450,15	0,099	0,0596	2,121	7,235 · 10 ³	0,680
ЭП – 5	ВБШВ 120 мм ²	20	331,81	0,153	0,0602	1,408	4,804 · 10 ³	0,613
ЭП – 6	ВБШВ 1,5 мм ²	20	3,18	1,231	0,0886	8,013 · 10 ⁻⁴	2,733	0,036
ЭП – 7	ВБШВ 185 мм ²	30	475,77	0,099	0,0596	3,231	1,102 · 10 ⁴	0,980
ЭП – 8	ВБШВ 150 мм ²	40	394,52	0,122	0,0596	122,108	4,165 · 10 ⁵	7,446
ЭП – 9	ВБШВ 120 мм ²	30	287,07	0,153	0,0602	1,581	5,394 · 10 ³	0,795
ЭП – 10	ВБШВ 185 мм ²	35	450,15	0,099	0,0596	3,375	1,151 · 10 ⁴	1,082

Продолжение таблицы 15

ЭП – 11	ВБбШВ 120 мм ²	30	331,81	0,153	0,0602	2,113	$7,206 \cdot 10^3$	0,919
ЭП – 12	ВБбШВ 185 мм ²	30	475,77	0,099	0,0596	3,231	$1,102 \cdot 10^4$	0,980
ЭП – 13	ВБбШВ 1,5 мм ²	20	1,80	1,231	0,0886	$2,577 \cdot 10^{-4}$	0,879	0,021

По результатам расчета видно, что отклонения напряжения в КЛ не превышают допустимого предела в $\pm 10\%$ номинального – кабели выбраны верно.

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

7.1 Расчет трехфазных токов КЗ

Электрические сети предприятий напряжением до 1 кВ характеризуются большой протяженностью и наличием большого количества коммутационно – защитной аппаратуры. В виду того, что при напряжении 1 кВ даже незначительно малые сопротивления оказывают существенное влияние на токи КЗ, в расчетах учитываются все сопротивления короткозамкнутой цепи, в том числе и переходных контактов [14].

Разберем расчет токов КЗ на ТП «ВТП – 1».

Вычислим сопротивление системы. Для этого определим сечение питающей линии [2]:

$$I_c = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_c}, \quad (34)$$

где U_c - напряжение системы, в данном случае равно 10,5 кВ;

S_T - мощность трансформатора, в данном случае равна 6300 кВА.

$$I_c = \frac{2 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 692,82 \text{ А}$$

Вычислим сопротивления системы:

$$x'_c = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{nn}}{U_c} \right)^2 \cdot 10^3, \quad (35)$$

где l - длина линии,

U_{nn} - напряжение низкой стороны (0,4 кВ)

$$x'_c = 0,083 \cdot 0,27 \cdot \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,03 \text{ Ом.}$$

$$r'_c = r_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{nn}}{U_c} \right)^2 \cdot 10^3, \quad (36)$$

$$r'_c = 0,326 \cdot 0,27 \cdot \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,128 \text{ Ом.}$$

Сопровитления трансформатора на ТП определяются по формулам:

$$r_T = \frac{\Delta P_K}{S_{НОМ}} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}}, \quad (37)$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{U_{K,\%}}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_K}{S_{НОМ}}\right)^2} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} \cdot 10^6, \quad (38)$$

Для трансформатора ТСЗ - 6300/10: $\Delta P_K = 46,5$ кВт и $U_{K,\%} = 7,5$ %.

$$r_T = \frac{46,5}{6300} \cdot \frac{0,4^2}{6300} = 0,188 \cdot 10^{-4} \text{ мОм};$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{7,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{46,5}{6300}\right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{6300} \cdot 10^6 = 1,896 \text{ мОм}.$$

Сопровитления кабелей определяются по формуле:

$$r = r_0 \cdot l; \quad (39)$$

$$x = x_0 \cdot l. \quad (40)$$

Сопровитления трансформатора тока, автоматических выключателей и контактов берется из справочных данных.

Ток трехфазного КЗ определяется по формуле [6]:

$$I_K = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_{\Sigma}^2}}. \quad (41)$$

Составляем схемы замещения для выбранного варианта сети:

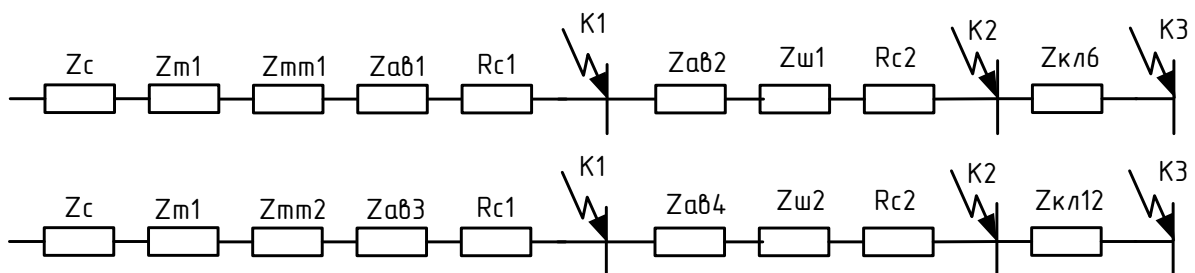


Рис. 7 – Схема замещения для расчета 3-фазных КЗ

Произведем расчет тока трехфазного КЗ для точки К1.

$$I_{\text{пол}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{1,85^2 + 0,39^2}} = 122,15 \text{ кА}.$$

Аналогично рассчитываем токи для остальных точек, результаты сведены в таблицу 16.

Таблица 16 – Расчет трехфазных токов КЗ.

Точка КЗ	I_{no} , кА	I_{yd} , кА
К-1	122,15	238,41
К-2	63,13	117,28
К-3	49,27	71,98

7.2 Расчет однофазных токов КЗ

В качестве несимметричного короткого замыкания рассчитаем однофазное КЗ. Принцип расчёта идентичен, однако при несимметричных коротких замыканиях изменяется сопротивление некоторых элементов схемы.

Ток однофазного КЗ определяется по формуле:

$$I^{(1)} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot \left(\sqrt{R_{\Sigma 0}^2 + X_{\Sigma 0}^2} + \frac{Z_{T1}}{3} \right)}, \quad (42)$$

где $R_{\Sigma 0}$ - суммарное активное сопротивление схемы замещения;

$X_{\Sigma 0}$ - суммарное реактивное сопротивление схемы замещения;

Z_{T1} - сопротивление трансформатора в схеме замещения.

Составим схему замещения для расчета 1-фазных КЗ:

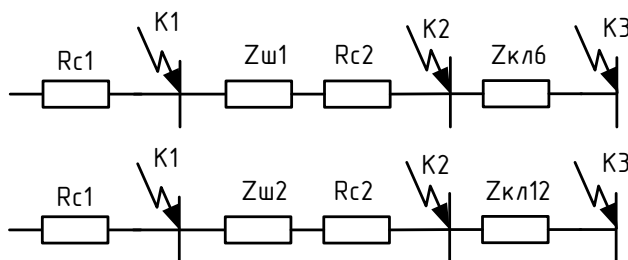


Рис. 8 – Схема замещения для расчета 1-фазных КЗ

Удельное реактивное сопротивление кабеля принимается равным 0,15 мОм, а активное равным $2 \cdot r_0$.

Произведем расчет тока однофазного КЗ для точки К0, который для обоих вариантов совпадает.

$$r_{\Sigma K1} = R_{c1} = 15 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma K1} = 0 \text{ мОм};$$

$$I^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \left(\sqrt{15^2 + 0^2} + \frac{312}{3} \right)} = 122,7 \text{ кА.}$$

Аналогично рассчитываются токи для остальных точек и сведем результаты в таблицу 17.

Таблица 17 – Расчет однофазных токов КЗ для первого варианта

Точка КЗ	$I^{(1)}_i$, кА
К-1	122,7
К-2	70,2
К-3	48,2

7.3 Расчет токов КЗ ДГУ

Произведем расчет тока КЗ на шине присоединения ДГУ к ТП.

Составим схему замещения, и приведем ее на рисунке 9.

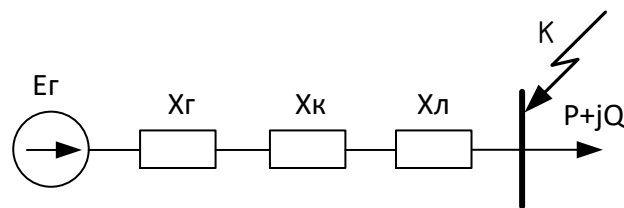


Рис. 9 – Схема замещения для расчета токов КЗ ДГУ

На рисунке 9 показаны: X_G – комплексное сопротивление генератора; X_K – сопротивление переходных контактов; X_L – сопротивление линии.

Определим сопротивление генератора.

Номинальный ток генератора (в одной фазе):

$$I_{НОМ} = \frac{P_P}{U_{НОМ} \cdot 1,732 \cdot \cos \varphi}, \quad (43)$$

$$I_{НОМ} = \frac{720}{0,4 \cdot 1,732 \cdot 0,9} = 1155 \text{ А.}$$

Базисное сопротивление ДГУ:

$$Z_B = \frac{U_B}{I_{НОМ}}; \quad (44)$$

$$Z_B = \frac{380}{1155} = 0,329 \text{ Ом}.$$

Найдем результирующее сопротивление:

$$Z_{PE3} = X_d'' + R_a, \quad (45)$$

где X_d'' – сверхпереходное индуктивное сопротивление генератора равное 0,1 о.е. по опытным данным;

R_a – активное сопротивление генератора равное 0,02 о.е.

$$Z_{PE3} = 0,1 + 0,02 = 0,12 \text{ о.е.}$$

Сопротивление генератора:

$$X_G = Z_B \cdot Z_{PE3}, \quad (46)$$

$$X_G = 0,329 \cdot 0,12 = 0,039 \text{ Ом}$$

Сопротивление переходных контактов X_K примем равным 0,05 Ом.

Активное сопротивление кабеля сечением 120 мм² и длиной 150 м:

$$X_L = \frac{\rho \cdot l_L}{S_L}, \quad (47)$$

где ρ - удельное активное сопротивление, Ом/км;

l_L - длина линии, м;

S_L - сечение линии.

$$X_L = \frac{0,153 \cdot 150}{120} = 0,191 \text{ Ом}.$$

Найдем общее сопротивление полученной цепи:

$$X_\Sigma = X_G + X_K + X_L, \quad (48)$$

$$X_\Sigma = 0,039 + 0,050 + 0,191 = 0,28 \text{ Ом}.$$

Ток короткого замыкания:

$$I_{K.з.} = \frac{U_B}{X_\Sigma}, \quad (49)$$

$$I_{K.з.} = \frac{380}{0,28} = 1357,14 \text{ А}.$$

8.1 Выбор и проверка защитных аппаратов

Согласно ПУЭ от перегрузок необходимо защищать силовые и осветительные сети, выполненные внутри помещений, в том числе и силовые сети, когда по условиям технологического процесса или режима их работы могут возникнуть длительные перегрузки.

В сетях напряжением до 1 кВ элементы системы электроснабжения защищаются плавкими вставками предохранителей и расцепителями автоматических выключателей.

Выбор аппаратов защиты производится с учетом следующих основных требований:

1. Номинальный ток и напряжение аппарата защиты должны соответствовать расчетному длительному току и напряжению защищаемой электрической цепи. Номинальные токи расцепителей автоматических выключателей и плавких вставок предохранителей выбираются по номинальным токам отдельных ЭП в зависимости от места установки аппарата защиты.

2. Время действия аппаратов защиты должно быть максимально минимальным и должна быть обеспечена селективность действия защиты соответствующим подбором аппаратов защиты и его защитной характеристики.

3. Аппараты защиты не должны отключать установку при перегрузках, возникающих в условиях нормальной эксплуатации, например, при рабочих пиках технологических нагрузок, и т.п.

4. Аппараты защиты должны обеспечивать надежное отключение в конце защищаемого участка двух и трехфазных КЗ при всех видах режима работы нейтрали сети, а также однофазных КЗ в сетях с глухозаземленной нейтралью.

В данной работе защита ДГУ, ИБП и ЭП выполняется автоматическими выключателями. Все расчеты будем производить на примере ТП «ВТП – 1».

8.1.1 Выбор и проверка автоматических выключателей

Автомат – коммутационный аппарат, задачей которого является защита электрической сети от коротких замыканий и перегрузок (сверхтоков).

Автоматические выключатели должны осуществлять проведение тока в нормальном режиме и его отключение при коротких замыканиях, перегрузках или недопустимом снижении напряжении. Также автоматы необходимы для нечастых оперативных включений и отключений электрических цепей.

Выбор типа автоматических выключателей определяется: электрическими характеристиками электроустановки, условиями эксплуатации, нагрузками и необходимостью дистанционного управления, вместе с типом предусматриваемой в будущем телекоммуникационной системы.

Рассмотрим выбор автоматического выключателя на примере выбора выключателя QF15 для защиты ДГУ. Этот автоматический выключатель расположен в помещении ТП, работает в сторону ДГУ и защищает электроустановку и энергосистему, поэтому должен отличаться высокой надёжностью работы.

Примем для установки АВ ВНК-37:

$$I_n = 400 \text{ А}; I_{ГО} = 50 \text{ кА}; I_{уд} = 105 \text{ кА}; t_{откл.} = 0,03 \text{ с}$$

1. Номинальное напряжение автомата - это напряжение, на которое рассчитан сам автомат. Не зависимо от места установки напряжение автомата АВ $U_{ном.в}$ должно быть равным или большим номинальному напряжению сети $U_{ном.с}$:

$$U_{ном.в} \geq U_{ном.с}; \quad (50)$$

0,4 = 0,4 кВ - условие выполняется.

2. Соответствие номинального тока выключателя расчётному току цепи:

$$I_{н.расч} \geq I_p; \quad (51)$$

$400 \geq 285,43$ А - условие выполняется.

3. Определяем пиковый ток:

Для магистрали:

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{н.макс}} + \sum_{i=1}^n I_{\text{ни}}, \quad (52)$$

где $I_{\text{н.макс}}$ - наибольший пусковой ток ЭП в группе,

$I_{\text{ни}}$ - номинальный ток i -ого нормально работающего ЭП.

Для питающей линии [12]:

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{н.макс}} + (I_p - I_{\text{н.макс}} \cdot k_u) \quad (53)$$

где I_p – расчетный максимальный ток всех ЭП, питающихся от данной линии;

k_u – коэффициент использования, запускаемого ЭП;

$I_{\text{н.макс}}$ – номинальный ток ЭП с наибольшим пусковым током.

Выбранный выключатель нагрузок должен соответствовать условию:

$$I_{\text{н.расц}} \geq I_{\text{пик}}; \quad (54)$$

$$I_{\text{пик}} = 342,52 \text{ А}$$

$400 \geq 342,52$ А - условие выполняется.

4. Ток срабатывания электромагнитного расцепителя должен соответствовать условию:

$$I_{\text{н.расц}} \leq 3 \cdot I_{\text{дл.доп}}; \quad (55)$$

$400 \leq 3 \cdot 385$ А - условие выполняется.

5. Проверка по согласованию с тепловым расцепителем [21]:

$$I_{\text{ПО}}^{(1)} \geq I_{\text{н.расц}}; \quad (56)$$

$1,94 \geq 1,0$ кА - условие выполняется.

$$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{отк}}; \quad (57)$$

$5,52 \leq 50$ кА - условие выполняется.

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}; \quad (58)$$

$7,81 \leq 105$ кА - условие выполняется.

Выключатель QF15 выбран правильно.

Результаты выбора сведены в таблицу 18.

Таблица 18 - Выбор автоматических выключателей на ТП «ВТП – 1»

Название элемента	Расчетный ток, А	Пиковый ток, А	Ток расцепителя, А	Тип АВ	Место установки
QF 1	1,80	2,16	6	ВА47-29	ТП (к ЭП – 1)
QF 2	443,16	531,72	630	ВНК-39	ТП (к ЭП – 2)
QF 3	287,07	344,84	400	ВНК-37	ТП (к ЭП – 3)
QF 4	450,15	540,18	630	ВНК-39	ТП (к ЭП – 4)
QF 5	331,81	398,17	400	ВНК-37	ТП (к ЭП – 5)
QF 6	3,18	3,82	6	ВА47-29	ТП (к ЭП – 6)
QF 7	475,77	570,92	630	ВНК-39	ТП (к ЭП – 7)
QF 8	394,52	473,42	500	ВА 88-40	ТП (к ЭП – 8)
QF 9	287,07	344,84	400	ВНК-37	ТП (к ЭП – 9)
QF 10	450,15	540,18	630	ВНК-39	ТП (к ЭП – 10)
QF 11	331,81	398,17	400	ВНК-37	ТП (к ЭП – 11)

QF 12	475,77	570,92	630	ВНК-39	ТП (к ЭП – 12)
QF 13	1,80	2,16	6	ВА47-29	ТП (к ЭП – 13)
QF 14	285,43	342,52	400	ВНК-37	ТП (к ДГУ)
QF 15	214,07	224,77	250	ВНК-35	ТП (к ИБП)

8.2 Выбор и проверка трансформаторов тока

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Произведем выбор трансформатора тока на примере ТП «ВТП – 1».

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (59)$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2НОМ}$ - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx R_2. \quad (60)$$

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{ПРИБ}$, сопротивления соединительных проводов $R_{ПР}$ и переходного сопротивления контактов R_K :

$$R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K. \quad (61)$$

Необходимо определить число и тип измерительных приборов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² по меди и 4 мм² по алюминию. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм². Затем определяется

сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что $Z_{ПРОВ} = R_{ПРОВ}$. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	7КТ1 1	2	2	
Ваттметр	7КТ1 30	5	-	5
Варметр	7КТ1 30	5	-	5
Счетчик АЭ	7КТ1 16	2,4	2,4	2,4
Счетчик РЭ	7КТ1 16	2,4	2,4	2,4
ИТОГО		16,8	6,8	16,8

Для обеспечения заданного класса точности должно быть соблюдено следующее условие:

$$Z_{2НОМ} \geq \Sigma(Z_{ПРИБ} + Z_{ПР} + Z_K). \quad (62)$$

На стороне ВН выберем трансформатор тока ТВЛМ-10. Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$Z_2 = R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K, \quad (63)$$

$$R_{ПР} = Z_{2НОМ} - R_{ПРИБ} - R_K, \quad (64)$$

где $R_{ПР}$ - сопротивление проводов;

$R_{2НОМ} = 21,73$ Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$R_{ПРИБ}$ - суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

$$R_{ПРИБ} = \frac{S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2}, \quad (65)$$

где $S_{ПРИБ}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

$$R_{\text{ПРИБ}} = \frac{16,8}{1^2} = 16,8 \text{ Ом.} \quad (66)$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,05 \text{ Ом}$.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$R_{\text{ПР}} = 21,73 - 16,8 - 0,05 = 4,88 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$S_{\text{ПР}} = \frac{\rho \cdot l}{R_{\text{ПР}}}, \quad (67)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,0283$ - удельное сопротивление материала (алюминий).

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 20.

Таблица 20 - Зависимость длины соединительных проводов напряжения

U_H , кВ	l , м
1	2
220	100 - 150
110	75 - 100
10	6 - 10

$$S_{\text{ПР}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{4,88} = 5,8 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 7 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$R_{\text{ПР}} = \frac{\rho \cdot l}{S_{\text{ПР}}}, \quad (68)$$

$$R_{\text{ПР}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{7} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = R_2 = 16,8 + 0,4 + 0,05 = 17,25 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 21.

Таблица 21 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 12 \text{ кВ}$ $I_{НОМ} = 400 \text{ А}$ $I_{ТТ}^2 t_T = 20^2 \cdot 2 = 800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $S_{НАГР} = 37,64 \text{ ВА}$ $Z_{2НОМ} = \frac{S_{НАГР}}{\sqrt{3} \cdot I^2}$ $Z_{2НОМ} = 21,73 \text{ Ом}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{раб. max}} = \frac{S_{НН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = 363,73 \text{ А}$ $Z_2 = R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K$ $R_{ПРИБ} = \frac{S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2} = 16,8 \text{ Ом}$ $R_K = 0,05 \text{ Ом}$ $R_{ПР} = 21,73 - 16,8 - 0,05 = 4,88 \text{ Ом}$ $S_{ПР} = \frac{0,0283 \cdot 10}{4,88} = 5,8 \text{ мм}^2$ $S_{ПР}^{НОМ} = 7 \text{ мм}^2$ $R_{ПР} = \frac{0,0283 \cdot 10}{7} = 0,4 \text{ Ом}$ $Z_2 = R_2 = 16,8 + 0,4 + 0,05 = 17,25 \text{ Ом}$	$U_{НОМ} \geq U_P$ $I_{НОМ} \geq I_{\text{раб. max}}$ $Z_{2НОМ} \geq Z_2$

Согласно полученным результатам ТТ соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На стороне НН выбираем трансформатор тока ТШЛ – 0,66.

Трансформатор тока на стороне НН подключается к двум фазам А и С. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	7КТ1 1	2	2	2
Ваттметр	7КТ1 30	5	-	5

Варметр	7КТ1 30	5	-	5
Счетчик АЭ	7КТ1 16	2,4	2,4	2,4
Счетчик РЭ	7КТ1 16	2,4	2,4	2,4
ИТОГО		16,8	6,8	16,8

Расчет производим аналогично, полученные данные в результате расчета сведем в таблицу 23 для сравнения их с каталожными.

Таблица 23 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 0,66 \text{ кВ}$ $I_{НОМ} = 5000 \text{ А}$ $I_T^2 t_T = 16^2 \cdot 2 = 512 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $S_{НАГР} = 30 \text{ ВА}$ $Z_{2НОМ} = \frac{S_{НАГР}}{\sqrt{3} \cdot I^2}$ $Z_{2НОМ} = 17,32 \text{ Ом}$	$U_P = 0,4 \text{ кВ}$ $I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{НН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = 4915 \text{ А}$ $Z_2 = R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K$ $R_{ПРИБ} = \frac{S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2} = 15,1 \text{ Ом}$ $R_K = 0,05 \text{ Ом}$ $R_{ПР} = 19,32 - 15,1 - 0,05 = 4,17 \text{ Ом}$ $S_{ПР} = \frac{0,0283 \cdot 1}{4,17} = 6,7 \text{ мм}^2$ $S_{ПР}^{НОМ} = 7 \text{ мм}^2$ $R_{ПР} = \frac{0,0283 \cdot 1}{7} = 0,04 \text{ Ом}$ $Z_2 = R_2 = 15,1 + 0,04 + 0,05 = 15,19 \text{ Ом}$	$U_{НОМ} \geq U_P$ $I_{НОМ} \geq I_{\text{раб.макс}}$ $Z_{2НОМ} \geq Z_2$

Согласно полученным результатам ТТ соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

8.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

При выборе трансформаторов напряжения требуется учесть следующие параметры:

- Напряжение установки;
- Конструкция и схема соединения;
- Класс точности;

- Вторичная нагрузка.

Для измерения линейных напряжений возможна установка двух однофазных трансформаторов напряжения типа НОМ, соединенных по схеме “открытый треугольник”. Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6-10 кВ) устанавливают 3-х обмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи S_2 расч.

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений. Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 24.

Таблица 24 - Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметр	Условия выбора
Напряжение	$U_{НОМ} \geq U_{РАБ}$

Класс точности	$\Delta U_{доп} \leq \Delta U$
Номинальная мощность вторичной цепи, ВА	$S_{2H} \geq S_{2РАСЧ}$

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин. Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения НТМИ – 10 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 25.

Таблица 25 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}$, ВА	Число обмоток	cos	sin	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	7КТ1 1	2	1	1	0	4	2	0
Ваттметр	7КТ1 30	5	3	1	0	2	4,5	0
Варметр	7КТ1 30	5	3	1	0	2	13,5	0
Счетчик АЭ	7КТ11 6	2,4	2	0,38	0,925	18	3,648	8,9
Счетчик РЭ	7КТ1 16	2,4	2	0,38	0,925	18	3,648	8,88
Сумма							15,8	17,7

Суммарная нагрузка трансформатора напряжения [6]:

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (69)$$

$$S_p = \sqrt{15,8^2 + 17,7^2} = 23,73 \text{ ВА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 26.

Таблица 26 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{НТ} \geq U_H$
$S_H = 155 \text{ ВА}$	$S_p = 23,7 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

9 ВЫБОР УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Любые электрические системы должны быть надёжными, экономичными, удобными и безопасными в эксплуатации и обеспечивать потребителей электроэнергией требуемого качества. Большую роль в выполнении этих требований играют устройства релейной защиты.

В панелях управления ДГУ и ИБП релейная защита спроектирована и установлена заводом изготовителя, поэтому произведем ее расчет и выбор на ТП «ВТП – 1».

Для силовых трансформаторов предусматривается релейная защита от повреждений и ненормальных режимов работы. К повреждениям относят: - многофазные КЗ в обмотках и на выводах трансформатора; - однофазные КЗ на землю в обмотках и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью; - витковые замыкания в обмотках. К ненормальным режимам относят: - прохождение сверхтоков в обмотках при внешних КЗ; - прохождение сверхтоков при перегрузках трансформатора; - понижение уровня масла в маслонаполненных трансформаторах.

В данной работе расчет релейной защиты трансформатора будет произведен на базе микропроцессорного устройства «Сириус-Т».

9.1 Сведения о микропроцессорном устройстве «Сириус-Т»

Устройство «Сириус-Т» является комбинированным микропроцессорным терминалом релейной защиты и автоматики. Устройство может применяться для защиты элементов распределительных сетей как самостоятельное устройство, так и совместно с другими устройствами РЗА (например, резервной защитой силового трансформатора, газовой защитой и т.д.).

Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-Т» предназначено для выполнения функций основной защиты двухобмоточного (в том числе с расщепленной обмоткой) трансформатора с высшим напряжением 10-220 кВ. Также возможно использование в качестве дифференциальной защиты

реактора или мощного синхронного двигателя. Содержит максимально-токовую защиту (МТЗ) ВН и МТЗ НН с внешним комбинированным пуском напряжения.

Устройство представлено на рисунке 10.



Рис. 10 – Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-Т»

Функции защиты, выполняемые устройством:

- двухступенчатая дифференциальная токовая защита трансформатора (токовая отсечка и защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания);
- двухступенчатая МТЗ высшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу). Предусмотрен автоматический ввод ускорения при включении выключателя ВН;
- одна ступень МТЗ низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу). Действие на отдельное реле МТЗ-НН и на общие реле

отключения с разными временами. Предусмотрен автоматический ввод ускорения при включении выключателя НН;

- защита от перегрузки с действием на сигнализацию.

Функции автоматики и сигнализации, выполняемые устройством:

• управление схемой обдува по двум критериям - ток нагрузки и сигналы от датчиков температуры;

• выдача сигнала блокировки РПН при повышении тока нагрузки выше допустимого;

• возможность подключения внешних защит, например, газовой защиты трансформатора;

• формирование сигнала устройством резервирования отказов выключателя (УРОВ) при отказах своего выключателя и исполнение входного сигнала УРОВ при отказах нижестоящих выключателей;

- контроль наличия питания терминала и его работоспособности;

• контроль небаланса в плечах дифференциальной токовой защиты с действием на сигнализацию.

9.2 Расчет дифференциальной защиты двухобмоточного трансформатора

Исходные данные:

Двухобмоточный сухой трансформатор 10/0,4 кВ мощностью 6300 кВА.

9.2.1 Выбор общих параметров дифференциальной защиты

Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора соответствующий его номинальной мощности рассчитывается по формуле:

$$I_{НОМ.ПЕРВ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}. \quad (70)$$

Первичный ток на стороне ВН равен:

$$I_{НОМ.ПЕРВ.ВН} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,41 \text{ А.}$$

На стороне НН:

$$I_{НОМ.ПЕРВ.НН} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 9093,27 \text{ А.}$$

Коэффициент трансформации трансформаторов тока определяется по формуле:

$$K_I = \frac{I_{ПЕРВ.ТТ}}{I_{ВТОР.ТТ}}. \quad (71)$$

Коэффициент трансформации для стороны ВН равен:

$$K_{IB} = \frac{400}{5}.$$

На стороне НН:

$$K_{IH} = \frac{5000}{5}.$$

Коэффициент схемы соединения обмоток трансформаторов тока для обоих трансформаторов равен 1.

Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора:

$$I_{НОМ.ВТОР} = \frac{I_{НОМ.ПЕРВ}}{K_I} \cdot k_{сх}; \quad (72)$$

На стороне ВН вторичный ток в плечах защиты равен:

$$I_{НОМ.ВТОР.ВН} = 4,33 \text{ А};$$

На стороне НН:

$$I_{НОМ.ВТОР.НН} = 9,09 \text{ А.}$$

Рассчитанные базисные токи сторон проверяем на попадание в допустимый диапазон выравнивания, определяемый номинальным током входа устройства. Для $I_{НОМ} = 5 \text{ А}$ базисные токи должны входить в диапазон (1,01 – 10,00) А. Значения 4,33 и 9,09 укладываются в указанный диапазон.

9.2.2 Выбор уставок дифференциальной отсечки

Так как защиты трансформатора подключены к трансформаторам тока, установленным на стороне высшего напряжения трансформатора, поэтому необходимо знать, какие токи протекают по ним при повреждении на шинах

низшего напряжения. Приведение токов КЗ к стороне ВН трансформатора выполняется по формуле:

$$I_{КЗ}^{(3)ВН} = \frac{I_{КЗ}^{(3)НН}}{K_T}, \quad (73)$$

где K_T – коэффициент трансформации силового трансформатора.

Максимальный ток внешнего КЗ равен:

$$I_{КЗ}^{(3)ВН} = 1249 \text{ А.}$$

Расчетный ток максимального внешнего КЗ приведенный к номинальному току трансформатора (в относительных единицах) определяется по формуле:

$$I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС*} = \frac{I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС}}{I_{НОМ.ВН}}. \quad (74)$$

$$I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС*} = 3,61 \text{ о.е.}$$

Уставка дифференциальной отсечки рассчитывается по формуле:

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq k_{ОТС} \cdot k_{НБ} \cdot I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС*} \quad (75)$$

где $k_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$k_{НБ}$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ, принимаем равным 0,7.

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 3,61 = 3,03$$

Принимается ближайшая большая величина уставки дифференциальной отсечки $\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} = 4$.

Действительный ток срабатывания дифференциальной отсечки будет равен:

$$I_{ДИФ} = 4 \cdot 201 = 804 \text{ А.}$$

Проверим коэффициент чувствительности дифференциальной отсечки при КЗ на стороне ВН по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{ДИФ}}}; \quad (76)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1682}{804} = 2,1 \geq 2.$$

Отсюда следует, что дифференциальная отсечка устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности.

9.2.3 Выбор уставок чувствительности дифференциальной защиты

Расчетный ток небаланса при протекании тока равного базисному (в относительных единицах):

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}, \quad (77)$$

где ε – относительное значение полной погрешности ТТ, принимается равным 0,1;

$K_{\text{ПЕР}}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим, принимается равным 2;

$K_{\text{ОДН}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока, принимается равным 1;

$\Delta f_{\text{добав}}$ – добавочная погрешность, обусловленная неточностью задания номинальных токов, принимается равным 0,04.

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,04 = 0,24 \text{ о.е.}$$

Для выбора уставки срабатывания должно выполняться условие:

$$\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{баз}}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ}}; \quad (78)$$

$$\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{баз}}} \geq 1,3 \cdot 0,24 = 0,312$$

Значение базовой уставки срабатывания принимаем равное 0,32.

Коэффициент снижения тормозного тока определяется по формуле:

$$K_{\text{СН.Т}} = 1 - 0,32 \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ}}; \quad (79)$$

$$K_{CH.T} = 1 - 0,32 \cdot 0,24 = 0,923.$$

Расчетный коэффициент торможения в процентах:

$$K_{ТОРМ} = \frac{100 \cdot I_{ДИФ}}{I_{ТОРМ}} = \frac{100 \cdot K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ}}{K_{CH.T}}; \quad (80)$$

$$K_{ТОРМ} = \frac{100 \cdot 1,3 \cdot 0,24}{0,923} = 33,8 \text{ \%}.$$

Значение уставки второй точки излома $\frac{I_{m2}}{I_{НОМ}}$ имеет пределы $(1 - 2) \cdot I_{НОМ}$.

Для нашего расчета принимаем значение равное 2.

Значение уставки блокировки по второй гармонике $\frac{I_{\partial 2}}{I_{\partial 1}}$ имеет пределы

(0,06 – 0,2). Принимаем значение равное 0,15.

9.3 Расчёт уставок максимальной токовой защиты стороны ВН трансформатора

МТЗ ВН используется для защиты от всех видов междуфазных КЗ и для резервирования основных защит трансформатора, устанавливается на стороне высшего напряжения. МТЗ отстраивается от максимального тока нагрузки, в максимальном режиме.

В соответствии с разделом «Выбор уставок токовой отсечки и максимально токовой защиты» при расчете уставок МТЗ ВН следует принимать следующие параметры:

- $k_{\epsilon} = 0,92$ - коэффициент возврата реле;
- $k_{отс} = 1,2$ - коэффициент запаса для отстройки от тока нагрузки;
- $k_C = 1,1$ - коэффициент согласования с защитами предыдущих линий.

Максимальный ток нагрузки трансформатора:

$$I_{наг.ВН}^{max} = \frac{S_{наг.ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}}, \quad (81)$$

где $S_{наг.ВН}$ – максимальная нагрузка трансформатора, кВА;

$U_{ном.ВН}$ – номинальное напряжение стороны ВН трансформатора, кВ.

$$I_{наг.ВН}^{max} = \frac{8820}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 484,97 \text{ А.}$$

Тогда ток срабатывания МТЗ определяется с учетом следующих коэффициентов:

- $k_{отс} = 1,2$ - коэффициент отстройки [20];
- $k_{зан} = 1,5$ - коэффициент самозапуска двигателей [20];
- $k_{г} = 0,92$ - коэффициент возврата МТЗ ВН блока защит устройства «Сириус-Т» [15].

Ток срабатывания МТЗ-2 ВН равен:

$$I_{МТЗ} \geq \frac{k_{отс} \cdot k_{зан}}{k_{г}} \cdot I_{наг.ВН}^{max}; \quad (82)$$

$$I_{МТЗ} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,92} \cdot 484,97 = 948,85 \text{ А.}$$

Максимально-токовая защита подключена к тем же трансформаторам тока, что и токовая отсечка со схемой соединения в звезду. Ток срабатывания реле максимально-токовой защита равен:

$$I_{ср.МТЗ} \geq \frac{I_{МТЗ} \cdot K_{СХ}}{K_{ТТ.ВН}}; \quad (83)$$

$$I_{ср.МТЗ} = \frac{948,85 \cdot 1}{400 / 5} = 11,86 \text{ А.}$$

Ток срабатывания может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки МТЗ принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве «Сириус-Т».

Принимаем $I_{ср.МТЗ} = 11,9 \text{ А.}$

Далее необходимо рассчитать действительный ток срабатывания МТЗ ВН по формуле:

$$I_{МТЗ} = \frac{I_{ср.МТЗ} \cdot K_{ТТ.ВН}}{K_{СХ}}; \quad (84)$$

$$I_{MTЗ} = \frac{11,9 \cdot 400 / 5}{1} = 952 \text{ А.}$$

Необходимо проверить коэффициент чувствительности МТЗ при КЗ на стороне НН (в точке К2).

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{MTЗ}}}; \quad (85)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1682}{952} = 1,77 \geq 1,5.$$

Отсюда следует, что максимально-токовая защита устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям чувствительности к МТЗ.

Выбираем время срабатывания максимально-токовой защиты устройства «Сириус-Т» по следующей формуле:

$$t_{\text{MTЗ}} = t_{\text{max}} + \Delta t, \quad (86)$$

где t_{max} – максимальное время защит линий отходящих от шин НН трансформатора;

Δt – степень селективности, для учебных расчетов равна 0,5 с.

Время срабатывания МТЗ-2 ВН равно:

$$t_{\text{MTЗ}} = 2,0 + 0,5 = 2,5 \text{ с}$$

Используем выдержку времени в МТЗ-2 ВН устройства «Сириус-Т».

9.4 Расчёт уставок защиты от перегрузки трансформатора

Защита от перегрузки устанавливается, как правило, на питающей стороне трансформатора и действует на сигнал. Для контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток.

Для удобства пользования в устройстве «Сириус-Т» можно вводить контроль токов как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН.

Уставки задаются во вторичных значениях токов своей стороны напряжения, то есть приведение тока не используется.

Уставка сигнала перегрузки определяется по формуле:

$$I_{ПЕР} \geq \frac{k_{омс}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{В.НОМ} , \quad (87)$$

где $k_{омс} = 1,05$ – коэффициент отстройки защиты от перегрузки равен;

$k_{\epsilon} = 0,92$ – коэффициент возврата токового реле устройства «Сириус-Т» [5];

$I_{В.НОМ}$ – номинальный вторичный ток трансформатора на стороне установки защиты от перегрузки, в соответствии с [17] рекомендует определять с учетом возможности увеличения его на 5% при регулировании напряжения.

Для рассматриваемого трансформатора, номинальные вторичные токи на сторонах ВН и НН равны соответственно 4,33 и 9,09 А.

Расчетные значения уставки защиты от перегрузки равны:

$$I_{ПЕР}^{ВН} = \frac{1,05 \cdot 1,05}{0,92} \cdot 4,33 = 5,19 \text{ А};$$

$$I_{ПЕР}^{НН} = \frac{1,05 \cdot 1,05}{0,92} \cdot 9,09 = 11,20 \text{ А}.$$

Время действия защиты от перегрузок выбирается большим, чем время действия всех защит.

Время срабатывания защиты от перегрузки равно:

$$T_{ПЕРЕГР} = t_{МТЗ} + \Delta t; \quad (88)$$

$$T_{ПЕРЕГР} = 2,5 + 0,5 = 3 \text{ с}.$$

Используем выдержку времени $T_{ПЕРЕГР}$ в устройстве «Сириус-Т» равную 3 секундам.

10.1 Устройство молниезащиты ДГУ

Молниезащита – это комплекс технических решений и специальных приспособлений для обеспечения безопасности здания, а также имущества и людей, находящихся в нём.

Опасность для зданий и сооружений в результате прямого удара молнии может повлечь:

- повреждения здания или сооружения;
- отказ находящихся внутри электрических и электронных частей;
- гибель и травмирование живых существ, находящихся непосредственно в здании или сооружении, а также вблизи него.

В свою очередь молниезащита бывает внешней и внутренней.

Внешняя молниезащита – система, обеспечивающая перехват молнии с целью дальнейшего ее отведения в землю, тем самым, защищая здания от повреждений и пожара.

Внешняя молниезащита включает в себя следующие элементы:

- Молниеотвод – предназначен для перехватывания разряда молнии. Выполняется из нержавеющей либо оцинкованной стали, алюминия, меди;
- Токоотвод – предназначен для отвода тока молнии от молниеприемника к заземлителю;
- Заземлитель – проводящая часть, находящаяся в электрическом контакте с землей непосредственно или через проводящую среду.

Внутренняя молниезащита – это совокупность устройств защиты от импульсных перенапряжений (УЗИП). УЗИП предназначен для защиты электрического оборудования от перенапряжений в сети, которые могут быть вызваны резистивными и индуктивными связями, возникающих под воздействием тока молнии.

Внутреннее пространство контейнерной установки является зоной Б по взрывобезопасности, согласно ПУЭ п/п 7.3.41. Таким образом контейнерной присваивается II категория молниезащиты, согласно РД 34.21.122-87 табл.1. и СО-153-34.21.122-2003 "Инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций".

Металлическая оболочка контейнера изготовлена из металла толщиной от 4 мм и более, таким образом, она будет являться молниеприемником и токоотводом. Контейнер в 2-х местах соединяется при помощи электросварки с контуром заземления сталью полосовой 40x4 мм. Контур заземления молниезащиты и заземление электроустановки совмещены, таким образом устройство для выравнивания потенциалов не требуется. Контур заземления прокладывается по периметру ДГУ на расстоянии от стенки контейнера 0,5 м на глубине 0,7 м, стальной полосой 40x4. Вертикальные заземлители соединяются с контуром электросваркой.

10.2 Расчет контура заземления ДГУ

Сопротивление заземляющего устройства R_3 складывается из сопротивления растеканию отдельных электродов заземлителя и сопротивлений заземляющих проводников. Искусственный заземлитель выполняется электродами из угловой стали 50x50x5 мм, длиной 2,5 м, соединенных стальной полосой сеч. 40x4 мм. Сопротивление заземлителя из нескольких электродов, соединенных полосой, определяется по формуле:

$$R_3 = \frac{R_B \cdot R_G}{R_B + R_G}, \quad (80)$$

где R_B - сопротивление вертикальных электродов;

R_G - сопротивление горизонтальных электродов.

Суммарное сопротивление всех вертикальных электродов:

$$R_B = \frac{R_{O.B.}}{n \cdot K_B}, \quad (81)$$

где $R_{O.B.}$ - сопротивление одиночного заземлителя;

n - число электродов;

$K_B = 0,64$ - коэффициент использования электрода характеризующий степень использования его поверхности из-за экранирующего влияния соседних электродов.

Для горизонтальных полос, связывающих вертикальные электроды, сопротивление растеканию тока с учетом экранирования:

$$R_r = \frac{R_r}{K_r}, \quad (82)$$

где $K_r = 0,32$ - коэффициент использования горизонтальной полосы с учетом экранирующего влияния вертикальных электродов [8].

Сопротивление одиночного вертикального заземлителя растеканию тока определяется по формуле:

$$R_{o.B.} = \frac{0,366}{l_B} \cdot \rho \cdot K_M \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot l_B}{d} + 0,51 \cdot \lg \frac{4 \cdot t + l_B}{4 \cdot t - l_B} \right), \quad (83)$$

где $K_M = 1,7$ - коэффициент сезонности [13];

$\rho = 100$ Ом·м - удельное сопротивление грунта (суглинок);

$l_B = 2,5$ м - длина вертикального электрода;

$d = 0,5 \cdot b$ - диаметр вертикального электрода,

где $b = 0,05$ м - ширина полки уголка;

$t = \frac{2,5}{2 + 0,7} = 1,75$ м - глубина заложения.

$$R_{o.B.} = \frac{0,366}{2,5} \cdot 100 \cdot 1,7 \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 2,5}{0,95 \cdot 0,05} + 0,51 \cdot \lg \frac{4 \cdot 1,75 + 2,5}{4 \cdot 1,75 - 2,5} \right) = 18,316 \text{ Ом};$$

$$R_B = \frac{R_{o.B.}}{n \cdot K_B} = \frac{18,316}{12 \cdot 0,64} = 2,38 \text{ Ом}.$$

Общая длина горизонтального заземлителя составляет $l_r = 30$ м.

Произведем расчет сопротивления заземляющего устройства исходя из количества вертикальных заземлителей равному 12 шт.

Сопротивление горизонтального заземлителя:

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366}{l_{\Gamma}} \cdot \rho \cdot K_M \cdot \lg \frac{2 \cdot l_{\Gamma}^2}{b \cdot t}, \quad (84)$$

где l_{Γ} - длина горизонтально стержня;

b - ширина полосового заземлителя;

t - глубина заложения заземлителя.

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366}{30} \cdot 100 \cdot 1,7 \cdot \lg \frac{2 \cdot 30^2}{0,04 \cdot 0,7} = 12,09 \text{ Ом.}$$

Сопротивление растеканию тока с учетом экранирования:

$$R_{\Gamma} = \frac{R_{\Gamma}}{K_{\Gamma}} = \frac{12,09}{0,32} = 37,38 \text{ Ом.}$$

Сопротивление заземлителя из нескольких электродов, соединенных полосой, определяется по формуле:

$$R_3 = \frac{R_B \cdot R_{\Gamma}}{R_B + R_{\Gamma}} = \frac{2,38 \cdot 37,38}{2,38 + 37,38} = 2,238 \text{ Ом}$$

Согласно ПУЭ сопротивление заземляющих устройств не должно превышать 4 Ом в любое время года.

После монтажа заземляющего устройства требуется произвести контрольный замер его сопротивления. В случае если сопротивление превышает нормируемое значение, то требуется добавить вертикальные электроды для получения требуемой величины сопротивления заземления.

11 АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВВОД РЕЗЕРВА

Автоматический ввод резерва необходим для повышения надежности работы энергосистемы, бесперебойного снабжения потребителей электроэнергией и минимизации ущерба, который может быть вызван недоотпуском электроэнергии. Несмотря на различие схем АВР, все они выполняются по одной структурной схеме: отключается выключатель основного источника питания и включается выключатель резервного источника питания. Схемы АВР выполняются как на переменном, так и на постоянном оперативном токе.

К схемам АВР предъявляют следующие требования:

1. Срабатывать при исчезновении напряжения на шинах потребителей в независимости от причин произошедшего;
2. Должна обеспечиваться однократность действия;
3. Иметь блокировку, разрешающую включение резервного выключателя лишь при отключенном основном выключателе;
4. Иметь минимальное время действия;
5. Иметь устройства для ввода и вывода из работы;
6. Не срабатывать при перегорании предохранителей в одной из фаз трансформатора напряжения;
7. Иметь пусковой орган, контролирующий отсутствие напряжения.

В зависимости от схемы выполнения к устройствам АВР могут предъявляться и другие требования, обусловленные конкретными условиями работы. В качестве пусковых органов в схемах АВР чаще всего применяются минимальные реле напряжения. Возможно использование минимального реле напряжения и минимального реле тока, а также реле понижения частоты.

В данной работе АВР требуется для ввода в работу ДГУ в моменты, когда по каким – либо причинам падает или полностью пропадает напряжение от основных источников питания.

По своему конструктивному исполнению АВР бывают:

- АВР на базе контакторов: является самым распространённым типом устройства АВР для ДГУ. Принцип его действия заключается во взаимной электрической и механической блокировке контакторов при переключении реле контроля фаз.
- АВР на базе автоматических рубильников с моторным приводом: в основе такого модуля АВР для ДГУ лежит рубильник - переключатель с нулевым средним положением, приводимый в действие моторным приводом. Привод управляется контроллером, который является частью автоматического рубильника.

Автоматическое восстановление питания должно обеспечиваться для:

- электроприемников I-й категории — обеспечиваются электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания;
- особая группа электроприемников I-й категории — обеспечиваются электроэнергией от трех независимых взаимно резервирующих источников питания.

Для реализации надежного энергоснабжения критически важных потребителей будет введена дополнительная шина гарантированного питания, которая будет иметь 2 независимых друг от друга источника питания. Особая категория будет подключена через ИБП, который в свою очередь будет подключен к шине гарантированного питания – электроприемники особой категории будут иметь 3 независимых источника.

С помощью шины гарантированного питания была решена проблема совместной работы ДГУ и ИБП, так как в данный момент на космодроме данный узел спроектирован неверно, что в свою очередь влечет невозможность совместного использования ДГУ и ИБП.

Представим реализовываемую схему АВР на рисунке 11.

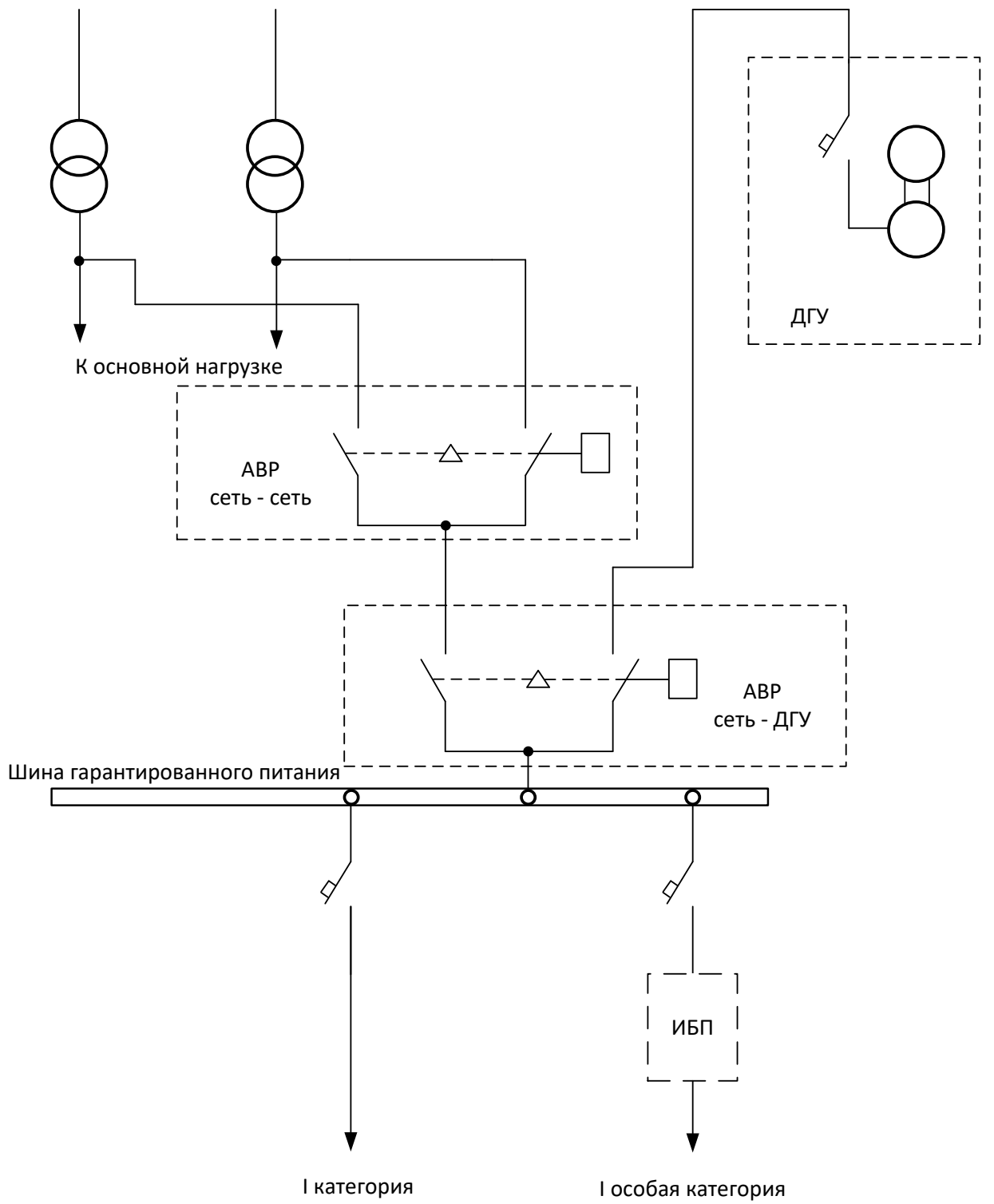


Рис. 11 – Упрощенная схема АВР

12.1 Системы управления

Системы управления ДГУ необходимы для:

- обеспечения автоматического пуска силовой установки – при полном исчезновении напряжения в сети или при его недопустимом снижении;
- останова ДГУ – при восстановлении или нормализации напряжения (в особых случаях останов производится исключительно по команде оператора);
- приема нагрузки.

При этом все предпусковые, пусковые, остановочные и послеостановочные операции должны производиться в автоматическом режиме.

В виду того, что имеет место быть конструктивное разнообразие ДГУ, используемых в качестве резервного источника электроэнергии, это усложняет создание унифицированных систем управления, которые удовлетворяли бы требованиям действующих ГОСТ 13822 и ГОСТ 14228, специфическим требованиям, предъявляемым к таким ДГУ, и при этом были максимально простыми в наладке и надежными в эксплуатации.

При создании систем управления основой является алгоритм управления, который представляет собой в графической или словесной форме перечень и последовательность операций, и блокировок, обеспечивающих автоматическое выполнение всех перечисленных выше требований, и при этом охватывающий как можно большее количество разнородных ДГУ.

Приведем перечень операций и блокировок, выполнение которых является обязательным. По своей сути этот перечень является упрощенным словесным алгоритмом и может быть использован при разработке унифицированных систем управления, а также быть полезным при ознакомлении, наладке и эксплуатации уже существующих.

12.1.1 Предпусковые операции

Данные операции выполняются с выдержкой по времени или без нее при снижении ниже допустимого предела или полном исчезновении напряжения на вводе, а также по команде оператора на пуск ДГУ.

- Прокачка маслом производится до момента достижения давлением заданного значения, а в ряде случаев и с выдержкой времени при этом давлении (производится при необходимости);
- Перевод рейки топливных насосов высокого давления (ТНВД) в положение пусковой подачи топлива (На ряде ДГУ изменение положение рейки ТНВД не требуется, так как она на них в процессе остановки агрегата кратковременно переводится дополнительным исполнительным механизмом в положение нулевой подачи топлива, а после остановки агрегата возвращается в положение номинальной подачи).

12.1.2 Пуск и прием нагрузки

- При стартерном пуске: подключение стартера, раскрутка агрегата и отключение стартера после достижения частотой вращения значения, при котором происходит устойчивое воспламенение топлива. Аналогично и при воздушном пуске – открытие главного пускового клапана (ГПК), раскрутка агрегата, закрытие ГПК;
- Отключение исполнительного механизма, воздействующим на рейку ТНВД, и вывод ДГУ на номинальную частоту вращения;
- Производится прием нагрузки (долевой или номинальной);
- Прогрев работающего агрегата (при необходимости);
- Прием оставшейся части нагрузки (при необходимости);

12.1.3 Остановка нормальная и послеостановочные операции

Остановка нормальная производится с выдержкой времени или без нее при появлении напряжения в сети или по команде оператора.

- Отключение нагрузки;

- Охлаждение агрегата, путем его работы на холостом ходу (при необходимости);
- Отключение подачи топлива перемещением рейки ТНВД;
- Прокачка ДГУ охлаждающей жидкостью (при необходимости).

Если силовая установка по той или иной причине не смогла остановиться в автоматическом режиме за заданное время, то подается команда на срабатывание аварийного стоп – устройства.

12.1.4 Остановка аварийная

Производится при срабатывании любого одного из датчиков состояния ДГУ или по команде оператора.

Операция заключается в отключении нагрузки, отключении подачи топлива с фиксированием рейки ТНВД в положении нулевой подачи топлива. ДГУ останавливается. После чего оперативный персонал должен выявить проблему и приступить к ее устранению.

Соблюдение требуемой последовательности операций при работе с ДГУ обеспечивается введением блокировок, разрешающих проведение каждой последующей операции только после выполнения предыдущей.

12.2 Сигнализация и защита ДГУ

На агрегатах резервного электропитания в зависимости от степени их автоматизации, назначения и мощности, применяются следующие виды систем аварийной и аварийно – предупредительной сигнализации и защиты:

1. **САСЗН** – система аварийной сигнализации и неотключаемой защиты. При достижении контролируемых параметров аварийных значений обеспечивает:

- Защиту дизельного двигателя, то есть его остановку, с одновременным появлением и запоминанием аварийного сигнала контролируемого параметра;
- Возврат системы в первоначальное состояние (вручную) после устранения причины аварии.

2. **САСЗО** – система аварийной сигнализации и отключаемой защиты. При достижении контролируемого параметра аварийных значений обеспечивает:

- Защиту дизельного двигателя с одновременным появлением и запоминанием аварийного сигнала контролируемого параметра, и выдачей обобщенного аварийного сигнала (светового, звукового) на дистанционный пульт;
- Отключение защиты с одновременным включением светового сигнала «защита отключена»;
- Возврат системы в первоначальное состояние (вручную) после устранения причины аварии.

3. **СПАСЗО** – система предупредительной и аварийной сигнализации и отключаемой защиты. При достижении контролируемого параметра предупредительного значения обеспечивает:

- Индикацию предупредительного сигнала, расшифровывающего вид контролируемого параметра, и его исчезновение при восстановлении параметром рабочего значения;
- При достижении контролируемым параметром аварийного значения система обеспечивает выполнение тех же операций, что и САСЗО.

На ДГУ большой мощности, а также в некоторых случаях и на ДГУ средней мощности, устанавливается исполнительная сигнализация, назначением которой является оповещение обслуживающего персонала о выполнении ДГУ заданной рабочей функции (пуск выполнен, готов к приему нагрузки и т.п.) или достижении каким – либо исполнительным механизмом крайнего положения (рейка ТНВД в положении максимальной подачи, рейка ТНВД в положении нулевой подачи и т.п.).

В большинстве случаев все вышеупомянутые системы аварийной и аварийно – предупредительной сигнализации обеспечивают контроль следующих параметров ДГУ:

1. По силовой установке:

- Температура охлаждающей жидкости (выше допустимой);
- Температура масла (выше допустимой);
- Давление масла в системе смазки (ниже допустимого);
- Превышение допустимого значения частоты вращения («разнос»).

2. По генератору:

- Перегрузка по току;
- Короткое замыкание.

3. По системам:

- Уровень охлаждающей жидкости (ниже допустимого);
- Уровень топлива (ниже допустимого);
- Уровень масла (ниже допустимого или выше допустимого).

Необходимость и целесообразность увеличения количества контролируемых параметров определяется заводом изготовителем с учетом требований потребителя.

13.1 Безопасность

Дизель-генераторная установка (ДГУ) является потенциально опасным оборудованием, к эксплуатации которого должны допускаться квалифицированные специалисты с соответствующей группой допуска по электробезопасности.

При неправильной эксплуатации данного оборудования возможны отравления газами, удары током, ожоги, травмы различной степени тяжести. Лица, отвечающие за монтаж, обслуживание и эксплуатацию несут ответственность за безопасность ДГУ.

На всех этапах установки, запуска, эксплуатации и обслуживания электротехнический персонал должен строго следовать инструкциям по технике безопасности [22].

13.1.1 Требования по безопасности, обусловленные особенностями конструкции ДГУ

Чтобы работа ДГУ не повлекла возникновение травм следует соблюдать следующие правила безопасности:

- Длинные волосы, рукава, края кофт, ювелирные украшения, руки должны находиться на достаточном отдалении от любых движущихся частей ДГУ. Некоторые ремни и шкивы могут показаться неподвижными, но это не так. Для того, чтобы избежать ситуаций заматывания частей тела, вещей и других предметов следует изучить конструкцию ДГУ;
- Перед запуском ДГУ требуется закрыть технологические дверцы;
- Запрещено проверять уровень масла, открывать крышки в местах залива технологических жидкостей, трогать детали двигателя и генератора, так как во время работы установка и жидкости в ней сильно нагреваются, что может повлечь термические ожоги;

- Перед обслуживанием или ремонтом ДГУ следует надевать спецодежду, головной убор, защитную маску, рукавицы. Они помогут защититься от возможных брызг технологических жидкостей и минимизируют термическое воздействие;
- Все жидкости, используемые в ДГУ, несут опасность для здоровья. Следует избегать попадания на кожу масла, топлива, электролита, охлаждающей жидкости. При попадании на кожу тщательно промойте загрязненное место, если нет ожога. При попадании в глаза или полость рта следует обратиться к врачу незамедлительно;
- При длительной работе ДГУ, не оснащенной шумоизоляционным кожухом, необходимо использовать защитные наушники.

13.1.2 Требования безопасности при обслуживании ДГУ

На работающем электроагрегате запрещается:

- присутствовать посторонним лицам;
- производить чистку, смазку, регулировку и ремонт работающей установки;
- прикасаться руками или инструментом к вращающимся частям установки во время ее работы;
- проверять затяжку электрических контактных соединений и подсоединять кабели к зажимам под напряжением;
- прикасаться к незаизолированным токоведущим частям;
- производить ремонтные работы на частях схемы, находящихся под напряжением;
- перегоревшие вставки предохранителей на вращающемся генераторе следует заменять, используя диэлектрические резиновые перчатки, защитные очки, специальный зажим для снятия предохранителей или изолированные клещи.

Под напряжением допускается проводить проверку и регулировку блоков автоматики, обслуживание аккумуляторных батарей, при этом работу следует выполнять в специальном костюме, диэлектрических резиновых

перчатках и защитных очках. При приготовлении электролита для аккумуляторных батарей необходимо лить кислоту в воду, а не наоборот.

Для возможности очистить выхлопной тракт от частиц несгоревшего топлива, масла и смол следует периодически прогревать ДГУ работой при нагрузке 100 – 110 % от номинальной в течение 1 – 2 ч при этом требуется поддерживать температуру охлаждающей жидкости и масла в пределах 90 – 95 °С.

Согласно правилам технической эксплуатации дизельных электростанций, должны быть соблюдены следующие организационно-должностные правила [2]:

1. Все работники электростанции должны знать и точно выполнять требования безопасности труда;
2. Руководящий инженерно-технический и рабочий персонал несут полную ответственность в пределах своих полномочий за безопасность труда;
3. Каждый случай травматизма и случаи нарушения требований безопасности труда должны быть расследованы, выявлены причины и виновники, приняты меры по предупреждению повторения подобных случаев. Сообщение, расследование и учет случаев травм осуществляется в соответствии с действующим директивным документом;
4. Ответственность за производственный травматизм несут лица, не обеспечивающие безопасность труда, не принявшие должных мер для предупреждения травм, в пределах своих полномочий, а также лица, непосредственно нарушившие требования безопасности или инструкции по охране труда;
5. Весь персонал электростанции должен быть практически обучен приемам освобождения человека, попавшего под действие электрического тока, а также приемам оказания первой помощи, пострадавшим при других случаях травматизма;

6. При проведении строительно-монтажных, наладочных и ремонтных работ на действующей ДГУ сторонними организациями, последними совместно с эксплуатирующей организацией должен составляться "акт приема-передачи рабочего места", в соответствии с которым эксплуатирующая организация отвечает за невозможность подачи на выданное рабочее место напряжения, а сторонняя организация отвечает за соответствие квалификации своего персонала и соблюдение им требований безопасности труда;
7. У дежурного персонала должны быть аптечки первой помощи с постоянным запасом медикаментов и перевязочных средств.

Сама по себе дизельная электростанция не создает опасности для персонала при правильной ее эксплуатации.

13.2 Экологичность проекта

При эксплуатации ДГУ происходит загрязнение окружающей среды горюче-смазочными материалами, выхлопными газами, шумами и вибрациями.

В виду возможности механических повреждений наружного корпуса силового агрегата, неаккуратности при заправке ДГУ, обслуживании, ремонте высока вероятность растекания технических жидкостей на землю.

На территории топливного хозяйства установлен наземный резервуар прямоугольного исполнения, предназначенный для хранения топлива, параметры которого представлены в таблице 30.

Допускается заполнение резервуара на 95 % от всего объема.

Таблица 30 – Параметры установленного резервуара

Габариты, мм			Объем, м ³
Н	L	B	V (V допустимого заполнения)
2090	3250	2210	15 (14,25)

Для предотвращения растекания топлива и распространения пожара при повреждениях топливонаполненного резервуара количеством топлива более 1

т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники [11].

Резервуар, установленный на территории топливного хозяйства, по паспортным данным, имеет объем максимального заполнения $14,25 \text{ м}^3$. Масса топлива, занимающая объем резервуара, вычисляется по формуле [16]:

$$m = V \cdot \rho_t, \quad (85)$$

где ρ_t - плотность топлива для ДГУ – $\rho_m = 0,830 \text{ т} / \text{м}^3$ согласно ГОСТ-305-82.

$$m = 14,25 \cdot 0,830 = 11,83 \text{ т.}$$

Так как в резервуаре находится топлива менее 20 т., то маслоприемник выполняется без отвода топлива. Габариты маслоприемника должны выступать за габариты резервуара более чем на 1,5 м [11].

Основным средством тушения в данном случае является пена средней и низкой кратности, подаваемая на поверхность горящего топлива. Огнетушащее действие воздушно-механической пены заключается в изоляции поверхности горючего от факела пламени. Накапливающийся слой пены экранирует часть поверхности горючего от лучистого теплового потока пламени, уменьшает количество паров, поступающих в зону горения, снижает интенсивность горения. Одновременно выделяющийся из пены жидкий раствор пенообразователя охлаждает горючее.

Объем маслоприемника без отвода топлива следует рассчитывать на прием 100 % объема топлива, находящегося в резервуаре, и 80 % жидкой фазы пены от средств пожаротушения из расчета орошения площадей резервуара с интенсивностью $0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$ в течение 30 мин.

Удаление топлива и жидкой фазы пены из маслоприемника без отвода топлива производится передвижными средствами.

На территории топливного хозяйства устанавливается маслоприёмник без отвода топлива, заглубленной конструкции с установкой металлической решётки на него, поверх которой насыпан гравий толщиной слоя $0,25 \text{ м}$.

Гравийная засыпка маслоприемника должна содержаться в чистом состоянии и промываться не реже одного раза в год, а в случае невозможности её промывки (образование твёрдых отложений, появление растительности) должна осуществляться замена гравийной засыпки.

Определим, какой объем расходуется жидкой фазы пены за период пожаротушения ($30_{\text{мин}} = 1800_{\text{сек}}$):

$$Q_{\text{л}} = 0,2 \cdot 1800 = 360 \text{ л} \quad (86)$$

Зная габариты резервуара, найдём площадь поверхности, на которую поступает пена при пожаротушении:

$$S' = 2 \cdot [(H \cdot B) + (H \cdot L)]; \quad (87)$$

$$S' = 2 \cdot [(2,090 \cdot 2,210) + (2,090 \cdot 3,250)] = 22,82 \text{ м}^2.$$

Зная площадь поверхности, на которую поступает пена и ее количество, можно найти объём ее жидкой фазы необходимый на пожаротушение:

$$V' = S' \cdot 360 \cdot 0,001 \cdot \frac{80 \%}{100 \%} = 6,57 \text{ м}^3 \quad (88)$$

Зная объём топлива и объём жидкой фазы пены, можно найти полный объём маслоприемника:

$$V = V + V'; \quad (89)$$

$$V = 14,25 + 6,57 = 20,82 \text{ м}^3$$

Найдем площадь маслоприемника:

$$S = L' \cdot B', \quad (90)$$

где $L' = L + \Delta = 3,250 + (2 \cdot 1,5) = 6,250 \text{ м}$ - длина резервуара с учетом выступов за габариты единичного оборудования;

$L = 3,250 \text{ м}$ - длина резервуара;

$\Delta = 1,5 \text{ м}$ - размер выступа за габариты единичного оборудования, зависящий от массы топлива находящегося в резервуаре, при массе топлива от 10 до 50 т [11];

$B' = B + \Delta = 2,210 + (2 \cdot 1,5) = 5,210 \text{ м}$ - ширина резервуара с

учетом выступов за габариты единичного оборудования;

$$B = 2,210 \text{ м} - \text{ширина резервуара.}$$

$$S = 6,250 \cdot 5,210 = 32,56 \text{ м}^2.$$

Для установленного резервуара выбираем маслоприемник прямоугольной формы, заглубленного исполнения, объемом 21 м³. На маслоприемник устанавливается металлическая решетка, а поверх нее производится засыпка гравия или щебня толщиной слоя 0,25 м.

Вычислив объем занимаемый топливом и жидкой фазой пены, рассчитав площадь маслоприемника, можно определить его глубину:

Глубина маслоприемника определяется по формуле [23]:

$$h = \frac{V}{S} + h_1 + h_2, \quad (91)$$

где $h_1 = 0,25 \text{ м}$ - толщина гравийной засыпки [11];

$h_2 = 0,05 \text{ м}$ - воздушный промежуток между решеткой и маслом [11].

$$h = \frac{20,82}{32,56} + 0,25 + 0,05 = 0,94 \text{ м.}$$

Схема маслоприемника приведена на рисунке 12.

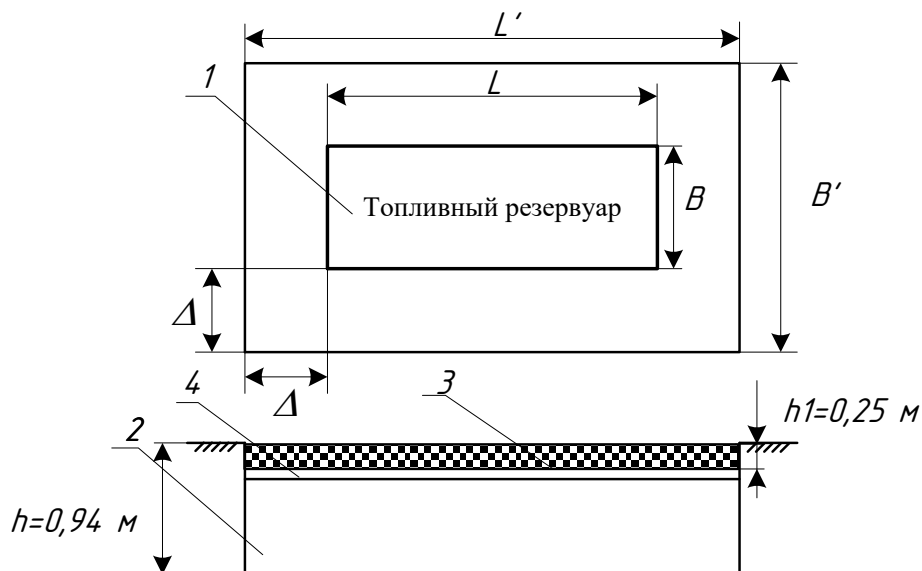


Рис. 12 – Схема маслоприемника

На рисунке 12 показаны: 1 – резервуар; 2 – маслоприёмник; 3 – гравийная засыпка; 4 – воздушный зазор между решеткой и топливом.

При загрязнении топлива в ДГУ или в резервуаре требуется его замена.

Перед началом сливных операций проверяется правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб.

Наконечники сливных шлангов должны изготавливаться из материалов, исключающих возможность искрообразования при ударах.

Запрещается слив топлива в открытые сливные люки, а также во время грозы.

Во время слива топлива должны использоваться переносные лотки или кожухи для исключения возможности разбрызгивания.

При обнаружении свежих капель топлива на гравийной засыпке или маслоприемнике незамедлительно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности.

Слив масла из ДГУ или топливного резервуара осуществляется путём подключения переносных шлангов к централизованной разводке топливопроводов, с обязательным использованием специальных баков для этих целей. После сливных операций необходимо удалить все пролитое топливо с поверхностей.

13.3 Чрезвычайная ситуация

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на дизельной электростанции и основные противопожарные мероприятия.

Пожароопасность данного оборудования обусловлена наличием горючих материалов: дизельного топлива, моторного масла, резин, лаков и т.п. Причинами возгораний могут быть электрические дуги, искрение, перегрузки проводов и шинопроводов, короткие замыкания, неисправности электрических машин и аппаратов.

ДГУ по пожароопасности относится к классу Б – взрывопожарное: "Горючие пыли или волокна, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28 °С, горючие жидкости в таком количестве,

что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа" [7].

При тушении объектов класса Б используют углекислотные огнетушители, песок, землю или брезент. Заливать очаг пожара водой запрещается.

- Вблизи ДГУ должны иметься огнетушители класса ВС или АВС.
- Помещение, в котором находится ДГУ, должно быть проветриваемым.
- Следует содержать помещение и саму ДГУ в чистоте; немедленно удалять подтеки масла, пролитые топливо, охлаждающую жидкость и электролит. Промасленные тряпки разрешается хранить только в закрытых металлических ящиках.
- Вблизи ДГУ запрещается курение и разведение открытого огня. Пары топлива и водород, выделяющийся из аккумуляторных батарей, взрывоопасны.
- Запрещается заправка топлива в ДГУ при работающем двигателе.
- Эксплуатация ДГУ запрещена при наличии любых протечек в топливной магистрали.

При тушении пожара на энергообъекте следует соблюдать следующий порядок:

1. При обнаружении возгорания требуется незамедлительно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене, после чего следует приступить к тушению пожара имеющимися средствами;
2. Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала должен определить место пожара, потенциальные пути его разрастания, угрозу действующему оборудованию и участки электрических схем, оказавшиеся в зоне огня;
3. После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан произвести включение

автоматической системы пожаротушения, организовать безопасные условия рабочему персоналу (снять напряжение, слить масло и топливо). По возможности приступить к тушению пожара своими силами до прибытия пожарных расчетов. Для встречи расчета выделить лицо, хорошо знающее и ориентирующееся на объекте.

4. До момента прибытия пожарного подразделения руководителем является старший по смене;
5. Отключение присоединений, на которых происходит горение оборудования, разрешается дежурному персоналу без получения на то разрешения от вышестоящего лица, но с обязательным последующим уведомлением его об отключении;
6. Прибывшие пожарные подразделения приступают к тушению только после инструктажа, который должен быть произведен старшим технического персонала;
7. Запрещается проникновение пожарного расчета или его частей за ограждения токоведущих элементов, находящихся под напряжением. Во время пожара необходимо усилить охрану территории объекта и не допускать к пожару посторонних лиц [1].

Средства тушения, щиты, и другой пожарный инвентарь должны быть расположены на видном месте и иметь свободный доступ. Щиты окрашиваются в красный цвет масляной краской.

Для пожаротушения ДГУ возможна установка автоматической системы пожаротушения. По виду огнетушащего вещества автоматические установки могут быть: водяные, газовые, пенные, порошковые, аэрозольные, комбинированные.

Для локального пожаротушения контейнер или другое помещение для размещения ДГУ должно быть оборудовано углекислотными огнетушителями.

При наружном пожаротушении используются передвижные устройства от пожарных гидрантов с расходом 10 л/с.

Средства автоматического пожаротушения запускаются при срабатывании датчика (сенсора) пожарной сигнализации в помещении размещения ДГУ. Выбор сенсора производится на этапе проектирования. Сенсоры бывают: тепловые (обнаруживают повышение температуры); дымовые (реагируют на степень задымленности в помещении); газосигнализаторы (срабатывают на продукты горения); датчики пламени (регистрируют излучение открытого пламени или очага тления); комбинированные (срабатывание происходит при наличии двух опасных факторов (повышение температуры и возникновение пламени)).

При тушении релейных панелей, щитов управления, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При возгорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь снимается с них напряжение. Далее следует приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. В случае если снятие напряжения невозможно, то при тушении запрещается прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы над ВКР был выполнен следующий объем работ:

- 1) Посчитаны электрические нагрузки ТП, питающих ТК космодрома Восточный.
- 2) Выбраны силовые трансформаторы с учетом компенсации реактивной мощности.
- 3) Произведен расчет токов короткого замыкания и рабочих токов.
- 4) Произведен выбор ДГУ и ИБП.
- 5) Произведен выбор электрического оборудования.
- 6) Произведен расчет релейной защиты на базе микропроцессорного устройства «Сириус-2-Л».
- 7) Произведен расчет заземления и молниезащиты ДГУ.
- 8) Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при эксплуатации ДГУ. Произведен расчет маслоприемника на территории топливного хозяйства.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Выбор дизельной электростанции [Электронный ресурс]. URL: http://www.powerunit.ru/about_company/articles/how_to_choose_diesel_genset_power/ (дата обращения: 04.06.2018)
- 2 ГОСТ 18 509-88: Дизели тракторные и комбайновые. Методы стендовых испытаний. – Москва, 1988 г. – 30 с.
- 3 Дьяков, В. И. Типовые расчеты по электрооборудованию: практ. пособие / В. И. Дьяков; Министерство образования Российской Федерации, Ивановский государственный энергетический университет. – Иваново, 2003. – 148 с.
- 4 Источник бесперебойного питания Eaton 93E (15 – 200 кВА) [Электронный ресурс]. URL: <http://eaton-powerware.ru/93e.html> (дата обращения: 19.05.2018)
- 5 Микропроцессорное устройство основной защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус-Т». Техническое описание, руководство по эксплуатации, паспорт, ЗАО «Радиус Автоматика». – М., 2003. – 70 с.
- 6 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб.пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд.,- Изд-во БХВ- 2013. – 608 с.
- 7 Нормы пожарной безопасности НПБ 105-03 "Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности" (утв. приказом МЧС РФ от 18 июня 2003 г. N 314)
- 8 Постников, Н. П. Электроснабжение промышленных предприятий : учеб. для техникумов – 2-е изд., перераб. и доп. / Н. П. Постников, Г. М. Рубашов. – Л.: Стройиздат. Ленингр. отд-ние, 1989. – 352 с.

9 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). РД 153-34.0-03.301-00/ РАО «ЕЭС России» – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004. – 128 с.

10 Правила технической эксплуатации дизельных электростанций / Минтопэнерго России. – М.: Типография ЦСИ № 2003, 2008.

11 Правила устройства электроустановок/ Минэнерго РФ. – 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2003.

12 Приложение к приказу управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области от 25.12.2013 №289-ПР/Э.

13 РД 153-34.0-20.525-00. Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок. – М. : 2000. – 33 с.

14 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М. : 2012. – 151 с.

15 Рекомендации по выбору уставок устройств защиты трансформаторов и линий «Сириус-Т» и «Сириус-2-Л», ЗАО «Радиус Автоматика». – М., 2004. –11 с.

16 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.

17 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 10-500 кВ. Расчеты. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 96 с.

18 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.

19 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий : учеб. пособие : доп. Мин. высш. и сред. спец. обр. СССР / А. А. Фёдоров, Л. Е. Старкова. - М. : Энергоатомиздат, 2010. – 368 с.

20 Шабад, М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. – СПб. : ПЭИПК, 2003. – 555 с.

21 Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения: методическое пособие для курсового проектирования / В.П. Шеховцов. – М. : ФОРУМ, 2012. – 214 с.

22 Эксплуатация и обслуживание дизельных электростанций [Электронный ресурс]. URL: http://www.gigavat.com/des_ekspluataciya.php (дата обращения: 14.05.2018)

23 Электрическая часть станций и подстанций / Под ред. А. А. Васильева. Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1990.

24 Электротехнический справочник. Т.2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ.ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: издательство МЭИ, 2001. – 518 с

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчет ТП "ВТП - 1" в программе MathCad 15

Исходные данные:

$P_{p1} := 1$	$P_{p8} := 1476$	$\cos\phi_1 := 0.8$	$\cos\phi_8 := 0.9$
$P_{p2} := 1397$	$P_{p9} := 429.6$	$\cos\phi_2 := 0.91$	$\cos\phi_9 := 0.72$
$P_{p3} := 429.6$	$P_{p10} := 499$	$\cos\phi_3 := 0.72$	$\cos\phi_{10} := 0.8$
$P_{p4} := 499$	$P_{p11} := 400$	$\cos\phi_4 := 0.8$	$\cos\phi_{11} := 0.87$
$P_{p5} := 400$	$P_{p12} := 263.7$	$\cos\phi_5 := 0.87$	$\cos\phi_{12} := 0.8$
$P_{p6} := 2.16$	$P_{p13} := 1$	$\cos\phi_6 := 0.98$	$\cos\phi_{13} := 0.8$
$P_{p7} := 263.7$		$\cos\phi_7 := 0.8$	

Определяем tgφ для каждого потребителя:

$\text{tg}\phi_1 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_1)) = 0.75$	$\text{tg}\phi_8 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_8)) = 0.484$
$\text{tg}\phi_2 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_2)) = 0.456$	$\text{tg}\phi_9 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_9)) = 0.964$
$\text{tg}\phi_3 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_3)) = 0.964$	$\text{tg}\phi_{10} := \tan(\text{acos}(\cos\phi_{10})) = 0.75$
$\text{tg}\phi_4 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_4)) = 0.75$	$\text{tg}\phi_{11} := \tan(\text{acos}(\cos\phi_{11})) = 0.567$
$\text{tg}\phi_5 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_5)) = 0.567$	$\text{tg}\phi_{12} := \tan(\text{acos}(\cos\phi_{12})) = 0.75$
$\text{tg}\phi_6 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_6)) = 0.203$	$\text{tg}\phi_{13} := \tan(\text{acos}(\cos\phi_{13})) = 0.75$
$\text{tg}\phi_7 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_7)) = 0.75$	

Рассчитываем реактивную расчетную мощность:

$Q_{p1} := P_{p1} \cdot \text{tg}\phi_1 = 0.75$	$Q_{p8} := P_{p8} \cdot \text{tg}\phi_8 = 714.859$
$Q_{p2} := P_{p2} \cdot \text{tg}\phi_2 = 636.492$	$Q_{p9} := P_{p9} \cdot \text{tg}\phi_9 = 414.071$
$Q_{p3} := P_{p3} \cdot \text{tg}\phi_3 = 414.071$	$Q_{p10} := P_{p10} \cdot \text{tg}\phi_{10} = 374.25$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет ТП "ВТП - 1" в программе MathCad 15

$$Q_{P4} := P_{P4} \cdot \operatorname{tg}\phi_4 = 374.25$$

$$Q_{P11} := P_{P11} \cdot \operatorname{tg}\phi_{11} = 226.69$$

$$Q_{P5} := P_{P5} \cdot \operatorname{tg}\phi_5 = 226.69$$

$$Q_{P12} := P_{P12} \cdot \operatorname{tg}\phi_{12} = 197.775$$

$$Q_{P6} := P_{P6} \cdot \operatorname{tg}\phi_6 = 0.439$$

$$Q_{P13} := P_{P13} \cdot \operatorname{tg}\phi_{13} = 0.75$$

$$Q_{P7} := P_{P7} \cdot \operatorname{tg}\phi_7 = 197.775$$

Расчет осветительной нагрузки:

$$P_{\text{осв}} := 300 \cdot 100 \cdot 0.024 \cdot 0.85 = 612$$

$$Q_{\text{осв}} := P_{\text{осв}} \cdot 0.88 = 538.56$$

Определяем суммарную расчетную нагрузку:

$$P_{P\Sigma} := P_{P1} + P_{P2} + P_{P3} + P_{P4} + P_{P5} + P_{P6} + P_{P7} + P_{P8} + P_{P9} + P_{P10} + P_{P11} \dots = 6.674 \times 10^3 \\ + P_{P12} + P_{P13} + P_{\text{осв}}$$

$$Q_{P\Sigma} := Q_{P1} + Q_{P2} + Q_{P3} + Q_{P4} + Q_{P5} + Q_{P6} + Q_{P7} + Q_{P8} + Q_{P9} + Q_{P10} + Q_{P11} \dots = 4.317 \times 10^3 \\ + Q_{P12} + Q_{P13} + Q_{\text{осв}}$$

Определяем полную нагрузку:

$$S_p := \sqrt{P_{P\Sigma}^2 + Q_{P\Sigma}^2} = 7.949 \times 10^3$$

Проверка выбранных трансформаторов по коэффициенту загрузки:

Расчетная мощность трансформатора ВТП - 1

$$K_3 := 0.7 \quad \text{коэффициент загрузки, равный 0,7, если есть 1-я категория}$$

$$N_T := 2$$

$$S_{Tr} := \frac{S_p}{K_3 \cdot N_T} = 5.678 \times 10^3$$

К установке принимаем трансформатор ТСЗ - 6300/10

$$S_{T_{\text{ном}}} := 6300$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет ТП "ВТП - 1" в программе MathCad 15

Проверяем выбранный трансформатор по коэффициенту загрузки:

$$K_{з\text{факт}} := \frac{S_p}{S_{T\text{ном}} \cdot N_T} = 0.631$$

$$K_{з\text{пав}} := \frac{S_p}{S_{T\text{ном}}} = 1.262$$

Выбор компенсирующих устройств:

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать из сети ВН в сеть НН через силовой трансформатор ТП определяется по формуле:

для двухтрансформаторной ТП:

$$Q_T := \sqrt{(N_T \cdot K_z \cdot S_{T\text{ном}})^2 - P_p \Sigma^2} = 5.767 \times 10^3$$

Определяем суммарную мощность НКУ:

для двухтрансформаторной ТП:

$$Q_{\text{НКУ}} := Q_p \Sigma - Q_T = -1.449 \times 10^3$$

Определяется дополнительная мощность НКУ, обеспечивающая снижение потерь в электроэнергии в СЭС промышленного предприятия:

для двухтрансформаторной ТП:

$$Q_{\text{НКУ доп}} := Q_p \Sigma - Q_{\text{НКУ}} - \gamma \cdot S_{T\text{ном}} \cdot N_T$$

γ зависит от K_{p1} и K_{p2} , которые определяются в справочнике Федоров, Старкова, табл 4,6, стр 108

для тр-ра ТСЗ-6300/10

$$K_{p1} := 9$$

$$K_{p2} := 18$$

$$\gamma_{6300} := 0.29$$

$$Q_{\text{НКУ доп}} := Q_p \Sigma - Q_{\text{НКУ}} - \gamma_{6300} \cdot S_{T\text{ном}} \cdot N_T = 2.113 \times 10^3$$

Суммарная мощность НКУ для ТП:

$$Q_{\text{НКУ}\Sigma} := Q_{\text{НКУ}} + Q_{\text{НКУ доп}} = 663.423$$

К установке приняты две конденсаторные установки УKM 58-0,4-350-50 УЗ с установкой на каждую секцию шин по 350 кВар

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет ТП "ВТП - 1" в программе MathCad 15

Выбор сечения кабелей ДГУ

$$\cos\phi := 0.9$$

$$U_{\text{номНН}} := 0.4$$

$$P_{\text{ном}} := 533.92$$

$$k_{\text{ср}} := 1 \quad \text{Кэф-т учёта температуры окр. среды}$$

$$k_{\text{пр}} := 0.85 \quad \text{Кэф-т учёта количества кабелей в одной траншее и расстояние между ними. Принимаем что в одной траншее залегает 3 кабеля}$$

$$I_p := \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot \cos\phi} = 856.275$$

К установке принимаем 3 кабеля марки ВББШв с сечением жилы 120 мм²

$$I_{\text{рДГУ}} := \frac{I_p}{3} = 285.425$$

$$I_{\text{допДГУ}} := 385$$

$$k_{\text{ср}} \cdot k_{\text{пр}} \cdot I_{\text{допДГУ}} = 327.25$$

Выбор сечения кабелей ИБП

$$\cos\phi := 0.9$$

$$U_{\text{номНН}} := 0.4$$

$$P_{\text{ном}} := 133.48$$

$$k_{\text{ср}} := 1 \quad \text{Кэф-т учёта температуры окр. среды}$$

$$k_{\text{пр}} := 1 \quad \text{Кэф-т учёта количества кабелей в одной траншее и расстояние между ними. Принимаем что в одной траншее залегает 1 кабель}$$

$$I_{\text{рИБП}} := \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot \cos\phi} = 214.069$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 50 мм²

$$I_{\text{допИБП}} := 225$$

$$k_{\text{ср}} \cdot k_{\text{пр}} \cdot I_{\text{допИБП}} = 225$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет ТП "ВТП - 1" в программе MathCad 15

Выбор сечения кабелей ЭП

$k_{\text{ср}} := 1$ Коэф-т учёта температуры окр. среды

$k_{\text{лн}} := 1$ Коэф-т учёта количества кабелей в одной траншее и расстояние между ними. Принимаем что в одной траншее залегает 1 кабель

ЭП – 1

$$I_{p1} := \frac{P_{p1}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot \cos\phi_1} = 1.804$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 1,5 мм²

$$I_{\text{доп.1}} := 27$$

ЭП – 2

$$I_{p2} := \frac{P_{p2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot \cos\phi_2} = 2.216 \times 10^3$$

К установке принимаем 5 кабелей марки ВББШв с сечением жилы 185 мм²

$$I_{p2'} := \frac{I_{p2}}{5} = 443.164$$

$$I_{\text{доп.2}} := 500$$

ЭП – 3

$$I_{p3} := \frac{P_{p3}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot \cos\phi_3} = 861.214$$

К установке принимаем 3 кабелей марки ВББШв с сечением жилы 95 мм²

$$I_{p3'} := \frac{I_{p3}}{3} = 287.071$$

$$I_{\text{доп.3}} := 330$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет ТП "ВТП - 1" в программе MathCad 15

ЭП – 4

$$I_{p4} := \frac{P_{p4}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_4} = 900.306$$

К установке принимаем 2 кабеля марки ВБбШв с сечением жилы 185 мм²

$$I_{p4'} := \frac{I_{p4}}{2} = 450.153$$

$$I_{доп.4} := 500$$

ЭП – 5

$$I_{p5} := \frac{P_{p5}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_5} = 663.621$$

К установке принимаем 2 кабеля марки ВБбШв с сечением жилы 120 мм²

$$I_{p5'} := \frac{I_{p5}}{2} = 331.81$$

$$I_{доп.5} := 385$$

ЭП – 6

$$I_{p6} := \frac{P_{p6}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_6} = 3.181$$

К установке принимаем кабель марки ВБбШв с сечением жилы 1,5 мм²

$$I_{доп.6} := 27$$

ЭП – 7

$$I_{p7} := \frac{P_{p7}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_7} = 475.773$$

К установке принимаем кабель марки ВБбШв с сечением жилы 185 мм²

$$I_{доп.7} := 500$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет ТП "ВТП - 1" в программе MathCad 15

ЭП – 8

$$I_{p8} := \frac{P_{p8}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot \cos\phi_8} = 2.367 \times 10^3$$

К установке принимаем 6 кабелей марки ВБбШв с сечением жилы 150 мм²

$$I_{p8'} := \frac{I_{p8}}{6} = 394.523$$

$$I_{\text{доп.8}} := 435$$

ЭП – 9

$$I_{p9} := \frac{P_{p9}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot \cos\phi_9} = 861.214$$

К установке принимаем 3 кабеля марки ВБбШв с сечением жилы 120 мм²

$$I_{p9'} := \frac{I_{p9}}{3} = 287.071$$

$$I_{\text{доп.9}} := 385$$

ЭП – 10

$$I_{p10} := \frac{P_{p10}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot \cos\phi_{10}} = 900.306$$

К установке принимаем 2 кабеля марки ВБбШв с сечением жилы 185 мм²

$$I_{p10'} := \frac{I_{p10}}{2} = 450.153$$

$$I_{\text{доп.10}} := 500$$

ЭП – 11

$$I_{p11} := \frac{P_{p11}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot \cos\phi_{11}} = 663.621$$

К установке принимаем 2 кабеля марки ВБбШв с сечением жилы 120 мм²

$$I_{p11'} := \frac{I_{p11}}{2} = 331.81$$

$$I_{\text{доп.11}} := 385$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет ТП "ВТП - 1" в программе MathCad 15

ЭП – 12

$$I_{p12} := \frac{P_{p12}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_{12}} = 475.773$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 185 мм²

$$I_{доп.12} := 500$$

ЭП – 13

$$I_{p13} := \frac{P_{p13}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_{13}} = 1.804$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 1,5 мм²

$$I_{доп.13} := 27$$

Удельное сопротивление каждого сечения, мОм/м

$$r_{120} := 0.153$$

$$x_{120} := 0.0602$$

$$r_{50} := 0.37$$

$$x_{50} := 0.0625$$

$$r_{1.5} := 1.231$$

$$x_{1.5} := 0.0886$$

$$r_{185} := 0.099$$

$$x_{185} := 0.0596$$

$$r_{95} := 0.194$$

$$x_{95} := 0.0602$$

$$r_{150} := 0.122$$

$$x_{150} := 0.0596$$

Длины линий

$$l_{ДГУ} := 150$$

$$l_{ИБП} := 50$$

$$l_1 := 20$$

$$l_2 := 40$$

$$l_3 := 22$$

$$l_4 := 22$$

$$l_5 := 20$$

$$l_6 := 20$$

$$l_7 := 30$$

$$l_8 := 40$$

$$l_9 := 30$$

$$l_{10} := 35$$

$$l_{11} := 30$$

$$l_{12} := 30$$

$$l_{13} := 20$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет ТП "ВТП - 1" в программе MathCad 15

Проверка кабелей по потере напряжения:

$$\Delta U_{\text{ДГУ}} := \left(\frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{рДГУ}} \cdot l_{\text{ДГУ}}}{400} \right) \cdot (r_{120} + x_{120}) \cdot 10^{-3} \cdot 100 = 3.952$$

$$\Delta U_{\text{ИБП}} := \left(\frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{рИБП}} \cdot l_{\text{ИБП}}}{400} \right) \cdot (r_{50} + x_{50}) \cdot 10^{-3} \cdot 100 = 2.005$$

$$\Delta U_1 := \left(\frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{р1}} \cdot l_1}{400} \right) \cdot (r_{1.5} + x_{1.5}) \cdot 10^{-3} \cdot 100 = 0.021$$

$$\Delta U_2 := \left(\frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{р2}} \cdot l_2}{400} \right) \cdot (r_{185} + x_{185}) \cdot 10^{-3} \cdot 100 = 1.217$$

$$\Delta U_3 := \left(\frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{р3}} \cdot l_3}{400} \right) \cdot (r_{95} + x_{95}) \cdot 10^{-3} \cdot 100 = 0.695$$

$$\Delta U_4 := \left(\frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{р4}} \cdot l_4}{400} \right) \cdot (r_{185} + x_{185}) \cdot 10^{-3} \cdot 100 = 0.68$$

$$\Delta U_5 := \left(\frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{р5}} \cdot l_5}{400} \right) \cdot (r_{120} + x_{120}) \cdot 10^{-3} \cdot 100 = 0.613$$

$$\Delta U_6 := \left(\frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{р6}} \cdot l_6}{400} \right) \cdot (r_{1.5} + x_{1.5}) \cdot 10^{-3} \cdot 100 = 0.036$$

$$\Delta U_7 := \left(\frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{р7}} \cdot l_7}{400} \right) \cdot (r_{185} + x_{185}) \cdot 10^{-3} \cdot 100 = 0.98$$

$$\Delta U_8 := \left(\frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{р8}} \cdot l_8}{400} \right) \cdot (r_{150} + x_{150}) \cdot 10^{-3} \cdot 100 = 7.446$$

$$\Delta U_9 := \left(\frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{р9}} \cdot l_9}{400} \right) \cdot (r_{120} + x_{120}) \cdot 10^{-3} \cdot 100 = 0.795$$

$$\Delta U_{10} := \left(\frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{р10}} \cdot l_{10}}{400} \right) \cdot (r_{185} + x_{185}) \cdot 10^{-3} \cdot 100 = 1.082$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет ТП "ВТП - 1" в программе MathCad 15

$$\Delta U_{11} := \left(\frac{\sqrt{3} \cdot I_{p11} \cdot l_{11}}{400} \right) \cdot (r_{120} + x_{120}) \cdot 10^{-3} \cdot 100 = 0.919$$

$$\Delta U_{12} := \left(\frac{\sqrt{3} \cdot I_{p12} \cdot l_{12}}{400} \right) \cdot (r_{185} + x_{185}) \cdot 10^{-3} \cdot 100 = 0.98$$

$$\Delta U_{13} := \left(\frac{\sqrt{3} \cdot I_{p13} \cdot l_{13}}{400} \right) \cdot (r_{1.5} + x_{1.5}) \cdot 10^{-3} \cdot 100 = 0.021$$

Потеря мощности:

$$\Delta P_{дгУ} := 3 \cdot I_{pдгУ}^2 \cdot (r_{120} + x_{120}) \cdot l_{дгУ} \cdot 10^{-6} = 7.816$$

$$\tau := \left(0.124 + \frac{500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 265.218$$

$$\Delta W_{дгУ} := \tau \cdot \Delta P_{дгУ} = 2.073 \times 10^3$$

$$\Delta P_{иБП} := 3 \cdot I_{pиБП}^2 \cdot (r_{120} + x_{120}) \cdot l_{иБП} \cdot 10^{-6} = 1.465$$

$$\Delta W_{иБП} := \tau \cdot \Delta P_{иБП} = 388.676$$

$$\tau := \left(0.124 + \frac{5000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3.411 \times 10^3$$

$$\Delta P_1 := 3 \cdot I_{p1}^2 \cdot (r_{1.5} + x_{1.5}) \cdot l_1 \cdot 10^{-6} = 2.577 \times 10^{-4}$$

$$\Delta W_1 := \tau \cdot \Delta P_1 = 0.879$$

$$\Delta P_2 := 3 \cdot I_{p2}^2 \cdot (r_{185} + x_{185}) \cdot l_2 \cdot 10^{-6} = 3.738$$

$$\Delta W_2 := \tau \cdot \Delta P_2 = 1.275 \times 10^4$$

$$\Delta P_3 := 3 \cdot I_{p3}^2 \cdot (r_{95} + x_{95}) \cdot l_3 \cdot 10^{-6} = 1.383$$

$$\Delta W_3 := \tau \cdot \Delta P_3 = 4.716 \times 10^3$$

$$\Delta P_4 := 3 \cdot I_{p4}^2 \cdot (r_{185} + x_{185}) \cdot l_4 \cdot 10^{-6} = 2.121$$

$$\Delta W_4 := \tau \cdot \Delta P_4 = 7.235 \times 10^3$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет ТП "ВТП - 1" в программе MathCad 15

$$\Delta P_5 := 3 \cdot I_{p5}^2 \cdot (r_{120} + x_{120}) \cdot l_5 \cdot 10^{-6} = 1.408$$

$$\Delta W_5 := \tau \cdot \Delta P_5 = 4.804 \times 10^3$$

$$\Delta P_6 := 3 \cdot I_{p6}^2 \cdot (r_{1.5} + x_{1.5}) \cdot l_6 \cdot 10^{-6} = 8.013 \times 10^{-4}$$

$$\Delta W_6 := \tau \cdot \Delta P_6 = 2.733$$

$$\Delta P_7 := 3 \cdot I_{p7}^2 \cdot (r_{185} + x_{185}) \cdot l_7 \cdot 10^{-6} = 3.231$$

$$\Delta W_7 := \tau \cdot \Delta P_7 = 1.102 \times 10^4$$

$$\Delta P_8 := 3 \cdot I_{p8}^2 \cdot (r_{150} + x_{150}) \cdot l_8 \cdot 10^{-6} = 122.108$$

$$\Delta W_8 := \tau \cdot \Delta P_8 = 4.165 \times 10^5$$

$$\Delta P_9 := 3 \cdot I_{p9}^2 \cdot (r_{120} + x_{120}) \cdot l_9 \cdot 10^{-6} = 1.581$$

$$\Delta W_9 := \tau \cdot \Delta P_9 = 5.394 \times 10^3$$

$$\Delta P_{10} := 3 \cdot I_{p10}^2 \cdot (r_{185} + x_{185}) \cdot l_{10} \cdot 10^{-6} = 3.375$$

$$\Delta W_{10} := \tau \cdot \Delta P_{10} = 1.151 \times 10^4$$

$$\Delta P_{11} := 3 \cdot I_{p11}^2 \cdot (r_{120} + x_{120}) \cdot l_{11} \cdot 10^{-6} = 2.113$$

$$\Delta W_{11} := \tau \cdot \Delta P_{11} = 7.206 \times 10^3$$

$$\Delta P_{12} := 3 \cdot I_{p12}^2 \cdot (r_{185} + x_{185}) \cdot l_{12} \cdot 10^{-6} = 3.231$$

$$\Delta W_{12} := \tau \cdot \Delta P_{12} = 1.102 \times 10^4$$

$$\Delta P_{13} := 3 \cdot I_{p13}^2 \cdot (r_{1.5} + x_{1.5}) \cdot l_{13} \cdot 10^{-6} = 2.577 \times 10^{-4}$$

$$\Delta W_{13} := \tau \cdot \Delta P_{13} = 0.879$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Расчет ТП "ВТП - 2" в программе MathCad 15

Исходные данные:

$P_{p1} := 1$	$P_{p8} := 1657$	$\cos\phi_1 := 0.8$	$\cos\phi_8 := 0.9$
$P_{p2} := 1528$	$P_{p9} := 431.1$	$\cos\phi_2 := 0.91$	$\cos\phi_9 := 0.72$
$P_{p3} := 431.1$	$P_{p10} := 410.6$	$\cos\phi_3 := 0.72$	$\cos\phi_{10} := 0.8$
$P_{p4} := 410.6$	$P_{p11} := 400$	$\cos\phi_4 := 0.8$	$\cos\phi_{11} := 0.84$
$P_{p5} := 400$	$P_{p12} := 227.3$	$\cos\phi_5 := 0.84$	$\cos\phi_{12} := 0.8$
$P_{p6} := 0.84$	$P_{p13} := 1$	$\cos\phi_6 := 0.98$	$\cos\phi_{13} := 0.8$
$P_{p7} := 227.3$		$\cos\phi_7 := 0.8$	

Определяем tgφ для каждого потребителя:

$\text{tg}\phi_1 := \tan(\arccos(\cos\phi_1)) = 0.75$	$\text{tg}\phi_8 := \tan(\arccos(\cos\phi_8)) = 0.484$
$\text{tg}\phi_2 := \tan(\arccos(\cos\phi_2)) = 0.456$	$\text{tg}\phi_9 := \tan(\arccos(\cos\phi_9)) = 0.964$
$\text{tg}\phi_3 := \tan(\arccos(\cos\phi_3)) = 0.964$	$\text{tg}\phi_{10} := \tan(\arccos(\cos\phi_{10})) = 0.75$
$\text{tg}\phi_4 := \tan(\arccos(\cos\phi_4)) = 0.75$	$\text{tg}\phi_{11} := \tan(\arccos(\cos\phi_{11})) = 0.646$
$\text{tg}\phi_5 := \tan(\arccos(\cos\phi_5)) = 0.646$	$\text{tg}\phi_{12} := \tan(\arccos(\cos\phi_{12})) = 0.75$
$\text{tg}\phi_6 := \tan(\arccos(\cos\phi_6)) = 0.203$	$\text{tg}\phi_{13} := \tan(\arccos(\cos\phi_{13})) = 0.75$
$\text{tg}\phi_7 := \tan(\arccos(\cos\phi_7)) = 0.75$	

Рассчитываем реактивную расчетную мощность:

$Q_{p1} := P_{p1} \cdot \text{tg}\phi_1 = 0.75$	$Q_{p8} := P_{p8} \cdot \text{tg}\phi_8 = 802.522$
$Q_{p2} := P_{p2} \cdot \text{tg}\phi_2 = 696.177$	$Q_{p9} := P_{p9} \cdot \text{tg}\phi_9 = 415.517$
$Q_{p3} := P_{p3} \cdot \text{tg}\phi_3 = 415.517$	$Q_{p10} := P_{p10} \cdot \text{tg}\phi_{10} = 307.95$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет ТП "ВТП - 2" в программе MathCad 15

$$Q_{p4} := P_{p4} \cdot \operatorname{tg}\phi_4 = 307.95$$

$$Q_{p11} := P_{p11} \cdot \operatorname{tg}\phi_{11} = 258.374$$

$$Q_{p5} := P_{p5} \cdot \operatorname{tg}\phi_5 = 258.374$$

$$Q_{p12} := P_{p12} \cdot \operatorname{tg}\phi_{12} = 170.475$$

$$Q_{p6} := P_{p6} \cdot \operatorname{tg}\phi_6 = 0.171$$

$$Q_{p13} := P_{p13} \cdot \operatorname{tg}\phi_{13} = 0.75$$

$$Q_{p7} := P_{p7} \cdot \operatorname{tg}\phi_7 = 170.475$$

Расчет осветительной нагрузки:

$$P_{\text{осв}} := 300 \cdot 100 \cdot 0.024 \cdot 0.85 = 612$$

$$Q_{\text{осв}} := P_{\text{осв}} \cdot 0.88 = 538.56$$

Определяем суммарную расчетную нагрузку:

$$P_{p\Sigma} := P_{p1} + P_{p2} + P_{p3} + P_{p4} + P_{p5} + P_{p6} + P_{p7} + P_{p8} + P_{p9} + P_{p10} + P_{p11} \dots = 6.738 \times 10^3 \\ + P_{p12} + P_{p13} + P_{\text{осв}}$$

$$Q_{p\Sigma} := Q_{p1} + Q_{p2} + Q_{p3} + Q_{p4} + Q_{p5} + Q_{p6} + Q_{p7} + Q_{p8} + Q_{p9} + Q_{p10} + Q_{p11} \dots = 4.344 \times 10^3 \\ + Q_{p12} + Q_{p13} + Q_{\text{осв}}$$

Определяем полную нагрузку:

$$S_p := \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} = 8.017 \times 10^3$$

Проверка выбранных трансформаторов по коэффициенту загрузки:

Расчетная мощность трансформатора ВТП - 2

$$K_z := 0.7 \quad \text{коэффициент загрузки, равный 0,7, если есть 1-я категория}$$

$$N_T := 2$$

$$S_{\text{Тр}} := \frac{S_p}{K_z \cdot N_T} = 5.726 \times 10^3$$

К установке принимаем трансформатор ТСЗ - 6300/10

$$S_{\text{ТНОМ}} := 6300$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет ТП "ВТП - 2" в программе MathCad 15

Проверяем выбранный трансформатор по коэффициенту загрузки:

$$K_{з\text{факт}} := \frac{S_p}{S_{T\text{ном}} \cdot N_T} = 0.636$$

$$K_{з\text{пав}} := \frac{S_p}{S_{T\text{ном}}} = 1.272$$

Выбор компенсирующих устройств:

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать из сети ВН в сеть НН через силовой трансформатор ТП определяется по формуле:

для двухтрансформаторной ТП:

$$Q_T := \sqrt{(N_T \cdot K_z \cdot S_{T\text{ном}})^2 - P_p \Sigma^2} = 5.692 \times 10^3$$

Определяем суммарную мощность НКУ:

для двухтрансформаторной ТП:

$$Q_{\text{НКУ}} := Q_p \Sigma - Q_T = -1.348 \times 10^3$$

Определяется дополнительная мощность НКУ, обеспечивающая снижение потерь в электроэнергии в СЭС промышленного предприятия:

для двухтрансформаторной ТП:

$$Q_{\text{НКУ доп}} := Q_p \Sigma - Q_{\text{НКУ}} - \gamma \cdot S_{T\text{ном}} \cdot N_T$$

γ зависит от K_{p1} и K_{p2} , которые определяются в справочнике Федоров, Старкова, табл 4,6, стр 108

для тр-ра ТСЗ-6300/10

$$K_{p1} := 9$$

$$K_{p2} := 17$$

$$\gamma_{6300} := 0.28$$

$$Q_{\text{НКУ доп}} := Q_p \Sigma - Q_{\text{НКУ}} - \gamma_{6300} \cdot S_{T\text{ном}} \cdot N_T = 2.164 \times 10^3$$

Суммарная мощность НКУ для ТП:

$$Q_{\text{НКУ}\Sigma} := Q_{\text{НКУ}} + Q_{\text{НКУ доп}} = 815.563$$

К установке приняты две конденсаторные установки УКМ 58-0,4-425-25 УЗ с установкой на каждую секцию шин по 425 кВар

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет ТП "ВТП - 2" в программе MathCad 15

Выбор сечения кабеля ДГУ

$$\cos\phi := 0.9 \qquad U_{\text{номНН}} := 0.4 \qquad P_{\text{ном}} := 539.04$$

$$k_{\text{ср}} := 1 \qquad \text{Кэф-т учёта температуры окр. среды}$$

$$k_{\text{пр}} := 0.85 \qquad \text{Кэф-т учёта количества кабелей в одной траншее и расстояние между ними. Принимаем что в одной траншее залегает 3 кабеля}$$

$$I_p := \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot \cos\phi} = 864.486$$

К установке принимаем 3 кабеля марки ВБбШв с сечением жилы 120 мм²

$$I_{\text{рДГУ}} := \frac{I_p}{3} = 288.162$$

$$I_{\text{допДГУ}} := 385$$

$$k_{\text{ср}} \cdot k_{\text{пр}} \cdot I_{\text{допДГУ}} = 327.25$$

Выбор сечения кабелей ЭП

$$k_{\text{ср}} := 1 \qquad \text{Кэф-т учёта температуры окр. среды}$$

$$k_{\text{пр}} := 1 \qquad \text{Кэф-т учёта количества кабелей в одной траншее и расстояние между ними. Принимаем что в одной траншее залегает 1 кабель}$$

ЭП – 1

$$I_{\text{р1}} := \frac{P_{\text{р1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot \cos\phi_1} = 1.804$$

К установке принимаем кабель марки ВБбШв с сечением жилы 1,5 мм²

$$I_{\text{доп.1}} := 27$$

ЭП – 2

$$I_{\text{р2}} := \frac{P_{\text{р2}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot \cos\phi_2} = 2.424 \times 10^3$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет ТП "ВТП - 2" в программе MathCad 15

К установке принимаем 5 кабелей марки ВБбШв с сечением жилы 185 мм²

$$I_{p2'} := \frac{I_{p2}}{5} = 484.72$$

$$I_{доп.2} := 500$$

ЭП – 3

$$I_{p3} := \frac{P_{p3}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_3} = 864.221$$

К установке принимаем 3 кабелей марки ВБбШв с сечением жилы 95 мм²

$$I_{p3'} := \frac{I_{p3}}{3} = 288.074$$

$$I_{доп.3} := 330$$

ЭП – 4

$$I_{p4} := \frac{P_{p4}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_4} = 740.813$$

К установке принимаем 3 кабеля марки ВБбШв с сечением жилы 70 мм²

$$I_{p4'} := \frac{I_{p4}}{3} = 246.938$$

$$I_{доп.4} := 275$$

ЭП – 5

$$I_{p5} := \frac{P_{p5}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_5} = 687.322$$

К установке принимаем 2 кабеля марки ВБбШв с сечением жилы 120 мм²

$$I_{p5'} := \frac{I_{p5}}{2} = 343.661$$

$$I_{доп.5} := 385$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет ТП "ВТП - 2" в программе MathCad 15

ЭП – 6

$$I_{p6} := \frac{P_{p6}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_6} = 1.237$$

К установке принимаем кабель марки ВБбШв с сечением жилы 1,5 мм²

$$I_{доп.6} := 27$$

ЭП – 7

$$I_{p7} := \frac{P_{p7}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_7} = 410.099$$

К установке принимаем кабель марки ВБбШв с сечением жилы 185 мм²

$$I_{доп.7} := 500$$

ЭП – 8

$$I_{p8} := \frac{P_{p8}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_8} = 2.657 \times 10^3$$

К установке принимаем 8 кабелей марки ВБбШв с сечением жилы 120 мм²

$$I_{p8'} := \frac{I_{p8}}{8} = 332.177$$

$$I_{доп.8} := 385$$

ЭП – 9

$$I_{p9} := \frac{P_{p9}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_9} = 864.221$$

К установке принимаем 3 кабеля марки ВБбШв с сечением жилы 95 мм²

$$I_{p9'} := \frac{I_{p9}}{3} = 288.074$$

$$I_{доп.9} := 330$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет ТП "ВТП - 2" в программе MathCad 15

ЭП – 10

$$I_{p10} := \frac{P_{p10}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_{10}} = 740.813$$

К установке принимаем 2 кабеля марки ВББШв с сечением жилы 120 мм²

$$I_{p10'} := \frac{I_{p10}}{2} = 370.406$$

$$I_{доп.10} := 385$$

ЭП – 11

$$I_{p11} := \frac{P_{p11}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_{11}} = 687.322$$

К установке принимаем 2 кабеля марки ВББШв с сечением жилы 120 мм²

$$I_{p11'} := \frac{I_{p11}}{2} = 343.661$$

$$I_{доп.11} := 385$$

ЭП – 12

$$I_{p12} := \frac{P_{p12}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_{12}} = 410.099$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 185 мм²

$$I_{доп.12} := 500$$

ЭП – 13

$$I_{p13} := \frac{P_{p13}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_{13}} = 1.804$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 1,5 мм²

$$I_{доп.13} := 27$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет ТП "ВТП - 2" в программе MathCad 15

Удельное сопротивление каждого сечения, мОм/м

$$r_{120} := 0.153$$

$$x_{120} := 0.0602$$

Длины линий

$$l_{дгу} := 185$$

Проверка кабелей по потере напряжения:

$$\Delta U_{дгу} := \left(\frac{\sqrt{3} \cdot I_{рдгу} \cdot l_{дгу}}{400} \right) \cdot (r_{120} + x_{120}) \cdot 10^{-3} \cdot 100 = 4.921$$

Потеря мощности:

$$\Delta P_{дгу} := 3 \cdot I_{рдгу}^2 \cdot (r_{120} + x_{120}) \cdot l_{дгу} \cdot 10^{-6} = 9.825$$

$$\tau := \left(0.124 + \frac{500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 265.218$$

$$\Delta W_{дгу} := \tau \cdot \Delta P_{дгу} = 2.606 \times 10^3$$

ПРИЛОЖЕНИЕ В
Расчет ТП "ВТП - 5" в программе MathCad 15

Исходные данные:

$P_{p1} := 1$	$P_{p8} := 446$	$\cos\phi_1 := 0.8$	$\cos\phi_8 := 0.9$
$P_{p2} := 38$	$P_{p9} := 6.9$	$\cos\phi_2 := 0.91$	$\cos\phi_9 := 0.72$
$P_{p3} := 446$	$P_{p10} := 39.3$	$\cos\phi_3 := 0.72$	$\cos\phi_{10} := 0.8$
$P_{p4} := 1145$	$P_{p11} := 1$	$\cos\phi_4 := 0.8$	$\cos\phi_{11} := 0.84$
$P_{p5} := 36$	$P_{p12} := 446$	$\cos\phi_5 := 0.84$	$\cos\phi_{12} := 0.8$
$P_{p6} := 36$	$P_{p13} := 30$	$\cos\phi_6 := 0.98$	$\cos\phi_{13} := 0.8$
$P_{p7} := 1147$	$P_{p14} := 25.2$	$\cos\phi_7 := 0.8$	$\cos\phi_{14} := 0.89$

Определяем tgφ для каждого потребителя:

$\text{tg}\phi_1 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_1)) = 0.75$	$\text{tg}\phi_8 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_8)) = 0.484$
$\text{tg}\phi_2 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_2)) = 0.456$	$\text{tg}\phi_9 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_9)) = 0.964$
$\text{tg}\phi_3 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_3)) = 0.964$	$\text{tg}\phi_{10} := \tan(\text{acos}(\cos\phi_{10})) = 0.75$
$\text{tg}\phi_4 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_4)) = 0.75$	$\text{tg}\phi_{11} := \tan(\text{acos}(\cos\phi_{11})) = 0.646$
$\text{tg}\phi_5 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_5)) = 0.646$	$\text{tg}\phi_{12} := \tan(\text{acos}(\cos\phi_{12})) = 0.75$
$\text{tg}\phi_6 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_6)) = 0.203$	$\text{tg}\phi_{13} := \tan(\text{acos}(\cos\phi_{13})) = 0.75$
$\text{tg}\phi_7 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_7)) = 0.75$	$\text{tg}\phi_{14} := \tan(\text{acos}(\cos\phi_{14})) = 0.512$

Рассчитываем реактивную расчетную мощность:

$Q_{p1} := P_{p1} \cdot \text{tg}\phi_1 = 0.75$	$Q_{p8} := P_{p8} \cdot \text{tg}\phi_8 = 216.008$
$Q_{p2} := P_{p2} \cdot \text{tg}\phi_2 = 17.313$	$Q_{p9} := P_{p9} \cdot \text{tg}\phi_9 = 6.651$
$Q_{p3} := P_{p3} \cdot \text{tg}\phi_3 = 429.878$	$Q_{p10} := P_{p10} \cdot \text{tg}\phi_{10} = 29.475$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет ТП "ВТП - 5" в программе MathCad 15

$$Q_{p4} := P_{p4} \cdot \operatorname{tg}\phi_4 = 858.75$$

$$Q_{p11} := P_{p11} \cdot \operatorname{tg}\phi_{11} = 0.646$$

$$Q_{p5} := P_{p5} \cdot \operatorname{tg}\phi_5 = 23.254$$

$$Q_{p12} := P_{p12} \cdot \operatorname{tg}\phi_{12} = 334.5$$

$$Q_{p6} := P_{p6} \cdot \operatorname{tg}\phi_6 = 7.31$$

$$Q_{p13} := P_{p13} \cdot \operatorname{tg}\phi_{13} = 22.5$$

$$Q_{p7} := P_{p7} \cdot \operatorname{tg}\phi_7 = 860.25$$

$$Q_{p14} := P_{p14} \cdot \operatorname{tg}\phi_{14} = 12.91$$

Расчет осветительной нагрузки:

$$P_{\text{осв}} := 250 \cdot 75 \cdot 0.024 \cdot 0.85 = 382.5$$

$$Q_{\text{осв}} := P_{\text{осв}} \cdot 0.88 = 336.6$$

Определяем суммарную расчетную нагрузку:

$$P_{p\Sigma} := P_{p1} + P_{p2} + P_{p3} + P_{p4} + P_{p5} + P_{p6} + P_{p7} + P_{p8} + P_{p9} + P_{p10} + P_{p11} \dots = 4.226 \times 10^3 \\ + P_{p12} + P_{p13} + P_{p14} + P_{\text{осв}}$$

$$Q_{p\Sigma} := Q_{p1} + Q_{p2} + Q_{p3} + Q_{p4} + Q_{p5} + Q_{p6} + Q_{p7} + Q_{p8} + Q_{p9} + Q_{p10} + Q_{p11} \dots = 3.157 \times 10^3 \\ + Q_{p12} + Q_{p13} + Q_{p14} + Q_{\text{осв}}$$

Определяем полную нагрузку:

$$S_p := \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} = 5.275 \times 10^3$$

Проверка выбранных трансформаторов по коэффициенту загрузки:

Расчетная мощность трансформатора ВТП - 5

$$K_3 := 0.7 \quad \text{коэффициент загрузки, равный 0,7, если есть 1-я категория}$$

$$N_T := 2$$

$$S_{Tr} := \frac{S_p}{K_3 \cdot N_T} = 3.768 \times 10^3$$

К установке принимаем трансформатор ТСЗ - 4000/10

$$S_{T_{\text{ном}}} := 4000$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет ТП "ВТП - 5" в программе MathCad 15

Проверяем выбранный трансформатор по коэффициенту загрузки:

$$K_{з\text{факт}} := \frac{S_p}{S_{T\text{ном}} \cdot N_T} = 0.659$$

$$K_{з\text{пав}} := \frac{S_p}{S_{T\text{ном}}} = 1.319$$

Выбор компенсирующих устройств:

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать из сети ВН в сеть НН через силовой трансформатор ТП определяется по формуле:

для двухтрансформаторной ТП:

$$Q_T := \sqrt{(N_T \cdot K_z \cdot S_{T\text{ном}})^2 - P_p \Sigma^2} = 3.674 \times 10^3$$

Определяем суммарную мощность НКУ:

для двухтрансформаторной ТП:

$$Q_{\text{НКУ}} := Q_p \Sigma - Q_T = -517.68$$

Определяется дополнительная мощность НКУ, обеспечивающая снижение потерь в электроэнергии в СЭС промышленного предприятия:

для двухтрансформаторной ТП:

$$Q_{\text{НКУ доп}} := Q_p \Sigma - Q_{\text{НКУ}} - \gamma \cdot S_{T\text{ном}} \cdot N_T$$

γ зависит от K_{p1} и K_{p2} , которые определяются в справочнике Федоров, Старкова, табл 4,6, стр 108

для тр-ра ТСЗ-4000/10

$$K_{p1} := 9$$

$$K_{p2} := 11$$

$$\gamma_{6300} := 0.32$$

$$Q_{\text{НКУ доп}} := Q_p \Sigma - Q_{\text{НКУ}} - \gamma_{6300} \cdot S_{T\text{ном}} \cdot N_T = 1.114 \times 10^3$$

Суммарная мощность НКУ для ТП:

$$Q_{\text{НКУ}\Sigma} := Q_{\text{НКУ}} + Q_{\text{НКУ доп}} = 596.795$$

К установке приняты две конденсаторные установки УКМ 58-0,4-300-50 УЗ с установкой на каждую секцию шин по 300 кВар

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет ТП "ВТП - 5" в программе MathCad 15

Выбор сечения кабелей ДГУ

$$\cos\phi := 0.9$$

$$U_{\text{номНН}} := 0.4$$

$$P_{\text{ном}} := 338.08$$

$$k_{\text{ср}} := 1 \quad \text{Кэф-т учёта температуры окр. среды}$$

$$k_{\text{пр}} := 0.9 \quad \text{Кэф-т учёта количества кабелей в одной траншее и расстояние между ними. Принимаем что в одной траншее залегает 2 кабеля}$$

$$I_p := \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot \cos\phi} = 542.196$$

К установке принимаем 2 кабеля марки ВБбШв с сечением жилы 95 мм²

$$I_{\text{рДГУ}} := \frac{I_p}{2} = 271.098$$

$$I_{\text{допДГУ}} := 330$$

$$k_{\text{ср}} \cdot k_{\text{пр}} \cdot I_{\text{допДГУ}} = 297$$

Выбор сечения кабелей ИБП

$$\cos\phi := 0.9$$

$$U_{\text{номНН}} := 0.4$$

$$P_{\text{ном}} := 84.52$$

$$k_{\text{ср}} := 1 \quad \text{Кэф-т учёта температуры окр. среды}$$

$$k_{\text{пр}} := 1 \quad \text{Кэф-т учёта количества кабелей в одной траншее и расстояние между ними. Принимаем что в одной траншее залегает 1 кабель}$$

$$I_{\text{рИБП}} := \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot \cos\phi} = 135.549$$

К установке принимаем кабель марки ВБбШв с сечением жилы 25 мм²

$$I_{\text{допИБП}} := 150$$

$$k_{\text{ср}} \cdot k_{\text{пр}} \cdot I_{\text{допИБП}} = 150$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет ТП "ВТП - 5" в программе MathCad 15

Выбор сечения кабелей ЭП

$k_{\text{тв}} := 1$ Коэф-т учёта температуры окр. среды

$k_{\text{гв}} := 1$ Коэф-т учёта количества кабелей в одной траншее и расстояние между ними. Принимаем что в одной траншее залегает 1 кабель

ЭП – 1

$$I_{p1} := \frac{P_{p1}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot \cos\phi_1} = 1.804$$

Кустановке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 1,5 мм²

$$I_{\text{доп.1}} := 27$$

ЭП – 2

$$I_{p2} := \frac{P_{p2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot \cos\phi_2} = 60.273$$

Кустановке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 10 мм²

$$I_{\text{доп.2}} := 90$$

ЭП – 3

$$I_{p3} := \frac{P_{p3}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot \cos\phi_3} = 894.091$$

Кустановке принимаем 2 кабеля марки ВББШв с сечением жилы 185 мм²

$$I_{p3'} := \frac{I_{p3}}{2} = 447.046$$

$$I_{\text{доп.3}} := 500$$

ЭП – 4

$$I_{p4} := \frac{P_{p4}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot \cos\phi_4} = 2.066 \times 10^3$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет ТП "ВТП - 5" в программе MathCad 15

К установке принимаем 5 кабеля марки ВББШв с сечением жилы 150 мм²

$$I_{p4'} := \frac{I_{p4}}{5} = 413.166$$

$$I_{доп.4} := 435$$

ЭП – 5

$$I_{p5} := \frac{P_{p5}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_5} = 61.859$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 10 мм²

$$I_{доп.5} := 90$$

ЭП – 6

$$I_{p6} := \frac{P_{p6}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_6} = 53.022$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 6 мм²

$$I_{доп.6} := 60$$

ЭП – 7

$$I_{p7} := \frac{P_{p7}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_7} = 2.069 \times 10^3$$

К установке принимаем 5 кабелей марки ВББШв с сечением жилы 150 мм²

$$I_{p7'} := \frac{I_{p7}}{5} = 413.888$$

$$I_{доп.7} := 435$$

ЭП – 8

$$I_{p8} := \frac{P_{p8}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_8} = 715.273$$

К установке принимаем 2 кабеля марки ВББШв с сечением жилы 120 мм²

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет ТП "ВТП - 5" в программе MathCad 15

$$I_{p8'} := \frac{I_{p8}}{2} = 357.636$$

$$I_{\text{доп.8}} := 385$$

ЭП – 9

$$I_{p9} := \frac{P_{p9}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot \cos\phi_9} = 13.832$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 1,5 мм²

$$I_{\text{доп.9}} := 27$$

ЭП – 10

$$I_{p10} := \frac{P_{p10}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot \cos\phi_{10}} = 70.906$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 10 мм²

$$I_{\text{доп.10}} := 90$$

ЭП – 11

$$I_{p11} := \frac{P_{p11}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot \cos\phi_{11}} = 1.718$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 1,5 мм²

$$I_{\text{доп.11}} := 27$$

ЭП – 12

$$I_{p12} := \frac{P_{p12}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot \cos\phi_{12}} = 804.682$$

К установке принимаем 2 кабеля марки ВББШв с сечением жилы 150 мм²

$$I_{p12'} := \frac{I_{p12}}{2} = 402.341$$

$$I_{\text{доп.12}} := 435$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет ТП "ВТП - 5" в программе MathCad 15

ЭП – 13

$$I_{p13} := \frac{P_{p13}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot \cos\phi_{13}} = 54.127$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 6 мм²

$$I_{\text{доп.13}} := 60$$

ЭП – 14

$$I_{p14} := \frac{P_{p14}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot \cos\phi_{14}} = 40.869$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 4 мм²

$$I_{\text{доп.14}} := 49$$

Удельное сопротивление каждого сечения, мОм/м

$$r_{95} := 0.194$$

$$r_{25} := 1.24$$

$$x_{95} := 0.0602$$

$$x_{25} := 0.0662$$

Длины линий

$$l_{\text{ДГУ}} := 155$$

$$l_{\text{ИБП}} := 45$$

Проверка кабелей по потере напряжения:

$$\Delta U_{\text{ДГУ}} := \left(\frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{рДГУ}} \cdot l_{\text{ДГУ}}}{400} \right) \cdot (r_{95} + x_{95}) \cdot 10^{-3} \cdot 100 = 4.625$$

$$\Delta U_{\text{ИБП}} := \left(\frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{рИБП}} \cdot l_{\text{ИБП}}}{400} \right) \cdot (r_{25} + x_{25}) \cdot 10^{-3} \cdot 100 = 3.45$$

Потеря мощности:

$$\Delta P_{\text{ДГУ}} := 3 \cdot I_{\text{рДГУ}}^2 \cdot (r_{95} + x_{95}) \cdot l_{\text{ДГУ}} \cdot 10^{-6} = 8.687$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет ТП "ВТП - 5" в программе MathCad 15

$$\tau := \left(0.124 + \frac{500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 265.218$$

$$\Delta W_{\text{ДГУ}} := \tau \cdot \Delta P_{\text{ДГУ}} = 2.304 \times 10^3$$

$$\Delta P_{\text{ИБП}} := 3 \cdot I_{\text{ИБП}}^2 \cdot (r_{25} + x_{25}) \cdot l_{\text{ИБП}} \cdot 10^{-6} = 3.24$$

$$\Delta W_{\text{ИБП}} := \tau \cdot \Delta P_{\text{ИБП}} = 859.288$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Расчет ТП "ВТП - 6" в программе MathCad 15

Исходные данные:

$P_{p1} := 1$	$P_{p8} := 446$	$\cos\phi_1 := 0.8$	$\cos\phi_8 := 0.9$
$P_{p2} := 35.2$	$P_{p9} := 5.5$	$\cos\phi_2 := 0.91$	$\cos\phi_9 := 0.72$
$P_{p3} := 446$	$P_{p10} := 7.3$	$\cos\phi_3 := 0.72$	$\cos\phi_{10} := 0.8$
$P_{p4} := 984$	$P_{p11} := 1$	$\cos\phi_4 := 0.8$	$\cos\phi_{11} := 0.84$
$P_{p5} := 37$	$P_{p12} := 453$	$\cos\phi_5 := 0.84$	$\cos\phi_{12} := 0.8$
$P_{p6} := 37$	$P_{p13} := 30$	$\cos\phi_6 := 0.98$	$\cos\phi_{13} := 0.8$
$P_{p7} := 1170$	$P_{p14} := 20.3$	$\cos\phi_7 := 0.8$	$\cos\phi_{14} := 0.84$

Определяем tgφ для каждого потребителя:

$\text{tg}\phi_1 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_1)) = 0.75$	$\text{tg}\phi_8 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_8)) = 0.484$
$\text{tg}\phi_2 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_2)) = 0.456$	$\text{tg}\phi_9 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_9)) = 0.964$
$\text{tg}\phi_3 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_3)) = 0.964$	$\text{tg}\phi_{10} := \tan(\text{acos}(\cos\phi_{10})) = 0.75$
$\text{tg}\phi_4 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_4)) = 0.75$	$\text{tg}\phi_{11} := \tan(\text{acos}(\cos\phi_{11})) = 0.646$
$\text{tg}\phi_5 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_5)) = 0.646$	$\text{tg}\phi_{12} := \tan(\text{acos}(\cos\phi_{12})) = 0.75$
$\text{tg}\phi_6 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_6)) = 0.203$	$\text{tg}\phi_{13} := \tan(\text{acos}(\cos\phi_{13})) = 0.75$
$\text{tg}\phi_7 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_7)) = 0.75$	$\text{tg}\phi_{14} := \tan(\text{acos}(\cos\phi_{14})) = 0.646$

Рассчитываем реактивную расчетную мощность:

$Q_{p1} := P_{p1} \cdot \text{tg}\phi_1 = 0.75$	$Q_{p8} := P_{p8} \cdot \text{tg}\phi_8 = 216.008$
$Q_{p2} := P_{p2} \cdot \text{tg}\phi_2 = 16.038$	$Q_{p9} := P_{p9} \cdot \text{tg}\phi_9 = 5.301$
$Q_{p3} := P_{p3} \cdot \text{tg}\phi_3 = 429.878$	$Q_{p10} := P_{p10} \cdot \text{tg}\phi_{10} = 5.475$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчет ТП "ВТП - 6" в программе MathCad 15

$$Q_{p4} := P_{p4} \cdot \operatorname{tg}\phi_4 = 738$$

$$Q_{p11} := P_{p11} \cdot \operatorname{tg}\phi_{11} = 0.646$$

$$Q_{p5} := P_{p5} \cdot \operatorname{tg}\phi_5 = 23.9$$

$$Q_{p12} := P_{p12} \cdot \operatorname{tg}\phi_{12} = 339.75$$

$$Q_{p6} := P_{p6} \cdot \operatorname{tg}\phi_6 = 7.513$$

$$Q_{p13} := P_{p13} \cdot \operatorname{tg}\phi_{13} = 22.5$$

$$Q_{p7} := P_{p7} \cdot \operatorname{tg}\phi_7 = 877.5$$

$$Q_{p14} := P_{p14} \cdot \operatorname{tg}\phi_{14} = 13.113$$

Расчет осветительной нагрузки:

$$P_{\text{осв}} := 250 \cdot 75 \cdot 0.024 \cdot 0.85 = 382.5$$

$$Q_{\text{осв}} := P_{\text{осв}} \cdot 0.88 = 336.6$$

Определяем суммарную расчетную нагрузку:

$$P_{p\Sigma} := P_{p1} + P_{p2} + P_{p3} + P_{p4} + P_{p5} + P_{p6} + P_{p7} + P_{p8} + P_{p9} + P_{p10} + P_{p11} \dots = 4.056 \times 10^3 \\ + P_{p12} + P_{p13} + P_{p14} + P_{\text{осв}}$$

$$Q_{p\Sigma} := Q_{p1} + Q_{p2} + Q_{p3} + Q_{p4} + Q_{p5} + Q_{p6} + Q_{p7} + Q_{p8} + Q_{p9} + Q_{p10} + Q_{p11} \dots = 3.033 \times 10^3 \\ + Q_{p12} + Q_{p13} + Q_{p14} + Q_{\text{осв}}$$

Определяем полную нагрузку:

$$S_p := \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} = 5.064 \times 10^3$$

Проверка выбранных трансформаторов по коэффициенту загрузки:

Расчетная мощность трансформатора ВТП - 6

$$K_3 := 0.7 \quad \text{коэффициент загрузки, равный 0,7, если есть 1-я категория}$$

$$N_T := 2$$

$$S_{\text{Тр}} := \frac{S_p}{K_3 \cdot N_T} = 3.617 \times 10^3$$

К установке принимаем трансформатор ТСЗ - 4000/10

$$S_{\text{Тном}} := 4000$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчет ТП "ВТП - 6" в программе MathCad 15

Проверяем выбранный трансформатор по коэффициенту загрузки:

$$K_{з\text{факт}} := \frac{S_p}{S_{T\text{ном}} \cdot N_T} = 0.633$$

$$K_{з\text{пав}} := \frac{S_p}{S_{T\text{ном}}} = 1.266$$

Выбор компенсирующих устройств:

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать из сети ВН в сеть НН через силовой трансформатор ТП определяется по формуле:

для двухтрансформаторной ТП:

$$Q_T := \sqrt{(N_T \cdot K_z \cdot S_{T\text{ном}})^2 - P_p \Sigma^2} = 3.861 \times 10^3$$

Определяем суммарную мощность НКУ:

для двухтрансформаторной ТП:

$$Q_{\text{НКУ}} := Q_p \Sigma - Q_T = -828.439$$

Определяется дополнительная мощность НКУ, обеспечивающая снижение потерь в электроэнергии в СЭС промышленного предприятия:

для двухтрансформаторной ТП:

$$Q_{\text{НКУ доп}} := Q_p \Sigma - Q_{\text{НКУ}} - \gamma \cdot S_{T\text{ном}} \cdot N_T$$

γ зависит от K_{p1} и K_{p2} , которые определяются в справочнике Федоров, Старкова, табл 4,6, стр 108

для тр-ра ТСЗ-4000/10

$$K_{p1} := 9$$

$$K_{p2} := 16$$

$$\gamma_{6300} := 0.30$$

$$Q_{\text{НКУ доп}} := Q_p \Sigma - Q_{\text{НКУ}} - \gamma_{6300} \cdot S_{T\text{ном}} \cdot N_T = 1.461 \times 10^3$$

Суммарная мощность НКУ для ТП:

$$Q_{\text{НКУ}\Sigma} := Q_{\text{НКУ}} + Q_{\text{НКУ доп}} = 632.971$$

К установке приняты две конденсаторные установки УКМ 58-0,4-325-25 УЗ с установкой на каждую секцию шин по 325 кВар

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчет ТП "ВТП - 6" в программе MathCad 15

Выбор сечения кабелей ДГУ

$$\cos\phi := 0.9$$

$$U_{\text{номНН}} := 0.4$$

$$P_{\text{ном}} := 324.48$$

$$k_{\text{ср}} := 1 \quad \text{Кэф-т учёта температуры окр. среды}$$

$$k_{\text{пр}} := 0.9 \quad \text{Кэф-т учёта количества кабелей в одной траншее и расстояние между ними. Принимаем что в одной траншее залегает 2 кабеля}$$

$$I_p := \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot \cos\phi} = 520.385$$

К установке принимаем 2 кабеля марки ВБбШв с сечением жилы 95 мм²

$$I_{\text{рДГУ}} := \frac{I_p}{2} = 260.193$$

$$I_{\text{допДГУ}} := 330$$

$$k_{\text{ср}} \cdot k_{\text{пр}} \cdot I_{\text{допДГУ}} = 297$$

Выбор сечения кабелей ЭП

$$k_{\text{ср}} := 1 \quad \text{Кэф-т учёта температуры окр. среды}$$

$$k_{\text{пр}} := 1 \quad \text{Кэф-т учёта количества кабелей в одной траншее и расстояние между ними. Принимаем что в одной траншее залегает 1 кабель}$$

ЭП – 1

$$I_{\text{р1}} := \frac{P_{\text{р1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot \cos\phi_1} = 1.804$$

К установке принимаем кабель марки ВБбШв с сечением жилы 1,5 мм²

$$I_{\text{доп.1}} := 27$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчет ТП "ВТП - 6" в программе MathCad 15

ЭП – 2

$$I_{p2} := \frac{P_{p2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot \cos\phi_2} = 55.832$$

К установке принимаем кабель марки ВБбШв с сечением жилы 10 мм²

$$I_{\text{доп.2}} := 90$$

ЭП – 3

$$I_{p3} := \frac{P_{p3}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot \cos\phi_3} = 894.091$$

К установке принимаем 2 кабеля марки ВБбШв с сечением жилы 185 мм²

$$I_{p3'} := \frac{I_{p3}}{2} = 447.046$$

$$I_{\text{доп.3}} := 500$$

ЭП – 4

$$I_{p4} := \frac{P_{p4}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot \cos\phi_4} = 1.775 \times 10^3$$

К установке принимаем 5 кабеля марки ВБбШв с сечением жилы 120 мм²

$$I_{p4'} := \frac{I_{p4}}{5} = 355.07$$

$$I_{\text{доп.4}} := 385$$

ЭП – 5

$$I_{p5} := \frac{P_{p5}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot \cos\phi_5} = 63.577$$

К установке принимаем кабель марки ВБбШв с сечением жилы 10 мм²

$$I_{\text{доп.5}} := 90$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчет ТП "ВТП - 6" в программе MathCad 15

ЭП – 6

$$I_{p6} := \frac{P_{p6}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_6} = 54.495$$

К установке принимаем кабель марки ВБбШв с сечением жилы 6 мм²

$$I_{доп.6} := 60$$

ЭП – 7

$$I_{p7} := \frac{P_{p7}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_7} = 2.111 \times 10^3$$

К установке принимаем 5 кабелей марки ВБбШв с сечением жилы 150 мм²

$$I_{p7'} := \frac{I_{p7}}{5} = 422.187$$

$$I_{доп.7} := 435$$

ЭП – 8

$$I_{p8} := \frac{P_{p8}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_8} = 715.273$$

К установке принимаем 2 кабеля марки ВБбШв с сечением жилы 120 мм²

$$I_{p8'} := \frac{I_{p8}}{2} = 357.636$$

$$I_{доп.8} := 385$$

ЭП – 9

$$I_{p9} := \frac{P_{p9}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_9} = 11.026$$

К установке принимаем кабель марки ВБбШв с сечением жилы 1,5 мм²

$$I_{доп.9} := 27$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчет ТП "ВТП - 6" в программе MathCad 15

ЭП – 10

$$I_{p10} := \frac{P_{p10}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_{10}} = 13.171$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 1,5 мм²

$$I_{доп.10} := 27$$

ЭП – 11

$$I_{p11} := \frac{P_{p11}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_{11}} = 1.718$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 1,5 мм²

$$I_{доп.11} := 27$$

ЭП – 12

$$I_{p12} := \frac{P_{p12}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_{12}} = 817.311$$

К установке принимаем 2 кабеля марки ВББШв с сечением жилы 150 мм²

$$I_{p12'} := \frac{I_{p12}}{2} = 408.656$$

$$I_{доп.12} := 435$$

ЭП – 13

$$I_{p13} := \frac{P_{p13}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_{13}} = 54.127$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 6 мм²

$$I_{доп.13} := 60$$

ЭП – 14

$$I_{p14} := \frac{P_{p14}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_{14}} = 34.882$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 4 мм²

$$I_{доп.14} := 49$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчет ТП "ВТП - 6" в программе MathCad 15

Удельное сопротивление каждого сечения, мОм/м

$$r_{95} := 0.194$$

$$x_{95} := 0.0602$$

Длины линий

$$l_{ДГУ} := 170$$

Проверка кабелей по потере напряжения:

$$\Delta U_{ДГУ} := \left(\frac{\sqrt{3} \cdot I_{рДГУ} \cdot l_{ДГУ}}{400} \right) \cdot (r_{95} + x_{95}) \cdot 10^{-3} \cdot 100 = 4.869$$

Потеря мощности:

$$\Delta P_{ДГУ} := 3 \cdot I_{рДГУ}^2 \cdot (r_{95} + x_{95}) \cdot l_{ДГУ} \cdot 10^{-6} = 8.777$$

$$\tau := \left(0.124 + \frac{500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 265.218$$

$$\Delta W_{ДГУ} := \tau \cdot \Delta P_{ДГУ} = 2.328 \times 10^3$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
Расчет ТП "ВТП - 14" в программе MathCad 15

Исходные данные:

$P_{p1} := 1$	$P_{p8} := 36.1$	$P_{p15} := 125$	$P_{p22} := 5$
$P_{p2} := 227$	$P_{p9} := 29.1$	$P_{p16} := 23.6$	$P_{p23} := 100$
$P_{p3} := 270$	$P_{p10} := 60$	$P_{p17} := 30.5$	$P_{p24} := 18.5$
$P_{p4} := 78.8$	$P_{p11} := 227$	$P_{p18} := 40$	$P_{p25} := 1$
$P_{p5} := 2.42$	$P_{p12} := 27.7$	$P_{p19} := 5$	
$P_{p6} := 13.7$	$P_{p13} := 60$	$P_{p20} := 6$	
$P_{p7} := 51$	$P_{p14} := 62$	$P_{p21} := 404.6$	
$\cos\phi_1 := 0.8$	$\cos\phi_8 := 0.83$	$\cos\phi_{15} := 0.8$	$\cos\phi_{22} := 0.85$
$\cos\phi_2 := 0.85$	$\cos\phi_9 := 0.86$	$\cos\phi_{16} := 0.9$	$\cos\phi_{23} := 0.85$
$\cos\phi_3 := 0.85$	$\cos\phi_{10} := 0.8$	$\cos\phi_{17} := 0.9$	$\cos\phi_{24} := 0.8$
$\cos\phi_4 := 0.85$	$\cos\phi_{11} := 0.85$	$\cos\phi_{18} := 0.85$	$\cos\phi_{25} := 0.8$
$\cos\phi_5 := 0.98$	$\cos\phi_{12} := 0.8$	$\cos\phi_{19} := 0.6$	
$\cos\phi_6 := 0.8$	$\cos\phi_{13} := 0.8$	$\cos\phi_{20} := 0.85$	
$\cos\phi_7 := 0.84$	$\cos\phi_{14} := 0.8$	$\cos\phi_{21} := 0.81$	

Определяем tgφ для каждого потребителя:

$\text{tg}\phi_1 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_1)) = 0.75$	$\text{tg}\phi_{14} := \tan(\text{acos}(\cos\phi_{14})) = 0.75$
$\text{tg}\phi_2 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_2)) = 0.62$	$\text{tg}\phi_{15} := \tan(\text{acos}(\cos\phi_{15})) = 0.75$
$\text{tg}\phi_3 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_3)) = 0.62$	$\text{tg}\phi_{16} := \tan(\text{acos}(\cos\phi_{16})) = 0.484$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет ТП "ВТП - 14" в программе MathCad 15

$$\operatorname{tg}\phi_4 := \tan(\operatorname{acos}(\cos\phi_4)) = 0.62$$

$$\operatorname{tg}\phi_{17} := \tan(\operatorname{acos}(\cos\phi_{17})) = 0.484$$

$$\operatorname{tg}\phi_5 := \tan(\operatorname{acos}(\cos\phi_5)) = 0.203$$

$$\operatorname{tg}\phi_{18} := \tan(\operatorname{acos}(\cos\phi_{18})) = 0.62$$

$$\operatorname{tg}\phi_6 := \tan(\operatorname{acos}(\cos\phi_6)) = 0.75$$

$$\operatorname{tg}\phi_{19} := \tan(\operatorname{acos}(\cos\phi_{19})) = 1.333$$

$$\operatorname{tg}\phi_7 := \tan(\operatorname{acos}(\cos\phi_7)) = 0.646$$

$$\operatorname{tg}\phi_{20} := \tan(\operatorname{acos}(\cos\phi_{20})) = 0.62$$

$$\operatorname{tg}\phi_8 := \tan(\operatorname{acos}(\cos\phi_8)) = 0.672$$

$$\operatorname{tg}\phi_{21} := \tan(\operatorname{acos}(\cos\phi_{21})) = 0.724$$

$$\operatorname{tg}\phi_9 := \tan(\operatorname{acos}(\cos\phi_9)) = 0.593$$

$$\operatorname{tg}\phi_{22} := \tan(\operatorname{acos}(\cos\phi_{22})) = 0.62$$

$$\operatorname{tg}\phi_{10} := \tan(\operatorname{acos}(\cos\phi_{10})) = 0.75$$

$$\operatorname{tg}\phi_{23} := \tan(\operatorname{acos}(\cos\phi_{23})) = 0.62$$

$$\operatorname{tg}\phi_{11} := \tan(\operatorname{acos}(\cos\phi_{11})) = 0.62$$

$$\operatorname{tg}\phi_{24} := \tan(\operatorname{acos}(\cos\phi_{24})) = 0.75$$

$$\operatorname{tg}\phi_{12} := \tan(\operatorname{acos}(\cos\phi_{12})) = 0.75$$

$$\operatorname{tg}\phi_{25} := \tan(\operatorname{acos}(\cos\phi_{25})) = 0.75$$

$$\operatorname{tg}\phi_{13} := \tan(\operatorname{acos}(\cos\phi_{13})) = 0.75$$

Рассчитываем реактивную расчетную мощность:

$$Q_{P1} := P_{P1} \cdot \operatorname{tg}\phi_1 = 0.75$$

$$Q_{P14} := P_{P14} \cdot \operatorname{tg}\phi_{14} = 46.5$$

$$Q_{P2} := P_{P2} \cdot \operatorname{tg}\phi_2 = 140.682$$

$$Q_{P15} := P_{P15} \cdot \operatorname{tg}\phi_{15} = 93.75$$

$$Q_{P3} := P_{P3} \cdot \operatorname{tg}\phi_3 = 167.331$$

$$Q_{P16} := P_{P16} \cdot \operatorname{tg}\phi_{16} = 11.43$$

$$Q_{P4} := P_{P4} \cdot \operatorname{tg}\phi_4 = 48.836$$

$$Q_{P17} := P_{P17} \cdot \operatorname{tg}\phi_{17} = 14.772$$

$$Q_{P5} := P_{P5} \cdot \operatorname{tg}\phi_5 = 0.491$$

$$Q_{P18} := P_{P18} \cdot \operatorname{tg}\phi_{18} = 24.79$$

$$Q_{P6} := P_{P6} \cdot \operatorname{tg}\phi_6 = 10.275$$

$$Q_{P19} := P_{P19} \cdot \operatorname{tg}\phi_{19} = 6.667$$

$$Q_{P7} := P_{P7} \cdot \operatorname{tg}\phi_7 = 32.943$$

$$Q_{P20} := P_{P20} \cdot \operatorname{tg}\phi_{20} = 3.718$$

$$Q_{P8} := P_{P8} \cdot \operatorname{tg}\phi_8 = 24.259$$

$$Q_{P21} := P_{P21} \cdot \operatorname{tg}\phi_{21} = 292.925$$

$$Q_{P9} := P_{P9} \cdot \operatorname{tg}\phi_9 = 17.267$$

$$Q_{P22} := P_{P22} \cdot \operatorname{tg}\phi_{22} = 3.099$$

$$Q_{P10} := P_{P10} \cdot \operatorname{tg}\phi_{10} = 45$$

$$Q_{P23} := P_{P23} \cdot \operatorname{tg}\phi_{23} = 61.974$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет ТП "ВТП - 14" в программе MathCad 15

$$Q_{P11} := P_{P11} \cdot \operatorname{tg}\phi_{11} = 140.682$$

$$Q_{P24} := P_{P24} \cdot \operatorname{tg}\phi_{24} = 13.875$$

$$Q_{P12} := P_{P12} \cdot \operatorname{tg}\phi_{12} = 20.775$$

$$Q_{P25} := P_{P25} \cdot \operatorname{tg}\phi_{25} = 0.75$$

$$Q_{P13} := P_{P13} \cdot \operatorname{tg}\phi_{13} = 45$$

Расчет осветительной нагрузки:

$$P_{\text{осв}} := 125 \cdot 75 \cdot 0.024 \cdot 0.85 = 191.25$$

$$Q_{\text{осв}} := P_{\text{осв}} \cdot 0.88 = 168.3$$

Определяем суммарную расчетную нагрузку:

$$\begin{aligned} P_{P\Sigma} := & P_{P1} + P_{P2} + P_{P3} + P_{P4} + P_{P5} + P_{P6} + P_{P7} + P_{P8} + P_{P9} + P_{P10} + P_{P11} \dots = 2.096 \times 10^3 \\ & + P_{P12} + P_{P13} + P_{P14} + P_{P15} + P_{P16} + P_{P17} + P_{P18} + P_{P19} + P_{P20} + P_{P21} \dots \\ & + P_{P22} + P_{P23} + P_{P24} + P_{P25} + P_{\text{осв}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{P\Sigma} := & Q_{P1} + Q_{P2} + Q_{P3} + Q_{P4} + Q_{P5} + Q_{P6} + Q_{P7} + Q_{P8} + Q_{P9} + Q_{P10} + Q_{P11} \dots = 1.437 \times 10^3 \\ & + Q_{P12} + Q_{P13} + Q_{P14} + Q_{P15} + Q_{P16} + Q_{P17} + Q_{P18} + Q_{P19} + Q_{P20} + Q_{P21} \dots \\ & + Q_{P22} + Q_{P23} + Q_{P24} + Q_{P25} + Q_{\text{осв}} \end{aligned}$$

Определяем полную нагрузку:

$$S_p := \sqrt{P_{P\Sigma}^2 + Q_{P\Sigma}^2} = 2.541 \times 10^3$$

Проверка выбранных трансформаторов по коэффициенту загрузки:

Расчетная мощность трансформатора ВТП - 14

$$K_z := 0.7 \quad \text{коэффициент загрузки, равный 0,7, если есть 1-я категория}$$

$$N_T := 2$$

$$S_{Tr} := \frac{S_p}{K_z \cdot N_T} = 1.815 \times 10^3$$

К установке принимаем трансформатор ТСЗ - 2500/10

$$S_{T_{\text{ном}}} := 2500$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет ТП "ВТП - 14" в программе MathCad 15

Проверяем выбранный трансформатор по коэффициенту загрузки:

$$K_{з\text{факт}} := \frac{S_p}{S_{T\text{ном}} \cdot N_T} = 0.508$$

$$K_{з\text{пав}} := \frac{S_p}{S_{T\text{ном}}} = 1.017$$

Выбор компенсирующих устройств:

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать из сети ВН в сеть НН через силовой трансформатор ТП определяется по формуле:

для двухтрансформаторной ТП:

$$Q_T := \sqrt{(N_T \cdot K_z \cdot S_{T\text{ном}})^2 - P_p \Sigma^2} = 2.803 \times 10^3$$

Определяем суммарную мощность НКУ:

для двухтрансформаторной ТП:

$$Q_{\text{НКУ}} := Q_p \Sigma - Q_T = -1.366 \times 10^3$$

Определяется дополнительная мощность НКУ, обеспечивающая снижение потерь в электроэнергии в СЭС промышленного предприятия:

для двухтрансформаторной ТП:

$$Q_{\text{НКУ доп}} := Q_p \Sigma - Q_{\text{НКУ}} - \gamma \cdot S_{T\text{ном}} \cdot N_T$$

γ зависит от K_{p1} и K_{p2} , которые определяются в справочнике Федоров, Старкова, табл 4,6, стр 108

для тр-ра ТСЗ-2500/10

$$K_{p1} := 9$$

$$K_{p2} := 6$$

$$\gamma_{6300} := 0.38$$

$$Q_{\text{НКУ доп}} := Q_p \Sigma - Q_{\text{НКУ}} - \gamma_{6300} \cdot S_{T\text{ном}} \cdot N_T = 902.794$$

Суммарная мощность НКУ для ТП:

$$Q_{\text{НКУ}\Sigma} := Q_{\text{НКУ}} + Q_{\text{НКУ доп}} = -463.159$$

Установка конденсаторных установок не требуется

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет ТП "ВТП - 14" в программе MathCad 15

Выбор сечения кабелей ДГУ

$$\cos\phi := 0.9$$

$$U_{\text{номНН}} := 0.4$$

$$P_{\text{ном}} := 167.68$$

$$k_{\text{ср}} := 1 \quad \text{Кэф-т учёта температуры окр. среды}$$

$$k_{\text{пр}} := 1 \quad \text{Кэф-т учёта количества кабелей в одной траншее и расстояние между ними. Принимаем что в одной траншее залегает 1 кабель}$$

$$I_{\text{рДГУ}} := \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot \cos\phi} = 268.917$$

К установке принимаем кабель марки ВБбШв с сечением жилы 70 мм²

$$I_{\text{допДГУ}} := 275$$

$$k_{\text{ср}} \cdot k_{\text{пр}} \cdot I_{\text{допДГУ}} = 275$$

Выбор сечения кабелей ИБП

$$\cos\phi := 0.9$$

$$U_{\text{номНН}} := 0.4$$

$$P_{\text{ном}} := 41.92$$

$$k_{\text{ср}} := 1 \quad \text{Кэф-т учёта температуры окр. среды}$$

$$k_{\text{пр}} := 1 \quad \text{Кэф-т учёта количества кабелей в одной траншее и расстояние между ними. Принимаем что в одной траншее залегает 1 кабель}$$

$$I_{\text{рИБП}} := \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot \cos\phi} = 67.229$$

К установке принимаем 1 кабель марки ВБбШв с сечением жилы 10 мм²

$$I_{\text{допИБП}} := 90$$

$$k_{\text{ср}} \cdot k_{\text{пр}} \cdot I_{\text{допИБП}} = 90$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет ТП "ВТП - 14" в программе MathCad 15

Выбор сечения кабелей ЭП

$k_{срв} := 1$ Коэф-т учёта температуры окр. среды

$k_{мвр} := 1$ Коэф-т учёта количества кабелей в одной траншее и расстояние между ними. Принимаем что в одной траншее залегает 1 кабель

ЭП – 1

$$I_{p1} := \frac{P_{p1}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_1} = 1.804$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 1,5 мм²

$$I_{доп.1} := 27$$

ЭП – 2

$$I_{p2} := \frac{P_{p2}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_2} = 385.466$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 150 мм²

$$I_{доп.2} := 435$$

ЭП – 3

$$I_{p3} := \frac{P_{p3}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_3} = 458.484$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 185 мм²

$$I_{доп.3} := 500$$

ЭП – 4

$$I_{p4} := \frac{P_{p4}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_4} = 133.809$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 25 мм²

$$I_{доп.4} := 150$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет ТП "ВТП - 14" в программе MathCad 15

ЭП – 5

$$I_{p5} := \frac{P_{p5}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_5} = 3.564$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 1,5 мм²

$$I_{доп.5} := 27$$

ЭП – 6

$$I_{p6} := \frac{P_{p6}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_6} = 24.718$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 1,5 мм²

$$I_{доп.6} := 27$$

ЭП – 7

$$I_{p7} := \frac{P_{p7}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_7} = 87.634$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 10 мм²

$$I_{доп.7} := 90$$

ЭП – 8

$$I_{p8} := \frac{P_{p8}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_8} = 62.778$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 10 мм²

$$I_{доп.8} := 90$$

ЭП – 9

$$I_{p9} := \frac{P_{p9}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_9} = 48.84$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 4 мм²

$$I_{доп.9} := 49$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет ТП "ВТП - 14" в программе MathCad 15

ЭП – 10

$$I_{p10} := \frac{P_{p10}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_{10}} = 108.253$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 16 мм²

$$I_{доп.10} := 115$$

ЭП – 11

$$I_{p11} := \frac{P_{p11}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_{11}} = 385.466$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 120 мм²

$$I_{доп.11} := 435$$

ЭП – 12

$$I_{p12} := \frac{P_{p12}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_{12}} = 49.977$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 6 мм²

$$I_{доп.12} := 60$$

ЭП – 13

$$I_{p13} := \frac{P_{p13}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_{13}} = 108.253$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 16 мм²

$$I_{доп.13} := 115$$

ЭП – 14

$$I_{p14} := \frac{P_{p14}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot \cos\phi_{14}} = 111.862$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 16 мм²

$$I_{доп.14} := 115$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет ТП "ВТП - 14" в программе MathCad 15

ЭП – 15

$$I_{p15} := \frac{P_{p15}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМНН}} \cdot \cos\phi_{15}} = 225.527$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 70 мм²

$$I_{\text{доп.15}} := 275$$

ЭП – 16

$$I_{p16} := \frac{P_{p16}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМНН}} \cdot \cos\phi_{16}} = 37.849$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 2,5 мм²

$$I_{\text{доп.16}} := 38$$

ЭП – 17

$$I_{p17} := \frac{P_{p17}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМНН}} \cdot \cos\phi_{17}} = 48.914$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 4 мм²

$$I_{\text{доп.17}} := 49$$

ЭП – 18

$$I_{p18} := \frac{P_{p18}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМНН}} \cdot \cos\phi_{18}} = 67.924$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 10 мм²

$$I_{\text{доп.18}} := 90$$

ЭП – 19

$$I_{p19} := \frac{P_{p19}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМНН}} \cdot \cos\phi_{19}} = 12.028$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 1,5 мм²

$$I_{\text{доп.19}} := 27$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет ТП "ВТП - 14" в программе MathCad 15

ЭП – 20

$$I_{p20} := \frac{P_{p20}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМНН}} \cdot \cos\phi_{20}} = 10.189$$

К установке принимаем кабель марки ВБбШв с сечением жилы 1,5 мм²

$$I_{\text{доп.20}} := 27$$

ЭП – 21

$$I_{p21} := \frac{P_{p21}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМНН}} \cdot \cos\phi_{21}} = 720.975$$

К установке принимаем 2 кабеля марки ВБбШв с сечением жилы 120 мм²

$$I_{p21'} := \frac{I_{p21}}{2} = 360.488$$

$$I_{\text{доп.21}} := 385$$

ЭП – 22

$$I_{p22} := \frac{P_{p22}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМНН}} \cdot \cos\phi_{22}} = 8.49$$

К установке принимаем кабель марки ВБбШв с сечением жилы 1,5 мм²

$$I_{\text{доп.22}} := 27$$

ЭП – 23

$$I_{p23} := \frac{P_{p23}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМНН}} \cdot \cos\phi_{23}} = 169.809$$

К установке принимаем кабель марки ВБбШв с сечением жилы 35 мм²

$$I_{\text{доп.23}} := 180$$

ЭП – 24

$$I_{p24} := \frac{P_{p24}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМНН}} \cdot \cos\phi_{24}} = 33.378$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет ТП "ВТП - 14" в программе MathCad 15

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 2,5 мм²

$$I_{\text{доп.24}} := 38$$

ЭП – 25

$$I_{p25} := \frac{P_{p25}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номнн}} \cdot \cos\phi_{25}} = 1.804$$

К установке принимаем кабель марки ВББШв с сечением жилы 1,5 мм²

$$I_{\text{доп.25}} := 27$$

Удельное сопротивление каждого сечения, мОм/м

$$r_{70} := 0.26$$

$$r_{10} := 1.84$$

$$x_{70} := 0.0612$$

$$x_{10} := 0.073$$

Длины линий

$$l_{\text{ДГУ}} := 120$$

$$l_{\text{ИБП}} := 60$$

Проверка кабелей по потере напряжения:

$$\Delta U_{\text{ДГУ}} := \left(\frac{\sqrt{3} \cdot I_{p\text{ДГУ}} \cdot l_{\text{ДГУ}}}{400} \right) \cdot (r_{70} + x_{70}) \cdot 10^{-3} \cdot 100 = 4.488$$

$$\Delta U_{\text{ИБП}} := \left(\frac{\sqrt{3} \cdot I_{p\text{ИБП}} \cdot l_{\text{ИБП}}}{400} \right) \cdot (r_{10} + x_{10}) \cdot 10^{-3} \cdot 100 = 3.341$$

Потеря мощности:

$$\Delta P_{\text{ДГУ}} := 3 \cdot I_{p\text{ДГУ}}^2 \cdot (r_{70} + x_{70}) \cdot l_{\text{ДГУ}} \cdot 10^{-6} = 8.362$$

$$\tau := \left(0.124 + \frac{500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 265.218$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет ТП "ВТП - 14" в программе MathCad 15

$$\Delta W_{\text{ДГУ}} := \tau \cdot \Delta P_{\text{ДГУ}} = 2.218 \times 10^3$$

$$\Delta P_{\text{ИБП}} := 3 \cdot I_{\text{ИБП}}^2 \cdot (r_{10} + x_{10}) \cdot l_{\text{ИБП}} \cdot 10^{-6} = 1.556$$

$$\Delta W_{\text{ИБП}} := \tau \cdot \Delta P_{\text{ИБП}} = 412.768$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Е
Расчет ТП "ВТП - 18" в программе MathCad 15

Исходные данные:

$P_{p1} := 472$	$P_{p8} := 1164$	$\cos\phi_1 := 0.8$	$\cos\phi_8 := 0.8$
$P_{p2} := 1164$	$P_{p9} := 335$	$\cos\phi_2 := 0.8$	$\cos\phi_9 := 0.8$
$P_{p3} := 964$	$P_{p10} := 75.4$	$\cos\phi_3 := 0.8$	$\cos\phi_{10} := 0.8$
$P_{p4} := 1.2$	$P_{p11} := 2.5$	$\cos\phi_4 := 0.8$	$\cos\phi_{11} := 0.96$
$P_{p5} := 2.3$		$\cos\phi_5 := 0.96$	
$P_{p6} := 2.5$		$\cos\phi_6 := 0.96$	
$P_{p7} := 964$		$\cos\phi_7 := 0.8$	

Определяем tgφ для каждого потребителя:

$\text{tg}\phi_1 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_1)) = 0.75$	$\text{tg}\phi_8 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_8)) = 0.75$
$\text{tg}\phi_2 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_2)) = 0.75$	$\text{tg}\phi_9 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_9)) = 0.75$
$\text{tg}\phi_3 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_3)) = 0.75$	$\text{tg}\phi_{10} := \tan(\text{acos}(\cos\phi_{10})) = 0.75$
$\text{tg}\phi_4 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_4)) = 0.75$	$\text{tg}\phi_{11} := \tan(\text{acos}(\cos\phi_{11})) = 0.292$
$\text{tg}\phi_5 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_5)) = 0.292$	
$\text{tg}\phi_6 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_6)) = 0.292$	
$\text{tg}\phi_7 := \tan(\text{acos}(\cos\phi_7)) = 0.75$	

Рассчитываем реактивную расчетную мощность:

$Q_{p1} := P_{p1} \cdot \text{tg}\phi_1 = 354$	$Q_{p8} := P_{p8} \cdot \text{tg}\phi_8 = 873$
$Q_{p2} := P_{p2} \cdot \text{tg}\phi_2 = 873$	$Q_{p9} := P_{p9} \cdot \text{tg}\phi_9 = 251.25$
$Q_{p3} := P_{p3} \cdot \text{tg}\phi_3 = 723$	$Q_{p10} := P_{p10} \cdot \text{tg}\phi_{10} = 56.55$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е
Расчет ТП "ВТП - 18" в программе MathCad 15

$$Q_{p4} := P_{p4} \cdot \operatorname{tg}\phi_4 = 0.9$$

$$Q_{p11} := P_{p11} \cdot \operatorname{tg}\phi_{11} = 0.729$$

$$Q_{p5} := P_{p5} \cdot \operatorname{tg}\phi_5 = 0.671$$

$$Q_{p6} := P_{p6} \cdot \operatorname{tg}\phi_6 = 0.729$$

$$Q_{p7} := P_{p7} \cdot \operatorname{tg}\phi_7 = 723$$

Расчет осветительной нагрузки:

$$P_{\text{осв}} := 50 \cdot 75 \cdot 0.024 \cdot 0.85 = 76.5$$

$$Q_{\text{осв}} := P_{\text{осв}} \cdot 0.88 = 67.32$$

Определяем суммарную расчетную нагрузку:

$$P_{p\Sigma} := P_{p1} + P_{p2} + P_{p3} + P_{p4} + P_{p5} + P_{p6} + P_{p7} + P_{p8} + P_{p9} + P_{p10} + P_{p11} \dots = 5.223 \times 10^3 \\ + P_{\text{осв}}$$

$$Q_{p\Sigma} := Q_{p1} + Q_{p2} + Q_{p3} + Q_{p4} + Q_{p5} + Q_{p6} + Q_{p7} + Q_{p8} + Q_{p9} + Q_{p10} + Q_{p11} \dots = 3.924 \times 10^3 \\ + Q_{\text{осв}}$$

Определяем полную нагрузку:

$$S_p := \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} = 6.533 \times 10^3$$

Проверка выбранных трансформаторов по коэффициенту загрузки:

Расчетная мощность трансформатора ВТП - 18

$$K_z := 0.7 \quad \text{коэффициент загрузки, равный 0,7, если есть 1-я категория}$$

$$N_T := 2$$

$$S_{Tr} := \frac{S_p}{K_z \cdot N_T} = 4.667 \times 10^3$$

К установке принимаем трансформатор ТСЗ - 6300/10

$$S_{T_{\text{ном}}} := 6300$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е Расчет ТП "ВТП - 18" в программе MathCad 15

Проверяем выбранный трансформатор по коэффициенту загрузки:

$$K_{з\text{факт}} := \frac{S_p}{S_{T_{\text{ном}}} \cdot N_T} = 0.519$$

$$K_{з\text{пав}} := \frac{S_p}{S_{T_{\text{ном}}}} = 1.037$$

Выбор компенсирующих устройств:

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать из сети ВН в сеть НН через силовой трансформатор ТП определяется по формуле:

для двухтрансформаторной ТП:

$$Q_T := \sqrt{(N_T \cdot K_z \cdot S_{T_{\text{ном}}})^2 - P_p \Sigma^2} = 7.107 \times 10^3$$

Определяем суммарную мощность НКУ:

для двухтрансформаторной ТП:

$$Q_{\text{НКУ}} := Q_p \Sigma - Q_T = -3.183 \times 10^3$$

Определяется дополнительная мощность НКУ, обеспечивающая снижение потерь в электроэнергии в СЭС промышленного предприятия:

для двухтрансформаторной ТП:

$$Q_{\text{НКУ}_{\text{доп}}} := Q_p \Sigma - Q_{\text{НКУ}} - \gamma \cdot S_{T_{\text{ном}}} \cdot N_T$$

γ зависит от K_{p1} и K_{p2} , которые определяются в справочнике Федоров, Старкова, табл 4,6, стр 108

для тр-ра ТСЗ-6300/10

$$K_{p1} := 9$$

$$K_{p2} := 15$$

$$\gamma_{6300} := 0.30$$

$$Q_{\text{НКУ}_{\text{доп}}} := Q_p \Sigma - Q_{\text{НКУ}} - \gamma_{6300} \cdot S_{T_{\text{ном}}} \cdot N_T = 3.327 \times 10^3$$

Суммарная мощность НКУ для ТП:

$$Q_{\text{НКУ}\Sigma} := Q_{\text{НКУ}} + Q_{\text{НКУ}_{\text{доп}}} = 144.149$$

К установке приняты две конденсаторные установки УКМ 58-0,4-75-25 УЗ с установкой на каждую секцию шин по 75 кВар

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж
Расчет ТП "БКТП - 7" в программе MathCad 15

Исходные данные:

$P_{p1} := 111.7$	$P_{p8} := 111.7$	$\cos\phi_1 := 0.98$	$\cos\phi_8 := 0.98$
$P_{p2} := 178.2$	$P_{p9} := 180.4$	$\cos\phi_2 := 0.98$	$\cos\phi_9 := 0.98$
$P_{p3} := 113.2$	$P_{p10} := 113.2$	$\cos\phi_3 := 0.98$	$\cos\phi_{10} := 0.98$
$P_{p4} := 121.2$	$P_{p11} := 121.2$	$\cos\phi_4 := 0.75$	$\cos\phi_{11} := 0.75$
$P_{p5} := 2$	$P_{p12} := 2$	$\cos\phi_5 := 0.86$	$\cos\phi_{12} := 0.86$
$P_{p6} := 2.3$	$P_{p13} := 2.3$	$\cos\phi_6 := 0.96$	$\cos\phi_{13} := 0.96$
$P_{p7} := 30$	$P_{p14} := 30$	$\cos\phi_7 := 0.8$	$\cos\phi_{14} := 0.8$

Определяем tgφ для каждого потребителя:

$\text{tg}\phi_1 := \tan(\arccos(\cos\phi_1)) = 0.203$	$\text{tg}\phi_8 := \tan(\arccos(\cos\phi_8)) = 0.203$
$\text{tg}\phi_2 := \tan(\arccos(\cos\phi_2)) = 0.203$	$\text{tg}\phi_9 := \tan(\arccos(\cos\phi_9)) = 0.203$
$\text{tg}\phi_3 := \tan(\arccos(\cos\phi_3)) = 0.203$	$\text{tg}\phi_{10} := \tan(\arccos(\cos\phi_{10})) = 0.203$
$\text{tg}\phi_4 := \tan(\arccos(\cos\phi_4)) = 0.882$	$\text{tg}\phi_{11} := \tan(\arccos(\cos\phi_{11})) = 0.882$
$\text{tg}\phi_5 := \tan(\arccos(\cos\phi_5)) = 0.593$	$\text{tg}\phi_{12} := \tan(\arccos(\cos\phi_{12})) = 0.593$
$\text{tg}\phi_6 := \tan(\arccos(\cos\phi_6)) = 0.292$	$\text{tg}\phi_{13} := \tan(\arccos(\cos\phi_{13})) = 0.292$
$\text{tg}\phi_7 := \tan(\arccos(\cos\phi_7)) = 0.75$	$\text{tg}\phi_{14} := \tan(\arccos(\cos\phi_{14})) = 0.75$

Рассчитываем реактивную расчетную мощность:

$Q_{p1} := P_{p1} \cdot \text{tg}\phi_1 = 22.682$	$Q_{p8} := P_{p8} \cdot \text{tg}\phi_8 = 22.682$
$Q_{p2} := P_{p2} \cdot \text{tg}\phi_2 = 36.185$	$Q_{p9} := P_{p9} \cdot \text{tg}\phi_9 = 36.632$
$Q_{p3} := P_{p3} \cdot \text{tg}\phi_3 = 22.986$	$Q_{p10} := P_{p10} \cdot \text{tg}\phi_{10} = 22.986$

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж
Расчет ТП "БКТП - 7" в программе MathCad 15

$$Q_{p4} := P_{p4} \cdot \operatorname{tg}\phi_4 = 106.888$$

$$Q_{p11} := P_{p11} \cdot \operatorname{tg}\phi_{11} = 106.888$$

$$Q_{p5} := P_{p5} \cdot \operatorname{tg}\phi_5 = 1.187$$

$$Q_{p12} := P_{p12} \cdot \operatorname{tg}\phi_{12} = 1.187$$

$$Q_{p6} := P_{p6} \cdot \operatorname{tg}\phi_6 = 0.671$$

$$Q_{p13} := P_{p13} \cdot \operatorname{tg}\phi_{13} = 0.671$$

$$Q_{p7} := P_{p7} \cdot \operatorname{tg}\phi_7 = 22.5$$

$$Q_{p14} := P_{p14} \cdot \operatorname{tg}\phi_{14} = 22.5$$

Расчет осветительной нагрузки:

$$P_{\text{осв}} := 150 \cdot 50 \cdot 0.024 \cdot 0.85 = 153$$

$$Q_{\text{осв}} := P_{\text{осв}} \cdot 0.88 = 134.64$$

Определяем суммарную расчетную нагрузку:

$$P_{p\Sigma} := P_{p1} + P_{p2} + P_{p3} + P_{p4} + P_{p5} + P_{p6} + P_{p7} + P_{p8} + P_{p9} + P_{p10} + P_{p11} \dots = 1.272 \times 10^3 \\ + P_{p12} + P_{p13} + P_{p14} + P_{\text{осв}}$$

$$Q_{p\Sigma} := Q_{p1} + Q_{p2} + Q_{p3} + Q_{p4} + Q_{p5} + Q_{p6} + Q_{p7} + Q_{p8} + Q_{p9} + Q_{p10} + Q_{p11} \dots = 561.284 \\ + Q_{p12} + Q_{p13} + Q_{p14} + Q_{\text{осв}}$$

Определяем полную нагрузку:

$$S_p := \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} = 1.391 \times 10^3$$

Проверка выбранных трансформаторов по коэффициенту загрузки:

Расчетная мощность трансформатора БКТП - 7

$$K_z := 0.7 \quad \text{коэффициент загрузки, равный 0,7, если есть 1-я категория}$$

$$N_T := 2$$

$$S_{Tr} := \frac{S_p}{K_z \cdot N_T} = 993.356$$

К установке принимаем трансформатор ТСЗ - 1000/10

$$S_{T_{\text{ном}}} := 1000$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж
Расчет ТП "БКТП - 7" в программе MathCad 15

Проверяем выбранный трансформатор по коэффициенту загрузки:

$$K_{з\text{факт}} := \frac{S_p}{S_{T\text{ном}} \cdot N_T} = 0.695$$

$$K_{з\text{пав}} := \frac{S_p}{S_{T\text{ном}}} = 1.391$$

Выбор компенсирующих устройств:

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать из сети ВН в сеть НН через силовой трансформатор ТП определяется по формуле:

для двухтрансформаторной ТП:

$$Q_T := \sqrt{(N_T \cdot K_z \cdot S_{T\text{ном}})^2 - P_p \Sigma^2} = 583.951$$

Определяем суммарную мощность НКУ:

для двухтрансформаторной ТП:

$$Q_{\text{НКУ}} := Q_p \Sigma - Q_T = -22.666$$

Определяется дополнительная мощность НКУ, обеспечивающая снижение потерь в электроэнергии в СЭС промышленного предприятия:

для двухтрансформаторной ТП:

$$Q_{\text{НКУдоп}} := Q_p \Sigma - Q_{\text{НКУ}} - \gamma \cdot S_{T\text{ном}} \cdot N_T$$

γ зависит от K_{p1} и K_{p2} , которые определяются в справочнике Федоров, Старкова, табл 4,6, стр 108

для тр-ра ТСЗ-1000/10

$$K_{p1} := 9$$

$$K_{p2} := 5$$

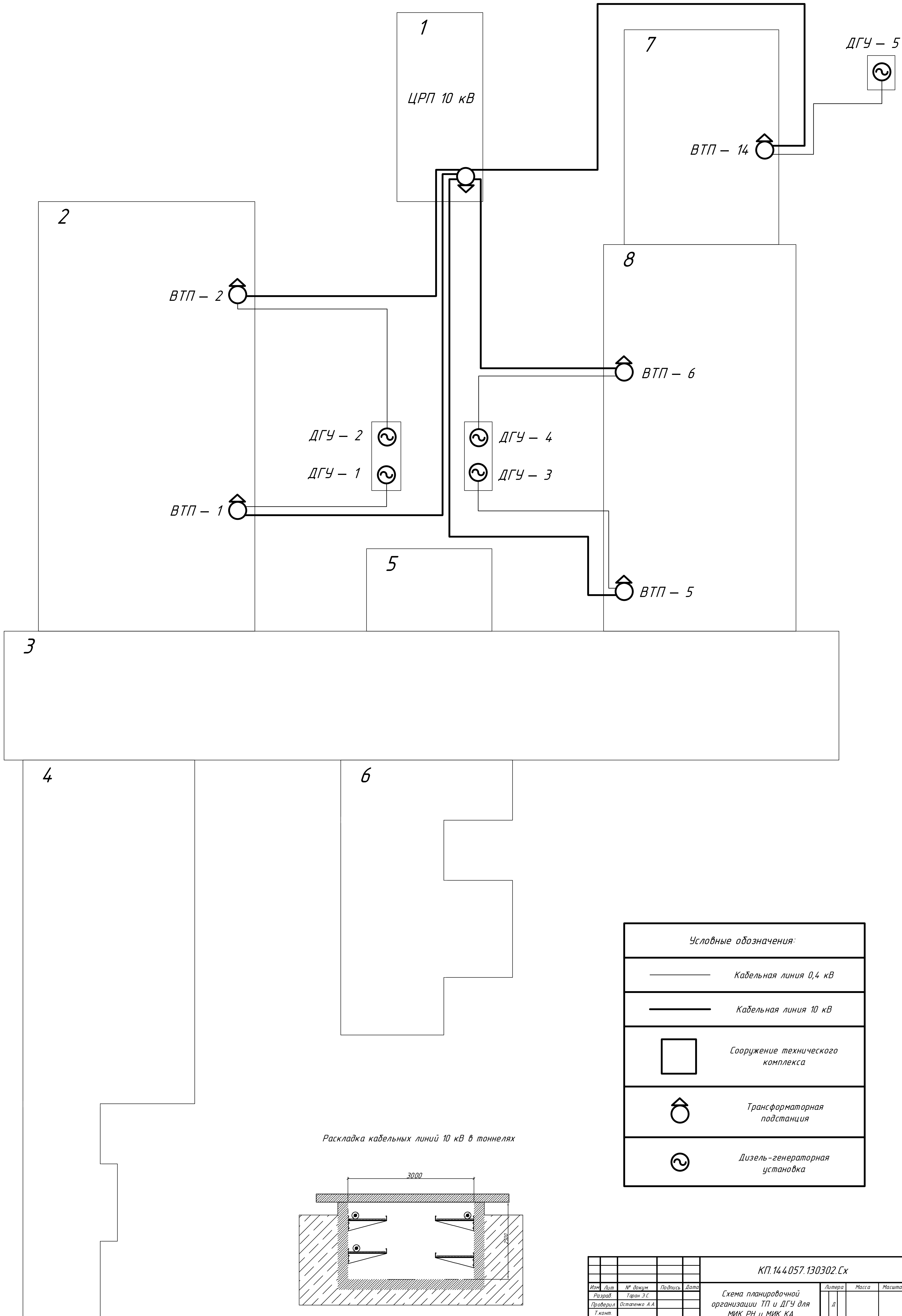
$$\gamma_{6300} := 0.4$$

$$Q_{\text{НКУдоп}} := Q_p \Sigma - Q_{\text{НКУ}} - \gamma_{6300} \cdot S_{T\text{ном}} \cdot N_T = -216.049$$

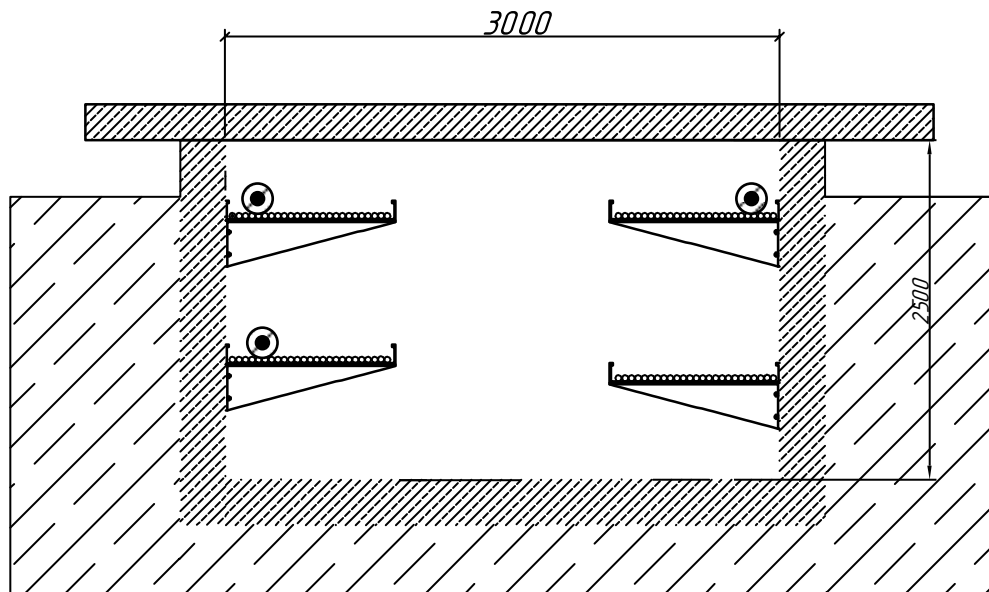
Суммарная мощность НКУ для ТП:

$$Q_{\text{НКУ}\Sigma} := Q_{\text{НКУ}} + Q_{\text{НКУдоп}} = -238.716$$

Установка конденсаторных установок не требуется



Раскладка кабельных линий 10 кВ в тоннелях



Условные обозначения:

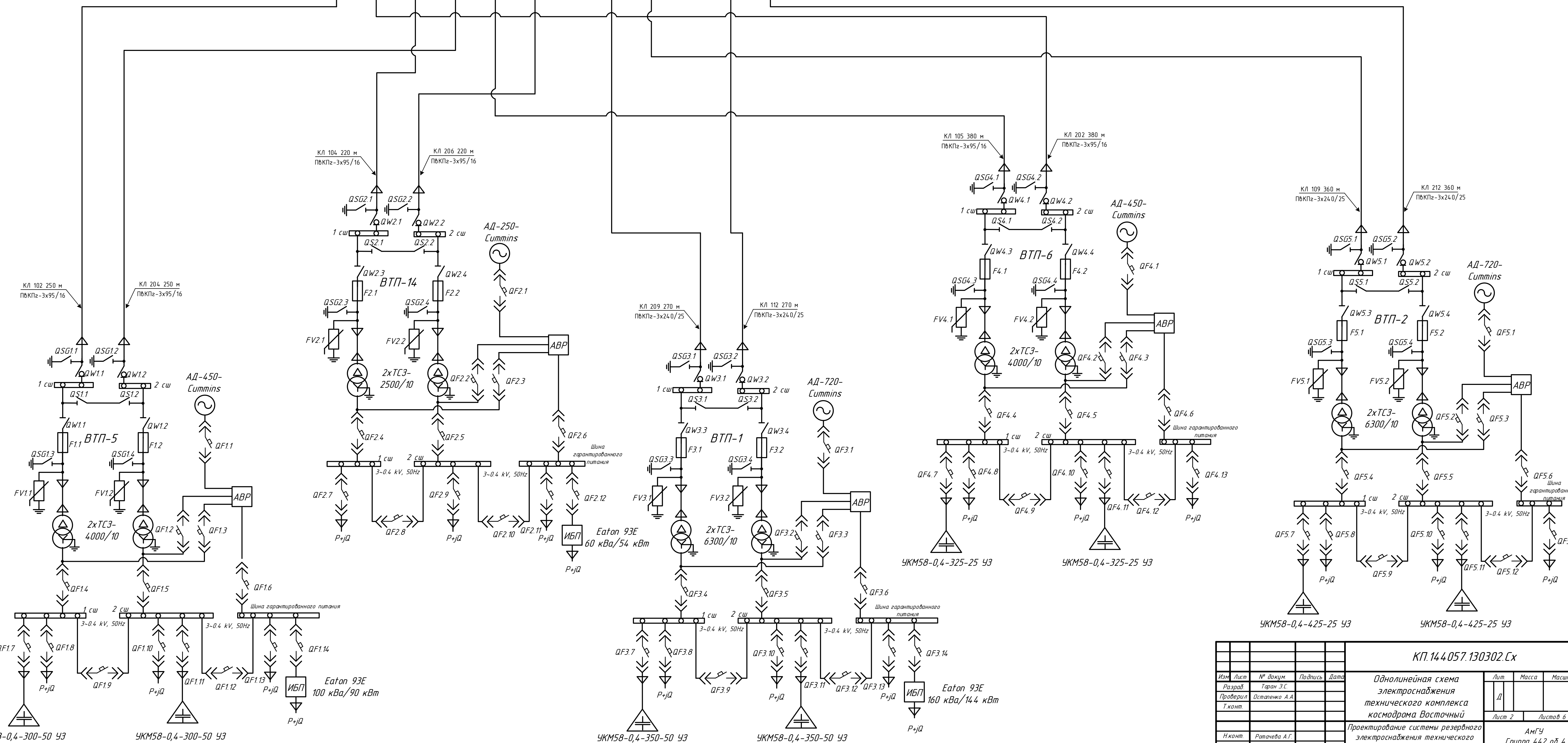
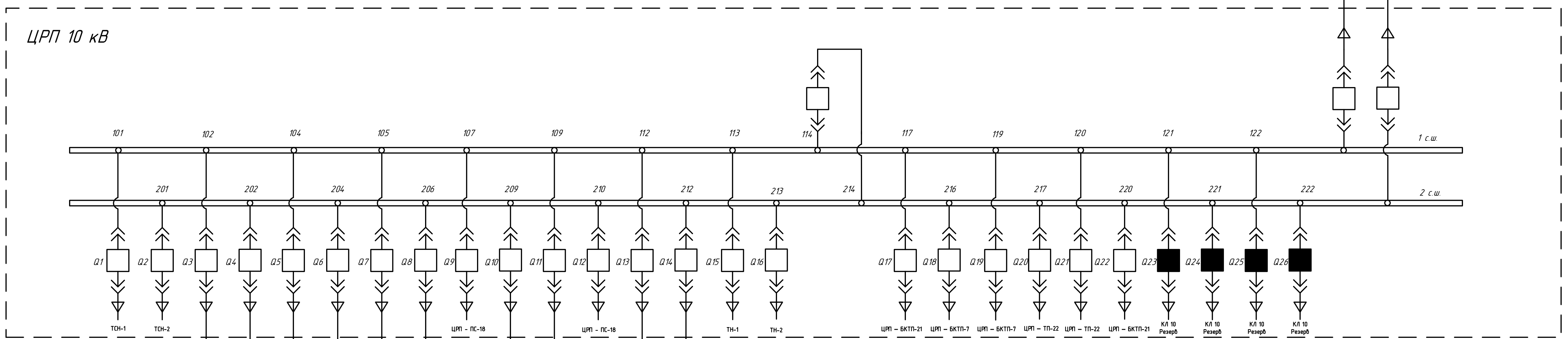
	Кабельная линия 0,4 кВ
	Кабельная линия 10 кВ
	Сооружение технического комплекса
	Трансформаторная подстанция
	Дизель-генераторная установка

КП.14.057.130302.Сх					Литера	Масса	Масштаб
Изм.	Лит	№ докум	Подпись	Дата	д		
Разработ		Таран Э.С.					
Проверил		Всетаева А.А.					
Т.конт.					Лист 1	Листов 6	
Н.конт.		Ратичева А.Г.			АМГУ		
Утв.		Савина Н.В.			Группа 442-об4		
Схема планировочной организации ТП и ДГУ для МИК РН и МИК КА					Проектирование системы резервного электроснабжения технического комплекса космодрома Восточный		

ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ТК 10/0,4 кВ

Сборные шины
10 кВ

Выключатель
ВВ-VD4-10 кВ

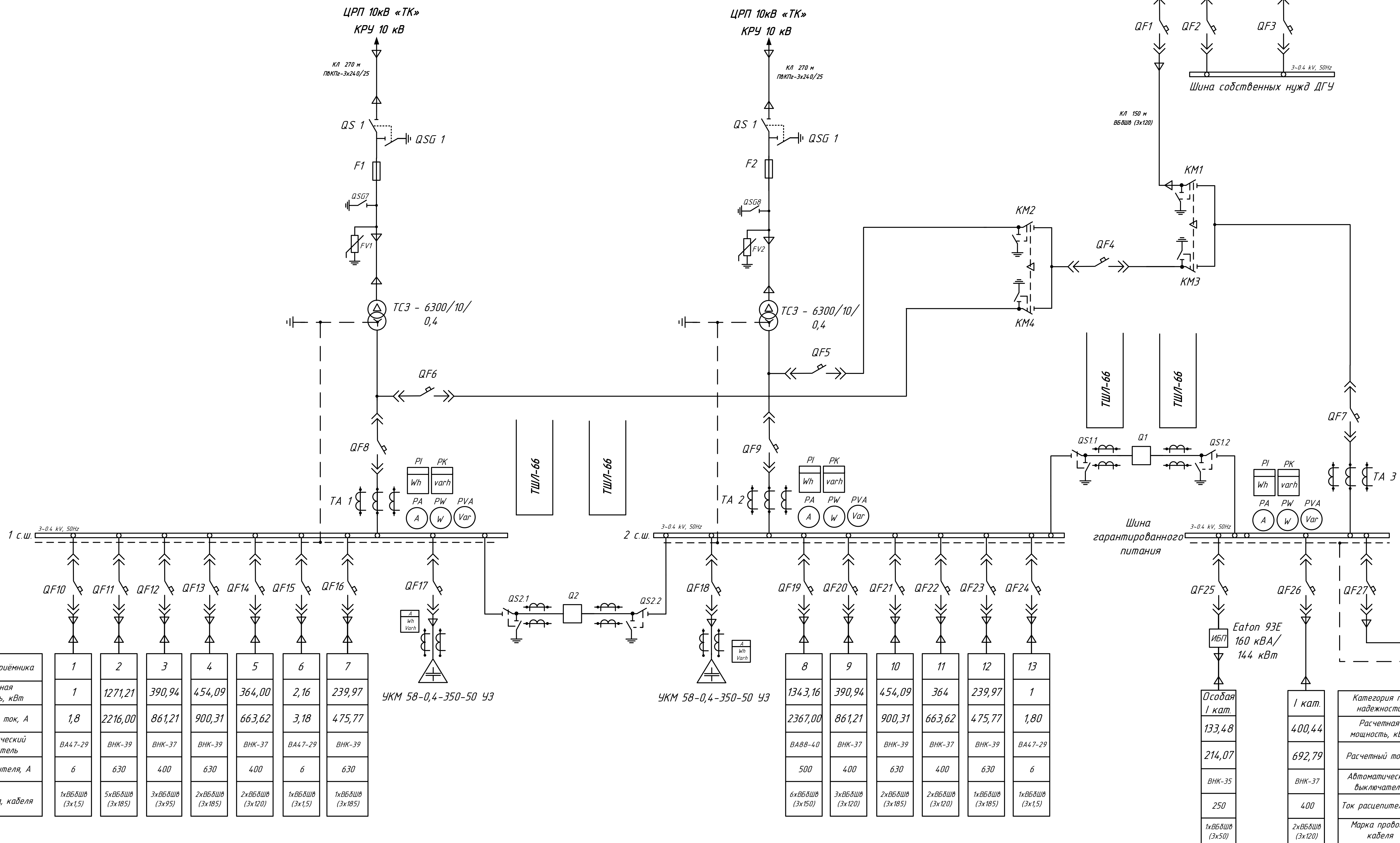


КЛ 14.057.130302.Сх				Лит. Масса Масштаб			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лит.	Масса	Масштаб
Разработ		Таран Э.С.			Д		
Проверил		Остапенко А.А.					
Т.конт.					Лист 2	Листов 6	
Н.конт.	Ратичева А.Г.				АМГУ		
Утв.	Савина Н.В.				Группа 4.4.2 од 4		

Однолинейная схема
электропитания
технического комплекса
космонавта Восточный

Проектирование системы резервного
электропитания технического
комплекса космонавта Восточный

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СХЕМА ВТП №1



№ Электроприёмника	1	2	3	4	5	6	7
Расчетная мощность, кВт	1	1271,21	390,94	454,09	364,00	2,16	239,97
Расчётный ток, А	1,8	2216,00	861,21	900,31	663,62	3,18	475,77
Автоматический выключатель	ВА47-29	ВНК-39	ВНК-37	ВНК-39	ВНК-37	ВА47-29	ВНК-39
Ток расцепителя, А	6	630	400	630	400	6	630
Марка провода, кабеля	1хВБ6ШВ (3x1,5)	5хВБ6ШВ (3x185)	3хВБ6ШВ (3x95)	2хВБ6ШВ (3x185)	2хВБ6ШВ (3x120)	1хВБ6ШВ (3x1,5)	1хВБ6ШВ (3x185)

УКМ 58-0,4-350-50 43

УКМ 58-0,4-350-50 43

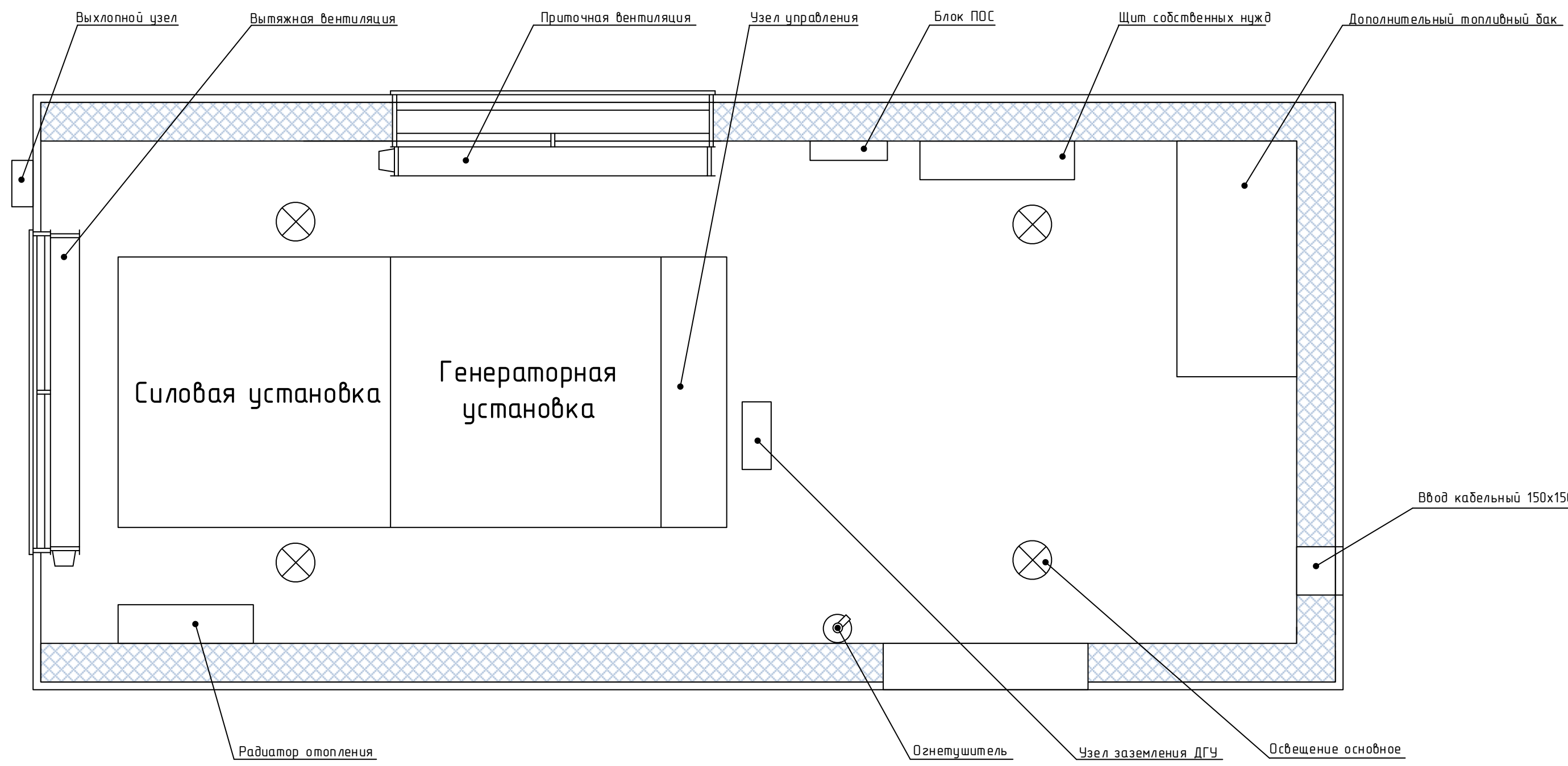
	8	9	10	11	12	13
Расчетная мощность, кВт	1343,16	390,94	454,09	364	239,97	1
Расчётный ток, А	2367,00	861,21	900,31	663,62	475,77	1,80
Автоматический выключатель	ВА88-40	ВНК-37	ВНК-39	ВНК-37	ВНК-39	ВА47-29
Ток расцепителя, А	500	400	630	400	630	6
Марка провода, кабеля	6хВБ6ШВ (3x150)	3хВБ6ШВ (3x120)	2хВБ6ШВ (3x185)	2хВБ6ШВ (3x120)	1хВБ6ШВ (3x185)	1хВБ6ШВ (3x1,5)

Особая I кат.	I кат.
133,48	400,44
214,07	692,79
ВНК-35	ВНК-37
250	400
1хВБ6ШВ (3x50)	2хВБ6ШВ (3x120)

Категория по надежности	Расчетная мощность, кВт	Расчётный ток, А	Автоматический выключатель	Ток расцепителя, А	Марка провода, кабеля

ВКР.14.057.130302.Сх					
Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Литера
Разработчик	Таран Э.С.				Д
Проектировщик	Остапенко А.А.				
Т.конт.					
Н.конт.	Ратичева А.Г.				
Умб.	Савина Н.В.				
Однoliniейная электрическая схема ВТП - 1 10/0,4 кВ					Лист 3
Проектирование системы резервного электроснабжения технического комплекса космодрома Восточный					Лист 6
					АМГУ Группа 442-084

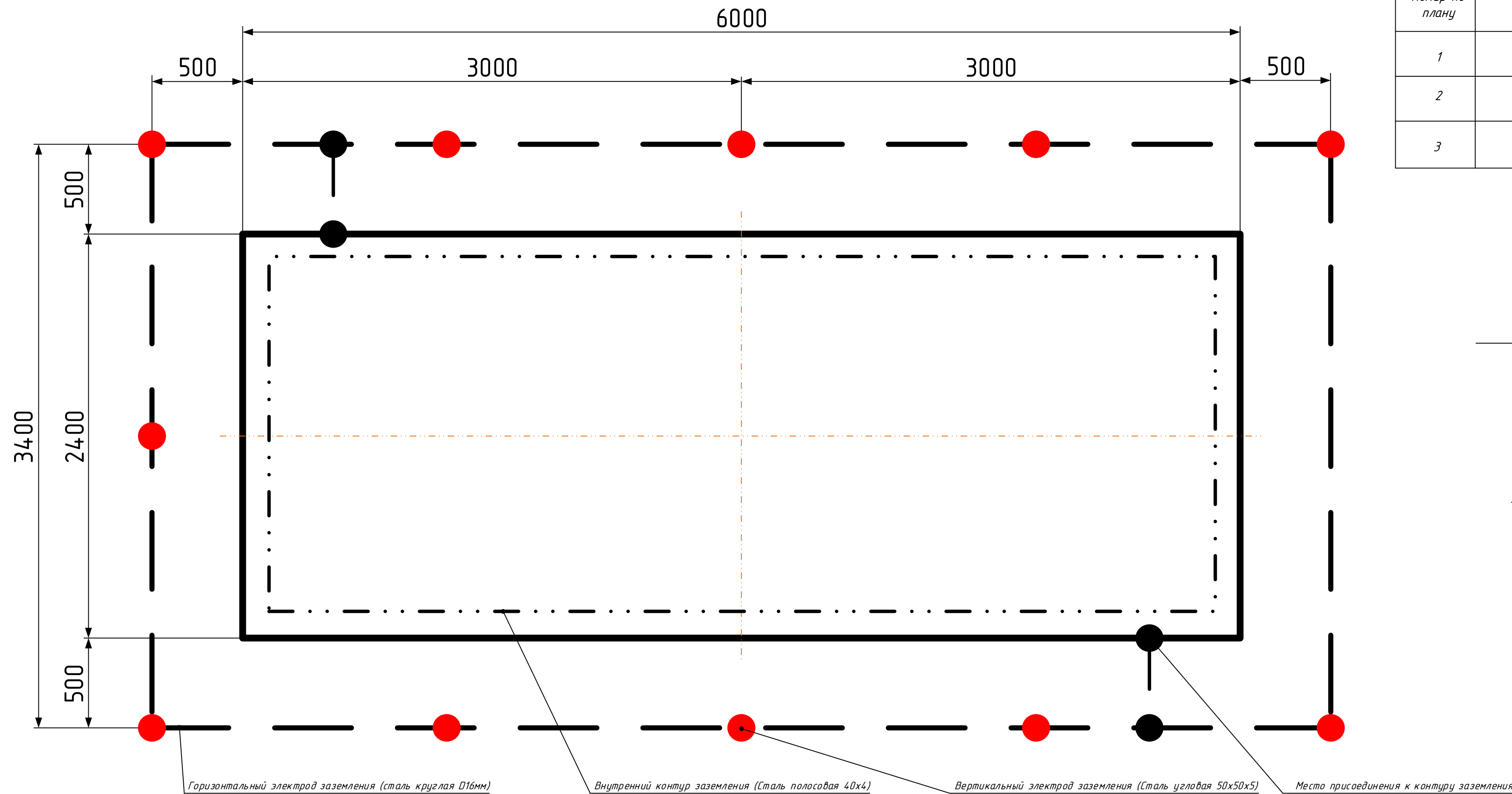
План размещения оборудования в контейнере ДГУ 0,4 кВ



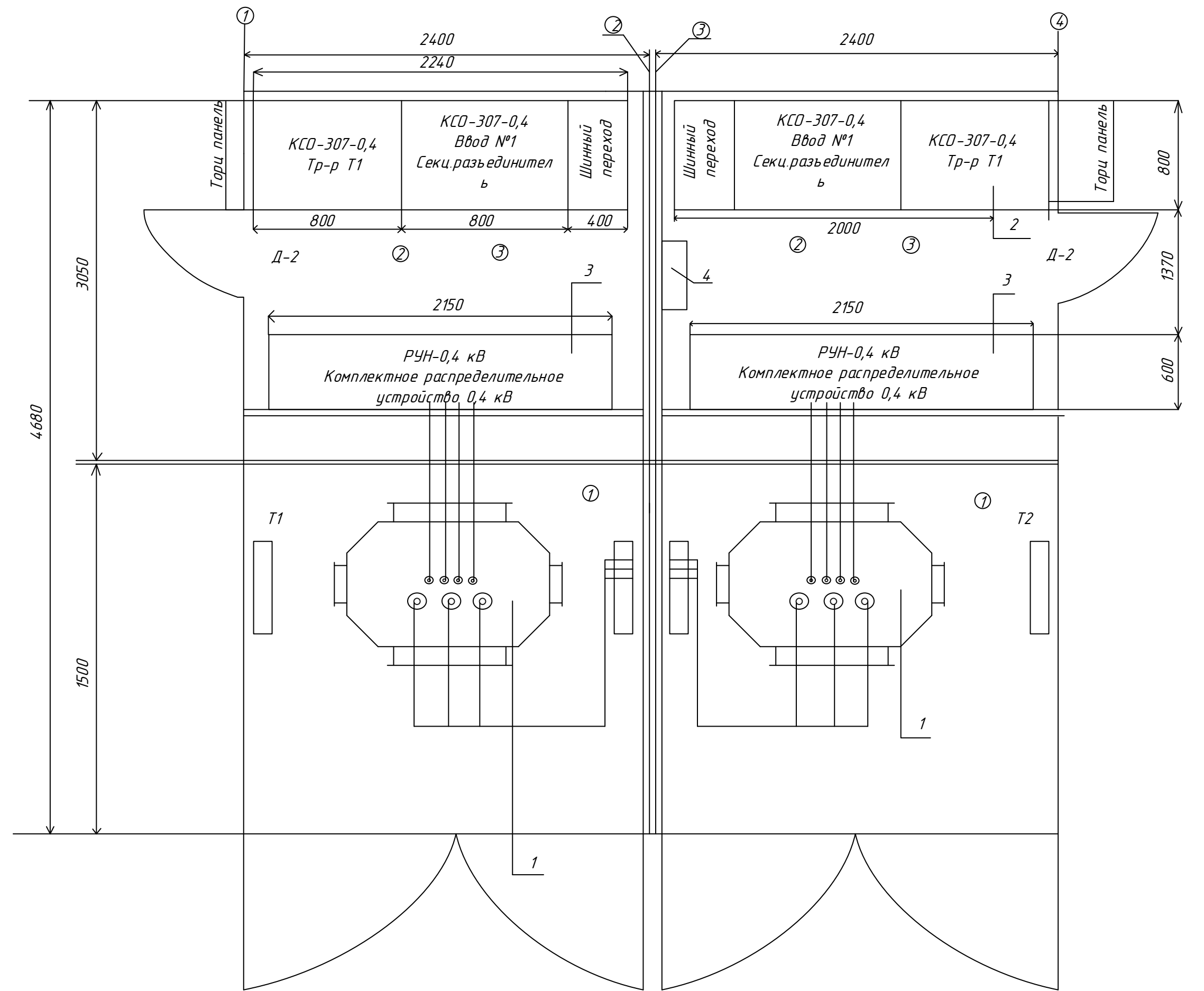
Примечания:

1. Наружное покрытие контейнера: краска RAL.
2. Пол внутри контейнера: грунт (серый).
3. Стены и потолок контейнера: обшивка из профлистного листа С8 белого цвета и слой теплошумоизоляции 100 мм.
4. Наличие влагопроницаемого подпольного пространства с теплоизоляцией 100 мм, закрытого металлическими листами толщиной 1,2 мм, сваренными сплошным швом между собой и по периметру основания корпуса.

Схема заземления контейнера ДГУ 0,4 кВ



План размещения оборудования ТП 10 кВ



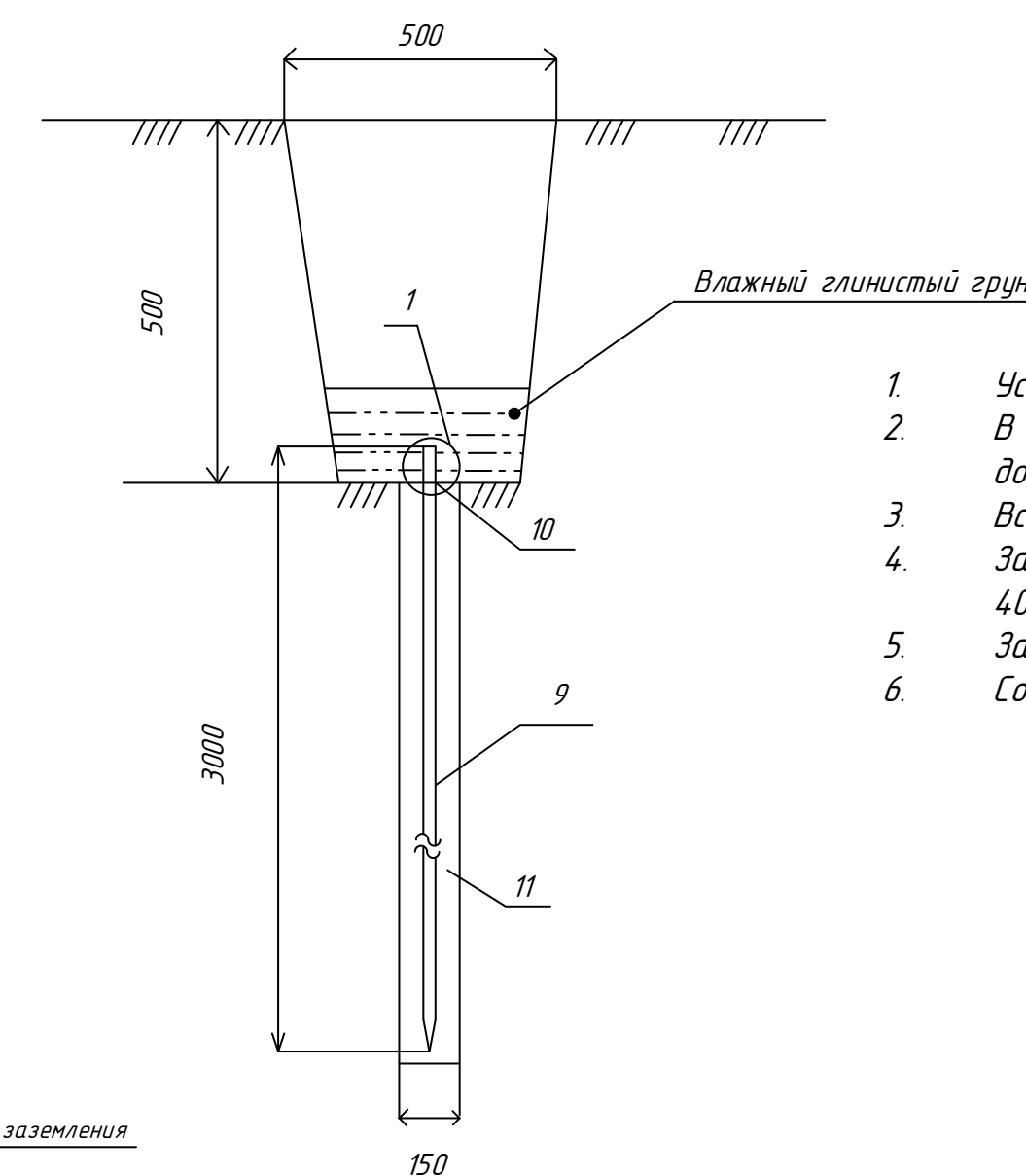
Экспликация помещений

Номер по плану	Наименование	Площадь, кв м
1	Камера силового трансформатора	3,36
2	Помещение РУ 10 кВ	6,83
3	Помещение РУ 0,4 кВ	

Наименование оборудования

Поз	Обозначение	Наименование	Кол. шт.
1	ТСЗ-6300 10/0,4 кВ	Трансформатор трехфазный, сухой, в защитном кожухе	2
2	КСО-307	Блок вводно-секционный	2
3	РУ-0,4 кВ (ЩО-70)	Комплектно-распределительное устройство 0,4 кВ	2
4	ЯСН	Ящик собственных нужд	2

Вертикальный электрод заземления

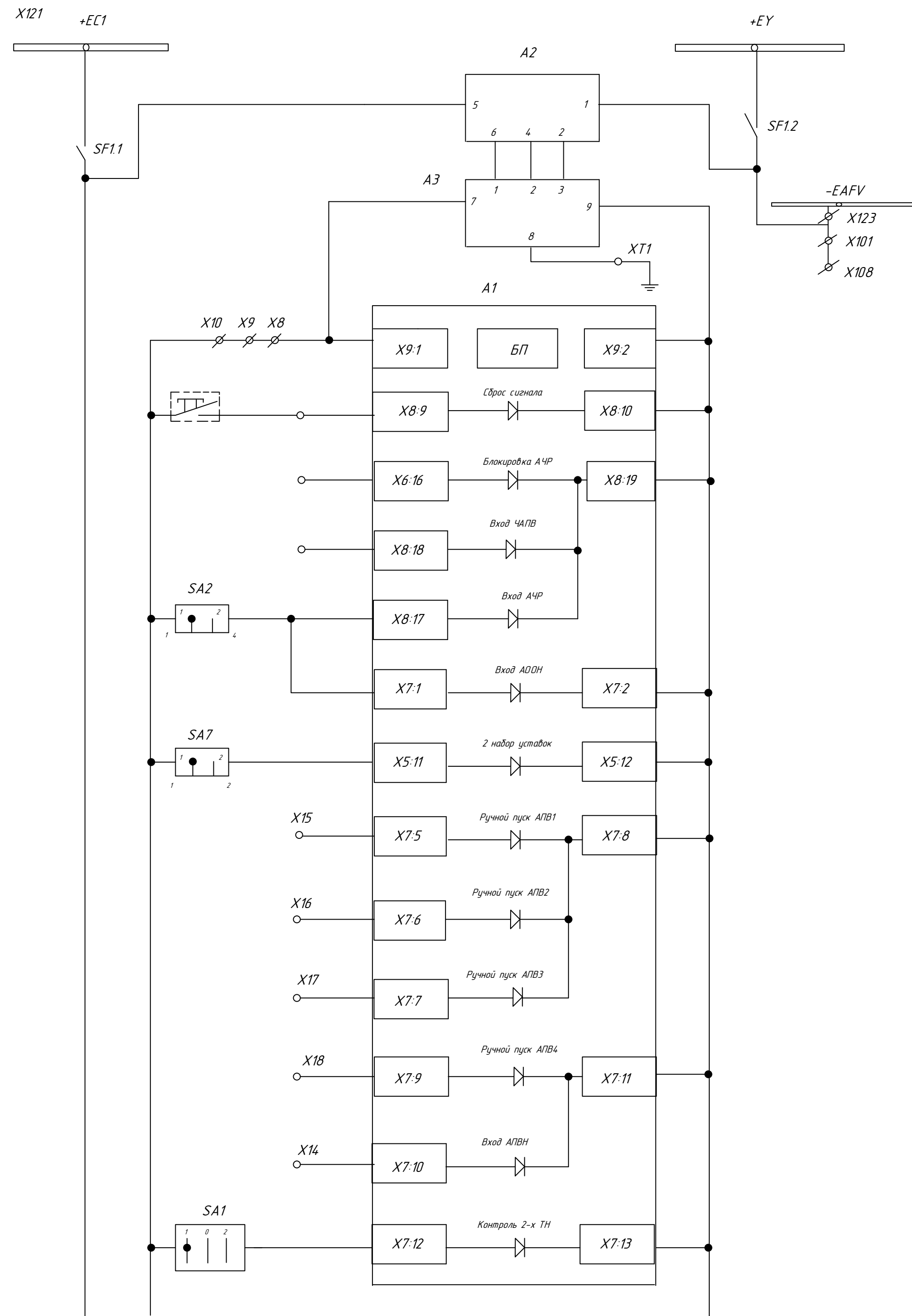


Примечания:

1. Устройство заземления выполнить в соответствии со СНиП 3.05.06-96
2. В соответствии с ПУЭ для заземления электроустановок в первую очередь должны быть использованы естественные заземлители.
3. Все соединения заземляющего контура выполнить электросваркой внахлест.
4. Заземление нейтралей трансформаторов выполнить полосовой сталью сечением 40x4 мм, а корпусов трансформаторов гибким медным проводником МГ сечением 25 кв.мм.
5. Заземление камер РУВН и РУНН осуществить приваркой их к опорным металлоконструкциям.
6. Сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 4 Ом.

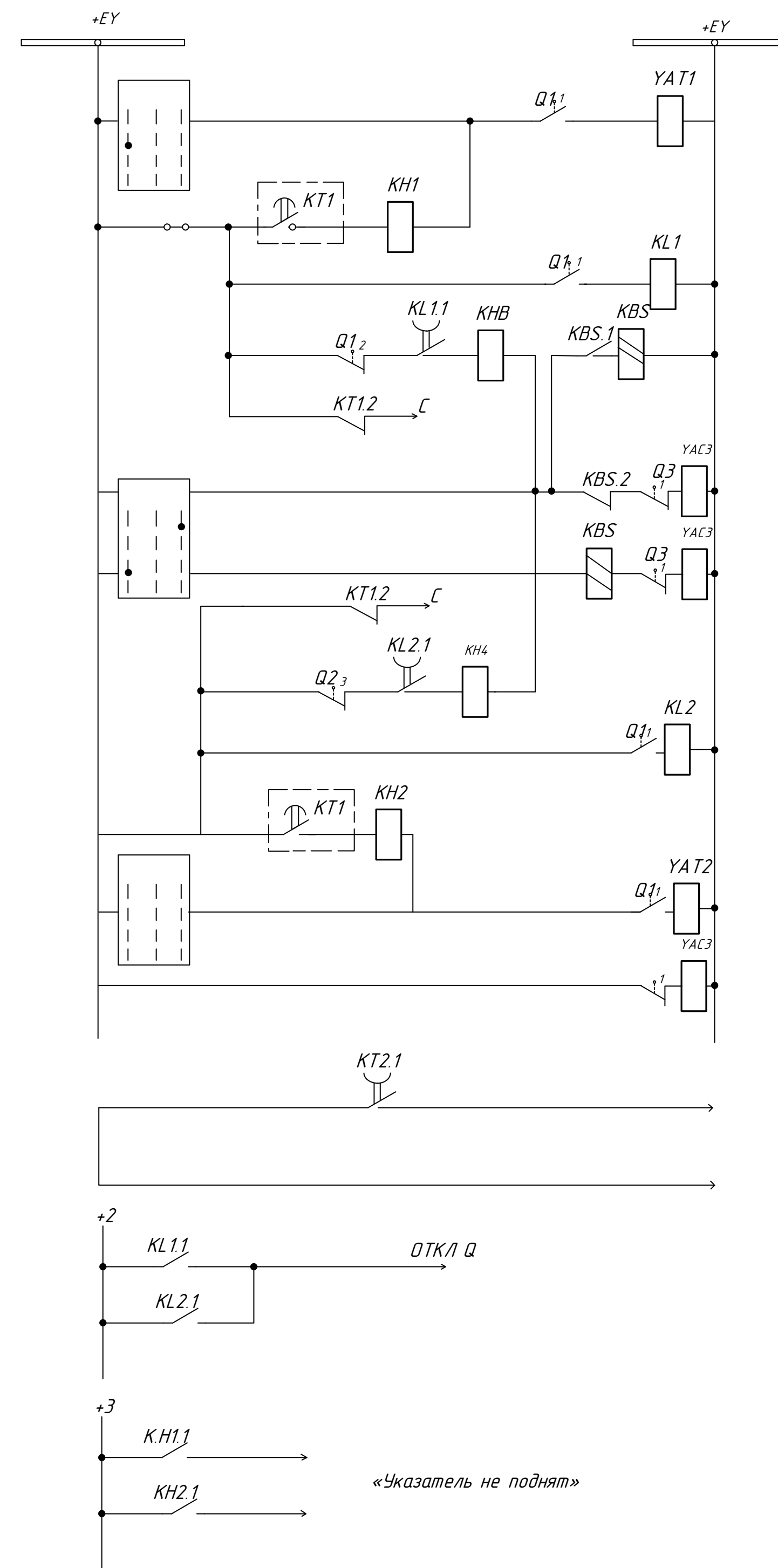
				ВКР.14.4057.130302.Сх				
Изм.	Лит.	№ докум.	Подпись	Дата	Трансформаторная подстанция и контейнер дизель - генераторной установки	Литера	Масса	Масштаб
Разработчик	Таран Э.С.					Д		
Проверил	Встапенко А.А.					Лист 4	Листов 6	
Т.конт.								
Н.конт.	Ратичева А.Г.				Проектирование системы резервного электроснабжения технического комплекса космодрома «Восточный»	АМГУ Группа 442-084		
Утв.	Савина Н.В.							

Схема оперативных цепей АЧР (Схема оперативного тока)



Защита от перенапряжения
Выход АЧР
Сетевой фильтр
Минусовая шинка АРЧН
Цепи питания терминала
Сброс сигнала
Резерв
Резерв
Выход АЧР
Выбор второй группы уставок
Резерв
Резерв
Резерв
Резерв
Резерв
Резерв
Контроль двух секций

Схема оперативных цепей АВР

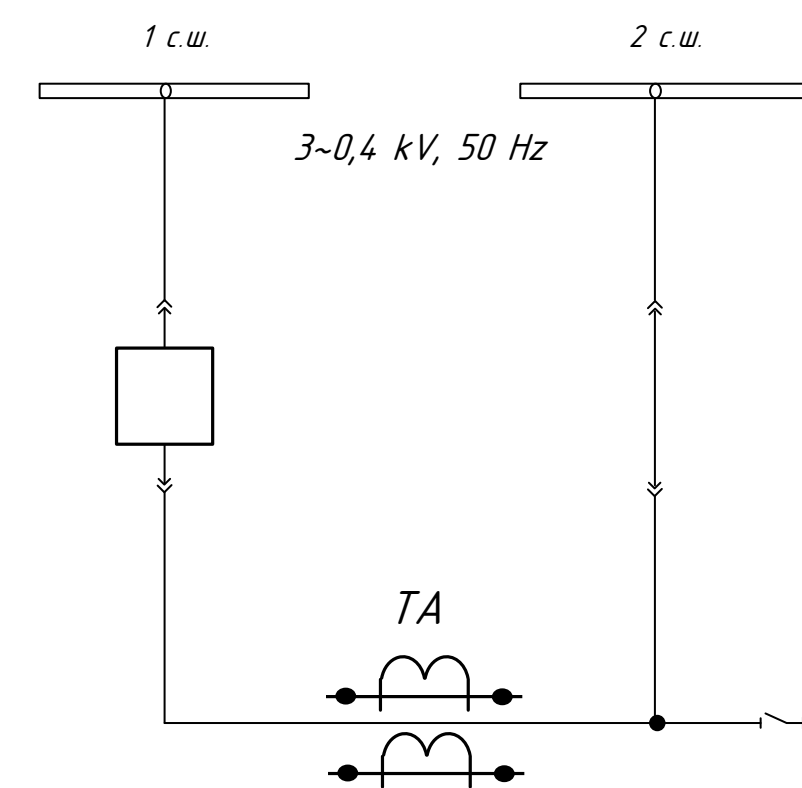


От ключа управления	Цели отключения выключателя рабочего ввода секции 1
От релейной защиты рабочего ввода первой секции	
Включение резерва от секции 2 на секцию 1	
Блокировка от многократных включений	
Включение	Цели управления выключателя Q3
Отключение	
Включение резерва от первой секции на вторую	
От релейной защиты рабочего ввода	Цели отключения выключателя рабочего ввода секции 2
От ключа управления	
Реле повторитель ускорения защиты Q3	

Цели отключения

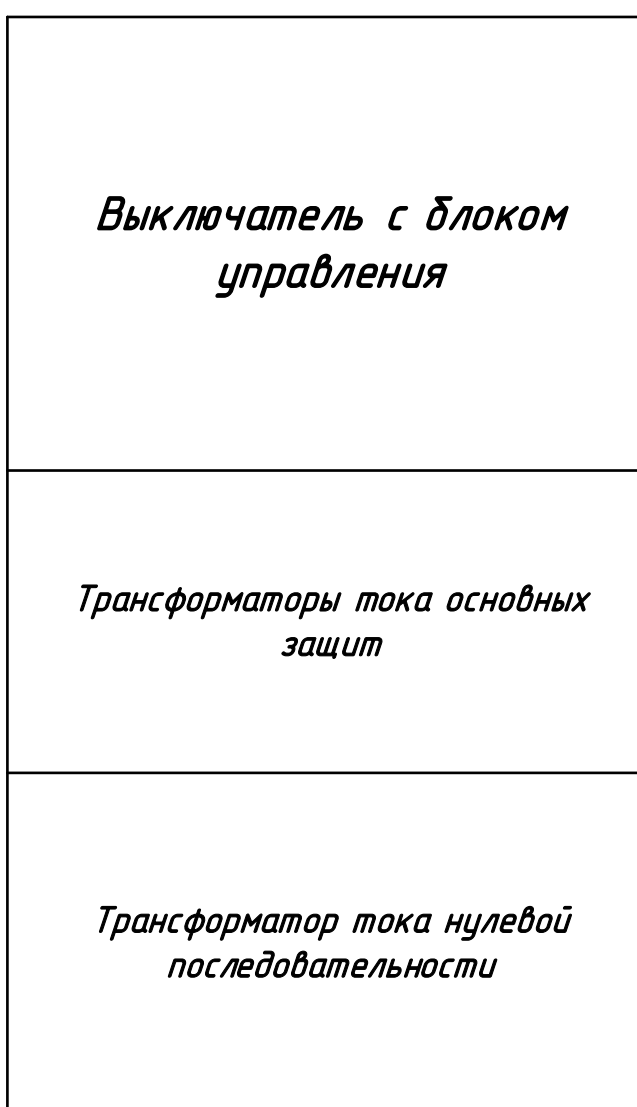
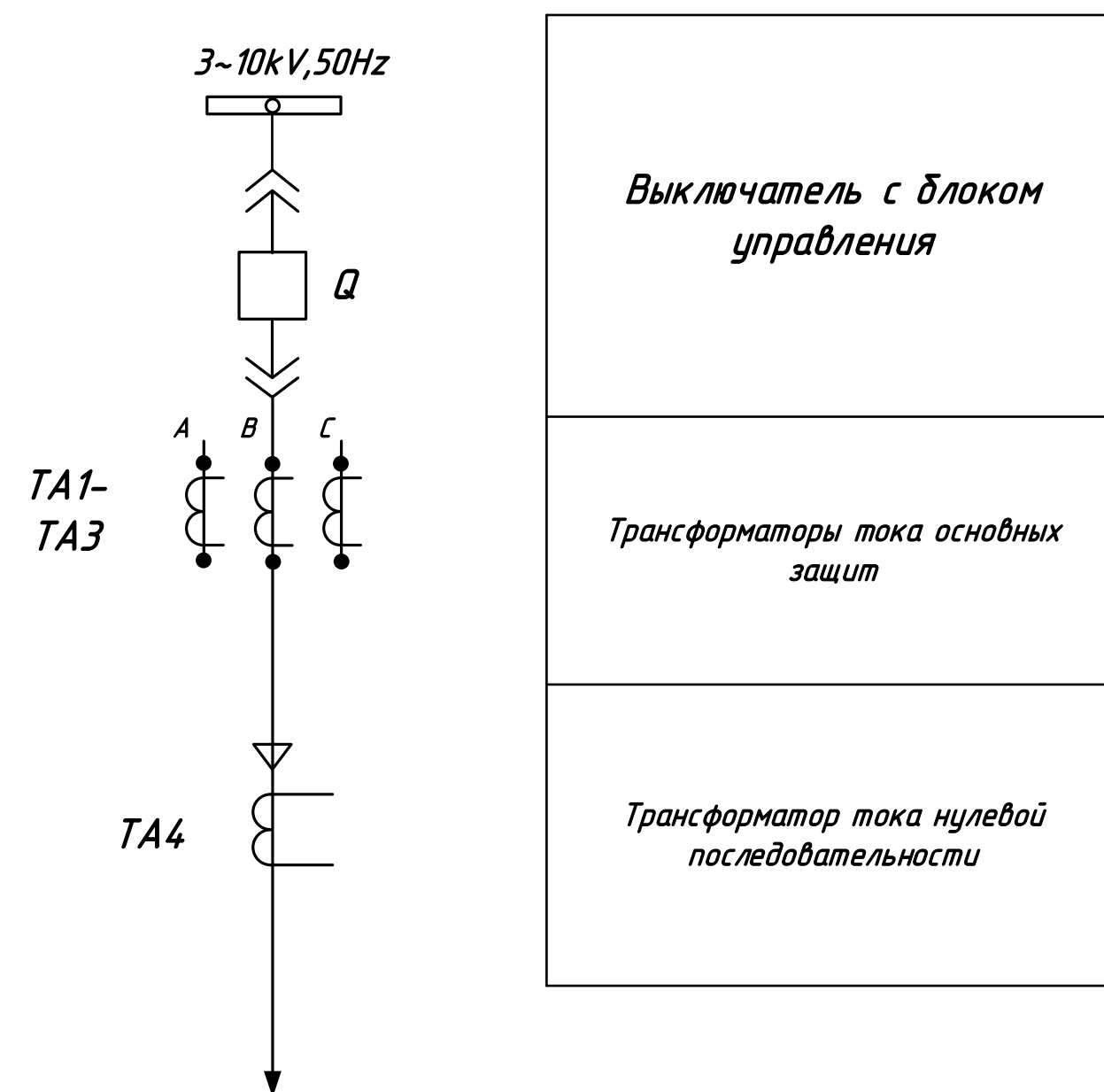
Цели сигнализации

Поясняющая схема для АВР

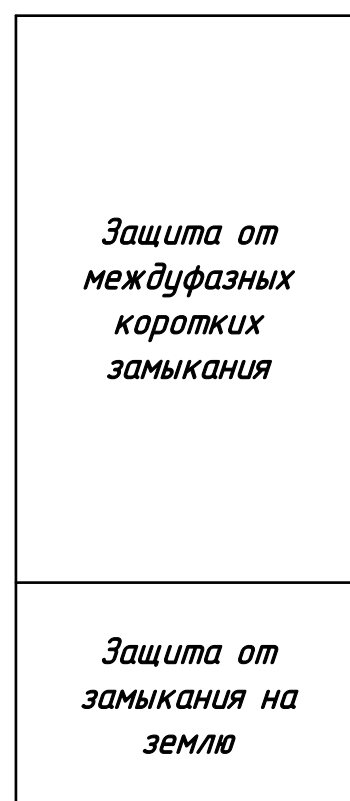
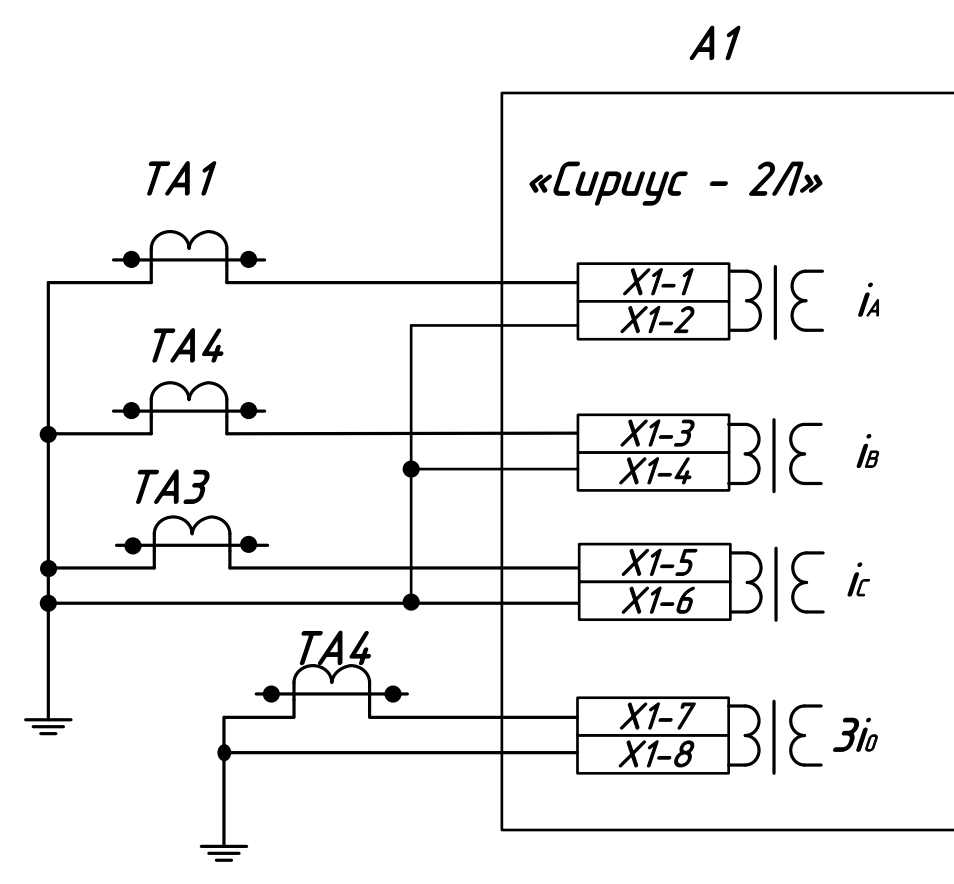


ВКР.14.057.130302.Сх					
Изм.	Лит.	№ докум.	Подпись	Дата	
Разраб.	Таран Э.С.				
Проверил	Остапенко А.А.				
Т.конт.					
И.конт.	Ратичева А.Г.				
Утв.	Савина Н.В.				
Автоматика трансформаторной подстанции			Литера	Масса	Масштаб
Проектирование системы резервного электроснабжения технического комплекса космодрома Восточный			Лист 5	Листов 6	
			АМГУ Кафедра Энергетики		

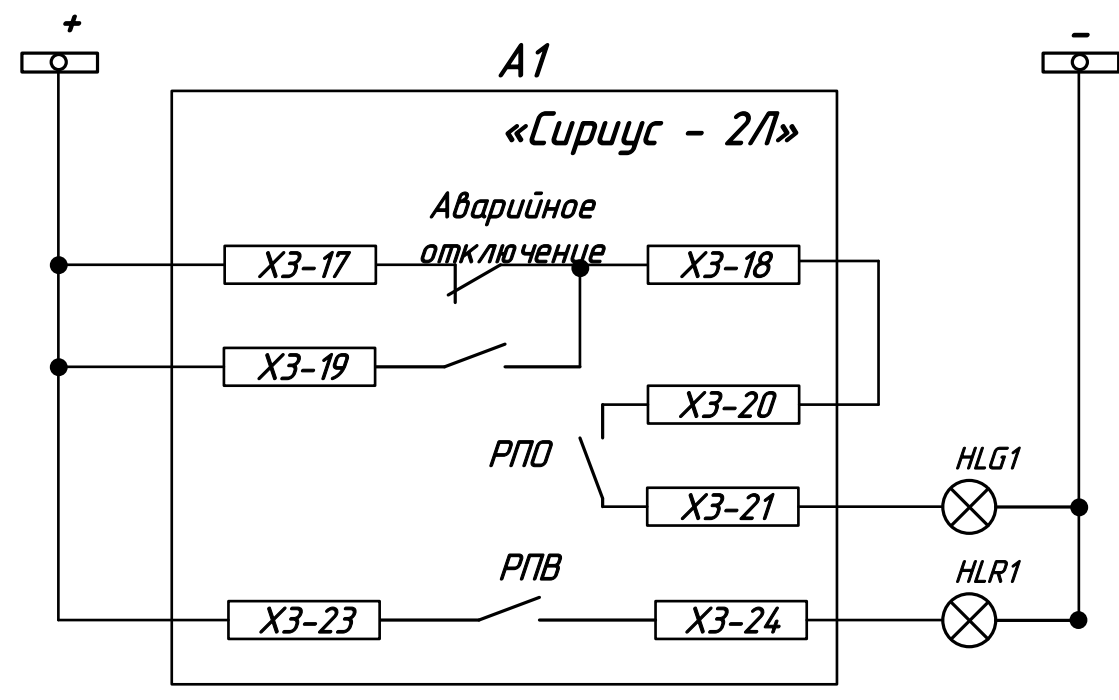
Поясняющая схема для защиты ВЛ



Вторичные цепи

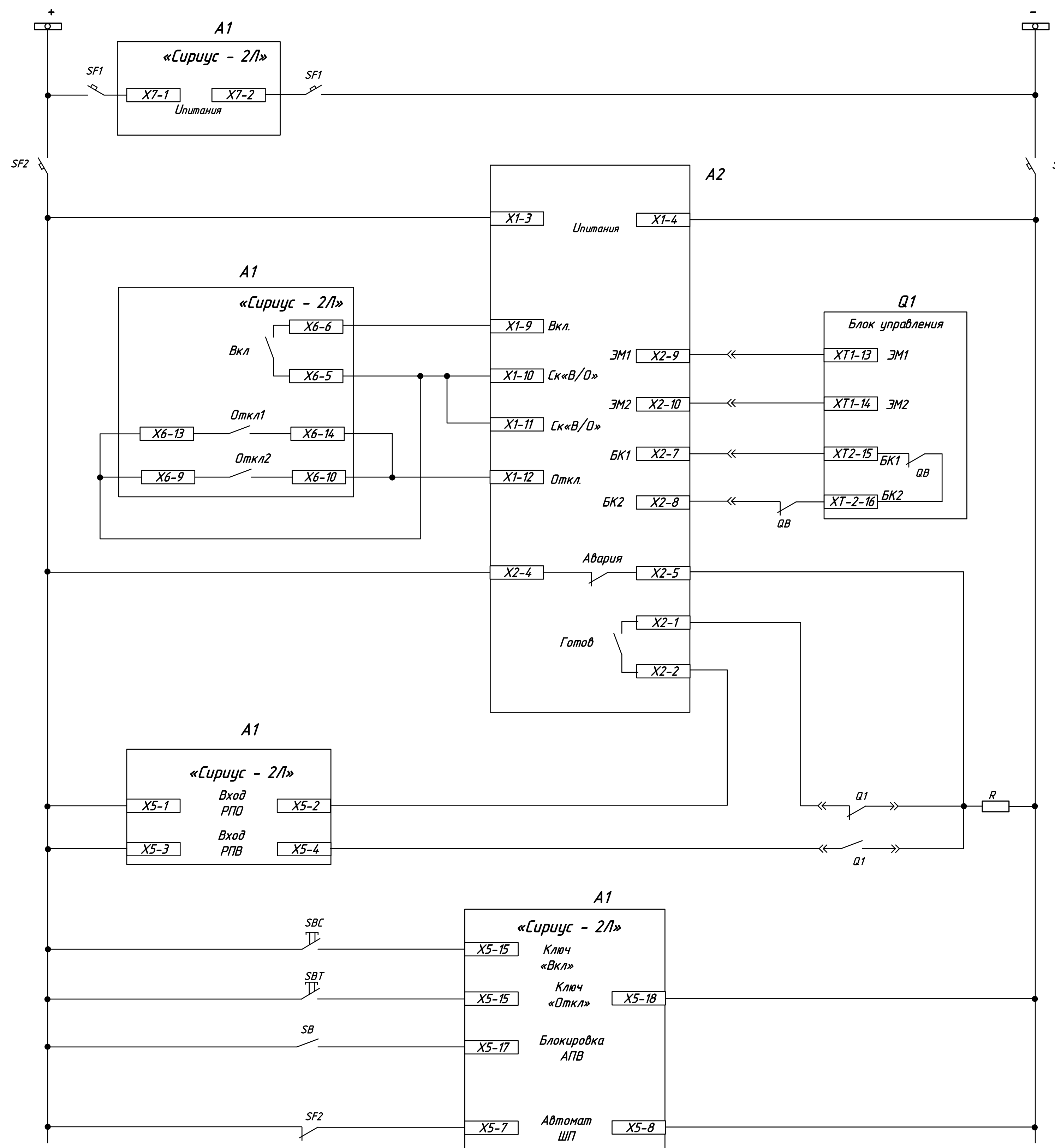


Цепи сигнализации



Шинки управления
Питание устройства
Питание блока управления выключателем
Цепи электромагнитов включения/отключения выключателя
QB положение выключен
QS Положение тележки
РПО
РПВ
Команда «Включить»
Команда «Отключить»
Блокировка АПВ
Контроль автомата шин питания

Цепи Оперативного тока



				ВКР.14.057.130302.Сх			
Изм	Лит	№ док.	Подпись	Дата	Литера	Масса	Масштаб
Разработ		Таран Э.С.			д		
Проверил		Остапенко А.А.					
Г.конт					Лист 6	Листов 6	
Н.конт	Ротчева А.Г.				Проектирование системы резервного электроснабжения технического комплекса космодрома Восточный		
Утв	Савина Н.В.				АмГУ Группа 442-084		