

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

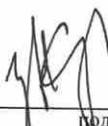

Н.В. Савина
« 14 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: компенсация реактивной мощности в системе электроснабжения
технического комплекса космодрома Восточный

Исполнитель

студент группы 442-об4


08.06.18
подпись, дата

З.Н. Круль

Руководитель

доцент


08.06.18
подпись, дата

А.Г. Ротачева

Консультант:

безопасность и

экологичность

канд. техн. наук, доцент


08.06.18
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

канд. техн. наук, доцент


10.06.18
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
« 02 » 05 2018г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Круль Захара Николаевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Компенсация реактивной мощности в системе электроснабжения технического комплекса космодрома Восточный

(утверждена приказом от 12.03.2018 № 573 - уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Блок схема технического комплекса, однолинейная схема, результаты контрольных замеров

4. Содержание выпускной квалификационной работе (перечень подлежащих разработке вопросов): Расчет компенсации реактивной мощности на космодроме Восточный, путем установки компенсирующих устройств. Произведен расчет электрических нагрузок а также расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования. Произведен технико-экономический расчет, для одной из трансформаторных подстанций. Выполнен выбор и проверка каждого аппарата.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) _____

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе: Безопасность и экологичность А.Б. Булгаков, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 07.05.18

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачева Алла Георгиевна, доцент

Задание принял к исполнению (дата): 07.05.18


(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Проект: 97с, 20 рисунков, 22 таблицы, 22 источник.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК, ТРАНСФОРМАТОР, КОМПЕНСИРУЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, КОНДЕНСАТОРНАЯ УСТАНОВКА, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В данной выпускной квалификационной работе был произведен расчет компенсации реактивной мощности на космодроме Восточный, путем установки компенсирующих устройств. Произведен расчет электрических нагрузок а также расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования. Произведен технико-экономический расчет, для одной из трансформаторных подстанций. Выполнен выбор и проверка каждого аппарата. Был рассмотрен расчет релейной защиты для выключателя и кабельной линии, а также был произведен расчет шума трансформатора на подстанции и приведены правила пожарной безопасности на техническом комплексе космодрома при возникновении пожара в помещении, где находятся компенсирующие устройства.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Основная часть	9
1.1 Характеристика района расположения технического комплекса	9
1.2 Характеристика существующей системы электроснабжения	10
1.3 Схема электроснабжения ПС СК-1 в совокупности с техническим комплексом	12
2 Расчет электрических нагрузок	16
2.1 Определение расчетных электрических нагрузок	16
2.2 Расчет осветительной нагрузки	20
3 Выбор числа и мощности трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности	23
3.1 Выбор компенсирующих устройств	23
3.2 Выбор силовых трансформаторов	29
4 Выбор и проверка сечений проводов, кабелей	35
4.1 Выбор и проверка сечений линий 0,4 кВ	35
4.2 Выбор и проверка сечений линий 10 кВ	40
4.3 Проверка кабеля на термическую стойкость	42
5 Расчет токов короткого замыкания	44
5.1 Расчет токов КЗ на 10 кВ	44
5.2 Расчет токов КЗ на 0,4 кВ	47
6 Выбор и проверка электрического оборудования	50
6.1 Выбор и проверка оборудования	50
6.2 Выбор комплектных распределительных устройств	51
6.3 Выбор плавких предохранителей	52
6.4 Выбор и проверка автоматических выключателей 10 кВ	54
6.5 Выбор и проверка автоматических выключателей 0,4 кВ	57
6.6 Выбор и проверка разъединителей	58

6.7	Выбор трансформаторов тока	59
6.8	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	61
6.9	Выбор ограничителей перенапряжения	63
6.10	Выбор трансформаторов собственных нужд	66
7	Технико-экономический расчет	67
7.1	Экономический расчет ВТП№1	67
8	Релейная защита и автоматика	69
8.1	Назначение релейной защиты	69
8.2	Релейная защита выключателя КРУ 10 кВ	72
8.3	Защита кабельной линии 10 кВ	73
8.4	Автоматический ввод резерва	75
8.5	Автоматическое повторное включение	76
8.6	Автоматическая частотная разгрузка	78
9	Заземление	80
9.1	Расчёт заземлителя	80
10	Безопасность и экологичность	84
10.1	Безопасность	84
10.2	Расчет шума создаваемого трансформаторами	84
10.3	Техника безопасности при эксплуатации конденсаторных установок	89
10.4	Экологичность	90
10.5	Чрезвычайные ситуации	91
	Заключение	95
	Библиографический список	96
	Приложение А – Расчет в программе MathCad 15	98

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АВР – автоматический ввод резервов
- АПВ – автоматическое повторное включение
- БКТП – блочная комплектная трансформаторная подстанция
- ВН – высокое напряжение
- ВЛ – воздушная линия
- ВТП – внутренняя трансформаторная подстанция
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора
- КЗ – короткое замыкание
- КРУ – комплектное распределительное устройство
- КА – космический аппарат
- КЦ – космический центр
- КТП – комплектная трансформаторная подстанция
- ЛЭП – линия электропередачи
- НН – низкое напряжение
- ПС – подстанция
- РЗиА – релейная защита и автоматика
- ТСЗ – трехфазный сухой трансформатор в защитном кожухе с естественным воздушным охлаждением
- ТДН – трансформатор трёхфазный с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха, с регулированием напряжения под нагрузкой
- ТП – трансформаторная подстанция
- ТК – технический комплекс
- ТТ – трансформатор тока
- ТН – трансформатор напряжения

ВВЕДЕНИЕ

После указа президента Российской Федерации «О космодроме «Восточный» было принято решение о возведении на территории Амурской области космодрома научного и социально-экономического назначения «Восточный».

Основные причины реализации нового космодрома является независимый доступ в космос с территории России, реализации масштабных космических проектов, в т. ч. пилотируемых и уменьшение затрат на уже давно действующий космодром Байконур. Помимо этого, линия движения ракетносителей, запущенных с космодрома Восточный, не должна задевать густонаселенные районы, что стало дополнительным плюсом с точки зрения безопасности. Еще одним поводом постройки данного проекта было совершенствование социально - экономической ситуации Амурской области, где и планировалось строительство.

В апреле 2016 года был реализован запуск первого ракеты - носителя с космодрома Восточный. Полет прошел успешно и завершился выводом на орбиту трех искусственных спутников Земли.

КЦ “Восточный” это крупный объект со своей инфраструктурой. Одним из самых важных критериев работы космодрома является его электроснабжение, которому необходимо уделить особое внимание, т.к. от качества электроснабжения зависит работа каждого элемента космодрома.

При проектировании внешнего электроснабжения объектов космодрома учитывались исключительность и важность Восточного, а так же прежний опыт создания систем электроснабжения космодромов Байконур и Плесецк.

Так же на этапе проектирования учитываются такие моменты как:

- Категория объекта электроснабжения
- Характеристика окружающей среды
- Характеристика технологического процесса

- Пожароопасность
- Наличие химических опасных веществ

Исходя из вышесказанного можно рассмотреть задачи и цели развития электроснабжения космодрома Восточный путем компенсации реактивной мощности на техническом комплексе.

Задачи развития внешнего электроснабжения космодрома:

- расчет электрических нагрузок на ТК;
- проверка установленных силовых трансформаторов на ТК
- выбор и проверка компенсирующих устройств на ТК;
- увеличение качества электрической энергии;
- выбор плавких предохранителей на каждом ЭО
- расчет капиталовложений, издержек на амортизацию электрооборудования и затрат на эксплуатацию и ремонт ЭО;

Данная квалификационная выпускная работа актуальна тем, что в настоящее время электротехнический персонал космодрома Восточный решает задачи с компенсацией реактивной мощности на космодроме, а также проблемы с обеспечением надежного электроснабжения космодрома.

Прогнозируемым итогом является получение системы внешнего электроснабжения отличающееся высокой надежностью и эффективностью эксплуатации, и увеличение качества электрической энергии путем компенсации реактивной мощности.

Работа проводилась в соответствии как с общими директивными и нормативными документами (ПТЭ, ПУЭ и т.д.), так и со специально разработанными для наземной космической инфраструктуры материалами.

Работа была разработана в операционной системе Windows 7 2013 г. с использованием приложений: Microsoft Office Word 2010 г., Microsoft Office Visio 2013 г, Microsoft Office Excel 2010 г., MathType 6.0 Equation, Mathcad 15.0,

1 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1.1 Характеристика района расположения технического комплекса

Космодром «Восточный» находится на Дальнем Востоке России, в Свободненском районе Амурской области, примерно в 15 километрах к северо-востоку от закрытого посёлка Углегорска, Это первый гражданский космодром России. Площадь космодрома составляет более 700 кв. км, площадь под строительство — 96,6 кв. км. На объекте возведено более 450 сооружений. Длина автомобильных дорог и железных путей космодрома — более 200 км. В строительстве объекта участвовало более 400 подрядных организаций.

Свободненский район Амурской области расположен по правому берегу среднего течения реки Зея. Расположен район в северно-западной части Амурской области и граничит с запада с Китайской народной республикой по реке Амур, с севера с Шимановским районом, с востока по реке Зея – с Мазановским и Серышевским районами и с юга – с Благовещенским районом.

Таблица 1 – Климатические условия района

Климатические условия	Расчетная величина
Район по ветру	III
Нормативная скорость ветра, м/сек	10
Район по гололеду	II
Нормативная стенка гололеда, мм	10
Минимальная температура воздуха, С°	-39
Максимальная температура воздуха, С°	+33

Климат района носит муссонный характер. Влияние материка главным образом проявляется зимой, когда сухой и сильно охлажденный воздух проникает на территорию района, обуславливая суровую и малоснежную зиму с преобладанием ясной погоды.

- сейсмичность района строительства не более шести баллов согласно СНИП-П-7-81;
- скорость ветра при гололёде – 14 м/сек;
- температура воздуха при гололёде – минус 10 °С;
- температура воздуха более холодной пятидневки – минус 39 °С;
- вес снегового покрова – 70 кг·с/м²;
- нормативная глубина промерзания для глин и суглинков – 234 см, для песка и супесей – 284 см;
- предприятий, загрязняющих атмосферу нет.

На площадке строительства литологический разрез (сверху-вниз) представлен следующими грунтами:

- почвенно-растительный слой мощностью 0,2 м;
- суглинки маловлажные, полутвердые мощностью (1,2-1,7) м;
- пески разнозернистые от пылеватых до средней крупности, средней плотности до вскрытой глубины 7 м.

Подземные воды до глубины 7 м на площадке не вскрыты. Суглинки, пески мелкие и пылеватые при промерзании слабопучинистые, а пески средней крупности практически непучинистые.

Расположение космодрома «Восточный» позволит производить с него запуски КА на солнечно-синхронные орбиты, как и с космодрома «Плесецк». Несмотря на огромные территории, в стране немного мест, являющихся привлекательными для космической деятельности по этому критерию.

1.2 Характеристика существующей системы электроснабжения

Система внешнего электроснабжения космодрома Восточный осуществляет прием и распределение электроэнергии от энергосистемы и автономных источников питания. Передача и распределение энергии

осуществляется при помощи ЛЭП напряжением 220, 110кВ, затем по кабельным линиям электропередач напряжением 10 кВ передается к потребителям системы внутреннего электроснабжения: технический комплекс, стартовый комплекс, промышленный комплекс и другие объекты наземно-космической инфраструктуры.

В качестве основных ИП используются подстанции Амурская и Ледяная. На данный момент в качестве источника питания используется только подстанция Ледяная. От данной подстанций осуществляется передача электроэнергии по линиям 220 кВ на главные понизительные подстанции (ГПП).

В свою очередь ГПП реализует питание таких подстанций, как Аэродром 110/10кВ и СК-1 110/10кВ.

В качестве резервных источников питания на объектах космодрома установлены дизельные электростанции (ДЭС).

Потребители электроэнергии космодрома делятся на 3 категории:

Потребители 1-й категории - электроприемники, обеспечивающие боевое дежурство, подготовку и пуск РКН. К потребителям 1-й категории относятся производственные и инфраструктурные электрические сети, обеспечивающие работу оборудования и техперсонала на производствах, безаварийная и безостановочная работа которых имеет критически важное значение для жизни и безопасности людей, экономического благополучия государства, сохранности имущества и окружающей среды. Из категории № 1 выделяется особая группа потребителей электроэнергии, безостановочная работа которых обеспечивает безаварийный переход на резервное питание и аварийный останов производства в случае потери всех источников энергоснабжения.

Потребители 2-й категории - электроприемники, обеспечивающие активное дежурство, перерыв в электроснабжении которых допускается на время, необходимое для введения в работу резервного источника питания, что не приводит к снижению боевой готовности. Электроснабжение

потребителей 2-й категории осуществляется от двух независимых источников электроэнергии, при этом допускается включение резервного источника обслуживающим расчетом.

Потребители 3-й категории - потребители третьей категории получают питание от одного источника питания. Перерыв в электроснабжении потребителей данной категории, как правило, не более суток - на время выполнения аварийно-восстановительных работ.

1.3 Схема электроснабжения ПС СК-1 в совокупности с техническим комплексом

Восточный, как оперативное объединение, предназначен для формирования орбитальной группировки КА, ее увеличения и восполнения. В соответствии предназначением космодром решает задачи;

- Прием и хранение РН, КА и комплектующих элементов к ним КА от предприятий-поставщиков;
- Хранение компонентов ракетного топлива;
- Создание и испытания РН и КА;
- Запуск КА;
- Измерения траектории полета на участке выведения РКН;
- Прием и обработка телеметрической информации;
- Обеспечение всех комплексов водой, теплом, энергией.

Для решения указанных задач космодром имеет в своем составе:

- Стартовый комплекс ракетносителя среднего класса повышенной грузоподъемности;
- Управление космодрома - управления, отделы, службы;
- Монтажно-испытательные корпуса для испытаний и подготовки к запуску автоматических КА и пилотируемых космических кораблей;
- Центр анализа и математической обработки результатов пуска с подчиненными ему частями - измерительными пунктами космодрома и вычислительным центром;

- Объекты для предполётной и предстартовой подготовки космонавтов;
- Кислородно-азотный и водородный заводы;
- Современный измерительный комплекс, включая и морской;
- Аэродромный комплекс для приёма всех существующих отечественных и зарубежных типов самолётов;
- Современный город для проживания эксплуатационного персонала космодрома с необходимыми медицинскими, социально-бытовыми, торговыми, культурно-развлекательными и спортивными объектами;
- Кислородно-азотный завод (КАЗ);
- Различные складские, перегрузочные и ремонтные объекты;
- Измерительные пункты (ИП);
- Системы энерго-, тепло-, водоснабжения;

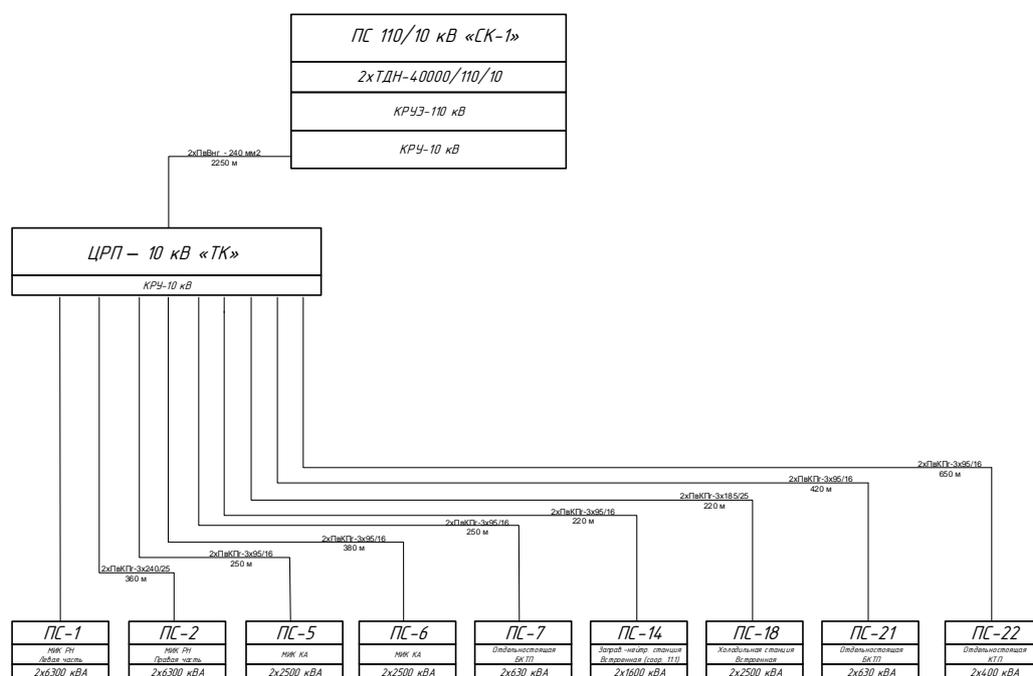


Рисунок 1- Схема электроснабжения ПС СК-1 в совокупности с техническим комплексом

В настоящее время космодром получает питание от подстанции Ледяная 220/35/6кВ.

Главная понизительная подстанция “ГПП” 220/110/10кВ, получает электроэнергию от подстанции 220/35/6 кВ “Ледяная” по линии 220кВ. По линии 110кВ передает электроэнергию на ПС “Аэродром” и ПС “СК-1”. По линии 10кВ питание передается на следующие площадки: Промзона, ТБО и КСИСО. На подстанции установлены два автотрансформаторами АДЦТН 63000/220/110/10, распределительные устройства на напряжения 220 и 110кВ выполнены в виде КРУЭ, распределительное устройство на напряжение 10кВ выполнено в виде КРУ.

Первая подстанция 110/10 СК-1, питается от подстанции ГПП по линии 110кВ. Основными потребителями подстанции являются технический и стартовый комплекс РН “Союз-2”. На подстанции поставлены два трансформатора ТДН-40000/110/10, распределительное устройство на напряжение 110кВ выполнено в виде КРУЭ, на напряжение 10кВ в виде КРУ.

Вторая подстанция 110/10кВ “Аэродром”, питается от подстанции ГПП. Первостепенными потребителями являются: Аэропорт, комплекс эксплуатации районов падения и водозабор №5. На подстанции поставлены два трансформатора ТДН-10000/110/10, распределительное устройство на напряжение 110кВ выполнено в виде КРУЭ, на напряжение 10кВ в виде КРУ.

Третья подстанция 220/10кВ “Восточная”, питается от подстанции 220/35/6 кВ “Ледяная” по линии 220кВ. Главные потребители: Промышленная строительно-эксплуатационная база (ПСЭБ), жилой фонд, деловой центр. На подстанции работают два трансформатора ТРДН-63000/220/10, распределительное устройство на напряжение 220кВ выполнено в виде КРУЭ, на напряжение 10кВ в виде КРУ.

На данный период работы космодрома, Восточный получает питание от одного источника питания, подстанции 220/35/6кВ Ледяная, по ВЛ 220кВ, схема приведена на рисунке 1. В связи с отсутствием технологического присоединения подстанции 500/220/110/35/6 Амурская.

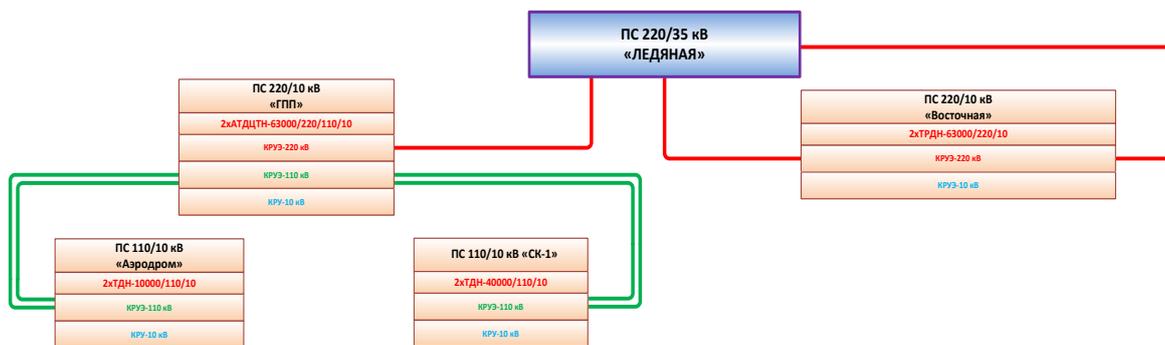


Рисунок 2- Блок-схема внешнего электроснабжения космодрома Восточный электроснабжения на 2018 год

Так как на космодроме множество потребителей первой категории, то это подразумевает использование двух независимых источников питания. Для решения данной проблемы, и для увеличения надежности системы электроснабжения планируется ввести подстанцию 220/110/10 ГПП2, источником питания для которой станет подстанция 500/220/110/35/10 Амурская, а так же в планах ввести подстанцию 110/10 СК-2, схема приведена на рисунке 2. Введение в работу подстанции СК-2 ориентировано на 2021 год. Главной ее задачей будет обеспечение электрической энергией наземнокосмического комплекса для РН тяжелого класса “Ангара”.

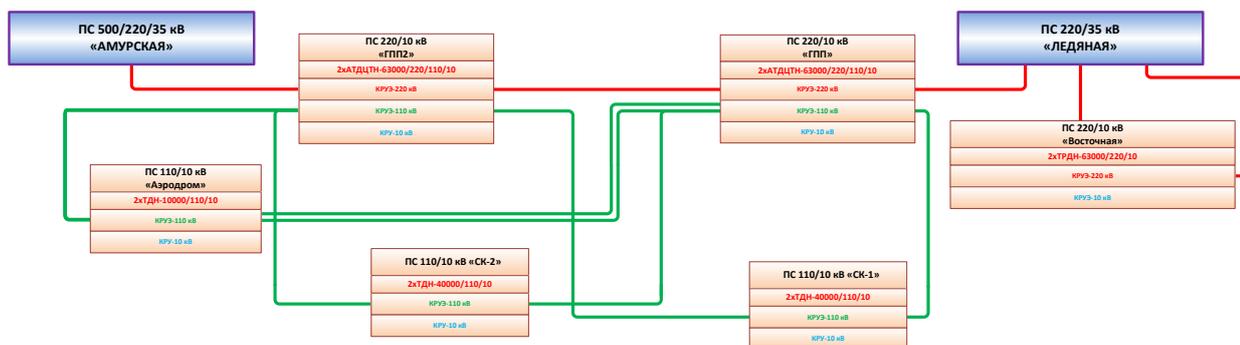


Рисунок 3 - Блок-схема внешнего электроснабжения космодрома Восточный на 2022 год.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Определение расчетных электрических нагрузок

Определение электрических нагрузок в системе электроснабжения (СЭС) промышленного предприятия выполняют для характерных мест присоединения приёмников электроэнергии, а также для выбора конденсаторных батарей, необходимо рассчитать электрические нагрузки, при помощи которых будет возможно установить параметры компенсирующих устройств.

Расчет электрических нагрузок - наиболее ответственный расчет, выполняемый при проектировании системы электроснабжения каждого предприятия любой отрасли народного хозяйства. Результаты расчета в значительной степени определяют размеры капитальных вложений в энергетическое строительство. Расчеты электрических нагрузок выполняются практически всеми проектными организациями страны.

Формализация расчета электрических нагрузок развивалась в нескольких направлениях, в настоящее время используют следующие из них:

- 1) эмпирические методы (коэффициента спроса, удельного расхода электроэнергии и удельных плотностей нагрузки);
- 2) метод упорядоченных диаграмм (расчет по коэффициенту расчетной активной мощности);
- 3) метод удельных мощностей;
- 4) метод коэффициента расчетной нагрузки

Подробный расчет нагрузок произведен на примере подстанции ВТП-10/0,4 кВ №1, т.к. подстанция СК-1 является источником питания для данной ТП. Во время расчета электрических нагрузок был использован метод коэффициента расчетной нагрузки, поскольку этот метод по отношению с другими методами обеспечивает наибольшую точность расчета. Весь подробный расчет произведен в программе MathCad15, приложение А.

Расчётной называют нагрузку, которая позволяет определить и выбрать электрооборудование, мощность трансформаторов, сечение проводов и сечение кабелей, мощность источников питания.

Определение расчетной электрической нагрузки по данному методу осуществляется в следующем порядке:

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

Номинальная (установленная) активная мощность приёмника электроэнергии – это мощность, указанная на заводской табличке или паспорте приёмника электроэнергии, при которой приёмник электроэнергии должен работать.

Для электроприемников (ЭП) работающих в длительном (продолжительном) режиме работы – это паспортная мощность. Для ЭП в повторно-кратковременном режиме (ПКР) – это мощность, приведённая к номинальной длительной мощности.

$$P_{ном} = P_{пасп} \cdot \sqrt{ПВ}, \quad (1)$$

где $ПВ$ – паспортная продолжительность включения;

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

2. Электроприемники разбиваются на характерные категории так, чтобы номинальная мощность каждой группы электроприемников была приблизительно равна.

3. Определяется номинальная мощность (активную $P_{ном}$ и реактивную $Q_{ном}$) группы электроприемников (ЭП) как алгебраическую сумму номинальных мощностей отдельных приёмников, приведённых к продолжительности включения $ПВ = 1$.

Групповая установленная (номинальная) активная мощность:

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

где n – число электроприемников.

Групповая номинальная реактивная мощность:

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

4. Определяется средневзвешенный коэффициент использования группы ЭП.

$$K_{II} = \Sigma P_{cp} / \Sigma P_{ном}. \quad (4)$$

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

$$\Sigma P_{cp} = \sum_1^m P_{cp} \cdot K_{II}; \quad (5)$$

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

6. Определяется эффективное число ЭП:

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

В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа ЭП определяется коэффициент расчетной нагрузки K_p , [10].

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:

$$\text{При } n_{\text{э}} \leq 10 \text{ и } K_{II} \geq 0,2 \quad Q_p = 1,1 \cdot Q_{cp} \quad (9)$$

$$\text{При } n_{\text{э}} > 10 \text{ и } K_{II} < 0,2 \quad Q_p = Q_{cp}. \quad (10)$$

Исходные данные для расчета представлены в таблице 1. В данном разделе рассматривается расчет расчетных нагрузок на стороне низкого напряжения КТП 10/0,4 кВ.

Поскольку расчетные данные активной мощности были взяты на предприятии, а реактивной были посчитаны, воспользуемся готовыми значениями и рассчитаем полную нагрузку на каждой ТП.

Таблица 2 – Наименование ЭП и их характеристики для ВТП-10/0,4 кВ №1

Наименование ЭП	P_p , кВт	$\cos\phi$	$tg\phi$
Шкаф тепловой защиты трансформатора 1	200	0,8	0,75
Шинопроводная линия 1	1397	0,91	0,46
Шкаф ЭП первого зала	428,6	0,72	0,96
Шкаф ЭП второго зала	499	0,8	0,75
Шкаф ЭП третьего зала	400	0,87	0,57
Щит наружного освещения	150	0,98	0,2
ИБП для ППУ 1	263,7	0,8	0,75
Шинопроводная линия 2	1476	0,9	0,48
Шкаф ЭП четвертого зала	429,6	0,72	0,96
Шкаф ЭП пятого зала	488	0,8	0,75
Шкаф ЭП шестого зала	400	0,87	0,57
ИБП для ППУ 2	263,7	0,8	0,75
Шкаф тепловой защиты трансформатора 2	200	0,8	0,75

В качестве примера произведем расчет для ВТП №1, о которой говорили ранее.

1. Определим расчетную реактивную мощность электроприемников:

$$Q_{расч} = P_p \cdot tg\phi \quad (11)$$

$$Q_{расч1} = 200 \cdot 0,75 = 150 \text{ квар.}$$

$$Q_{расч2} = 1397 \cdot 0,46 = 636,5 \text{ квар.}$$

$$Q_{расч3} = 429,8 \cdot 0,96 = 413,11 \text{ квар.}$$

$$Q_{расч4} = 499 \cdot 0,75 = 374,25 \text{ квар.}$$

$$Q_{расч5} = 400 \cdot 0,57 = 226,7 \text{ квар.}$$

$$Q_{расч6} = 150 \cdot 0,2 = 30,46 \text{ квар.}$$

$$Q_{расч7} = 263,7 \cdot 0,75 = 197,775 \text{ квар.}$$

$$Q_{расч8} = 1476 \cdot 0,48 = 714,86 \text{ квар.}$$

$$Q_{расч9} = 429,6 \cdot 0,96 = 414,07 \text{ квар.}$$

$$Q_{расч10} = 499 \cdot 0,75 = 374,25 \text{ квар.}$$

$$Q_{расч11} = 400 \cdot 0,58 = 226,69 \text{ квар.}$$

$$Q_{расч12} = 263,7 \cdot 0,75 = 197,78 \text{ квар.}$$

$$Q_{расч13} = 1 \cdot 0,75 = 0,75 \text{ квар.}$$

2. Определим суммарную активную и реактивную мощности приемников:

$$P_{расч\Sigma} = \sum P_p ; \quad (12)$$

$$P_{расч\Sigma} = 6607,12 \text{ кВт.}$$

$$Q_{расч\Sigma} = \sum Q_p ; \quad (13)$$

$$Q_{расч\Sigma} = 4106,03 \text{ кВар.}$$

3. Определим полную нагрузку ВТП-10/0,4кВ, №1:

$$S_p = \sqrt{P_{расч\Sigma}^2 + Q_{расч\Sigma}^2} ; \quad (14)$$

$$S_p = \sqrt{6607,12^2 + 4106,03^2} = 7779,1 \text{ кВА.}$$

2.2 Расчет осветительной нагрузки

Освещение любого промышленного объекта приходится примерно 10 % нагрузки от суммарной, на которую подключаются ЭП.

Осветительная нагрузка ВТП-10/0,4кВ №1 будет определяться следующему выражению:

$$P_{осв} = A \cdot B \cdot a \cdot k_u \quad (15)$$

$$P_{осв} = 300 \cdot 100 \cdot 0,024 \cdot 0,85 = 612 \text{ кВт,}$$

где A, B – ширина и длина производственного помещения;

a – удельная плотность осветительной нагрузки, Вт/м³

$$Q_{осв} = P_{p.o} \cdot tg\varphi$$

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

Суммарная расчётная нагрузка равна сумме расчётных нагрузок и осветительной нагрузки:

$$P_{p\Sigma} = 6607,12 + 612 = 7219,96 \text{ кВт};$$

$$Q_{p\Sigma} = 4106,03 + 538,56 = 4644,09 \text{ кВар}.$$

Тогда полная нагрузка данной ВТП составит:

$$S_p = \sqrt{7219,12^2 + 4644,59^2} = 8584,0 \text{ кВА}.$$

Таким образом, были рассчитаны нагрузки для ВТП №1.

Расчет электрических нагрузок для остальных приемников производится аналогично. Результаты расчета представим в таблице 3

Таблица 3 – Расчетные мощности электроприемников

Наименование	$P_p, \text{ кВт}$	$Q_p, \text{ кВар}$	$S_p, \text{ кВА}$
ЦРП-10кВ «ТК»			
ПС-1	7219,76	4645,09	8584,0
ПС-2	7253,4	4665,6	8624,2
ПС-5	3080,2	1833,5	3666,9
ПС-6	2956,2	1759,7	3519,3
ПС-7	1288,03	570,79	1409,86
ПС-14	1970,9	1173,2	2346,3
ПС-18	4992,1	3772,7	6257,3
ПС-21	769,7	458,2	916,4
ПС-22	492,9	293,4	586,8

Подстанции могут классифицироваться на: отдельно стоящие, пристроенные, встроенные и блочные. Подстанции отдельностоящие устанавливаются на территории предприятия на небольшом расстоянии от зданий предприятия и предназначены для реализации питания одного или нескольких строений предприятия. Обычно, такие подстанции используют

тогда, когда по условиям среды или технологического процесса подстанцию нельзя приблизить к сооружениям.

На некоторых производствах, где высока вероятность возникновения пожара, а также на химических предприятиях, и подстанциях, где осуществляется питание нескольких сооружений, применяются пристроенные подстанции. Они также применяются, когда нет возможности, вследствие состояния окружающей среды, нельзя расположить подстанцию внутри сооружения.

Что касается встроенных и внутрицеховых подстанций, то их можно максимально приблизить к месту, где наблюдается максимальный приток нагрузки. Для таких подстанций обычно используют комплектные трансформаторные подстанции (КТП) промышленного типа внутренней установки, которые устанавливаются внутри сооружения. Такие трансформаторные подстанции в частности используются для питания силовых и осветительных электроприемников. В тех случаях, когда вторичное напряжение трансформатора превышает 0,69 кВ, то осветительные сети получают питание от отдельно стоящих трансформаторов.

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ С УЧЕТОМ КРМ

3.1 Выбор компенсирующих устройств

Одним из основных вопросов, решаемых при проектировании и эксплуатации систем электроснабжения производственных предприятий, считается вопрос о компенсации реактивной мощности.

Передача значительного количества реактивной мощности из энергосистемы к потребителям нерациональна по следующим причинам:

- 1) возникают дополнительные потери активной мощности и энергии во всех составляющих элементах системы электроснабжения;
- 2) загрузка потребителей реактивной мощностью;
- 3) дополнительные потери напряжения в питающих сетях;

Компенсация реактивной мощности одновременно с повышением качества электрической энергии непосредственно в сетях предприятий, является одним из главных примеров уменьшения потерь электроэнергии и увеличения эффективности работы электрического оборудования предприятия.

Средствами КРМ являются: в сетях общего назначения – батареи конденсаторов (БК) (низшего напряжения – НБК и высшего напряжения – ВБК)

Статические конденсаторы, а именно их батареи, могут осуществлять работу только как источники реактивной мощности. Их производят на различные номинальные напряжения и мощности. Батареи конденсаторов на напряжение до 1000 В как следствие работают по схеме треугольник, потому что при этом к конденсатору прикладывается линейное напряжение и реактивная мощность увеличивается в три раза по сравнению с соединением в схему звезду.

Преимущества батарей конденсаторов:

1) небольшие удельные потери активной мощности (0,0025–0,005 Вт/вар);

2) легкость при монтажных работах (небольшие размеры, масса, не предусматривается фундамент);

3) легкость при эксплуатации (по причине отсутствия крутящихся и трущихся частей элементов);

4) БК можно устанавливать вблизи центра реактивных нагрузок и возле электроприемников;

5) Устанавливать конденсаторы можно в любом сухом помещении;

6) мощность батарей конденсаторов можно постепенно увеличивать;.

Недостатками БК являются:

1) зависимость генерируемой мощности от напряжения;

2) Малая прочность установок;

3) небольшой период работы;

4) пожароопасность;

5) имеется остаточный заряд;

6) перегревается если повышается напряжение и появление в сети высших гармоник ведущих к повреждению конденсаторов;

Для наиболее плавного изменения реактивной мощности используются непосредственные преобразователи частоты (НПЧ). Такое устройство представляет собой нерегулируемый генератор высокой частоты, включенный через непосредственный преобразователь частоты (рис. 4, а).

Компенсатор может генерировать или потреблять реактивную мощность, в зависимости от соотношения напряжений сети и напряжений на выходе непосредственного преобразователя частоты. При этом реактивная мощность потребляется от генератора высокой частоты. Принимая это за основу, в качестве генератора можно эксплуатировать статическое устройство, имеющее LC -контур (рис. 4, б). Так как конденсаторы работают на высокой частоте в рассматриваемом компенсаторе, он имеет небольшое

преимущество по размерам габаритов и цене, по сравнению с другими видами компенсаторов.

Для прямой компенсации в качестве источников реактивной мощности используются компенсаторы с искусственной коммутацией тиристоров.

Компенсаторы с искусственной коммутацией тиристоров - это параллельное соединение двух трехфазных преобразователей. Косвенная компенсация реактивной мощности состоит в том, что параллельно нагрузке вступает в работу стабилизатор реактивной мощности, который обеспечивает постоянную величину суммарной реактивной мощности.

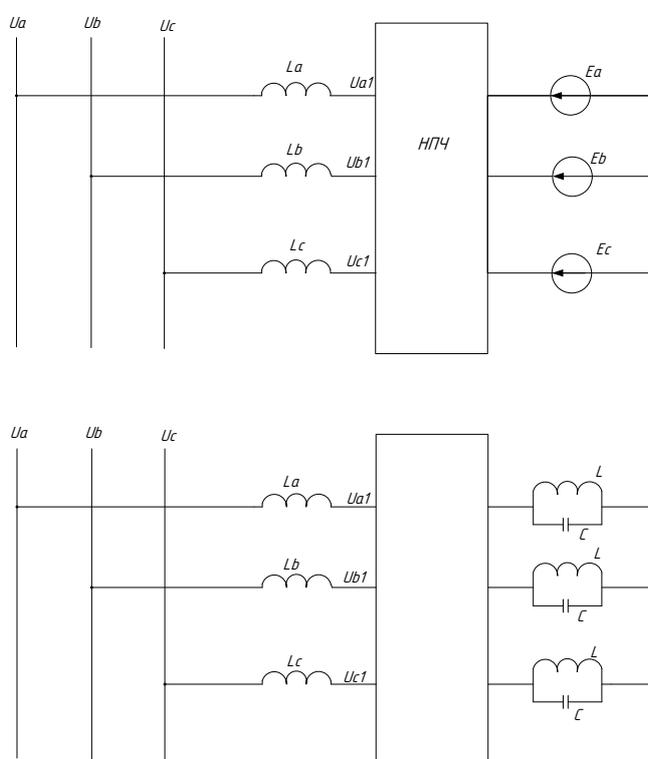


Рисунок 4 - установка прямой компенсации реактивной мощности с НПЧ (а), с НПЧ и LC-контурами (б)

Электрические приемники напряжением до 1 кВ – существенные потребители реактивной мощности, следовательно, устройства компенсации, в частности конденсаторы, по возможности, рекомендуется устанавливать в этой же сети. Поэтому выбор компенсирующих устройств от электроприемников до 1 кВ следует рассматривать одновременно с определением числа и мощности трансформаторов.

Средства компенсации реактивной мощности следует устанавливать на стороне низкого напряжения 0,4кВ, поэтому предельно допустимый коэффициент реактивной мощности принимаем равным 0,35.[1].

Определяем требуемую мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{КУ} = P_{\Sigma} \cdot (tg \varphi_p - tg \varphi_{пред}), \text{ кВар} \quad (16)$$

$$\text{Где, } tg \varphi_p = \frac{Q_p}{P_p}$$

$$tg \varphi_p = \frac{4645,09}{7219,76} = 0,64$$

$$Q_{КУmp} = 7219,76 \cdot (0,64 - 0,35) = 2118,5, \text{ кВар}$$

Определим требуемую мощность на систему шин:

$$Q_{КУ.си.треб} = 1,1 \cdot \frac{Q_{КУmp}}{2}; \quad (17)$$

$$Q_{КУ.си.треб} = 1,1 \cdot \frac{2118,5}{2} = 1165 \text{ кВар.}$$

К установке приняты четыре конденсаторные установки УKM58-0,4-600-25 УЗ с установкой на каждую секцию шин по 1200.

$$Q_{КУном} = 1200 \text{ кВар.}$$

Определим фактическую реактивную мощность КУ:

$$Q_{факт}^{КУ} = 2 \cdot Q_{КУном} \quad (18)$$

$$Q_{факт}^{КУ} = 2 \cdot 1200 = 2400 \text{ кВар}$$

Определим некомпенсированную мощность для дальнейшего выбора силового трансформатора.

$$Q_{неск} = Q_{p\Sigma} - Q_{факт}^{КУ} \quad (19)$$

$$Q_{неск} = 4645,09 - 2400 = 2245,09 \text{ кВар}$$

$$S_{неск} = \sqrt{P_{расч\Sigma}^2 + Q_{неск\Sigma}^2} \quad (20)$$

$$S_{неск} = \sqrt{7219,76^2 + 2245,09^2} = 7560,2 \text{ кВА}$$

Выбор компенсирующих устройств для остальных ПС производится аналогично. Результаты расчета представим в таблице 4.

Таблица 4 – Марки конденсаторных установок

Название ТП	$tg \varphi_p$	$Q_{КУтр}$, кВар	Количество, п	$Q_{КУ.сум.треб}$, кВар	$Q_{КУном}$, кВар	Тип КУ
ПС-1	0,64	2118,5	4	1165	1200	УКМ 58-0,4-600-25У3
ПС-2	0,64	2127,04	2	1170,41	1200	УКМ 58-0,4-1200-50У3
ПС-5	0,6	755,43	2	415,49	425	УКМ 58-0,4-425-25У3
ПС-6	0,6	725,03	2	398,77	400	УКМ 58-0,4-400-25У3
ПС-7	0,44	119,53	2	65,74	70	УКМ 58-0,4-70-10У3
ПС-14	0,6	483,38	2	265,86	300	УКМ 58-0,4-300-50У3
ПС-18	0,76	2025,14	2	1114,32	1100	УКМ 58-0,4-1100-25У3
ПС-21	0,6	188,81	2	103,84	100	УКМ 58-0,4-100-10У3
ПС-22	0,6	120,89	2	66,49	70	УКМ 58-0,4-70-10У3

Основные характеристики УКРМ:

1. Мощность в кВар - реактивная мощность, которую может компенсировать устройство.

2. Мощность ступени в кВар- минимальная мощность которую может компенсировать УКМ (устройство компенсации мощности работает автоматически, открывая необходимое количество конденсаторов, в

зависимости от реактивной мощности в сети. Чем больше ступеней в в устройстве тем плавнее и точнее он работает).

3. Климатическое исполнение и категория размещения - зачастую данное оборудование устанавливается внутри помещений, и в большинстве случаев имеет степень защиты УЗ.

Расшифровка обозначений серии УКМ 58-0.4-600-25 УЗ:

УК - установка конденсаторная;

М - регулируется по реактивной мощности;

58 – конструктивное исполнение;

0,4 – номинальное напряжение;

600 - номинальная мощность установки, кВар

25 – мощность ступени регулирования, кВар;

У – климатическое исполнение (умеренный климат);

З – категория размещения((внутри помещения);



Рисунок 5 - установка конденсаторная, серии УКМ 58-0.4

3.2 Выбор силовых трансформаторов

Силовой трансформатор - это электрический аппарат, который предназначен для изменения одного значения напряжения в электрическую энергию другого значения напряжения и используется для передачи энергии на большие расстояния с меньшими потерями.

При соблюдении указанных ниже условий определяется срок службы трансформатора:

$$S_{н.т} = S_{ном} \quad U_{сеть} = U_{ном} \quad \tau_{о.ср} = \tau_{ном}$$

где $S_{н.т}$ – трансформаторная нагрузка;

$U_{сеть}$ – напряжение сети, к которой подключен трансформатор;

$\tau_{о.ср}$ – температура окружающей среды.

Эти условия не выполняются при проектировании, строительстве, пуске и эксплуатации. Для того, чтобы более правильно выбрать номинальную мощность трансформатора (автотрансформатора) необходимо иметь суточный график нагрузки, по которому можно определить как максимальную, так и среднесуточную активную нагрузку данной подстанции, а также определить продолжительность максимума нагрузки. Суточный график нагрузки дает возможность убедиться, соответствуют ли эксплуатационные условия загрузки теоретическому сроку службы, который определяет завод-изготовитель (в среднем 20–25 лет). Если соблюдать условие, указанное ниже при определении номинальной мощности трансформатора на однострансформаторной подстанции.

$$S_{ном} \geq \sum P_{max} \geq P_p \quad (21)$$

где $\sum P_{max}$ – активная максимальная нагрузка на пятый год эксплуатации;

P_p – мощность подстанции(расчетная). То при графике с недолгим пиком нагрузки (0,5-1 ч) трансформатор будет долго работать в режиме недогрузки. При этом неизбежно завышение номинальной мощности трансформатора и, следовательно, завышение установленной мощности подстанции. В ряде случаев удобнее выбирать номинальную мощность трансформатора, приближенную к максимальной нагрузке, которой достаточной продолжительности с полным использованием его перегрузочной способности с учетом систематических перегрузок в нормальном режиме.

Номинальная мощность одного из трансформаторов двухтрансформаторной подстанции, обычно, определяется по аварийному режиму работы подстанции, т.е. если установить два трансформатора, их мощность выбирается такой, чтобы при выходе из строя одного трансформатора, другой, смог обеспечить нормальное электроснабжение всех потребителей с допустимой аварийной перегрузкой

Правильное определение числа и мощности трансформаторов возможно только путем технико-экономических расчетов с учетом следующих факторов:

- 1) категории надежности электроснабжения потребителей; компенсации реактивных нагрузок на напряжении до 1 кВ;
- 2) перегрузочной способности трансформаторов в нормальных и аварийных режимах;
- 3) шага стандартных мощностей;
- 4) экономичных режимов работы трансформаторов в зависимости от графика нагрузки.

Количество ТП непосредственно влияет на затраты на распределительные устройства напряжением 10 кВ внутризаводские и производственные электрические сети.

Рассчитаем мощность трансформатора, при использовании на ВТП двух трансформаторов:

Для выбора трансформатора необходимо рассчитать его расчетную мощность, с учетом компенсации:

$$S_{тр} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot K_3}, \text{кВА} \quad (22)$$

где n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора;

P_{Σ} – суммарная активная расчетная мощность;

$Q_{неск}$ – некомпенсированная мощность.

$$S_p = \frac{\sqrt{7219,76^2 + 2245,09^2}}{2 \cdot 0,7} = 5428,2, \text{кВА}$$

Принимаем к установке на ВТП трансформатор ТСЗ6300/10/0,4 кВА. ТСЗ 6300 силовые трехфазные сухие трансформаторы в защитном кожухе с естественным воздушным охлаждением. Номинальной мощностью 6300 кВА, номинальным напряжением первичной обмотки 10 кВ и 0,4 кВ вторичной обмотки.

Трансформаторы ТСЗ служат для преобразования переменного напряжения промышленной частоты 50(60) Гц на любых промышленных и жилых объектах. Имеют повышенную степень безопасности, в связи с чем предполагают эксплуатацию в том числе в местах общественно-социального значения (жилых зданиях, школах, торговых центрах и т.д.)

Согласно документации ГОСТ 11677-2007 принимаются следующие технические характеристики трансформаторов:

ТСЗ – 6300/10/0,4-УХЛ1

Т - трехфазный;

С - сухой.;

З – в защитном кожухе с естественным воздушным охлаждением;

6300 - номинальная мощность трансформатора, кВА;

10 - класс напряжения стороны ВН, кВ;

УХЛ1 - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-6.

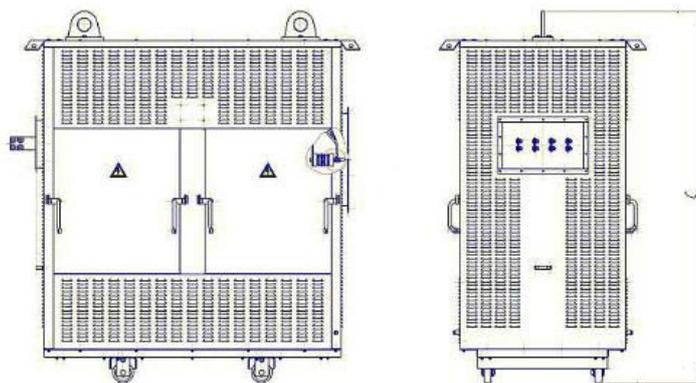


Рисунок 6 - трансформатор ТСЗ 6300/10/0,4

Все основные технические параметры трансформатора приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Параметры трансформатора.

Тип трансформатора	ТСЗ-6300/10/0,4
$S_{ном}$, МВА	6,3
$U_{ВН}$, кВ	10
$U_{НН}$, кВ	0,38
ΔP_{xx} , кВт	10
ΔP_k , кВт	42
U_k , %	7
I_x , %	0,4
Количество трансформаторов	2

Выбираем трансформатор марки ТСЗ-6300/10- УХЛ1, с регулировкой напряжения под нагрузкой, схема соединения обмоток Y_0/Δ .

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки. По коэффициенту загрузки выбранный трансформатор следует проверять в нормальном режиме и послеаварийном.

- Нормальный режим:

$$K_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном.тр}} \cdot N_m}; \quad (23)$$

$$K_{\text{норм}} = \frac{7560,2}{6300 \cdot 2} = 0,6$$

- Послеаварийный режим:

$$K_{\text{знав}} = \frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном.тр}}}; \quad (24)$$

$$K_{\text{знав}} = \frac{7560,2}{6300} = 1,21$$

Полученное значение коэффициента загрузки в нормальном режиме должно находиться в пределах от 0,5 до 0,75, а в послеаварийном в пределах от 1,1 до 1,4.[1]

Выбор и проверка остальных трансформаторов производится аналогично. Результаты расчета представим в таблице 6

Таблица 6 – Марки трансформаторов

Название ТП	Срасч, кВа	Стр, кВа	кз	кз.п/а в	Марка
ПС-1	5400,0	6300	0,6	1,2	ТСЗ - 6300/10/0,4
ПС-2	5428,1	6300	0,6	1,21	ТСЗ - 6300/10/0,4
ПС-5	2310	2500	0,65	1,3	ТСЗ - 2500/10/0,4
ПС-6	2220,3	2500	0,62	1,24	ТСЗ - 2500/10/0,4
ПС-7	969,99	1000	0,68	1,36	ТСЗ - 1000/10/0,4

Продолжение таблицы 6

Название ТП	Срасч, кВа	Стр, кВа	кз	кз.п/а в	Марка
ПС-14	1466,0	1600	0,64	1,28	ТСЗ - 1600/10/0,4
ПС-18	3738,11	4000	0,65	1,31	ТСЗ - 4000/10/0,4
ПС-21	575,51	630	0,64	1,3	ТСЗ - 630/10/0,4
ПС-22	368,73	400	0,65	1,3	ТСЗ - 400/10/0,4

4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ, КАБЕЛЕЙ

4.1 Выбор и проверка сечений линий 0,4 кВ

В нормальном режиме нагрев кабеля не должен превышать допустимого. Для этого выбор сечения кабелей производится по таблицам ПУЭ [20], в которых приводятся значения сечений и соответствующие им допустимые длительные токи нагрузки для кабелей различных конструкций. Значения допустимых длительных токов указаны для определенных (нормальных) условий работы кабелей и их прокладки. При отклонении от этих условий значения допустимых длительных токов, приведенные в таблицах, должны быть умножены на приводимые в ПУЭ поправочные коэффициенты, учитывающие характер нагрузки (при повторно-кратковременном режиме работы электроприёмников), отклонение температуры окружающей среды от расчетной, количество совместно проложенных кабелей и тепловые характеристики грунта, в котором проложен кабель.

Выбор площади сечения осуществляется по расчетному току с последующей проверкой выбранного сечения проводов на потерю напряжения. По справочным данным в зависимости от расчетного тока определяют ближайшее большее стандартное сечение. Это сечение приводится для конкретных условий среды и способа прокладки проводов. Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3}} \quad (25)$$

где S_p – расчетная нагрузка, кВА;

U_n – номинальное напряжение, принимается равным 0,4 кВ.

Условие выбора проводов:

$$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{длДоп}}, \quad (26)$$

где $I_{\text{длДоп}}$ – длительно допустимый ток кабеля или провода (принимается по справочным данным для проводов [1, 6]), А.

Следует помнить, что для кабелей ВВГнг длительно допустимый ток определяется по формуле:

$$I_{\text{длДоп}} \geq I_p \cdot K_1 \cdot K_2 \quad (27)$$

где $I_{\text{длДоп}}$ – длительно допустимый ток для данной среды по справочнику [1,6], А;

K_1 – коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды (0,95); [4]

K_2 – коэффициент, учитывающий способ прокладки кабеля (1); [4].

По расчетному току определяется сечение линий, а затем проверяется по потере напряжения.

Потеря напряжения в системе электроснабжения - величина, равная разности между установившимися значениями действующего напряжения, измеренными в двух точках системы электроснабжения, а отклонение напряжения - разность между фактическим напряжением на зажимах электроприемника от его номинального значения.

Выбранное сечение проводов проверяется на отклонение напряжения. Согласно ГОСТ 32144-2013 допускается нормальное значение отклонения напряжения 5 %, предельно допустимое 10 %. [1]

Потеря напряжения в кабельных линиях до 35 кВ определяется как:

$$\Delta U = \frac{I_{\text{расч}} \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\% \quad (28)$$

где I - рабочий максимальный ток, А;

L - длина линии, км;

$U_{\text{ном}} = 400$ В - номинальное напряжение;

r_0 и x_0 - удельные активное и индуктивное сопротивление, Ом/км;

φ - угол нагрузки, определяется в зависимости от соотношения $\text{tg } \varphi = Q/P$.

Для примера рассчитаем сечение линии 0,4 кВ для ВТП № 1. Для подачи электроэнергии, используем кабель марки ВВГнг расчетного сечения.

Определяем расчетный ток в линии:

$$I_{\text{расч}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 360,84 \text{ А.}$$

$$I_p \cdot K_1 \cdot K_2 = 360,84 \cdot 0,95 \cdot 1 = 342,8 \text{ А}$$

Выбираем провод типа ВВГнг сечением 185 мм² и длительно допустимым током 406 А [1].

342,8 < 406 указанное выше условие выполняется .

Для электроснабжения шкафа тепловой защиты трансформатора от ВТП №1 применим кабель марки ВВГнг расчетного сечения.

Выполняется проверка кабельной линии по потере напряжения в проводе по упрощенной формуле:

$$\Delta U = \frac{360,84 \cdot 0,06 \cdot \sqrt{3}}{400} \cdot (0,099 \cdot 0,8 + 0,06 \cdot 0,6) \cdot 100 = 1,078$$

$$\Delta U = = 1,08\%,$$

Отклонение напряжения входит в допустимые нормы и удовлетворяет ГОСТ 32144-2013.

Если расчетный ток будет иметь большие значения, то целесообразно провести от ТП в распределительные шкафы с установкой внутри шкафа систему шинпроводов, способную выдержать максимальную расчетную нагрузку. А от шиннопровода выбираем количество и сечение кабелей, ведущих непосредственно к ЭП. Шиннопровод представлен на рисунке 7.

В качестве примера рассмотрим шкаф ЭП первого зала.

$$I_{\text{расч}} = \frac{595,29}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 859,21 \text{ А.}$$

$$\frac{I_p}{K_1 \cdot K_2} = \frac{869,21}{0,95 \cdot 1} = 904,43 \text{ А.}$$

Выбираем шинопровод ШМА на номинальный ток 1250А.

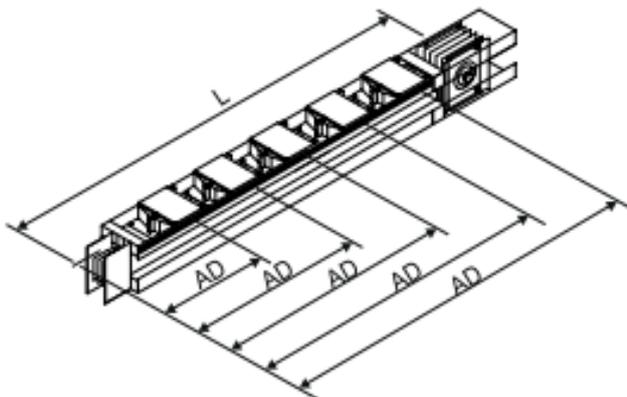


Рисунок 7 - Шинопровод с точками отвода нагрузки количеством до 5 шт.

От выбранного шинопровода следует выбрать количество и сечение кабеля. По полученным данным на предприятии, выявлено, что от шинопровода отходят кабели в количестве пяти штук. Следовательно, необходимо расчетный ток, с учетом коэффициентов K_1 и K_2 разделить на количество кабелей. В результате получаем:

$$\frac{I_p}{\frac{K_1 \cdot K_2}{5}} = \frac{904,43}{5} = 180,87 \text{ A.}$$

$$I_{\text{длДоп}} = 228 \text{ A.}$$

В данном варианте принимаем кабель ВВГнг 5х95 сечением 95 мм² с длительно допустимым током 228 А. [1]

Расчет сечений кабелей к остальным потребителям от ВТП №1 был произведен в программе «Mathcad». Полный расчет выбора кабелей к ЭП приведен в приложении А.

Остальные расчеты сводим в таблицу 7.

Таблица 7 - Выбор марки и сечений проводов линий 0,4 кВ

Наименование ЭП	P , кВт	Q , квар	I , А	$I_{\text{дл.доп}}$, А	Марка	L , м	r , Ом/км	x , Ом/км	ΔU , %
Шкаф 1	200	150	360,84	406	ВВГнг 3х185 мм ²	60	0,099	0,06	1,078
Шкаф 2	428,6	413,1	180,8	228	ВВГнг 5х5х95 мм ²	45	0,265	0,061	3,91
Шкаф 3	499	374,3	189,5	228	ВВГнг 5х5х95 мм ²	94	0,265	0,061	9,1
Щит НО	150	30,46	232,55	406	ВВГнг 3х185 мм ²	48	0,099	0,06	0,5
ППУ 1	263,7	197,8	500,8	520	ВВГнг 3х150 мм ²	30	0,113	0,06	0,78
Шкаф 5	429,6	414,1	181,31	228	ВВГнг 5х5х95 мм ²	45	0,265	0,061	3,92
Шкаф 6	499	374,3	189,54	228	ВВГнг 5х5х95 мм ²	94	0,265	0,061	9,11
ППУ 2	263,7	197,8	475,77	520	ВВГнг 3х185 мм ²	30	0,113	0,06	0,78
Шкаф 8	200	150	360,84	406	ВВГнг 3х150 мм ²	60	0,099	0,06	1,078

Отклонение напряжения входит в допустимые нормы и удовлетворяет ГОСТ 32144-2013. Отклонения напряжения в кабельных линиях не превышают допустимого в пределах $\pm 5\%$ номинального.

Расшифровка кабеля ВВГнг:

В – материал изоляции жил, ПВХ (поливинилхлорид);

В – материал наружной оболочки, в данном случае ПВХ;

Г – дополнительная защита проводника отсутствует (провод голый).

Для передачи и распределения электроэнергии напряжением от 400В до 1000В (50Гц) применяется кабель ВВГнг. Это одна из модификаций кабеля ВВГ. В аббревиатуре ВВГнг, «нг» обозначает, что кабель не распространяет горение.

То есть если кабель ВВГ не распространяет горение в одиночной прокладке, то ВВГнг обладает такими же свойствами при прокладке нескольких кабелей одним пучком.

Все кабели марки ВВГ устойчивы к температурному воздействию и эксплуатируются в диапазоне температур от -50°C до $+50^{\circ}\text{C}$, а также при высокой влажности – до 98%. Допускается нагрев кабеля в течении длительного времени до $+70^{\circ}\text{C}$, а максимальная температура нагрева жил (при коротком замыкании) до $+160^{\circ}\text{C}$.

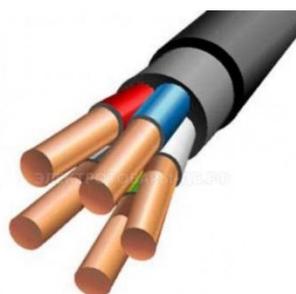


Рисунок 8 - Кабель ВВГнг. Пятижильный на напряжение 0,4кВ.

4.2 Выбор и проверка сечений линий 10 кВ

Выбранный тип провода или кабеля должен соответствовать его назначению, характеру среды, способу прокладки.

Расчет проверки и выбора сечений производится аналогично как и для кабелей 0,4кВ. Произведен расчет в программе «Mathcad». Приложение А.

Выбранный кабель марки ПвКПг имеет следующее конструктивное исполнение:

1) Токопроводящая жила: у проводов марки ПвКПг - алюминиевая, для сечений от 2,5 до 300 мм² однопроволочная жила, для сечений от 25 до 400 мм² многопроволочная;

2) Изоляция - жил из сшитого полиэтилена. Изоляция из полиэтилена.

Герметизация водоблокирующими лентами.

Результаты выбора сечения кабелей 10 кВ сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Выбор сечений жил кабелей на 10кВ.

Участок	Марка кабеля	l, м	I _p , А	I _{доп} , А	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	ΔU, %
ЦРП-ВТП 1	ПвКПг 3х240/25	270	521,68	562	0,077	0,059	0,224
ЦРП ВТП 2	ПвКПг 3х240/25	360	524,11	562	0,077	0,059	1,58
ЦРП– БКТП 7	ПвКПг 3х95/16	250	85,61	300	0,265	0,061	0,09
ЦРП – ВТП 18	ПвКПг 3х185/25	220	380,25	433	0,099	0,06	0,16
ЦРП – ВТП 5	ПвКПг 3х95/16	250	217,85	300	0,265	0,061	0,23
ЦРП – ВТП 6	ПвКПг 3х95/16	380	209,05	300	0,265	0,061	0,34
ЦРП – ВТП 14	ПвКПг 3х50/16	220	139,35	207	0,37	0,63	0,32
ЦРП – ВТП 21	ПвКПг 3х50/16	420	54,44	207	0,37	0,63	0,24
ЦРП – ВТП 22	ПвКПг 3х50/16	650	34,86	207	0,37	0,63	0,24

Т.к. отклонения напряжения в кабельных линиях не превышают допустимого в пределах $\pm 5 \%$ номинального, следовательно, кабели выбраны верно.

4.3 Проверка кабеля на термическую стойкость

Токи КЗ вызывают нагрев токоведущих частей, значительно превышающий нормальный. Чрезмерное повышение температуры может привести к повреждению изоляции, разрушению контактов и даже к их плавлению, несмотря на кратковременность процесса КЗ. После отключения поврежденного участка прохождение тока КЗ прекращается, токоведущие части охлаждаются.

При выборе токоведущих частей необходимо найти конечную температуру нагрева токами КЗ с учетом периодической и аperiodической составляющих. Этот расчет достаточно трудоемкий, поэтому термическую стойкость обычно проверяют определением минимально допустимого сечения по условию допустимого нагрева при КЗ:

Для примера рассчитаем кабель ВВГнг 3x185 мм². Кабель проходит по нагреву длительным током. Выбираем сечение жил кабеля по нагреву током КЗ. С этой целью определим тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = I_{кз} \cdot (t_{откл} + T_a); \quad (29)$$

где $I_{кз}$ – ток короткого замыкания, А;

$t_{откл}$ - время отключения КЗ, с. (0,5) [11];

$T_a = 0,01$ с. - постоянная затухания аperiodической составляющей; [11]

$$B_k = 23,7^2 \cdot (0,5 + 0,01) = 286,46 \text{ кА}^2 \text{ с:}$$

Минимально допустимое сечение по термической стойкости кабеля:

$$F_m = \frac{\sqrt{B_k}}{C}; \quad (30)$$

где C - коэффициент, зависящий от допустимой температуры при КЗ и материала проводника, (114); [1].

$$F_m = \frac{\sqrt{286,46 \cdot 10^6}}{114} = 148,63 \text{ мм}^2$$

Кабель проходит проверку по термической стойкости, поэтому сечение выбрано верно. Проверка для всех остальных кабелей на 0,4 и на 10кВ проверяются аналогично.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

5.1 Расчет токов КЗ на 10 кВ

При расчете токов КЗ в общем случае следует принимать во внимание активное и индуктивное сопротивления всех элементов цепи, в том числе: кабелей длиной 10 м и более, проводников, сопротивления системы шин, токовых катушек автоматических расцепителей выключателей и т.п.

Сети промышленных предприятий напряжением до 1 кВ характеризуются большой протяженностью и наличием большого количества коммутационно-защитной аппаратуры. При напряжении до 1 кВ даже небольшое сопротивление оказывает существенное влияние на ток КЗ. Поэтому в расчетах учитывают все сопротивления короткозамкнутой цепи, как индуктивные, так и активные. Кроме того, учитывают активные сопротивления всех переходных контактов в этой цепи

Токи короткого замыкания находятся для определения величин токов, необходимых для расчета уставок срабатывания и проверки чувствительности защит.

Сопротивление системы определяется по следующей формуле

$$x_C = x_0 = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ}^{(1)}}, \quad (31)$$

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

$I_{КС}^{(3)}$ - трехфазный ток короткого замыкания системы, 10,4кВ;

$$x_C = x_0 = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 10,4} = 0,58 \text{ мОм.}$$

Сопротивления трансформатора ТСЗ-6300/10:

$$x_m = \frac{U_k \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}, \quad (32)$$

$$x_T = \frac{7 \cdot 10^2}{100 \cdot 6,3} = 1,11 \text{ мОм;}$$

$$r_m = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}}; \quad (33)$$

$$r_T = \frac{42000_{\kappa} \cdot 10^2}{6300} = 0,11 \text{ мОм.}$$

Для трансформатора ТСЗ-6300/10/0,4: кВ, $\Delta P_{\kappa\text{З}} = 10$ кВт и $u_{\kappa,\%} = 7\%$.

Сопротивления шинопроводов и кабелей определяются по формуле:

$$r = r_0 \cdot l; \quad (34)$$

$$x = x_0 \cdot l, \quad (35)$$

$$r_{\text{кл.рп}} = 0,077 \cdot 0,22 = 0,168 \text{ мОм.}$$

$$x_{\text{кл.рп}} = 0,059 \cdot 0,22 = 0,128 \text{ мОм.}$$

где r_0 и x_0 - удельные сопротивления линий, мОм/м;

l - длина линии, принимаем равным 0,22 км. данные взяты на предприятии.

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

Ток трехфазного КЗ определяется по формуле:

$$I_K = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_{\Sigma}^2}} \quad (36)$$

Перед началом расчетов, составляем схему замещения для выбранного варианта сети.

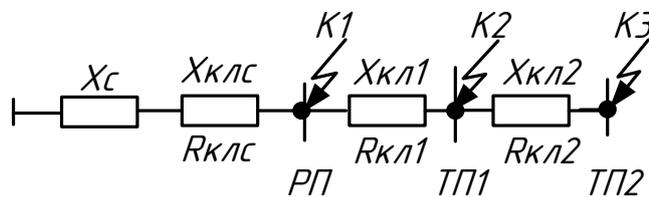


Рисунок 9 - Схема замещения для расчетов токов КЗ на 10кВ.

Произведем расчет тока трехфазного КЗ для точки К1.

$$x_1 = x_c + x_{\text{кл.рп}}; \quad (37)$$

$$x_1 = 0,583 + 0,128 = 0,711 \text{ мОм.}$$

$$r_1 = r_{кл.рп} = 0,168 \text{ мОм.}$$

Определим ток при металлическом контакте.

$$I_{\max \text{ ПО}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_1^2 + r_1^2}}; \quad (38)$$

$$I_{\max \text{ ПО}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,711^2 + 0,168^2}} = 8,3 \text{ кА}$$

Определим постоянную затухания апериодической составляющей:

$$T_a = \frac{x_1}{314 \cdot r_1}; \quad (39)$$

$$T_a = 0,013$$

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}$$

Определяем ударный ток:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{\max \text{ ПО}} \cdot (1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}); \quad (40)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 8,3 \cdot (1 + e^{\frac{-0,01}{0,013}}) = 17,33 \text{ кА.}$$

Произведем расчет тока двухфазного КЗ для точки К1.

Определим ток при металлическом контакте:

$$I_{2\max \text{ ПО}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 8,3}{2} = 7,19 \text{ кА.}$$

Аналогично рассчитываем токи КЗ для всех остальных точек.

Результаты расчетов сведены в таблицу 9.

Таблица 9 – Результаты расчета токов КЗ на 10кВ для КЛ

Расчетные точки	Вид КЗ	
	Трехфазное, кА	Двухфазное, кА
К 1	8,3	7,19

Расчетные точки	Вид КЗ	
	Трёхфазное,кА	Двухфазное, кА
К 3	8,02	6,94
К 4	7,95	6,88
К 5	7,76	6,72
К 6	7,91	6,85
К 7	7,09	6,14
К 8	7,95	6,88
К 9	7,53	6,52
К 10	8,1	7,02

5.2 Расчет токов КЗ на 0,4 кВ

Принцип расчета трехфазного короткого замыкания на 0,4кВ аналогичен расчету трехфазного КЗ на 10кВ, за исключением добавления дополнительных сопротивлений и коэффициента трансформации.

В качестве несимметричного короткого замыкания рассчитаем однофазное КЗ. Принцип расчёта остаётся тот же, однако при несимметричных коротких замыканиях появляется обратная и нулевая последовательность, а также изменяется сопротивление некоторых элементов схемы. В приближённых расчётах сопротивление обратной последовательности можно принять равным сопротивлению прямой последовательности.

Составим схему замещения для расчета токов КЗ на 0,4кВ.

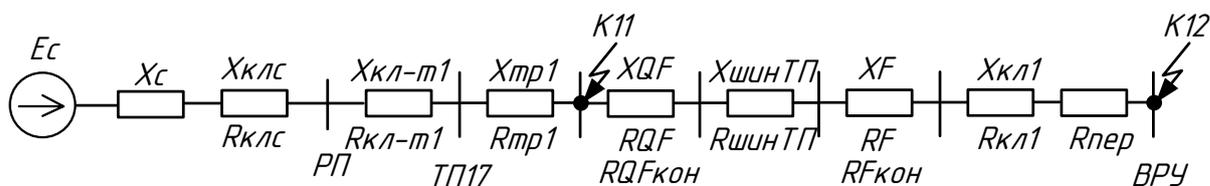


Рисунок 10 - Схема замещения для расчетов токов КЗ на 0,4кВ.

Произведем расчет тока трехфазного КЗ для точки К12.

$$x_1 = (x_c + x_{кл.рп} + x_{кл.ВТП1} + x_m + x_{мр.QF} + x_{шинВТП} + x_{клF} + x_{кл1}) \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2; \quad (41)$$

$$x_1 = (0,58 + 0,128 + 0,016 + 1,11 + 0,0041 + 0,0006 + 0,008 + 0,001) \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2$$

$$x_1 = 0,007 \text{ мОм.}$$

$$r_1 = (r_c + r_{кл.рп} + r_{кл.ВТП1} + r_m + r_{мр.QF} + r_{мрQFконт} + r_{шинВТП} + r_{клF} + r_{клFконт} + r_{кл1}) \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2$$

$$r_1 = 0,0069 \text{ мОм.}$$

Определим ток при металлическом контакте:

$$I_{\max \text{ ПО}} = \frac{0,38}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,007^2 + 0,0069^2}} = 22,54 \text{ кА.}$$

Произведем расчет тока однофазного КЗ для точки К12 с учетом переходного сопротивления дуги.

$$x_2 = (2 \cdot (x_c + x_{кл.рп} + x_{кл.ВТП1}) + 3 \cdot x_m) \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 + 3 \cdot (x_{мр.QF} + x_{шинВТП} + x_{клF} + x_{кл1});$$

$$x_2 = 0,019 \text{ мОм;}$$

$$r_2 = (2 \cdot (r_{кл.рп} + r_{кл.ВТП1}) + 3 \cdot r_m) \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 + 3 \cdot (r_{мр.QF} + r_{мрQFконт} + r_{шинВТП} + r_{клF} + r_{клFконт} + r_{кл1})$$

$$r_2 = 0,021 \text{ мОм;}$$

Определим ток при контакте через дугу.

Сопротивление дуги $r_0 = 0,02 \text{ мОм.}$

$$r_{2,1} = r_2 + r_0; \quad (42)$$

$$r_{2,1} = 0,021 + 0,02 = 0,041 \text{ мОм.}$$

$$I_{\min IO} = \frac{0,4 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{x_2^2 + r_{2,1}^2}};$$

$$I_{\min IO} = \frac{0,38 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{0,019^2 + 0,041^2}} = 14,63 \text{ кА.}$$

Данным методом рассчитываются все оставшиеся точки короткого замыкания. Полученные результаты показаны в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты расчета токов КЗ на 0,4кВ для КЛ

Расчетные точки	Вид КЗ	
	Трёхфазное, кА	Однофазное, кА
К 12	22,54	14,63
К 13	13,63	10,02
К 14	8,41	6,87
К 15	27,53	6,87
К 16	27,5	16,95
К 17	23,19	15,16
К 18	15,06	10,79
К 19	8,41	6,87
К 20	23,73	15,4
К 21	23,7	15,3

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

6.1 Выбор и проверка оборудования

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 защиту элементов системы электроснабжения осуществляют 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 электрической цепи. Номинальные токи расцепителей автоматических выключателей и плавких вставок предохранителей нужно выбирать по возможности меньшими по расчетным токам защищаемых участков сети или по номинальным токам отдельных ЭП в зависимости от места установки аппарата защиты.

2. Время действия аппаратов защиты должно быть по возможности меньшим 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.

6.2 Выбор комплектных распределительных устройств

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом [5].

Для КРУ-10 кВ выбираем комплектное распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ-63 (Рисунок 11), которое предназначено для приема и распределения электрической энергии промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 6 (10) кВ на токи 630-2 000 А.



Рисунок 11 – КРУ-СЭЩ-63.

Таблица 11 – Основные параметры шкафа КРУ серии КРУ-СЭЦ-63 10кВ

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	2000
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	25
Электродинамическая стойкость, кА	80
Термическая стойкость, кА/с	31,5
Тип выключателя	ВВУ
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный.

6.3 Выбор плавких предохранителей

Предохранители - это коммутационные электрические аппараты, предназначенные для защиты электрических цепей от аварийных режимов, защиты электрических сетей, электрооборудования общепромышленных установок, вагонов метрополитена и др. от токов перегрузки и коротких замыканий. Они отключают защищаемую цепь посредством разрушения специально предусмотренных для этого токоведущих частей под воздействием тока, превышающего определенное значение.

Условия выбора плавкого предохранителя:

1) Номинальное напряжение предохранителя должно быть равно или больше номинального напряжения электрической сети:

$$U_{ном.п} \geq U_{сети}; \quad (43)$$

2) Номинальный ток плавкой вставки выбирают по расчётному току защищаемой цепи и отстраивают от токов кратковременной перегрузки:

$$I_{ном.вст} \geq I_{ном.ЭП}; \quad (44)$$

$$I_{н.вст} \geq \frac{I_n}{2,5}, \quad (45)$$

где $I_{ном.вст}$ – номинальный ток плавкой вставки, А ;

$I_{ном.ЭП}$ – номинальный ток отдельного ЭП, А;

I_n – пиковый ток ЭП, А.

$$I_{П} = K_{П} \cdot I_{ном. ЭП}, \quad (46)$$

где $K_{П}$ – кратность пуска.

Выбор плавкой вставки рассмотрим на примере токовой нагрузки для ВТП№1 технического комплекса. А именно, рассмотрим выбор предохранителя для шкафа тепловой защиты трансформатора.

$$I_{ном1} = \frac{P_{ном1}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi};$$

$$I_{ном1} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,8} = 360,84 \text{ А}$$

$$I_{н.вст} = \frac{I_{н1} \cdot 5}{2,5};$$

$$I_{н.вст} = \frac{360,84 \cdot 5}{2,5} = 721,69 \text{ А}$$

$$I_{ном вст} \geq I_{ном Э.П} \Rightarrow 800 \geq 721,69 \text{ А}$$

Выбираем плавкую вставку на ток $I_{н.вст} = 800 \text{ А}$ и предохранитель ППН41-1000.



Рисунок 12 - Предохранитель ППН41-1000.

Таким образом, были выбраны предохранители для ЭП. Расчет выбора предохранителей для всех электроприемников произведен в программе Mathcad15.

Данные предохранителей ЭП представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Расчёт токов для выбора предохранителей

Наименование ЭО	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	$I_{\text{п.вст}}, \text{А}$	$I_{\text{н.пр}}, \text{А}$	Маркировка
Шкаф тепловой защиты трансформатора	360,84	721,68	800	ППН41-1000
Шкаф ЭП первого зала	171,84	343,68	355	ПН2-400
Шкаф ЭП второго зала	180,06	360,12	400	ПН2-400
Щит наружного освещения	220,93	441,85	500	ПН2-600
ИБП дотя ППУ	475,77	951,55	1000	ППН41-1000
Шкаф ЭП четвертого зала	172,24	344,49	355	ПН2-400
Шкаф ЭП пятого зала	180,06	360,12	400	ПН2-400
ИБП дотя ППУ 2	475,77	951,55	1000	ППН41-1000
Шкаф тепловой защиты трансформатора 2	360,84	721,69	800	ППН41-1000

6.4 Выбор и проверка автоматических выключателей 10кВ

Автоматический выключатель – это коммутационный аппарат предназначенный для автоматического размыкания электрической цепи в

момент возникновения коротких замыканий или перегрузок, а также 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.

К выключателям предъявляют следующие требования:

- безопасное отключение любых видов токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрое время срабатывания;
- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво - и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (47)$$

2) По длительному току

$$I_{р.мах} \leq I_{ном} \quad (48)$$

3) По отключающей способности:

$$I_{п.0} \leq I_{откл.ном} \quad (49)$$

Выбираем вакуумный выключатель типа VD4-10кВ

Этот автоматический выключатель расположен на ВТП и защищает силовой трансформатор и энергосистему, поэтому должен отличаться высокой надёжностью работы.

Примем для установки АВ VD4-10кВ:

$$I_n = 2500 \text{ A}; I_{п0} = 50 \text{ кА}; I_{уд} = 105 \text{ кА}; t_{откл.} = 0,03 \text{ с}$$

Безусловными достоинствами вакуумных выключателей являются:

- Высокая эксплуатационная надежность. Плотность отказов вакуумных выключателей ниже на порядок по сравнению с традиционными выключателями (масляными, электромагнитными);

- Высокая коммутационная износостойкость и сокращение расходов по обслуживанию;

- Безопасность и удобство эксплуатации.

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 $U_{ном.с}$:

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

$10 \geq 10$ кВ - условие выполняется.

2) Соответствие номинального тока выключателя расчётному току цепи:

$$I_{н.расц} \geq I_p; \quad (51)$$

$$I_p = 495,59 \text{ А}$$

$2500 \geq 495,59$ А - условие выполняется.

3) Определяем пиковый ток:

Для питающей линии:

$$I_{пик} = I_{н.мах} + (I_p - I_p \cdot k_u) \quad (51)$$

где I_p – расчетный максимальный ток;

k_u – коэффициент использования запускаемого ЭП;

$I_{н.мах}$ – номинальный ток ЭП с наибольшим пусковым током.

Выбранный выключатель нагрузки должен соответствовать условию:

$$I_{н.расц} \geq I_{пик} \quad (52)$$

$$I_{пик} = 2379,81 + (495,59 - 495,59 \cdot 0,78) = 2488,57 \text{ А}$$

$2500 \geq 2488,57$ А - условие выполняется.

4) Ток срабатывания электромагнитного расцепителя должен соответствовать данному условию:

$$I_{н.расц} \leq 3 \cdot I_{дл.дон} \quad (53)$$

$2500 \leq 3 \cdot 950$ А - условие выполняется.

Выключатель QF1 выбран правильно.

Расчет других АВ производится аналогично.

Результаты выбора сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВН VD4-10кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10$ кВ	$U_p = 10$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2500$ А	$I_{pMAX} = 495,59$ А	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 105$ кА	$i_{уд} = 52,5$ кА	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 4200$ кА ² с	$V_K = 1378$ кА ² с	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{вкл} = 25$ кА	$I_{по} = 23,21$ кА	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 25$ кА	$I_{по} = 23,21$ кА	$I_{пт} \leq I_{отклном}$

6.5 Выбор и проверка автоматических выключателей 0,4кВ

$$U_{ном.в} \geq U_{ном.с}; \quad (54)$$

$0,4 \geq 0,4$ кВ - условие выполняется.

Соответствие номинального тока выключателя расчётному току цепи:

$$I_{н.расц} \geq I_p; \quad (55)$$

$$I_p = 360,84 \text{ А}$$

$400 \geq 360,84$ А - условие выполняется.

5) По коммутационной способности:

$$I_{max ПО} \geq I_{откл} \quad (56)$$

$$I_{max ПО} = 13,6 \text{ кА}$$

$$I_{откл} = 18 \text{ кА}$$

13,6 ≥ 18 в условие выполняется.

б) Ток срабатывания электромагнитного расцепителя должен соответствовать данному условию:

$$I_{н.расц} \geq I_{дл.дон} \quad (57)$$

1000 ≥ 228 А - условие выполняется.

Для первого потребителя ВТП№1 выбираем выключатель ВА57-39 с номинальным током 400А и током расцепителя 1000А.

Таблица 14 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ВА57-39

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_H = 0,4 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 0,4 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{уст}$
$I_{р.макс} = 360,84 \text{ А}$	$I_H = 400 \text{ А}$	$I_H \geq I_{р.макс}$
$B_K = 6,72 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} = 2300 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_K$
$i_{уд} = 2,21 \text{ кА}$	$i_{СКВ} = 63 \text{ кА}$	$i_{СКВ} \geq i_{уд}$

6.6 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей производится так же, как выключателей, но без проверок на отключающую способность, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током. Выбор разъединителей необходимо проводить подробно, для одного присоединения и результаты выбора сводим в таблицы сопоставлений паспортных данных и расчетных данных. Выбираем на стороне 10 кВ разъединитель РЛНД 10/1000 УХЛ1.



Рисунок 13 - Разъединитель РЛНД 10/1000

Разъединители РЛНД используются в сетях напряжением 6-10 кВ. Разъединители служат для создания видимого разрыва, отделяющего выведенное из работы оборудование от токопроводящих частей, находящихся под напряжением. Это необходимо, например, при выводе оборудования в ремонт в целях безопасного производства работ.

Сопоставление приведено в таблице 15.

Таблица 15 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{уст}$
$I_{р.макс} = 92,5 \text{ А}$	$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_H \geq I_{р.макс}$
$B_K = 0,253 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_K$
$i_{уд} = 3,296 \text{ кА}$	$i_{СКВ} = 63 \text{ кА}$	$i_{СКВ} \geq i_{уд}$

6.7 Выбор трансформаторов тока

Назначение трансформаторов тока заключается в преобразовании (пропорциональном уменьшении) измеряемого тока до значений, безопасных для его измерения. Другими словами, трансформаторы тока расширяют пределы измерения измерительных приборов – электросчётчиков.

Трансформаторы тока выбираются

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \cdot \quad (58)$$

- по току

$$I_{ном} \leq I_{1ном}, I_{макс} \leq I_{1ном} \cdot \quad (59)$$

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

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости;
- по термической стойкости

- по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (60)$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому:

$$Z_2 \approx R_2. \quad (61)$$

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

$$R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K. \quad (62)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть $2,5 \text{ мм}^2$ для меди и 4 мм^2 для алюминиевых проводов. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 16 мм^2 . Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета.

В комплектном распределительном устройстве 10 кВ принимаем трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10. Измерительный трансформатор тока опорный с литой изоляцией ТОЛ-СЭЩ на класс напряжения 10, 20, 35 кВ обеспечивает передачу сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления. Трансформатор ТОЛ-СЭЩ устанавливается в комплектные распределительные устройства КРУ-СЭЩ. ТОЛ-СЭЩ изготавливается в климатическом исполнении “У”; “УХЛ” и “Т”, категории размещения 2 и 1 по ГОСТ 15150-69.



Рисунок 14 - Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10

Трансформаторы тока работают в режиме близком к короткому замыканию. Размыкание их вторичных обмоток приводит к аварийному режиму, поэтому вторичные обмотки трансформаторов тока должны быть всегда замкнуты на реле, или закорочены на специальных зажимах.

Каталожные данные трансформатора ТОЛ-СЭЩ-10 приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Каталожные и расчетные данные ТОЛ-СЭЩ-10.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_n = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 2200 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_n$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 25 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1159,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Как видно из таблиц, выбранный трансформатор тока соответствует требуемым условиям.

6.8 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты

и подстанционной автоматики. Класс точности для питания счетчиков равен 0,5. [10]

Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6 и 10 кВ) устанавливают трехобмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки, схема соединения – «открытый треугольник».

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (63)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Ниже приведена таблица нагрузок и определена вторичная нагрузка.

Таблица 17 - Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Полная потребляемая
					S, ВА
Вольтметр	СВ-3021	3	1	1	3
Ваттметр	СР-3021	4	2	2	16
Варметр	СТ-3021	4	2	2	16
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	3,6	2	2	14,4
Счетчик РЭ					
Итого	-	-	-	7	47,4

Вторичная нагрузка трансформатора по формуле составит:

$$S_{2\Sigma} = 47,4 \text{ ВА.}$$

Все измерительные приборы также имеют цифровой интерфейс и телеметрические параметры. Помимо своих основных свойств измерения

выполняют роль контролирующих, регистрирующих и фиксирующих приборов.

Выбираются трансформаторы напряжения НАМИ–10-95 УЗ. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 18.

Таблица 18 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для проверки выбора трансформаторов напряжения

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_P = 47,4 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H = 100 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H \geq S_P$



Рисунок 15 - Трансформатор напряжения НАМИ–10-95 УЗ.

6.9 Выбор ограничителей перенапряжения

ОПН предназначены для защиты электрооборудования от воздействия от высоковольтных импульсов напряжения. Благодаря своей простой конструкции и простоте использования, они нашли широкое применение в области энергоснабжения.

Основным средством снижения перенапряжения на изоляции электрооборудования РУ являются ОПН. В отличие от разрядников,

выполняющих те же функции, ОПН в своей конструкции не имеют искровых промежутков.

Первоначально ОПН выбирается по допустимому уровню напряжения по условию:

$$U_{\text{нд}} \geq \frac{U_{\text{н.р.}}}{\sqrt{3}}, \quad (64)$$

где $U_{\text{нд}}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН;

$U_{\text{н.р.}}$ – наибольшее рабочее напряжение сети (нормируется по ГОСТ 721).

Для увеличения надежности ОПН следует выбирать с наибольшим длительно-допустимым рабочим напряжением, который должен составлять более 2-5 % наибольшего уровня напряжения в месте установки ОПН.

Рабочее напряжение ОПН определяется как:

$$U_{\text{расч.ОПН}} = \frac{U_{\text{max.раб}}}{K_B}, \quad (65)$$

где $U_{\text{max.раб}}$ – рабочее максимальное напряжение;

K_B – коэффициент, определяющийся по кривым вида $K_B = f(\tau)$

(Рисунок 16), учитывает величину допустимого напряжения.

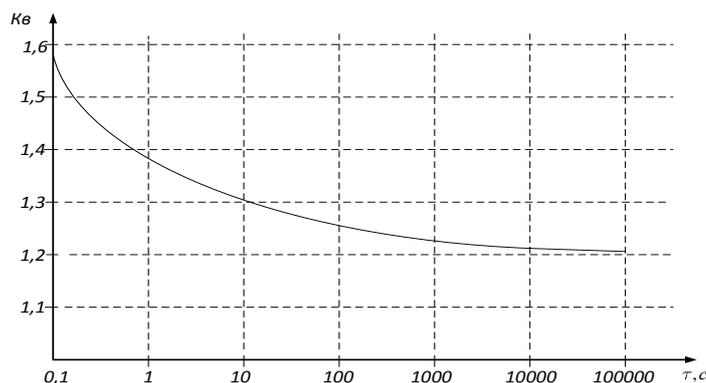


Рисунок 16 – График зависимости коэффициента K_B от длительности перенапряжения

Максимальное рабочее напряжение в нормальном режиме не должно быть более чем $1,2 \cdot U_{\text{ном}}$ в сетях до 35 кВ, $1,15 \cdot U_{\text{ном}}$ – в сетях 35-220 кВ.

Произведем выбор ОПН на стороне 10 кВ для ВТП№1.

Допустимое рабочее напряжение на стороне 10 кВ, согласно условию:

$$U_{нд} \geq \frac{1,2 \cdot 10}{\sqrt{3}} = 6,92 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени (K_B определяется для времени 1200 с – определяется по каталогам):

$$U_{расч.ОПН} = \frac{6,92}{1,21} = 5,71 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетных к установке на ВТП№1 выбираем ограничитель перенапряжения марки ОПН-П-10/7,2/10/2 УХЛ1.



Рисунок 17 – ОПН-П-10

Таблица 19 – Характеристики устанавливаемого ОПН-П-10/7,2/10/2 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П-10/7,2/10/2 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	7,2
Номинальный разрядный ток, кА	10
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	8,8

6.10 Выбор мощности трансформатора собственных нужд

Таблица 20 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		Cos φ	Нагрузка	
	кВт × n	Всего		P _{уст} , кВт	Q _{уст} , кВар
1	2	3	4	5	6
Подогрев КРУ	-	10	1	10	-
Отопление и освещение ОПУ	-	100	1	100	-
Освещение ЦРП	-	10	1	10	-
Прочие	-	46	1	46	-
Итого				166	-

Расчетная мощность собственных нужд подстанции определяется (кВА):

$$S_{РАСЧ} = k_C \cdot \sqrt{P_{УСТ}^2 + Q_{УСТ}^2}, \quad (66)$$

где k_C - коэффициент спроса равный 0,8.

$$S_{РАСЧ} = 0,8 \cdot \sqrt{166^2} = 132,8 \text{ кВА.}$$

Расчетная мощность трансформаторов собственных нужд (кВА):

$$S_{РАСЧ.ТР} = \frac{S_{РАСЧ}}{N_{ТР} \cdot K_{ЗАП}}, \quad (67)$$

$$S_{РАСЧ.ТР} = \frac{132,8}{2 \cdot 0,7} = 98,71 \text{ кВА.}$$

Принимаются к установке два трансформатора марки ТМ-100/10.

7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

7.1 Экономический расчет для ВТП№1

В технико-экономический расчет входит, определение капитальных затрат, эксплуатационных издержек, амортизационных отчислений и минимуму потерь электроэнергии.

Произведем экономический расчет для ВТП№1 технического комплекса космодрома Восточный.

Капитальные затраты определяются по формуле:

$$K = \sum k_{инф} \cdot (K_i), \quad (68)$$

где K – укрупненные показатели стоимости i -го оборудования, руб.;

$k_{инф}$ – коэффициент инфляции.

Затраты на использование и обслуживание электрооборудования, определяются по выражению:

$$I_{экс} = \sum a_{экс\ i} \cdot K_i, \quad (69)$$

где $\sum a_{экс\ i}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание элементов сети, %;

Издержки на амортизацию электрооборудования определяются по формуле:

$$I_{ам} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{сл}}, \quad (70)$$

где $T_{сл}$ – срок службы, лет.

Стоимость суммарных потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{уд}, \quad (71)$$

где $C_{уд}$ – удельная стоимость потерь электроэнергии 1,4 руб/кВт·ч [5];

Потери электроэнергии в кабелях и шинпроводах определяются по следующей формуле:

$$\Delta W_{\text{ура}} = 3 \cdot I_p^2 \cdot r \cdot l \cdot T_p, \quad (72)$$

$$\Delta W_{\text{кл}} = 3 \cdot (k_u \cdot I_p)^2 \cdot r \cdot l \cdot T_p \quad (73)$$

где T_p - время работы цеха, $T_p = 5000$ ч/год.

Сведем в таблицу 21 результаты расчета для ВТП№1, ВТП№2, БКТП№7 и для ВТП№18.

Таблица 21 – Результаты экономического расчета.

№ ТП	K , руб.	$I_{\text{экс}}$, руб.	$I_{\text{ам}}$, руб.	$I_{\Delta W}$, руб.	$\Delta W_{\text{ш}}$, кВт·ч	$\Delta W_{\text{кл}}$, кВт·ч	Z , руб
ВТП№1	3046000	609200	145200	672000	15720	672000	5439000,043
ВТП№2	3054000	610600	147247	676200	16640	676000	5444000,076
БКТП№7	2413000	452700	114745	452100	11256	399400	2564564,98
ВТП№18	2671000	513260	123890	497867	13869	455867	2787973,65

Таким образом была рассчитана экономическая часть для ВТП технического комплекса. Капиталовложение, затраты и другие экономические показатели для остальных ТП рассчитываются аналогичным способом.

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

8.1 Назначение релейной защиты

Главным принципом устройств релейной защиты является обнаружение в сети короткого замыкания и автоматическое отключение поврежденного элемента от остальной неповрежденной части сети воздействием на соответствующий выключатель. Кроме того, при возникновении ненормальных режимов работы сети (перегрузки, замыкания на землю в сети с малыми токами замыкания на землю и др.) задачей релейной защиты является сигнализация о возникшей неисправности.

Надежность работы электрических сетей может быть значительно повышена применением устройств автоматического ввода резерва (АВР).

Ко всем устройствам релейной защиты относится 4 основных требования:

- Селективность - свойство релейной защиты, характеризующее способность выявлять поврежденный элемент электроэнергетической системы и отключать только его только ближайшими к нему выключателями. Это позволяет локализовать повреждённый участок и не прерывать нормальную работу других участков сети;

- быстродействие – это свойство релейной защиты, характеризующее скорость выявления и отделения от электроэнергетической системы повреждённых элементов. Показателем быстродействия является время срабатывания защиты – это интервал времени от момента возникновения повреждения до момента отделения от сети повреждённого элемента;

- чувствительности, т.е. способности защиты реагировать на возникшее короткое замыкание в зоне ее действия. Чувствительность – это свойство, характеризующее способность релейной защиты выявлять повреждения в конце установленной для неё зоны действия в минимальном режиме работы энергосистемы. Другими словами, - это способность чувствовать те виды

повреждений и ненормальных режимов, на которые она рассчитана, в любых состояниях работы защищаемой электрической системы. Показателем чувствительности выступает коэффициент чувствительности, который для максимальных защит (реагирующих на возрастание контролируемой величины) определяется как отношение минимально возможного значения сигнала, соответствующего отслеживаемому повреждению, к установленному на защите параметру срабатывания

- надёжность – это свойство, характеризующее способность релейной защиты действовать правильно и безотказно во всех режимах контролируемого объекта при всех видах повреждений и ненормальных режимов для действия при которых данная защита предназначена, и не действовать в нормальных условиях, а также при таких повреждениях и нарушениях нормального режима, при которых действие данной защиты не предусмотрено. Иными словами, надёжность – это свойство релейной защиты, характеризующее ее способность выполнять свои функции в условиях эксплуатации, ремонта, хранения и транспортировки. Основные показатели надёжности - время безотказной работы и интенсивность отказов.

Приведенные условия обязаны быть положены в основу выбора принципов, расчетами выполнения схем защиты.

Устройства АВР устанавливаются на подстанциях, где питание получают потребители I и II категорий по степени надежности электроснабжения от раздельно работающих секций шин.

В системе электроснабжения, где имеется два и более источника питания целесообразно работать по разомкнутой схеме. Причем все источники питания не связаны между собой, для каждого источника имеется свой потребитель электроэнергии. Для такого режима работы целесообразно уменьшить ток короткого замыкания, упростить релейную защиту, сформировать необходимый режим по напряжению, снизить значительные потери электроэнергии. Однако при таких условиях надёжность электроснабжения в разомкнутых сетях оказывается более низкой, чем в

замкнутых, так как при выходе из строя одного источника питания, приводит к прекращению питания всех его потребителей. Но при помощи устройства АВР, автоматического включения резервного источника, возможно восстановление питания потребителей, путем подключения к другому источнику питания. Применяют различные схемы УАВР, однако все они должны удовлетворять изложенным ниже основным требованиям:

1. Схема АВР должна приходить в действие при исчезновении напряжения на шинах потребителя по любой причине, в том числе при аварийном, ошибочном или самопроизвольном отключении выключателей рабочего источника питания, а также при исчезновении напряжения на шинах, от которых осуществляется питание рабочего источника. Включение резервного источника часто допускается также при КЗ на шинах потребителя.

2. Иметь минимально возможное время срабатывания. Для того чтобы уменьшить длительность перерыва питания потребителей, включение резервного источника питания должно производиться сразу же после отключения рабочего источника.

3. Действие АВР должно быть однократным, чтобы не допускать нескольких включений резервного источника на неустранившееся КЗ.

4. Схема АВР не должна приходить в действие до отключения выключателя рабочего источника, чтобы избежать включения резервного источника на КЗ в неотключившемся рабочем источнике. Выполнение этого требования исключает также в отдельных случаях несинхронное включение двух источников питания.

5. Для того чтобы схема АВР действовала при исчезновении напряжения на шинах, питающих рабочий источник, когда его выключатель остается включенным, схема АВР должна дополняться специальным пусковым органом минимального напряжения.

8.2 Релейная защита выключателя КРУ 10 кВ

Определим ток срабатывания защиты [11]:

$$I_{с.мтз} = \frac{K_{сзап} \cdot K_3}{K_в} \cdot I_{нагр}; \quad (74)$$

где K_3 , $K_{сзап}$, $K_в$ – коэффициенты защиты, самозапуска и возврата ($K_3=0,8$, $K_н=0,8$ и $K_в=0.85$).

$I_{нагр}$ – ток на низкой стороне трансформатора, равный 8074 А.

$$I_{с.мтз} = \frac{0,8 \cdot 0,8}{0,85} \cdot 8074 = 6249,2 \text{ А}.$$

Ток двухфазного КЗ

$$I_k^{(2)} = 8,07 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 7 \text{ кА}.$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{1}{4000/5} \cdot 6249,2 = 7,81 \text{ А}.$$

Принимаем значение уставки равное 8 А.

Уточняем ток срабатывания защиты

$$I_{с.мтз} = \frac{K_{ма}}{K_{сз}} \cdot I_{уст}; \quad (75)$$

$$I_{с.мтз} = \frac{4000/5}{1} \cdot 5 = 6400 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{ч.мтз} = \frac{7000}{6400} = 1,09 > 1,5.$$

Защита является чувствительной и ее стоит принять к исполнению.

Рассчитываем токовую отсечку.

Рассчитаем ток срабатывания защиты [11]:

$$I_{с.то} = I_k^{(3)} \cdot k_3, \quad (76)$$

где k_3 – коэффициент защиты, равен 1,3;

$I_k^{(3)}$ – трехфазный ток в конце линии.

$$I_{с.то} = 6,1 \cdot 1,3 = 10,53 \text{ кА.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р} = \frac{1}{4000/5} \cdot 10530 = 13,16 \text{ кА.}$$

Принимаем значение уставки равное 14 кА.

Уточняем ток срабатывания защиты

$$I_{то} = \frac{4000/5}{1} \cdot 14 = 11200 \text{ А.}$$

Рассчитаем коэффициент чувствительности, по следующим формулам:

$$k_{ч2.то} = \frac{I_H^{(2)}}{I_{с.то}} \geq 2, \quad (77)$$

где $I_H^{(2)}$ – двухфазный ток короткого замыкания в начале линии.

Ток двухфазного КЗ

$$I_k^{(2)} = 8,07 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 6,9 \text{ кА.}$$

$$k_{ч2.то} = \frac{6,9}{8} = 0,86 \geq 2.$$

8.3 Защита кабельной линии 10 кВ

Расчёт максимальной токовой защиты для кабелей ВТП№1.

Максимальный нагрузочный ток:

$$I_{с.мтз} = \frac{K_n \cdot K_z}{K_v} \cdot I_{нагр}; \quad (78)$$

где K_z , $K_{сзап}$, K_v – коэффициенты защиты, самозапуска и возврата ($K_z=0,8$, $K_n=0,8$ и $K_v=0.85$).

$I_{нагр}$ - ток протекающий по КЛ, отходящего присоединения, [21]:

$$I_{нагр} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_2}; \quad (79)$$

$$I_{нагр} = 218,5 \text{ А.}$$

$$I_{c.мтз} = \frac{0,8 \cdot 0,8}{0,85} \cdot 218,5 = 164,52 \text{ А}.$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{cp} = \frac{I_{c.мтз}}{k_m}; \quad (80)$$

$$I_{cp} = \frac{164,52}{400/5} = 2,06 \text{ А}.$$

Принимаем уставку равную 5 А.

Уточняем ток срабатывания защиты:

$$I_{c.p} = \frac{400/5}{1} \cdot 5 = 400 \text{ А}$$

Минимальный ток в реле при двухфазном коротком замыкании за кабелем:

$$I_k^{(2)} = 6,9 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 5,98 \text{ кА};$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{ч.мтз} = \frac{5980}{400} = 14,95 > 1,5.$$

Рассчитаем токовую отсечку.

Рассчитаем ток срабатывания защиты [21]

$$I_{c.то} = I_k^{(3)} \cdot k_H, \quad (81)$$

где k_H – коэффициент надежности, равен 1,2;

$I_k^{(3)}$ – трехфазный ток в конце линии.

$$I_{c.то} = 8,1 \cdot 1,2 = 9,72 \text{ кА}.$$

Необходимо рассчитать коэффициент чувствительности, который должен быть больше 2, по следующим формулам [21]:

$$k_{ч2.то} = \frac{I_H^{(2)}}{I_{c.то}} \geq 2, \quad (82)$$

где $I_H^{(2)}$ – двухфазный ток короткого замыкания в начале линии.

Ток двухфазного КЗ

$$I_{\kappa}^{(2)} = 8,1 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 7,1 \text{ кА}. \quad (83)$$

$$k_{\text{ч2.то}} = \frac{7,1}{9,72} = 0,73 \geq 2.$$

Отсечка не обладает достаточной чувствительностью, т.к. $K_{\text{ч}} < 2$.

8.4 Автоматический ввод резерва

Автоматический ввод резерва (Автоматическое включение резерва, АВР) — способ обеспечения резервным электроснабжением нагрузок, подключенных к системе электроснабжения, имеющей не менее двух питающих вводов и направленный на повышение надежности системы электроснабжения. Заключается в автоматическом подключении к нагрузкам резервных источников питания в случае потери основного.

Общие требования к АВР:

- АВР должен срабатывать за минимально возможное после отключения рабочего источника энергии время.
- АВР должен срабатывать всегда, в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей, независимо от причины. В случае работы схемы дуговой защиты АВР может быть заблокирован, чтобы уменьшить повреждения от короткого замыкания. В некоторых случаях требуется задержка переключения АВР. К примеру, при запуске мощных двигателей на стороне потребителя, схема АВР должна игнорировать просадку напряжения.
- АВР должен срабатывать однократно. Это требование обусловлено недопустимостью многократного включения резервных источников в систему с неустранимым коротким замыканием.

Реализацию схем АВР осуществляют с помощью средств РЗА: реле различного назначения, цифровых блоков защит (контроллер АВР), переключателей — изделий, включающих в себя механическую коммутационную часть, микропроцессорный блок управления, а также панель индикации и управления.

АВР разделяют на:

- АВР одностороннего действия. В таких схемах присутствует одна рабочая секция питающей сети, и одна резервная. В случае потери питания рабочей секции АВР подключит резервную секцию.

- АВР двухстороннего действия. В этой схеме любая из двух линий может быть как рабочей, так и резервной.

- АВР с восстановлением. Если на отключенном вводе вновь появляется напряжение, то с выдержкой времени он включается, а секционный выключатель отключается. Если кратковременная параллельная работа двух источников не допустима, то сначала отключается секционный выключатель, а затем включается вводной. Схема вернулась в исходное состояние.

- АВР без восстановления.

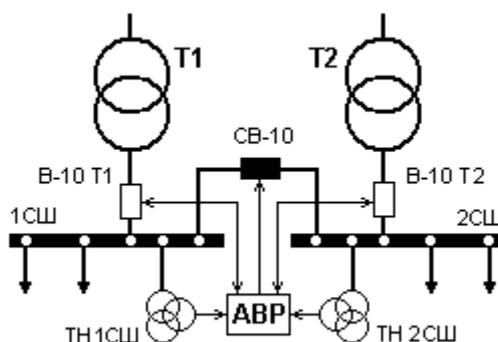


Рисунок 18 - схема подстанции 110/10 кВ.

8.5 Автоматическое повторное включение

Устройства АПВ должны предусматриваться для быстрого восстановления питания потребителей или межсистемных и внутрисистемных связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты.

Эффективно сочетание АПВ линий электропередачи с неселективными быстродействующими защитами линий для направления их неселективного действия при повреждениях вне линии и с устройствами автоматической частотной разгрузки.

Требования к устройству АПВ. Автоматическое повторное включение выключателя должно осуществляться после неоперативного отключения

выключателя, за исключением случая отключения от релейной защиты присоединения, на котором установлено устройство АПВ, непосредственно после включения выключателя оперативным персоналом или средствами телеуправления, после действия защит от внутренних повреждений трансформаторов или устройств противоаварийной системы автоматики. Время действия t АПВ должно быть не меньше необходимого для полной деионизации среды в месте КЗ и для подготовки привода выключателя к повторному включению, должно быть согласовано с временем работы других устройств автоматики (например, АВР), защиты, учитывать возможности источников оперативного тока по питанию электромагнитов включения выключателей, одновременно включаемых от АПВ. Характеристики выходного импульса устройств АПВ должны обеспечивать надежное одно или двукратное (в зависимости от требований) включение выключателя. Устройства АПВ должны допускать блокирование их действия во всех необходимых случаях.

Реализация схем АПВ может быть различной, это зависит от конкретного случая, в котором схему применяют. Один из принципов, применяемый в автоматике выключателей ВЛ напряжением до 220 кВ, заключается в сравнении положения ключа управления выключателем и состояния этого выключателя. То есть, если на схему АПВ поступает сигнал, что выключатель отключился, а со стороны управляющего выключателем ключа приходит сигнал, что ключ в положении «включено», то это означает, что произошло незапланированное (например, аварийное) отключение выключателя. Этот принцип применяется для того, чтобы исключить срабатывание устройств АПВ в случаях, когда произошло запланированное отключение выключателя.

К схемам и устройствам АПВ применяется ряд обязательных требований, связанных с обеспечением надёжности электроснабжения. К этим требованиям относятся:

- АПВ должно обязательно срабатывать при аварийном отключении на защищаемом участке сети.

- АПВ не должно срабатывать, если выключатель отключился сразу после включения его через ключ управления. Подобное отключение говорит о том, что в схеме присутствует устойчивое повреждение, и срабатывание устройства АПВ может усугубить ситуацию. Для выполнения этого требования делают так, чтобы устройства АПВ приходили в готовность только через несколько секунд после включения выключателя. Кроме того, АПВ не должно срабатывать во время оперативных переключений, осуществляемых персоналом.

- Схема АПВ должна автоматически блокироваться при срабатывании ряда защит (например, после действия газовой защиты трансформатора, срабатывание устройств АПВ нежелательно)

- Устройства АПВ должны срабатывать с заданной кратностью. То есть однократное АПВ должно срабатывать 1 раз, двукратное — 2 раза и т. д.

- После успешного включения выключателя, схема АПВ должна обязательно самостоятельно вернуться в состояние готовности.

- АПВ должно срабатывать с выставленной выдержкой времени, обеспечивая наискорейшее восстановление питания в отключенном участке сети. Как правило, эта выдержка равняется 0,3-5 с. Однако, следует отметить, что в ряде случаев целесообразно замедлять работу АПВ до нескольких секунд.

8.6 Автоматическая частотная разгрузка

Устройства автоматической частотной разгрузки предусматриваются на подстанциях и РП промышленных предприятий. Это элемент противоаварийной автоматики распределительных подстанций, который предназначен для предотвращения падения частоты энергосистемы в случае резкого уменьшения количества активной мощности в электрической сети.

Существует три категории частотной разгрузки:

АЧР1 – быстродействующая, с временем действия 0,25 – 0,3 с, имеющая в пределах энергосистемы и отдельных ее узлов различные уставки по частоте срабатывания и предназначена для предотвращения дальнейшего снижения частоты после аварии.

АЧР1 разбивается на несколько очередей (около 20), которые отличаются друг от друга по частоте на величину $\Delta f = 0,1$ Гц. Мощность, подключаемая к АЧР1, примерно равномерно распределяется между очередями. После того, как отработает некоторое количество очередей. АЧР I, частота, «зависает» в районе $47 \div 47,5$ Гц.

АЧР2 – с общей уставкой по частоте и различными уставками по времени, предназначена для восстановления частоты до нормального значения после действия АЧР1, если она длительно остается пониженной и для предотвращения ее «зависания». АЧР2 разбивается на несколько очередей (так же около 20), которые отличаются друг от друга по времени на величину $\Delta t = 3$ с. После работы АЧР2, частота должна установиться на уровне, не ниже 49 Гц.

9 ЗАЗЕМЛЕНИЕ

9.1 Расчёт заземлителя

Заземление служит для снижения напряжения прикосновения до безопасной величины. Благодаря заземлению опасный потенциал уходит в землю тем самым, защищая человека от поражения электрическим током.

Величина тока стекания в землю зависит от сопротивления заземляющего контура. Чем сопротивление будет меньше, тем величина опасного потенциала на корпусе поврежденной электроустановки будет меньше.

Заземляющие устройства должны удовлетворять возложенным на них определенным требованиям, а именно величины сопротивление растекания токов и распределения опасного потенциала.

Алгоритм расчёта заземлителей подстанции:

Контур сетки заземлителя необходимо выбрать таким образом, чтобы он выходил за границы оборудования по 2 м. Это делается для того, чтобы персонал, при касании оборудования находился в зоне действия заземлителя.

Площадь использования под заземлитель:

$$S = 143 \text{ м}^2;$$

Примем диаметр вертикальных и горизонтальных проводников в сетке выполненных в виде прутков диаметром равным:

$$d = 16 \text{ мм}$$

Заземлитель следует проверить по следующим условиям:

Выполним проверку сечения на механическую прочность:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot \frac{D_{np}^2}{4} = \pi \cdot \frac{16^2}{4} = 200,96 \text{ мм}^2; \quad (84)$$

Выполняем проверку сечения на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{\text{молн}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{26^2 \cdot 0,1}{400 \cdot 21}} = 89,71 \text{ мм}^2, \quad (85)$$

Где $T = t_{01} = 0,1$ с – время действия релейной защиты при его отключении;

$\beta = 21$ (для стали)- коэффициент термической стойкости.

Определим проверку на стойкость к коррозии:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) = 3,14 \cdot 0,67 \cdot (16 + 0,67) = 43,37 \text{ мм}^2, \quad (86)$$

Где

$$S_{CP} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0 = 0,67 \quad (87)$$

где $T = 240$ мес - период пользования за 20 лет

Сечение проводников должно выполняться по условию:

$$F_{М.П.} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{Т.С.} \text{ мм}^2; \quad (88)$$

$H = 2$ м – толщина сезонных изменений грунта, по которой принимается глубина заложения вертикальных прутков, что позволит принять $\rho = const$.

Проверка выполнения условия:

$$F_{М.П.} \geq F_{\min} = F_{КОР} + F_{Т.С.} \text{ мм}^2; \quad (89)$$

$$F_{М.П.} = 200,96 \geq F_{\min} = 133,08 \text{ мм}^2,$$

Значение удельного сопротивления будет определяться как:

$$\rho_{расч} = K_{мв} \cdot K_{зв} \cdot \rho_{изм}; \quad (90)$$

Где $K_{мв}$ - коэффициент климатических зон для вертикальных заземлителей.

$K_{зв}$ - коэффициент, который учитывает состояние земли для вертикальных заземлителей.

$\rho_{изм}$ - удельное сопротивление грунта.[22]

$$\rho_{расч.в} = 1,4 \cdot 1,0 \cdot 50 = 72 \text{ Ом.}$$

$$\rho_{расч.г} = K_{мг} \cdot K_{зг} \cdot \rho_{изм}; \quad (91)$$

Где $K_{мг}$ - коэффициент климатических зон для горизонтальных заземлителей.

$K_{зг}$ - коэффициент, который учитывает состояние земли для горизонтальных заземлителей. [22]

$$\rho_{расч.з} = 3,2 \cdot 1,0 \cdot 50 = 160 \text{ Ом.}$$

Найдем сопротивление одиночного стержня.

$$R_г = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.з}}{l \cdot K_{ув}} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l}{d} + 0,5 \cdot \ln \frac{4t+l}{4t-l} \right); \quad (92)$$

Где $K_{ув}$ - коэффициент использования вертикальных заземлителей. [22]

l - длина вертикального электрода.

d – диаметр вертикального электрода.

$$d = 0,95 \cdot b; \quad (93)$$

b - значение вертикального электрода, стержень из угловой стали 50x50x5 мм.

$$d = 0,95 \cdot 50 = 0,0475$$

t - глубина заложения вертикального электрода от поверхности земли до середины электрода.

$$t = t_г + \frac{l}{2}; \quad (94)$$

Где $t_г$ - глубина заложения горизонтального электрода.

$$t = 0,5 + \frac{2,8}{2} = 1,9 \text{ м.}$$

$$R_г = \frac{0,366 \cdot 72}{2,8 \cdot 0,58} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 2,8}{0,0475} + 0,5 \cdot \ln \frac{4 \cdot 1,9 + 2,8}{4 \cdot 1,9 - 2,8} \right) = 36,34 \text{ Ом.}$$

Число стержней для получения $R_з = 4 \text{ Ом.}$

$$n = \frac{R_г}{R_з}; \quad (95)$$

$$n = \frac{36,34}{4} = 9 \text{ шт.}$$

К установке принимаем стержни в количестве 9 штук.

$$R_з = \frac{R_г}{n}; \quad (96)$$

$$R_з = \frac{36,34}{9} = 4,03 \text{ Ом.}$$

Длина горизонтального заземлителя $L_2 = 52$ м.

Тогда определим сопротивление горизонтального заземлителя:

$$R_2 = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.з}}{L_2 \cdot K_{из}} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot L_2^2}{D \cdot t_2} \right); \quad (97)$$

Где D - диаметр горизонтального электрода (сталь).

$$R_2 = \frac{0,366 \cdot 160}{52 \cdot 0,34} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 52^2}{0,016 \cdot 0,5} \right) = 19,31 \text{ Ом.}$$

Определим общее сопротивление контура заземления:

$$R_{общ} = \frac{R_2 \cdot R_3}{R_2 + R_3}; \quad (98)$$

$$R_{общ} = \frac{19,31 \cdot 4,03}{19,31 + 4,03} = 3,31 \text{ Ом.}$$

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

10.1 Безопасность

Вся работа по технике безопасности на космодроме должна быть направлена на формирование системы организационных мероприятий и технических средств, предназначенных для предотвращения воздействия на работающих опасных производственных факторов. Устройство, эксплуатация и ремонт оборудования, зданий и сооружений энергообъектов должны отвечать требованиям нормативных актов по охране труда. Средства защиты, приспособления и инструмент, применяемые при обслуживании оборудования, зданий и сооружений энергообъектов, должны своевременно подвергаться осмотру и испытаниям в соответствии с действующими нормативными актами по охране труда. На космодроме должны быть разработаны и утверждены инструкции по охране труда как для работников отдельных профессий так (электросварщиков, станочников, слесарей, электромонтёров, лаборантов и др.), так и на отдельные виды работ (работы на высоте, монтажные, наладочные, ремонтные, проведение испытаний и др.) согласно требованиям, изложенным в “Положении о порядке разработки и утверждения правил и инструкций по охране труда” и “Методических указаниях по разработке правил и инструкций по охране труда”. Каждый работник предприятия должен знать и строго выполнять требования безопасности труда, относящиеся к обслуживаемому оборудованию и организации труда на рабочем месте. Организация работы по технике безопасности на энергопредприятии должна соответствовать отраслевому положению о системе управления охраны труда. Общее руководство работой по технике безопасности и персональная ответственность за неё возлагается на первого руководителя энергообъекта.

10.2 Расчет шума создаваемого трансформаторами

Расчет шума, создаваемого ТМ, относится к безопасности на

промышленном предприятии и может возникнуть в двух случаях:

- 1) при проектировании новой подстанции (ПС);
- 2) при реконструкции действующей ПС.

При проектировании новой подстанции необходимо определить ее расположение относительно прилегающей к ПС территории.

Технический комплекс космодрома «Восточный», а именно ЦРП ТК, где установлены аккумуляторные батареи, питается от ПС «СК-1» на которой установлены два силовых трансформатора марки ТДН-40000/110/10. Параметры трансформатора этой марки представлены в таблице 22 [18].

Таблица 22 - Данные к расчету шума создаваемого трансформаторами

Количество трансформаторов	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Вид трудовой деятельности, рабочее место
2	с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д)	40	110	Территории, непосредственно прилегающие к зданиям гостиниц и общежитий

При рассмотрении действующей ПС, когда увеличивается мощность силовых ТМ, необходимо определить уровень звука в ближайшей точке на границе территории прилегающей к ПС, создаваемый источниками шума (ТМ) и сделать вывод о его соответствии санитарно-гигиеническим требованиям.

Рассмотрим случай, когда трансформаторы находятся на территории, непосредственно прилегающие к зданиям гостиниц и общежитий, когда трансформатор находится на открытом воздухе. Такой случай встречается на

территории промышленного предприятия.

Порядок расчета шума на примере подстанции «СК-1», которая находится на космодроме «Восточный».

1. По таблице СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука для основных наиболее типичных видов трудовой деятельности и рабочих мест» определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. При этом необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 7.00 часов. Допустимый уровень шума для данной территории, составляет: $L_{DUA} = 50$ дБА. [16]

2. Определяем шумовые характеристики источника шума (модель ТМ известна из расчетной части проекта), согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла уровень звуковой мощности составляет ($S_{ном} = 40$ МВА, $U_{ном} = 110$ кВ), согласно :

$$LWA = 91 \text{ дБА. [16]}$$

3. Определяем минимальное расстояние от ПС до основных наиболее типичных видов трудовой деятельности и рабочих мест.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТМ, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{WA} , то в любой точке полусферы радиусом R

уровень шума создаваемый данным источником будет равным L_A .

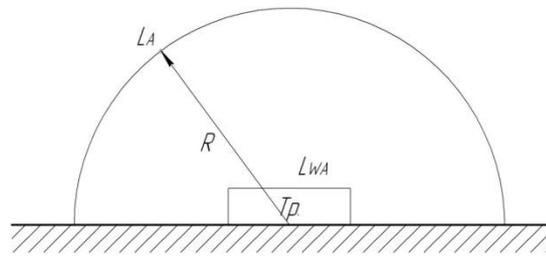


Рисунок 19 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение

$$L_{WA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (99)$$

где S - площадь поверхности полусферы, m^2 ;

$$S_0 = 1 m^2.$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии R от трансформатора ($R > 30$ м) можно определить по формуле

$$L_A(R) = L_{WA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (100)$$

где $S = \pi R^2$.

На ПС расположены 2 ТМ и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой приведенной на рисунке 18. Расстояния R_1 и R_2 неизвестны, а l - известно (из проекта).

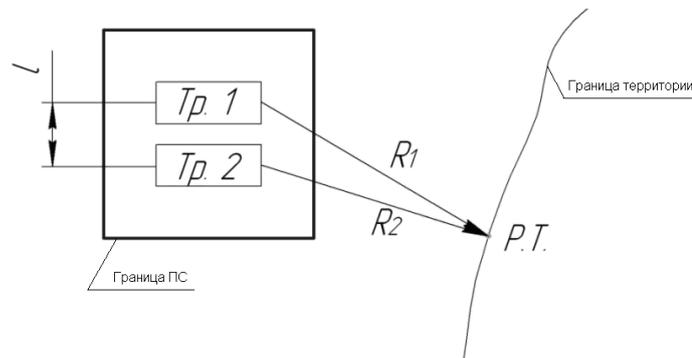


Рисунок 20 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять следующие допущения:

1) так как расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l, R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен

$$L_{W_{\Sigma}} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 L_{W_{Ai}}} , \quad (101)$$

$$L_{W_{\Sigma}} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 91} = 94 \text{ дБА.}$$

где N - количество источников шума ;

$L_{W_{Ai}}$ - скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

2) на границе основных наиболее типичных видов трудовой деятельности и рабочих мест уровень звука должен равен допустимому уровню звука $L_A(R) = DV_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$.

Исходя из принятых допущений выражение можно переписать в следующем виде:

$$DV_{L_A} = L_{W_{\Sigma}} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0} . \quad (102)$$

Разрешив последнее уравнение, относительно R_{\min} получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{W_{\Sigma}} - DV_{L_A})}}{2\pi}} , \quad (103)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(94-50)}}{2 \cdot 3,14}} = 63,24 \text{ м.}$$

Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется

принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{\text{сз}}$ санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму.

10.3 Техника безопасности при эксплуатации конденсаторных установок

При эксплуатации КУ необходимо соблюдать некоторые дополнительные требования по технике безопасности, обусловленные наличием значительных емкостей.

Если отключенный конденсатор не будет своевременно разряжен, то случайное прикосновение к нему может создать цепь разряда, замыкающуюся через тело человека. Последствия разряда конденсатора на человеческий организм зависят от ряда факторов, в особенности от емкости конденсатора и от напряжения, до которого он был заряжен. Чем больше их значения, тем опаснее для человека поражение при разряде конденсатора. Последствия разряда, как и в других случаях поражения электрическим током, зависят от сопротивления контактов между человеческим телом и соседними участками разрядной цепи, а также от других обстоятельств.

Во избежание опасных последствий схема соединений конденсаторной установки должна обеспечить автоматический разряд конденсаторов немедленно после их отключения. Возможны случаи, когда при наличии разрядных устройств конденсаторы в батарее останутся заряженными после их отключения. Это может произойти при случайном обрыве в цепи разрядных устройств и при срабатывании предохранителей для групповой или индивидуальной защиты конденсаторов. Для исключения возможности прикосновения к заряженным конденсаторам при обслуживании КУ должны выполняться следующие требования [14]:

- должен быть произведен контрольный разряд конденсаторов. В батареях с индивидуальной защитой конденсаторов производится разряд каждого конденсатора в отдельности, при групповой защите - разряд каждой группы, при одной общей защите - разряд всей батареи в целом.

- при индивидуальной защите разряд каждого конденсатора производится замыканием накоротко его зажимов заземленным металлическим стержнем разрядной штанги. При групповой и одной только общей защите замыкаются накоротко при помощи того же стержня соответствующие токоведущие шины в ошиновке батареи. Появление искры при замыкании свидетельствует о зарядке конденсатора.

- контрольный разряд конденсаторов необходимо производить как при отдельных разрядных сопротивлениях, так и при разряде батареи на обмотки силового трансформатора или двигателя, а также при разрядных сопротивлениях, пристроенных к зажимам конденсатора или встроенных в конденсатор.

Кроме перечисленных выше требований, относящихся к повседневному обслуживанию конденсаторных установок, при испытаниях конденсаторов необходимо соблюдать дополнительные требования. Если конденсатор подвергается испытанию повышенным выпрямленным напряжениям, то по окончании испытания он остается заряженным до напряжения, превышающее номинальное. Поэтому испытанный конденсатор необходимо разрядить на сопротивление, подобранное в зависимости от испытательного напряжения конденсатора. Это требование относится и к силовому кабелю после его испытания повышенным напряжением.

10.4 Экологичность

На территории Амурской области в качестве одного из источников техногенного воздействия на среду обитания человека выступает космодром "Восточный". Экологические проблемы космодрома можно разделить на две группы – объективные и субъективные. Все эти проблемы порождены человеком, но эти проблемы принципиально отличаются друг от друга. Объективные проблемы обусловлены тем врожденным недостатком любого технического устройства, что оно неизбежно оказывает определенное отрицательное влияние на окружающую природную среду.

Субъективные проблемы космодрома порождены, с одной стороны, незнанием физико-химических процессов, происходящих в ходе эксплуатации ракетно-космической техники, а с другой стороны, характерной для подавляющего большинства людей панической боязнью неизвестного. В результате этого ракетно-космической техники приписываются большие масштабы воздействия на природу.

10.5 Чрезвычайные ситуации

Успех быстрой локализации и ликвидации пожара, возникший в случае повреждения конденсаторной батареи на ПС, в его начальной стадии зависит от наличия первичных средств тушения пожара и умения пользоваться ими. Основными огнегасительными средствами и веществами являются вода, пена, песок, инертные газы, сухие (твёрдые) огнегасительные вещества, войлочные и асбестовые полотна.

При пожаре в помещении аккумуляторной батареи на электрических станциях, подстанциях или других объектах дежурный или другой обслуживающий персонал обязан выполнить необходимые переключения.

При возникновении пожара в помещении аккумуляторной батареи начальник смены станции, диспетчер, дежурный подстанции сообщают диспетчеру предприятия.

Отключить вытяжную и приточную вентиляцию (если она находилась в работе).

Приступить к тушению пожара с применением средств индивидуальной защиты (диэлектрических перчаток и бот, защитных очков и шерстяной одежды для защиты от брызг электролита, изолирующих противогазов и средств защиты кожных покровов). Использовать следующие средства пожаротушения или их сочетание: углекислотные огнетушители, аэрозольные огнетушители и воду с соблюдением требований правил техники безопасности, заземлить пожарный ствол, использовать диэлектрические перчатки и боты.

В случае разлива электролита ограничить его растекание и немедленно провести нейтрализацию щелочным составом или содовым раствором.

При загорании оборудования зарядных агрегатов проводить их тушение огнетушителями, соблюдая требования правил техники безопасности.

Класс пожара, на одной из подстанции космодрома, ПС «СК-1» можно отнести к классу Е – пожары, связанные с горением электроустановок. Поэтому на подстанции необходимо принять к установке пожарные щиты типа ЩП-Е, т.е. щит пожарный для очагов пожара класса Е. Пожарные щиты комплектуются первичными средствами пожаротушения, немеханизированными пожарным инструментом и инвентарем. На рассматриваемой подстанции «СК-1» пожарный щит ЩП-Е должен быть оснащен:

а) порошковым огнетушителем (ОП) 10/9 (емкость, л/ масса огнетушащего состава, кг). Рекомендуется устанавливать один огнетушитель данного вида, но при его отсутствии и при соответствующем обосновании допускается устанавливать два огнетушителя ОП 5/4;

б) углекислотным огнетушителем (ОУ) 5/3 (емкость, л/ масса огнетушащего состава, кг) в количестве двух. Этот вид огнетушителей используется для тушения электроустановок, находящихся под током;

в) крюком с деревянной рукояткой. В комплект щита входит один крюк;

г) комплектом для резки электропроводов, в который входят ножницы, диэлектрические боты и коврик. Предусматривается один комплект для ЩП-Е;

д) асбестовым полотном, грубошерстной тканью или войлоком (1 шт.) Асбестовые полотна, грубошерстные ткани или войлок должны быть размером не менее 1×1 м и предназначены для тушения пожара веществ и материалов на площади не более 50% от площади применяемого полотна, горение которых не может происходить без доступа воздуха. Асбестовое

полотно, грубошерстные ткани или войлок должны храниться в водонепроницаемых закрывающихся футлярах. Указанные средства должны не реже одного раза в 3 месяца просушиваться и очищаться от пыли;

е) лопатой совковой в количестве одной;

ж) ящиком с песком (1 шт.).

Песок используем для тушения небольших очагов воспламенения кабелей, конденсаторных установок, электропроводки и горючих жидкостей: мазута, масла, красок и т.п. Хранят его в ящиках вместе с лопатой. На ОРУ ящики с песком ставим у автотрансформаторов. Ящики вместимостью 0,5 м³. Песок должен быть всегда сухим и рыхлым.

Бочки для хранения воды, устанавливаемые рядом с пожарным щитом, должны иметь объем не менее 0,2 м³ и комплектоваться ведрами.

Огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие отопительных и нагревательных приборов.

Использование инвентаря для целей, не связанных с пожаротушением, запрещено.

Для указания местонахождения первичных средств тушения пожара устанавливаем знаки по действующему государственному стандарту на видных местах.

Регулярный контроль за содержанием, поддержанием хорошего эстетического вида и постоянной готовностью к действию первичных средств тушения пожара подстанции «СК-1» должны осуществлять назначенные для этого лица, а также работники объектовой пожарной охраны и члены добровольных пожарных формирований объекта.

Порядок обслуживания и применения огнетушителей должен соответствовать техническим условиям предприятий-изготовителей, а также требованиям «Типовой инструкции по содержанию и применению первичных средств пожаротушения на объектах энергетической отрасли».

Применять средства тушения пожара для каких-либо других целей запрещается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрен вопрос о компенсации реактивной мощности технического комплекса космодрома Восточный.

При проектировании электроснабжения технического комплекса был решен вопрос, включающий расчет и выбор компенсирующих устройств, их регулирование и размещение на территории предприятия.

Компенсация реактивной мощности играет огромную роль в электроснабжении предприятия, и является одной из ключевых частей при повышении коэффициента полезного действия работы систем электроснабжения и повышения качества электроэнергии.

После расчетов, произведенных в проекте, были выбраны оптимальные конденсаторные установки для компенсации реактивной мощности а также выбрано оборудование ПС, которое устойчиво к действию токов КЗ, и способное функционировать как в нормальном так и в аварийных режимах работы.

Кроме того, были выбраны устройства релейной защиты и автоматики, что обеспечивает надежность и безопасность эксплуатации оборудования, а также сводит к минимуму возможные перерывы электроснабжения.

Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при возникновении пожара в помещениях, где находятся компенсирующие устройства. Был произведен расчет заземления трансформаторной подстанции.

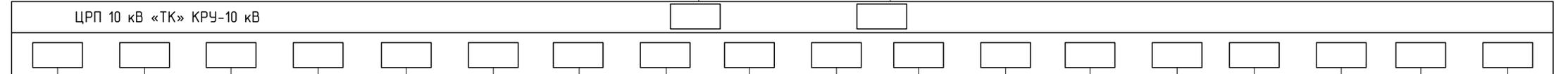
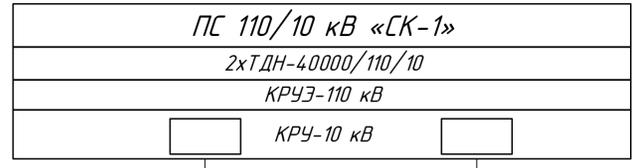
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Барыбин Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения / Ю.Г. Барыбин.- М. : Энергоатомиздат, 1990.
- 2 Беляев А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ / А.В. Беляев. – М. : Энергоатомиздат, 2008. – 176 с.
- 3 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности : методические рекомендации к практическим занятиям / А.Б. Булгаков. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.
- 4 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках / – Минск.: 2005. – 86 с.
- 5 ГОСТ 12.2.024-87 Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. – Введ. 01.01.89. – М : Стандартиформ, 2007. – 15 с.
- 6 Емельянцева А. Релейная защита сетей. Ступени селективности // Новости электротехники. – 2006. – №4. С. 48-49.
- 7 Кабышев А.В. Низковольтные автоматические выключатели / А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов. – Томск : Том.политех.ун-т, 2011. – 346 с.
- 8 Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник для вузов. – М.:Энергоатомиздат, 1995. – 416 с.
- 9 Кабышев А.В. Компенсация реактивной мощности в электроустановках промышленных предприятий: учебное пособие / А.В. Кабышев; - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012 – 234с.
- 10 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : Высшая школа, 2010. – 366 с.
- 11 Найфельд М.Р. Заземление, защитные меры электробезопасности/ М.Р. Найфельд. – 4-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергия, 1971. — 312 с.: илл.

- 12 Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М. : ФОРУМ, 2006. – 480 с.
- 13 Приложение к приказу управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области от 25.12.2013 №289-ПР/Э.
- 14 Правила устройства электроустановок . – 7-е изд., с изм. и доп. – спб. : ДЕАН, 2003. – 928 с.
- 15 Правила устройства электроустановок/ Минэнерго РФ. – 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2003.
- 16 Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 648 с.
- 17 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 576 с.
- 18 Тушение пожаров в помещениях аккумуляторных батарей [Электронный ресурс]. Режим доступа - <http://studbooks.net/>
- 19 Фёдоров А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2007. – 368 с.
- 20 Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования / В.П. Шеховцов. - М. : ФОРУМ, 20012. – 214 с.
- 21 Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. /В.Г.Герасимов, А.Ф. Дьяков, Н.Ф. Ильинский, А.И.Попова.- М.: МЭИ, 2002. – 964 с.
- 22 Электротехнический справочник. Т.2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ.ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: издательство МЭИ, 2001. – 518 с



План расположения трансформаторных подстанций и ЦРП



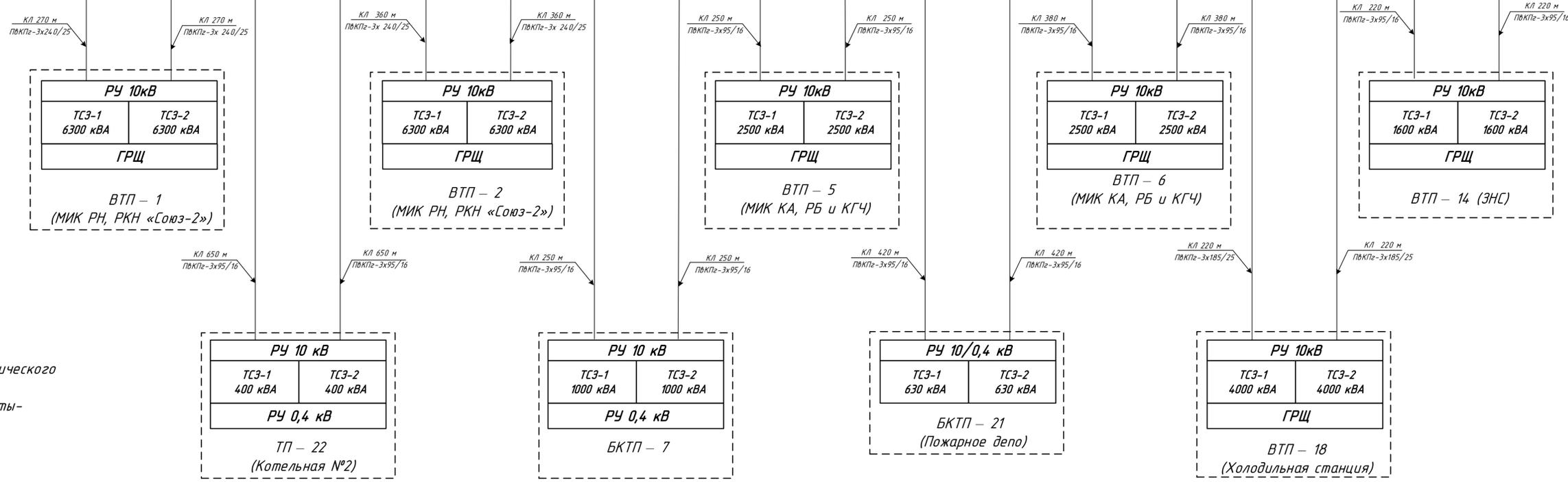
Расшифровка кабеля ПВКПг:
 Пв - изоляция из сшитого полиэтилена
 К - джрозия из стальных оцинкованных или алюминиевых проволок
 П - оболочка из полиэтилена
 з - гидроизоляция из водоблокирующих лент

ТСЗ-XX/6(10)
 Т - трансформатор;
 С - сухой;
 З - защищенный;
 XX - номинальная мощность, кВ*А;
 6(10) - класс напряжения обмотки ВН, кВ;

МИК КА - монтажно-испытательный корпус космического аппарата
 МИК РН - монтажно-испытательный корпус ракеты-носителя

БКТП - блочная комплектная трансформаторная подстанция

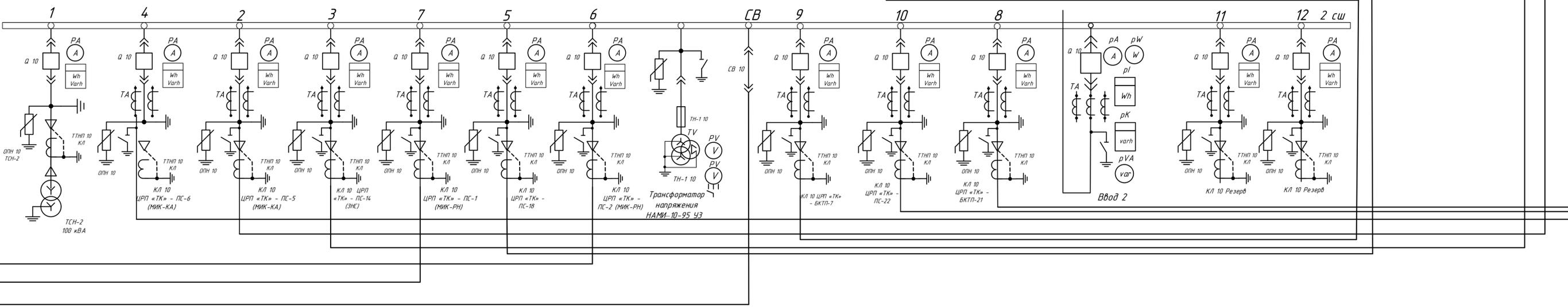
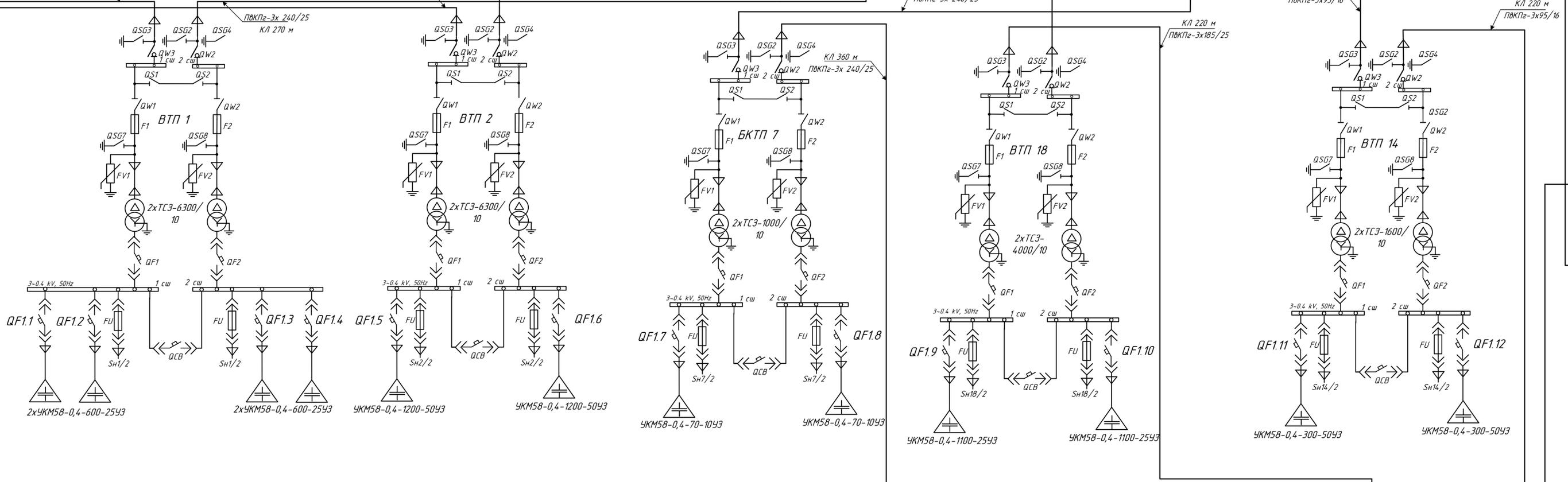
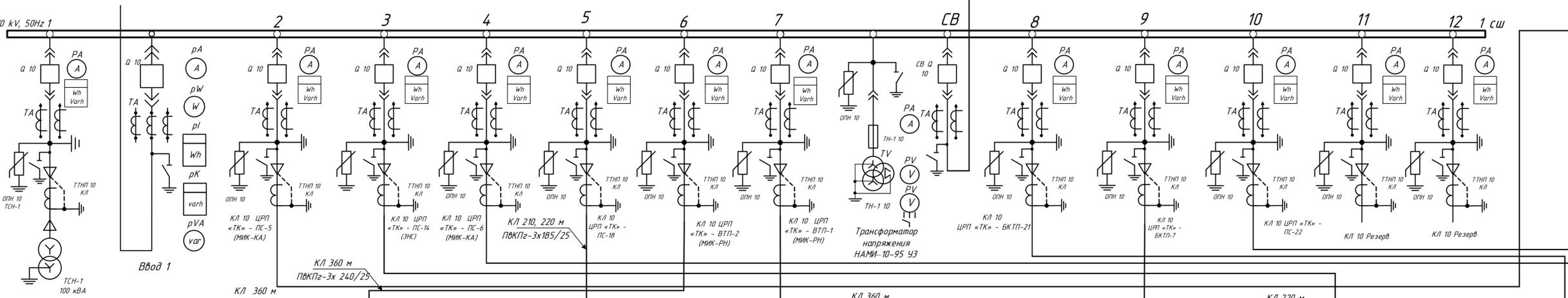
ВТП - внутренняя трансформаторная подстанция

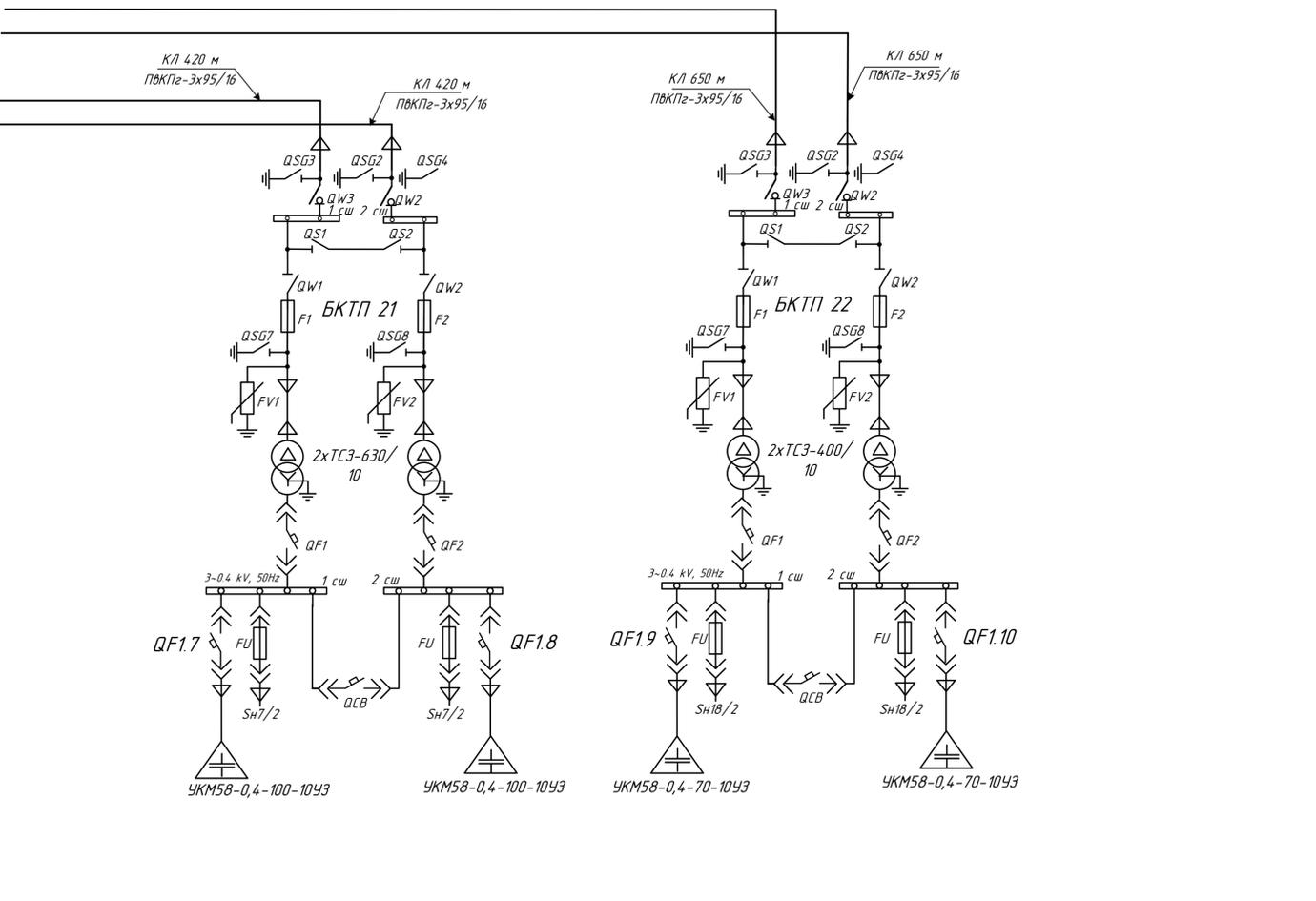
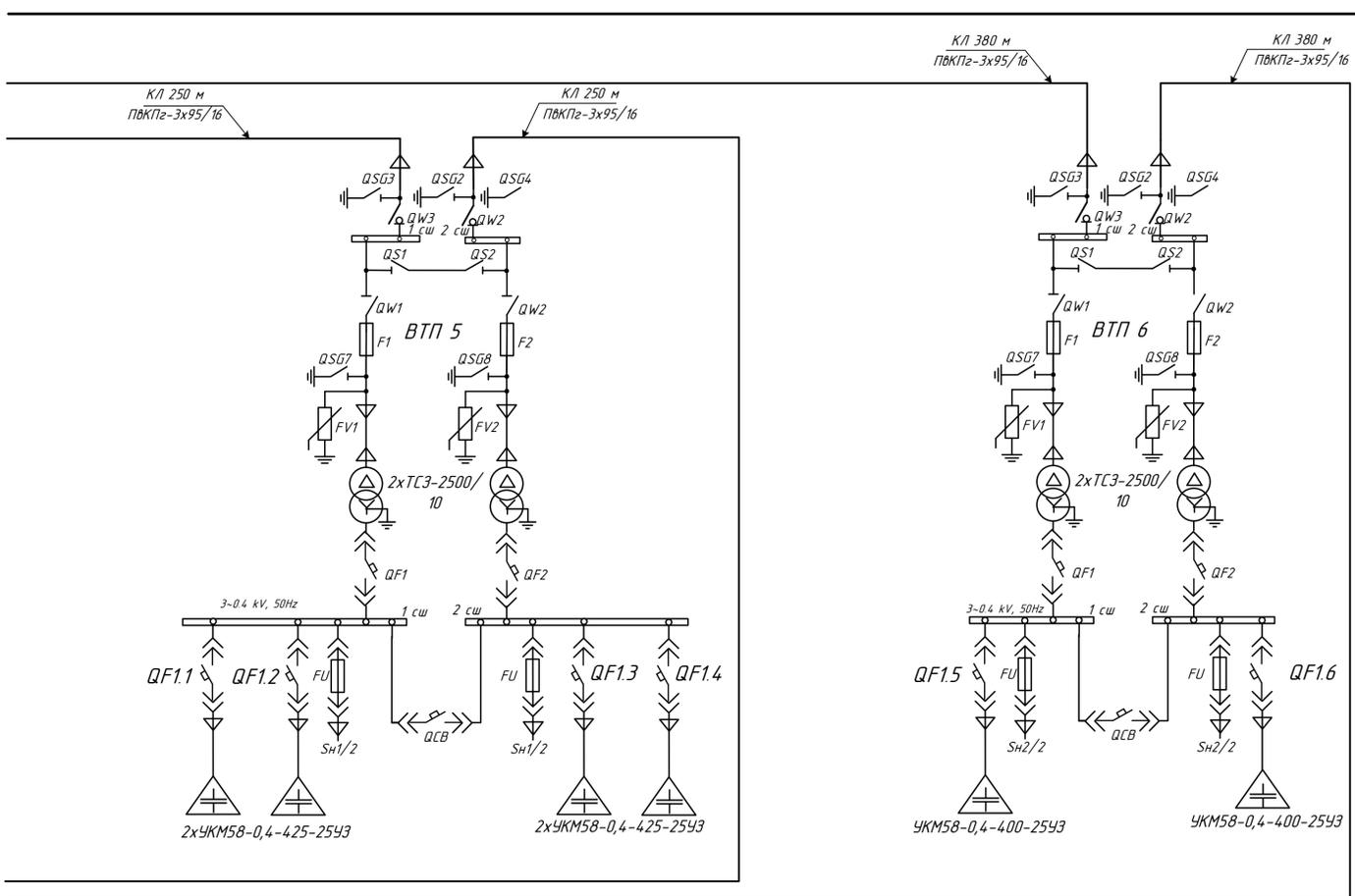


				ВКР.14.404.4.130302.Сх				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Блок схема ТК КЦ "Восточный" и план расположения ТП	Литера	Масса	Масштаб
Разработ	Крыль Э.И.					Д		
Проверил	Равичева А.Г.							
Т.конт.						Лист 1	Листов X	
Н.конт.	Козлов А.Н.				Компенсация реактивной мощности в системе электроснабжения технического комплекса космодрома Восточный	АМГУ Кафедра энергетики		
Утв.	Савина Н.В.							

ЦРП – 10 кВ «ТК»

Выключатель ВВ-ВД4-10кВ
Трансформатор тока ТОЛ -СЭШ-10
Ограничитель перенапряжений ОПН-П-10
Трансформатор напряжения НАМИ-10-95 УЗ
Трансформатор сопутственных нужд

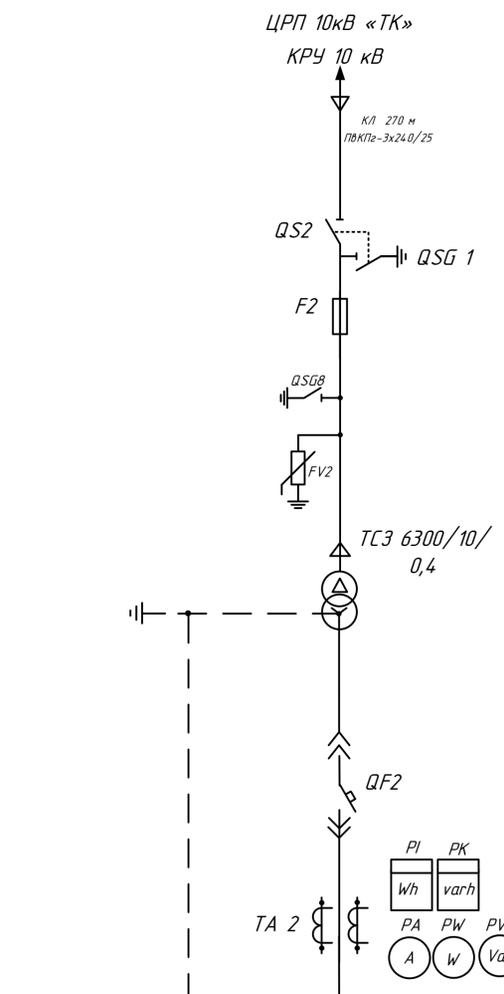
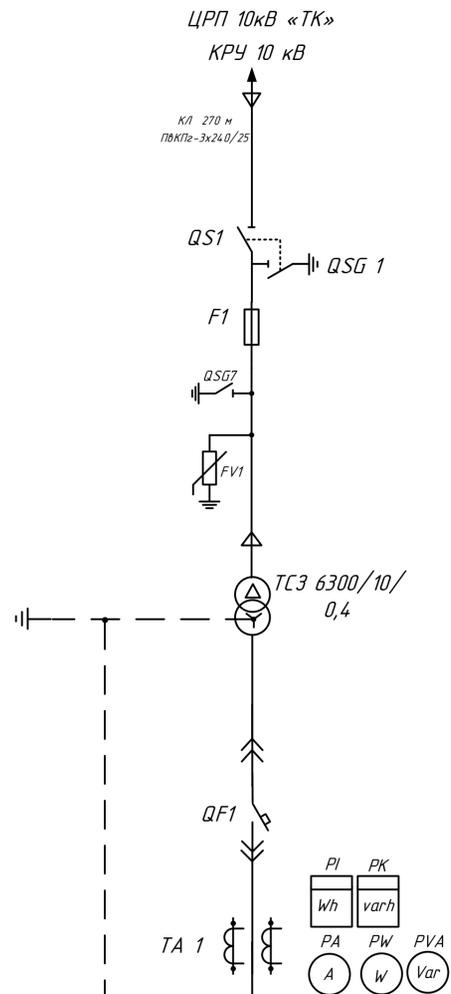




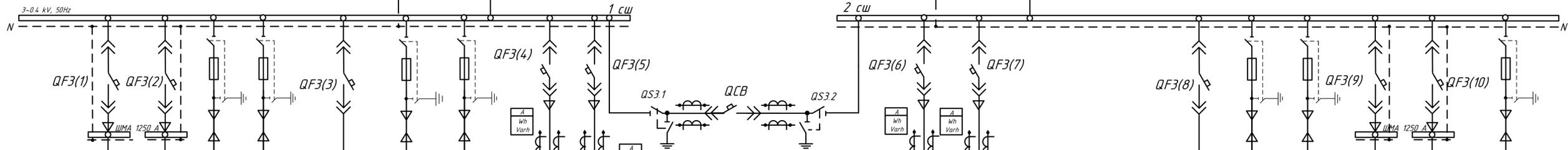
				ВКР.14404.4.130302.Сх			
Изм.	№ докум.	Подпись	Дата	Однолинейная схема ЦРП 10 кВ «ТК» и трансформаторных подстанций	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.	Круль Э.Н.				у		
Проверил	Ромачёв А.Г.						
Т.конт.	Козлов А.Н.						
				Компенсация реактивной мощности в системе электроснабжения технического комплекса космодрома Восточный			
Н.конт.	Козлов А.Н.			АмГУ			
Утв.	Сабина Н.В.			Кафедра Энергетики			

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СХЕМА ВТП №1

Кабельная линия ПВКПг-3х240/25
Разъединитель РЛНД 10/1000 ЧХЛ1
Предохранитель ПКТ 103
Ограничитель перенапряжений ОПН-П-10
Кабельная линия ПВКПг-3х240/25
Трансформатор ТСЗ 6300/10/0,4
Выключатель ВА-57-39-0,4кВ
Трансформатор тока ТОЛ -СЭЩ



2 ВТП-ТК 6300
УКМ58-0,4-600-2543 УКМ58-0,4-600-2543
QF1: ВА57-39 400А QF2: ВА57-39 400А QF3: ВА57-39 400(200)А QCB: ВН VD4 2500 А QS: РЛНД 1000 А



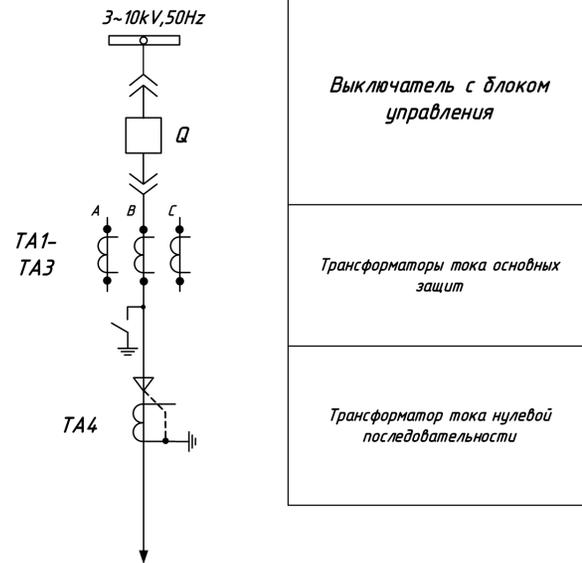
№ Электроприёмника	3	4	5	1	2	6	7
Расчетная мощность, кВт	428,6	499	400	200	1397	150	263,7
Расчётный ток, А	180,89	189,54	663,62	360,84	-	220,93	475,77
Предохранитель/выключатель	ВА 57-39	ВА 57-39	ППН41-1000	ППН41-1000	-	ПН2-600	ППН41-1000
Номинальный ток плавкой вставки, ВА, А	400	400	800	800	-	500	1000
Марка провода, кабеля	ВВГнг 5х(5х95)	ВВГнг 5х(5х95)	ВВГнг 5х(95)	ВВГнг 3х(185)	-	ВВГнг 3х(185)	ВВГнг 3х(150)
Наименование приемника	Шкаф ЭП первого зала	Шкаф ЭП второго зала	Шкаф ЭП третьего зала	Шкаф тепловой защиты трансформатора 1	Шинопроводная линия 1	Щит наружного освещения	Панель питания и управления



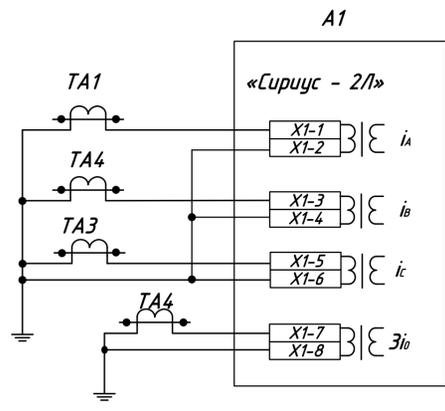
№ Электроприёмника	8	12	13	9	10	11
Расчетная мощность, кВт	1476	263,7	200	428,6	499	400
Расчётный ток, А	-	475,77	475,77	181,31	189,54	663,62
Предохранитель/выключатель	-	ППН41-1000	ППН41-1000	ВА 57-39	ВА 57-39	ППН41-1000
Номинальный ток плавкой вставки, ВА, А	-	1000	1000	200	200	800
Марка провода, кабеля	-	ВВГнг 3х(185)	ВВГнг 3х(150)	ВВГнг 5х(5х95)	ВВГнг 5х(5х95)	ВВГнг 5х(95)
Наименование приемника	Шинопроводная линия 2	Панель питания и управления 2	Щит наружного освещения 2	Шкаф ЭП четвертого зала	Шкаф ЭП пятого зала	Шкаф ЭП шестого зала

				ВКР.14.04.130302.Сх				
Изм.	Лит.	№ докум.	Подпись	Дата	Однолинейная электрическая схема ВТП №1 10/0,4кВ	Литера	Масса	Масштаб
Разработ.		Козлов Э.Н.				У		
Проверил.		Ротчева А.Г.				Лист 3		Листов X
Т.конт.		Козлов А.Н.				Компенсация реактивной мощности на техническом комплексе космонавта Восточный		
Н.конт.		Козлов А.Н.			АМГУ Кафедра энергетики			
Утв.		Савина Н.В.						

Поясняющая схема для защиты КЛ



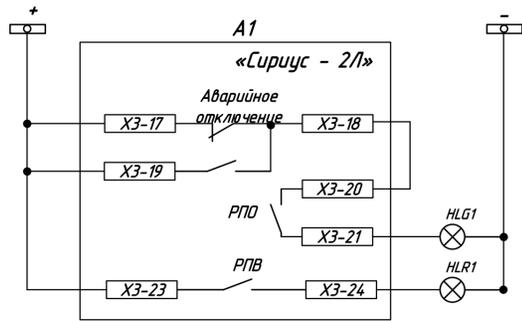
Вторичные цепи



Защита от междуфазных коротких замыканий

Защита от замыкания на землю

Цепи сигнализации



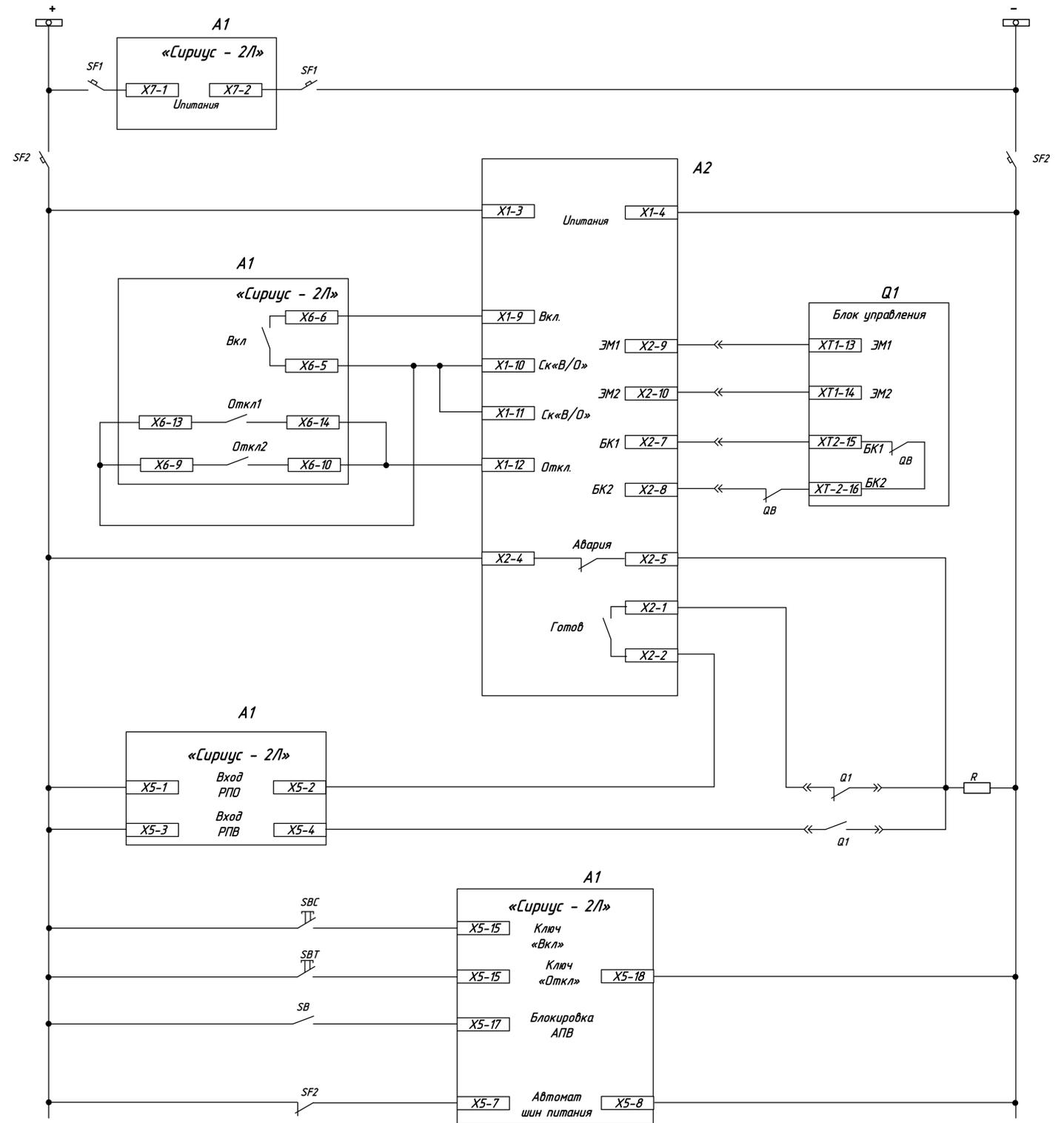
Шинки сигнализации

Лампа «Отключено»

Лампа «Включено»

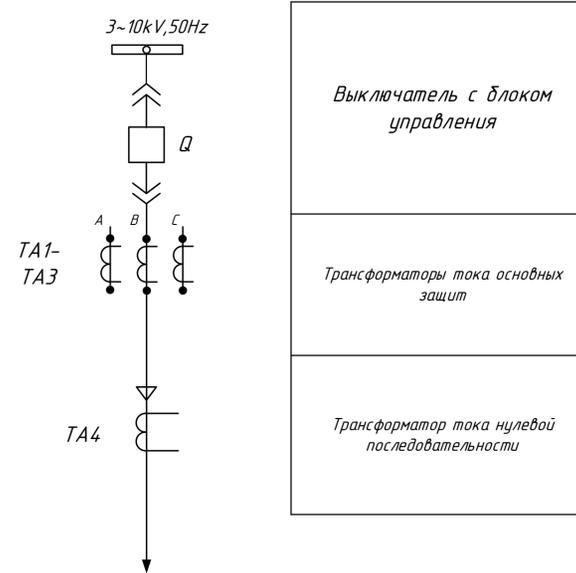
Шинки управления
Питание устройства
Питание блока управления выключателем
Цепи электромагнитов включения/отключения выключателя
QB положение выключен
QS Положение тележки
РПО
РПВ
Команда «Включить»
Команда «Отключить»
Блокировка АПВ
Контроль автомата шин питания

Цепи Оперативного тока

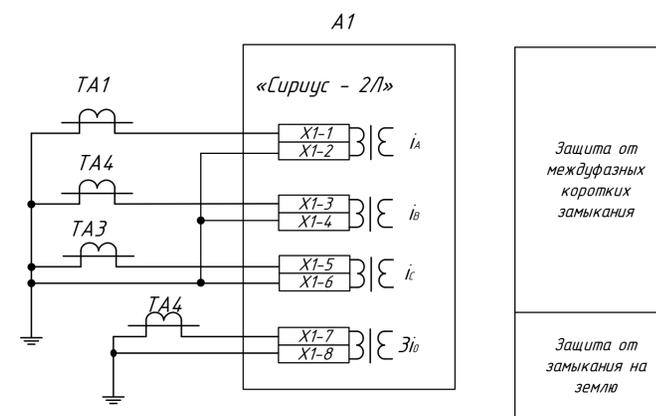


ВКР 14.04.4.130302.Сх				
Изм	Лист	№ докумен	Подпись	Дата
Разраб		Круть ЭИ		
Проектир		Ромачева А.Г.		
Т.Контр		Козлов А.Н.		
Н.Контр		Козлов А.Н.		
Упр		Савина Н.В.		
Релейная защита линии КЛ на 10 кВ				
Компенсация реактивной мощности на техническом комплексе космодрома Восточный				
Литера	Масса	Масштаб		
д				
Лист 4		Листов 8		
АМГУ Кафедра энергетика				

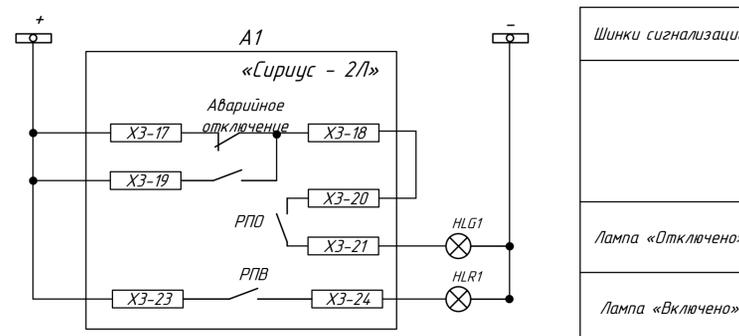
Поясняющая схема для защиты КЛ



Вторичные цепи

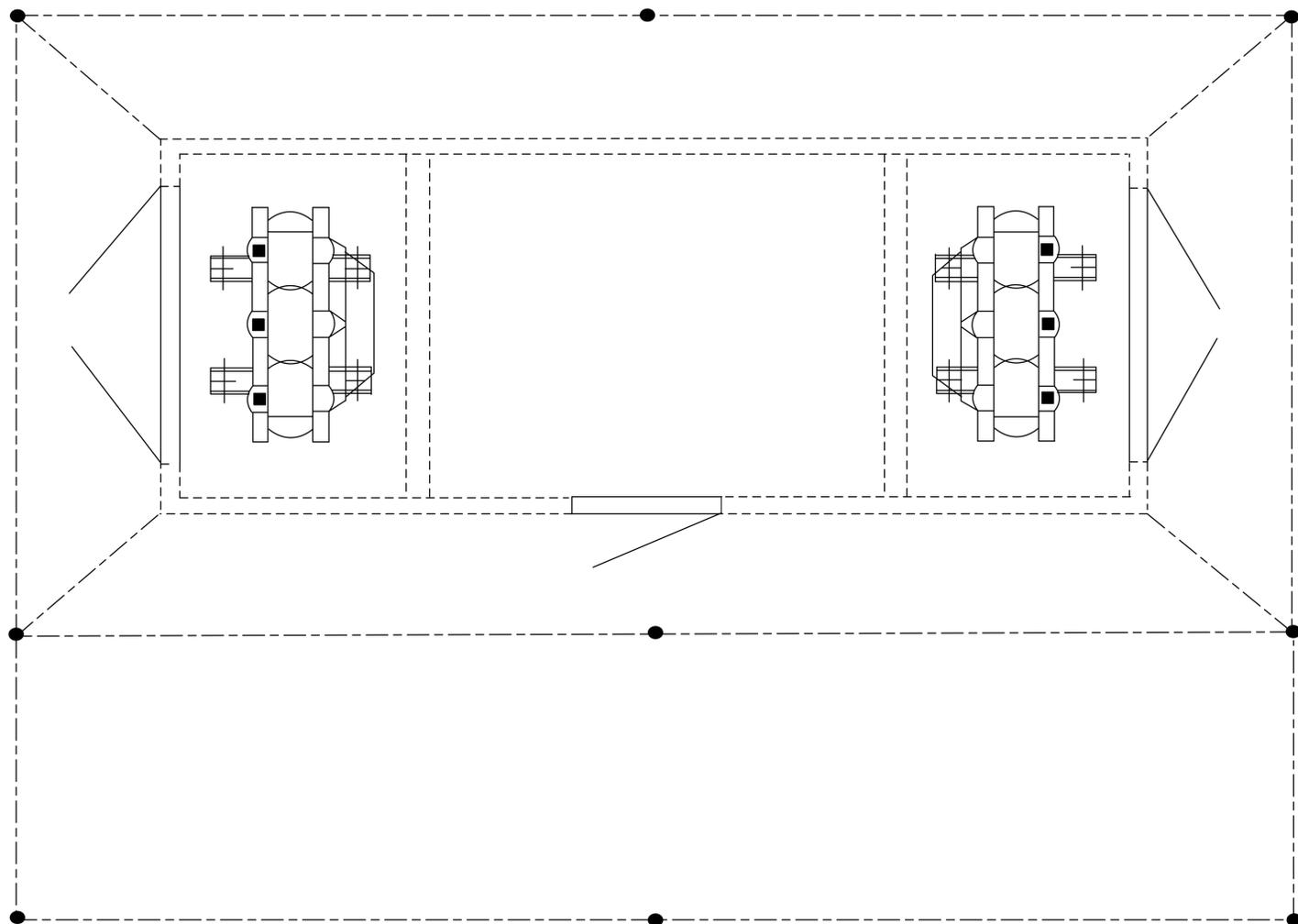


Цепи сигнализации

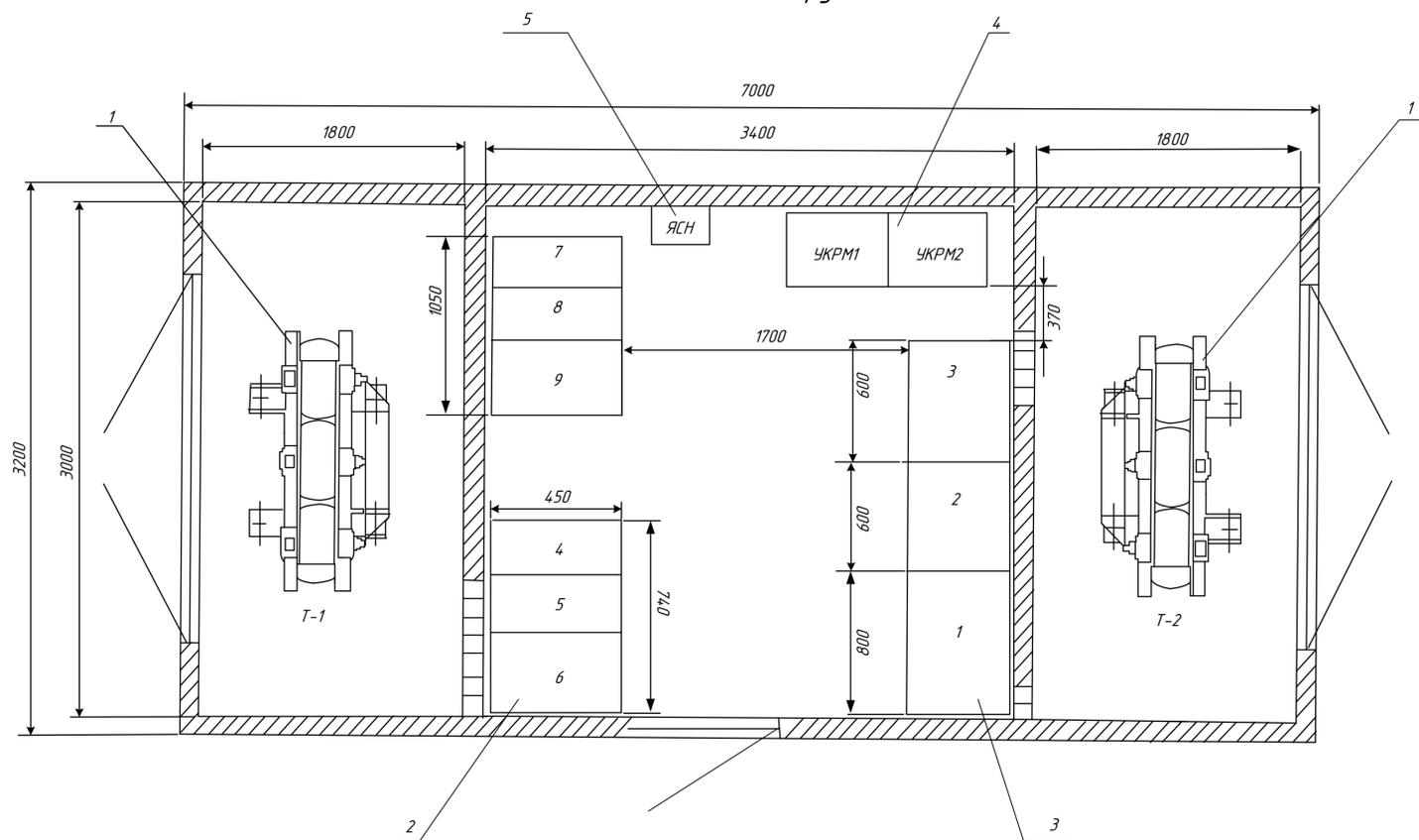


Шинки управления
Питание устройства
Питание блока управления выключателем
Цепи электромагнитов включения/отключения выключателя
QB положение выключен
QS Положение тележки
РПО
РПВ
Команда «Включить»
Команда «Отключить»
Блокировка АПВ
Контроль автомата шин питания

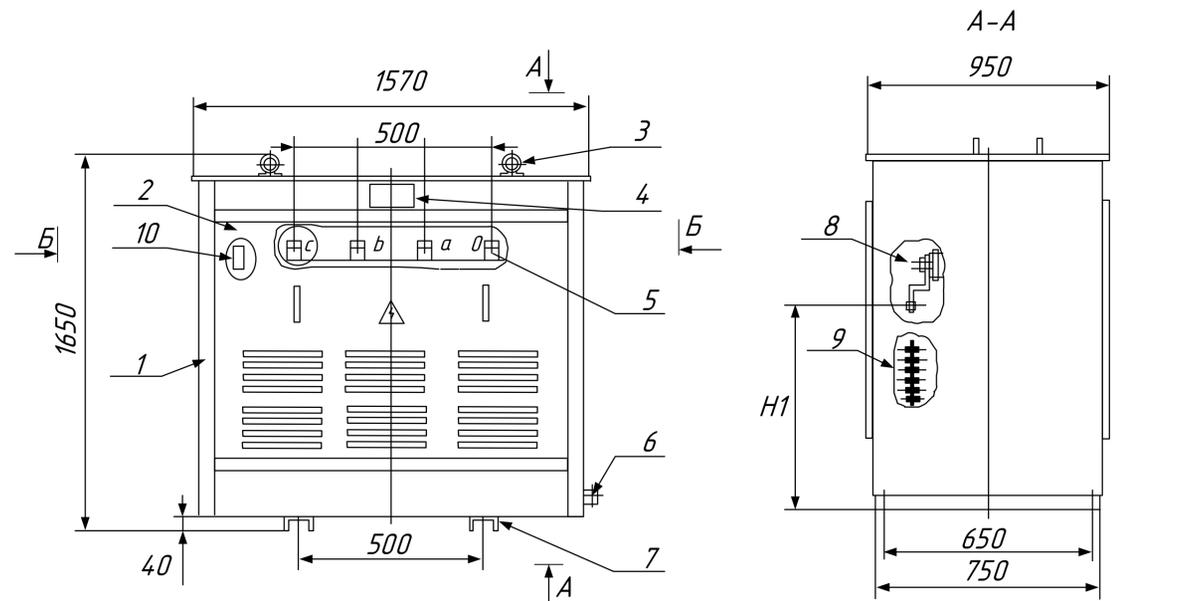
План заземления



Расположение оборудования ТП



Трансформатор ТСЗ – 1000/10/0,4



Примечания:

Молниезащита ТП выполняется по III категории (II уровню) в соответствии с СО 153-34.21.122-2003 "Инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций".

В трансформаторной подстанции выполнено общее для напряжения 10кВ и 0,4кВ заземляющее устройство в виде замкнутого контура.

Удельное сопротивление грунта принято равным 30 Ом м. Расчетное сопротивление контура заземления ТП - 3,31 Ом. Общее сопротивление заземляющих устройств по ПУЭ не должно превышать 4 Ом в любое время года.

Внутренний контур заземления трансформаторной подстанции выполняется заводом-изготовителем.

Наружный контур заземления состоит из вертикальных и горизонтальных заземлителей. В грунт погружаются 9 электродов заземления из угловой стали 50x50x5мм, длиной 2,8м на глубину 3м и на 0,5м от планировочной отметки и соединяются между собой горизонтальным электродом заземления из круглой стали D16 мм.

Все металлические нетоковедущие части оборудования, установленного в трансформаторной подстанции, которые могут оказаться под напряжением, присоединены к контуру заземления сваркой или болтовым присоединением. Внутренний контур заземления соединяется с наружным контуром заземления сваркой.

Блок подстанции и все металлические лестницы присоединить к контуру заземления в двух точках сваркой.

Все контактные соединения при устройстве контура заземления и молниезащиты производить сваркой. Высота сварных швов 4мм, длина не менее 66 электрода заземления.

Данная трансформаторная подстанция является готовым изделием, решения по устройству системы уравнивания потенциалов и внутреннего контура заземления входят в комплект поставки завода-изготовителя трансформаторной подстанции.

Условные обозначения:

- 1 - кожух;
- 2 - съемные стенки кожуха;
- 3 - кольцо для подъема трансформатора;
- 4 - табличка;
- 5 - вывод НН;
- 6 - зажим заземления;
- 7 - швеллер;
- 8 - вывод ВН;
- 9 - планка регулирования напряжения;
- 10 - реле термозащиты.

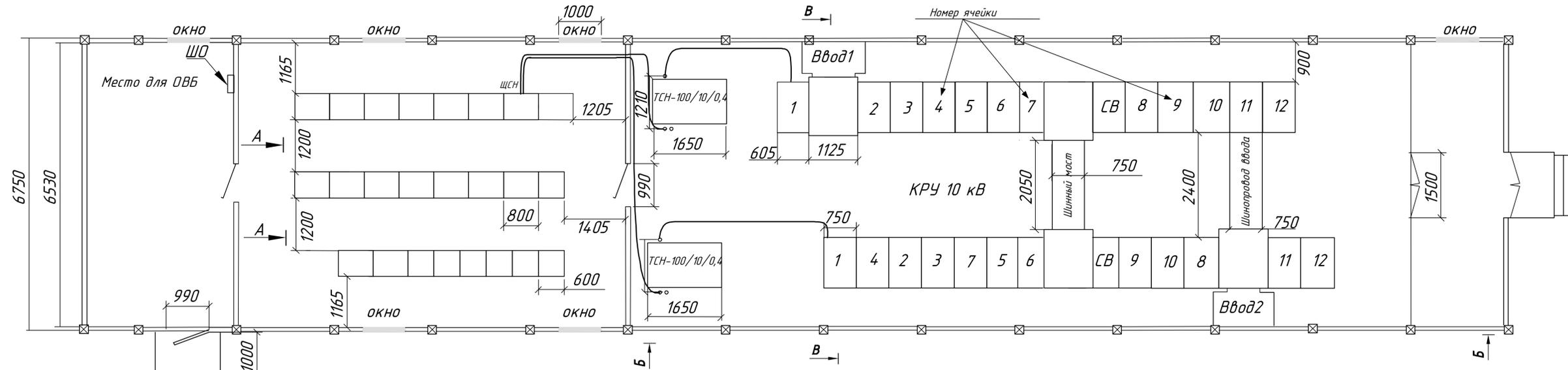
Условные обозначения:

- - Вертикальный электрод заземления
- - Горизонтальный электрод заземления (сталь круглая D16мм)

Обозначение компоновки оборудования ТП

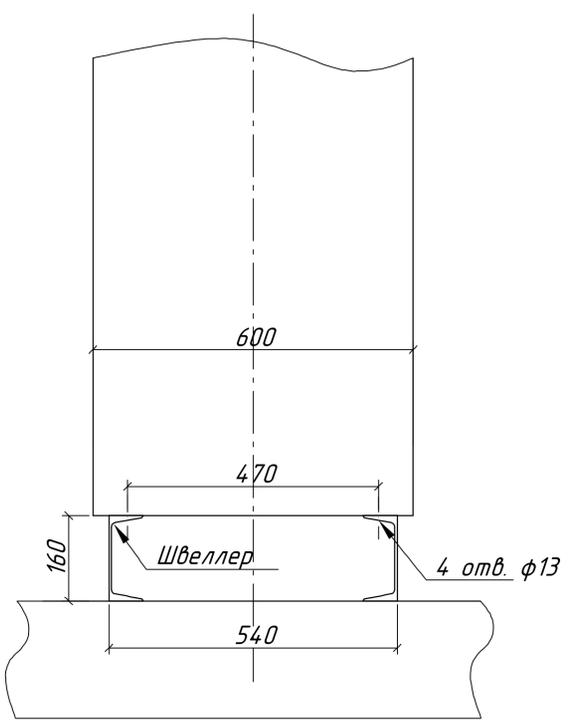
Номер оборудования	Наименование
1	Трансформатор ТСЗ 1000/10/0,4
2	Распред устройство НН
3	Распред устройство ВН
4	УКРМ
5	Ящик собственных нужд

				ВКР.14404.4.130302.Сх				
Изм	Лит	№ докум	Подпись	Дата	План заземления БКТП №7 И расположение оборудования ТП	Литера	Масса	Масштаб
Разраб	Круль Э.Н.					У		
Проектир	Роговцева А.Г.					Лист 5	Листов 8	
Т.конт	Козлов А.Г.							
И.конт	Козлов А.Н.				Компенсация реактивной мощности на техническом комплексе космодрома Восточный			
Этб	Сабина Н.В.				АМГУ Кафедра энергетики			

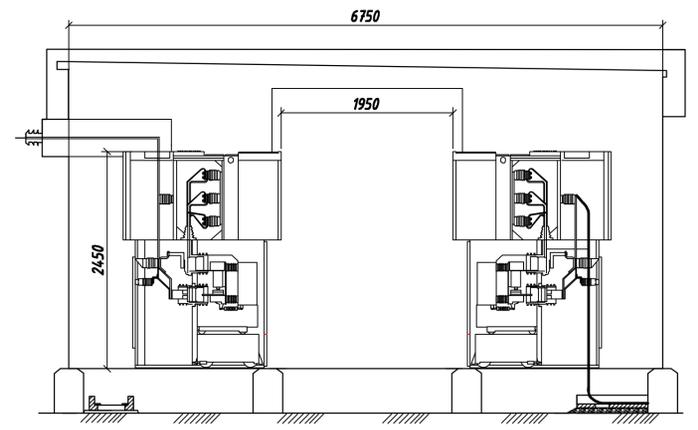


Схематическое расположение сборных шин 10 кВ

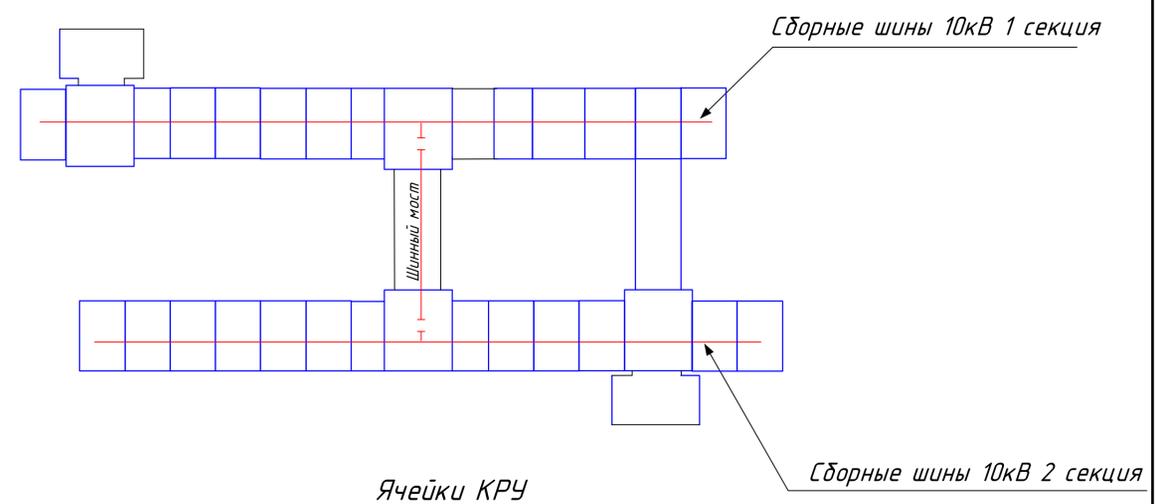
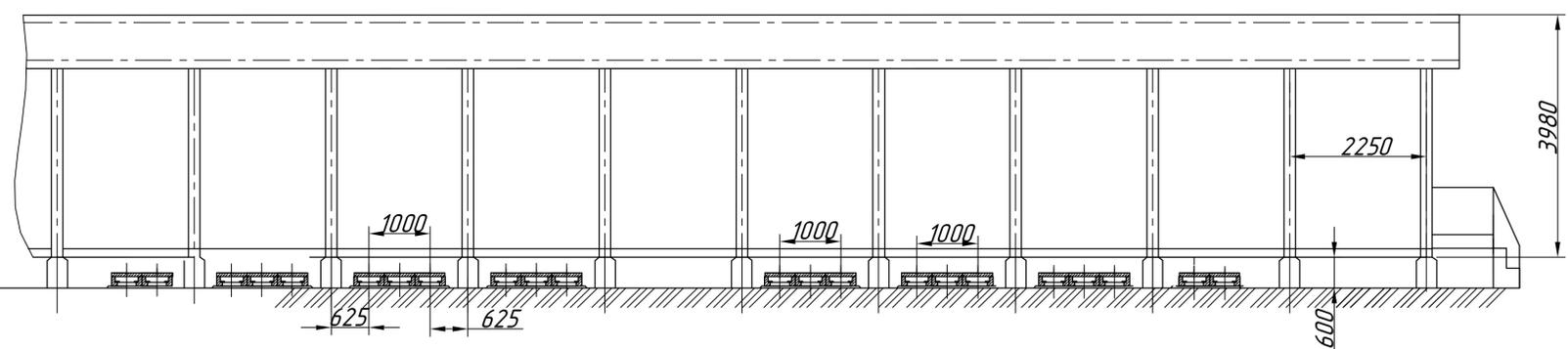
Разрез А-А (увеличено)



Разрез В-В (увеличено)



Разрез Б-Б



				ВКР.14.04.4.130302.Сх	
Имя	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лит
Разработ	Круль Э.Н.				Масштаб
Проверил	Ротачева А.Г.				Лист 6
Технический	Козлов А.Н.				Листов X
Рецензент	Козлов А.Н.				АМГУ
Исполнитель	Козлов А.Н.				Кафедра энергетики
Человек	Сабина Н.В.				
План и разрезы КРУ 10 кВ					
Компенсация реактивной мощности на техническом комплексе космодрома Восточный					