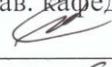


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой



« 14 » 06 2019 г. Н.В. Савина

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование системы внутреннего электроснабжения объектов
промышленной строительной эксплуатационной базы космодрома
Восточный

Исполнитель
студент группы 542-об4 _____

подпись, дата 07.06.2019 В.О. Ночевная

Руководитель
доцент _____

подпись, дата 13.06.2019 П.П. Проценко

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук _____

подпись, дата 07.06.2019 А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель _____

подпись, дата 14.06.2019 Н.С. Бодруг

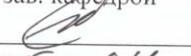
Благовещенск 2019

Министерство науки и высшего образования 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

« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Ночевой Валерии Олеговны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование системы внутреннего электроснабжения объектов промышленной строительной эксплуатационной базы космодрома Восточный

(утверждено приказом от 04.04.19 № 259-УЗ)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 07.06.2019г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: : Генеральный план объекта, план размещения приемников электрической энергии, ГОСТы, ПУЭ и другая нормативно-справочная литература

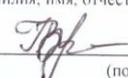
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Введение, общая характеристика объекта. Расчет электрических нагрузок. Выбор числа и мощности трансформаторов. Выбор дизель-генераторов. Выбор и проверка кабелей, шинпроводов. Расчет токов короткого замыкания. Выбор электрооборудования. Релейная защита. Молниезащита и заземление объекта. Безопасность и экологичность. Техничко-экономические показатели.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Схемы и чертежи: 1. План объекта, 2. Схемы ВЛ и СДКВ, 3. Схемы ВРМ, 4. Схемы трансформаторов, 5. Схемы кабелей и шинпроводов, 6. Схемы электрооборудования, 7. Схемы релейной защиты, 8. Схемы молниезащиты и заземления.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – Булгаков А.Б

7. Дата выдачи задания 05.04.2019г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Проценко Палина Павловна, доцент 
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 05.04.2019г. 
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 118 с., 14 рисунков, 23 таблиц, 22 источников.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ТРАНСФОРМАТОР, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ.

В данной выпускной квалификационной работе выполнено проектирование системы внутреннего электроснабжения объектов промышленной строительной эксплуатационной базы космодрома Восточный.

Целью проектирования является надежное обеспечение потребителей объекта электрической энергией с соблюдением технико-экономических показателей.

Для расчета электрических нагрузок, наибольших токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования применяются рекомендованные нормативами методики.

Произведена проверка каждого аппарата при различных режимах работы. Был рассмотрен расчет релейной защиты, заземления комплектной трансформаторной подстанции, приведены основные требования безопасности и экологичности установок на промышленной строительной эксплуатационной базы космодрома «Восточный».

При выполнении работы использовались графические и текстовые редакторы, являющиеся приложениями Word/

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика района	9
1.1 Характеристика существующей системы электроснабжения	11
1.2 Схема электроснабжения и характеристика электроустановок промышленной строительной эксплуатационной базы	14
2 Расчет электрических нагрузок	18
2.1 Определение расчетных электрических нагрузок	18
3 Выбор числа и мощности трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности	27
3.1 Выбор числа и мощности трансформаторов	27
3.2 Компенсация реактивной мощности	31
4 Выбор сечений проводников	36
4.1 Выбор и проверка сечений кабельных линий 10 кВ	36
4.2 Выбор и проверка сечений кабельных линий 0,4 кВ	43
5 Расчет токов КЗ	46
5.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ	46
5.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ	50
6 Выбор и проверка электрических аппаратов	57
6.1 Выбор и проверка выключателей	57
6.2 Выбор и проверка автоматических выключателей на 0,4 кВ	63
6.3 Выбор и проверка трансформаторов тока на 10 кВ	65
6.4 Выбор и проверка трансформаторов тока на 0,4 кВ	68
6.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	69
6.6 Выбор комплектного распределительного устройства	71
6.7 Выбор предохранителей на 10 кВ	74
6.8 Выбор ограничителей перенапряжения	78
6.9 Выбор трансформаторов собственных нужд	82
7 Релейная защита и автоматика	85

7.1 Назначение релейной защиты	85
7.2 Релейная защита отходящих присоединений ЦРП-10 кВ	86
7.3 Расчет уставок токовой отсечки	87
7.4 Расчет уставок максимальной токовой защиты	89
7.5 Расчет уставок защиты от замыканий на землю	92
8 Заземление	94
8.1 Расчет заземлителя	94
9 Технико-экономический расчет	99
10 Безопасность и экологичность	102
10.1 Безопасность	102
10.1.1 Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии	102
10.1.2 Сведения о типе, классе проводов и осветительной арматуры	103
10.1.3 Описание системы рабочего и аварийного освещения	107
10.2 Экологичность	109
10.3 Расчет шума, создаваемого трансформаторами	114
10.4 Чрезвычайные ситуации	119
Заключение	122
Библиографический список	123

ПС - подстанция
КРМ - компенсация реактивной мощности
КЗ - короткое замыкание
ВЛ - воздушная линия
КУ - конденсаторная установка
РЗиА - релейная защита и автоматика
ОПН - ограничитель перенапряжения
КРУ - комплектное распределительное устройство
ЗРУ - закрытое распределительное устройство
ТРДН - трансформатор трёхфазный с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха, с регулированием напряжения под нагрузкой
ТП - трансформаторная подстанция
КТПН - комплектная трансформаторная подстанция наружного исполнения
ВТП - встроенная трансформаторная подстанция
ВН - высокое напряжение
НН - низкое напряжение
ТТ - трансформатор тока
ТН - трансформатор напряжения
СН - собственные нужды
ЦРП - центральный распределительный пункт
ПСЭБ - промышленная строительная эксплуатационная база
РН - ракетоноситель
СГЭП - система гарантированного электропитания

ВВЕДЕНИЕ

Космодром «Восточный» – российский космодром на Дальнем Востоке в Амурской области, вблизи города Циолковского. Он является первым космодромом гражданского назначения. Основная задача которого состоит в осуществлении независимого доступа в космос с территории России по всем направлениям космических задач. Благодаря этому космодрому появится возможность осуществлять запуски космических аппаратов на любые орбиты, реализовывать пилотируемые программы и исследовать дальний космос.

Промышленная строительная эксплуатационная база находится на территории космодрома «Восточный». Внешнее электроснабжение потребителей ПСЭБ выполнено от имеющихся электрических сетей космодрома.

Источник обеспечения надежной внешней системы электроснабжения потребителей космодрома «Восточный» является подстанция 500 кВ Амурская.

Электроснабжение космодрома «Восточный» был в целом разработан Филиалом ОАО «ФСК ЕЭС» – Магистральные электрические сети (МЭС) Востока – завершил проектные работы по внешнему электроснабжению строительства космодрома «Восточный» и объектов его инфраструктуры, которые предусматривают расширение действующей подстанции 220 кВ Ледяная в Амурской области.

Система электроснабжения зданий, сооружений и складских помещений промышленной строительной эксплуатационной базы предназначена для обеспечения электрической энергией переменного тока частотой 50 Гц приемников электроэнергии технологических и технических систем. Потребители электроэнергии ПСЭБ по надежности и качеству электроснабжения относятся по большей части ко второй и третьей категории. Электроснабжение этих потребителей выполняется от двух источников питания по двум взаимно резервируемым линиям через трансформаторные подстанции. Кроме того, отключение от основного источника питания этих объектов допускается до тех пор, пока дежурный персонал не запустит в работу резервный источник, или же это не сде-

ляет дежурная бригада рабочих ближайшей электроснабжающей станции.

Существующая распределительная сеть промышленной строительной эксплуатационной базы КЦ «Восточный» осуществляет прием электрической энергии переменного тока от источника системы электроснабжения и производит ее распределение между потребителями.

В состав системы распределения электроэнергии входят:

- блоки автоматического переключения вводов БАП;
- щиты распределительные ЩР;
- щиты распределительные главные дублированного питания ГЩРДП;
- щиты освещения ЩО;
- щиты аварийного (резервного) освещения ЩАО;
- щиты эвакуационного освещения ЩЭО;
- пункты распределительные ПР;
- распределительная кабельная сеть;
- заземляющие устройства.

Создание проекта осуществлялось с помощью правил устройств электроустановок, правил технической эксплуатации электроустановок потребителей, инструкций, нормативных документов и проектной документации филиала ФГУП «ЦЭНКИ».

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

Космодром «Восточный» расположен неподалеку от города Циолковский, ранее называвшимся Углегорск, в Свободненском районе Амурской области, находящимся в юго-западной части Зейской равнины.

Свободненский район с запада граничит с Китаем, на северо-западной части имеет границу с Шимановским районом, северная часть имеет границу с Мазановским районом, на северо-западной части граничит с Серышевским районом, а с южной части соседней территорией является Благовещенский район.

Климат данной территории характеризуется следующими факторами, такими как: показатели температуры самого холодного и самого теплого месяцев, взаимодействие солнечной радиации, циркуляции воздушных масс и географические особенности.

Средняя температура самого холодного месяца (январь) достигает минус 26,2 °С, а средняя максимальная температура наиболее жаркого месяца (июль) – 26,2 °С тепла. Основные климатические показатели представлены в таблице 1

Таблица 1 - Основные климатические показатели

Климатические условия	Расчетные величины
Район по гололеду 25 летней повторяемости	III район
Нормативная стенка гололеда, мм	20 мм
Район по ветру 25 летней повторяемости	III район
Нормативное ветровое давление, м/с	32
Годовое количество осадков, мм	550,8
Низшая температура воздуха, °С	-48,4
Средняя из абсолютных минимумов температура воздуха, °С	-41,2
Расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	-38,6

Продолжение таблицы 1

Среднегодовая температура воздуха, °С	-1,7
Высшая температура воздуха, °С	39,2
Среднее число грозочасов в год	57,1
Высота снежного покрова, макс/средняя, см	41/25
Количество ветреных дней в зимнем периоде с силой ветра более 10 м/сек (до 10, от 10 до 30, более 30%)	До 10%
Температура гололедообразования, °С	для сооружений высотой до 100 м - минус 5 °С, более 100 м - минус 10 °С.
Преобладающее направление ветра	СЗ, 3
Расчетная температура самых холодных суток, °С	-40,8
Продолжительность отопительного периода, сутки	212
Средняя температура отопительного периода, °С	-11,6
Вес снегового покрова, кгс/м ²	80
Сейсмичность района, баллы (группа В)	6, 7, 8 баллов (по результатам УИС, соответственно картам А, В и С)
Среднегодовая скорость ветра, м/с	2,4
Средняя из абсолютных максимумов температура воздуха в летний период, °С	24,7

Рельеф Свободненского района представляет собой возвышенное плоскогорье. Большая часть территории района покрыта лесной растительностью, пересечена увалами и сопками, некоторые из них имеют следы техногенного характера, такие как песчаные осыпи, образовавшиеся при прокладке трасс, канав, траншей.

1.1 Характеристика существующей системы электроснабжения

Согласно технологическому присоединению электрических сетей ОАО

«ФСК ЕЭС» энергетических установок мощностью свыше 750 кВА (Исх №1-415-127 от 01.11.2010). ФКП «НИЦ РКП» электроснабжение объектов основной базы выполняется от двух независимых источников электроснабжения: Зейская и Бурейская электростанции, в соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение энергопринимающих устройств объекта «Промышленная строительно-эксплуатационная база Государственного заказчика на космодроме «Восточный» (1-й этап). Основная база предусматривает электроснабжение трансформаторных подстанций электропотребителей основной базы по радиальной схеме по сети 10 кВ двумя кабельными линиями с разных секций РУ-10 кВ центрального распределительного пункта ЦРП № (13-1 по генплану), с двумя трансформаторами 10/0,4 кВ по 16000 кВА.

Для внутреннего рабочего освещения проектом предусматриваются газоразрядные источники света. Предлагаемые проектом источники имеют большую световую отдачу и большой срок службы.

Питающие и распределительные сети проектируются по оптимальным трассам, обеспечивающим минимальные потери напряжения.

Предусматривается равномерная загрузка фаз в пределах каждого распределительного устройства и равномерная загрузка трансформаторов понижающих подстанций в нормальном режиме.

Для систем вентиляции, отопления и водоснабжения предусматривается автоматическое управление.

Распредустройство 10 кВ ЦРП выполнено двумя секциями, с секционным вакуумным выключателем и устройством на нем АВР. РУ-10 кВ комплектуется шкафами КРУ типа К-63 с вакуумными выключателями. Шкафы расположены в два ряда, обслуживаются с двух сторон. Система сборных шин – однорядная, секционированная вакуумным выключателем 10 кВ с АВР.

На стороне 0,4 кВ трансформаторной подстанции, встроенной в ЦРП, принята одинарная, секционированная автоматическим выключателем с устройством АВР на две секции система сборных.

Распределение электроэнергии между потребителями ПСЭБ на напряжение 10 кВ предусматривается от ЦРП-10 кВ.

Встроенными выполняются ТП-10/0,4 кВ в сооружениях 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 11, 12, 13. Наружными (отдельно стоящими трансформаторными подстанциями) являются КТПН-10/0,4 кВ питающие сооружения 10, 14.

В КРУ-10 кВ предусмотрено наличие различных блокировок для защиты от ошибочных операций при ремонте и обслуживании, а также микропроцессорных устройств РЗА; возможность стыковки с другими типами КРУ при помощи переходных панелей.

Компоновка шкафов и блока в целом предусматривает удобство осмотров, ремонта и демонтажа основного оборудования во время эксплуатации КРУН без снятия напряжения со сборных шин и соседних присоединений.

Питание сети 10 кВ осуществляется при помощи встроенных трансформаторных подстанций, выполненных по схеме «блок линия-трансформатор» с микропроцессорной защитой серии ТЭМП-2501.

Для необходимости «видимого разрыва» при ремонте и плановом обслуживании трансформаторов на вводе в трансформаторной подстанции устанавливаются камеры сборные одностороннего обслуживания КСО-393 с выключателями нагрузки.

На сторонах 10 и 0,4 кВ подстанций приняты одна секционированная на две секции системы сборных шин: на стороне 10 кВ – выключателем нагрузки и разъединителем, на стороне 0,4 кВ – автоматическим выключателем с устройством АВР.

Питание секций шин 0,4 кВ подстанций осуществляется путем подключения при помощи автоматических выключателей двух трансформаторов к низковольтной сети.

Компенсация реактивной мощности в целом по комплексу выполняется на шинах 0,4кВ проектируемых двухтрансформаторных подстанций.

Релейная защита, управление, автоматизация и диспетчеризация системы электроснабжения выполняется в объеме требований, предъявляемых электро-

сетевой компанией, выдавшей технические условия на присоединение проектируемого объекта к сетям электроснабжения.

Так как коммерческий учёт расхода электроэнергии электропотребителями комплекса космодрома осуществляется на ГПП – головной понизительной подстанции комплекса, на объектах основной базы предусматривается технический учёт расхода электроэнергии с помощью электрических счётчиков класса точности 2, устанавливаемых в отдельно стоящих щитках учёта электроэнергии в помещениях низковольтного распределительного устройства трансформаторных подстанций.

Подключение токовых обмоток электрических счётчиков предусматривается к трансформаторам тока класса точности 1,0, устанавливаемым на вводных панелях РУ-0,4 кВ подстанций.

Защита от сверхтоков проектом предусматривается с помощью автоматических выключателей с тепловыми и электромагнитными расцепителями – в распределительных и групповых сетях 0,4 кВ, и с помощью токовых реле, дающих сигнал на отключение выключателей 10 кВ – для защиты трансформаторов 10/0,4 кВ и шин РУ 0,4 кВ.

Вводные выключатели РУ 0,4 кВ не используются в качестве защитных аппаратов, а предназначены только для выполнения плановых переключений обслуживающим персоналом и диспетчером.

Защита от грозовых и коммутационных перенапряжений предусматривается с помощью вентильных разрядников РВО-10 – на вводах 10 кВ подстанций, и с помощью разрядников 0,4 кВ в шкафах РУ 0,4 кВ – для защиты линий, питающих чувствительное к всплескам напряжения оборудование.

1.2 Схема электроснабжения и характеристика электроустановок промышленной строительной эксплуатационной базы

На территории основной базы (1-й очереди строительства), в соответствии с заданием технологического раздела проекта, располагаются электроприёмники первой, второй и третьей категории по надёжности электроснабжения.

Электроприёмников, относящихся к особой группе первой категории по надёжности электроснабжения, требующих питания от трёх независимых источников, в составе электроприёмников основной базы нет.

Для питания электроприёмников первой и второй категории по надёжности электроснабжения, на территории основной базы предусматривается строительство как встроенных, так и отдельно стоящих трансформаторных подстанций, с установкой на каждой двух трансформаторов, подключаемых к разным секциям РУ 10 кВ центрального распределительного пункта, получающей питание от независимых источников энергосистемы.

От РУ-0,4 кВ трансформаторных подстанций прокладываются кабельные линии 0,4 кВ до щитов или шкафов управления электроприёмников зданий и сооружений базы.

Шкафы управления электроприёмников первой и второй категории надёжности электроснабжения оснащаются двумя вводными аппаратами и получают питание по двум линиям от разных секций РУ-0,4 кВ подстанций.

В шкафах управления электроприёмников первой категории надёжности электроснабжения предусматривается установка аппарата АВР (автоматического включения резерва). АВР на шинах 0,4 кВ проектом не предусматривается.

В шкафах управления электроприёмников второй категории надёжности электроснабжения предусматривается установка аппарата для ручного переключения на резерв.

Электроснабжение защитного сооружения гражданской обороны типа «А» осуществляется от подстанции ПС-11 Административно-хозяйственного корпуса со столовой (поз. 8 по генплану) двумя кабельными линиями от разных секций РУ-0,4 кВ, выполняемыми медными кабелями, прокладываемыми по наземным кабельным лоткам, в соответствии с техническими условиями ФКП «НИЦ РКП» и СНиП II-11-77 «Защитные сооружения гражданской обороны».

Ввод кабелей в сооружение выполняется через наземные киоски, входящие в состав сооружения.

Шкафы управления электроприёмников первой и второй категории

надежности электроснабжения оснащаются двумя вводными аппаратами и получают питание по двум линиям от разных секций РУ-0,4 кВ подстанций, т.е. от двух независимых источников.

В административно-бытовой части складов и производственных зданий, административно-хозяйственном корпусе со столовой, рабочее место сотрудника оборудуется двумя штепсельными розетками для подключения компьютеров и оргтехники и одной штепсельной розеткой для подключения бытовых приборов. Дифференциальные автоматы (УЗО) установлены в групповых осветительных сетях, питающих штепсельные розетки для подключения бытовых приборов.

Заземление каждой секции сборных шин предусмотрено заземляющими ножами. В зависимости от способа заземления распределительной сети и применяемых мер защиты от поражения электрическим током – TN-S: распределительная сеть с глухозаземлённой нейтралью вторичной обмотки трансформатора с обеспечением функций нулевого защитного и нулевого рабочего проводника отдельными проводниками начиная от средней точки вторичной обмотки трансформатора.

На ЦРП-10 кВ «ПСЭБ» принимается следующая схема электрических соединений:

- КРУ 10 кВ выполнено по схеме 10-1 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

ЦРП 10 кВ будет питаться от подстанции 220/10 кВ «Восточная» по двум кабельным линиям.

Приемниками собственных нужд являются оперативных цепи, освещение, электроотопление помещений и пр. На ЦРП-10 кВ устанавливаются два двухобмоточных трансформатора собственных нужд (ТСН) с литой изоляцией марки ТЛСЗ. Мощность каждого ТСН составляет 63 кВА. Трансформаторы устанавливаются в комплектном блочно-модульном здании. Каждый ТСН подключается к своей секции шин, работающие отдельно в нормальном режиме.

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого и технического учета электроэнергии (АИИС КУЭ/ТУЭ) ЦРП «ПСЭБ» предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, контроля ее передачи, потребления за установленные интервалы времени и распределения электроэнергии и мощности, автоматизированного сбора, хранения и обработки полученной информации. Выходные данные используются для коммерческих и технических расчетов.

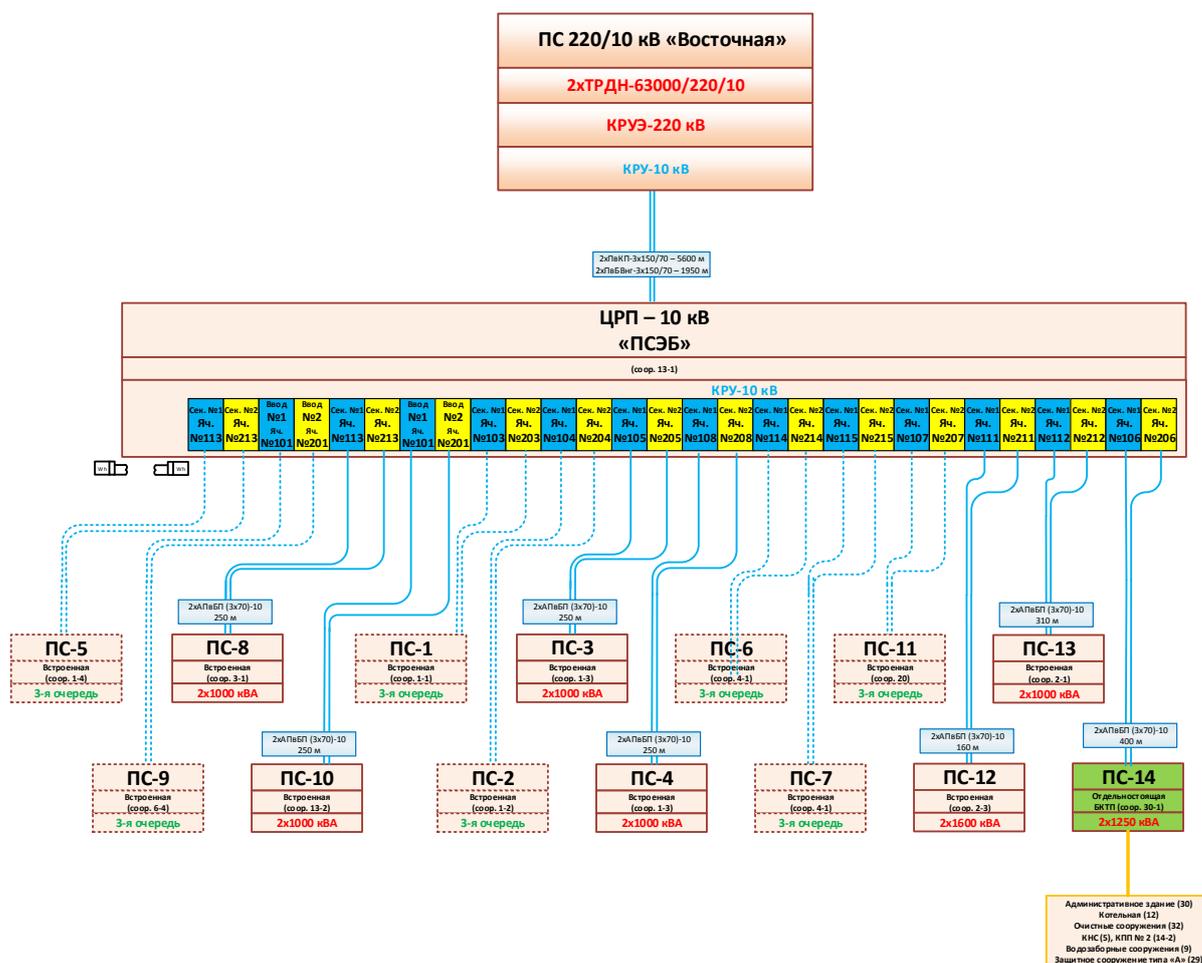


Рисунок 1 - Блок-схема электроснабжения объектов промышленной строительной эксплуатационной базы

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1. Определение расчетных электрических нагрузок

Для правильного выбора системы электроснабжения необходимо знать электрические нагрузки, благодаря которым будет целесообразно определить параметры и значения всех элементов системы.

Самым важным расчетом при проектировании системы электроснабжения является расчет нагрузок, от правильности которого зависят дальнейшие капиталовложения в схему электроснабжения, рациональный выбор подключаемых элементов потребления и защиты и многое другое. Расчет нагрузок важен для каждого предприятия, на котором предусматривается проектирование системы электроснабжения.

Расчет электрических нагрузок возможно производить несколькими методами, такими как: метод удельных мощностей, метод удельного электропотребления, метод коэффициента спроса, вероятностно–статистический метод, а также метод коэффициента расчетной нагрузки. Подробный расчет нагрузок произведен на примере подстанции ПС-1 площадки промышленной строительной эксплуатационной базы. При выполнении расчета электрических нагрузок был использован метод коэффициента расчетной нагрузки, т.к. этот метод по сравнению с другими методами обеспечивает наибольшую точность расчета.

Определение расчетных электрических нагрузок возможно несколькими способами, каждый из которых (метод удельных мощностей, метод удельного электропотребления, метод коэффициента спроса, вероятностно-статистический метод, а также метод коэффициента расчетной нагрузки) имеет право на жизнь, однако при нахождении расчетных нагрузок всех потребителей использовался метод коэффициента расчетной нагрузки.

Определение расчетной нагрузки таким способом производится исходя из следующего алгоритма:

1. Определяется номинальная мощность электроприемников, находящихся в продолжительном и повторно-кратковременном режимах [2].

Для потребителей, 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. Далее производится разбиение потребителей на характерные категории таким образом, чтобы для каждой группы ЭП была примерно одинаковая номинальная мощность.

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 $ПВ = 1$.

Установленная (номинальная) активная мощность:

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

где n – число электроприемников.

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.

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

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

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

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

6. Определяется эффективное число ЭП:

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

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:

$$\text{При } n_э \leq 10 \text{ и } K_u \geq 0,2 \quad Q_p = 1,1 \cdot Q_{cp} \quad (9)$$

$$\text{При } n_э > 10 \text{ и } K_u < 0,2 \quad Q_p = Q_{cp} . \quad (10)$$

Исходя из того, что все расчетные нагрузки были собраны на предприя-

тии, использовались готовые значения активной мощности, а также значения $tg\varphi$.

Подробный расчет нагрузок был произведен в программе MathCad 14 на примере объекта промышленной строительной эксплуатационной базы ВТП-1 10/0,4 кВ и показан в приложении А.

Исходные данные для расчета представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Наименование электроприемников и их характеристики

Наименование ЭП	P_y , кВт	K_c	$tg\varphi$
Оборудование связи и сигнализации	10	1	0,75
Вентиляция и кондиционирование	131	0,8	0,62
Холодильное оборудование	930	0,8	0,75
Освещение рабочее	142	0,95	0,48
Освещение аварийное	13	1	0,426
Освещение наружное	20	1	0,46
Технологическое оборудование	140	0,5	0,88
Серверное оборудование ЛВС	39	0,8	0,88
Компьютерная сеть	67	0,8	0,75
Автоматическое пожаротушение	92	1	0,62
Вентиляторы дымоудаления	7,5	1	0,62
Прирельсовый козловой кран	305	0,4	1,73
Насосы	10	0,8	0,62
КПП1 и КПП2	16	0,8	0,48
Зарядная	150	0,8	1,17

В качестве примера произведем расчет активной, реактивной, а также полной мощности для последующего выбора силовых трансформаторов данной ВТП-1:

1. Расчетная активная мощность склада производственных товаров (нагрузка №1):

$$P_p = P_y \cdot K_c; \quad (11)$$

$$P_{p1} = P_{y1} \cdot K_{c1};$$

$$P_{p1} = 10 \cdot 1 = 10 \text{ кВт.}$$

2. Расчетная реактивная мощность склада производственных товаров (нагрузка №1):

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_i; \quad (12)$$

$$Q_{p1} = P_{p1} \cdot \operatorname{tg} \varphi_1;$$

$$Q_{p1} = 10 \cdot 0,88 = 7,5 \text{ квар.}$$

3. Расчет осветительной нагрузки

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

Осветительная нагрузка внутренней трансформаторной подстанции будет определяться следующему выражению:

$$P_{осв} = A \cdot B \cdot a \cdot k_u \cdot K_{н.м}; \quad (13)$$

$$P_{осв} = 70 \cdot 70 \cdot 0,024 \cdot 0,85 \cdot 1 = 99,96 \text{ кВт}$$

где A, B – ширина и длина производственного помещения;

a – удельная плотность осветительной нагрузки, Вт/м³;

$K_{н.м} = 1$ - коэффициента нагрузочного максимума.

$$Q_{осв} = P_{p.o} \cdot tg\varphi; \quad (14)$$

$$Q_{осв} = 99,96 \cdot 0,46 = 45,98 \text{ квар.}$$

4. Суммарная активная и реактивная мощности с учетом $k_{н.м.}$:

$$P_{p\Sigma} = \sum P_{pi} + P_{осв}; \quad (15)$$

$$P_{p\Sigma} = 1544,04 + 99,96 = 1644 \text{ кВт.}$$

$$Q_{p\Sigma} = \sum Q_{pi} + Q_{осв}; \quad (16)$$

$$Q_{p\Sigma} = 1263,02 + 45,98 = 1309 \text{ квар.}$$

5. Полная мощность, кВА:

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

$$S_p = \sqrt{1644^2 + 1309^2} = 2102 \text{ кВА.}$$

Таким образом, были рассчитаны нагрузки ВТП-1 10/0,4 склада производственных товаров.

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

Таблица 3 – Наименование ЭП и их мощности

Наименование ЭП	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА
Оборудование связи и сигнализации	10	7,5	
Вентиляция и кондиционирование	104,8	64,97	
Холодильное оборудование	744	558	
Освещение рабочее	134,9	64,75	
Освещение аварийное	13	5,54	
Освещение наружное	20	9,2	
Технологическое оборудование	70	61,6	
Серверное оборудование ЛВС	31,2	27,45	
Компьютерная сеть	53,6	40,2	
Автоматическое пожаротушение	92	57,04	
Вентиляторы дымоудаления	7,5	4,65	
Прирельсовый козловой кран	122	211,06	
Насосы	8	4,96	
КПП1 и КПП2	12,8	6,14	
Зарядная	120	140,4	
Итого:	1644	1309	2102

Расчет электрических нагрузок для остальных трансформаторных подстанций производится аналогично. Результаты расчета представим в таблице 4.

Таблица 4 – Расчетные мощности трансформаторных подстанций ЦРП-10кВ «ПСЭБ»

Наименование	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА
ПС-1	1644	1309	2102
ПС-2	722	485	963
ПС-3	703	563	1095
ПС-4	701	484	903
ПС-5	733	491	961
ПС-6	1066,3	1085,4	1559
ПС-7	950	1033	1893,2

Продолжение таблицы 4

Наименование	P_p , кВт	Q_p , кВар	S_p , кВА
ПС-8	1626,7	2309,6	3072,9
ПС-9	1749,9	1726,4	2897
ПС-10	1156,1	722,2	1876
ПС-11	1120,3	729,18	1608,6
ПС-12	1021	998	1418
ПС-13	947	561	1532
ПС-14	951	555	1500

На промышленных предприятиях трансформаторные подстанции 10(6)/0,4 кВ называются цеховыми. Подстанции бывают отдельно стоящими, встроенными, внутрицеховыми и пристроенными. Отдельно стоящие подстанции находятся на территории объекта на небольшом расстоянии от цеха и служат для питания одного или нескольких цехов предприятия. Эти подстанции в основном применяются, когда из-за условий среды или специфики технологического процесса отсутствует возможность приблизить подстанцию к цеху. Например, на некоторых взрывоопасных производствах и химических предприятиях, а также в случаях, когда подстанция применяется для питания нескольких цехов небольшой мощности.

Пристроенные подстанции экономически эффективное решение. Их применяют в тех случаях, когда в связи с состоянием окружающей среды или специфики технологического процесса подстанцию невозможно расположить внутри цеха, однако такие подстанции сильно меняют внешний вид здания.

Встроенные и внутрицеховые подстанции можно максимально приблизить к центру электрических нагрузок. Для таких подстанций обычно применяют комплектные трансформаторные подстанции промышленного типа внутренней установки, которые устанавливаются в цехах открыто с использованием простейших сетчатых ограждений. Цеховые трансформаторные подстанции предназначены для питания силовых и осветительных электроприемников.

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ С УЧЕТОМ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

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 трансформаторных подстанций непосредственно влияет на затраты на распределительные устройства напряжением 10 кВ внутризаводские и цеховые электрические сети.

С учетом того, что подстанция питает потребителей 1 и 2 категории, то число трансформаторов равно двум.

Выбор числа и мощности трансформаторов КТП осуществляется только по активной мощности.

3.1 Выбор числа и мощности трансформаторов

Расчетная мощность трансформатора КТП определяется как [2]:

$$S_{расч.тр} = \frac{P_{p\Sigma}}{K_{з.опт} \cdot N_m}, \quad (18)$$

где $P_{p\Sigma}$ - суммарная активная мощность потребителей;

$K_{з.опт}$ - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора (равен 0,7);

N_m - число силовых трансформаторов.

Произведем расчет для выбора комплектной двухтрансформаторной под-

станции на примере сооружения ПС-1.

1. Выбираем мощность двухтрансформаторной ВТП:

$$S_{расч.тр} = \frac{1644}{0,7 \cdot 2} = 1174 \text{ кВА}$$

К установке принимаем трансформаторы ТСЗ-1600/10.

2. После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы.

$$k_3^{ном} = \frac{P_{p\Sigma}}{S_{т.ном.} \cdot N_t}; \quad (19)$$

$$k_3^{ном} = \frac{1644}{1600 \cdot 2} = 0,514.$$

Так же рассчитываем коэффициент загрузки в послеаварийном режиме.

$$k_3^{n/a} = \frac{P_{p\Sigma}}{S_{т.ном.}} \quad (20)$$

$$k_3^{ном} = \frac{1644}{1600} = 1,027$$

Данный трансформатор проходит проверку в нормальном и послеаварийном режимах.

Согласно ГОСТ 11677-85 устанавливается следующая структура условного обозначения трансформаторов:

ТСЗ- X/10/0,4 У1

ТС - трансформатор трехфазный, сухой

З - охлаждение естественное воздушное при защищенном исполнении.

Х - номинальная мощность, кВА

10- напряжение ВН

0,4 - напряжение НН

У1 - климатическое исполнение и категория размещения

Основные параметры трансформатора приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Параметры трансформатора ТСЗ-1600/10/0,4

Тип трансформатора	ТСЗ-1600/10/0,4
$S_{ном}$, кВА	1600
$U_{ВН}$, кВ	10
$U_{НН}$, кВ	0,4
ΔP_{xx} , кВт	2,65
ΔP_k , кВт	16,5
U_k , %	6
I_x , %	1
Количество трансформаторов	2

При выборе трансформаторов для ВТП принимаются сухие трансформаторы марки ТСЗ, допустимый коэффициент загрузки которых следует принимать не более 1,2 в послеаварийном режиме, а при выборе трансформаторов на КТПН принимаются трансформаторы марки ТМГ. Например, на КТПН-10 используется трансформатор ТМГ-1000/10/0,4 У1

ТМГ-1000/10/0,4 У1

Т – трехфазный трансформатор;

М - масляный;

Г - герметичный;

1000 - номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

10 - класс напряжения стороны ВН, кВ;

0,4 - класс напряжения стороны НН, кВ;

У1 - климатическое исполнение и категория размещения.

Основные параметры трансформатора приведены в таблице 6.

Таблица 6 - Параметры трансформатора

Тип трансформатора	ТМГ-1000/10/0,4
$S_{ном}$, кВА	1000
$U_{ВН}$, кВ	10
$U_{НН}$, кВ	0,4
ΔP_{xx} , кВт	1,3
ΔP_k , кВт	13
U_k , %	5,5
I_x , %	0,7
Количество трансформаторов	2

Выбор трансформаторов для остальных объектов промышленной строительной эксплуатационной базы производится аналогичным образом. В таблице 7 приведены результаты выбора силовых трансформаторов для всех КТП и ВТП площадки ПСЭБ.

Таблица 7 – Силовые трансформаторы сооружений промышленной строительной эксплуатационной базы

Объект площадки ПСЭБ	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	Тип трансформатора
ВТП-1	1644	1309	2102	2хТС3-1600/10/0,4 У1
ВТП-2	722	485	963	2хТС3-1000/10/0,4 У1
ВТП-3	703	563	1095	2хТС3-1000/10/0,4 У1
ВТП-4	701	484	903	2хТС3-1000/10/0,4 У1

Объект площадки ПСЭБ	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	Тип трансформатора
ВТП-5	733	491	961	2хТСЗ-1000/10/0,4 У1
ВТП-6	1066,3	1085,4	1559	2хТСЗ-1000/10/0,4 У1
ВТП-7	950	1033	1893,2	2хТСЗ-1000/10/0,4 У1
ВТП-8	1626,7	2309,6	3072,9	2хТСЗ-1600/10/0,4 У1
ВТП-9	1749,9	1726,4	2897	2хТСЗ-1600/10/0,4 У1
КТПН-10 10/0,4	1156,1	722,2	1876	2хТМГ-1000/10/0,4 У1
ВТП-11	1120,3	729,18	1608,6	2хТСЗ-1000/10/0,4 У1
ВТП-12	1021	998	1418	2хТСЗ-1000/10/0,4 У1
ВТП-13	947	561	1532	2хТСЗ-1000/10/0,4 У1
КТПН-14 10/0,4	951	555	1500	2хТМГ-1250/10/0,4 У1

3.2 Компенсация реактивной мощности

Основной проблемой космодрома «Восточный» при рациональном проектировании системы электроснабжения является компенсации реактивной мощности (КРМ).

Компенсация реактивной мощности представляет собой один из важнейших аспектов для сокращения потерь электроэнергии вместе с увеличением надежности и качества электрической энергии в системе электроснабжения промышленного предприятия.

Устройства компенсации реактивной мощности служат, для повышения коэффициента мощности электроустановок промышленных объектов и распределительных сетей напряжением 6-10 кВ, частоты 50 Гц [11].

Предназначены для эксплуатации в следующих условиях:

- температура от минус 40 °С до 40 °С;

- относительная влажность воздуха до 80 % при температуре 20 °С;
- высота над уровнем моря не более 1000 м;
- окружающая среда невзрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли, агрессивных газов и паров, в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию.

Осуществим выбор устройств компенсации реактивной мощности на примере ВТП-1 10/0,4 склада производственных товаров (ПС-1).

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать из сети ВН в сеть НН через силовой трансформатор КТП определяется по формуле [1]:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_{з.онт} \cdot S_{м.ном})^2 - P_p^2} \quad (21)$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1600)^2 - 1644^2} = 1522 \text{ кВар}$$

Далее определяется суммарная мощность НКУ:

$$Q_{НКУ1} = Q_p - Q_T ; \quad (22)$$

$$Q_{НКУ1} = 1309 - 1522 = -212,27 \text{ кВар}$$

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

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

где γ – расчетный коэффициент, определяемый в зависимости от схемы пита-

ния и дополнительных показателей K_1 и K_2 ;

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

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

В нашем случае: $K_1 = 9$, $K_2 = 10$ и $\gamma = 0,35$.

Для двухтрансформаторной КТПН:

$$Q_{HKV2} = 1309 - (-212) - 0,35 \cdot 1644 \cdot 2 = 401,72 \text{ кВар}$$

По расчетам получается, что дополнительная мощность НКУ соответствует условию $Q_{HKV1} < 0$, поэтому для данной группы трансформаторов эта величина принимается равным нулю.

Определим суммарную мощность НКУ:

$$Q_{HKV\Sigma} = Q_{HKV1} + Q_{HKV2} ; \quad (24)$$

$$Q_{HKV\Sigma} = 0 + 401,72 = 401,72 \text{ кВар}$$

К установке на ВТП принимаем две НКУ марки УКМ58-0,4-400-40 УЗ с установкой на каждую секцию шин по 400 кВар.

Результаты выбора приведены в таблице 8. Принципиальная электрическая схема установки УКРМ58 представлена на рисунке 2.

Тогда общая скомпенсированная мощность КТП:

$$Q_{HK\Sigma} = Q_{НБК} \cdot n_{НБК} , \quad (25)$$

$$Q_{HK\Sigma} = 400 \cdot 2 = 800 \text{ квар.}$$

Нескомпенсированная реактивная мощность:

$$Q_{неск} = Q_p - Q_{HK\Sigma}, \quad (26)$$

$$Q_{неск} = 1309 - 800 = 509 \text{ квар.}$$

Таблица 8 – Конденсаторные установки сооружений промышленной строительной эксплуатационной базы

Объект площадки ПСЭБ	Марка установленной КУ
ВТП-1	УКРМ58-0,4-400-40У3
ВТП-2	УКРМ58-0,4-150-40У3 УКРМ58-0,4-100-40У3
ВТП-3	УКРМ58-0,4-125-40У3 УКРМ58-0,4-200-40У3
ВТП-4	УКРМ58-0,4-100-40У3 УКРМ58-0,4-150-40У3
ВТП-5	УКРМ58-0,4-150-40У3 УКРМ58-0,4-125-40У3
ВТП-6	УКРМ58-0,4-375-40У3
ВТП-7	УКРМ58-0,4-250-40У3
ВТП-8	УКРМ58-0,4-825-40У3
ВТП-9	УКРМ58-0,4-400-40У3 УКРМ58-0,4-350-40У3
КТПН-10 10/0,4	-
ВТП-11	-
ВТП-12	УКРМ58-0,4-325-40У3
ВТП-13	УКРМ58-0,4-125-40У3
КТПН-14 10/0,4	-

4 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДНИКОВ

4.1 Выбор и проверка сечений кабельных линий 10 кВ

На промышленной строительной эксплуатационной базе линии электропередач прокладываются кабельными. Кабели располагаются в земляных траншеях и по коммуникационным проходным тоннелям.

Проходные тоннели входят в состав сооружений стартового комплекса и служат для прокладки всех инженерных коммуникаций технологических и технических систем. Кабельные линии используются в местах, где затруднено строительство воздушных линий и имеют закрытую прокладку, по кабельным полкам и жёстко закрепляются на всем протяжении тоннелей, обеспечивающая защиту от атмосферных воздействий.

Кабели предназначены для передачи и распределения электрической энергии при переменном напряжении до 10 кВ, частотой 50 Гц. Имеют наружный покров и рассчитаны на работу в различных атмосферных условиях и прокладываются в земле траншеях с низкой, средней и высокой коррозионной активностью.

Кабельные линии 10 кВ выполняются трехжильными кабелями с алюминиевыми жилами и поливинилхлоридной изоляцией марки ААБЛУ, предназначенными для монтажа в земляном грунте, а для прокладки на трассах с разностью высотных уровней между низшей и высшей точками. Сечения кабельных линий выбираются по допустимой токовой нагрузке, токам короткого замыкания и проверяется по допустимым уровням потери напряжения в соответствии с ПУЭ [2].

Максимальный расчетный ток кабельных линий в нормальном режиме:

$$I_{p.max} = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3} \cdot 2}; \quad (27)$$

где S_p – расчетная нагрузка, кВА;

U_n – номинальное напряжение, принимается равным 10 кВ .

Максимальный расчетный ток кабельных линий в аварийном режиме:

$$I_{p.max.av} = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3}}; \quad (28)$$

Проверка кабеля осуществляется по:

1). Нагреву длительно допустимым током:

$$\frac{I_{p.max.av}}{k_1 \cdot k_2} \leq I_{дл.доп}, \quad (29)$$

где $I_{дл.доп}$ – длительно допустимый ток кабеля (принимается по справочным данным для кабелей [1, 6]), А;

k_1 - поправочный коэффициент на условия прокладки проводов и кабелей (0,95);

k_2 - поправочный коэффициент на число работающих кабелей, лежащих рядом в земле в трубах или без труб (1).

2). Потере напряжения

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{p.max.av} \cdot l_i}{U_{ном}} \cdot (r_o \cdot \cos \varphi + x_o \cdot \sin \varphi); \quad (30)$$

где l_i - длина линии, км;

r_o - погонное активное сопротивление кабельной линии, Ом/км;

x_o - погонное индуктивное сопротивление кабельной линии, Ом/км.

Нормальная допустимая потеря напряжения согласно ГОСТ 32144-2013 составляет 5%, предельно допустимая потеря напряжения – 10%.

3). Термической устойчивости току трехфазного КЗ.

Минимальное допустимое сечение определяется:

$$S_{\min} = \frac{I_{\kappa}^{(3)} \sqrt{t_z + T_a}}{C_{\text{тер}}}; \quad (31)$$

где $I_{\kappa}^{(3)}$ - ток трехфазного КЗ на шинах ВН, А;

t_z - время срабатывания защиты (0,5), с;

T_a - постоянная времени затухания (0,15), с;

$C_{\text{тер}}$ - термический коэффициент для алюминия (95).

Для примера произведем выбор кабеля на 10 кВ от центрального распределительного пункта (ЦРП-10 кВ) площадки ПСЭБ до трансформаторной подстанции ВТП-1.

Максимальный расчетный ток в нормальном режиме [2]:

$$I_{\text{р.мах}} = \frac{S_{\text{р}}}{U_{\text{н}} \cdot \sqrt{3} \cdot 2}; \quad (32)$$

$$I_{\text{р.мах}} = \frac{2102}{10 \cdot \sqrt{3} \cdot 2} = 60,68 \text{ А}$$

Максимальный расчетный ток в аварийном режиме:

$$I_{\text{р.мах.ав}} = \frac{S_{\text{р}}}{U_{\text{н}} \cdot \sqrt{3}}; \quad (33)$$

$$I_{\text{р.мах.ав}} = \frac{2102}{10 \cdot \sqrt{3}} = 121,35 \text{ А}$$

Выбираем кабель трехжильный ААБЛУ сечением 70 мм² с длительно допустимым током 165 А.

Проверка выбранного кабеля:

1) По экономическому сечению:

$J_3=1,2$ - нормированное значение экономической плотности тока (А/мм²)

$$S_3 = \frac{I_{p1.max}}{J_3}; \quad (34)$$

$$S_3 = \frac{60,68}{1,2} = 50,56 \text{ мм}^2$$

2) По нагреву длительно допустимым током:

$$\frac{I_{p.max.av}}{k_1 \cdot k_2} \leq I_{дл.доп}, \quad (35)$$

$$\frac{121,35}{0,95 \cdot 1} = 127,74;$$

$$I_{дл.доп} = 165 ;$$

$$127,74 \leq 165.$$

По данной проверке кабель выбран верно.

3) По потере напряжения

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{p.max.av} \cdot l_i}{U_{ном}} \cdot (r_o \cdot \cos \varphi + x_i \cdot \sin \varphi) \cdot 100; \quad (36)$$

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 121,359 \cdot 0,65}{10000} \cdot (0,447 \cdot 0,782 + 0,086 \cdot 0,623) \cdot 100 = 0,33 \text{ \%}.$$

Потеря напряжения находится в пределах допустимого.

4) По термической устойчивости току трехфазного КЗ.

Минимальное допустимое сечение определяется:

$$S_{\min} = \frac{I_{\kappa}^{(3)} \sqrt{t_z + T_a}}{C_{\text{тер}}}; \quad (37)$$

$$S_{\min} = \frac{6980 \cdot \sqrt{0,5 + 0,15}}{95} = 59,24 \text{ мм}^2$$

Так как минимальное допустимое сечение равно $59,24 \text{ мм}^2$, то необходимо увеличить сечение кабеля до ближайшего стандартного.

Для дальнейшего проектирования выбираем трехжильный кабель ААБЛУ сечением 70 мм^2 , представленный на рисунке 2.

Расшифровка кабеля ААБЛУ-10 3х70:

А - Алюминиевая токопроводящая жила

А - Алюминиевая оболочка

Б - Броня из двух стальных лент

л - В подушке под броней имеется слой из пластмассовых лент

У - Была временно введена изменением № 3 в ГОСТ 18410-73 для выделения группы кабелей с повышенной температурой нагрева токопроводящей жилы по сравнению с ранее выпускаемыми кабелями.

10 – номинальное напряжение 10 кВ;

3 – количество жил;

70 – сечение жилы.

Кабели предназначены для передачи и распределения электрической энергии при переменном напряжении до 10 кВ, частотой 50 Гц. Имеют наружный покров, состоящий из битумного состава и пропитанной кабельной пряжи (стекловолокна), предохраняющий витки кабеля от слипания. Оболочка кабеля герметична и влагонепроницаема по всей его длине. Кабели ААБЛУ используются при эксплуатации на открытом воздухе, в сухих помещениях, в сырых, частично затапливаемых помещениях со слабой, средней и высокой коррозион-

ной активностью, а также каналах, кабельных полуэтажах, шахтах, коллекторах, производственных помещениях, на технологических эстакадах и по мостам, при наличии опасности механических повреждений в ходе эксплуатации. Кабели применяются для прокладки в пожароопасных помещениях и взрывоопасных зонах класса В-Иб, В-Па. Кабели не распространяют горение при одиночной прокладке.

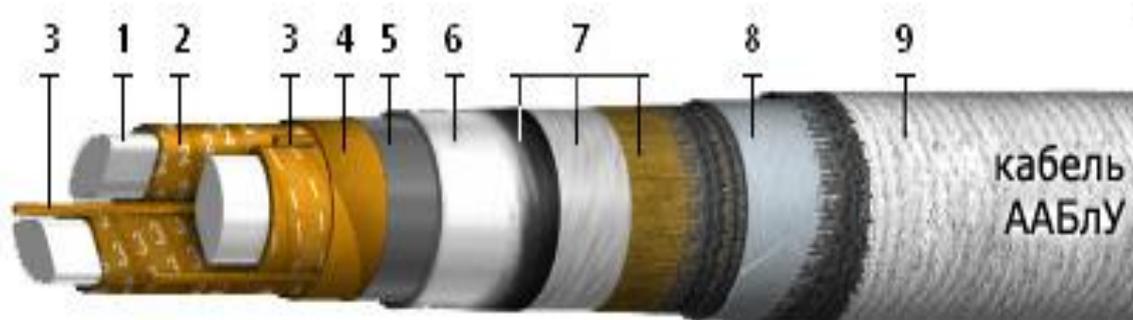


Рисунок 2 – Трехжильный кабель марки ААБЛУ 3х70

Расчет, выбор и проверка кабелей для остальных КТП ведется аналогично данному расчету. Результаты расчета приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Сечения кабелей на 10 кВ

Участок	Марка кабеля	L, м	I_p , А	$I_{p. ав}$, А	$I_{доп}$, А	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	ΔU , %
ЦРП-ВТП-1	ААБЛУ-10 3х70	650	60,68	121,36	165	0,447	0,086	0,33
ЦРП-ВТП-2	ААБЛУ-10 3х70	210	27,79	121,35	165	0,447	0,086	0,11
ЦРП-ВТП-3	ААБЛУ-10 3х70	230	31,61	63,22	165	0,447	0,086	0,06
ЦРП-ВТП-4	ААБЛУ-10 3х70	210	26,07	121,36	165	0,447	0,086	0,11
ЦРП-ВТП-5	ААБЛУ-10 3х70	800	27,74	55,48	165	0,447	0,086	0,19

Участок	Марка кабеля	L, м	I _p , А	I _{p. ав} , А	I _{доп} , А	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	ΔU, %
ЦРП-ВТП-6	ААБЛУ-10 3х70	270	45	90	165	0,447	0,086	0,09
ЦРП-ВТП-7	ААБЛУ-10 3х70	380	54,65	109,3	165	0,447	0,086	0,16
ЦРП-ВТП-8	ААБЛУ-10 3х95	800	88,7	177,4	205	0,329	0,083	0,83
ЦРП-ВТП-9	ААБЛУ-10 3х95	910	83,63	167,69	205	0,329	0,083	0,88
ЦРП- КТПН-10 10/0,4	ААБЛУ-10 3х70	1020	54,16	108,31	165	0,447	0,086	0,48
ЦРП-ВТП- 11	ААБЛУ-10 3х70	630	46,43	92,87	165	0,447	0,086	0,26
ЦРП-ВТП- 12	ААБЛУ-10 3х70	180	49,08	98,15	165	0,447	0,086	0,07
ЦРП-ВТП- 13	ААБЛУ-10 3х70	250	44,22	88,45	165	0,447	0,086	0,09
ЦРП- КТПН-14 10/0,4	ААБЛУ-10 3х70	250	43,3	86,6	165	0,447	0,086	0,09

В связи с тем, что ток трехфазного КЗ на шинах высокого напряжения одинаков для всех линий, отходящих от ЦРП-10 кВ, то минимальное допустимое сечение линий 10 кВ будет равным 70 мм².

4.2 Выбор и проверка сечений кабельных линий 0,4 кВ

Выбор и проверка производится аналогично расчету на 10 кВ.

По результатам расчета, представленным для ВТП-1 10/0,4 сооружения

ПС-1 в таблице 10, был выбран четырехжильный кабель ВБбШнг.

Таблица 10 – Сечения кабелей на 0,4 кВ

Участок	Марка кабеля	I_p, A	$I_{доп}, A$	$L, м$	$R_0, Ом/км$	$X_0, Ом/км$	$\Delta U, \%$
1.Оборудование связи и сигнализации	ВБбШнг 4x16	18,04	84	100	1,15	0,0675	0,75
2. Вентиляция и кондиционирование	ВБбШнг 4x70	178,24	211	30	0,26	0,0612	0,59
3. Холодильное оборудование	ВБбШнг 4x120 (5шт)	1342	302	80	0,153	0,0602	4,8
4. Рабочее освещение	ВБбШнг 4x95	220,79	261	30	0,2	0,274	0,85
5. Аварийное освещение	ВБбШнг 4x16	20,37	84	30	1,15	0,0675	0,28
6. Наружное освещение	ВБбШнг 4x16	31,77	84	10	1,15	0,0675	0,15
7. Технологическое оборудование	ВБбШнг 4x50	134,58	167	45	0,37	0,0625	0,84
8. Серверное оборудование ЛВС	ВБбШнг 4x95	203,3	261	100	0,2	0,274	2,2
9. Компьютерная сеть	ВБбШнг 4x25	97,42	112	250	0,74	0,0662	4,9
10. Автоматическое пожаротушение	ВБбШнг 4x50	164,46	167	170	0,37	0,0625	3,99
11. Вентиляторы дымоудаления	ВБбШнг 4x16	12,73	84	80	1,15	0,0675	0,44
12. Прирельсовый козловой кран	ВБбШнг 4x185	351,79	397	100	0,099	0,0596	1,54
13. Насосы	ВБбШнг 4x25	13,61	84	150	0,74	0,0662	0,89
14. КПП1 и КПП2	ВБбШнг 4x16	20,46	84	200	1,15	0,0675	1,89
15. Зарядная	ВБбШнг 4x120	266,14	302	30	0,153	0,0602	0,50

Расшифровка кабеля ВББШнг 4х16:

В – изоляция жил из поливинилхлоридного пластиката;

Б – броня из двух стальных оцинкованных лент;

б – без подушки над броней, необходимой для предохранения элемента от коррозии и механических повреждений;

Шнг – защитный покров в виде выпрессованного шланга из поливинилхлоридного пластиката пониженной горючести;

4 – количество жил;

16 – сечение жилы;

Данный кабель предназначен для наклонных и горизонтальных трасс. Кабель не распространяет горение при прокладке в пучках. Допустимый нагрев токопроводящих жил в аварийном режиме не должен превышать $+80^{\circ}\text{C}$ и продолжительность работы в этом режиме не должна быть больше восьми часов в сутки.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

5.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

Токи КЗ в высоковольтной сети определяются в следующих точках: на шинах распределительной подстанции, на шинах высокого напряжения наиболее удаленной ТП и на шинах высокого напряжения расчетной ТП. За основное напряжение принимается напряжение равное $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$.

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле [6]:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (38)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{(\sum X_{кл.рп} + X_{сис})^2 + (\sum R_{кл.рп})^2} \quad (39)$$

где $X_{кл.рп}$ - индуктивное сопротивление кабельных линий до ЦРП, Ом;

$R_{кл.рп}$ - активное сопротивление кабельных линий до ЦРП, Ом;

$X_{сис}$ - сопротивление системы, Ом.

Индуктивное и активное сопротивление кабельных линий соответственно определяется по следующим формулам:

$$X_{кл.рп} = X_{кл.рп.уд} \cdot l_i; \quad (40)$$

$$R_{кл.рп} = R_{кл.рп.уд} \cdot l_i; \quad (41)$$

где $X_{кл.рп.уд}$ - удельное индуктивное сопротивление кабельной линии, Ом/км;

$R_{кл.рп.уд}$ - удельное активное сопротивление кабельной линии, Ом/км;

l_i - длина линии, км.

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \quad (42)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \quad (43)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \quad (44)$$

Постоянная времени затухания определяется по формуле:

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} \quad (45)$$

Произведем расчет токов КЗ.

Расчетную схему покажем на рисунке 3.

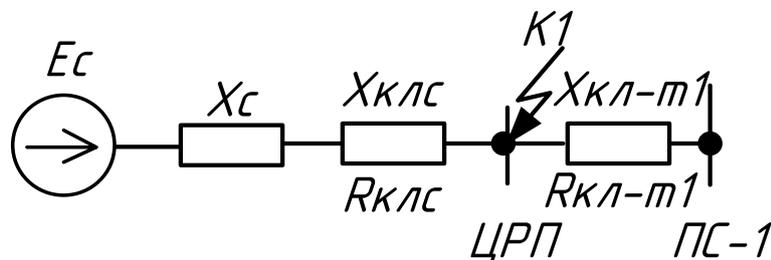


Рисунок 3 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

На шинах ЦРП ПСЭБ (в точке К1) осуществим расчет токов короткого замыкания:

$$X_c = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot I_c}; \quad (46)$$

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 10,4} = 0,583 \text{ Ом}$$

$$Z = \sqrt{(X_{кл.рп} + X_c)^2 + R_{кл.рп}^2}; \quad (47)$$

$$Z = \sqrt{(0,069 + 0,583)^2 + 0,091^2} = 0,658 \text{ Ом}$$

Трехфазный ток КЗ при металлическом контакте:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}; \quad (48)$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,658} = 9,207 \text{ кА}$$

$$T_a = \frac{X_{кл.рп} + X_c}{\omega \cdot R_{кл.рп}}; \quad (49)$$

$$T_a = \frac{0,069 + 0,583}{314 \cdot 0,091} = 0,023$$

$$k_{\gamma\delta} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}; \quad (50)$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,023}} = 1,646$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)}; \quad (51)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,646 \cdot 9,207 = 21,427 \text{ Ка}$$

Двухфазный ток КЗ при металлическом контакте:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\kappa}^{(3)}}{2}; \quad (52)$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 9,207}{2} = 7,973 \text{ кА.}$$

Аналогично ведется расчет для остальных точек короткого замыкания.

Результаты расчета приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчета токов КЗ на стороне 10 кВ

Точка КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	T_a	$k_{уд}$	$i_{уд}$, кА	$I_{\kappa}^{(2)}$, кА
К1	9,207	0,023	1,646	21,427	7,973
К2	8,202	0,008	0,308	15,166	7,103
К3	8,905	0,015	1,503	18,931	7,712
К4	8,875	0,014	1,492	18,721	7,686
К5	8,905	0,015	1,503	18,931	7,712
К6	7,954	0,007	1,262	14,198	6,888
К7	8,814	0,013	1,469	18,315	7,633
К8	8,641	0,011	1,414	17,281	7,483

Продолжение таблицы 11

т. КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	T_a	$k_{уд}$	$i_{уд}$, кА	$I_{\kappa}^{(2)}$, кА
К9	6,686	0,011	1,405	13,284	5,79
К10	6,436	0,011	1,387	12,612	5,574
К11	7,593	0,006	1,209	12,984	6,576
К12	8,235	0,008	1,314	15,305	7,131
К13	8,95	0,015	1,521	19,254	7,751
К14	8,844	0,014	1,48	18,516	7,659
К15	8,844	0,014	1,48	18,516	7,659

5.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, и в конце каждой отходящей линии. За основное напряжение принимается напряжение равное $U_{cp} = 1,05 \cdot U_{ном}$. Принцип расчета аналогичен расчету на 10 кВ.

Начальное значение периодической составляющей при этих условиях следует определять по формуле:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (53)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{X_i^2 + R_i^2}; \quad (54)$$

где X_i и R_i - индуктивные и активные сопротивления элементов сети, Ом;

Индуктивное и активное сопротивления всех элементов определяются как:

$$X_i = (X_c + X_{кл.рп} + X_{кл.рп.ТП} + X_m + X_{тр.ОФ} + X_{шинТП} + X_{клF} + X_{кл1}) \cdot \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}}\right)^2 ; \quad (55)$$

$$R_i = (R_c + R_{кл.рп} + R_{кл.рп.ТП} + R_m + R_{тр.ОФ} + R_{тр.ОФконт} + R_{шинТП} + R_{клF} + R_{кл1}) \cdot \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}}\right)^2 \quad (56)$$

где $X_{кл.рп.ТП}$, $R_{кл.рп.ТП}$ - сопротивления кабельных линий до ТП, Ом;

X_m , R_m - сопротивления трансформатора, Ом;

$X_{тр.ОФ}$, $R_{тр.ОФ}$ - сопротивления автоматов, Ом;

$X_{шинТП}$, $R_{шинТП}$ - сопротивления шин трансформаторной подстанции, Ом;

$X_{кл1}$, $R_{кл1}$ - сопротивления кабельной линии до нагрузки, Ом.

Ток однофазного короткого замыкания будем определять методом симметричных составляющих:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}{Z_o} . \quad (57)$$

Полное сопротивление однофазного КЗ определяется как:

$$Z_o = \sqrt{(X_{io})^2 + (R_{io})^2} , \quad (58)$$

где X_{io} , R_{io} - индуктивное и активное сопротивления однофазного КЗ соответственно, Ом.

Индуктивное и активное сопротивления однофазного КЗ определяются:

$$X_{io} = (2 \cdot (X_c + X_{кл.рп} + X_{кл.рп.ТП}) + 3 \cdot (X_m + X_{тр.ОФ} + X_{шинТП} + X_{клF} + X_{кл1})) \cdot \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}}\right)^2 ; \quad (59)$$

$$R_i = (2 \cdot (R_c + R_{кл.рп} + R_{кл.рп.ТП}) + 3 \cdot (R_m + R_{тр.ОФ} + R_{тр.ОФконт} + R_{шинТП} + R_{клF} + R_{кл1})) \cdot \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}}\right)^2 ; \quad (60)$$

Ток при контакте через дугу определяется как:

$$I_k^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}{Z_{од}} ; \quad (61)$$

где $Z_{од}$ - полное сопротивление однофазного КЗ с учетом действия дуги.

Полное сопротивление однофазного КЗ с учетом действия дуги определяется по следующей формуле:

$$Z_{од} = \sqrt{(X_{io})^2 + (R_{o1} + R_d)^2} ; \quad (62)$$

где R_d - сопротивление дуги, Ом.

Для примера произведем расчет для КТП 10/0,4 сооружения 24А, питающейся от ЦРП-10 кВ.

Расчетные схемы показаны на рисунках 4 и 5.

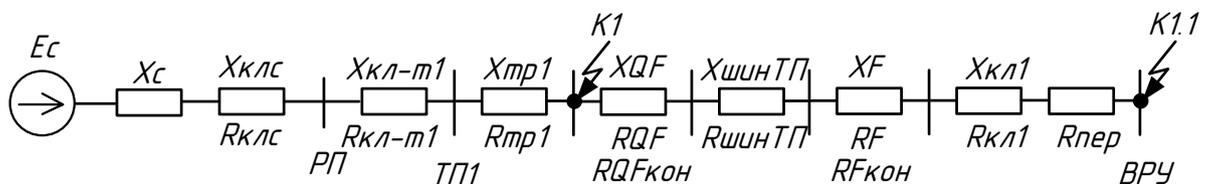


Рисунок 4 – Схема замещения прямой и обратной последовательности для расчета токов КЗ на 0,4 кВ

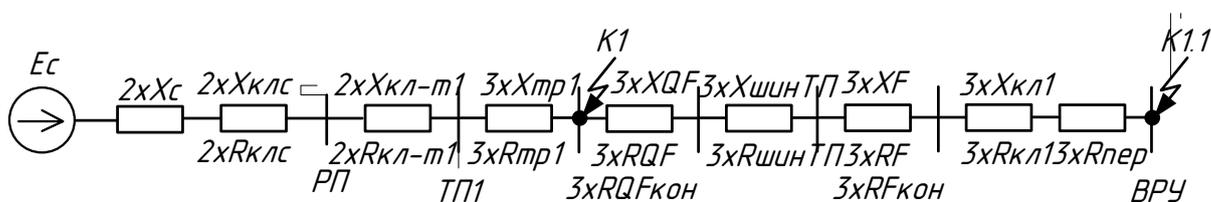


Рисунок 5 – Схема замещения нулевой последовательности
для расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Так как трансформатор 10/0,4 кВ имеет соединение треугольник-звезда, то контур тока нулевой последовательности будет замыкаться через глухозаземленную нейтраль низкой стороны, то есть соединение высокой стороны в треугольник будет являться фильтром токов нулевой последовательности для левой части сети.

Для примера произведем расчет токов КЗ для т. К1.1 и т. К1.1ш.:

Все сопротивления приведены к низкой стороне 0,4 кВ.

Индуктивное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$X_1 = (X_c + X_{кл.рп} + X_{кл.рп.ТП} + X_m + X_{тр.QF} + X_{шинТП} + X_{клF} + X_{кл1}) \cdot \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}}\right)^2;$$

$$X_1 = (0,583 + 0,069 + 0,04 + 3,694 + 4,1 \cdot 10^{-4} + 6 \cdot 10^{-5} + 0,08 \cdot 10^{-3} + 6,75 \cdot 10^{-3}) \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2$$

$$X_1 = 0,014 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$R_1 = (R_{кл.рп} + R_{кл.рп.ТП} + R_m + R_{тр.QF} + R_{тр.QFконт} + R_{шинТП} + R_{клF} + R_{кл1}) \cdot \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}}\right)^2 ;$$

$$R_1 = (0,091 + 0,169 + 0,645 + 1 \cdot 10^{-4} + 1,5 \cdot 10^{-4} + 1 \cdot 10^{-4} + 1 \cdot 10^{-4} + 1,5 \cdot 10^{-4} + 0,115) \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2$$

$$R_1 = 0,117 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{X_1^2 + R_1^2},$$

$$Z = \sqrt{0,014^2 + 0,117^2} = 0,118 \text{ Ом.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,118} = 35,5 \text{ кА.}$$

Индуктивное и активное сопротивления однофазного КЗ определяются:

$$X_{1o} = (2 \cdot (X_c + X_{кл.с.РП} + X_{кл.рп.пс1}) + 3 \cdot (X_{m1600} + X_{тр.ОФ} + X_{шинП} + X_{клF} + X_{кл1})) \cdot \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}}\right)^2 ;$$

$$X_{1o} = (2 \cdot (0,583 + 0,069 + 0,04) + 3 \cdot (3,694 + 4,1 \cdot 10^{-4} + 6 \cdot 10^{-5} + 6,83 \cdot 10^{-3} + 6,75 \cdot 10^{-3})) \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 ;$$

$$X_{1o} = 0,04 \text{ Ом.}$$

$$R_{1o} = (2 \cdot (R_{кл.с.ПИ} + R_{кл.пр.нс1}) + 3 \cdot (R_{m1600} + R_{тр.ОФ} + R_{тр.ОФконт} + R_{шинПИ} + R_{клF} + R_{кл1})) \cdot \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}}\right)^2 ;$$

$$R_{1o} = (2 \cdot (0,091 + 0,169) + 3 \cdot (3,694 + 1 \cdot 10^{-4} + 1,5 \cdot 10^{-4} + 1 \cdot 10^{-4} + 1 \cdot 10^{-4} + 1,5 \cdot 10^{-4} + 0,115)) \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 ;$$

$$R_{1o} = 0,35 \text{ Ом}$$

Полное сопротивление до точки КЗ с учетом действия дуги определяется по формуле:

$$Z_{1o} = \sqrt{X_{1o}^2 + (R_{1o} + R_{\partial})^2} ,$$

$$Z_{1o} = \sqrt{0,04^2 + (0,35 + 20 \cdot 10^{-3})^2} ,$$

$$Z_{1o} = 0,373 \text{ Ом.}$$

Тогда ток однофазного короткого замыкания:

$$I_{ко}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}{Z_{1o}} ,$$

$$I_{ко}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,4}{0,373} ,$$

$$I_{ко}^{(1)} = 1,86 \text{ Ом.}$$

Расчеты для остальных точек приведены в Приложении А.

Результаты расчетов сведём в таблицу 12.

Таблица 12 – Результаты расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Точка КЗ	$I_k^{(3)}$, кА	$I_k^{(1)}$, кА
K1	35,53	26,72
K1.1	1,96	1,86
K1.2	17,66	12,61
K1.3	12,56	9,77
K1.4	13,52	11,16
K1.5	6,15	5,27
K1.6	14,98	10,87
K1.7	11,01	8,61
K1.8	5,67	5,21
K1.9	1,22	1,18
K1.10	3,43	3,14
K1.11	2,43	2,28
K1.12	13,21	10,38
K1.13	2,99	2,76
K1.14	0,99	0,96
K1.15	5,55	4,81

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Электрические аппараты выбирают по номинальному току и напряжению и проверяют на динамическую и термическую стойкость [3].

6.1 Выбор и проверка выключателей

Высоковольтный выключатель представляет собой специальный коммутационный аппарат, благодаря которому производится оперативное включение и отключение как отдельных электрических цепей, так и различного оборудования. Переключения осуществляются при нормальных и аварийных режимах с помощью ручного, дистанционного или автоматического управления.

Произведем выбор выключателей на ЦРП ПСЭБ-10 кВ.

Определим номинальные значения токов, проходящих через выключатель Q:

$$I_{p.max} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (63)$$

$$I_{p.max} = \frac{17235,6}{\sqrt{3} \cdot 10} = 995,1 \text{ А.}$$

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (64)$$

2) По номинальному длительному току:

$$I_{p.max} \leq I_{ном} \quad (65)$$

3) По отключающей способности:

$$I_{н.0} \leq I_{откл.ном} \quad (66)$$

Выбираем вакуумный выключатель типа ВВ/TEL-10-20/1000-У2-46 со следующими номинальными параметрами:

$U_{ном} = 10$ кВ - номинальное напряжение;

$I_{ном} = 1000$ А - номинальный ток;

$I_{откл.ном} = 20$ кА - номинальный ток отключения;

$\beta_{ном} = 40$ % - нормированное содержание апериодической составляющей;

$i_{дин.мах} = 52$ кА - предельный сквозной ток КЗ (наибольший пик);

$I_{дин} = 20$ кА - предельный сквозной ток КЗ (действующее значение);

$I_{вк.ном} = 90$ кА - номинальный ток включения (действующее значение);

$I_{т.ном} = 20/3$ - номинальный ток термической стойкости / допустимое время его действия. кА/с;

$t_{соб} = 0.015$ с - собственное время отключения;

$t_{в} = 0.025$ с - время отключения (полное).

Выбранный выключатель соответствует: $I_{ном.} = 1000$ А > $I_{расч} = 995,1$ А;

Проверяем выключатель по отключающей способности.

Согласно ГОСТа 687-78Е отключающая способность выключателя представлена тремя показателями:

- номинальным током отключения $I_{откл.}$;
- допустимым относительным содержанием апериодической составляющей тока $\beta_{ном}$;
- нормированные параметры восстанавливающего напряжения.

Определяем номинальный ток отключения $I_{откл.}$ и $\beta_{ном}$ отнесенные к времени τ — времени отключения выключателя, равно:

$$\tau = t_{зmin} + t_{с.в} = 0,01 + 0,015 = 0,025 \text{ с,}$$

где $t_{z\min} = 0,01$ с – минимальное время действия релейной защиты

$t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя (согласно данных на выключатель равно 0,015 с)

Номинальный ток отключения $I_{откл.ном}$, находим по каталогу:
 $I_{откл.ном} = 20$ кА.

Рассчитываем апериодическую составляющую тока короткого замыкания:

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}; \quad (67)$$

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 10,4 \cdot e^{\frac{-0,025}{0,01}} = 1,207 \text{ кА};$$

где $I_{п.о} = 10,4$ кА -расчетный ток КЗ на шинах 10 кВ.

β_H – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H = 40$ %;

Постоянную времени T_a выбираем из справочника, согласно которого для распределительных сетей напряжением 6-10 кВ $T_a = 0,01$ с.

Определяем апериодическую составляющую в отключении тока при времени $\tau = 0,025$ с.

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном.откл}; \quad (68)$$

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,31 \text{ кА}.$$

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя

$$B_K = I_{н.о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a); \quad (69)$$

$$B_K = 10,4^2 \cdot (0,03 + 1,2 + 0,007) = 133,8 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{откл.} = t_{р.з.} + t_{о.в}$

$t_{р.з.}$ – время действия основной защиты

$t_{о.в}$ – полное время отключения выключателя выбирается из каталога

$t_{откл.}$ - время отключения КЗ

$$B_K = 10,4^2 \cdot (0,03 + 1,2 + 0,007) = 133,8 \text{ кА}^2\text{с.}$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{K.т} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}; \quad (70)$$

$$B_{K.т} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_K \leq B_{K.т}$$

Номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе определим по следующей формуле:

Расчетное значение апериодической составляющей в отключенном токе для время τ составляет:

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_K^{(3)}; \quad (71)$$

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 10,4 = 14,7 \text{ кА.}$$

Сравнение расчетных и каталожных данных приведено в таблице 13.

Таблица 13 – Сравнение расчетных и каталожных данных выключателя 10 кВ ВВ/TEL-10-20/1000

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 995,1 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 10,4 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{откл,ном}$
$i_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} = 25,25 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 10,4 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 52 \text{ кА}$	$i_{уд} = 21,43 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 10,4 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 20^2 \cdot 3$ $= 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 133,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Выбранный выключатель полностью удовлетворяет условиям проверки.

Расшифровка выключателя ВВ/TEL-10-20/1000 (выключатель представлен на рисунке б):

ВВ – выключатель вакуумный;

TEL – наименование типа выключателя;

10 – значение номинального напряжения, кВ;

20 – значение номинального тока отключения, кА;

1000 – значение номинального тока, А;

Вакуумные выключатели серии ВВ/TEL рассчитанный для использования в электрических сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением до 10 кВ с изолированной нейтралью как в нормальных, так и аварийных режимах.

Выключатели ВВ/TEL применяются в ячейках КРУ внутренней и наружной установки, а также в камерах КСО, как при новом строительстве, так и при

замене выключателей прошлых лет выпуска.

Отличительные особенности выключателя ВВ/TEL-10-20/1000:

- высокий коммутационный и механический ресурсы;
- отсутствие необходимости проведения текущего и среднего ремонтов;
- питание цепей управления от сети постоянного, выпрямленного и переменного оперативного тока;
- малое потребление мощности из сети оперативного питания;
- возможность отключения при потере оперативного питания;
- полная взаимозаменяемость с устаревшими маломасляными выключателями по главным и вспомогательным цепям;
- возможность работы в любом пространственном положении;
- малые габариты и масса.

Все вакуумные выключатели серии ВВ/TEL полностью испытаны на соответствие требованиям российских стандартов и имеют сертификаты соответствия системы ГОСТ Р.



Рисунок 6 – Вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/1000

6.2 Выбор и проверка автоматических выключателей на 0,4 кВ

На каждой ТП выбираем автоматических выключателей по расчетному

току. Для примера произведем выбор автоматов для на ВТП-1 ПСЭБ.

Выбор автоматов производится:

1. По напряжению установки, кВ:

$$U_{ном} \geq U_{уст}; \quad (72)$$

где $U_{ном}$ - номинальное напряжение автомата, В;

$U_{уст}$ - напряжение на установке, В.

2. По роду тока и его значению:

$$I_{ном.вст} \geq I_p; \quad (73)$$

где $I_{ном.вст}$ - номинальный ток автомата;

I_p - рабочий ток установки, А.

3. По коммутационной способности:

$$I_{но} \leq I_{откл}; \quad (74)$$

где $I_{но}$ - ток трехфазного короткого замыкания, кА;

$I_{откл}$ - отключающая способность автомата, кА.

Проверка автомата производится по условию:

$$I_{но} > 3 \cdot I_{расц}; \quad (75)$$

По данным критериям выбираем автомат серии ВА57, представленный на рисунке 7.



Рисунок 7 – Автоматический выключатель серии ВА57

В таблице 14 представлены марки всех автоматических выключателей ВТП-1.

Таблица 14 – Выбор автоматических выключателей для ВТП-1 ПСЭБ

№ ТП	I_p , А	$I_{доп}$, А	$I_{но}$, А	$I_{ном.авт}$, А	$I_{ном.расц}$, А	$I_{откл}$, А	Марка выключателя
1.Оборудование связи и сигнализации	18,04	84	1960	20	500	6000	ВА57-35
2. Вентиляция и кондиционирование	178,24	211	17660	200	2000	40000	ВА57-35
3. Холодильное оборудование	1342	302	12560	630	1250	18000	ВА57-39
4. Рабочее освещение	220,79	261	13520	250	500	40000	ВА57-35
5. Аварийное освещение	20,37	84	6150	25	100	900	ВА57-35
6. Наружное освещение	31,77	84	14980	40	400	40000	ВА57-31
7.Технологическое оборудование	134,58	167	11010	160	500	40000	ВА57-35
8. Серверное оборудование ЛВС	203,3	261	5670	250	2500	10000	ВА57Ф35
9.Компьютерная сеть	97,42	112	1220	100	400	40000	ВА57-31

№ ТП	I_p , А	$I_{доп}$, А	$I_{но}$, А	$I_{ном.ав}$ t , А	$I_{ном.}$ расц, А	$I_{откл}$, А	Марка вы- ключателя
10. Автоматическое пожаротушение	164,46	167	3430	200	500	40000	ВА57-35
11. Вентиляторы дымоудаления	12,73	84	2430	16	400	3000	ВА57-31
12. Прирельсовый козловой кран	351,79	397	13210	400	1000	40000	ВА57-39
13. Насосы	13,61	84	2990	16	400	3000	ВА57-31
14. КПП1 и КПП2	20,46	84	990	25	100	900	ВА57-35
15. Зарядная	266,14	302	5550	320	1000	40000	ВА57-39

6.3 Выбор и проверка трансформатора тока на 10 кВ

Трансформаторами тока называют устройства, вторичный ток которых используется для измерений, и находится в пропорциональном соотношении с первичным током, поступающим из электрической сети.

Все трансформаторы тока выполняют две основные функции: измерение и защиту. В некоторых устройствах эти функции взаимно дополняют друг друга [4].

Трансформаторы тока по конструктивному исполнению выбираются с двумя вторичными обмотками. Первая выполняет функцию включения измерительных приборов, а вторая служит для подключения приборов защиты. Выбираются трансформаторы тока как и большинство аппаратов по номинальному напряжению, также по току первичной цепи, току вторичных обмоток с заданным классом точности. Проверка производится по электродинамической и термической устойчивости при коротких замыканиях в сети.

Так как к трансформаторам тока подключаются цепи электрических счетчиков, то их класс должен быть 0,5.

Трансформаторы тока выбираются с вторичным током 5 А и двумя сердечниками.

Трансформаторы тока выбираются по напряжению и току.

Осуществим выбор трансформаторов тока на ЦРП ПСЭБ-10 кВ.

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

$$I_{ном.т.т} \geq (5 \div 10) I_{ном.у}; \quad (76)$$

2. Выбор по номинальному напряжению сводится к сравнению напряжения трансформатора тока и установки, для которой он предназначен [2]:

$$U_{ном.т.т} \geq U_{ном.у}; \quad (77)$$

3. Выбор по нагрузке вторичной цепи для обеспечения его работы в требуемом классе точности состоит в соблюдении условия:

$$S_{2ном} \geq S_{2р}; \quad (78)$$

где $S_{2ном}$ - допустимая (номинальная) нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока, ВА;

$S_{2р}$ - расчетная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока в нормальном (рабочем) режиме, ВА;

$$S_{2ном} = I_{ном2}^2 \cdot Z_{ном2}; \quad (79)$$

где $Z_{ном2} \approx \sum r_{приб} + r_{доп} + r_{конт}$ - полное допустимое сопротивление внешней цепи;

$\sum r_{приб}$ - сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов и реле;

$r_{доп}$ - допустимое сопротивление соединительных проводов;

$r_{конт}$ - сопротивление контактов (принимается обычно равным 0,1 Ом).

Выбираем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10-21 1000/5 0.5/10Р, который предназначен для установки в комплектные распределительные устройства внутренней установки переменного тока с первичным током 1000 А.

Трансформатор ТОЛ-СЭЩ-10-21 – опорный литой измерительный трансформатор тока. Специализированный для уменьшения высоких первичных значений тока до значений подходящего для измерений, производит сигнал информации для электроизмерительного оборудования, а также цепей релейной защиты и автоматики.

Данные взятые из каталога и расчетные данные для выбранного трансформатора тока марки ТОЛ-СЭЩ-10-21 1000/5 0.5/10Р сведены в таблице 15.

Таблица 15 – Каталожные и расчетные данные ТОЛ-СЭЩ-10-21 1000/5 0.5/10Р

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{уст} \leq U_n$
$I_n = 1000$ А	$I_{раб.маx} = 995,1$ А	$I_{раб.маx} \leq I_n$
$I_{дин} = 100$ кА	$I_{уд} = 21,43$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 1200$ кА ² ·с	$B_k = 133,8$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Структура условного обозначения ТОЛ-СЭЩ-10-21 1000/5 0.5/10Р:

Т - трансформатор тока;

О - опорный

Л - с литой изоляцией

СЭЩ - Зарегистрированный товарный знак изготовителя

10 - Номинальное напряжение, кВ

21 - конструктивный вариант исполнения

1000 – номинальный первичный ток, А

5 - номинальный вторичный ток, А

0.5/10P- класс точности.

Как видно из таблицы, выбранный трансформатор тока соответствует условиям проверки.

6.4 Выбор и проверка трансформатора тока на 0,4 кВ

Выбор трансформатора тока на напряжение 0,4 кВ производится аналогично выбору ТТ на 10 кВ:

- 1) по номинальному напряжению;
- 2) классу точности;
- 3) номинальному току вторичной обмотки;

Выбираем трансформатор тока ТШ-0,66/1500/5 с коэффициентом трансформации $K_{тр}=300$. На примере присоединения к шинам ВТП-1 10/0,4 сооружения ПС-1 нагрузки в виде холодильного оборудования с наибольшим расчетным током из всех электропотребителей $I_p=1342$ А произведем проверку выбранного аппарата:

1. По номинальному напряжению

$$U_{ном.т.т} \geq U_{ном.у}; \quad (80)$$

$$0,66 \geq 0,4$$

2. Класс точности данного трансформатора тока равен 0,5.

3. Номинальный ток вторичной обмотки 5 А.

Технические характеристики выбранного трансформатора тока:

Т – трансформатор;

Ш – шинный;

0,66 - номинальное напряжение, кВ;

1500 - номинальный первичный ток, А;

5 - номинальный вторичный ток, А;

0,5 - класс точности;

Данный трансформатор тока представлен на рисунке 8.



Рисунок 8 – Трансформатор тока ТШ-0,66-1500/5-0,5

6.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения (ТН) необходим для понижения высокого напряжения до значения соответствующего стандарту. Их размещают в РУ трансформаторных подстанций для отделения цепей напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз выбираются трехфазные масляные трансформаторы напряжения НАМИТ 10000/100, которые используются для понижения высокого напряжения 10 кВ до 100В, а также для учета электрической энергии в установках переменного тока. Основная вторичная обмотка ТН предназначена для питания измерительных приборов. Трансформаторы устанавливаются в шкафах КРУ (Н) и закрытых РУ промышленных предприятий с напряжением электрической сети 10 кВ.

Трансформаторы напряжения выбираются:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} , \quad (81)$$

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

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

Все измерительные устройства также имеют цифровой интерфейс и телеметрические параметры. Кроме своих главных особенностей они осуществляют функцию контролирующих, регистрирующих и фиксирующих приборов.

Обозначение выбранных трансформаторов напряжения НАМИТ-10-2-10000/100:

Н - трансформатор напряжения;

А - антирезонансный;

М - с естественным масляным охлаждением;

И - для измерительных цепей;

Т - трехфазный;

10 - номинальное напряжение, кВ;

2 - конструктивный вариант;

10000 - номинальное первичное напряжение, В;

100 - номинальное вторичное напряжение, В.

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 16.

Таблица 16 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для проверки выбора трансформаторов напряжения

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

6.6 Выбор комплектных распределительных устройств

В ЦРП ПСЭБ-10 кВ предусматривается установка КРУ 10 кВ СЭЩ-63-В-1600/31,5 У3 производства ОАО «Электроцит Самара», которое предназначено для приема и распределения электроэнергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц напряжением 10 кВ. Данное комплектное распределительное устройство расшифровывается следующим образом:

КРУ – комплектное распределительное устройство;

СЭЩ – зарегистрированный товарный знак производителя;

63 – серия устройства;

В - тип встраиваемого выключателя (В- вакуумный);

1600 – номинальный ток устройства, А;

31,5 – ток термической стойкости, кА;

У3- климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150.

В состав КРУ могут входить:

- шинные мосты между двумя рядами ячеек, расположенных в одном помещении;

- шинные вводы в ближний и дальний ряды распределительного устройства с прямой и обратной фазировкой;

- переходные шкафы для стыковки с КРУ других серий;

- кабельные лотки для подводки к ряду КРУ контрольных кабелей и проводов вспомогательных цепей;

- клеммный шкаф для подвода контрольных кабелей к КРУ;

- отдельно стоящий шкаф ТСН.

В КРУ-СЭЩ-63 основным элементом, отвечающим за переключения, а также для автоматического отключения цепей при коротких замыканиях и перегрузках, возникающих при аварийных режимах, является вакуумный выключатель типа ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-31,5/1600. Структура условного обозначения выключателя:

В – Выключатель

В – Вакуумный

У – Унифицированный

СЭЩ – Товарный знак

П – Тип привода – пружинно-моторный

3 – Номер варианта конструктивного исполнения

10 – Номинальное напряжение, кВ

31,5 – Номинальный ток отключения, кА

1600 – Номинальный ток, А

Шкафы данного КРУ предназначены для работы внутри помещения, в отличие от отдельно стоящего шкафа под трансформатор собственных нужд, который может эксплуатироваться на открытом воздухе.

В составе КРУ СЭЩ-63 находятся отдельные шкафы с вмонтированной аппаратурой. Встраиваемая в шкафы аппаратура и присоединения определяют вид их конструктивного исполнения.

Разъединителем служат контакты первичных соединений втычного типа, неподвижная часть которых расположена в корпусе шкафа, а подвижная - на выкатном элементе.

Выкатной элемент занимает определенные положения: зафиксированное рабочее, зафиксированное контрольное и ремонтное.

В рабочем положении разъёмные контакты главной и вспомогательной цепей замкнуты и выкаткой элемент подключен для исполнения конкретных функций.

Контрольное положение – это положение частично выкаченного из шкафа выкатного элемента, при котором вспомогательные цепи замкнуты, а контакты первичной цепи разомкнуты, таким образом возникает возможность провести испытание выкатного элемента и проверки вспомогательных цепей.

В ремонтном положении выкатной элемент полностью извлечен из корпуса шкафа, разъединяющие контакты первичной и вторичной цепи разомкнуты, выкатной элемент в данном положении осматривается и ремонтируется.

Шкафы оборудованы заземляющим разъединителем, который в крайних положениях фиксируется и может быть заперт на замок через ушки.

Включение заземляющего ножа по условиям работы блокировки возможно только при контрольном и ремонтном положении выкатного элемента.

Для включения заземляющего ножа необходимо вставить ключ электромагнитной блокировки в розетку рядом с приводом ЗН, оттянуть шток блокировочного устройства с помощью штока ключа, оттянуть фиксатор вместе с закрывающей пластиной, вставить съемную ручку в отверстие упора и повернуть ручку вверх до характерного щелчка фиксатора. Запрещено перемещение выкатного элемента из контрольного положения в рабочее при включенном ЗН.

При необходимости размещения КРУ К-63 в помещениях с температурой окружающего воздуха ниже минус 5 °С предусматривается установка нагревательных элементов для обогрева помещения.

КРУ серии К-63 не используется для работы в среде, подверженной воздействию газов, испарений и химических отложений, вредных для изоляции, в среде с усиленным загрязнением, также не предназначена для работы в пожароопасной и взрывоопасной среде и установках особого назначения.

Проверка КРУ производится аналогично выключателям. Данное комплектное распределительное устройство показано на рисунке 9.



Рисунок 9 – КРУ СЭЩ-63 производства ОАО «Электроцит САМАРА»

6.7 Выбор и проверка предохранителей на 10 кВ

Предохранители и токоограничивающие патроны предназначены для использования в трехфазных цепях переменного тока напряжением от 6 до 10 кВ частоты 50 Гц для защиты силовых трансформаторов, воздушных и кабельных линий, конденсаторов, электродвигателей от сверхтоков при перегрузках и коротких замыканиях. В предохранителях осуществляется отключение из-за плавления плавкой вставки, нагревавшейся током, проходящим по цепи через нее.

Для примера произведем выбор предохранителя для ВТП-1 10/0,4 сооружения ПС-1 объекта промышленной строительной эксплуатационной базы.

Выбор предохранителей производится:

- по напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{уст}; \quad (82)$$

- по номинальному току плавкой вставки:

$$I_{ном.вст} \geq I_p; \quad (83)$$

- по номинальному току плавкой вставки для защиты трансформатора 10 кВ на стороне ВН:

$$I_{ном.вст} \geq 2I_{ном.тр.ВН}; \quad (84)$$

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

$I_{ном.тр.ВН}$ - номинальный ток высокой стороны защищаемого трансформатора (для ТСЗ-1600/10 $I_{ном.тр.ВН} = 92,38$), А;

Выбираем предохранитель ПКТ-104-10-200-12,5УЗ, показанный на рисунке 10.

Проверим данный предохранитель:

$$I_{ном.вст} \geq I_p;$$

$$200 \geq 60,68.$$

$$I_{ном.вст} \geq 2I_{ном.тр.ВН};$$

$$200 \geq 2 \cdot 92,4 = 184,76$$

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника:

$$I_{ном.вст} \leq 3 \cdot I_{дл.доп}; \quad (85)$$

$$200 \leq 3 \cdot 165 = 495 \text{ А.}$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{но}^{(3)} \leq I_{отк}; \quad (86)$$

$$10,4 \leq 12,5 \text{ кА}$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{но}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B \quad (87)$$

$$10,4 \text{ кА} \geq 3 \cdot 200 = 600 \text{ А}$$

По всем условиям проверки данный предохранитель проходит проверку.



Рисунок 10 – Предохранитель ПКТ-104-10-200-12,5УЗ

Расшифровка предохранителя ПКТ-104-10-200-12,5УЗ:

П – предохранитель;

К – с кварцевым наполнителем;

Т – для защиты силовых трансформаторов, воздушных и кабельных линий;

1 – однополюсный, с указателем срабатывания;

04 – конструктивное исполнение контакта (два спаренных патрона, диаметром 72 мм);

10 – номинальное рабочее напряжение, кВ;

200 – номинальный ток, А;

12,5 – номинальный ток отключения, кА;

У – климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69;

З – категория размещения по ГОСТ 15543.1-89.

Результаты выбора предохранителей приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор предохранителей на 10 кВ

Участок	I_p , А	$2I_{ном.тр.ВН}$, А	$I_{ном.вст}$, А	Марка предохранителя
ЦРП-ВТП-1	60,68	$2*92,38$ =184,76	200	ПКТ-104-10-200-12,5УЗ
ЦРП-ВТП-2	27,79	$2*57,74$ =115,48	160	ПКТ-104-10-160-20УЗ
ЦРП-ВТП-3	31,61	$2*57,74$ =115,48	160	ПКТ-104-10-160-20УЗ
ЦРП-ВТП-4	26,07	$2*57,74$ =115,48	160	ПКТ-104-10-160-20УЗ
ЦРП-ВТП-5	27,74	$2*57,74$ =115,48	160	ПКТ-104-10-160-20УЗ
ЦРП-ВТП-6	45	$2*57,74$ =115,48	160	ПКТ-104-10-160-20УЗ
ЦРП-ВТП-7	54,65	$2*57,74$ =115,48	160	ПКТ-104-10-160-20УЗ
ЦРП-ВТП-8	88,7	$2*92,38$ =184,76	200	ПКТ-104-10-200-12,5УЗ
ЦРП-ВТП-9	83,63	$2*92,38$ =184,76	200	ПКТ-104-10-200-12,5УЗ
ЦРП-КТПН-10 10/0,4	54,16	$2*57,74$ =115,48	160	ПКТ-104-10-160-20УЗ
ЦРП-ВТП-11	46,43	$2*57,74$ =115,48	160	ПКТ-104-10-160-20УЗ
ЦРП-ВТП-12	49,08	$2*57,74$ =115,48	160	ПКТ-104-10-160-20УЗ
ЦРП-ВТП-13	44,22	$2*57,74$ =115,48	160	ПКТ-104-10-160-20УЗ
ЦРП-КТПН-14 10/0,4	43,3	$2*75,06$ 150,12	160	ПКТ-104-10-160-20УЗ

6.8 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН) - электрические аппараты, защищающие от перенапряжений устройства системы электроснабжения, возникающих во время переключений, а также борющийся с грозowymi перенапряжениями.

Для защиты электрооборудования от грозowych или коммутационных перенапряжений ОПН включается параллельно оборудованию.

Выбор ОПН осуществляется в два этапа: предварительный выбор и окончательный выбор.

Первоначально ОПН выбирается по допустимому уровню напряжения по условию:

$$U_{нд} \geq \frac{U_{н.р.}}{\sqrt{3}}; \quad (88)$$

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

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

Для повышения надежности ОПН выбирают с наибольшим длительно-допустимым рабочим напряжением выше на 2-5 % наибольшего уровня напряжения в точке установки ОПН.

Далее определяется расчетная величина рабочего напряжения ОПН:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{U_{маx.раб}}{K_B}, \quad (89)$$

где $U_{маx.раб}$ – рабочее максимальное напряжение;

K_B – коэффициент, определяющийся по кривым вида $K_B = f(\tau)$ (Рисунок 11.), учитывает величину допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия, исходя из условий теплового баланса.

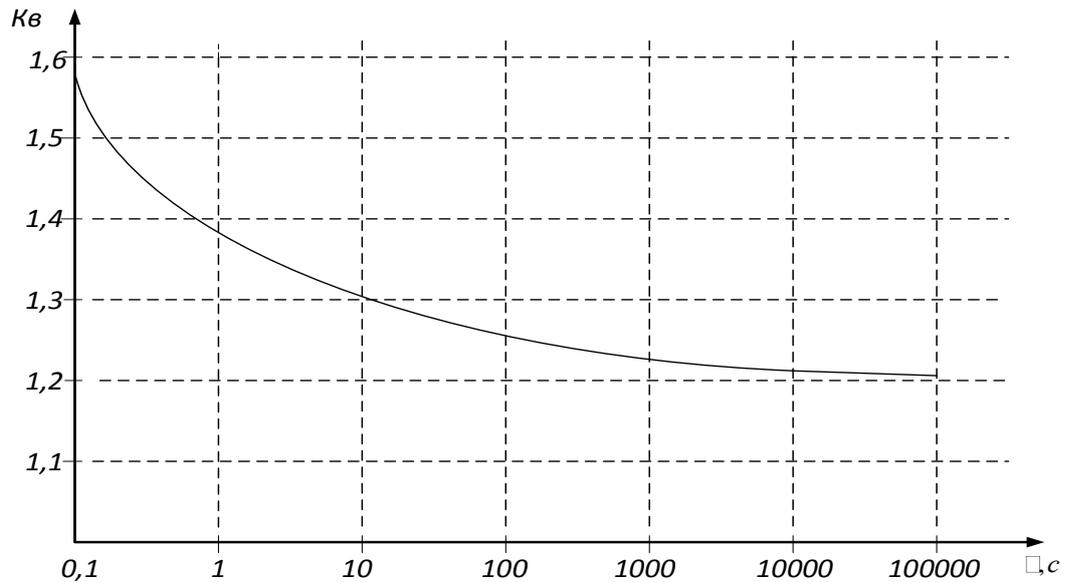


Рисунок 11 - График зависимости коэффициента K_B от длительности перенапряжения

Максимальное рабочее напряжение на подстанциях (на отправном конце линии) в нормальном режиме не должно быть более чем $1,2U_{ном}$ в сетях до 35 кВ, $1,15U_{ном}$ – в сетях 35-220 кВ.

Следующим этапом выбора ОПН является определение импульсного тока, протекающего через ОПН.

Если ОПН устанавливается на удаленном конце линии, то:

$$I_K = \frac{(U - U_{ocm})}{Z_B}. \quad (90)$$

Если ОПН устанавливаем на питающем конце линии (на шинах питающей подстанции), то:

$$I_K = \frac{(U - U_{ocm})}{Z_B} \frac{Z_{II}}{Z_I} + \frac{Z_B}{b} \frac{U_{II}}{U_I}, \quad (91)$$

где U – амплитуда неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на варисторах ОПН при токе I_K , кВ;

Z_B – волновое сопротивление линии, Ом;

L_{II} – предвключенная индуктивность питающей подстанции;

b – расчетная частота;

Поскольку ток I_K зависит от $U_{ост}$, его значение определяется параметрами точки пересечения ВАХ ограничителя и нагрузочной кривой.

Ориентировочное значение I_K для ОПН разных классов напряжения и для установки на разных объектах приведены в таблице 18.

Таблица 18 - Характеристики коммутационных токов

$U_{ном}$, кВ	I_K для ОПН, устанавливаемых на подстанциях
10	200-500
35	350-600
110	300-500
220	400-600

При окончательном выборе определяется удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (92)$$

где \mathcal{E} – энергия, поглощаемая ОПН;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение ОПН.

Поглощаемая ОПН энергия определяется по следующей формуле, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \Psi U_{ост} \Psi \Psi \Psi, \quad (93)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

T – время распространения волны, мкс.

n – количество последовательных токовых импульсов.

Произведем выбор ОПН на ПС-1.

Допустимое рабочее напряжение на стороне 10 кВ:

$$U_{нд} \geq \frac{1,2 \cdot 10,5}{\sqrt{3}} = 7,3 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени ($K_B=1200$ с)

$$U_{расч.ОПН} = \frac{7,3}{1,21} = 6 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-П-10/7,2/10/2 УХЛ1.

Таблица 19 - Основные технические характеристики ОПН

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
Остающееся напряжение при токе ампл. 20 кА, кВ	23,5
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	8,8

6.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

Питание нагрузок собственных нужд ВТП-1 обеспечивается от двух трансформаторов собственных нужд напряжением 10/0,4 кВ. Состав потребителей СН подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями СН подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения.

Мощность трансформаторов СН выбирается по нагрузкам СН с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка во время ремонтных работ на подстанции.

В проектировании основные нагрузки можно определить по типовым проектам ПС, по каталогам или ориентировочно принять $P_{уст}$ при $\cos\varphi = 0,85$.

Исходные данные для выбора ТСН представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Необходимые данные для расчета и выбора ТСН на ВТП-1

Вид	$P_{уст}$, кВт	K_c	$\cos \varphi$	Q, квар
Холодильное оборудование	789	0,8	0,8	509
Освещение рабочее	130	0,95	0,9	-
Освещение аварийное	10	1	0,92	-
Освещение наружное	20	1	0,9	-
Итого	949			509

Тогда расчетная нагрузка:

$$S_{расч} = K_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (94)$$

где K_c - коэффициент спроса, учитывающий коэффициент одновременности загрузки, принимаем 0,8;

$P_{уст} = 949$ кВт – ориентировочная установленная активная мощность собственных нужд.

Тогда:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{949^2 + 509^2} = 861,5 \text{ кВА.}$$

Номинальная мощность трансформатора собственных нужд определяется по условию:

$$S_m = S_{расч} / 1,4; \tag{95}$$

$$S_m = 861,5 / 1,4 = 615,3 \text{ кВА.}$$

Принимаем два трансформатора ТМГ-630/10.

Расшифровка типов трансформаторов собственных нужд:

Т – трансформатор трехфазный,

М – охлаждение масляное с естественной циркуляцией воздуха и масла,

Г – герметичный,

630 – номинальная мощность, кВА,

10 – класс напряжения обмотки ВН, кВ,

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

7.1 Назначение релейной защиты

Основной и самой важной задачей устройств релейной защиты в системе электроснабжения является быстрое воздействие на выключатель, защищающий какой-либо элемент сети путем нахождения в ней короткого замыкания и автоматического отключения поврежденного сегмента системы от нормально функционирующей ее части. Также еще одной не маловажной задачей устройств РЗ является предупреждение о неисправности или аварии в момент возникновения экстренной ситуации в электрической сети в виде срабатывания сигнализации.

В плане надежности основным критерием ее повышения является наличие в сети устройств автоматического ввода резерва (АВР).

Ко всем устройствам релейной защиты относятся 4 основных требования:

Абсолютно во всех устройствах релейной защиты должны быть соблюдены основные критерии, определяющие их надежность и принципы функционирования:

1) Селективность – это наиболее важное требование к релейной защите, обеспечивающее бесперебойность электроснабжения путем применения основных защитных устройств, предотвращающих неисправности и потенциальные аварии в энергосистеме. Принцип селективности подразумевает обнаружение поврежденного элемента и отключение его благодаря установленным по близости выключателям, что позволяет обособить неисправный элемент без прерывания электроснабжения других объектов;

2) Быстродействие. Данное требование должно соблюдаться в обязательном порядке, так как быстрое отключение поврежденного элемента или даже целого участка энергосистемы способно почти полностью без потери нормального функционирования объектов потребления или электроустановок предотвратить перерыв в электроснабжении важных сегментов системы. В настоящее

время быстродействующие устройства защиты срабатывают в интервале 0,01..0,1 с.

3) Чувствительность – это свойство релейной защиты, подразумевающее способность защиты откликаться на короткое замыкание, возникшее в зоне охвата. Данное свойство способно обнаруживать короткое замыкание даже в конце ее зоны действия. Чтобы численно оценить чувствительность защиты, вводится понятие о коэффициенте чувствительности, определяющийся отношением величины минимального значения кроткого замыкания на время срабатывания той или иной защиты.

4) Надежность. Суть еще одного немаловажного параметра, характеризующего устройства релейной защиты, заключается в том, что защита должна обеспечивать полную безотказность в своей работе для точного и своевременного отключения выключателей электроустановки при его выходе из строя.

7.2 Релейная защита отходящих присоединений ЦРП-10 кВ

Для защиты кабельных линий 10 кВ обычно применяются самые распространенные, но в то же время самые надежные защиты, такие как: токовая отсечка и максимальная токовая защита.

Согласно с ПУЭ для линий в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью (в том числе и с нейтралью, заземленной через дугогасительный реактор) должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю. На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени. Защита от однофазных замыканий на землю должна в первую очередь реагировать на установившиеся замыкания на землю; допускается также применение устройств, регистрирующих на кратковременные замыкания, без обеспечения повторности действия [18].

7.3 Расчет уставок токовой отсечки

Ток срабатывания токовой отсечки принимается больше максимального тока короткого замыкания, который проходит через защиту при повреждении внешнего элемента. Данный факт обуславливает селективность действия токовой отсечки. При приближении к месту КЗ увеличивается действие защиты [20].

Ток срабатывания ТО определяется по формуле:

$$I_{ТО.с.з} \geq k_{отс} \cdot I_{кз}^{(3)}, \quad (96)$$

где $I_{кз}^{(3)}$ - действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ на шинах ТП, А;

$k_{отс}$ - коэффициент, учитывающий действие апериодической составляющей (1,05..1,6);

$$I_{ТО.с.з} = 1,1 \cdot 6,261 = 6,887 \text{ кА.}$$

При включении силовых трансформаторов токовая отсечка срабатывает от сопутствующего тока намагничивания, так как сама по себе данная защита является быстродействующей. В результате чего ток срабатывания токовой отсечки должен удовлетворять следующему условию:

$$I_{ТО.с.з} \geq k_{отн} \cdot \sum I_{ном.т}, \quad (97)$$

где $\sum I_{ном.т}$ - сумма номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых по защищаемой цепи, А;

$k_{отн}$ - коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых трансформаторов (3..7).

$$6887 \geq 7 \cdot 87,97 = 615,84 \text{ A}$$

Данный критерий выполнен, следовательно, выбор уставки сделан правильно.

Определяем вторичный ток срабатывания реле.

$$I_{TO.c.p} = \frac{I_{TO.c.з} \cdot k_{cx}}{n_T}; \quad (98)$$

где $k_{cx} = 1$ - коэффициент схемы;

n_T - коэффициент трансформации трансформатора тока.

$$I_{TO.c.p} = \frac{6887 \cdot 1}{30} = 229,57 \text{ A}$$

Коэффициент чувствительности ТО при двухфазном коротком замыкании в месте установки защиты (в минимальном режиме) равен:

$$k_{ч.ТО} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{к.min}}{I_{TO.c.з}}, \quad (99)$$

$$k_{ч.ТО} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{5,72 \cdot 10^3}{6887} = 0,71 \leq 1,2$$

Согласно ПУЭ коэффициент чувствительности для органов тока и напряжения ступени защиты, предназначенной для действия при КЗ в конце защищаемого участка, при наличии надежно действующей селективной резервной ступени - около 1,2. В том случае, если коэффициент чувствительности меньше 1,2, то токовая отсечка защищает лишь определенную часть линии от ЦРП-10 кВ площадки ПСЭБ космодрома «Восточный».

7.4 Расчет уставок максимальной токовой защиты

Расчет уставок МТЗ произведем на участке ЦРП – ПС-1.

Определим ток срабатывания МТЗ по условию отстройки от самозапуска двигателей нагрузки после восстановления питания действием автоматики.

Первичный ток срабатывания МТЗ выбирается по условию отстройки от наибольшего тока нагрузки:

$$I_{c.з.МТЗ.расч} = \frac{k_n \cdot k_{cзн} \cdot I_{p.мах.тр}}{k_g}, \quad (100)$$

где k_n - коэффициент надежности для цифровых терминалов ($k_{зан} = 1,1$);

$k_{cзн} = 1,3$ - коэффициент самозапуска, в связи с тем, что в данном примере линия питает только бытовую нагрузку (двигательная нагрузка — отсутствует), по опыту эксплуатации и проведенных исследований рекомендуется принимать ($k_{cзн} = 1,2-1,3$);

k_g - коэффициент возврата токового реле, для цифровых терминалов (для ТЭМП-2501 $k_g = 0,95$) ($k_g = 0,92..0,95$).

$$I_{c.з.МТЗ.расч} = \frac{1,1 \cdot 1,3 \cdot 87,97}{0,95} = 132,42 \text{ A}$$

$$I_{c.з.МТЗ} = 135 \text{ A}$$

Определяем вторичный ток срабатывания:

$$I_{c.р} = \frac{k_{cx} \cdot I_{c.з.МТЗ}}{n_T}, \quad (101)$$

где k_{cx} - коэффициент схемы ($k_{cx} = 1$);

n_T - коэффициент трансформации ТТ ($n_T = 30$).

$$I_{c.p} = \frac{1 \cdot 135}{30} = 4,5 \text{ A.}$$

Выбираем МТЗ серии «ТЭМП-2501» на базе микропроцессорной электроники.

Определяем коэффициент чувствительности при двухфазном КЗ в основной зоне действия защиты (точка КЗ с наименьшим током КЗ):

$$k_{ч.осн} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз.тп.мин.3}}{I_{с.з.МТЗ}} \geq 1,5, \quad (102)$$

$$k_{ч.осн} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{1,227}{135} = 7,869 \geq 1,5$$

Что полностью удовлетворяет условию чувствительности в основной зоне.

Надежность отстройки токовой отсечки от токов КЗ за трансформатором

$$I_{с.з.МТО} = k_n \cdot I_{кз.тп.мин.3}; \quad (103)$$

$$k_n \cdot I_{кз.тп.мин.3} = 1349 \text{ A}$$

Принимаем $I_{с.з.МТО} = 1350 \text{ A}$.

Время срабатывания «ТЭМП-2501» выбирается согласно току и времени с защитными устройствами последующих и предыдущих элементов.

Определяем время срабатывания МТЗ линии:

$$t_{c.з} = t_{6c} + \Delta t, \quad (104)$$

где $t_{6c} = 0,04$ с - при токе 1350 А плавкая вставка предохранителя расплавится за время $t_{6c} = 0,04$ с;

$\Delta t = 0,5$ с - степень селективности между защитой линии 10 кВ и предохранителем должна быть в пределах $\Delta t = 0,5 - 0,7$ с.

В качестве защитного устройства трансформатора является предохранитель серии ПКТ, время срабатывания которого с учетом селективности с автоматическим выключателем на стороне 0,4 кВ составляет 0,8..1,0 с. Поэтому, время срабатывания защиты «ТЭМП-2501» принимается:

$$t_{c.з} = 0,04 + 0,5 = 0,54 \text{ с.}$$

Наивысшую плавкую вставку на рассматриваемом участке имеет плавкая вставка с номинальным значением 1350 А. Для такой вставки определяем величину тока, при котором вставка расплавится за время $t_{c.з} = 0,54$ с. Для согласования с МТЗ необходимо выполнение условия:

$$I_{c.з} \geq I_{ном.вст}, \quad (105)$$

где $I_{ном.вст}$ - ток, под действием которого за время срабатывания защиты происходит расплавление вставки, А.

$$1350 \geq 1349 \text{ А.}$$

Условие выполняется, значит время срабатывания защиты на ПС-1 рассчитано верно.

7.5 Расчёт уставок защиты от замыканий на землю

Защита от замыканий на землю способствует предотвращению замыканий на землю в сети с изолированной нейтралью, а также способствует защите установленных генераторов, электродвигателей или трансформаторов от данного вида КЗ. ОЗЗ позволяет полностью раскрыть свой потенциал при работе в сети с изолированной нейтралью и повысить чувствительность защит в данной трехфазной сети.

Измерение тока утечки в землю через общее сопротивление сети – является основой для работы и функционирования данной защиты от коротких замыканий на землю. Далее ОЗЗ находит среднее значение этих токов, определяет сопротивление изоляции по значению расчетного тока и номинальным напряжением источника питания, затем сравнивает его с предельно допустимым значением. Следующим шагом является формирование сигнала, поданного на отключение защищаемой сети. И в конце выбирает фазу с наибольшим напряжением относительно земли и измеряет ток утечки.

Произведем расчет токов срабатывания защиты при однофазных КЗ на землю на примере участка сети ЦРП ПСЭБ-ПС-1.

$$I_{c.з}^{OЗЗ} = k_{омс} \cdot I_c, \quad (106)$$

где $k_{омс}$ - коэффициент отстройки;

I_c - емкостной ток замыкания на землю, А.

Емкостной ток замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_c = K \cdot \left(\frac{U \cdot I_{кл\Sigma}}{10} \right), \quad (107)$$

где K – коэффициент, учитывающий ёмкость машин, трансформаторов и ошиновок относительно земли ($K = 1,25 - 1,35$);

$l_{кл\Sigma}$ – суммарная длина кабельных линий.

$$I_c = 1,25 \cdot \left(\frac{10 \cdot 1,92}{10} \right) = 2,4 \text{ А.}$$

$$I_{c.3}^{O33} = 1,1 \cdot 2,4 = 2,64 \text{ А.}$$

8 ЗАЗЕМЛЕНИЕ

Для уменьшения значений напряжения прикосновений, возникающих при прикосновении к токопроводящим частям электроустановки человека, применяется комплекс мер по заземлению данной электроустановки, что способствует предотвращению поражения электрическим током человека.

Основные требования, предъявляемые к заземляющим устройствам, обеспечивающим при возникновении опасной ситуации для человека в виде поражения электрическим током условия безопасной работы с электроустановкой, должны удовлетворять двум критериям: величины сопротивления растекания токов и распределения опасного потенциала.

8.1 Расчёт заземлителя

Для заземления КТПН 10/0,4 кВ должна использоваться прокладка горизонтального контура, который должен присоединять к себе электрощиты, светильники, проходные плиты, металлические конструкции, связанные с установкой электрооборудования, кабельные конструкции, а также все другие металлические части, которые могут оказаться под напряжением при повреждении изоляции. Согласно ПУЭ, для электроустановок выше 1 кВ общее сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом в любое время года [21].

На КТПН - 10 специальных мер по молниезащите подстанции не требуется, так как металлическая арматура каркасов БТП и ОП имеет жесткую металлическую связь с внутренним контуром заземления, что соответствует РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений» Минэнерго РФ.

2. Внутренний контур заземления КТП смонтирован на заводе. В комплект поставки подстанции входят все необходимые элементы и материалы для устройства внешнего контура заземления на месте монтажа КТП.

При неудовлетворительных результатах замеров сопротивления растеканию тока внешнего контура заземления забивают дополнительные заземлители

или производят монтаж специальных глубинных заземлителей.

3. В соответствии с ПУЭ, п. 1.7.101., для электроустановок напряжением до 1 кВ в сетях с глухозаземлённой нейтралью, сопротивление заземляющего устройства, к которому присоединены нейтрали трансформаторов, в любое время года должно быть не более 4 Ом при линейном напряжении 380 В источника трёхфазного тока, так же, как и для электроустановок выше 1 кВ с изолированной нейтралью, при использовании заземляющего устройства одновременно для электроустановок напряжением до 1 кВ с глухозаземлённой нейтралью - согласно ПУЭ, п. 1.7.97.

Таким образом, сопротивление заземляющего устройства для электроустановок основной базы 1-й очереди должно быть не более 4 Ом.

Заземлитель, выполняемый с учётом увеличения нормируемого сопротивления растеканию, допускаемого Правилами устройства электроустановок для удельного сопротивления земли $\rho > 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Произведем расчет заземления КТПН 10/0,4 кВ «ПС-10».

Расчетное значение удельного сопротивления вертикального и горизонтального заземлителя соответственно:

$$\rho_{расч.в} = K_{м.в} \cdot K_{з.в} \cdot \rho_{ном}, \quad (108)$$

$$\rho_{расч.г} = K_{м.г} \cdot K_{з.г} \cdot \rho_{ном}, \quad (109)$$

где $K_{м.в}$, $K_{м.г}$ - коэффициенты климатических зон для вертикальных и горизонтальных заземлителей ($K_{м.в} = 1,45$ и $K_{м.г} = 3,5$ для II климатической зоны);

$K_{з.в}$, $K_{з.г}$ - коэффициенты, учитывающие состояние земли для вертикальных и горизонтальных заземлителей ($K_{з.в} = 1$ и $K_{з.г} = 1$ для II климатической зоны);

$\rho_{ном}$ - удельное сопротивление грунта (для суглинок принимаем

$$\rho_{ном} = 50 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

$$\rho_{расч.в} = 1,45 \cdot 1 \cdot 50 = 72,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$\rho_{расч.г} = 3,5 \cdot 1 \cdot 50 = 175 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Сопротивление одиночного стержня равно:

$$R_{г} = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.г}}{L \cdot K_{у.г}} \cdot \left(\lg \frac{2L}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t + L}{4t - L} \right), \quad (110)$$

где L - длина вертикального электрода ($L = 3$), м;

d - диаметр вертикального электрода ($d = 0,048$), м;

t - глубина заложения вертикального электрода от поверхности земли до середины электрода ($t = 2,2$), м;

$K_{у.г}$ - коэффициент использования вертикальных заземлителей ($K_{у.г} = 0,58$).

$$R_{г} = \frac{0,366 \cdot 72,5}{3 \cdot 0,58} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0,048} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 79,207 \text{ м}.$$

Число стержней для получения нормируемого сопротивления $R_{уем} = 4 \text{ Ом}$:

$$n = \frac{R_{г}}{R_{уем}}; \quad (111)$$

$$n = \frac{79,207}{4} = 19,802$$

Принимаем ближайшее стандартное значение $n = 20$.

Произведем проверку сопротивления заземлителя:

$$R_3 = \frac{R_g}{n}; \quad (112)$$

$$R_3 = \frac{79,207}{20} = 3,96 \text{ Ом.}$$

Сопротивление горизонтального заземлителя будет равно:

$$R_2 = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.г}}{L_2 \cdot K_{u.г}} \cdot \left(\lg \frac{2L_2^2}{D \cdot t_2} \right), \quad (113)$$

где L_2 - длина горизонтального заземлителя ($L_2 = 19,5$), м;

D - диаметр сечения стального горизонтального электрода ($D = 0,016$), м;

t_2 - глубина заложения горизонтального электрода ($t_2 = 0,7$), м;

$K_{u.г}$ - коэффициент использования горизонтальных заземлителей ($K_{u.г} = 0,34$).

$$R_2 = \frac{0,366 \cdot 175}{19,5 \cdot 0,34} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 19,5^2}{0,016 \cdot 0,7} \right) = 96,97 \text{ м.}$$

Общее сопротивление контура заземления находится как:

$$R_{общ} = \frac{R_2 \cdot R_3}{R_2 + R_3}, \quad (114)$$

$$R_{\text{общ}} = \frac{96,97 \cdot 3,96}{96,97 + 3,96} = 3,805 \text{ Ом.}$$

Расчет заземления выполнен верно, так как общее сопротивление заземляющего контура меньше нормируемого ($R_{\text{общ}} \leq R_{\text{уст}}$).

9 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Для проведения технико-экономических расчета показателей любой электроустановки, подстанции, а также проекта в целом, нужно проанализировать и учесть все стороны с экономической точки зрения, которые затрагиваются в процессе строительства промышленного предприятия. В данном разделе необходимо определить суммарные капиталовложения, входящие в рассчитываемый энергообъект, все общие издержки, как производственные, так и эксплуатационные, а также следует учесть расчет амортизационных отчислений, которые непосредственно входят в общий расчет издержек производства. Однако, нельзя забывать про особенно важный момент при расчете технико-экономических показателей, который представляет собой определение капиталовложений с учетом минимальных электроэнергетических потерь.

Произведем экономический расчет для КТПН 10/0,4 «ПС-10» объекта промышленной строительной эксплуатационной базы космодрома «Восточный».

Полные капиталовложения определяются по формуле:

$$K = \sum k_{инф} \cdot (K_i), \quad (115)$$

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

$k_{инф}$ – коэффициент инфляции ($k_{инф} = 2,42$).

$$K = 2,42 \cdot 722800 = 1749176 \text{ руб.}$$

Эксплуатационные издержки данной КТПН определяются по следующей формуле:

$$I_{экс} = \sum a_{экс i} \cdot K_i, \quad (116)$$

где $\sum a_{эксi}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание элементов сети ($\sum a_{эксi} = 0,059$).

$$I_{экс} = 0,059 \cdot 1749176 = 103201 \text{ руб.}$$

Амортизационные отчисления находятся как:

$$I_{ам} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{сл}}, \quad (117)$$

где $T_{сл}$ – срок службы ($T_{сл} = 25$), лет.

$$I_{ам} = \frac{1749176}{25} = 69967 \text{ руб.}$$

Стоимость суммарных потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{y\partial}, \quad (118)$$

где $C_{y\partial}$ – удельная стоимость потерь электроэнергии 1,4 руб/кВт·ч [5].

Потери электроэнергии в кабелях определяются по следующей формуле:

$$\Delta W_{кл} = 3 \cdot (k_u \cdot I_p)^2 \cdot r \cdot l \cdot T_p \quad (119)$$

где T_p – время работы КТПН, $T_p = 5000$ ч/год.

$$\Delta W_{кл} = 3 \cdot (2,42 \cdot 54,99)^2 \cdot 0,37 \cdot 0,96 \cdot 5000 \cdot 0,001 = 295,32 \text{ кВт*ч.}$$

$$I_{\Delta W} = 295,32 \cdot 1,4 = 413,4 \text{ тыс. руб.}$$

Сведем в таблицу 21 результаты расчета всех КТПН, наружной установки (данных ТП на ПСЭБ 2 шт).

Таблица 21– Результаты экономического расчета

№ ТП	K , руб.	$I_{\text{экс}}$, руб.	$I_{\text{ам}}$, руб.	$I_{\Delta W}$, руб.	Z , руб
КТПН-10 10/0,4	1749176	103201,4	69967,04	413400	2335744
КТПН-14 10/0,4	1628764	96097,08	65150,56	316500	2106512

Проведенный расчет технико - экономический расчет для КТПН наружного исполнения объекта промышленной строительной эксплуатационной базы (ПСЭБ) показывает уровень капитальных затрат в проектируемый объект, а также уровень потерь электрической энергии в линиях электропередач.

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

10.1 Безопасность

Мероприятия по технике безопасности предусмотрены в объеме действующих правил эксплуатации электроустановок потребителей. Для предотвращения неправильных операций при обслуживании и ремонте оборудования в РУ-10 кВ предусматриваются следующие мероприятия [20]:

- механическая блокировка от ошибочных операций в пределах каждого шкафа К-63 и камеры КСО, выполняемая заводами-изготовителями;
- запирающие все приводы разъединителей заземляющих ножей сборных шин висячими замками;
- окраска в красный цвет рукояток приводов заземляющих ножей и замков, запирающих эти провода, и в черный цвет заземляющих ножей разъединителей.

Проектом предусматриваются на ЦРП и каждую подстанцию комплекты эксплуатационного инвентаря и защитных средств по технике безопасности.

10.1.1 Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии

Электроприемниками первой категории являются системы пожаротушения, пожарной сигнализации, охранной сигнализации, связи, серверное оборудование, оборудование автоматизации, дымоудаления, и аварийного освещения. Электроприемники первой категории не допускают перерыва электроснабжения на время большее чем время автоматического восстановления питания. Они запитываются от 2-х независимых взаимно резервирующих источников питания с установкой устройства АВР в шкафу управления электроприёмника.

Система электроснабжения обеспечивает потребление электроэнергии всеми электроприемниками с качеством соответствующим ГОСТ 13109-97.

10.1.2 Сведения о типе, классе проводов и осветительной арматуры

Электропроводки внутри зданий строительной базы должны быть выпол-

нены кабелем ВВГнг-LS с медными однопроволочными токопроводящими жилами, с изоляцией из поливинилхлоридного пластиката (ПВХ), с оболочкой из ПВХ пластиката, пониженной горючести и низким дымо- и газовыделением. Изолированные жилы кабеля должны иметь отличительную расцветку. Изоляция нулевых жил - голубого цвета. Изоляция жил заземления выполняется двухцветной (зелено-желтой расцветки). Изолированные жилы двух-, трех-, четырех- и пятижильных кабелей скручены и имеют одинаковое сечение. Толщина оболочки кабеля соответствует выбранному напряжению.

Кабель имеет следующие технические характеристики:

Вид климатического исполнения кабелей УХЛ, категорий размещения 1 и 5 по ГОСТ 15150-69.

Диапазон температур эксплуатации: от $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Относительная влажность воздуха при температуре до $+35\text{ }^{\circ}\text{C}$: до 98 %.

Прокладка и монтаж кабелей без предварительного подогрева производится при температуре не ниже $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Минимальный радиус изгиба при прокладке:

кабелей одножильных марки ВВГнг-LS — 15 наружных диаметров,
кабелей многожильных — 7,5 наружных диаметров.

Номинальная частота: 50 Гц.

Испытательное переменное напряжение частотой 50 Гц:

на напряжение 0,66 кВ — 3 кВ;

на напряжение 1 кВ — 3,5 кВ.

Длительно допустимая температура нагрева жил кабелей при эксплуатации: $+70\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Питание электрооборудования систем противопожарной защиты (в том числе аварийное освещение) должно быть выполнено огнестойким кабелем ВВГнг-FRLS с медными однопроволочными токопроводящими жилами, с изоляцией и оболочкой из поливинилхлоридного пластиката пониженной горючести и с низким дымо- и газовыделением. Термический барьер – обмотка из двух слюдосодержащих лент.

Кабель имеет следующие технические характеристики:

Вид климатического исполнения В, категории размещения 5 по ГОСТ 15150-69.

Диапазон температур эксплуатации от -50°C до $+50^{\circ}\text{C}$.

Относительная влажность воздуха при $t^{\circ}\text{C}$ 35°C до 98 %.

Прокладка без предварительного подогрева при температуре не ниже -15°C .

Минимальный радиус изгиба при прокладке кабелей одножильных - 10 наружных диаметров, кабелей многожильных - 7.5 наружных диаметров.

Допустимая температура нагрева жил при КЗ не более 250°C . Продолжительность КЗ (короткого замыкания) не должна превышать 4 с.

Допустимая температура нагрева жил в режиме перегрузки не более 90°C ;

Допустимая температура нагрева жил кабелей при эксплуатации не более 70°C .

Кабели не распространяют горение при прокладке в пучках;

Продолжительность работы кабелей в режиме перегрузки не более 8 ч в сутки и не более 1000 ч за срок службы;

Дымообразование при горении и тлении кабелей не приводит к снижению светопрозрачности в испытательной камере более чем на 50%.

Огнестойкость кабелей не менее 180 мин.

Сети внутри здания прокладываются по строительным конструкциям здания открыто в металлических кабельных лотках и скрыто - в ПВХ-трубах, в полу, в подшивном потолке и т.д., что должно быть учтено при разработке рабочей документации.

Питание электроприемников систем противопожарной защиты должно быть выполнено по самостоятельным трассам в металлических лотках и ПВХ трубах.

Сети наружного и охранного освещения выполняются самонесущим изолированным проводом СИП2а.

Провод имеет следующие технические характеристики:

Рабочая температура жилы, не более 90 °С.

Температура жилы в режиме перегрузки в течение 8 часов 130 °С.

Температура короткого замыкания в течение 5 секунд, не более 250 °С.

Температура окружающей среды, мин/макс -60/+50 °С.

Срок службы 40 лет.

Гарантийный срок эксплуатации 3 года.

В качестве светильников рабочего и аварийного освещения в производственных помещениях применены светильники отечественного производства с газоразрядными лампами следующих типов:

— светильник Arctic, номинальное напряжение 220 V, класс защиты I от поражения электрическим током, степень защиты: IP65, климатическое исполнение и исполнение по категории размещения — УХЛ2, источники света — трубчатая люминесцентная лампа Т8, цоколь G13 (мощность 18-58 Вт). Светильник соответствует европейским нормам электромагнитной совместимости. Светильник Arctic предназначен для установки на поверхности из материалов с температурой воспламенения не ниже 200 °С. Тип монтажа подвесной, потолочный, настенный. Корпус светильника Arctic серого цвета из полимерного материала, рассеиватель из полимерного материала. Светильник крепится непосредственно на потолок или стену, а так же подвес на скобах.

— светильник KRK+KRZ 258 с зеркальным отражателем, номинальное напряжение 220 V, класс защиты II от поражения электрическим током, степень защиты: IP65, климатическое исполнение и исполнение по категории размещения — УХЛ2, источники света — компактная люминесцентная лампа, цоколь G13 (мощность: 2x58 Вт); Тип монтажа потолочный, подвесной.

— встраиваемый светильник типа ARS имеет степень защиты IP20, климатическое исполнение и исполнение по категории размещения — УХЛ4, класс защиты I от поражения электрическим током, люминесцентных лампы Т8, цоколь G13, мощностью 18 Вт, светильник соответствует европейским нормам электромагнитной совместимости;

— встраиваемый светильник типа OPL имеет степень защиты IP20, климатическое исполнение и исполнение по категории размещения — УХЛ4, класс защиты I от поражения электрическим током, люминесцентных лампы T8, цоколь G13, мощностью 18 Вт. Опаловый

рассеиватель из ПММА в металлической рамке. Светильник соответствует европейским нормам электромагнитной совместимости;

В помещениях складов и в производственных помещениях с мостовыми кранами применяются светильники (рабочее освещение):

— светильник НВА, номинальное напряжение 220 V, класс защиты II от поражения электрическим током, степень защиты: IP65, климатическое исполнение и исполнение по категории размещения — УХЛ2, металлогалогенная лампа, цоколь E40, мощность 250-400 Вт.

Светильник НВА соответствует европейским нормам электромагнитной совместимости. Тип монтажа подвесной. Корпус полимерный черного цвета, алюминиевый гладкий отражатель с термостойким стеклом. Возможно безопасное изменение светового центра путем перемещения лампы вместе с патроном по вертикали.

Для наружного освещения приняты светильники РКУ-250 с газоразрядными лампами ДРЛ 250, устанавливаемые на кронштейнах, закрепляемых на наружных стенах и на опорах наружного освещения.

Для охранного освещения приняты светильники РКУ-125 с газоразрядными лампами ДРЛ 125, устанавливаемые на кронштейнах, закрепляемых к ограждению территории базы по периметру.

В пожароопасных зонах (зона основного хранения, приемки и экспедиции в складских комплексах (П-Па), производственные помещения станции технического обслуживания автомобилей (П-Па), помещение закрытой автостоянки (П-Па)) применяются светильники с соответствующей степенью защиты: Arctic (IP65), KRK+KRZ 258 (IP65), НВА (IP65)

Во взрывоопасных зонах (помещение аккумуляторной в складских комплексах и на станции технического обслуживания автомобилей (В-Іб), окрасоч-

но-сушильные камеры, склад красок, участок приготовления красок, очистка окрасочных инструментов, склад ЛВЖ на станции технического обслуживания автомобилей (В-1а)) применяется светильник с люминесцентными лампами во взрывобезопасном исполнении EVGC-EL1 (IP65).

10.1.3 Описание системы рабочего и аварийного освещения

В помещениях зданий базы предусмотрены следующие виды освещения: рабочее, аварийное (эвакуационное и освещение безопасности), ремонтное и дежурное. Освещенность выбирается согласно СНИП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».

Рабочее освещение является основным видом освещения и выполняется во всех помещениях, где производятся работы. Основным источником света являются газоразрядные лампы.

Аварийное освещение предусматривается в тех помещениях, где не допускается прекращение работы персонала или должна быть обеспечена безопасная эвакуация людей при аварийном отключении рабочего освещения. Аварийное освещение выполняется газоразрядными лампами низкого давления.

Светильники аварийного и рабочего освещения получают питание от отдельных секций шин РУ 0,4 кВ.

Требуемая освещенность в помещении обеспечивается светильниками рабочего и аварийного освещения. Это позволяет более эффективно использовать мощности осветительных установок и осуществлять постоянный контроль за исправностью сети и ламп аварийного освещения.

Для аварийного освещения помещений применяются светильники с аварийным блоком питания встраиваемым в корпус светильника, который обеспечивает работу одной лампы в течении 3 часов. Светильники аварийного освещения выделены из состава светильников рабочего освещения, то есть являются включенными в рабочем режиме.

Светильники аварийного освещения отличаются от светильников рабочего освещения специально нанесенными на них знаками.

Питание переносных ручных светильников ремонтного освещения предусматривается от сети 36 В.

Для ремонтного освещения выполняется стационарная сеть штепсельных розеток на 36 В.

Питание этой сети осуществляется от стационарно установленных понижающих трансформаторов с напряжением низкой стороны 36 В.

Для ремонтного освещения используются переносные лампы с изолирующей рукояткой, с защитной металлической сеткой и крючком для подвеса. Для питания переносной лампы применяется шланговый провод марки ШРПЛ.

Ремонтное освещение предусматривается в электрощитовых, венткамерах и помещениях СТО.

Питание светильников наружного и охранного освещения территории выполняется от щитов наружного освещения, располагаемых в помещениях ВРУ трансформаторных подстанций самонесущим изолированным проводом СИП-2а, открыто, на высоте не ниже 3,5 м.

Уставки расцепителей автоматов, защищающих сети наружного и охранного освещения выбраны с учетом обеспечения селективности срабатывания защиты. Сечение проводников выбрано с учетом потерь напряжения в сети.

Светильники наружного и охранного освещения являются электроприемниками 3 категории электроснабжения.

Управление наружным и охранным освещением предусматривается автоматическим с применением фотореле с дублированием дистанционно из помещений КПП.

10.2 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 сверхъестественные масштабы воздействия на природу.

Загрязнение окружающей среды трансформаторным маслом.

Вследствие механических повреждений наружного корпуса силового трансформатора высока вероятность растекания технического (трансформаторного) масла на землю. Чтобы предотвратить процесс растекания масла и избежать распространения пожара на подстанции, при возгорании силовых трансформаторов с массой масла свыше 1 тонны, на подстанции устанавливают маслоборники, маслоприемники и маслоотводы.

На подстанции «Восточной», осуществляющей питание электроприемников на территории промышленной строительной эксплуатационной базы, установлены два автотрансформатора марки АДЦТН-63000/220/10. Параметры автотрансформатора этой марки представлены в таблице 22 [17].

Таблица 22 – Параметры автотрансформатора АДЦТН-63000/220/10

Тип автотрансформатора\	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		полная	масла	H	L	B
АДЦТН-63000/220/10	63	61,5	14,74	6000	6500	4000

Так как масса трансформаторного масла меньше 20 т, то согласно [21] маслоприемник под автотрансформатор выполняем без отвода масла. Габариты маслоприемника для автотрансформатора марки АДЦТН-63000/220/10 должны выступать за габариты электрооборудования более чем на 1,5 м [18].

При этом габарит маслоприемника принимается согласно [20] меньше на

0,5 м со стороны стены или перегородок располагаемых от автотрансформатора на расстоянии не менее 2 м.

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100% объема масла, залитого в трансформатор, и 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью $0,2 \text{ л/с}\cdot\text{м}^2$ в течение 30 мин.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла производится передвижными средствами. При этом выполняется простейшее устройство для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике.

На ПС «Восточная» установлен маслоприёмник без отвода масла, заглубленной конструкции с установкой металлической решётки на нём (поверх решётки насыпан гравий толщиной слоя 0,25 м).

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

Автотрансформаторы мощностью 63 МВА на напряжение 220 кВ, установленные на ПС «Восточная» по паспортным данным имеют полную массу 61,5 т. Масса масла в трансформаторе составляет 14,74 т, а его объем вычисляется по выражению [18]:

$$V = \frac{m}{\rho_m} = \frac{14,74}{0,895} = 16,5 \text{ м}^3, \quad (120)$$

где ρ_m - плотность трансформаторного масла, для масла марки Т-750 – $\rho_m = 895 \text{ кг/м}^3$ [20].

Маслоприемник так же должен вмещать 80% воды от пожаротушения, поступающей в течении 30 минут со скоростью $0,2 \text{ л/с}\cdot\text{м}^2$. Определим, сколько воды расходуется за этот период ($30_{\text{мин}} = 1800_{\text{с}}$):

$$Q_B = 0,2 \cdot 1800 = 360 \text{ л/м}^2$$

Зная габариты автотрансформатора, найдём площадь поверхности на которую поступает вода на пожаротушение.

$$S' = 2 \cdot [(H \cdot B) + (H \cdot L)] = 2 \cdot [(6 \cdot 4) + (6 \cdot 6,5)] = 63 \text{ м}^2 \quad (121)$$

Зная площадь поверхности, на которую поступает вода и её количество, можно найти объём воды необходимый на пожаротушение.

$$V' = S' \cdot 360 \cdot 0,001 \cdot \frac{80\%}{100\%} = 18,14 \text{ м}^3 \quad (122)$$

Зная объём воды и объём масла, можно найти полный объём маслоприёмника.

$$V = V' + V = 16,5 + 18,14 = 34,64 \text{ м}^3 \quad (123)$$

Площадь маслоприёмника:

$$S = L' \cdot B' = 9,5 \cdot 7 = 66,5 \text{ м}^2, \quad (124)$$

где $L' = L + \Delta = 6,5 + (2 \cdot 1,5) = 9,5 \text{ м}$ - длина автотрансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$L = 6,5 \text{ м}$ - длина автотрансформатора [17];

$\Delta = 1,5 \text{ м}$ - размер выступа за габариты единичного электрооборудования, зависящий от массы трансформаторного масла находящегося в электрооборудовании, при массе трансформаторного масла от 10 до 50т [8];

$B' = B + \Delta = 4 + (2 \cdot 1,5) = 7 \text{ м}$ - ширина автотрансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$B = 4 \text{ м}$ - ширина автотрансформатора [17].

Для автотрансформатора АТДЦТН-63000/220/10 выбираем маслоприемник прямоугольной формы, заглубленного исполнения, объемом 35 м^3 . На маслоприемник устанавливаем металлическую решетку, а поверх нее производим засыпку гравием или щебнем толщиной слоя $0,25 \text{ м}$.

Вычислив объем, занимаемый маслом, водой, и рассчитав площадь, маслоприемника, можно определить его глубину.

Глубина маслоприемника определяется по формуле [17]:

$$h = \frac{V}{S} + h_1 + h_2 = \frac{34,64}{66,5} + 0,25 + 0,05 = 0,85 \text{ м}, \quad (125)$$

где $h_1 = 0,25 \text{ м}$ - толщина гравийной засыпки [20],

$h_2 = 0,05 \text{ м}$ - воздушный промежуток между решеткой и маслом [20].

Схема маслоприёмника приведена на рисунке 12.

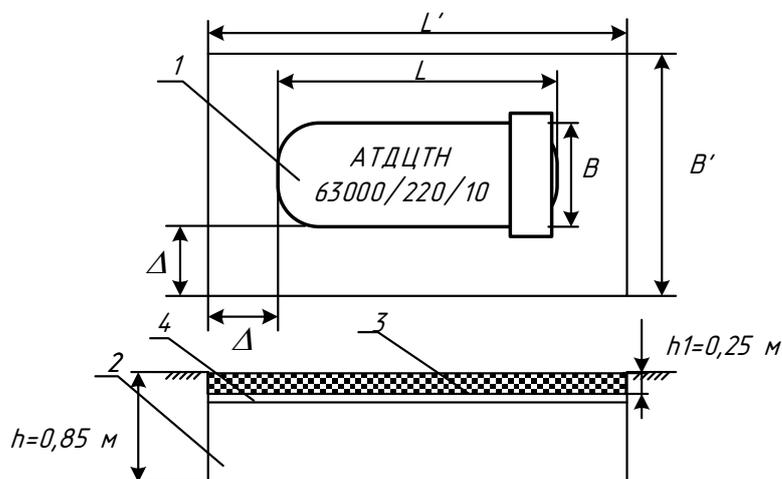


Рисунок 12 - Схема маслоприёмника

На рисунке 12 показаны: 1 – автотрансформатор; 2 – маслоприёмник; 3 – гравийная засыпка; 4 – воздушный зазор между решеткой и трансформаторным маслом;

При загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на све-

жее. Для этого производится слив масла из трансформаторов.

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

Наконечники шлангов должны изготавливаться из материала, исключающего возможность искрообразования при ударе.

Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства.

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

При открытии сливных устройств должны применяться инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования.

Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

Маслоочистительные установки (сепараторы), установленные стационарно, должны иметь исправную дренажную систему, а приёмный бак грязного масла – мерное стекло с защитным кожухом от повреждений. Под фильтр - прессами должны устанавливаться поддоны для сбора масла и удаления его в специальную ёмкость.

Слив масла из трансформаторов и реакторов на ремонтной площадке должен осуществляться путём подключения переносных шлангов к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства и с использованием специальных баков для этих целей. После сливных операций необходимо убирать всё пролитое масло.

10.3 Расчет шума, создаваемого трансформаторами

Расчет шума, создаваемого ТМ, относится к шумовому загрязнению 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.

Объекты промышленной строительной эксплуатационной базы космодрома «Восточный» получают питание от подстанции 220 кВ «Восточная», на которой установлены два автотрансформатора марки АДЦТН-63000/220/10. Параметры автотрансформатора этой марки представлены в таблице 23 [17].

Таблица 23 - 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	Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов ДЦ, НДЦ)	63	220	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. Если есть превышение, то необходимо разработать мероприятия по уменьшению шума.

Рассмотрим случай, когда ТМ установлены на открытой территории ПС. Такой случай встречается на территории промышленного предприятия.

Порядок расчета шума на примере ПС 220 кВ «Восточная».

1. По таблице СанПин 2.2.4.3359-16 «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: $DU_{LA} = 50$ дБА.

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 ($S_{ном} = 63$ МВА, $U_{ном} = 220$ кВ), согласно:

$$LWA = 91 \text{ дБА.}$$

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 .

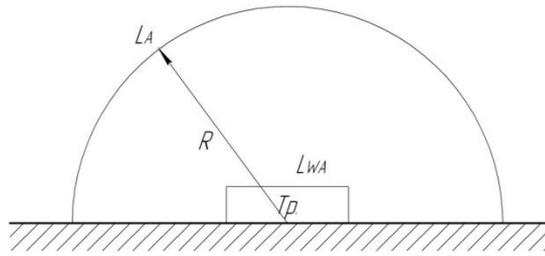


Рисунок 13 – Излучение шума трансформатором

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

$$L_{WA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (126)$$

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 ($R > 30 m$) можно определить по формуле

$$L_A(R) = L_{WA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (127)$$

где $S = \pi R^2$.

Пусть на ПС расположены 2 ТМ и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой приведенной на рисунке 14. Расстояния R_1 и R_2 неизвестны, а l - известно (из проекта).

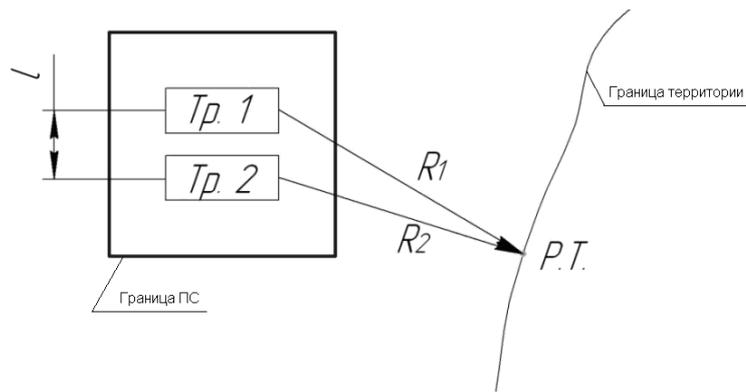


Рисунок 14 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

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

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 L_{WAi}}, \quad (128)$$

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

где N - количество источников шума;

L_{WAi} - 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:

$$DV_{L_A} = L_{WAS} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0}. \quad (129)$$

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

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WAS} - DV_{L_A})}}{2\pi}}, \quad (130)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(94,01-50)}}{2 \cdot 3,14}} = 63,32 \text{ м}$$

Любое расстояние, которое больше R_{\min} будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей территории к ПС 220 кВ. По проектным данным ПС 220 кВ «Восточная» расположена на расстоянии более 1 км от жилой зоны. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{\text{сз}}$ санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму.

10.4 Чрезвычайные ситуации

Успех быстрой локализации и ликвидации пожара 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 [20].

Для размещения первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и пожарного инвентаря в производственных и складских помещениях, не оборудованных внутренним противопожарным водопроводом и автоматическими установками пожаротушения, а также на территории предприятий (организаций), не имеющих наружного противопожарного водопровода, или при удалении зданий (сооружений), наружных технологических установок этих предприятий на расстояние более 100 м от наружных пожарных водо-

источников, должны оборудоваться пожарные щиты.

Класс пожара на ПСЭБ 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 рассматриваемом объекте промышленной строительной эксплуатационной базе 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, электропроводки и горючих жидкостей: мазута, масла, красок и т.п. Хра-

нут 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 ПСЭБ должны осуществлять назначенные для этого лица, а также работники объектовой пожарной охраны и члены добровольных пожарных формирований объекта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе выполнено проектирование системы внутреннего электроснабжения объектов промышленной строительной эксплуатационной базы космодрома Восточный.

Были рассмотрены вопросы, связанные непосредственно с проектированием электроснабжения промышленной строительной эксплуатационной базы космодрома «Восточный».

Произведен расчет электрических нагрузок и выбор трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ, расчет токов короткого замыкания для последующего выбора кабелей и аппаратов управления и защиты.

Также для защиты кабельных линий и трансформаторов были выбраны микропроцессорные средства защиты и показан расчет релейной защиты.

Помимо всего прочего, важную роль при написании данной работы играл вопрос безопасности и экологичности, так как сам по себе космодром является невольным источником веществ, загрязняющих атмосферу и среду обитания человека.

Проведен расчет технико – экономических показателей для КТПН наружного исполнения объекта промышленной строительной эксплуатационной базы (ПСЭБ).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Анастасиев, П. И. Проектирование кабельных сетей и проводок / П. И. Анастасиев, Е. З. Бранзбург, А. В. Коляда и др. – М.: Энергия, 1980. – 384 с.
2. Барыбин, Ю. Г. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
3. Беляков, Ю. П. Релейная защита и автоматика электрических систем: учеб. пособие для вузов / Ю. П. Беляков, А. Н. Козлов, Ю. В. Мясоедов. – Благовещенск : Амурский гос. университет, 2005. – 132 с.
4. Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / А.Б. Булгаков; - Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2014 – 100с.
5. Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/products/146/> (дата обращения: 20.05.2019).
6. ГОСТ 12.2.024-87 Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. – Введ. 01.01.89. 2007. – 15с.
7. Дьяков, В. И. Типовые расчеты по электрооборудованию: Практ. пособие – 7-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1991. – 160 с.
8. Кабышев, А.В. Компенсация реактивной мощности в электроустановках промышленных предприятий: учебное пособие / А.В. Кабышев; - Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2012 – 234с.
9. Мукосеев, Ю. Л. Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат. 1973.
10. Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. – Благовещенск : Изд-во АмГУ. 2013. – 201 с.
11. Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб.пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд.,- Изд-во БХВ- 2013. - 608

с.

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

13. Проектная документация космодрома «Восточный» – М.: Изд-во Федеральное космическое агентство ОАО «Ипромашпром», 2014. 860/1С-ИОС1.ЭС, инв.79708/12.

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

15. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2009. – 648 с.

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

17. Федорова, А. А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. Т. 1. Электроснабжение / Под общ. ред. А. А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 568 с.

18. Федоров, А. А., Старкова, Л. Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учеб. пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

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

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

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

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.