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
_____ Н.В. Савина
«_14_» _06_ 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование системы электроснабжения компрессорной станции КС-7а и жилого поселка в Свободненском районе

Исполнитель
студент группы 542-узб _____ (подпись, дата) М.И. Кузнецов

Руководитель
доцент, канд.техн.наук _____ 18.06.2019 (подпись, дата) А.Н. Козлов

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук _____ 17.06.2019 (подпись, дата) А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
профессор,
канд.техн.наук _____ (подпись, дата) Ю.В. Мясоедов

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 Кузнецова Максима Ильича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование системы электроснабжения компрессорной станции КС-7а и жилого поселка в Свободненском районе (утверждено приказом от 04.04.19 № 759-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 11.06.2019г

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы по преддипломной практике, план КС-7а и жилого поселка, расчетные нагрузки.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Определение нагрузки сетей 10кВ, 0,4кВ, расчет токов к.з. Выбор аппаратов, оборудования, надежность сети 10кВ.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Чертежи 6 шт, таблицы 47 шт, 13 рисунков, приложения 21 шт.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Консультант по безопасности и экологичности А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 05.04.2019г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов А.Н. доцент к.т.н.
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _______________
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 108 с, 13 рисунков, 47 таблиц, 31 источник.

СИЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОПРИЁМНИКИ, КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ КС-7а, РАСЧЁТНАЯ НАГРУЗКА, ПРОИЗВОДСТВЕННО ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БЛОК, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС, ДИЗЕЛЬНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ, КАТЕГОРИЯ НАДЁЖНОСТИ, НАДЁЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, БЫТОВАЯ НАГРУЗКА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, УСТАВКА СРАБАТЫВАНИЯ, ЗАЩИТНОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ.

Объект разработки – распределительные электрические сети напряжением 10-0,4 кВ компрессорной станции КС-7а и жилого поселка. Цель работы - спроектировать систему электроснабжения 10-0,4 кВ компрессорной станции КС-7а и жилого поселка. Метод выполнения работы – технический расчёт характеристик электрической сети и оборудования 0,4- 10 кВ. В результате вычислены максимальные рабочие токи, уровни токов короткого замыкания, в соответствии с которыми произведен выбор силовых трансформаторов и основного силового оборудования системы электроснабжения 10-0,4 кВ компрессорной станции КС-7а и жилого поселка.

Выбраны и рассчитаны устройства релейной защиты и автоматики.

Полученные результаты расчетов, возможно, использовать на различных этапах проектирования и реализации системы электроснабжения 10-0,4 кВ компрессорной станции КС-7а и жилого поселка.

Вариант проектирования электрической сети 10 кВ выбран на основе технико-экономического сравнения магистральной и радиальной схем.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 4
1 Исходные данные для проектирования 7
1.1 Объект проектирования 7
1.2 Климат района проектирования 7
1.3 Проектируемая застройка 7
1.4 Источники питания района 10
2 Определение нагрузки сети 0,4 кв 11
2.1 Определение нагрузки жилых зданий 11
2.2 Определение нагрузки общественных зданий 14
2.3 Определение нагрузки промышленных потребителей 15
2.4 Определение нагрузки питающих кабелей 0,4 кВ 17
2.5 Определение сечения и марки кабелей 0,4 кВ 27
2.6 Нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП 29
2.7 Компенсация реактивной мощности на шинах 0,4 кВ ТП 32
3 Определение нагрузки сети 10 кВ 34
3.1 Определение нагрузки линий 10 кВ 34
3.2 Определение сечения и марки линий 10 кВ 40
3.3 Технико-экономическое сравнение вариантов сети 10 кВ 43
4 Расчёт токов короткого замыкания в сети 10-0,4 кВ 46
4.1 Расчёт токов короткого замыкания в сети 10 кВ 46
4.2 Расчёт токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ 48
5 Выбор аппаратов в сети 0,4 кВ 53
5.1 Выбор автоматических выключателей 53
5.2 Выбор кабелей 0,4 кВ 55
6 Выбор аппаратов в сети 10 кВ 58
6.1 Выбор предохранителей 10 кВ 58
6.2 Выбор выключателей нагрузки 10 кВ 58
6.3 Выбор кабелей 10 кВ 60
7 Выбор оборудования в центре питания 62
7.1 Нагрузка подключаемая к центру питания 62
7.2 Компенсация реактивной мощности 63
7.3 Компенсация емкостных токов 63

7.4 Установка КРУ 63
7.5 Установка выключателей 10 кВ 67
7.6 Установка трансформаторов тока 10 кВ 69
7.7 Установка трансформаторов напряжения 10 кВ 72
7.8 Выбор предохранителей для защиты ТН 73
7.9 Выбор изоляторов 74
7.10 Выбор и проверка токоведущих частей КРУ 75
8 Надёжность проектируемой сети 10 кВ 77
9 Релейная защита и автоматика 84
9.1 Токовая отсечка без выдержки времени 84
9.2 Максимальная токовая защита линий 85
9.3 Защита от однофазных замыканий на землю 86
9.4 Устройства автоматического включения резерва 89
10 Заземление 90
10.1 Расчёт заземления 90
10.2 Выбор ОПН 92
11 Безопасность и экологичность 94
11.1 Безопасность 94
11.2 Экологичность 98
11.3 Чрезвычайные ситуации 100
Заключение 103
Библиографический список 104

ВВЕДЕНИЕ

Реализация масштабных инвестиционных проектов Газпрома в восточных регионах России имеет принципиальное значение для дальнейшего устойчивого социально-экономического развития страны. Освоение запасов газа, создание газотранспортных и перерабатывающих мощностей нацелено на обеспечение надежного долгосрочного газоснабжения российских потребителей и укрепление позиций в Азиатско - Тихоокеанском регионе.

В рамках организации Восточного маршрута поставок российского газа в Китай компания формирует новые крупные центры газодобычи. Интенсивно ведется обустройство базового для Якутского центра Чаяндинского месторождения. К настоящему времени завершено бурение 105 эксплуатационных скважин, осуществляется монтаж основного технологического оборудования. Строительная готовность объектов, необходимых для начала добычи газа, составляет 44%.

Газ Чаяндинского месторождения первым поступит в газопровод «Сила Сибири». Это ключевое связующее звено между ресурсной базой и потребителями. На сегодняшний день построен 1791 км, или 83% линейной части участка газопровода от Чаяндинского месторождения до границы с Китаем в Амурской области. В текущем году основной объем строительно-монтажных работ по участку будет завершен. Таким образом, на конец 2019 года запланировано проведение испытаний газопровода, монтаж систем электроснабжения, связи и телемеханики, пуско-наладочные работы.

Компрессорная станция КС-7а (далее по тексту КС) мощностью 128 МВт будет построена к концу 2019 года. Строительство восьми компрессорных станций на магистральном газопроводе «Сила Сибири» продлится до 2024 года.

Внешнее электроснабжение КС предусматривает строительство подстанции 220/10 кВ при КС с двумя одноцепными ЛЭП 220 кВ.

Указанные мероприятия обеспечат первую категорию надежности электроснабжения объектов газотранспортной системы. [1].

Жилой поселок планируется по количеству пребывающего персонала исходя из величины в 350 человек, включая общежития для строителей, гостиницы особой комфортности, столовые, спортзал. Ориентировочны срок сооружения жилого поселка – 2020 год.

Цель работы - спроектировать систему электроснабжения 10-0,4 кВ компрессорной станции КС и жилого поселка.

В процессе разработки бакалаврской работы широко использовалась ПЭВМ с лицензионным ПО серии Microsoft Office, приложение Mathtype, ПО серии Mathcad.

Ожидаемые результаты:

1. Оптимальная по критерию приведенных затрат сеть 10 кВ жилого поселка.

2. Проверенные аппараты и проводники сети 10-0,4 кВ по стойкости к токам КЗ.

3. Проверенные по чувствительности и селективности средства РЗиА.

4. Надёжность системы электроснабжения 10 кВ в течение срока её эксплуатации.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВО – агрегат воздушного охлаждения;

АВР – автоматическое включение резерва;

ВРУ – вводное распределительное устройство;

ГТД – газотурбинный двигатель;

ЗНЗ – защита от замыкания на землю;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КЛ – кабельная линия;

КС – компрессорная станция;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОАО – открытое акционерное общество;

РЗ - релейная защита;

РТП – распределительная трансформаторная подстанция;

ТО – токовая отсечка;

ТП – трансформаторная подстанция.

1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 **Объект проектирования**

Площадь новой КС – 12 гектаров. Она достаточно компактна, потому что объекты вспомогательного цикла находятся на возводимой в 500 метрах производственной базе Свободненского жилого поселка. На станции устанавливаются три агрегата ГПА-32 «Ладога» мощностью 32 МВт и два агрегата ГПА-16У по 16 МВт, (мощность перекачеваемого объема газа). Аналогичные по мощности КС есть в других дочерних предприятиях. Агрегаты показали высокую степень надежности, и вместе с тем за годы работы в них вносились конструктивные доработки, позволяющие увеличить КПД и улучшить эксплуатационные свойства.

Пять агрегатов на КС будут работать в зависимости от загрузки «Силы Сибири». На начальном этапе, когда суммарная прокачка через газопровод будет составлять 5 млрд. кубометров в год, возможно, использовать 16 МВт ГПА.

1.2 **Климат района проектирования**

Климатическая характеристика Свободненского района проектирования показана в таблице 1, [2].

Таблица 1 - Климатическая характеристика

Данные	Расчетные величины
Средняя температура января	-28^0C
Средняя температура июля	$+20^0$C
Самая низкая температура	-48^0C
Самая высокая температура	$+40^0$C
Среднегодовое количество осадков	600–800 мм.

1.3 **Проектируемая застройка**

Географическое расположение компрессорной станции КС и жилого поселка показано на рисунке 1.

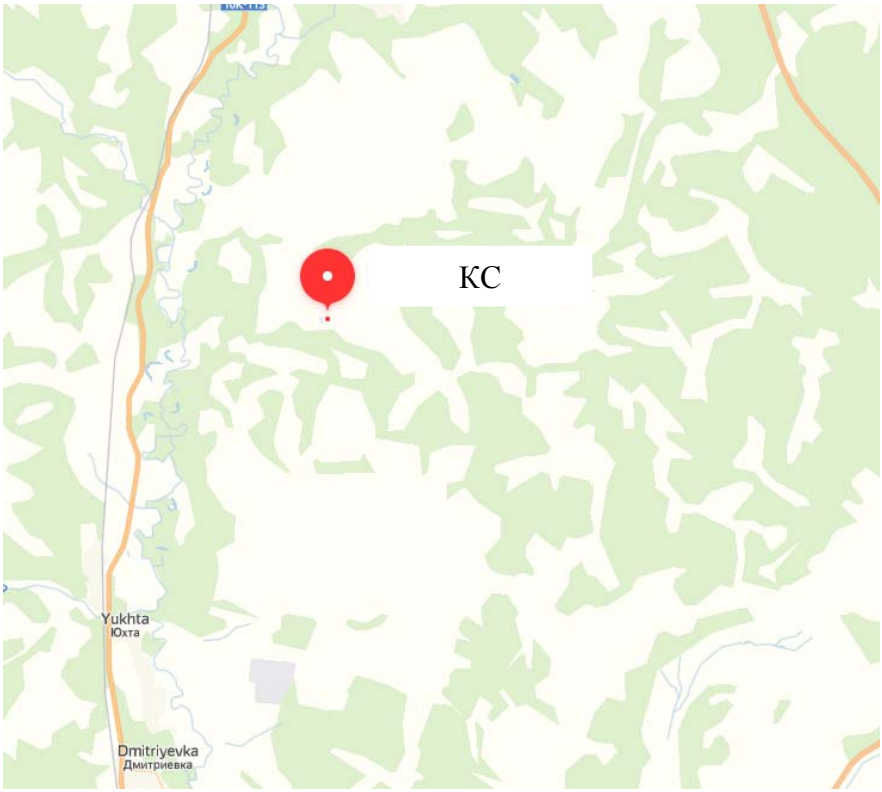

Рисунок 1 – Расположение компрессорной станции КС и жилого поселка

Жилой поселок компрессорной станции показан ниже (рисунок 2).

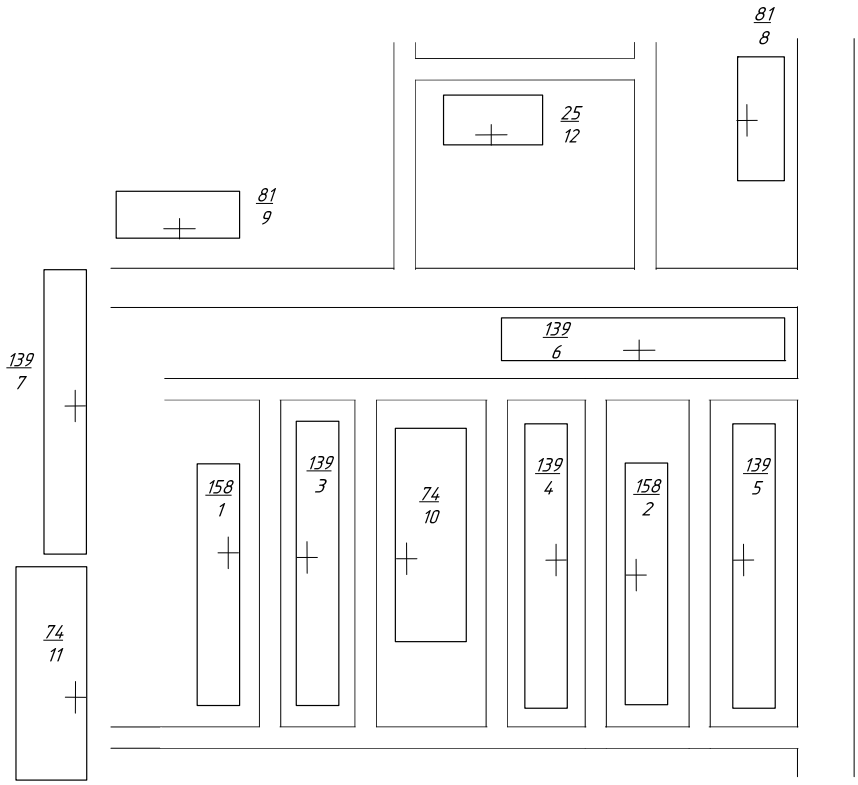

Рисунок 2 – Жилой поселок компрессорной станции

Экспликация объектов жилого поселка и компрессорной станции КС приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Объекты жилого поселка и компрессорной станции КС [3]

Объект	№ на листе	Кол-во объектов	Р кВт.	Кол-во уд ед. осн ЭП	Наим. кв/мест/ампер
Общежитие инженерно-технических работников	1--2	2	3	50	кв
Общежитие инженерно-технических работников	3--7	5	3,3	40	кв
Гостиница	8,9	2	5,3	15	мест
Столовая	10,11	2	1,04	70	мест
Спортзал	12	1	0,46	50	мест
Компрессорный цех	13,14	2	179	272	ампер
Установка очистки газа	15	1	375	571	ампер
Блок-бокс	16	1	392	596	ампер
Агрегат газоперекачивающий гпа-16	17,18	2	427	650	ампер
Агрегат газоперекачивающий гпа-32	19,20,21	3	477	725	ампер
Установка охлаждения газа	22,23,24,25,26	5	471	716	ампер
Склад маслохранения	27	1	250	380	ампер
Склад дизтоплива	28	1	126	192	ампер
Лаборатория	29	1	237	361	ампер
Склад ТМЦ	30	1	66	101	ампер
Станция подготовки воды	31	1	112	171	ампер
АВО газа	32	1	215	327	ампер
Запуск ГТД	33	1	302	460	ампер
Зарядно-выпрямительное устройство	34	1	227	345	ампер
Насосная канализации	35	1	167	254	ампер
Азотная установка	36	1	231	351	ампер

Объекты, перечисленные в таблице 2 находятся в стадии строительства и планируются к подключению к ТП по постоянной схеме электроснабжения.

План расположения объектов компрессорной станции КС показан на листе графической части №1. Нагрузка объектов компрессорной станции КС берётся на основе максимальных замерных данных объектов аналогичных компрессорных станций в амперах.

1.4 **Источники питания района**

ПС 220 кВ КС подключается шинными мостами 220 кВ к ВЛ-220 кВ. ПС 220 кВ КС глубокого ввода, включает в себя трансформаторный узел (два двухобмоточных трансформатора мощностью 16 МВА) и РУ 10 кВ выполненное по схеме 10-1 одна секционированная выключателем система шин. В цепи шинных мостов 220 кВ предусматривается установка выносных трансформаторов тока.

Схема подключения ПС 220 кВ КС приведена на рисунке 3.

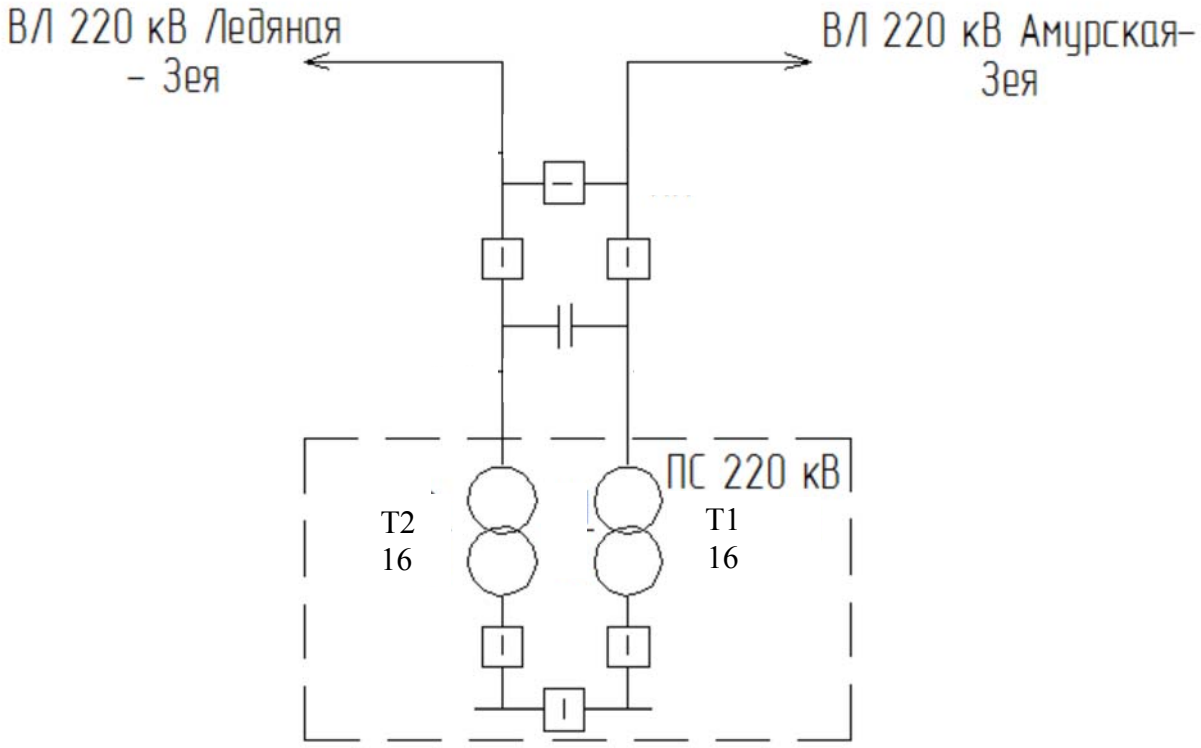

Рисунок 3 – Система электроснабжения 220-10 кВ

2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗКИ СЕТИ 0,4 КВ

Расчет нагрузок компрессорной станции КС и жилого поселка включает определение нагрузок элементов системы электроснабжения (распределительные линий, трансформаторных подстанций, распределительных пунктов, центров питания и т. д.).

Так как в работе рассматривается проектирование вновь сооружаемого поселка, то используем инструкцию по проектированию городских электрических сетей [4].

2.1 **Определение нагрузки жилых зданий**

В соответствии с [4], в жилых зданиях, кроме силовой нагрузки электроприёмников квартир (линии от ввода в помещение), необходимо учитывать нагрузку электроприемников общедомового назначения (лифты, насосы, домофоны, блоки питания кабельного телевидения, интернета, противопожарных систем, общедомовое освещение, системы вентиляции, питающиеся от ввода в здание).

При определении нагрузок жилых зданий необходимо скомпоновать таблицу 3, содержащую нумерацию жилых зданий поселка.

Таблица 3 – Характеристика жилых зданий поселка

Объект	№ на листе	Кол-во объектов
Общежитие инженерно-технических работников	1--2	2
Общежитие инженерно-технических работников	3--7	5
Гостиница	8,9	2

Расчётная электрическая нагрузка общежитий принимается в зависимости от числа комнат, [4]. Коэффициент силовой нагрузки в максимуме нагрузке квартир указан в [4]. Объект 1 на плане поселка представляет собой общежитие инженерно-технических работников на 50 комнат.

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения $P_{нас}$, кВт, определяем по их установленной мощности с учетом коэффициента спроса k_c:

$$P_{нас} = k''_c \sum_{1}^{n} P_{нас} , \quad (1)$$

$$P_{нас} = 1 \cdot 1 \cdot 5 = 5 кВт$$

где k''_c - коэффициент спроса санитарно-технических устройств;

n - количество санитарно-технических устройств;

$P_{нас}$ - установленная мощность насосов, [6], кВт.

Расчётная силовая нагрузка:

$$P_c = P_{нас} + P_л , \quad (2)$$

$$P_c = 5 + 0 = 5 кВт.$$

Общая нагрузка учитывается в силовой нагрузке общежития при помощи коэффициента 0,9, [4]. Составляем таблицу 4 с нагрузкой жилых зданий поселка.

Таблица 4 – Нагрузка жилых зданий

Объект	№ на листе	Обозн.	Кол-во ед.	Руд кВт	$N_{насос}$	$Р_{насос}$ кВт	$К_{с\ насос}$	$Р_{силЭП}$ кВт	$К_у$
Общежитие инженерно-технических работников	1--2	кв	50	3	1	5	1	5	0,9
Общежитие инженерно-технических работников	3--7	кв	40	3,3	1	5	1	5	0,9

Общее питание основных и силовых электроприёмников от ввода 0,4 кВ в здание, к вводу подключаются электроприёмники встраиваемых объектов та-

ких как, магазины, столовые. Данные потребители по [4] учитываются с помощью коэффициентов участия в максимуме нагрузки основного потребителя.

Встраиваемые объекты в жилом поселке не предусмотрены, поэтому считается, что вся необходимая информация для определения нагрузки, приведенной к вводу в здание 0,4 кВ (расчётная нагрузка) собрана.

Нагрузка квартир $P_{кв}$ для общежития 1:

$$P_{кв} = P_{кв.\,уд.} \cdot n, \tag{3}$$

$$P_{кв} = 50 \cdot 3 = 150 кВт,$$

где $P_{кв.\,уд}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир, зависит от числа квартир в здании, кВт/кв;

n – Количество квартир.

Нагрузка общежития 1 без встроенных потребителей $P_{р.ж.д}$

$$P_{р.ж.д.} = P_{кв} + k_y P_c \tag{4}$$

$$P_{р.ж.д.} = 150 + 0,9 \cdot 5 = 154,5 кВт$$

где $P_{кв}$ - расчетная электрическая нагрузка квартир, кВт.

P_c - расчетная нагрузка силовых электроприемников общежития, кВт.

k_y - коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников.

Расчётная реактивная мощность находится через коэффициент мощности:

$$Q_{р.ж.д} = P_{р.ж.д} \cdot tg\varphi, \tag{5}$$

$$Q_{р.ж.д} = 154,5 \cdot 0.2 = 31 квар,$$

где $tg\varphi$ - коэффициент мощности, принимаем по [4].

Для всех зданий расчёт нагрузки ведётся аналогично, результаты сведем в таблицу 5.

Таблица 5 - Расчётная нагрузка жилых зданий

Объект	№ на листе	cos φ	Расчётная нагрузка на вводе		
			Pр, кВт	Qр, кВАр	Sр, кВА
Общежитие инженерно-технических работников	1--2	0,98	154,5	31	158
Общежитие инженерно-технических работников	3--7	0,98	137	27	139
Гостиница	8,9	0,98	80	16	81

2.2 **Определение нагрузки общественных зданий**

В таблице 6 покажем информацию по зданиям.

Таблица 6 - Данные по общественным зданиям

Объект	№ на листе	Кол-во объектов
Столовая	10,11	2
Спортзал	12	1

По [4], к вводам в общественные помещения приводится нагрузка всех электроприёмников: силовая нагрузка, кондиционеры, вентиляционные двигатели и т.д.

Нагрузка общественных зданий определяется аналогично нагрузке жилых домов. В качестве удельных единиц выступает количество посещений здания, площадь здания, количество мест.

Для примера определяем нагрузку столовой 10 на 70 мест.

Нагрузка основного потребителя здания:

$$P_{общ\ зд} = P_{общ\ зд\ уд} \cdot n_{мест} \qquad (6)$$

$$P_{общ\ зд} = 70 \cdot 1,04 = 73\ кВт .$$

где $P_{общ\ зд\ уд}$ – удельная расчётная нагрузка для столовой, 1,04 кВт/место, [4], кВт.

$n_{мест}$ – количество мест столовой.

Встроенных в общественные здания потребителей в жилом поселке нет. Составляем таблицу 7 с нагрузкой общественных зданий.

Таблица 7 - Нагрузка общественных зданий

Объект	№ на листе	Кол-во	Кол-во мест	Мощность, кВт/место
Столовая	10,11	2	70	1,04
Спортзал	12	1	50	0,46

Расчётная реактивная нагрузка общественного здания определяется аналогично нагрузке жилых зданий. Результаты расчёта нагрузок общественных зданий сведём в таблицу 8.

Таблица 8 – Расчётные нагрузки общественных зданий

Объект	№ на листе	cosφ	Pp, кВт	Qp, кВАр	Sp, кВА
Столовая	10,11	0,98	73	15	74
Зал совещаний	12	0,92	23	9	25

2.3 **Определение нагрузки промышленных потребителей**

Так как для потребителей компрессорной станции отсутствуют удельные нагрузки и какие-либо параметры потребителей, позволяющих определить их нагрузки расчётным способом, то по [3] используем замерные данные аналогичных станций. Для расчёта нагрузок используются замерные токовые нагрузки на вводах различных потребителей компрессорной станции КС, перечень потребителей указан в таблице 9.

Таблица 9 – Токовые нагрузки потребителей компрессорной станции КС.

Объект	№ на листе	Кол-во объектов	Нагрузка, А
1	2	3	4
Компрессорный цех	13,14	2	272
Установка очистки газа	15	1	571
Блок-бокс	16	1	596
Агрегат газоперекачивающий гпа-16	17,18	2	650

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4
Агрегат газоперекачивающий гпа-32	19,20,21	3	725
Установка охлаждения газа	22,23,24,25,26	5	716
Склад маслохранения	27	1	380
Склад дизтоплива	28	1	192
Лаборатория	29	1	361
Склад ТМЦ	30	1	101
Станция подготовки воды	31	1	171
АВО газа	32	1	327
Запуск ГТД	33	1	460
Зарядно-выпрямительное устройство	34	1	345
Насосная канализации	35	1	254
Азотная установка	36	1	351

Для определения расчётной мощности воспользуемся приближенной формулой для определения полной мощности в условиях отсутствия данных о коэффициенте мощности, кВт:

$$P_P = \sqrt{3} \cdot I_P \cdot U_{НОМ} \cdot 10^{-3} \quad (7)$$

где I_P - расчётный ток на вводе потребителя, принимается по таблице 9, А;

$U_{НОМ}$ - номинальное напряжение на вводе потребителя, 0,38 кВ.

Для примера определим нагрузку компрессорного цеха, кВт:

$$P_P = \sqrt{3} \cdot 272 \cdot 0,38 \cdot 10^{-3} = 179 .$$

Реактивная нагрузка производственных потребителей рассчитывается исходя из коэффициента мощности, аналогично нагрузке жилых зданий, таблица 10.

Таблица 10 – Расчётные нагрузки промышленных потребителей КС.

Объект	№ на листе	Pp, кВт	Qp, кВАр	Sp, кВА	cos φ
Компрессорный цех	13,14	179	82	197	0,90
Установка очистки газа	15	375	120	394	0,95
Блок-бокс	16	392	126	411	0,95
Агрегат газоперекачивающий гпа-16	17,18	427	196	470	0,90
Агрегат газоперекачивающий гпа-32	19,20,21	477	219	525	0,90
Установка охлаждения газа	22,23,24, 25,26	471	151	494	0,95
Склад маслохранения	27	250	115	275	0,90
Склад дизтоплива	28	126	58	139	0,90
Лаборатория	29	237	48	242	0,98
Склад ТМЦ	30	66	31	73	0,90
Станция подготовки воды	31	112	36	118	0,95
АВО газа	32	215	69	226	0,95
Запуск ГТД	33	302	97	318	0,95
Зарядно-выпрямительное устройство	34	227	104	250	0,90
Насосная канализации	35	167	53	175	0,95
Азотная установка	36	231	46	235	0,98

2.4 **Определение нагрузки питающих кабелей 0,4 кВ**

Согласно описанию потребителей компрессорной станции КС и жилого поселка, присутствует 1-3 категория по надёжности электроснабжения потребителей. Потребители 1ой категории представляют собой блоки питания систем видеонаблюдения и режима на компрессорной станции, пожарной безопасности и сигнализации, охранных комплексов, аварийного освещения помещений и территории компрессорной станции. Данные системы и агрегаты ГПА-16(32) необходимо резервировать от дизельных электростанций мощностью 1 МВт для всех КТП, резервирование выполняется через шины 0,4 кВ КТП.

В соответствии с [8], допускается применение автоматизированных схем (двухлучевых) для питания потребителей 0,4 кВ, таблица 11.

Таблица 11 – Категорийность потребителей компрессорной станции КС и жилого поселка

Объект	№ на листе	Sp, кВА	Категория по бесперебойности электроснабжения
Общежитие инженерно-технических работников	1--2	158	2
Общежитие инженерно-технических работников	3--7	139	2
Гостиница	8,9	81	2
Столовая	10,11	74	2
Спортзал	12	25	3
Компрессорный цех	13,14	197	1
Установка очистки газа	15	394	1
Блок-бокс	16	411	1
Агрегат газоперекачивающий гпа-16	17,18	470	1
Агрегат газоперекачивающий гпа-32	19,20,21	525	1
Установка охлаждения газа	22,23,24,25,26	494	1
Склад маслохранения	27	275	2
Склад дизтоплива	28	139	2
Лаборатория	29	242	2
Склад ТМЦ	30	73	2
Станция подготовки воды	31	118	1
АВО газа	32	226	1
Запуск ГТД	33	318	1
Зарядно-выпрямительное устройство	34	250	2
Насосная канализации	35	175	2
Азотная установка	36	235	1

Используя план КС и жилого поселка. При подключении потребителей сети 0,4 кВ используем резервированную радиальную и магистральную схему. В таблице 12 показываем результаты расчёта линии, подключения указаны на листе графической части №1.

Таблица 12 –Линий 0,4 кВ КС и жилого поселка.

Тип нагрузки	Наименование потребителей по линии 0,4 кВ	$P_{зд\ макс}$ кВт	$Q_{зд\ макс}$ кВар	$P_{зд\ i}$ кВт	$Q_{зд\ i}$ кВар	Ку
1	2	3	4	5	6	7
ТП-1						
Нагрузка жилых домов	2,4,6	154,50	31,06	273,00	54,88	0,90
Нагрузка жилых домов	7,8,9,12	136,50	27,44	182,00	41,36	0,70
Нагрузка жилых домов	5	136,50	27,44			
Нагрузка обще-ственных зданий	10	72,80	14,63			
Нагрузка жилых домов	1,3,11	154,50	31,06	209,30	42,07	0,90
ТП-6						
Производственная нагрузка	13	178,81	82,16			
Производственная нагрузка	14	178,81	82,16			
Производственная нагрузка	15	375,38	120,26			
Производственная нагрузка	16	391,81	125,52			
ТП-5						
Производственная нагрузка	17	427,31	196,34			
Производственная нагрузка	18	427,31	196,34			
Производственная нагрузка	25	470,70	150,79			
Производственная нагрузка	26	470,70	150,79			
Производственная нагрузка	27,28	249,81	114,78	126,22	57,99	0,90
ТП-2, 3						
Производственная нагрузка	19	476,62	218,99			
Производственная нагрузка	24	470,70	150,79			
ТП-4						

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7
Производственная нагрузка	19	476 3/5	219			
Производственная нагрузка	24	470 2/3	150 4/5			
Производственная нагрузка	29	237,32	47,71			
РТП						
Производственная нагрузка	32	214,97	68,87			
Производственная нагрузка	33	302,40	96,88			
Производственная нагрузка	34	226,80	104,21			
Производственная нагрузка	35	166,98	53,49			
Производственная нагрузка	36	230,75	46,38			
Производственная нагрузка	30,31	112,42	36,01	66,40	30,51	0,90

Расчёт нагрузки по линии 0,4 кВ ведётся по формуле, аналогичной (6). Для примера определяем нагрузку линии 1 от ТП-1. Потребители по линии общежития 2,4,6.

Расчётная активная нагрузка по линии:

$$P_{р\ л0,4кВ} = P_{наиб\ зд} + k_y \cdot P_{ост\ зд} \qquad (8)$$

$$P_{р\ л0,4кВ} = 154,5 + 0,9 \cdot 273 = 400,2\ кВт\ .$$

где $P_{наиб\ зд}$ - наибольшая нагрузка здания из числа подключенных к линии, кВт.

k_y - коэффициент участия в максимуме электрической нагрузки здания с наибольшей нагрузкой, [4].

$P_{ост\ зд}$ - расчетные нагрузки остальных зданий.

Расчётная реактивная нагрузка по линии:

$$Q_{р\,л0,4кВ} = P_{р\,л0,4кВ} \cdot tg\varphi_{л0,4кВ} \quad (9)$$

$$Q_{р\,л0,4кВ} = 400,2 \cdot 0.2 = 80,4 \ квар.$$

где $tg\varphi_{л0,4кВ}$ - коэффициент мощности нагрузки по линии, принимается как среднее из коэффициентов каждого потребителя по линии.

Согласно [4], при определении расчетной электрической нагрузки линий 0,4 кВ должны учитываться потери мощности в питающих линиях 0.4 кВ. Потери мощности для линии 1 от ТП-1 определяются по формуле:

$$\Delta P_{л0,4кВ} = \frac{P^2_{р\,л0,4кВ} + Q^2_{р\,л0,4кВ}}{U^2_{н}} \cdot R_{л0,4кВ\ уд} \cdot L_{л0,4кВ}, \quad (10)$$

$$\Delta P_{л0,4кВ} = \frac{400,2^2 + 80,4^2}{0.4^2} \cdot 0.077 \cdot 0.3/2 = 12 \ кВт,$$

$$\Delta Q_{л0,4кВ} = \frac{P^2_{р\,л0,4кВ} + Q^2_{р\,л0,4кВ}}{U^2_{н}} \cdot X_{л0,4кВ\ уд} \cdot L_{л0,4кВ}, \quad (11)$$

$$\Delta Q_{л0,4кВ} = \frac{400,2^2 + 80,4^2}{0.4^2} \cdot 0.071 \cdot 0.3/2 = 11,1 \ квар,$$

где $P_{р\,л0,4кВ}$, $Q_{р\,л0,4кВ}$ - расчетная активная и реактивная нагрузка по линии, кВт.

$U_{н}$ - номинальное напряжение сети, $U_{н} = 0,4 кВ$

$R_{л0,4кВ\ уд}$, $X_{л0,4кВ\ уд}$ - удельное активное и реактивное сопротивление линии, Ом/км, [7];

$L_{л0,4кВ}$ - длина линии 0,4 кВ, км.

Приведенная нагрузка по линии определяется по формуле:

$$P_{\ привл0,4кВ} = P_{р\,л0,4кВ} + \Delta P_{л0,4кВ} \quad (12)$$

$$P_{привл0,4кВ} = 400,2 + 12 = 412,2\,кВт\,.$$

Приведенная реактивная нагрузка определяется аналогично.

Для фидера 1 от ТП-1 определяем расчётный ток:

$$I_p = \frac{S_P}{\sqrt{3}\cdot U_H} = \frac{\sqrt{P^2{}_{привл0,4кВ} + Q^2{}_{привл0,4кВ}}}{\sqrt{3}\cdot U_H} \qquad (13)$$

$$I_p = \frac{\sqrt{412,2^2 + 91,5^2}}{\sqrt{3}\cdot 0,4} = 610\,A\,.$$

Расчётный ток показан для двухлучевой схемы при отказе одной цепи.

Результаты расчёта расчётной, приведенной нагрузки и расчётного тока сводим в таблицу 13.

Таблица 13 - Расчётные нагрузки фидеров 0,4 кВ

Тип нагрузки	Наим. потр.	$P_{р\ л}$ кВт	$Q_{р\ л}$ кВАр	$S_{расч\ линии}$ кВА	$\Delta P_л$ кВт	$\Delta O_л$ кВАр	$P_{прив\ л}$, кВт	$O_{прив\ л}$ кВАр	$S_{прив\ л}$ кВА	$I_{расч}$ А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТП-1										
Нагрузка жилых домов	2,4,6	400,2	80,4	408,2	12	11,1	412,2	91,5	422,3	610
Нагрузка жилых домов	7,8,9,12	263,9	56,4	269,9	9	8,1	272,7	64,5	280,2	405
Нагрузка жилых домов	5	136,5	27,4	139,2	4	1,0	141,0	28,4	143,8	208
Нагрузка общх зданий	10	72,8	14,6	74,3	1	0,2	74,1	14,8	75,5	109
Нагрузка жилых домов	1,3,11	342,9	68,9	349,7	12	10,9	354,6	79,8	363,5	525
ТП-6										
Производственная нагрузка	13	178,8	82,2	196,8	5	1,5	183,5	83,6	201,7	291
Производственная нагрузка	14	178,8	82,2	196,8	5	1,5	183,5	83,6	201,7	291
Производственная нагрузка	15	375,4	120,3	394,2	6	5,2	381,0	125,4	401,1	580

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Производ-ственная нагрузка	16	391,8	125,5	411,4	11	9,8	402,4	135,3	424,5	613
ТП-5										
Производ-ственная нагрузка	17	427,3	196,3	470,3	10	8,8	436,9	205,2	482,7	697
Производ-ственная нагрузка	18	427,3	196,3	470,3	14	12,8	441,1	209,1	488,2	705
Производ-ственная нагрузка	25	470,7	150,8	494,3	7	6,5	477,8	157,3	503,0	727
Производ-ственная нагрузка	26	470,7	150,8	494,3	10	10,7	480,9	161,5	507,3	733
Производ-ственная нагрузка	27,28	363,4	167,0	399,9	10	8,9	373,0	175,8	412,4	596
ТП-2, 3										
Производ-ственная нагрузка	19	476,6	219,0	524,5	10	10,8	487,0	229,8	538,5	778
Производ-ственная нагрузка	24	470,7	150,8	494,3	6	5,4	476,6	156,2	501,5	725

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТП-4										
Производственная нагрузка	19	476,6	219,0	524,5	10	5,4	487,0	224,4	536,2	775
Производственная нагрузка	24	470,7	150,8	494,3	6	2,7	476,6	153,5	500,7	724
Производственная нагрузка	29	237,3	47,7	242,1	2	0,7	239,1	48,4	244,0	353
РТП										
Производственная нагрузка	32	215,0	68,9	225,7	2	0,6	216,5	69,5	227,4	329
Производственная нагрузка	33	302,4	96,9	317,5	4	2,3	306,2	99,2	321,9	465
Производственная нагрузка	34	226,8	104,2	249,6	6	2,3	232,5	106,5	255,7	370
Производственная нагрузка	35	167,0	53,5	175,3	5	1,5	172,0	55,0	180,6	261

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Производ-ственная нагрузка	36	230,7	46,4	235,4	8	3,4	239,1	49,8	244,3	353
Производ-ственная нагрузка	30,31	172,2	63,5	183,5	5	1,7	177,6	65,2	189,2	273

2.5 **Определение сечения и марки кабелей 0,4 кВ**

Кабельные линии 0,4 кВ, учитывая специфику застройки жилого поселка и компрессорной станции, а также опасность воспламенения паров газа, прокладываются в траншеях. Используется кабель ВБШвнг (А): В – в изоляции из поливинилхлоридного пластиката; Б - Броня из двух стальных оцинкованных лент; Шв - защитный шланг из поливинилхлоридного пластиката пониженной горючести; нг(А) - не распространяет горение при групповой прокладке по категории А.

Исходя из условий прокладки и работы кабелей 0,4 кВ, применяются поправочные коэффициенты.

Допустимый ток кабельной линии 1 от ТП-1 сечением 240 мм^2 с поправкой на условия прокладки определяется по формуле:

$$I_{доп} = I_{доп\ справ} \cdot K_{сниж} \cdot K_{перегр} \cdot K_t, \qquad (14)$$

$$I_{доп} = 650 \cdot 0.9 \cdot 1.25 \cdot 1 = 731\,A.$$

где $I_{доп\ справ}$ - справочная величина, [7]

$K_{сниж}$ - коэффициент снижения токовой нагрузки, для двух кабелей в траншее при двухлучевой схеме принимается равный 0,9.

$K_{перегр}$ - для групповой прокладки кабелей 0,4 кВ, принимается 1.25.

K_t - температурный коэффициент равный 1 для температуры окружающего воздуха 25^0 С.

В таблице 14 приведены результаты расчёта по (16).

Таблица 14 – Справочные данные кабелей

F, мм^2	$I_{доп\ справ}$, А	$I_{доп}$, А	$r_{уд}$, Ом/км	$x_{уд}$, Ом/км
1	2	3	4	5
25	150	169	0,74	0,091
35	180	203	0,52	0,087
50	225	253	0,37	0,083
70	275	309	0,26	0,08

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5
95	330	371	0,194	0,078
120	385	433	0,153	0,076
150	435	489	0,122	0,074
185	500	563	0,099	0,073
240	650	731	0,077	0,071
300	730	821	0,067	0,06

Согласно [9], кабели до 1 кВ выбираются по нагреву длительно допустимым током:

$$I_p \le I_{доп}$$

Предварительный выбор кабелей 0,4 кВ покажем в таблице 15.

Таблица 15 - Предварительный выбор кабелей 0,4 кВ.

Тип нагрузки	Наим. потр.	$I_{расч}$, А	$I_{доп}$, А	F, мм^2
1	2	3	4	5
ТП-1				
Нагрузка жилых домов	2,4,6	610	731	240
Нагрузка жилых домов	7,8,9,12	405	731	240
Нагрузка жилых домов	5	208	253	50
Нагрузка общественных зданий	10	109	169	25
Нагрузка жилых домов	1,3,11	525	731	240
ТП-6				
Производственная нагрузка	13	291	309	70
Производственная нагрузка	14	291	309	70
Производственная нагрузка	15	580	731	240
Производственная нагрузка	16	613	731	240
ТП-5				
Производственная нагрузка	17	697	731	240

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5
Производственная нагрузка	18	705	731	240
Производственная нагрузка	25	727	731	240
Производственная нагрузка	26	732	821	300
Производственная нагрузка	27,28	596	731	240
ТП-2, 3				
Производственная нагрузка	19	778	821	300
Производственная нагрузка	24	725	731	240
ТП-4				
Производственная нагрузка	19	775	821	300
Производственная нагрузка	24	724	731	240
Производственная нагрузка	29	353	371	95
РТП				
Производственная нагрузка	32	329	371	95
Производственная нагрузка	33	465	489	150
Производственная нагрузка	34	370	371	95
Производственная нагрузка	35	261	309	70
Производственная нагрузка	36	353	371	95
Производственная нагрузка	30,31	273	309	70

2.6 **Нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП**

По [4], нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП определяется по формуле (10), учитывая некоторые особенности:

Определяем суммарное количество квартир во всех зданиях, питаемых от выбранной ТП.

Учитываются суммарные потери во всех линиях 0,4 кВ данной ТП.

Учитывается нагрузка освещения проездов и освещение территорий.

Для примера, проводится расчёт по ТП-1. От данной ТП в совокупности по всем жилым домам питается 330 комнат. По [4], удельная нагрузка для квартир принимается 1,77 кВт/кВ. Силовая нагрузка – 7 насосов по 5 кВт. Нагрузка уличного освещения приближенно определяется по формуле:

$$P_{осв} = P_{осв\ уд} \cdot L_{тер}, \qquad (15)$$

$$P_{осв} = 10 \cdot 0,85 = 8,5\,кВт,$$

где $P_{осв\ уд}$ - удельная мощность уличного освещения, принимаем 10 кВт/км.

$L_{тер}$ –длина освещаемой территории, 1,5 км.

Потери в линиях 0,4 кВ составляют $\Delta P_{л0,4кВ} = 169,\ \Delta Q_{л0,4кВ} = 39$

линия к потребителю 2,4,6 - $\Delta P_{л0,4кВ} = 12,\ \Delta Q_{л0,4кВ} = 11,1$

линия к потребителю 7,8,9,12 - $\Delta P_{л0,4кВ} = 9,\ \Delta Q_{л0,4кВ} = 8,1$

линия к потребителю 5 - $\Delta P_{л0,4кВ} = 4,\ \Delta Q_{л0,4кВ} = 1$

линия к потребителю 10 - $\Delta P_{л0,4кВ} = 1,\ \Delta Q_{л0,4кВ} = 0,2$

линия к потребителю 1,3,11 - $\Delta P_{л0,4кВ} = 12,\ \Delta Q_{л0,4кВ} = 10,9$

Расчётная активная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП-1:

$$P_{расч\ ТП-1} = P_{кв\ уд} \cdot n_{кв} + (k^{"}_{с} \cdot P_{нас} \cdot n_{нас}) \cdot k_{у} + P_{зд} \cdot k_{у} + P_{осв} + \Delta P_{л0,4кВ}, \qquad (16)$$

$$P_{расч\ ТП-1} = 1,77 \cdot 330 + (7 \cdot 5 \cdot 0,8) \cdot 0,9 + 169 \cdot 0,6 + 15 + 38 = 763,8\,кВт.$$

Расчётная реактивная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП-1:

$$Q_{расч\ ТП-1} = Q_{кв} + Q_{зд} \cdot k_{у} + \Delta Q_{л0,4кВ}, \qquad (17)$$

$$Q_{расч\ ТП-1} = 116,82 + 39 \cdot 0,6 + 31 = 171,2\,квар.$$

Расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП-1:

$$S_{расч\ ТП-1} = \sqrt{P^2_{расч\ ТП-1} + Q^2_{расч\ ТП-1}}, \quad (18)$$

$$S_{расч\ ТП-1} = \sqrt{763,8^2 + 171,2^2} = 782,7\,кВА.$$

Подробные данные для расчета по ТП сведены в таблицу 16.

Расчётные нагрузки по ТП сведены в таблицу 17.

Таблица 16 – Подробный расчёт нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП.

№ ТП	$N_{кв}$	$P_{кв\ уд}$ кВт/кв	$P_{кв}$ кВт	$Q_{кв}$ кВар	$P_{силЭП}$	$К_у$	$L_{тер}$ км	$P_{осв\ уд}$ кВт/км	$P_{осв}$ кВт	$\Delta P_л$ кВт	$\Delta O_л$ кВАр
ТП-1	330	1,77	584,1	116,82	28	0,9	1,50	10	15	38	31
ТП-6			391,81*	125,52*			0,71	10	7,1	26	18
ТП-5			470,70*	150,79*			1,01	10	10,1	50	46
ТП-2, 3			476,62*	218,99*			0,28	10	2,8	16	16
ТП-4			476,62*	218,99*			0,33	10	3,3	18	9
РТП			302,40*	96,88*			0,95	10	9,5	30	12

*Приведена нагрузка здания с наибольшей нагрузкой, подключенной к ТП

Для ТП-1 дополнительно учитывается нагрузка прочих зданий

$P_{зд\ i}$ = 169 кВт, $Q_{зд\ i}$ = 39 кВар, $К_у$ = 0,6

Для ТП-6 дополнительно учитывается нагрузка прочих зданий

$P_{зд\ i}$ = 733 кВт, $Q_{зд\ i}$ = 285 кВар, $К_у$ = 0,9

Для ТП-5 дополнительно учитывается нагрузка прочих зданий

$P_{зд\ i}$ = 1701 кВт, $Q_{зд\ i}$ = 716 кВар, $К_у$ = 0,9

Для ТП-2, ТП-3 дополнительно учитывается нагрузка прочих зданий

$P_{зд\ i}$ = 471 кВт, $Q_{зд\ i}$ = 151 кВар, $К_у$ = 0,9

Для ТП-4 дополнительно учитывается нагрузка прочих зданий

$P_{зд\,i} = 708$ кВт, $Q_{зд\,i} = 198$ кВар, $К_{у} = 0,9$

Для РТП дополнительно учитывается нагрузка прочих зданий

$P_{зд\,i} = 1018$ кВт, $Q_{зд\,i} = 339$ кВар, $К_{у} = 0,9$

Таблица 17 – Расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП

№	$P_{р\ 0,4\ кВ}$, кВт	$Q_{р\ 0,4\ кВ}$, кВар	$S_{р\ 0,4\ кВ}$, кВА
ТП-1	763,8	171,2	782,7
ТП-6	1084,2	399,5	1155,5
ТП-5	2062,3	841,5	2227,4
ТП-2, 3	919,3	371,0	991,3
ТП-4	1135,2	406,5	1205,7
РТП	1258,3	414,2	1324,7

2.7 **Компенсация реактивной мощности на шинах 0,4 кВ ТП**

На шинах 0,4 кВ подстанций допустимый коэффициент реактивной мощности рекомендуется выдерживать не более $tg\varphi = 0.35$, [5]. Проверим значение $tg\varphi$ на шинах 0,4 кВ ТП-1:

$$tg\varphi = \frac{Q_{расч\ ТП-1}}{P_{расч\ ТП-1}} \tag{19}$$

$$tg\varphi = \frac{171,2}{763,8} = 0.22$$

Для остальных ТП расчёт покажем в таблице 18.

Таблица 18 – $tg\varphi$ на шинах 0,4 кВ ТП.

№ ТП	$P_{р\ 0,4\ Кв}$ кВт	$Q_{р\ 0,4\ кВ}$ кВар	$tg\varphi_{расч}$	$tg\varphi_{пред}$	$Q_{КУ\ треб}$ кВар	$Q_{КУ\ факт}$ кВар
ТП-1	763,8	171,2	0,22	0,35	-96,12	0
ТП-6	1084,2	399,5	0,37	0,35	19,99	20
ТП-5	2062,3	841,5	0,41	0,35	119,72	120
ТП-2, 3	919,3	371,0	0,40	0,35	49,21	50
ТП-4	1135,2	406,5	0,36	0,35	9,18	10
РТП	1258,3	414,2	0,33	0,35	-26,17	0

Из таблицы 18 видно, что для ТП-6, 5, 2, 3, 4 необходимо скомпенсировать реактивную мощность. Требуемая мощность компенсирующих устройств ТП-6, кВар:

$$Q_{КУ\ треб} = Q_{расч} - P_{расч} \cdot tg\varphi_{ПД} \tag{20}$$

$$Q_{КУ\ треб} = 399,5 - 1084,2 \cdot 0,35 = 20$$

где $tg\varphi_{ПД}$ - предельно допустимый коэффициент мощности, принимаемый 0,35 по [5].

На шинах ТП-6 устанавливаем 2 батареи конденсаторов УКРМ –10– 20У3 настроенные на 20 кВар.

Компенсация реактивной мощности на шинах 0,4 кВ для остальных ТП выполняется по данным таблицы 18.

3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗКИ СЕТИ 10 КВ

3.1 **Определение нагрузки линий 10 кВ**

Для более точного определения нагрузок линий 10 кВ по [10], необходимо пересчитать нагрузку на шины 10 кВ ТП, предварительно выбрав мощность трансформаторов ТП по нагрузке на стороне 0,4 кВ. Расчётная мощность трансформаторов 10/0,4 кВ для ТП-1.

$$S_{p\,CT\;TП-1} = \frac{S_{расч\;TП-1}}{n_T \cdot K_3^{ОПТ}} \tag{21}$$

$$S_{p\,CT\;TП-1} = \frac{782,7}{2 \cdot 0,7} = 559\ кВА$$

где $S_{расч\;TП-1}$ - расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП-1, по таблице 14, кВА;

n_T - количество устанавливаемых трансформаторов, зависящее от категорийности потребителей ТП, принимается 2 для потребителей 1,2 категории;

$K_3^{ОПТ}$ - коэффициент загрузки, принимаем 0,7

Ближайшая большая мощность заводского ряда выпускаемых трансформаторов 630 кВА тима ТМГ. Проверим её по загрузке в нормальном и послеаварийном режиме для ТП-1:

$$K_{загр\;норм} = \frac{S_{p\,CT\;TП-1}}{S_{ф\,CT\;TП-1} \cdot n_T} \tag{22}$$

$$K_{загр\;норм} = \frac{782,7}{630 \cdot 2} = 0,62$$

Значение коэффициента в нормальном режиме больше 0,5.

$$K_{загр\;послеав} = \frac{S_{p\,CT\;TП-1}}{S_{ф\,CT\;TП-1} \cdot (n_T - 1)} \tag{23}$$

$$K_{загр\ послеав} = \frac{782,7}{630 \cdot (2-1)} = 1,24$$

Значение коэффициента в нормальном режиме меньше 1,4-1,5.

По другим ТП результаты расчёта сводим в таблицу 19.

Таблица 19 – Значения выбираемых трансформаторов ТП.

№ ТП	$S_{р\ 0,4\ Кв}$ кВА	$N_{тр}$	$К_{доп}$	$S_{тр\ расч}$ кВА	$S_{тр\ ном}$ кВА	$К_{з\ норм}$	$К_{з\ послеав}$
ТП-1	782,7	2	0,7	559	630	0,62	1,24
ТП-6	1155,5	2	0,7	825	1000	0,58	1,16
ТП-5	2227,4	2	0,7	1591	1600	0,70	1,39
ТП-2, 3	991,3	2	0,7	708	1000	0,50	1,0
ТП-4	1205,7	2	0,7	861	1000	0,60	1,21
РТП	1324,7	2	0,7	946	1000	0,66	1,32

Расчёт потерь мощности в трансформаторах проводим по формулам для ТП-1:

$$\Delta P_T = \frac{P^2_{р\ СТ\ ТП-1} + Q^2_{р\ СТ\ ТП-1}}{U^2_{Н}} \cdot \frac{R_T}{2} + \Delta P_{XX} \cdot 2, \qquad (24)$$

$$\Delta P_T = \frac{763,8^2 + 171,2^2}{10^2} \cdot \frac{0,0019}{2} + 1,56 \cdot 2 = 8,99\ кВт,$$

$$\Delta Q_T = \frac{P^2_{р\ СТ\ ТП-1} + Q^2_{р\ СТ\ ТП-1}}{U^2_{Н}} \cdot \frac{X_T}{2} + (\frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{ф\ СТ\ ТП-1}) \cdot 2, \qquad (25)$$

$$\Delta Q_T = \frac{763,8^2 + 171,2^2}{10^2} \cdot \frac{0,0085}{2} + (\frac{2}{100} \cdot 630) \cdot 2 = 51,3\ квар,$$

где ΔP_{XX} - активные потери холостого хода трансформатора, [10].

I_{xx} - ток холостого хода трансформатора, %, [10].

$S_{ф\ СТ\ ТП-1}$ - фактическая мощность трансформатора, кВА.

$P_{р\,СТ\,ТП-1}, Q_{р\,СТ\,ТП-1}$ - расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП-1, по таблице 14, кВт, кВар.

$U_{Н\,ВН}$ - номинальное напряжение стороны ВН трансформатора, принимается 10 кВ.

R_T, X_T - активное и реактивное сопротивление трансформатора, [10]:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{Н\,ВН}{}^2}{S_{ф\,СТ\,ТП-1}}, \tag{26}$$

$$R_T = \frac{7,6 \cdot 10^2}{630} = 0,0019\ Ом$$

$$X_T = \sqrt{(\frac{U_K \cdot U_{Н\,ВН}{}^2}{100 \cdot S_{ф\,СТ\,ТП-1}})^2 - R^2{}_T} \tag{27}$$

$$X_T = \sqrt{(\frac{5.5 \cdot 10^2}{100 \cdot 630})^2 - 0.0019^2} = 0.0085 Ом$$

где ΔP_K - потери короткого замыкания трансформатора, кВт, [10].

U_K - напряжение короткого замыкания трансформатора, %, [10].

Приведенная к стороне 10 кВ ТП нагрузка определяется по выражению:

$$S_{р\,10кВ\,ТП-1} = \sqrt{(P_{р\,СТ\,ТП-1} + \Delta P_T)^2 + (Q_{р\,СТ\,ТП-1} + \Delta Q_{ТП} - Q_{КУфакт})^2}, \tag{28}$$

$$S_{р\,10кВ\,ТП-1} = \sqrt{(763,8 + 8,99)^2 + (171,2 + 51,3 - 0)^2} = 804,2\,кВА.$$

По остальным ТП результат приведения нагрузки показан в таблице 21.

Таблица 20 – Справочные данные трансформаторов ТП.

№ ТП	$S_{тр\ ном}$, кВА	ΔP_X, кВт	$\Delta P_К$, кВт	$U_К$, %	I_X, %
ТП-1	630	1,56	7,60	5,50	2,00
ТП-6	1000	2,45	12,20	5,50	1,40
ТП-5	1600	3,30	18,00	5,50	1,30
ТП-2, 3	1000	2,45	12,20	5,50	1,40
ТП-4	1000	2,45	12,20	5,50	1,40
РТП	1000	2,45	12,20	5,50	1,40

Таблица 21 – Приведение нагрузки к стороне ВН ТП.

№ ТП	$P_{р\ 0,4\ кВ}$ кВт	$Q_{р\ 0,4\ кВ}$ кВар	$N_{тр}$	$R_т$ Ом	$X_т$ Ом	$\Delta P_Т$ кВт	$\Delta O_Т$ кВт	$P_{р\ 10\ кВ}$ кВт	$Q_{р\ 10\ кВ}$ кВар	$S_{р\ 10\ кВ}$ кВа
ТП-1	763,8	171,2	2	0,0019	0,0085	8,99	51,3	772,8	222,5	804,2
ТП-6	1084,2	399,5	2	0,0012	0,0054	13,04	63,8	1097,3	443,3	1183,4
ТП-5	2062,3	841,5	2	0,0007	0,0034	24,04	125,1	2086,4	846,6	2251,6
ТП-2, 3	919,3	371,0	2	0,0012	0,0054	10,89	54,4	930,2	375,3	1003,0
ТП-4	1135,2	406,5	2	0,0012	0,0054	13,77	67,0	1148,9	463,5	1238,9
РТП	1258,3	414,2	2	0,0012	0,0054	15,60	75,1	1273,9	489,3	1364,6

Для соблюдения категории по надёжности электроснабжения потребителей на стороне НН ТП необходимо, чтобы требования по категорийности выполнялись на стороне ВН ТП. Это достигается следующими способами:

Подключение вводов ТП к стороне ВН от разных центров питания с двух сторон по петлевой схеме.

Подключение вводов ТП к стороне ВН от одного центра питания, но от разных секций шин, двухлучевая схема сети 10 кВ питающаяся от ПС 220-10 кВ с секционированием по стороне НН.

Подключение потребителей ТП к стороне НН резервирование по стороне НН.

Напряжение питания принимается 10 кВ как приоритетного при проектировании и подключении новых потребителей, учитывая проектные уровни напряжения на ПС компрессорной станции. На территории компрессорной станции предусматривается сооружение РТП-10 кВ с установкой силовых трансформаторов 10/0,4 кВ в одном здании производственно-энергетического блока (ПЭБ) с технологическим оборудованием компрессорной станции КС. Таким образом, центром питания сетей 10 кВ на КС принимается РТП. В свою

очередь подключение РТП к ПС компрессорной станции, осуществляется так же кабельными линиями 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Рассматриваются 2 варианта подключения ТП, по радиальной резервированной (рисунок 4) и резервированной магистральной схеме (лист графической части №2).

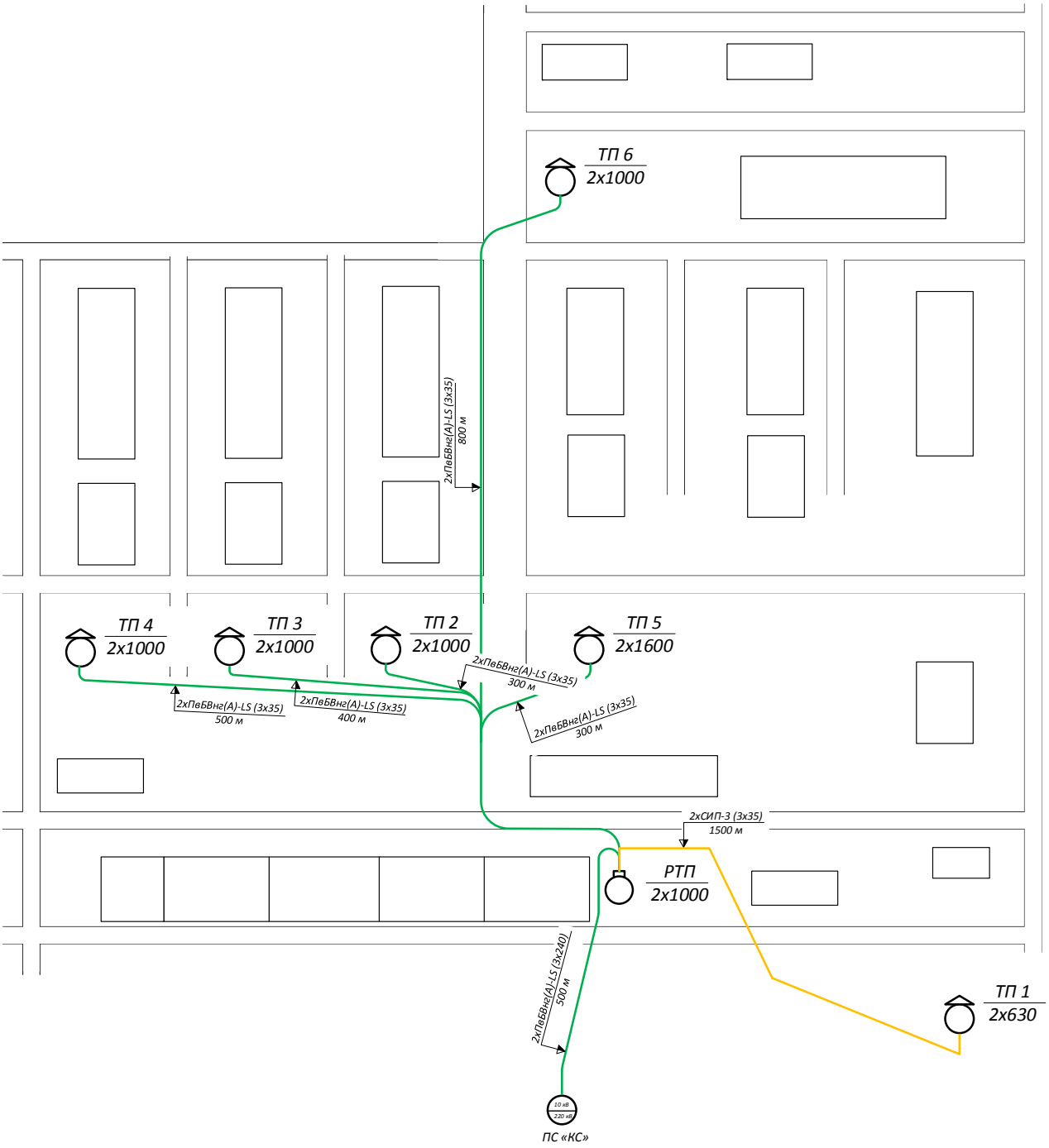

Рисунок 4 – Схема сети 10 кВ по варианту 1.

Расчетные нагрузки на шинах 10 кВ ЦП определяются с учетом не совпадения максимальных нагрузок потребителей городских распределительных сетей и сетей промышленных предприятий, питающихся от ЦП по самостоятельным линиям путем умножения сумм и их расчетных нагрузок на коэффициент совмещения максимумов $k_{сов\ макс}$

Для варианта 1 схемы участка сети 10 кВ включающей ТП 5 расчётная нагрузка участка схемы находится как:

$$P_{расч\ лин10кВ} = k_{сов\ макс} \cdot P_{сумм\ нагр\ ТП}, \quad (29)$$

$$Q_{расч\ лин10кВ} = k_{сов\ макс} \cdot Q_{сумм\ нагр\ ТП},$$

$$S_{расч\ лин10кВ} = \sqrt{P^2_{расч\ лин10кВ} + Q^2_{расч\ лин10кВ}}$$

$$P_{расч\ лин10кВ} = 1 \cdot 2086 = 2086\ кВт,$$

$$Q_{расч\ лин10кВ} = 1 \cdot 847 = 847\ квар,$$

$$S_{расч\ лин10кВ} = \sqrt{2086^2 + 847^2} = 2252\ кВА$$

где $k_{сов\ макс} = 0,9$ - коэффициент совмещения максимумов нагрузок трансформаторов, [4];

$S_{сумм\ нагр\ ТП}, Q_{сумм\ нагр\ ТП}, P_{сумм\ нагр\ ТП}$ - суммарная нагрузка ТП-5, используя данные таблицы 21, находится как сумма:

$$P_{сумм\ нагр\ ТП} = 2086\ кВт.$$

$$Q_{сумм\ нагр\ ТП} = 847\ кВар.$$

Токовая нагрузка по линии:

$$I_{расч\ лин10кВ} = \frac{S_{расч\ лин10кВ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (30)$$

$$I_{расч\ лин10кВ} = \frac{2252}{\sqrt{3} \cdot 10} = 130\ A.$$

Результаты расчёта показаны в таблице 22.

Таблица 22 - Расчёт нагрузки кабелей 10 кВ.

Наименование фидера 10 кВ	$P_{СУМ\ КЛ}$ кВт	$Q_{СУММ\ КЛ}$, кВар	$S_{СУММ\ КЛ}$, кВА	$К_{совм}$	$P_{р\ КЛ}$ кВт	$Q_{Р\ КЛ}$ кВар	$S_{Р\ КЛ}$, кВА	$I_{Р\ КЛ}$ А
ПС - ТП 5 (вариант 1)	2086	847	2252	1,0	2086	847	2252	130
ПС - ТП 2 (вариант 1)	930	375	1003	1,0	930	375	1003	58
ПС - ТП 3 (вариант 1)	930	375	1003	1,0	930	375	1003	58
ПС - ТП 4 (вариант 1)	1149	463	1239	1,0	1149	463	1239	72
ПС - ТП 1 (вариант 1)	773	222	804	1,0	773	222	804	46
ПС - ТП 6 (вариант 1)	1097	443	1183	1,0	1097	443	1183	68
ПС - ТП 4-3-2-5-6 (вариант 2)	6193	2504	6680	0,85	5264	2128	5678	328
ПС-РТП	8240	3216	8849	0,85	7004	2733	7521	435

3.2 **Определение сечения и марки линий 10 кВ**

Для соблюдения требований пожаробезопасности и надёжности пропускной способности сети 10 кВ применяем кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена ПвБВнг(А)-LS: медные жилы; Пв - Изоляция жил из сшитого полиэтилена; Б - Броня из двух стальных оцинкованных лент; В - Оболочка из поливинилхлоридного пластиката пониженной пожарной опасности; нг(А) - не распространяет горение при групповой прокладке по категории А; LS - низкие показатели дымо и газовыделения.

Для питания ТП-1 жилого поселка предусматривается использование провода СИП-3.

Согласно [15], сечение кабелей 10 кВ выбирается по нескольким условиям.

1. Нагрев длительно допустимым током. Допустимый ток кабелей 10 кВ с учётом условий прокладки приведён в таблице 23 [7].

Таблица 23 – Допустимый ток кабелей 10 кВ

F, мм^2	$I_{доп}$, А
35	192
120	340
240	500

Согласно таблице 23, сечение кабеля для линии ТП 5 варианта №1 сети 35 мм^2.

2. Допустимое падение напряжения. По [11] допустимое падение напряжение принимается 10% в нормальном режиме работы схемы сети. Пренебрегаем реактивной составляющей сопротивления кабеля, тогда сечение равно, мм^2:

$$F_{расч\ лин10кВ} = \frac{P_{расч\ лин10кВ} \cdot L_{лин10кВ} \cdot \rho_{уд}}{U_{ном} \cdot \Delta U_{доп}}, \qquad (31)$$

$$F_{расч\ лин10кВ} = \frac{2086 \cdot 0,3 \cdot 17}{10 \cdot 1000} = 2$$

где $P_{расч\ лин10кВ}$ - расчётная активная нагрузка по линии;

$L_{лин10кВ}$ - длина линии, км.

$\rho_{уд}$ - удельное активное сопротивление для выбранного материала проводника, 17 $Ом \cdot мм^2$

$U_{ном}$ - номинальное напряжение сети, 10 кВ.

$\Delta U_{доп}$ - допустимое падение напряжение, принято 10% от номинала – 1000 В.

Сечение 35 мм^2 отвечает всем условиям выбора.

Для сравнения вариантов по эффективности определим потери энергии в сети:

$$\Delta W_{лин10кВ} = \frac{P_{расч\ лин10кВ}^{2} + Q_{расч\ лин10кВ}^{2}}{U_{ном}^{2}} \cdot \frac{R_{лин10кВ}}{n_{ц}} \cdot T, \qquad (32)$$

$$\Delta W_{лин10кВ} = \frac{2086^{2} + 847^{2}}{10^{2}} \cdot \frac{0,157}{2} \cdot 5000 = 19924\ кВт \cdot ч,$$

где $P_{расч\ лин10кВ}$ – активная нагрузка по линии, МВт.

$Q_{расч\ лин10кВ}$ – реактивная нагрузка по линии, Мвар.

$n_{ц}$ - количество цепей линии.

$R_{лин10кВ}$ – активное сопротивление линии.

$$R_{лин10кВ} = L_{лин10кВ} \cdot \rho_{пог\ уд}, \qquad (33)$$

$$R_{лин10кВ} = 0,3 \cdot 0,524 = 0,157\ Ом.$$

где $\rho_{пог\ уд}$ - удельное погонное сопротивление линии 10 кВ, Ом/км;

T – число часов максимума нагрузки, для городских сетей принято 5000 ч.

Для линии РТП-ТП 1 выбираем провод СИП-3 3х35 по длительно допустимому току:

$$I_{расч\ СИП-10кВ} = \frac{773}{\sqrt{3} \cdot 10} = 46\ А.$$

46≤195А.

Результаты расчётов по остальным участкам сети 10 кВ покажем в таблице 24.

Таблица 24 - Выбор сечения линий 10 кВ.

Наименование фидера 10 кВ	$P_р$ кВт	$Q_Р$ кВар	$S_Р$ кВА	$I_Р$ А	$I_{ДОП}$ А	L км	$F_{\Delta U}$ мм^2	$F_{ФАКТ}$ мм^3	R Ом/км	ΔW кВт*ч
ПС - ТП 5 (вариант 1)	2086	847	2252	130	192	0,3	2	35	0,524	19924
ПС - ТП 2 (вариант 1)	930	375	1003	58	192	0,3	1	35	0,524	3954
ПС - ТП 3 (вариант 1)	930	375	1003	58	192	0,4	1	35	0,524	5272
ПС - ТП 4 (вариант 1)	1149	463	1239	72	192	0,5	2	35	0,524	10053
ПС - ТП 1 (вариант 1)	773	222	804	46	195	1,5	3	35	0,986	23911
ПС - ТП 6 (вариант 1)	1097	443	1183	68	192	0,8	2	35	0,524	14678
ПС - ТП 4-3-2-5-6 (вариант 2)	5264	2128	5678	328	340	1,35	20	120	0,153	166479
ПС-РТП	7004	2733	7521	435	500	0,5	10	240	0,075	52990

3.3 **Технико-экономическое сравнение вариантов сети 10 кВ**

Конфигурация сети 10 кВ принята ранее при расчёте нагрузок. Капиталовложения в сооружение линии связи РТП – ТП-1 и ПС – РТП не учитываются, так как для обоих вариантов данные затраты не повлияют на разницу в приведенных затратах в процентном соотношении.

Упрощённо допускается принимать оптимальную конфигурацию по приведенным затратам на сооружение и эксплуатацию сети:

$$З = E \cdot K + И = E \cdot (K_{лин} + K_{выкл}) + (A_{лин} \cdot K_{лин} + A_{выкл} \cdot K_{выкл}) + C_0 \cdot \Delta W_{лин10кВ}, \quad (34)$$

$$З_1 = 0,1 \cdot (4582 + 5500) + (0,004 \cdot 4582 + 0,059 \cdot 5500) + \\ + 1,558 \cdot (53881) = 1687 \ тыс.руб.,$$

$$З_2 = 0,1 \cdot (8316 + 1100) + (0,004 \cdot 8316 + 0,059 \cdot 1100) + \\ + 1,558 \cdot (166479) = 1535 \ тыс.руб.,$$

где E - норматив дисконтирования, принимается по [11] 0,1.

$K_{лин}$ - стоимость кабелей КЛ, для варианта 1 и 2 соответственно

$$К_{лин} = L_{лин} \cdot C_{лин},$$

$$К_{лин1} = 4,6 \cdot 996 = 4582 тыс.руб.$$

$$К_{лин2} = 2,7 \cdot 3080 = 8316 тыс.руб.$$

где $L_{лин}$ - протяженность линий выполненной кабелем сечением 35 и 120 мм^2, км.

$C_{лин}$ - стоимость кабеля сечением 35 и 120 мм^2, принимается по [12] 730 тыс. руб./км.

$К_{выкл}$ - стоимость выключателей 10 кВ установленных в центре питания - 500 тыс. руб, принимается по [12].

$$К_{выкл1} = 10 \cdot 550 = 5500 тыс.руб.$$

$$К_{выкл2} = 2 \cdot 550 = 1100 тыс.руб.$$

A - ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание $A_{выкл}$ = 5,9%, $A_{лин}$ = 0,4%.

$\Delta W_{лин10кВ}$ - потери электроэнергии на ВЛ. кВт/ч.

C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии, принимается 1,558 руб/кВт/ч.

Разница в затратах составляет 152 тыс. руб, по отношению к большей величине это:

$$\frac{152}{1687} \cdot 100\% = 9\%$$

Вариант 2 оптимальный для проектирования по минимуму потерь электроэнергии, однако в стоимости потерь электроэнергии вариант 1 выгоднее на 175 тыс. руб таким образом, менее чем через 1 год вариант 1 в величине приведенных затрата станет равным варианту 2 и далее использование конфигурации

сети 10 кВ по варианту 1 будет выгоднее. С учтом длительности эксплуатации компрессорной станции КС целесообразно выбрать вариант 1 сети 10 кВ.

4 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТИ 10-0,4 КВ

Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора и проверки уставок релейной защиты и автоматики, [14].

4.1 **Расчёт токов короткого замыкания в сети 10 кВ**

Для оценки, расчет проводим до ближней и дальней ТП по каждому лучу из схем. Для определения максимальных токов КЗ используем отключающую способность выключателя в ЦП. Для участка РТП-ТП-5 схема замещения для расчёта токов КЗ в сети 10 кВ показана на рисунке 5.

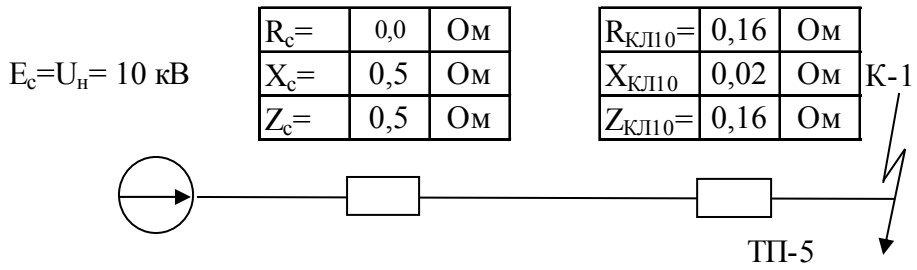

Рисунок 5 – Схема замещения участка сети 10 кВ РТП-ТП 5

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени, кА:

$$I^{(3)}{}_{ПО} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}\cdot\sqrt{R_{\Sigma}{}^2 + X_{\Sigma}{}^2}} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}\cdot Z_{\Sigma}} \quad , \qquad (35)$$

где $U_{ном}$ - номинальное напряжение на ЦП, принимается 10,5 кВ.

R_{Σ} - суммарное активное сопротивление до точки КЗ, по рисунку 10 - $R_{\Sigma} = R_{лин\,10кВ} = R_{уд\ лин\,10кВ}\cdot L$, Ом.

L – длина участка до точки КЗ, км.

X_{Σ} - суммарное реактивное сопротивление до точки КЗ по рисунку 10:

$$X_{\Sigma} = X_c = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}\cdot I^{(3)}_{выкл}},$$

где $I^{(3)}_{выкл}$ - номинальный ток отключения выключателя, установленного на центре питания согласно п 6.2.3 РД 153-34.0-20.527-98, для выключателя принимается 12,5 кА.

$$X_{\Sigma} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 12,5} = 0,485 \text{ Ом.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания, кА:

$$I^{(2)}_{ПО} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)}_{ПО}. \quad (36)$$

Постоянная затухания периодической составляющей, сек:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}. \quad (37)$$

Коэффициент затухания апериодической составляющей:

$$K_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \quad (38)$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$i_{уд} = K_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ПО}. \quad (39)$$

Результаты расчёта приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Результаты расчетов токов КЗ в сети 10 кВ

точка	L, км	R_{Σ}, Ом	X_{Σ}, Ом	Z_{Σ}, Ом	$I^{(3)}_{ПО}$, кА	$I^{(2)}_{ПО}$, кА	T, с	$K_{уд}$	$i_{уд}$, кА
ТП 5	0,3	0,16	0,501	0,54	11,27	9,81	0,010	1,4	22,1
ТП 2	0,3	0,16	0,501	0,54	11,27	9,81	0,010	1,4	22,1
ТП 3	0,4	0,21	0,506	0,57	10,74	9,34	0,008	1,3	19,5
ТП 4	0,5	0,26	0,511	0,60	10,19	8,86	0,007	1,2	17,5
ТП 1	1,5	1,48	0,633	1,61	3,77	3,28	0,001	1,0	5,3
ТП 6	0,8	0,42	0,527	0,70	8,63	7,51	0,004	1,1	13,4

4.2 **Расчёт токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ**

В сети 0,4 кВ проводится оценочный расчёт уровней токов КЗ. Для этого выбирается ближайшая, к шинам РТП трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ ТП-1. На которой ожидается максимальный уровень токов КЗ по стороне 10 кВ и как следствие, максимальный уровень токов КЗ по стороне 0,4 кВ. Удаленная ТП-1 для питания жилого поселка, относительно уровней токов КЗ будет оцениваться минимальный уровень токов КЗ.

Сопротивления кабельных линий принимаются на основе выбранных ранее КЛ 0,4 кВ, [1 4]. Сопротивления трансформаторов принимаются на основе выбранных трансформаторов 10/0,4 кВ, [10].

Для линий ПС - ТП 5 и ПС - ТП 1 составляются схемы замещения с указанием сопротивлений элементов схемы замещения (рисунок 6,7).

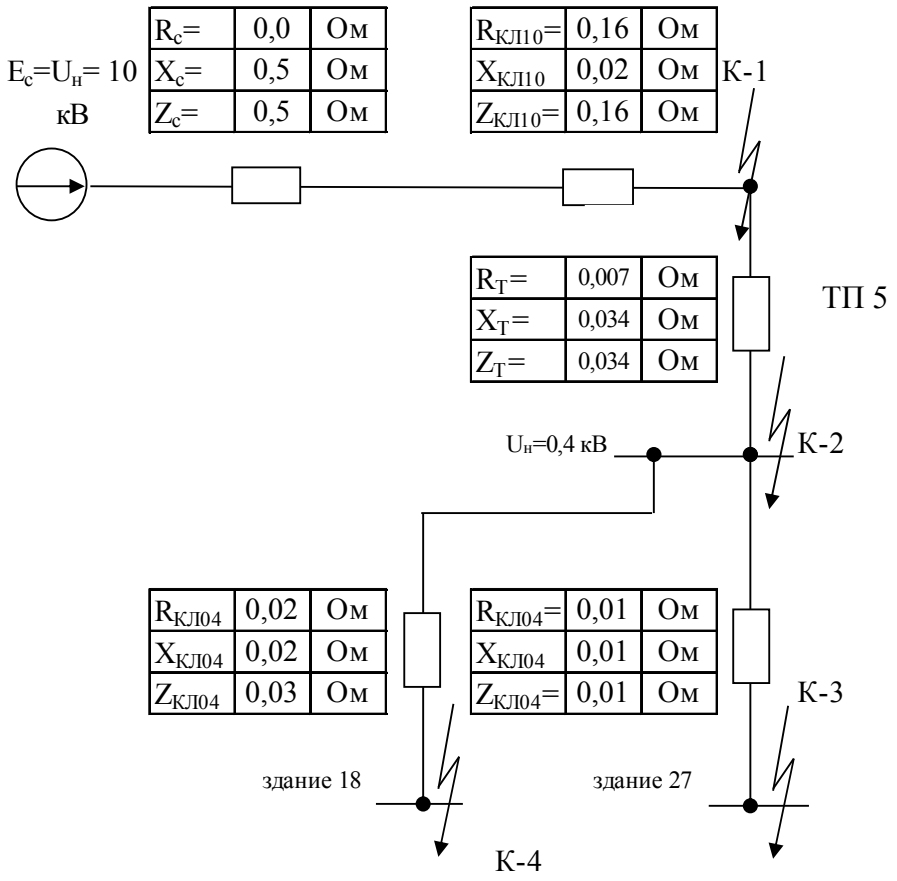

Рисунок 6 – Схема замещения ПС - ТП 5 до шин 0,4 кВ потребителя

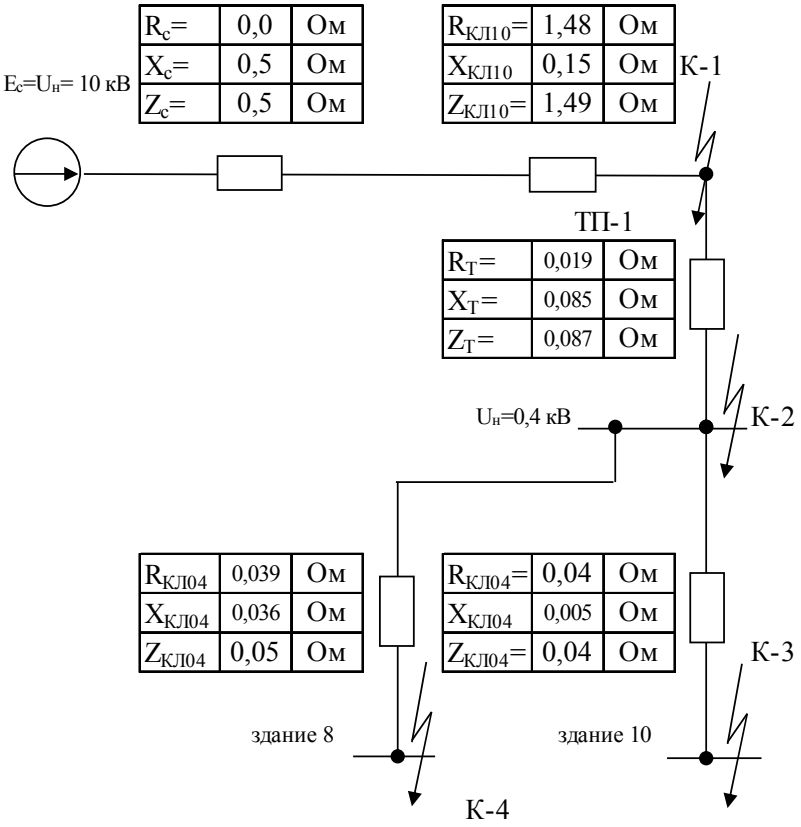

Рисунок 7 – Схема замещения ПС - ТП 1 до шин 0,4 кВ потребителя.

Токи КЗ на стороне 10 кВ были посчитаны ранее. На стороне НН ТП-5 периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ находится как:

$$I^{(3)}_{ПО} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}{}^2 + X_{\Sigma}{}^2}}, \tag{40}$$

$$I^{(3)}_{ПО} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,007^2 + 0,034^2}} = 6,6\,кА,$$

где $U_{ном}$ - номинальное напряжение на стороне НН ТП, принимается 0,4 кВ.

R_{Σ} - суммарное активное сопротивление до точки КЗ, по рисунку 4 - $R_{\Sigma} = R_T = 0,007$ Ом.

X_{Σ} - суммарное реактивное сопротивление до точки КЗ по рисунку 4:

$$X_{\Sigma} = X_T + X_c = X_T + \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I^{(3)}_{ПО\,ВН}} \cdot \left(\frac{1}{K_T}\right)^2 \tag{41}$$

$$X_{\Sigma} = 0,034 + \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 11,3} \cdot \left(\frac{1}{\frac{10}{0,4}}\right)^2 = 0,034\,Ом$$

где X_T - реактивное сопротивление трансформатора 0,034 Ом, [10].

$U_{ном}$ - номинальное напряжение на стороне ВН ТП, принимается 10 кВ.

$I^{(3)}_{ПО\,ВН}$ - периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ на стороне ВН ТП, рассчитана ранее, 11,3 кА.

K_T - коэффициент трансформации со стороны ВН на НН, определяется как $\frac{10}{0,4}$=25

На стороне НН ТП периодическая составляющая тока однофазного КЗ находится как:

$$I_{П0}^{(1)} = \frac{U_{ном} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}, \quad (42)$$

$$I_{П0}^{(1)} = \frac{0,4 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(3 \cdot 0,007 + 0,007)^2 + (3 \cdot 0,034 + 0,034)^2}} = 6,7\,кА,$$

где $R_{1\Sigma}, X_{1\Sigma}$ - сопротивления элементов прямой последовательности Ом.

$R_{0\Sigma}, X_{0\Sigma}$ - сопротивления элементов нулевой последовательности для системы равняется нулю, для кабельных линий упрощённо принимаются $X_{0л} = 3 - 5 \cdot X_{1л}$, $R_{0л} = 10 \cdot R_{1л}$. Для трансформаторов определяется схемой соединения обмоток, для принятой схемы треугольник-звезда с нейтралью равно сопротивлению прямой последовательности при учёте элементов за трансформатором Ом.

Для наглядности результаты расчёта покажем на рисунке 8-9.

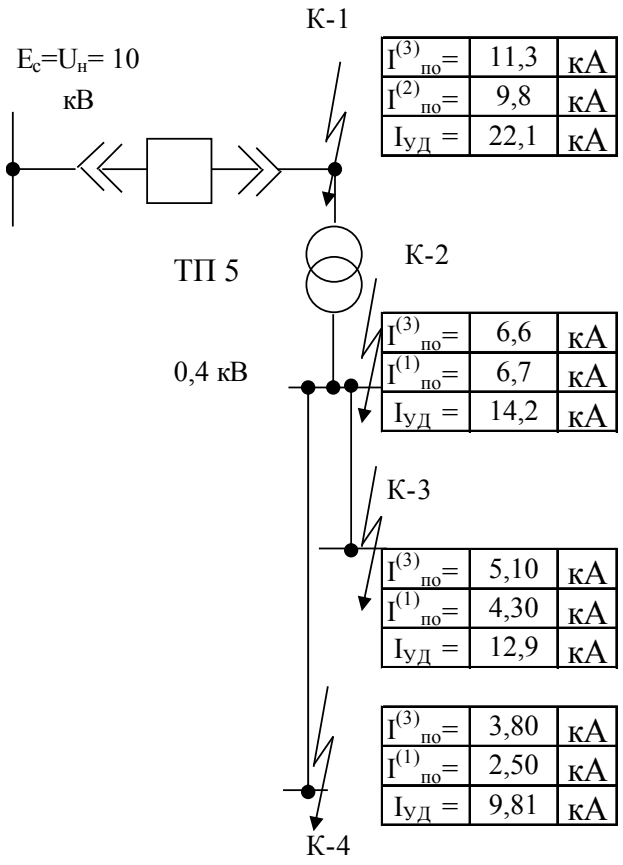

Рисунок 8 - Токи КЗ сети 0,4 кВ для ТП 5-4

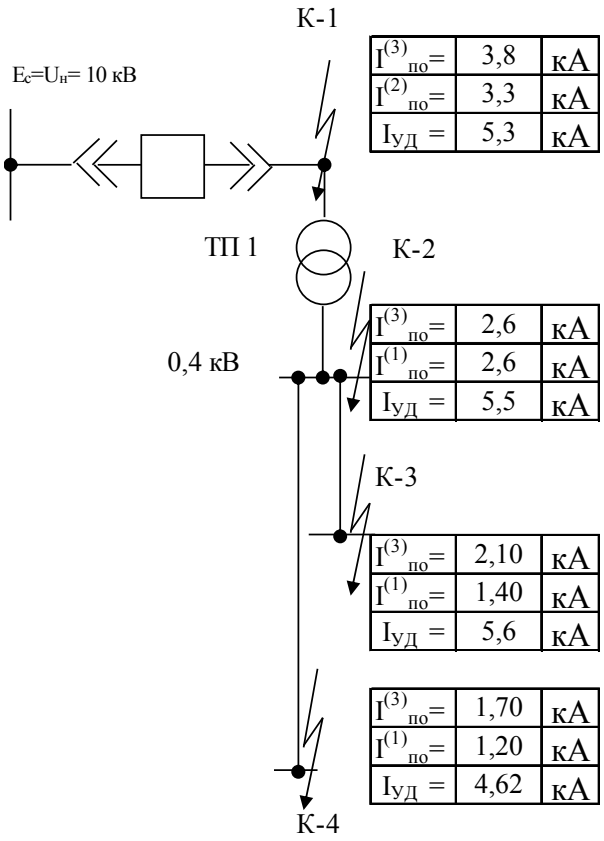

Рисунок 9 - Токи КЗ сети 0,4 кВ для ТП 5

5 ВЫБОР АППАРАТОВ В СЕТИ 0,4 КВ

5.1 **Выбор автоматических выключателей**

Для защиты шин на НН ТП и линий 0,4 кВ выбираются автоматические выключатели. Выключатели с электромагнитным расцепителем типа Masterpact-NW16H2 и NSX-100N, [10]. Выбор автоматических выключателей производится по расчетному току:

$$I_{расч} \le I_{номВА} \qquad (43)$$

Результаты выбора сведены в таблицу 26.

Таблица 26 – Выбор вводных автоматических выключателей 0,4 кВ.

№ ТП	$I_{расч}$, А	$I_{номВА}$, А	Марка выключателя
ТП-1	566	600	Masterpact-NW16H2
ТП-6	835	1000	Masterpact-NW16H2
ТП-5	1609	2000	Masterpact-NW16H2
ТП-2, 3	716	800	Masterpact-NW16H2
ТП-4	871	1000	Masterpact-NW16H2
РТП	957	1000	Masterpact-NW16H2

Таблица 27 – Предварительный выбор кабелей 0,4 кВ.

Тип нагрузки	Наим. потр.	$I_{расч}$,А	$I_{расц}$, А	Тип АВ
1	2	3	4	5
ТП-1				
Нагрузка жилых домов	2,4,6	610	800	NSX-100N
Нагрузка жилых домов	7,8,9,12	405	600	NSX-100N
Нагрузка жилых домов	5	208	250	NSX-100N
Нагрузка общественных зданий	10	109	150	NSX-100N
Нагрузка жилых домов	1,3,11	525	600	NSX-100N
ТП-6				
Производственная нагрузка	13	291	400	NSX-100N
Производственная нагрузка	14	291	400	NSX-100N

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4	5
Производственная нагрузка	15	580	600	NSX-100N
Производственная нагрузка	16	613	800	NSX-100N
ТП-5				
Производственная нагрузка	17	697	800	NSX-100N
Производственная нагрузка	18	705	800	NSX-100N
Производственная нагрузка	25	727	800	NSX-100N
Производственная нагрузка	26	732	800	NSX-100N
Производственная нагрузка	27,28	596	600	NSX-100N
ТП-2, 3				
Производственная нагрузка	19	778	800	NSX-100N
Производственная нагрузка	24	725	800	NSX-100N
ТП-4				
Производственная нагрузка	19	775	800	NSX-100N
Производственная нагрузка	24	724	800	NSX-100N
Производственная нагрузка	29	353	400	NSX-100N
РТП				
Производственная нагрузка	32	329	400	NSX-100N
Производственная нагрузка	33	465	600	NSX-100N
Производственная нагрузка	34	370	400	NSX-100N
Производственная нагрузка	35	261	400	NSX-100N
Производственная нагрузка	36	353	400	NSX-100N
Производственная нагрузка	30,31	273	600	NSX-100N

Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ проводится для ближайшего и удаленного потребителя от соответствующих ТП. Условия проверки и результаты приведены в таблице 28.

Таблица 28 - Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ для ТП 5

Условие	Формула	Потребители	Выполнение
вводные			
По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ	$I_{отк} > I^{(3)}_{по}$	ТП5	40>6,6 кА
По чувствительности к токам КЗ	$1{,}25\ I_{расц} < I^{(1)}_{по}$	ТП5	5<6,7 кА
линейные			
По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ	$I_{отк} > I^{(3)}_{по}$	ТП5	20>5,1 кА
		ТП5	20>3,8 кА
По чувствительности к токам КЗ	$1{,}25\ I_{расц} < I^{(1)}_{по}$	ТП5	3<4,3 кА
		ТП5	2<2,5 кА

Таблица 29 - Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ для ТП 1

Условие	Формула	Потребители	Выполнение
вводные			
По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ	$I_{отк} > I^{(3)}_{по}$	ТП 1	40>2,6 кА
По чувствительности к токам КЗ	$1{,}25\ I_{расц} < I^{(1)}_{по}$	ТП 1	1,5<2,6 кА
линейные			
По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ	$I_{отк} > I^{(3)}_{по}$	10 от ТП 1	20>2,1 кА
		8 от ТП 1	20>1,7 кА
По чувствительности к токам КЗ	$1{,}25\ I_{расц} < I^{(1)}_{по}$	10 от ТП 1	0,75<1,4 кА
		8 от ТП 1	0,75<1,2 кА

Все автоматические выключатели проверку проходят.

5.2 **Выбор кабелей 0,4 кВ**

Предварительно кабели 0,4 кВ выбраны ранее в п. 2.4. Проверка кабелей проводится из условий соблюдения [11], а именно не превышение потери напряжения в пределах 10% по формуле для линии 1 ТП-1:

$$\Delta U_{факт} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{расч}} \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos(\varphi) + x_0 \cdot \sin(\varphi))}{U_{ном}} \cdot 100\%, \quad (44)$$

$$\Delta U_{факт} = \frac{\sqrt{3} \cdot 610 \cdot 0{,}3 \cdot (0{,}077 \cdot 0{,}98 + 0{,}071 \cdot 0{,}2)}{0{,}4} \cdot 100\% = 7{,}5\%,$$

где $cos(\varphi)$ и $sin(\varphi)$ – коэффициента мощности, определённые как средние из всех потребителей по линии:

$U_{ном}$ - номинальное напряжение КЛ, 0,4 кВ.

L – длина кабельной линии 0,4 кВ, км.

$I_{\text{расч}}$ - расчетный ток по кабельной линии 0,4 кВ, А.

r_0, x_0 - удельные сопротивления ранее выбранных кабелей, Ом/км.

В нормальном режиме условие выполняется, так как медленное изменение напряжения менее 10% [11]. Результаты расчёта по всем линиям 0,4 кВ показаны в таблице 30.

Таблица 30– Потери напряжения в сети 0,4 кВ.

Тип нагрузки	Наим. потр.	$I_{расч}$ А	L км	cosф	sinф	R Ом/км	X Ом/км	ΔU, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП-1								
Нагрузка жилых домов	2,4,6	610	0,30	0,98	0,20	0,077	0,071	7,5
Нагрузка жилых домов	7,8,9,12	405	0,50	0,98	0,20	0,077	0,071	8,3
Нагрузка жилых домов	5	208	0,20	0,98	0,20	0,370	0,083	7,2
Нагрузка обще-ственных зданий	10	109	0,10	0,98	0,20	0,740	0,091	3,7
Нагрузка жилых домов	1,3,11	525	0,40	0,98	0,20	0,077	0,071	8,6
ТП-6								
Производственная нагрузка	13	291	0,15	0,90	0,44	0,260	0,080	5,4
Производственная нагрузка	14	291	0,15	0,90	0,44	0,260	0,080	5,4
Производственная нагрузка	15	580	0,15	0,95	0,31	0,077	0,071	3,8
Производственная нагрузка	16	613	0,26	0,95	0,31	0,077	0,071	6,9
ТП-5								
Производственная нагрузка	17	697	0,18	0,90	0,44	0,077	0,071	5,7
Производственная нагрузка	18	705	0,26	0,90	0,44	0,077	0,071	8,4
Производственная нагрузка	25	727	0,12	0,95	0,31	0,077	0,071	3,8
Производственная нагрузка	26	732	0,20	0,95	0,31	0,067	0,060	5,5
Производственная нагрузка	27,28	596	0,25	0,90	0,44	0,077	0,071	6,8
ТП-2, 3								
Производственная нагрузка	19	778	0,18	0,90	0,44	0,067	0,070	5,8
Производственная нагрузка	24	725	0,10	0,95	0,31	0,077	0,071	3,1
ТП-4								

Продолжение таблицы 30

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Производственная нагрузка	19	775	0,18	0,90	0,44	0,067	0,070	5,8
Производственная нагрузка	24	724	0,10	0,95	0,31	0,077	0,071	3,1
Производственная нагрузка	29	353	0,05	0,98	0,20	0,194	0,078	1,7
РТП								
Производственная нагрузка	32	329	0,05	0,95	0,31	0,194	0,078	1,6
Производственная нагрузка	33	465	0,10	0,95	0,31	0,122	0,074	2,9
Производственная нагрузка	34	370	0,15	0,90	0,44	0,194	0,078	5,3
Производственная нагрузка	35	261	0,20	0,95	0,31	0,260	0,080	6,5
Производственная нагрузка	36	353	0,25	0,98	0,20	0,194	0,078	8,3
Производственная нагрузка	30,31	273	0,20	0,95	0,31	0,260	0,080	6,8

6 ВЫБОР АППАРАТОВ В СЕТИ 10 КВ

6.1 **Выбор предохранителей 10 кВ**

Для защиты трансформаторов 10 кВ от токов КЗ со стороны ВН применяются кварцевые предохранители ПК.

Выбор проводится по формуле для ТП-1.

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{тр\ ном} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (45)$$

$$I_{РАСЧ} = \frac{630 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 51\ А$$

где $S_{тр\ ном}$ - Ранее выбранная мощность трансформатора кВА.

$U_{ном}$ - Номинальное напряжение ВН -10 кВ.

Выбирается предохранитель марки ПК 4-80-80-10У3 на ток 80 А. [8]. Результаты выбора для остальных ТП сведём в таблицу 31.

Таблица 31 – Выбор предохранителей 10 кВ

№ ТП	$S_{тр\ ном}$ кВА	$I_{РАСЧ}$ А	$I_{номПР}$ А	$I_{ВСТ}$ А	Тип предохранителя
ТП-1	630	51	80	80	ПК 4– 10У3
ТП-6	1000	81	160	160	ПК 4– 10У3
ТП-5	1600	129	160	160	ПК 4– 10У3
ТП-2, 3	1000	81	160	160	ПК 4– 10У3
ТП-4	1000	81	160	160	ПК 4– 10У3
РТП	1000	81	160	160	ПК 4– 10У3

6.2 **Выбор выключателей нагрузки 10 кВ**

Защита трансформаторов от токов КЗ осуществляется выключателями нагрузки ВНП-16 в состав которых, входят ранее выбранные предохранители ПК. Для выключателя нагрузки ВНП-16 предусмотрено применение привода типа ПРА-17 (привод ручной и автоматический).

Выбор проводится по расчётному току выключателя нагрузки, проверка проводится по термической стойкости для ТП-1.

$$B_{к\ расч} = I^{(3)}{}_{ПО}{}^2 \cdot (t_{отк} + T_a + \Delta t), \quad (46)$$

$$B_{к\ расч} = 3,77^2 \cdot (1 + 0.001 + 0,5) = 21\ кА^2 \cdot с$$

$$B_{к\ ном} = I^2_{терм} \cdot t_{терм} = 12,5^2 \cdot 4 = 625 \quad (47)$$

где $t_{отк}$ - Собственное время отключения выключателя 1с.

T_a - Постоянная затухания периодической составляющей. $T_a = \frac{X_\Sigma}{R_\Sigma \cdot 314} =$

$$\frac{0,485 + 0,15}{1,48 \cdot 314} = 0,001\ \text{с}.$$

Δt - Ступень селективности по магистрали, увеличивается от головного участка магистрали на 0,5 с.

Проверка по электродинамической стойкости:

$I_{уд} \le I_{дин}$

5,34≤40 - Выключатель проверку проходит.

Выключатель проходит по всем условиям проверки. По остальным ТП результаты проверки сводим в таблицу 32.

Таблица 32 –Выключатели нагрузки.

№ ТП	$I_{РАСЧ}$, А	$I_{Н}$, А	$B_{к\ расч}$, кА^{2}с	$B_{к\ ном}$, кА^{2}с	$I_{уд}$, кА	$I_{дин}$, кА
ТП-1	51	400	21	625	5,34	40
ТП-6	81	400	112	625	13,4	40
ТП-5	129	400	192	625	22,1	40
ТП-2, 3	81	400	192	625	22,1	40
ТП-4	81	400	156	625	17,5	40
РТП	81	400	192	625	22,1	40

Для всех ТП выключатели выбраны правильно.

6.3 **Выбор кабелей 10 кВ**

Предварительно кабели 10 кВ выбраны ранее в п. 3.2. Проверка на допустимые потери напряжения выполняется аналогично кабелям 0,4 кВ.

Результат показан в таблице 33.

Таблица 33 - Проверка кабелей 10 кВ по потере напряжения.

Наименование линии 10 кВ	$I_{Р\ КЛ}$ А	L км	cos(φ)	$R_{КЛ}$ Ом/км	$\Delta U_{КЛ}$ %	$\Delta U_{КЛ}$ %
ПС - ТП 5 (вариант 1)	130	0,3	0,93	0,524	0,3	Допустимая потеря напряжения 10%
ПС - ТП 2 (вариант 1)	58	0,3	0,93	0,524	0,2	
ПС - ТП 3 (вариант 1)	58	0,4	0,93	0,524	0,2	
ПС - ТП 4 (вариант 1)	72	0,5	0,93	0,524	0,3	
ПС - ТП 1 (вариант 1)	46	1,5	0,96	0,986	1,2	
ПС - ТП 6 (вариант 1)	68	0,8	0,93	0,524	0,5	

Все кабели проверку проходят.

Проверка на воздействие токов КЗ проводится по формуле термически стойкого сечения, для ТП-1, мм^2

$$B_{к\ расч}=I^{(3)}_{ПО}{}^{2}\cdot t_{возд}$$

$$B_{к\ расч}=3{,}77^2\cdot 0{,}56=8\ кА^2с$$

$$B_{к\ ном}=I_{терм}{}^{2}\cdot t_{терм};$$

$$B_{к\ ном}= 5^2\cdot 3=75\ кА^2с$$

где $I^{(3)}_{ПО}$ - ток КЗ по линии, кА.

$t_{возд}$ - время воздействия тока КЗ, принимается как ступень селективности 0,5 с и время срабатывания головного выключателя 10 кВ – 0,06. Итого 0,56 с.

$I_{терм}$ - ток термической стойкости для кабелей с медной жилой 35 мм^2 – 5 кА.

$t_{терм}$ - Время термической стойкости для кабелей с медной жилой 35 мм^2– 3 с.

Результаты расчёта сводим в таблицу 34.

Таблица 34 – Проверка линий 10 кВ по термической стойкости.

Линия	$I^{(3)}_{ПО}$, кА	$B_{к\,расч}$, кА^{2}с;	$B_{к\,ном}$, кА^{2}с
ПС - ТП 5	11,27	71,1	75
ПС - ТП 2	11,27	71,1	75
ПС - ТП 3	10,74	64,6	75
ПС - ТП 4	10,19	58,1	75
ПС - ТП 1	3,77	8,0	75
ПС - ТП 6	8,63	41,7	75

Все предварительно выбранные сечения линий 10 кВ проверки проходят.

7 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ В ЦЕНТРЕ ПИТАНИЯ

При расчете вариантов сети 10 кВ оптимальным оказался вариант подключения КЛ 10 кВ компрессорной станции к РТП, которая в свою очередь подключена к ПС компрессорной станции. Необходимо выбрать и проверить оборудование на РТП, а также в линейных ячейках КРУ на ПС компрессорной станции в сторону РТП.

7.1 **Нагрузка подключаемая к центру питания**

Расчётная нагрузка, подключаемая к центру питания по [4] определяется с учётом коэффициента совмещения $k_{сов\ макс}$ = 0,85 при количестве трансформаторов 14 шт. в сети.

$$P_{расч\ ЦП} = k_{сов\ макс} \cdot P_{сумм\ нагр\ ТП}, \quad (48)$$

$$P_{расч\ ЦП} = 0,85 \cdot 8240 = 7004 \text{ кВт}$$

$$S_{расч\ ЦП} = \frac{P_{расч\ ЦП}}{\cos\varphi}, \quad (49)$$

$$S_{расч\ ЦП} = \frac{7004}{0.92} = 7613 \text{ кВа}$$

$$Q_{расч\ ЦП} = \sqrt{S^2{}_{расч\ ЦП} - P^2{}_{расч\ ЦП}}, \quad (50)$$

$$Q_{расч\ ЦП} = \sqrt{7613^2 - 7004^2} = 2984 \text{ кВар}$$

где $P_{сумм\ нагр\ ТП}$ - суммарная активная нагрузка всех ТП района проектирования, кВт.

$\cos\varphi$ - коэффициент мощности для режима максимума нагрузки, равен 0,92.

Токовая нагрузка ЦП.

$$I_{расч\ ЦП} = \frac{7613}{\sqrt{3} \cdot 10} = 440\ A. \quad (51)$$

7.2 **Компенсация реактивной мощности**

Для увеличения пропускной способности питающих линий и уменьшения потерь электроэнергии рассчитаем необходимую мощность конденсаторных батарей:

$$Q_{треб\ БК} = Q_{расч\ ЦП} - P_{расч\ ЦП} \cdot tg\varphi_{пред},$$

$$Q_{треб\ БК} = 2984 - 7004 \cdot 0,4 = 182\ квар,$$

где $tg\varphi_{пред}$ - предельное значение коэффициента реактивной мощности при подключении потребителя к шинам 10 кВ ПС, равно 0,4 по [5] для напряжения 6-20 кВ.

Компенсация реактивной мощности осуществляется при помощи КРМ УКЛ 57-10,5-200 мощностью 200 кВар.

7.3 **Компенсация емкостных токов**

Оценочно величина ёмкостного тока определяется по формуле:

$$I_c = \frac{1,35 \cdot U_{ном} \cdot L_{лин}}{10}, \qquad (52)$$

$$I_c = \frac{1,35 \cdot 10 \cdot 7,6}{10} = 10,26\ A,$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, 10 кВ;

По ПУЭ $I_{с\ доп} = 20\ A$ для сети 10 кВ. Установка дугогасящего реактора не требуется.

7.4 **Установка КРУ**

В ЗРУ-10 кВ ПС КС установлены ячейки КРУ СЭЩ-70-10, [13], (рисунок 10). Ячейки оснащены вакуумными выключателями ВВУ-СЭЩ-10.

Рисунок 10 - Общий вид ячейки КРУ СЭЩ-70-10

КРУ-СЭЩ-70 комплектное распределительное устройство одностороннего обслуживания с кассетным выключателем в средней части шкафа. При создании КРУ-СЭЩ-70 учтен многолетний опыт работы с проектными и монтажными организациями, [13]

КРУ-СЭЩ-70 предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока с номинальным значением напряжения 6(10), 20 кВ и тока 630-4000А с частотой 50 Гц.

Преимущества изделия:

надежность

безопасность

удобство обслуживания

широкий набор опций

КРУ-СЭЩ-70 по [13] устройство одностороннего оперативного обслуживания. Все оперативные переключения, доступ в отсек ВЭ, линейного присоединения в релейный шкаф осуществляются с фасада. По желанию заказчика шкафы могут эксплуатироваться и при двухстороннем обслуживании. Для вывода выключателя в ремонт, для ремонта привода, доступа к вторичным цепям трансформаторов тока, ремонта шкафа, подключения кабелей используется инвентарная тележка.

Для вывода выключателей в ремонт, также для выключателей на большие номинальные токи, рекомендуется инвентарная тележка с подъемным механизмом, позволяющая опустить выключатель на пол.

В остальных случаях используются складные легкие инвентарные тележки, с помощью которых выключатель откатывается от шкафа. Стандартно поставляется 2 тележки на секцию. Некоторые схемы шкафов КРУ-СЭЩ-70, имеющие шинные, линейные и дополнительные присоединения, рассчитаны только на двухстороннее техническое обслуживание.

Технические данные приведены в таблице 35.

Таблица 35 - Технические данные КРУ СЭЩ-70.

Наименование параметра	Величина
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток главных цепей при частоте 50Гц, А	630; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500
Номинальный ток сборных шин, А	1000; 1600; 2000; 2500
Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей, кА	51; 81; 128
Ток термической стойкости, кА	20; 25; 31,5; 40; 50
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69	У3
Габаритные размеры ширина глубина обычных шкафов по основанию, для планов высота	650; 750; 1000 1349 2415; 2650

Выбор ячейки КРУ производят по напряжению установки и длительному току. Проверку по термической устойчивости проводим по формуле для линейных ячеек на ПС компрессорной станции:

$$B_{к\ расч\ ввод} = I^{(3)}{}_{ПО\ откл}{}^{2} \cdot (t_{отк} + T_a + \Delta t_{сел}) \qquad (53)$$

$$B_{к\ расч\ ввод} = 12,5^2 \cdot (0,06 + 0,01 + 1,5) = 245 \ \text{кА}^2\text{с}.$$

$$B_{к\ ном} = I^2_{терм} \cdot t_{терм}$$

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

где $I^{(3)}_{ПО\ откл}$ - максимально возможное по условию отключения выключателем значение периодической составляющей тока трёхфазного КЗ, кА.

$t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя, по каталожным данным принимаем 0.06 с.

T_a - время затухания апериодической составляющей, упрощённо принимается 0,01 с.

$\Delta t_{сел}$ - ступень селективности, с учётом задержки выключателя НН и ВН принимается 1,5 с.

$t_{терм}$ - время допустимого термического воздействия на шины КРУ, по каталожным данным 3 с.

$I_{терм}$ - ток допустимого термического воздействия на шины КРУ, по каталожным данным 20 кА.

Допустимое значение апериодической составляющей:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_н \cdot I_{ном\ откл}, \quad (54)$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0.4 \cdot 20 = 11.31 \text{ кА}$$

где $\beta_н$ - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, по каталожным данным 0,4 с.

$I_{ном\ откл}$ - номинальный ток отключения кА.

Полный ток КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I^{(3)}_{ПО\ отк} + i_{atПС} \le \sqrt{2} \cdot I^{(3)}_{ном\ отк} \cdot (1 + \beta_н) \quad (55)$$

$$\sqrt{2} \cdot I^{(3)}_{ПО\ отк} + I^{(3)}_{ПО\ отк} \cdot (1 - \beta_н) \le \sqrt{2} \cdot I^{(3)}_{ном\ отк} \cdot (1 + \beta_н)$$

$$\sqrt{2} \cdot 12,5 + 12,5 \cdot (1 - 0,4) \le \sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 + 0,4)$$

$25,25 \le 39,2$ кА.

Результат расчёта в таблице 36. Линейные ячейки КРУ проверку проходят.

Таблица 36 – Выбор и проверка КРУ 10 кВ.

Справочные данные	Расчётные данные	Условия
Линейные на КС в сторону РТП, вводные и секционные на РТП		
$U_{уст}$ = 12,5 кВ	$U_{ном}$ = 10 кВ	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном}$ = 1000 А	I_{pmax} = 440 А	$I_{ном} \geq I_{pmax}$
$i_{скв}$ =32 кА	$i_{уд}$ = 22,1 кА	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном}$ =1200 кА^{2}с	$B_{к.}$ = 245 кА^{2}с	$B_{к.ном} \geq B_к$
$i_{а.ном}$ =11,31 кА	i_{at}= 5 кА	$i_{а.ном} \geq i_{at}$
Линейные на РТП в сторону ТП		
$U_{уст}$ = 12,5 кВ	$U_{ном}$ = 10 кВ	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном}$ = 1000 А	$I_{pmaxТП5}$ = 130 А	$I_{ном} \geq I_{pmax}$
	$I_{pmaxТП2}$ = 58 А	
	$I_{pmaxТП3}$ = 58 А	
	$I_{pmaxТП4}$ = 72 А	
	$I_{pmaxТП1}$ = 46 А	
	$I_{pmaxТП6}$ = 68 А	
$i_{скв}$ =32 кА	$i_{уд}$ = 22,1 кА	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном}$ =1200 кА^{2}с	$B_{к.}$ = 200 кА^{2}с	$B_{к.ном} \geq B_к$
$i_{а.ном}$ =11,31 кА	i_{at}= 5 кА	$i_{а.ном} \geq i_{at}$

7.5 **Установка выключателей 10 кВ**

Применяем вакуумные выключатели ВВУ-СЭЩ–10- 20/630 УХЛ1. Условия выбора и проверки показаны в таблице 36. Проверку по термической устойчивости проводим по формуле для ТП-5:

$$B_{к\ расч} = 11,27^2 \cdot (0,06 + 0,01 + 1,5) = 200 \text{ кА}^2\text{с}.$$

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

где $I^{(3)}_{ПО\ макс}$ - периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ, максимальное значение из всех присоединений к шинам ПС кА.

$t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя, по каталожным данным принимаем 0,06 с.

T_a - время затухания апериодической составляющей, упрощённо принимается 0,01 с;

$\Delta t_{сел}$ - ступень селективности, для ввода – 0,5 с, для секционного выключателя - 1 с, для отходящих линий – 1,5 с.

$t_{терм}$ - время допустимого термического воздействия на контакты выключателя, по каталожным данным 3 с.

$I_{терм}$ - ток допустимого термического воздействия на контакты выключателя, по каталожным данным 20 кА.

Допустимое значение апериодической составляющей:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0.4 \cdot 20 = 11.31 \text{ кА}.$$

где $\beta_н$ - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, по каталожным данным 0,4 с.

$I_{ном\ откл}$ - номинальный ток отключения кА.

Полный ток КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I^{(3)}_{ПО\ макс} + i_{atПС} \le \sqrt{2} \cdot I^{(3)}_{ном\ отк} \cdot (1 + \beta_н)$$

$$\sqrt{2} \cdot I^{(3)}_{ПО\ макс} + I^{(3)}_{ПО\ макс}(1 - \beta_н) \le \sqrt{2} \cdot I^{(3)}_{ном\ отк} \cdot (1 + \beta_н)$$

$$\sqrt{2} \cdot 11,27 + 11,27 \cdot (1 - 0,4) \le \sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 + 0,4)$$

$$22,7 \le 39,2 \text{ кА}.$$

Результат расчёта в таблице 37. Все выключатели проверку проходят.

Таблица 37 – Выбор и проверка линейных выключателей 10 кВ.

Справочные данные	Расчётные данные	Условия
Линейные на КС в сторону РТП, вводные и секционные на РТП		
$U_{уст}$ = 12,5 кВ $I_{ном}$ = 1000 А $i_{скв}$ = 32 кА $B_{к.ном}$ = 1200 кА^{2}с $I_{вкл}$ = 20 кА $I_{откл}$ = 20 кА $i_{а.ном}$ =11,31 кА	$U_{ном}$ = 10 кВ I_{pmax} = 440 А $i_{уд}$ = 22,1 кА $B_{к\ расч.}$ = 245 кА^{2}с $I_{по}$ = 12,5 кА $I_{пt}$ = 12,5 кА i_{at} = 5,5 кА	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{pmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_к$ $I_{вкл} \geq I_{по}$ $I_{откл} \geq I_{пt}$ $i_{а.ном} \geq i_{at}$
Линейные на РТП в сторону ТП		
$U_{уст}$ = 12,5 кВ $I_{ном}$ = 630 А $i_{скв}$ = 32 кА $B_{к.ном}$ = 1200 кА^{2}с $I_{вкл}$ = 20 кА $I_{откл}$ = 20 кА $i_{а.ном}$ =11,31 кА	$U_{ном}$ = 10 кВ $I_{pmaxТП5}$ = 130 А $I_{pmaxТП2}$ = 58 А $I_{pmaxТП3}$ = 58 А $I_{pmaxТП4}$ = 72 А $I_{pmaxТП1}$ = 46 А $I_{pmaxТП6}$ = 68 А $i_{уд}$ = 22,1 кА $B_{к\ расч.}$ = 200 кА^{2}с $I_{по}$ = 11,27 кА $I_{пt}$ = 11,27 кА i_{at} = 5,5 кА	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{pmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_к$ $I_{вкл} \geq I_{по}$ $I_{откл} \geq I_{пt}$ $i_{а.ном} \geq i_{at}$

7.6 **Установка трансформаторов тока 10 кВ**

Применяем трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10УХЛ, встраиваемые в КРУ. Условия выбора и проверки показаны в таблице 39. Проверку по термической устойчивости проводим по формуле (53). Величина теплового импульса равна значениям, посчитанным для выключателей 10 кВ.

Проверка по нагрузке вторичной обмотки проводится по формуле, [16]

$$Z_2 \leq Z_{2\,НОМ} \qquad (56)$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом.

$Z_{2НОМ}$ - номинальная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока, для обеспечения класса точности Ом.

Вторичная нагрузка r_2:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_{конт.} \quad (57)$$

В качестве счётчиков электроэнергии применяются современные приборы учёта СЭТ-4ТМ-03М 09, которые позволяют применять их для многотарифного интервального учёта по различным каналам данных.

Данные по вторичной нагрузке сводим в таблицу 38.

Таблица 38 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ.

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	СА3020		4	
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ-03М 09	0.1		0.1
Ватметр	ЩМ120	3.5		3.5
Варметр	ЩМ120	3.5		3.5
Итог		7.1	4	7.1

Наиболее загружены трансформаторы тока фаз-А и С.

Мощность вторичной обмотки $S_{2Н}$=12.5 ВА.

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки:

$$Z_{2Н} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}, \quad (58)$$

$$Z_{2Н} = \frac{12.5}{5^2} = 0.5 \text{ Ом}.$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (59)$$

$$r_{приб} = \frac{7,1}{5^2} = 0.284 \text{ Ом}.$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем провод сечение q=4 мм^2 АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением ρ=0,0283. Длину проводов примем l=10 м.

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{q} \quad (60)$$

$$r_{пров} = \frac{0.0283 \cdot 10}{4} = 0.07 \text{ Ом}.$$

где $r_{КОНТ}$ - сопротивление контактов ($r_{КОНТ}$ = 0.1 Ом).

$$r_2 = r_{конт} + r_{пров} + r_{приб}$$

$$r_2 = 0.1 + 0.07 + 0.284 = 0.454 \text{ Ом}.$$

Результаты проверки сведём в таблицу 39. Все трансформаторы тока подходят по условиям проверки.

Таблица 39 – Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ.

Каталожные данные	Расчетные денные	Условия
1	2	3
Линейные на КС в сторону РТП, вводные и секционные на РТП		
$U_Н$ = 10 кВ	$U_Н$ = 10 кВ	$U_Н \geq U_Р$
$I_Н$ = 600 А	$I_Р$ = 440 А	$I_Н \geq I_{pmax}$
$Z_{2Н}$ = 0.5 Ом	$Z_{Нр}$ =0.454 Ом	$Z_{2Н} \geq Z_{Нр}$
$B_{Кн}$ = 400 кА^{2}с	$B_{Кр}$ = 245 кА^{2}с	$B_{Кн} \geq B_{кр}$
$I_{ДИН}$ = 32 кА	$I_{УД}$ = 22,1 кА	$I_{ДИН} \geq I_{УД}$

Продолжение таблицы 39

1	2	3
0,5	0,5	Класс точности
Линейные на РТП в сторону ТП		
$U_Н$ = 10 кВ	$U_Н$ = 10 кВ	$U_Н \geq U_Р$
$I_Н$ = 200 А $I_Н$ = 100 А	$I_{рmaxТП5}$ = 130 А $I_{рmaxТП2}$ = 58 А $I_{рmaxТП3}$ = 58 А $I_{рmaxТП4}$ = 72 А $I_{рmaxТП1}$ = 46 А $I_{рmaxТП16}$ = 68 А	$I_Н \geq I_{рmax}$
$Z_{2Н}$ = 0.5 Ом	$Z_{Нр}$ =0.454 Ом	$Z_{2Н} \geq Z_{Нр}$
$B_{Кн}$ = 400 кА^{2}с	$B_{Кр}$ = 200 кА^{2}с	$B_{Кн} \geq B_{кр}$
$I_{ДИН}$ = 32 кА	$I_{УД}$ = 22,1 кА	$I_{ДИН} \geq I_{УД}$
0,5	0,5	Класс точности

7.7 **Установка трансформаторов напряжения 10 кВ**

Трансформаторы напряжения НАЛИ-СЭЩ-10 УХЛ класс точности 0,5 выбираются аналогично трансформаторам тока. Вторичная нагрузка ТН на РТП измеряется в ВА:

$$S_{втор\ ТН} \leq S_{ном\ втор}, \tag{61}$$

где $S_{ном\ втор}$ – номинальная мощность вторичной обмотки, ВА.

$S_{втор\ ТН}$ - нагрузка подключенная ко вторичной обмотке, ВА.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам:

$$S_{втор\ ТН} = \sqrt{P^2_{втор\ ТН} + Q^2_{втор\ ТН}}, \tag{62}$$

$$S_{втор\ ТН} = \sqrt{48^2 + 19,8^2} = 52\,BA.$$

Трансформаторы напряжения устанавливаются в отсеке КРУ совместно с ОПН для питания обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики. [16].

Определяем расчетную нагрузку $S_{втор\ ТН}$ по таблице 40.

Таблица 40 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ.

Прибор	Марка	$P_{потр}$ ВА	$N_{кат}$	Cos φ	Sin φ	$P_{втор\ ТН}$ Вт	$Q_{втор\ ТН}$ ВА
Вольтметр	СВ3020	4	1	1	0	4	-
Ваттметр	ЩМ120	3,5	1	1	0	3,5	-
Счетчик АЭ	СЭТ-4ТМ-03М 09	2,5 ВА	9	0,9	0,44	20,25	9,9
Счетчик РЭ	СЭТ-4ТМ-03М 09	2,5 ВА	9	0,9	0,44	20,25	9,9
Итого	-	-	-	-	-	48	19,8

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 41.

Таблица 41 – Выбор и проварка трансформатора напряжения 10 кВ.

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_Н = 10$ кВ $S_Р = 52$ ВА	$U_{НТ} = 10$ кВ $S_Н = 90$ ВА	$U_{НТ} \geq U_Н$ $S_Н \geq S_Р$

На каждой секции шин РТП выбранные ТН проходят проверку.

7.8 **Выбор предохранителей для защиты ТН**

Выбор предохранителей производиться по напряжению установки и длительному току:

$$I_{ТН\ макс} = \frac{S_{ТН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

$$I_{ТН\ макс} = \frac{90}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,2\ А.$$

Принимается предохранитель типа с током плавкой вставки 6А ПКТ101-10-6-20У1. Проверка осуществляется по отключающей способности, согласно таблице 42.

Таблица 42 – Выбор предохранителей ТН.

Справочные данные	Расчётные данные	Условия
$U_{уст}$ = 10 кВ	$U_{ном}$ = 10 кВ	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном}$ =6 А	I_{pmax} = 5,2 А	$I_{ном} \geq I_{pmax}$
$I_{откл}$ = 20 кА	$I_{по}$= 12,5 кА	$I_{откл} \geq I_{по}$

Данный тип предохранителя подходит.

7.9 **Выбор изоляторов**

Выбираем опорные изоляторы марки ОНШП-10-20 УХЛ1 с $F_{разр}$ =3000 Н. Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{расч} = \sqrt{3}\frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \qquad (63)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{22100^2 \cdot 0.9}{0.8} \cdot 10^{-7} = 95\,H$$

где a - ширина полосы шины, для выбранного КРУ 0,8 м.

l - длина пролёта между осями опорных изоляторов, должна быть меньше 1,7 м условия недопустимости резонанса, в выбранном типе КРУ расстояние 0,9 м.

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как:

$$F_{доп} = 0.6 \cdot F_{разр},$$

$$F_{доп} = 0.6 \cdot 3000 = 1800\,H.$$

Таблица 43 – Выбор и проверка опорных изоляторов.

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_р = 10$ кВ	$U_Н = 10$ кВ	$U_Н \geq U_р$
$F_{РАСЧ} = 95$ Н	$F_{ДОП} = 2400$ Н	$F_{ДОП} \geq F_{РАСЧ}$

Выбранный тип изоляторов проверку проходит.

7.10 **Выбор и проверка токоведущих частей КРУ**

Выбираем сечение шин по допустимому току для вводной ячейки РТП, так как для линейных ячеек целесообразно использовать аналогичные по сечению шины. Принимаем однополюсные алюминиевые шины прямоугольного сечения 60×8 мм^2 марки АДО - из алюминиевого сплава, закаленные и естественно состаренные; $I_{доп} = 1025$ А.

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят: $I_{макс} = 440 \text{ А} \leq I_{доп} = 1025.$

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{Bк}}{C},$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{245 \cdot 10^6}}{91} = 172 \, мм^2$$

Определяется пролёт l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l^2 \leq \frac{173.2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \; l \leq 1{,}2 \text{м}.$$

где l - длина пролёта между осями опорных изоляторов, должна быть меньше 1,2 м условия недопустимости резонанса, в выбранном типе КРУН расстояние 0,9 м.

$J = \frac{b \cdot h^3}{12}$ - момент инерции шины.

$J = \frac{0.8 \cdot 6^3}{12} = 14.4$ см^4

q - поперечное сечение шины, равное 480 $мм^2$.

Механический расчет однополосных шин:

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{УД}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \quad (64)$$

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{22100^2 \cdot 0.9^2}{0.64 \cdot 0.45} = 24 \text{ МПа}.$$

где $W = \frac{0.8^2 \cdot 6}{6} = 0.64$ - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см^3.

a - расстояние между фазами, для выбранной КРУ равно 0,45 м.

l - длина пролета между опорными изоляторами, м.

Шины механически прочны, если $\sigma_{расч} < \sigma_{доп.}$ т. е. 24<75 МПа, а также $\sigma_{доп.} \leq 0.7\sigma_{разр,}$ т. е. $24 \leq 0.7 \cdot 130 = 91$. Условия механической прочности соблюдены.

Таблица 44 – Выбор жёстких шин 10 кВ.

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{max} = 440$ А	$I_{.доп} = 1025$ А	$I_{.доп} \geq I_{max}$
$\sigma_{расч} = 24$ МПа	$\sigma_{доп.}=75$ МПа	$\sigma_{доп.} \geq \sigma_{расч}$
$q_{min} = 172$ мм^2	q=480 мм^2	$q \geq q_{min}$

8 НАДЁЖНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМОЙ СЕТИ 10 кВ

В данном разделе выполним расчёт надежность схемы электроснабжения потребителей жилого поселка и КС.

Расчет надежности сетей электроснабжения проводим аналитическим методом, [17]. По результату технико-экономического сравнения выбран вариант подключения радиальными резервированными линиями каждой ТП, а также предусмотрены трансформаторы 10/0,4 кВ на РТП. Исходная схема для расчёта надёжности приведена на рисунке 12.

На основе схемы сети составляется схема замещения на рисунке 11, которая учитывает питающие кабели до РТП, а также силовые трансформаторы 10/ 0.4 кВ, шины 10 кВ РТП, выключатели 10 кВ на РТП, участки кабельных и воздушных линий 10 кВ.

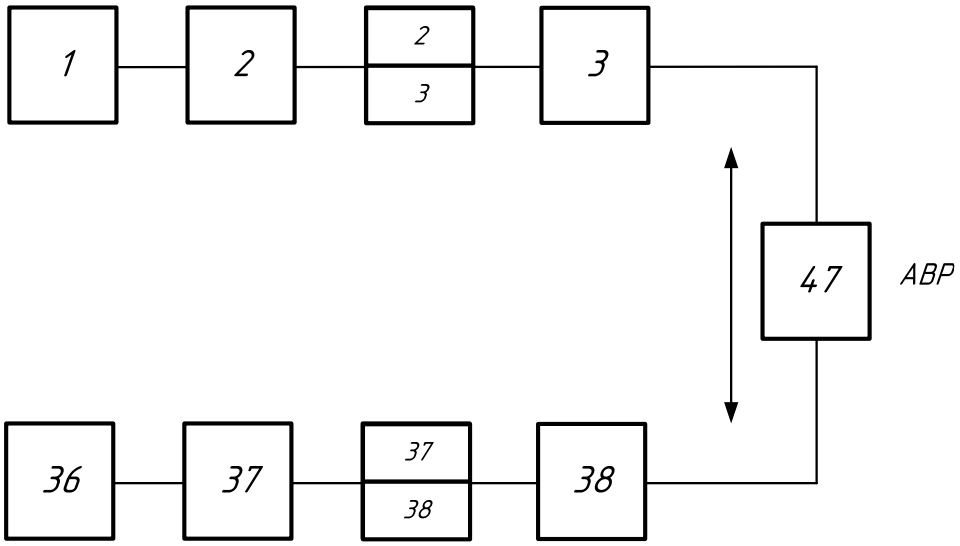

Рисунок 11 - Схема замещения

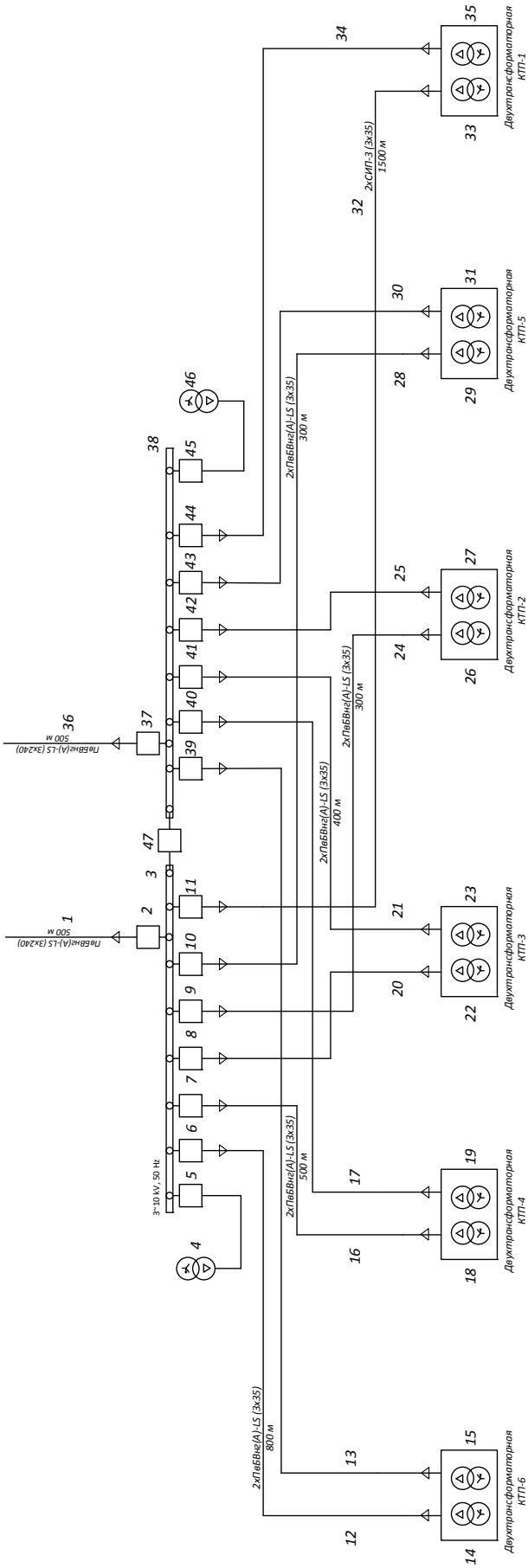

Рисунок 12 - Схема сети

Таблица 45 – Показатели надежности элементов. [18]

№ элемента	ω, 1/год	$t_в$, ч	μ, 1/год	$t_р$, ч	$a_{кз}$	$a_{оп}$
КЛ 10 кВ – 1,36	0,075	16	1	2		
Выкл 10 кВ – 2,37,47	0,015	20	0,2	40	0,015	0,002
Шины 10 кВ -3,38	0,03	5	0,166	5	-	-

Вероятности отказа элементов схемы определяются по формулам [10].

Для кабельной линии:

$$q_Л = \omega_Л \cdot t_{вЛ}/8760 \quad (65)$$

$$q_Л = 0{,}075 \cdot 16 \cdot 0{,}5/8760 = 0{,}000068$$

Для выключателя 10 кВ в стационарном состоянии:

$$q_В = \omega_В \cdot t_{вВ}/8760$$

$$q_В = 0{,}015 \cdot 20/8760 = 0{,}000034$$

Для секций шин 10 кВ РТП при количестве присоединений N=8.

$$q_{СШ} = \omega_{СШ} \cdot t_{вСШ}/8760$$

$$q_{СШ} = 0{,}03 \cdot 5 \cdot 8/8760 = 0{,}000137$$

Для выключателя 10 кВ с учётом отказа смежных элементов в стационарном состоянии:

$$q_{В2,5} = \omega_{ст} \cdot t_в + a_{Вав} \cdot (\omega_З \cdot t_{вЗ}) + a_{Воп} \cdot N_{оп} \cdot T_{оп} \quad (66)$$

$$q_{В2,5} = 0{,}015 \cdot 20 + 0{,}015 \cdot (0{,}03 \cdot 5 \cdot 8) + 0{,}002 \cdot 1 \cdot 1/8760 = 0{,}000036$$

Вероятность отказа цепочек:

$q_1 = q_1 + q_2 + q_3$

$q_1 = 0{,}000068 + 0{,}000036 + 0{,}000137 = 0{,}00024$

$q_2 = q_4 + q_5 + q_6$

$q_2 = 0{,}000068 + 0{,}000036 + 0{,}000137 = 0{,}00024$

Параметр потока отказов цепочек:

$\omega_I = \omega_1 + \omega_2 + \omega_3 + \omega_{пр\ наибКЛ}$

$\omega_I = 0.075 \cdot 0.5 + 0.015 + 0.03 \cdot 8 + 0.8 = 1.09$

$\omega_{II} = \omega_4 + \omega_5 + \omega_6 + \omega_{пр\ наибКЛ};$

$\omega_{II} = 0.075 \cdot 0.5 + 0.015 + 0.03 \cdot 8 + 0.8 = 1.09$

Время восстановления цепочек:

$t_{в1} = q_1 / (\omega_I - \omega_{Iнб}) \cdot 8760$ (67)

$t_{в1} = 0{,}00024/(1{,}092 - 0{,}8) \cdot 8760 = 7{,}2$ ч.

$t_{в2} = q_2 / (\omega_{II} - \omega_{IIнб}) \cdot 8760$

$t_{в2} = 0{,}00024/(1{,}092 - 0{,}8) \cdot 8760 = 7{,}2$ ч.

Коэффициенты преднамеренных отключений:

$K_{прI} = 1 - e^{-(tпр1/tв1)}$ (68)

$K_{прI} = 1 - e^{-(50/7{,}2)} = 0{,}99$

$K_{прII} = 1 - e^{-(tпр2/tв2)}$

$K_{прII} = 1 - e^{-(50/7{,}2)} = 0{,}99$

Параметр потока отказов системы:

$\omega_c = \omega_I \cdot q_{II} + q_I \cdot \omega_{II} + q_8 \cdot \omega_{пр7} + q_7 \cdot \omega_{пр8}$ (69)

ω_c =1,092·0,00024+1,092·0,00024+

+((1,092-0,8)·1·50/8760+(1,092-0,8)·1·50/8760)=0,034.

Вероятность отказа системы:

$$q_c = q_1 \cdot q_2 + q_2 \cdot K_{пр1} \cdot \omega_{пр5} \cdot t_{пр1} + q_1 \cdot K_{пр2} \cdot \omega_{пр6} \cdot t_{пр2} \quad (70)$$

q_c = 0,00024·0,00024+

+0,00024·0,99·50·1/8760+0,00024·0,99·50·1/8760=0,0000028.

Формула полной вероятности используется для определения вероятности отказа системы в случае, когда резервирование через секционный выключатель проходит по принципу замещения поврежденной секции шин:

$$q_c = Q(S/A_1A_2)\cdot P(A_1)\cdot P(A_2) + Q(S/\overline{A_1}A_2)\cdot Q(A_1)\cdot P(A_2) + , \quad (71)$$

$$+Q(S/A_1\overline{A_2})\cdot P(A_1)\cdot Q(A_2) + Q(S/\overline{A_1}\,\overline{A_2})\cdot Q(A_1)\cdot Q(A_2),$$

где $Q(S/A_1A_2)$ – условная вероятность отказа системы при условии отсутствия отказа аппаратуры.

$Q(S/\overline{A_1}A_2)$ – то же при условии отказа в отключении поврежденного элемента.

$Q(S/A_1\overline{A_2})$ – то же при условии отказа во включении резервного элемента.

$Q(S/\overline{A_1}\,\overline{A_2})$ – то же при условии совпадения отказа в отключении с отказом во включении.

$P(A_1)$, $Q(A_1)$ – вероятности отсутствия отказа и отказа в отключении.

$P(A_2)$, $Q(A_2)$ – вероятности отсутствия отказа и отказа во включении.

Вероятность отказа в отключении выключателя составляет 0,01. Секционный выключатель осуществляет АВР секции, оставшейся без питания за счет соседней секции и ее источника. Вероятность отказа в включении составляет 0,002.

Численные значения условных верятностей:

$$P(A_1) = 1 - 2 \cdot 0,01 = 0,98$$

$$Q(A_1) = 2 \cdot 0,01 = 0,02$$

$$P(A_2) = 1 - 0,002 = 0,998$$

$$Q(A_2) = 0,002$$

$Q\left(S / \overline{A_1} A_2\right)$ =0,5, так как половина потребителей остается с питанием.

$Q\left(S / A_1 \overline{A_2}\right)$=0,5 так как половина потребителей теряет питание и неизвестно с какой секции присоединен данный потребитель.

$Q\left(S / \overline{A_1}\,\overline{A_2}\right)$=0,5 так, как половина потребителей остается с питанием.

При отсутствии отказов коммутационной аппаратуры отказ системы происходит при совпадении отказа одной из цепи с аварийным простоем другого:

$$Q\left(S / A_1 A_2\right) = \left(q_{экв1} + q_{экв2}\right) \cdot 0,002$$

$$Q\left(S / A_1 A_2\right) = (0,0000028+0,0000028) \cdot 0,002 = 0,000000011$$

Средняя вероятность отказа системы:

q_c =0,000000011·0,98·0,998+0,5·0,02·0,998+0,5·0,98·0,002+

+0,5·0,02·0,002=0,002.

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c} \tag{72}$$

$T_c = 1/0{,}034 = 29$ лет.

Расчетное время безотказной работы системы:

$$T_p = 0{,}105 \cdot \frac{1}{\omega_c} \tag{73}$$

$T_p = 0{,}105/0{,}034 = 3{,}1$ года.

Среднее время восстановления системы найдем из формулы:

$$t_{BC} = \frac{q_c}{\omega_c} \tag{74}$$

$t_{BC} = 0{,}002/0{,}0038 = 0{,}06$ ч.

Математическое ожидание количества недоотпущеной электроэнергии определяется по выражению:

$$W_{нед} = P_{деф} \cdot q_c \cdot 8760 \tag{75}$$

$W_{нед} = 7000 \cdot 0{,}002 \cdot 8760 = 122518$ Квт/ч.

Ущерб от недоотпуска электроэнергии для машиностроения при цене Д =65 руб/доллар:

$$У = (У_{осн} \cdot W_{нед} + У_{внез} \cdot P_{нед}) \cdot Д \tag{76}$$

$У = (0{,}22 \cdot 122518 + 0{,}07 \cdot 7) \cdot 65 = 1{,}75$ млн. руб.

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

В данном разделе выполним расчёт уставок и времени срабатывания защиты кабельных линий 10 кВ системы электроснабжения потребителей жилого поселка и компрессорной станции.

ТП питающиеся по одной рабочей линии, обеспечиваются автоматически включаемым резервным источником питания через (АВР).

На РТП на отходящих присоединениях применяются комплекты микропроцессорной защиты «Сириус-2Л», схема которой приведена на листе графической части №6.

Проведём расчёт времени и уставок комплектов защит линии ПС - ТП 5 по алгоритму [19].

9.1 **Токовая отсечка без выдержки времени**

Первичный ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{ср\,ТО} = I^{(3)}_{ПО\ макс} \cdot K_н,$$

(77)

$$I_{ср\,ТО} = 12,26 \cdot 1,1 = 13,48\,кА,$$

где $K_н$ – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,1.

$I^{(3)}_{ПО\ макс}$ – максимальный ток в фазе линии при КЗ на шинах противоположной ТП.

Проверяем чувствительность защиты:

$$K_ч = \frac{I^{(2)}_{ПО\ мин}}{I_{ср\,ТО}}, \qquad (78)$$

$$K_ч = \frac{9,81}{12,4} = 0,8,$$

где $I^{(2)}_{ПО\ мин}$ – минимальное значение тока КЗ, протекающего через место установки защиты при двухфазном КЗ в конце основной зоны защиты, кА.

По чувствительности токовая отсечка не проходит, ведется расчёт для МТЗ.

9.2 **Максимальная токовая защита линий**

В качестве основной защиты кабельной линии от многофазных КЗ применяем максимальную токовую защиту МТЗ.

Ток срабатывания защиты определяется по выражению:

$$I_{ср\ МТЗ} = \frac{I_{р\ макс} \cdot К_{н} \cdot К_{с-з}}{К_{в}}, \quad (79)$$

$$I_{ср\ МТЗ} = \frac{192 \cdot 1{,}1 \cdot 1}{0{,}95} = 222\ А,$$

где $К_{н}$ - коэффициент надежности - 1,1.

$К_{с-з}$ – коэффициент запуска двигателей – 1.

$К_{в}$ – коэффициент возврата - 0,95.

$I_{р\ макс}$ – максимальный рабочий ток защищаемой линии, для кабеля ПвБВнг (А)-LS сечением 35 мм^2 - 192А.

Ток срабатывания реле определяется по выражению:

$$I_{ср\ МТЗ\ реле} = k_{СХ} \frac{I_{ср\ МТЗ}}{n_{Т}}, \quad (80)$$

$$I_{ср\ МТЗ\ реле} = 1 \cdot \frac{228}{\frac{200}{5}} = 6\ А$$

Чувствительность защиты определяется по выражению:

$$K_{ч} = \frac{I^{(2)}_{ПО\ мин}}{I_{ср\ МТЗ}} \quad (81)$$

$$K_{ч} = \frac{9180}{228} = 44$$

Чувствительность превышает 1,5. Выдержка времени МТЗ определяется с учетом ступени селективности Δt = 0,5 с.

Таким образом, время срабатывания защиты определяется по выражению:

$$t_{ср\ МТЗ\ реле} = t_{ср\ ТО\ реле} + t_{ср\ РЗ} + 0,5 \quad (82)$$

$$t_{ср\ МТЗ\ реле} == 0 + 0,1 + 0,5 = 0,6\,c$$

где $t_{ср\ ТО\ реле}$ - время срабатывания токовой отсечки, 0 с.

$t_{ср\ РЗ}$ - время срабатывания релейной защиты 0,1 с.

Для остальных линий результаты расчёта указаны конце раздела в таблице 47.

9.3 **Защита от однофазных замыканий на землю**

В сетях 10 кВ такая защита выполняется в виде: селективной токовой защиты, действующей на сигнал селективной токовой защиты, действующей на отключение, если это необходимо по требованиям безопасности устройства контроля изоляции [20].

Ток срабатывания защиты определяется по заданному коэффициенту чувствительности, который для КЛ равен 1,5 по выражению:

$$I_{ср\ ЗНЗ} = \frac{I_{ТНП повр\ лин}}{K_{ч}}, \quad (83)$$

$$I_{ср\ ЗНЗ} = \frac{9,86}{1,5} = 6,57\ A,$$

где $I_{ТНП повр\ лин}$ - ток, протекающий через трансформатор тока, нулевой последовательности, в сетях с изолированной нейтралью определяется по формуле:

$$I_{ТНП повр\ лин} = I_{емк\ сумм} - I_{повр\ лин}, \quad (84)$$

$$I_{ТНП повр\ лин} = 10,26 - 0,41 = 9,86\ A,$$

где $I_{емк\ сумм}$ - суммарный емкостной ток сети, рассчитан ранее в п. 7.3 и составляет 10,26 А.

$I_{повр\ лин}$ - ток замыкания на землю линии ПС - ТП 5, А.

$$I_{повр\ лин} = \frac{1,35 \cdot U_{ном} \cdot L_{лин}}{10}, \quad (85)$$

$$I_{повр\ лин} = \frac{1,35 \cdot 10 \cdot 0,3}{10} = 0,41\ A$$

Для остальных линий результаты расчёта указаны конце раздела в таблице 46.

Таблица 46 – Уставки срабатывания защиты линий 10 кВ КС и жилого поселка.

Участок	$I_{(3)по}$, кА	$I_{(2)по}$, кА	$I_{Р}$, А	$I_{Н ТТ.}$, А	$I_{с.з.}$ кА	$I_{с.р.}$ А	$К_{ч}$ (больше 1,5)	$I_{повр. л}$, А	$I_{ТНП. повр. л}$, А	$I_{с. з}$, А
	Расчётные ианные				МТЗ			ЗНЗ		
ПС - ТП 5	11,27	9,81	130	200	0,222	6	44	0,41	9,86	6,57
ПС - ТП 2	11,27	9,81	58	100	0,222	11	44	0,41	9,86	6,57
ПС - ТП 3	10,74	9,34	58	100	0,222	11	42	0,54	9,72	6,48
ПС - ТП 4	10,19	8,86	72	100	0,222	11	40	0,68	9,59	6,39
ПС - ТП 1	3,77	3,28	46	100	0,226	11	15	2,03	8,24	5,49
ПС - ТП 6	8,63	7,51	68	100	0,222	11	34	1,08	9,18	6,12

9.4 **Устройства автоматического включения резерва**

Устройства автоматического включения резерва АВР быстро восстанавливают электроснабжение потребителей при отключении рабочего источника питания, [20].

Выбираем напряжение срабатывания пусковых реле:

$$U_{с.з.}=(0,25\div0,40)\cdot U_{ном} \quad (86)$$

$$U_{с.з}=0,4\cdot10000=400 \text{ В}.$$

Выдержка времени АВР $t_{АВР} = 0,6 + 0.5 = 1,1$ с. Отстроена от на ибольшего времени срабатывания защит отходящих от шин присоединений от МТЗ. В случае понижения напряжения на элементе, который резервируется устройством АВР в момент кратковременного снижения или пропадания напряжения требуется подобрать выдержку времени АВР таким образом, чтобы не происходило его срабатывания.

10 ЗАЗЕМЛЕНИЕ

Предварительно с учетом отведенной территории намечают расположение заземлителей в ряд по контуру. Принимается расположение вертикальных электродов по периметру здания и устройство заземлителя с наружней стороны здания РТП.

10.1 **Расчёт заземления**

Определяем стационарное сопротивление одного вертикального электрода, Ом:

$$R_{ЭВ} = \frac{\rho_{грунт}}{\pi \cdot 2 \cdot l_B} \cdot ln\left[\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_З + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_З + l_B)}\right], \quad (87)$$

где l_B - длина вертикального электрода, м.

$h_З$ - глубина заложения заземлителя, м.

$\rho_{грунт}$ - удельное сопротивление грунта, по [22] для водоносных песков с примесью глины берём из диапазона 80-200 Ом·м (принимаем 100 Ом·м).

d - диаметр электродов, м.

Определяем стационарное сопротивление одного горизонтального электрода, Ом:

$$R_{ЭГ} = \frac{\rho_{грунт}}{\pi \cdot l} \cdot ln\left[\frac{1,5 \cdot l}{\sqrt{2 \cdot d \cdot h_З}}\right], \quad (88)$$

где l – длина горизонтальной полосы, м.

$$l=(A+B+3)/2 \quad (89)$$

где A - длина сооружения, м.

B - ширина сооружения, м.

l=(35+9+3)/2=23,5 м.

Общее стационарное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R = \frac{R_{ЭВ} \cdot R_{ЭГ}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{ЭГ} + n_Г \cdot R_{ЭВ})} \quad (90)$$

где $\eta = 0{,}75$ - коэффициент использования сложного заземлителя, учитывающий ухудшение растекания тока молнии из-за взаимного экранирования.

n_B - число вертикальных электродов.

$n_Г$ - число горизонтальных электродов, принимается 1, так как общий контур горизонтальных полос устраивается в 1 уровень.

$$R = \frac{52 \cdot 4}{0,75 \cdot (4 \cdot 16 + 1 \cdot 52)} = 2,4.$$

Импульсное сопротивление вертикального электрода, Ом:

$$R_{иВ} = \frac{\alpha_{иВ} \cdot R_{ЭВ}}{\eta \cdot n_B}, \quad (91)$$

где $\alpha_{иВ} = 1$ - импульсный коэффициент вертикального электрода.

$$R_{иВ} = \frac{1 \cdot 52}{0,75 \cdot 16} = 4 \text{ Ом.}$$

Удельная индуктивность на единицу длины горизонтального заземлителя, мкГн/м:

$$L_O = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{l}{r} - 0,31 \right) \quad (92)$$

$$L_O = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{23,5}{0,01} - 0,31 \right) = 1,63 \text{ мкГн/м.}$$

Импульсный коэффициент протяженности заземлителя:

$$\alpha_{иГ} = 1 + \frac{L_O \cdot l}{3 \cdot \tau_Ф \cdot R_{ЭГ}}, \quad (93)$$

где $\tau_Ф = 2$ *мкс* - длительность фронта тока молнии.

$$\alpha_{иГ} = 1 + \frac{1,63 \cdot 23,5}{3 \cdot 2 \cdot 4} = 2,54$$

Импульсное сопротивление протяжного электрода, Ом:

$$R_{иГ} = \alpha_и \cdot R_{эГ}, \quad (94)$$

$$R_{иГ} = 2,54 \cdot 4 = 11 \text{ Ом.}$$

Общее импульсное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R_и = \frac{R_{иГ} \cdot R_{иВ}}{\eta_и \cdot \left(n_В \cdot R_{иГ} + n_Г \cdot R_{иВ} \right)} \quad (95)$$

$$R_и = \frac{4 \cdot 11}{0,75 \cdot \left(1 \cdot 4 + 16 \cdot 11 \right)} = 0,3$$

В соответствии с [23], импульсное сопротивление должно быть менее 4 Ом, условие выполняется.

10.2 **Выбор ОПН**

ОПН – предназначены для защиты изоляции электрооборудования в энергетических системах и сетях от грозовых и внутренних перенапряжений.

Энергия поглощения ОПН, кДж:

$$Э = \frac{U - U_{ост}}{z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n \qquad (96)$$

где U - равно 60 кВ в соответствии с [22].

$U_{ост}$ - 43 кВ в соответствии с каталожными данными.

z - волновое сопротивление провода, 100 Ом.

n - количество последовательных токовых импульсов.

T - время распространения волны:

$$T = \frac{l}{\upsilon}, \qquad (97)$$

где l и υ- длина защищенного подхода и скорость распространения волны соответственно.

$$T = \frac{2500}{3{,}15 \cdot 10^8} \cdot 10^6 = 7{,}94 \text{ мкс.}$$

В линейных ячейках РТП приняты ОПН марки ОПН – РВ У1 с классом напряжения 10 кВ, для которых $U_{ост}$ = 43 кВ, U = 60 кВ, далее по приводимой выше формуле рассчитывается энергия поглощения и удельная энергоёмкость ОПН 10 кВ:

$$Э = \frac{60 - 43}{485} \cdot 100 \cdot 2 \cdot 7{,}94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 11 \text{ кВт.}$$

Удельная энергоемкость ОПН:

$$Э^* = \frac{Э}{U_{номОПН}} \qquad (98)$$

$$Э^* = \frac{11{,}3}{10} = 1{,}13 \text{ . кВт/кВ.}$$

Выбирается ОПН-10 кВ с классом 2 энергоёмкости (до 2,3 кДж/кВ), [22].

11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной работе спроектирована система электроснабжения 10-0,4 кВ компрессорной станции и жилого поселка, при этом осуществляется прокладка кабельных линий 0,4 кВ установка подстанций 10/0,4 кВ. Поэтому следует рассмотреть вопросы техники безопасности, экологичности и меры по предотвращению черезвычайных ситуаций (пожар)

11.1 **Безопасность**

В системе электроснабжения предусматривается работа в электроустановках напряжением до и выше 1 кВ. Необходимо соблюдать требования безопасности. Защита персонала от воздействия вредных факторов, который обслуживает электроустановки. Опасной разности потенциалов осуществляется путём устройства защитного заземления, то есть с землёй проводников требуется соединить части электроустановок, которые расположены близко с токоведущими частями. Заземляющими устройствами считается совокупность металлических соеденений подключенных к земле. Заземлением установки считается её соединение с землёй.

Под напряжением не должны находиться корпуса и внешние металлические корпуса токоведущего оборудования при отстутвтии их повреждений в нормальных условиях.

Опасность поражения обслуживающего персонала РТП электрическим током возникает при замыканиях на землю проводов и токоведущих частей, а также при повреждении изоляции кабелей, оборудования, фарфоровой и другой изоляции на шинах или участках сети. Смертельные случаи и тяжелые травмы характерны при прохождении через тело человека электрического тока. Опасный уровень тока определен в 15—25 мА, смертельный уровень электрического тока через тело человека составляет 60—100 мА.

Заземляющие проводники и заземлитель образуют в совокупности заземляющее устройство. Заземлителем считается проводник из металла или сгруппированная совокупность проводников, соединенных с землей.

Заземляющими проводниками считаются проводники из металла, которые осуществляют соединение, заземлителя с заземляемыми частями электроустановки РТП.

Части электроустановок, которые заземляют:

корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов, светильников и т.п. приводы электрических аппаратов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, каркасы распределительных щитов, щитов управления, щитков и шкафов, металлические конструкции РУ - металлические кабельные конструкции, металлические корпуса кабельных муфт, металлические оболочки силовых и контрольных кабелей и проводов, стальные трубы электропроводки.

Части электроустановок, которые не заземляют:

оборудование, которое мотируется на заземленные металлические конструкции, на стенах камер РУ корпуса приборов измерения электрических величин и реле, установленных на щитах, в шкафах, снимаемые или подвижные части ограждений, шкафов и камер РУ, которые крепятся на металлических заземляющих каркасах.

Для заземления электроустановок различных напряжений используют общее заземляющее устройство. Сопротивление заземляющего устройства слагается из сопротивления заземлителя и сопротивления заземляющих проводников.

Правила устройства электроустановок [23] устанавливают допустимые значения сопротивлений заземляющих устройств.

Поврежденная часть электроустановки РТП при различных замыканиях на землю отключает релейная защита в случаях различных замыканий на землю, так как сопротивление глухого заземления нейтралей в таком случае малое, что характерно для электроустановок с напряжением выше 1 кВ при больших токах замыкания на землю. Кратковременное появление потенциала на заземляющих устройствах в таком случае редко совпадает с моментом прикосновения обслуживающего подстанцию персонала к частям электроустановки РТП,

которые могут оказаться под разностью потенциалов. Допустимая величина напряжения U_3 не нормируется, электрическое сопротивление заземляющего устройства ограничено величиной не более 0,5 Ом для указанных электроустановок РТП

В случае, когда малые токи замыкания на землю протекают в электроустановках выше 1 кВ, в которых большое сопротивление заземления нейтрали или нейтраль не заземлена отключения поврежденного участка не будет при замыкании на землю. Поэтому потенциал на заземляющих устройствах в таком случае будет присутствовать и в момент прикосновения обслуживающего подстанцию персонала к частям электроустановки РТП может произойти поражение обслуживающего персонала электрическим током, величина которого зависит от различных параметров. Заземляющее устройство для заземления электроустановок РТП выше 1 кВ выполняется таким образом, чтобы напряжение U_a получалось не более 0,25 кВ, в случае совместного выполнения заземляющего устройства РТП одновременно для заземления электроустановок до и выше 1 кВ, заземление выполняется таким образом, чтобы напряжение U_a получалось не более 0,125 кВ.

Таким образом, сопротивление заземляющего устройства, в установке выше 1 кВ с малыми токами замыкания на землю, если заземляющее устройство используется так же для электроустановок до 1 кВ, должно быть: В сетях с компенсацией, емкостных токов. Расчетным током является остаточный ток замыкания на землю, который может возникнуть в данной сети при отключении наиболее мощного из компенсирующих аппаратов, но не менее 30 А. В обоих указанных выше случаях R_3 не должно превышать 10 Ом.

В электроустановках до 1 кВ R_a должно быть для сети 660/380 В не более 2 Ом, 380/220 В — не более 4 Ом, 220/127 В — не более 8 Ом.

В электроустановках с глухозаземленной нейтралью при замыкании между фазой и заземляющими проводниками должно быть обеспечено быстрое и надежное автоматическое отключение поврежденного участка. Поэтому в электроустановках обязательно следует организовывать соединение корпу-

сов электрооборудования с заземленной нейтралью установки. При нарушении изоляции, т.е. электрическом соединении одной фазы с корпусом, при глухозаземленной нейтрали произойдет КЗ и поврежденный участок от действи максимальной токовой защиты будет отключен автоматическим выключателем или предохранителем.

Глухое заземление нейтрали выполняют в четырехпроводных сетях переменного тока. Нулевые вывода силовых трансформаторов, в этом случае заземляют наглухо и все части, подлежащие заземлению, непосредственно соединяют с заземленным нулевым выводом. Провод сети соединенный с заземленной нейтралью трансформатора, называют нулевым проводом. В цепи нулевого провода не должно быть предохранителей или разъединяющих приспособлений.

Искусственные и естественные заземлители составляют основу электробезопасности. Оболочки кабелей из свинца или стальных лент, металлические трубы, конструкции зданий и сооружений из металла, которые прокладываются под землей или установлены на землю с заглублением представляют собой естественные заземлители.

Искусственные заземлители, как дополнительная мера не выполняется в тех случаях, когда сопротивление заземляющего устройства естественного заземлителя соответствует требованиям ПУЭ. В качестве искусственных заземлителей применяют вертикально забитые стальные трубы с толщиной стенок не менее 3,5 мм, угловая сталь, стальные стержни диаметром не менее 6 мм, горизонтально проложенные стальные полосы толщиной не менее 4 мм, общим сечением не менее 48 мм^2 и т.п. Сопротивлени заземления заземлителей опрделяется в основном удельным сопротивлением грунта, размером и формой заземлителя, глубиной заложения его в грунте. Удельное сопротивление грунта зависит от его и плотности, влажности и температуры и колеблется от 0,3-10^4 до 1,3-10^4 Ом*см.

Осмотр элементов заземляющего устройства, находящегося в земле выборочным вскрытием грунта для проведения проверки элементов заземляюще-

го устройства и измерения электрического сопротивления, заземляющих устройств, проводят периодически в ходе эксплуатации. Периодичность процедуры проверки электрического сопротивления заземляющих устройств составляет не реже 1 раза в 6 лет для длительной эксплуатации и раз в год с момента ввода в эксплуатацию заземляющих устройств. Заземляющие проводники окрашивают, проверяют прочность сварных швов, плотность присоединения заземляющих проводников к корпусам и кожухам электрооборудования в ходе текущего и капитального ремонтов.

В таком случае используют следующие инструменты: слесарный молоток используется для проверки прочности сварных швов заземляющих проводников и выполненных ответвлений на оборудование от них, стальная щетка используется для очистки от ржавчины различных поверхностей заземляющих проводников, гаечный ключ используется для протягивания гаек болтовых соединений заземляющих проводников.

11.2 **Экологичность**

Определим минимальное расстояние от ТП-1 до территории жилой застройки жилого поселка компрессорной станции, на которой выполняются санитарно - гигиенические требования по шуму согласно [20].

Определяем суммарный корректированный уровень звуковой мощности для двух трансформаторов ТМГ-630/10 по формуле, дБА:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^{n} 10^{0.1 \cdot L_{PAi}} \tag{99}$$

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^{n} 10^{0.1 \cdot 70} = 73$$

где L_{PAi} - корректированный уровень звуковой мощности дл,,я одного трансформатора ТМГ-630, согласно [30], 70 дБА.

Определяем допустимый уровень шума по [31] для жилых комнат квартир, жилых помещений, домов, пансионатов, домов-интернатов для престаре-

лых и инвалидов, спальных помещений в детских дошкольных учреждениях и школьных интернатах с учётом поправки на ночноевремя суток (с 23 часлв до 7) L_A равен 45 дБА.

Минимальное расстояние от подстанции до территории жилой застройки жилого поселка компрессорной станции, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму определяется по формуле, м:

$$R = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{PA\Sigma} - L_A}{10}}}{2 \cdot \pi}}, \quad (100)$$

$$R = \sqrt{\frac{10^{\frac{73-45}{10}}}{2 \cdot \pi}} = 10,$$

Таким образом, получаем минимальное расстояние, на котором должна быть расположена ТП-1 от жилой зоны жилого поселка КС согласно рисунку 13.

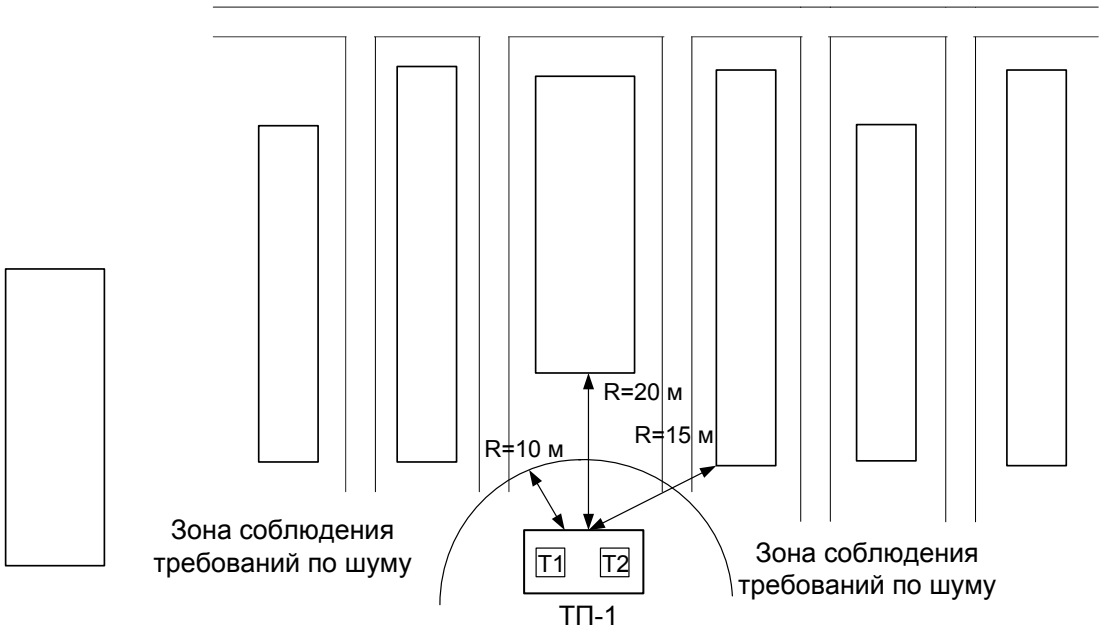

Рисунок 13 – Расположение трансформаторов на подстанции ТП-1

ТП-1 закрытого типа со звукоизоляцией, что в расчёте минимально допустимого расстояния не учитывается, в противном случае расчётное значение

минимально допустимого расстояния 10 м изменится в меньшую сторону. ТП-1 жилого поселка компрессорной станции находится на расстоянии минимум 15 м от территории жилой застройки, что больше минимально допустимого расстояния 10 м. Требования экологичности в части соблюдения уровня шума от ТП-1 выполняется.

11.3 **Черезвычайные ситуации**

В качестве чрезвычайной ситуации в электроустановках рассматриваем пожар и мероприятия по предотвращению пожаров. Основной числа электропожаров является опасной причиной пожаров в электроустановках (до 70 % от общего являются короткие замыкания и развивающиеся токи утечки через изоляцию электропроводок. При этом наиболее пожароопасным видом электротехнических изделий являются электропроводки, на долю которых приходится до 45% пожаров.

Низкий уровень пожаробезопасност и объясняется рядом факторов: Неудовлетворительным техническим состоянием, находящихся в электрических сетях НН, низким качеством электроприборов и несоответствием их стандартам безопасности, отсутствием эффективных служб контроля и безопасной эксплуатации электроустановок, несоблюдением правил пожарной безопасности при эксплуатации бытовой техники и весьма низкой эффективностью электрической защиты от аварийных режимов.

Тепловой расцепитель автоматического выключателя или плавкая вставка предохранителя по номинальному току должна быть в три раза меньше минимальной величины тока короткого замыкания согласно действующим методикам выбора оборудрования. Ток короткого замыкания величиной 300. А при вышеописанных условиях выбора защитного аппарата надёжно будет отключен предохранителем с плавкой вставкой на 100 А. При выборе защитного аппарата согласно храктеристикам его плавкой вставки для кварцевых предохранителей на 100 А время перегорания плавкой вставки составляет 10 с, дополнительно при учёте погрешности в построении характеристик плавких вставок время перегорания может увеличиться на 3-5 с. Схожий принцип в отключении токов

короткого замыкания автоматическими выключателями. Электромагнитный расцепитель срабатывает по уставке, которая кратна величине номинального тока автоматического выключателя, поэтому токи короткого замыкания незначительной величины данный расцепитель не отключит.

При проектировании защит требуется новое решение в условиях пониженной эффективности работы предохранителей и автоматических выключателей против пожаров в электроустановках, учитывая, что защитная аппаратура при эксплуатации электроустановок, заменяется обслуживающим персоналом на аппартуру с характеристиками, отличимыми от требуемых, чаще всего исходя из наличиствующего подменного парка оборудования, [24-29].

Занятия по пожарнотехническому минимуму, знаниям и инструктажам по противопожарным мерам планируют и проводят руководители, обслуживающих электроустановки организац й и предприятий с привлечением обучающехся сотрудников из числа лицензированных специалистов. На рабочем месте организуется повторное проведение инструкцтажа, при оформлении на постоянную работу инструкцтаж проводится в первый раз. Использование паяльных ламп или сварочного борудования с открытым огнем во время ремонтных работ на РТП и воспламенение горючих материалов, таких как масло и изоляция может привести к пожару на РТП.

Следует наблюдать за целостностью маслонаполненного оборудования, проверять течи масла для предотвращения пожара. На территории РТП горючие материалы не хранятся. Разогрев мастики паяльными лампами проводится вне здания РТП. Защита от огня должна предусматриваться для вспомогательных конструкций, если вблизи них ведутся работы с огнем, одновременно с этим, должны быть средства тушения пожара - песок, огнетушители. Огнеопасные и взрывоопасные летучие жидкости в составе лаков и красок являются источником опасности, поэтому при работе с огнем лаки и краски запрещено применять.

Знание противопожарного минимума и Правил безопасности при проведении огневых работ является обязательным условием для допуска к проведе-

нию работ с огнем. Все имеющиеся средства подлежат использованию бригадой при возникновении пожара. Пожарная команда вызывается в том случае, если ликвидация пожара силами бригады проходит не успешно.

Тушение пожара электрооборудования производят при снятом напряжении, не допуская перехода огня на рядом расположенные установки. При возгорании маслонаполненной аппаратуры и устройств можно использовать любые средства пожаротушения: воздушно-механической пеной, распыленной водой, огнетушителями. Тушить струями воды горящее масло не рекомендуется во избежание увеличения площади пожара. При тушении горящих кабелей, проводов, аппаратурыприменяют углекислотные или углекислотнобромэтиловые огнетушители, а также распыленную воду. Если напряжение снять не возможно, допускается пожара компактными и распыляемыми водяными струями.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с заданием на проектирование системы электроснабжения 10-0,4 кВ КС и жилого поселка выполнены необходимые расчёты с использованием специальной и нормативной литературы. В итоге выполнения работы проведены следующие расчёты:

Электрических нагрузок потребителей жилых зданий по удельной нагрузке в зависимости от количества мест в общежитиях.

Электрических нагрузок потребителей общественных зданий по удельной нагрузке в зависимости от площади помещений и количества посещений.

Выбрана конфигурация сети 0,4-10 кВ по магистральной и радиальной резервированной схеме соответственно с учётом условий прокладки кабелей в соответствии с требованиями по надёжности, а также с учётом проверки по допустимой потере напряжения.

Токов КЗ и выбор защитных аппаратач в сети расчёт однофазных итрёхфазных токов КЗ в сети 0,4 кВ; расчёт двухфазных и трёхфазных токов КЗ в сети 10 кВ; выбор аппаратов по расчётному току и напряжению, проверка по чувствительности и стойкости к токам КЗ.

Уставок срабатывания релейной защиты КЛ – максимальная токовая защита, защита от замыканий на землю.

Надёжности сети 10 кВ.

Заземления РТП.

В результате спроектирована система электроснабжения 10-0,4 кВ компрессорной станции и жилого поселка.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Сайт ООО «Газпром трансгаз Томск» [Электронный ресурс]. URL: http://tomsk-tr.gazprom.ru/ (дата обращения от 20.01.2019)

2. Сайт Свободненского района Амурской области [Электронный ресурс]. URL: https://www.svobregion.ru/index.php?option=com_content&view=article&id=44&Itemid=54(дата обращения от 20.01.2019)

3. Амурский АГПЗ [Электронный ресурс]. URL: http://www.gazprom.ru/about/production/projects/amur-gpp/ (дата обращения от 20.01.2019)

4. Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.385-94.

5. Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимяющих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Утвержден приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380.

6. Промышленные насосы для воды в России [Электронныйресурс].URL:http://eftehno.ru/nasosy_dlya_vodosnabzheniya (дата обращения от 20.01.2019)

7. Силовые кабели [Электронный ресурс]. URL: xlpe.com.ua›silovyiekabeli-avvgavvgng.html (дата обращения от 01.02.2019)

8. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения. Справочные материалы по электрооборудованию: Учебное пособие / Том. Политехн. ун-т. – Томск, 2005. – 168 с.

9. Фёдоров А.А.Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования/ А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова.- М.: Энергоатомиздат, 2007. – 369 с.

10. Киреева Э.А., Цырук С.А. Электроснабжение жилых и общественных зданий. – М.:НТФ «Энергопресс», 2005. – 96 с.; ил.

11. ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

12. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750 кВ. СТО 56947007-29.240.014-2008 СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «ФСК ЕЭС» 2008 [Электронный ресурс]. http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.014-2008.pdf (дата обращения: 23.04.19)

13. Сайт «Электрощит Самара» [Электронный ресурс]. URL: http://www.electroshield.ru/catalog/properties/3/689/ (дата обращения от 01.02.2019)

14. Эрнст А.Д. Расчёт токов короткого замыкания в электрических системах. Учебное пособие. - Нижневартовск: Изд-во НГГУ, 2012. - 86 с.

15. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. - 8-е изд., испр. и доп. — М. Издательство МЭИ, 2002 - 964 с.

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

17. Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2007.

18. Трубицын В.И. Надежность электростанций: Учебник для вузов. Энергоатомиздат, 2006. - 240 с.

19. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монографня. М.А. Шабад. - СПб.: ПЭИПК, 2003. - 4-е изд., перераб. и доп. - 350 стр.. ил.

20. Беляков Ю.П. Козлов А.Н. Мясоедов Ю.В. Релейная зашита и автоматка электрических систем: Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004.– 132 с.

21. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций

22. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. С.-П.: Издательство ПЭИПК,1999.

23. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Введено в действие с 1 ноября 2003 г.

24. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. - Федеральный закон РФ от 22.07.2008 г. №123.

25. РД 153-34.0-49.101-2003. Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий – утв. ОАО РАО «ЕЭС России» от 21.05.2003 г.

26. РД 34.20.501-95. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ – утв. зам. министра топлива и энергетики РФ от 11.02.2000 г.

27. РД 34.49.503-94. Типовая инструкция по содержанию и применению первичных средств пожаротушения на объектах энергетической отрасли – утв. департаментом Генеральной инспекции по эксплуатации электростанций и сетей РАО «ЕЭС России» от 14.03.94 г.

28. РД 153-34.0-03.150-00. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок – утв. Министерством энергетики РФ приказом от 27 декабря 2000 г. № 163.

29. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации ППБ-01-93. – Зарегистрировано в Минюсте РФ 27 декабря 1993 г., № 445.

30. Шум. Трансформаторы силовые масляные ГОСТ 12.2.024—87 ССБТ.

31. Нормы допустимых уровней шума СН 2.2.4/2.1.8562 – 96.