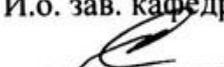


Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы: Электроснабжение

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 25 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование системы внутреннего электроснабжения юго –
восточной части города Циолковский с перспективой развития до 2025 года

Исполнитель студент группы 442-об4	 подпись, дата	Н.М. Гулевич
Руководитель доцент	 подпись, дата	П.П. Проценко
Консультант: безопасность и экологичность канд. техн. наук, доцент	 подпись, дата	А.Б. Булгаков
Нормоконтроль доцент	 подпись, дата	А.Г. Ротачева

Благовещенск 2018

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 12 » 03 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Туревич Никиты
Максимовича

1. Тема бакалаврской работы: Проектирование системы внутрен-
него электроснабжения юго-восточной части города Циолковский с
переменной нагрузкой (утверждено приказом от 12.03.18 № 573-44)
по 2.0251.

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к бакалаврской работе: Ген план города Циолковский,
однoliniейная схема подстанции (ТП ГП 90).

4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Определение нагрузок города, выбор схемы и
параметров расщепленной сети 0,4 и 10 кВ, выбор числа и мощ. тп

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем,
программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) лист 1 электроснабже-

ние, лист 2 расчет ЦТН, лист 3 технико-экономическое сравнение,
лист 4 разделение нагрузки с-на города, лист 5 размещение лист с-релей

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к
ним разделов) Булаков А.Б - консультант по части Безопасность
и экологичность.

7. Дата выдачи задания 12.03.2018

Руководитель выпускной квалификационной работы: Доцент Турецко

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Талица Павловна

Задание принял к исполнению (дата): 12.03.2018 Туревич Н.И.

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит: 104 с., 10 рисунков, 38 таблиц, 21 источник.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ТРАНСФОРМАТОР, РАСЧЕТ ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ЦЕНТРАЛЬНАЯ Д ВКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В данной выпускной квалификационной работе была спроектирована схема электроснабжения микрорайона “Звездный” города Циолковский на космодроме Восточный. Произведен расчет электрических нагрузок, а также расчет наибольших токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования. Произведена проверка каждого аппарата при различных режимах работы. Был рассмотрен расчет релейной защиты, а также приведены правила пожарной безопасности на трансформаторных подстанциях.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Общая характеристика	10
1.1 Характеристика района расположения города Циолковский	10
1.2 Характеристика существующей системы электроснабжения	11
1.3 Схема электроснабжения города Циолковский	12
2 Расчет электрических нагрузок	16
2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей	16
2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий	16
2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей	18
2.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений	18
2.2.2 Расчет осветительной нагрузки	21
2.3 Расчет ЦЭН и выбор месторасположения ЦРП, ТП	21
2.4 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	24
2.5 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ	25
2.6 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ	26
2.7 Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ	29
3 Выбор числа и мощности трансформаторов	30
3.1 Общие положения	30
3.2 Расчет и выбор КРМ	31
3.3 Выбор силовых трансформаторов на напряжение 10/0.4 кВ	32
4 Выбор схемы и конструкции ТП	34
5 Определение потерь мощности и энергии в трансформаторах ТП и линиях	35
6 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ жилого района	38
6.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	38

6.2	Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ	39
6.3	Выбор схемы распределительной сети 10 кВ	39
6.4	Выбор сечений распределительной сети 10 кВ	40
6.5	Расчет электрических нагрузок РП	42
7	Выбор схемы и конструкции РП	44
8	Расчет токов КЗ	45
8.1	Расчет токов КЗ в сети 10 кВ	45
8.2	Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ	47
9	Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ	51
10	Проверка выбранных сечений по допустимой потере напряжения	53
11	Выбор и проверка электрических аппаратов	54
11.1	Выбор и проверка выключателей	54
11.2	Выбор и проверка трансформатора тока	57
11.3	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	61
11.4	Выбор и проверка предохранителей	63
11.5	Выбор и проверка автоматических выключателей	66
12	Релейная защита и автоматика	68
12.1	Расчет релейной защиты отходящих присоединений РП 10кВ	68
12.1.1	Расчет уставок токовой отсечки	68
12.1.2	Расчет уставок максимальной токовой защиты	70
12.1.3	Расчет уставок защиты от замыканий на землю	74
12.2	Расчет релейной защиты вводного выключателя РП 10 кВ	75
12.2.1	Расчет уставок токовой отсечки	75
12.2.2	Расчет уставок максимальной токовой защиты	76
12.2.3	Расчет уставок защиты от замыканий на землю	77
12.3	Расчет релейной защиты секционного выключателя	78
12.3.1	Расчет уставок токовой отсечки	78
12.3.2	Расчет уставок максимальной токовой защиты	78
13	Экономическая часть	80
13.1	Расчет капитальных вложений	80

13.2 Расчет эксплуатационных издержек	81
13.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети	83
13.4 Расчет срока окупаемости выбранной сети	84
14 Безопасность и экологичность	86
14.1 Безопасность	86
14.2 Экологичность	89
14.3 Пожаробезопасность	95
15 Расчет заземления	98
15.1 Заземление ТП 10/0,4 кВ.	98
Заключение	102
Библиографический список	103
Приложение А	105
Приложение В	113
Приложение Г	118

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – воздушная линия

ВН – высокое напряжение

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора

КЗ – короткое замыкание

КРУ – комплектное распределительное устройство

КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

КЦ – космический центр

ЛЭП – линия электропередачи

НН – низкое напряжение

ОП – обратная последовательность

ОПН – ограничитель перенапряжения

ПП – прямая последовательность

ПС – подстанция

РЗиА – релейная защита и автоматика

СН – собственные нужды

ТДН – трансформатор трёхфазный с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха, с регулированием напряжения под нагрузкой

ТН – трансформатор напряжения

ТП – трансформаторная подстанция

ТТ – трансформатор тока

ЦТП – центральный тепловой пункт

ЦЭН – центр электрических нагрузок

ВВЕДЕНИЕ

06.11.2007 в соответствии с Указом Президента Российской Федерации от № 1473 «О космодроме «Восточный» принято решение о создании на территории Амурской области космодрома научного и социально-экономического назначения «Восточный».

Основная задача нового космодрома – уменьшение зависимости от страны Казахстан, а также сокращение затрат на уже существующий космодром Байконур. Также с точки зрения безопасности Амурская область дает дополнительное преимущество, из-за расположения данного космодрома, траектория запущенных ракет не будет проходить над густо заселенными районами и в случае неудачи риски жизни людей будут минимальны. Еще одной причиной строительства было улучшение социально-экономической обстановки Амурской области, где и планировалось строительство.

Первая запущенная ракета-носитель «Союз-2» успешно вывела на орбиту земли с космодрома Восточный 3 искусственных спутника 28 апреля 2016 года.

На данный момент на космодроме завершен первый этап строительства, а именно возможность запуска ракетносителей легкого и среднего класса «Союз-2», но строительство космодрома на этом не заканчивается, на данный момент идет подготовка для строительства второго этапа, который включает в себя создание наземной структуры для запусков ракетносителей тяжелого класса «Ангара».

Одним из самых важных критериев работы космодрома «Восточный» является электроснабжение, поэтому ему необходимо уделить особое внимание, так как выход из строя даже самого незначительного элемента космодрома может серьезно повлиять на весь комплекс в целом.

При строительстве и проектировании электроснабжения объектов инфраструктуры космодрома «Восточный», необходимо учитывать прежний

опыт строительства систем электроснабжения космодромов Плесецк и Байконур, а также учесть уникальность Восточного.

Также на этапе проектирования учитываются такие факторы как:

- категория объекта электроснабжения;
- характеристика окружающей среды;
- характеристика технологического процесса;
- пожароопасность;
- наличие химических опасных веществ.

Главной целью выпускной квалификационной работы является создания внутренней системы электроснабжения юго-восточной части города Циолковский, путем расчета нагрузок и выбора оборудования.

Задачи выполненные в ВКР:

- расчет нагрузок зданий;
- выбор и проверка оборудования на ТП88, ТП90, ТП92, ТП93;
- Выбор схемы и конструкции ТП;
- Выбор и проверка электрических аппаратов;

Данная квалификационная выпускная работа актуальна тем, что в настоящее время в связи со строительством второго этапа у космодрома появляется необходимость в персонале, а также в жилье для персонала и их семей.

Ожидаемым результатом является получение надежной системы внутреннего электроснабжения и эффективностью эксплуатации, а так же увеличение качества электрической.

Разработка системы электроснабжения проводилась с помощью общих нормативных документов (РД, ПУЭ и т.д.), так и со специальными документами разработанными для космической инфраструктуры.

При выполнении данного дипломного проекта использовались программные комплексы, такие как: Excel 2007, Mathcad 14.0.1, Microsoft Visio 2015, MathType 5, MicrosoftWord 2013.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

1.1 Характеристика района расположения города Циолковский

Город Циолковский расположен на юго-западе Амурско-Зейской равнины, на реке Большая пера. Город граничит на юге – с городом Свободный, на севере – с Благовещенским районом, на северо-западе – с городом Шимановск, на западе – с Китаем.

- Климат континентальный с муссонными чертами.
- сейсмичность района строительства не более шести баллов согласно СНИП-П-7-81;
- норма осадков в год 496 мм;
- минимальное выпадение осадков январь – 6 мм;
- максимальное выпадение осадков июль – 126 мм;
- абсолютный минимум –49,0;
- абсолютный максимум +39,1;
- предприятий, загрязняющих экологическую среду нет.
- нормативная скорость ветра на высоте 10 м над поверхностью земли повторяемостью один раз в десять лет – 28 м/сек;
- район гололёдности – два, толщина стенки гололёда на высоте 10 м над поверхностью земли повторяемостью один раз в десять лет – 10 мм;
- образование снежного покрова позднее;
- вес снегового покрова – 70 кг·с/м²;
- осенью и весной частые и сильные ветры;
- скорость ветра при гололёде – 14 м/сек;
- температура воздуха при гололёде – минус 10 °С;
- нормативная глубина промерзания для глин и суглинков – 234 см, для песка и супесей – 284 см;

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

- почвенно-растительный слой мощностью 0,2 м;

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

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

1.2 Характеристика существующей системы электроснабжения

Система внешнего электроснабжения космодрома Восточный осуществляет прием и передачу электроэнергии от энергетической системы и автономных источников питания. Передача и распределение энергии осуществляется с помощью ЛЭП напряжением 220, 110кВ, затем по КЛЭП напряжением 10 кВ передается к потребителям системы внутреннего электроснабжения: стартовый комплекс, технический комплекс и другие объекты наземно-космической инфраструктуры и по 0.4 кВ передается к потребителям жилых районов.

На данный момент в качестве основного источника питания используется подстанция Ледяная, также строиться вторая подстанция Амурская. От подстанции Ледяная осуществляется передача электроэнергии по линиям 220 кВ на подстанцию Восточная и ГПП (головная понизительная подстанция).

Далее подстанция Восточная передает электрическую энергию на такие распределительные пункты как ЦРП ДЦ-10кВ, ЦРП ПСЭБ-10кВ, ЦРП 96 и 95 – 10кВ.

ГПП в свою очередь осуществляет питание по 110 кВ таких подстанций, как Аэродром 110/10кВ и СК-1 110/10кВ и по низкой стороне 10кВ таких подстанций как ПС2-(1-9), ТП(1-4) и КТПН.

Для соблюдения безопасности и обеспечения надежности космодрома на объектах установлены аварийные источники питания ДЭС (дизельные электростанции).

На космодроме все потребители электрической энергии делятся на 3

категории:

Самой важной категорией является 1 – к ней относятся электроприемники обеспечивающие подготовку к запуску и пуск самих РКН, а также боевое дежурство. Потребителей 1 категории разделяют на 2 группы: группа 1-е – к ним относятся потребители, которые могут быть отключены на то время которое необходимо для запуска резервного источника электроэнергии; группа 2-а – это те потребители которые категорически не допускающие разрыв электроснабжения. Электроснабжение потребителей 1 категории должно осуществляться от 2х и более независимых источников питания с устройством автоматического включения резерва. Также в особой группе предусматривается резервный источник питания – такой как аккумуляторная батарея, автономная ПС.

Потребители второй категории имеют такие же условия как и обеспечения первой, за исключением того что здесь имеется возможность за время выхода из строя питания, подключить резервное вручную. Снабжение осуществляется от 2х независимых источников электроэнергии, при этом перерыв в электроснабжении на время необходимое для подключения резервных не приводит к снижению боевого дежурства.

Потребители второй категории – электроприемники допускающие перерыв в электроснабжении без вреда для космодрома на время требуемое для ликвидации аварии, ремонтно-профилактических работ в системе снабжения предприятия. Как правило время отключения не больше 24 часов, но раз в год допускается перерыв в электроснабжении до 72 часов. Снабжение 3 категории обеспечивается одним источником питания.

1.3 Схема электроснабжения ПС города Циолковского

Город Циолковский предназначен для обеспечения жильём работников космодрома, которые в свою очередь выполняют обязанности по работе на космодроме;

- Получение ракет от изготовителя;
- Хранение самих аппаратов и доп. комплектующих элементов к ним,

- Хранение и расчет ракетного топлива;
- Производство высококипящих КРТ и сжатых газов;
- Испытания и сборка космических аппаратов и ракета-носителей;
- Запуск аппаратов и оборудования в космос;
- Траекторные измерения на участке выведения РКН;
- Прием и обработка необходимой информации;
- Обеспечение важных объектов водой, теплом, энергией.

На территории ЗАТО функционируют:

- Космодром «Восточный» (градообразующий объект);
- Органы власти:
 - Глава города ЗАТО Циолковский;
 - Совет депутатов;
 - Администрация города;
 - Счетно-контрольная палата.
- Двенадцать муниципальных учреждений и предприятий;
- ГОВД;
- Управление ГЗ и ПБ;
- Представитель ГО и ЧС по Амурской области.
- Гос-ная пожарная инспекция
- Системы теплоснабжения, энергоснабжения, водоснабжения;

В настоящее время система электроснабжения города получает питание от подстанции Ледяная 220/35/6кВ.

Подстанция Восточная 220/10кВ, получает электроэнергию от подстанции 220/35/6 кВ «Ледяная» по линии 220кВ. По линии 10кВ передает электроэнергию на ПС «ЦРП-96» и ПС «ЦРП-95», а также ПС «ЦРП-ДЦ» и ПС «ЦРП-ПСЭБ». Главные потребители: Промышлея строительно-эксплуатационная база (ПСЭБ), деловой центр, жилой фонд. На подстанции установлены 2ва трансформатора ТРДН 63000/220/10, распределительные устройства на напряжения 220 и 10кВ выполнены в виде КРУЭ.

Подстанция 10/0,4 ЦРП-96, питается от подстанции Восточная по линии 10кВ. Главными потребителями являются трансформаторные подстанции (ТП89-91). На подстанции установлены два трансформатора ТМ-1000/10, распределительное устройство на напряжение 10кВ выполнено в виде КРУЭ, на напряжение 0,4 кВ в виде КРУ.

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

На данный момент город Циолковский получает питание от одного источника, подстанции 220/35/6кВ Ледяная, по ВЛ 220кВ, схема приведена на рисунке 1.

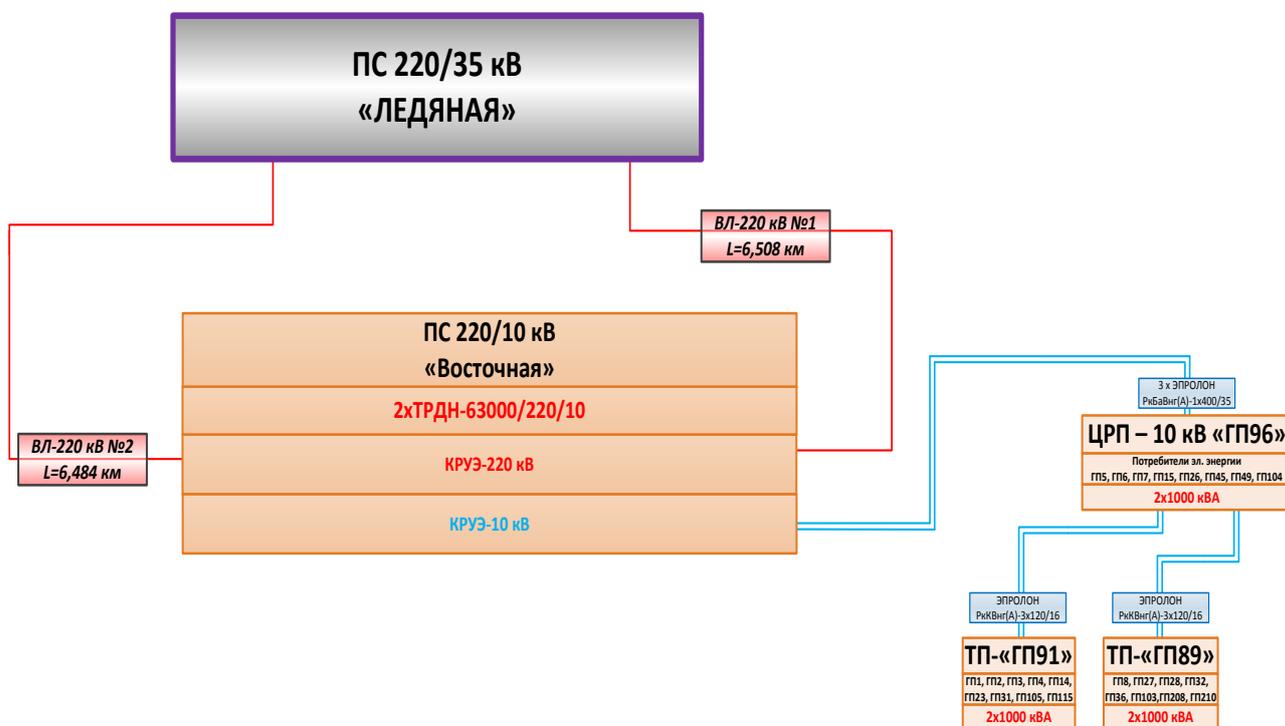


Рисунок 1 - Блок-схема внешнего электроснабжения города на 2017 год

Для обеспечения надежного электроснабжения города Циолковский и возможности создания резервов и дополнительных подключений, планируется ввести в эксплуатацию еще одну ЦРП95, источником питания будет служить подстанция Восточная, а также резервная линия питания от центрального распределительного пункта (ЦРП96). Окончание строительства системы снабжения ориентировочно на конец 2021-2022 года. Главной функцией будет снабжения электроэнергией юго-восточной части микрорайона “Звездный”. На рисунке номер 2 указана планируемая часть снабжения.

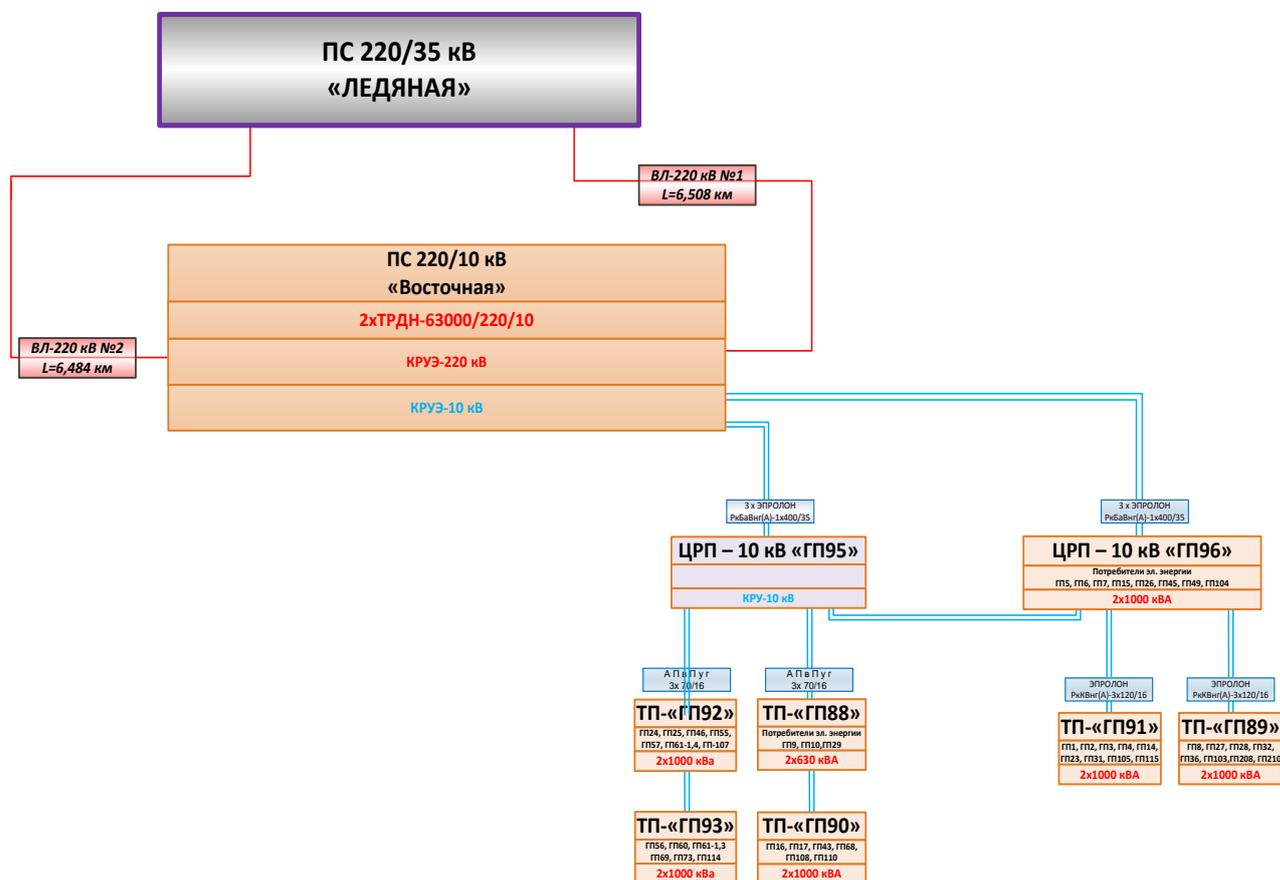


Рисунок 2 - Блок-схема внешнего электроснабжения города на 2025 год

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК 0,4 кВ

Первым этапом расчета и проектирования системы является расчет электрических нагрузок. Основу нагрузок моего района составляют бытовые потребители и коммунально-бытовая нагрузка. По расчетной нагрузке далее выбирают и определяют все необходимое оборудование, такое как трансформаторы, сечение линий и кабелей на 10 и 0,4 кВ, мощность источников питания, а также расчет центров электрических нагрузок. Одна из особенностей расчета системы электроснабжения города в том, что из начальных данных известно очень мало, а данные о характеристиках электроприемников могут быть не известны. В моем случае также, из данных у меня только ген план зданий и их площадь, поэтому расчет я буду производить с помощью метода удельных нагрузок [3].

2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей

2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий

Расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого здания определяется по формуле:

$$P_{кв} = p_{кв.уд} \cdot n, \quad (1)$$

где $p_{кв.уд}$ - удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир (зданий), кВт/кв, [4];
 n - количество квартир.

Расчетная нагрузка силовых электроприемников, приведенная к вводу жилого дома определяется по формуле:

$$P_c = P_{р.л} + P_{стп}, \quad (2)$$

где $P_{р.л}$ - расчетная мощность лифтовых установок, кВт;

P_{cmy} - мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и др. санитарно-технических устройств, кВт.

Мощность лифтовых установок определяется по выражению:

$$P_{p.l} = k'_c \cdot \sum_{i=1}^n P_{ni}, \quad (3)$$

где k'_c - коэффициент спроса лифтовых установок жилых домов определяется зависимостью от количества лифтов, [3];

P_{ni} - установленная мощность электродвигателя лифта, кВт. В данном курсовом проекте принимаем равной 8 кВт.

Мощность электродвигателей санитарно-технических устройств определяется по формуле:

$$P_{cmy} = k''_c \cdot \sum_{i=1}^n P_{CTVi}, \quad (4)$$

где P_{CTVi} - мощность электродвигателей СТУ приходящаяся на один подъезд, 5 кВт;

n - количество подъездов.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома определяется по формуле:

$$P_{p.ж.д} = P_{кв} + k_y \cdot P_c, \quad (5)$$

где k_y - коэффициент участия в максимуме нагрузок силовых электроприемников [3].

Рассмотрим пример расчета здания №9.

$$P_{кв} = 1,8 \cdot 90 = 162 \text{ кВт};$$

$$P_{p.l} = 0,65 \cdot 8 \cdot 6 = 31,2 \text{ кВт};$$

$$P_{cmy} = 1 \cdot 3 \cdot 5 = 15 \text{ кВт};$$

$$P_{p.ж.д} = 162 + 0,9 \cdot (31,2 + 15) = 203,58 \text{ кВт}$$

Аналогично рассчитывается реактивная и полная мощность с учетом коэффициента мощности для соответствующего потребителя, коэффициент взят из справочника РД. [4].

Результаты расчетов сведены в таблицу 1.

2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей

2.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений

Расчет нагрузок данного типа потребителей схож с расчетом нагрузок жилых зданий и определяется по формуле:

$$P_{p.общ.зд} = P_{уд.общ.зд} \cdot n, \quad (6)$$

где $P_{уд.общ.зд}$ - удельная мощность общественных зданий кВт/показатель по таблице 2.2.1; кВт/место, кВт/ учащийся и т.д. [4];

n - количественный показатель, учащийся, место, м².

Для примера рассмотрим расчет электрической нагрузки здания школы №43.1.

$$P_{p.общ.зд} = 0,25 \cdot 825 = 206.25 \text{ кВт},$$

где 0,25 – удельная нагрузка для школы кВт/чел [4];

Результаты расчетов сведены в таблицу 1
Ленина – 50 лет Октября - Пушкина – Гагарина

Таблица 1 – расчет электрических нагрузок жилых домов

№	Объект	Руд	n	P	tg	Q	Рзд	Qзд	Sзд
9	Жилой дом 9 эт.	1.7	90	153	0.2	30.6	224.28	97.8	244.676
	СТУ	10	6	48	0.75	36			
	Лифты	8	6	31.2	1	31.2			
10	Жилой дом 9 эт.	1.45	135	195.75	0.2	39.15	294.75	131.65	322.815
	СТУ	10	10	70	0.75	52.5			
	Лифты	8	10	40	1	40			
16	Жилой дом 9 эт.	1.76	84	147.8	0.2	29.57	219.12	96.77	239.536
	СТУ	10	6	48	0.75	36			
	Лифты	8	6	31.2	1	31.2			
17	Жилой дом 9 эт.	1.76	84	147.8	0.2	29.57	219.12	96.77	239.536
	СТУ	10	6	48	0.75	36			
	Лифты	8	6	31.2	1	31.2			
24	Жилой дом 9 эт.	1.48	125	185	0.2	37	272.41	119.12	297.314
	СТУ	10	8	60	0.75	45			
	Лифты	8	8	37.12	1	37.12			
25	Жилой дом 9 эт.	1.48	125	185	0.2	37	272.41	119.12	297.314
	СТУ	10	8	60	0.75	45			
	Лифты	8	8	37.12	1	37.12			

Продолжение таблицы 1

№	Объект	Руд	n	P	tg	Q	Рзд	Qзд	Sзд
29	Жилой дом 9 эт.	1.48	125	185	0.2	37	272.41	119.12	297.314
	СТУ	10	8	60	0.75	45			
	Лифты	8	8	37.12	1	37.12			

Таблица 2 – расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых

№	Объект	Руд	n	P	tg	Q	Рзд	Qзд	Sзд
43.1	Школа	0.25	825	206.25	0.38	78.375	206.25	78.375	220.64
43.2	Школа	0.15	825	123.75	0.43	53.212	123.75	53.212	134.71
46	Детский сад	0.46	230	105.8	0.25	26.45	105.8	26.45	109.06
55	Универсам	0.25	559.8	139.95	0.75	104.96	139.95	104.96	174.94
56	РЫНОК	0.25	1072	268	0.75	201	268	201	335
57	КБО	0.25	1010.9	252.72	0.38	96.03	252.72	96.03	270.35
60	Банно.оз.ком	0.36	60	21.6	0.43	9.29	21.6	9.29	23.51
61	Адм. зд	0.054	3245.8	175.27	0.57	99.9	175.27	99.9	201.74
62	Здание	0.054	1076.1	113.24	0.57	64.55	113.24	64.55	130.35
63	Гаражи	0.02	350	7	0.3	2.1	7	2.1	7.308
65	Столовая	1.04	150	156	0.2	31.2	156	31.2	159.09
68	Комплек. зд	0.25	1173.1	293.27	0.38	111.44	293.27	111.44	313.73
69	Гаражи	0.02	900	18	0.3	5.4	18	5.4	18.793
107	ЦТП*			100	0.2	20	100	20	
108	ЦТП*			100	0.2	20	100	20	

2.2.2 Расчет осветительной нагрузки

Приблизенно нагрузка уличного освещения определяется произведением значений удельной мощности установки, [11]; и длины дорожного полотна:

$$P_{oc} = P_{уд.ос} \cdot L \quad (7)$$

Для освещения проезжей части улиц будем использовать фонарные столбы с типом светильника РКУ11-124-008 и лампой ДРЛ135.

Результаты расчета осветительной нагрузки сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Результаты расчета для уличного освещения

Название улицы	Длина /ширина, км	$P_{уд.ос}$ кВт/км	P_{oc} , кВт
Ленина	0,65 / 0,0075	3,9	2,73
Лермонтова	0.65 /0,0075	3,9	2,73
50 лет Октября	0.8 / 0,0075	3,9	3,51
Уличная	0.53/0,0075	3,9	2,85
Лесная	0.6/0,0075	3,9	1,95
Кручинина	0.48/0,0075	3,9	1.48
Итог	4.01		15,25

2.3 Расчет ЦЭН и выбор места расположения ЦРП, ТП

На сегодняшний день важнейшими задачами проектирования электроснабжения являются надежность и экономичность самой системы. Одним из способов решения является расчет центра электрических нагрузок (ЦЭН), который позволяет расположить центральную распределительную подстанцию (ЦТП), а также трансформаторную и преобразовательную

подстанции как можно ближе к центру питаемых ими нагрузками. Грамотное расположение трансформаторной подстанции позволяет сократить протяженность линии, а значит и уменьшит необходимое количество расходного проводникового материалов, а также уменьшить потери в питающих и распределительных сетях электроснабжения данного проектируемого объекта [2].

Чтобы определить местоположение ТП нужно построить картограмму нагрузок. Для начала необходимо рассчитать центры нагрузок активной и реактивной мощности.

Координаты центра нагрузок:

$$X_{ЦЭН} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \times x_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (8)$$

$$Y_{ЦЭН} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \times y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}. \quad (9)$$

где X и Y - координаты зданий на плане города, м.

Расчет ЦЭН сведем в таблицу 4.

Таблица 4 – расчет ЦЭН микрорайона Звездный

Наименование электро-приемников	P, кВт	Q, квар	Координаты		Промежуточные расчеты			
			X	Y	P*X	P*Y	Q*X	Q*Y
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Жилой дом 9 эт. Н9	224.28	97.8	0.454	0.514	101.823	115.28	44.401	50.269
Жилой дом 9 эт. Н10	294.75	131.65	0.549	0.547	161.818	161.228	72.276	72.013
Жилой дом 9 эт. Н29	227.41	119.12	0.346	0.547	94.254	149.008	41.216	65.159
ТП88					357.895	425.516	157.893	187.44

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Жилой дом 9 эт. Н16	219.112	96.77	0.553	0.433	121.173	94.879	53.514	41.901
Жилой дом 9 эт. Н17	219.12	96.77	0.553	0.28	121.173	61.354	53.514	27.096
Школа блок А	206.25	78.375	0.383	0.362	78.994	74.662	30.018	28.372
Школа блок Б	123.75	53.212	0.462	0.32	57.172	39.6	24.584	17.028
Комплексное здание	293.27	111.44	0.63	0.35	184.76	102.644	70.207	39.004
ЦТП 108	100	20	0.493	0.264	49.3	24.6	9.86	4.92
ТП90					612.573	397.74	241.696	158.321
Жилой дом 9 эт. Н24	272.41	119.12	0.346	0.045	94.254	12.258	41.216	5.36
Жилой дом 9 эт. Н25	272.41	119.12	0.549	0.045	149.553	12.258	65.397	5.36
Детский сад	105.8	26.45	0.378	0.166	39.992	17.563	9.998	4.391
Универсам	139.95	104.96	0.426	0.084	59.619	11.756	44.713	8.817
КБО	252.72	96.03	0.47	0.09	118.778	22.745	45.134	8.643
ЦТП 107	100	20	0.55	0.137	55	13.7	11	2.74
ТП92					517.196	90.28	217.458	35.311
Рынок	268	201	0.641	0.266	171.788	71.288	128.841	53.466
Банный комп.	21.6	9.29	0.66	0.21	14.256	4.536	6.131	1.951
Админ. здание	175.27	99.9	0.66	0.103	115.678	18.053	65.934	10.29
Здание	113.24	64.55	0.624	0.042	70.662	4.756	40.279	2.711
Гараж	7	2.1	0.72	0.112	5.04	0.784	1.512	0.235
Столовая	156	31.2	0.734	0.36	114.504	56.784	22.901	11.357
Гараж	18	5.4	0.733	0.298	13.194	5.364	3.958	1.609
ТП93					505.122	161.565	269.557	81.619

Получив координаты ТП нанесем их на карту. Иногда при расчетах получается, что разместить данную подстанцию в том или ином месте из за технических или архитектурных причин нельзя, то тогда необходимо сместить в сторону наиболее приближенную к расчетам, туда где есть возможность разместить без вреда и с минимальными потерями.

Получившиеся координаты внесем в таблицу 5.

Таблица 5 – координаты ТП

Наименование ТП	Точка А		Точка Р	
	Х	У	Х	У
ТП88	0.452	0.583	0.453	0.538
ТП90	0.527	0.342	0.529	0.347
ТП92	0.452	0.079	0.448	0.073
ТП93	0.665	0.213	0.652	0.197

2.4 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

При проектировании городской распределительной сети 0,4 кВ обычно используют кольцевую, лучевую или петлею схему электроснабжения.

В кольцевой схеме электроэнергия передается от источников питания по линиям снабжаемых потребителей.

При лучевой схемы электропитания, от источника питания (в данном случае от ТП) отходит магистраль, от которой отпайками запитываются соответствующие потребители.

Петлевая схема электроснабжения потребителей 0,4 кВ является надежной схемой. Особенностью схемы является то, что головные участки питаются от разных секций шин. В нормальном режиме схема работает как лучевая, т.к. в середине схемы имеется разъединитель, который в нормальном режиме разомкнут. При возникновении аварии разъединитель включается, и схема получает свое питание от другой секции шин.

Для особо важных потребителей необходимо предусмотреть резервирование.

2.5 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ

Для расчета мощности и расстановки нужного количества ТП, необходимо сгруппировать нагрузку бытовых и коммунально-бытовых потребителей таким образом, чтобы данная суммарная величина не превышала стандартной мощности трансформаторов на ТП. ТП выпускают на мощности: 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630, 1000 и 1600 кВА.

Расчетная электрическая нагрузка линий до 1 кВ при смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий (помещений) определяется по выражению [3]:

$$P_{P.L} = P_{зд.маx} + \sum_{i=1}^n k_{yi} \cdot P_{зд.i} \quad (10)$$

где $P_{зд.маx}$ - наибольшая нагрузка здания из числа зданий питаемых по линии, кВт;

$P_{зд.i}$ - расчетная нагрузка зданий, питаемых по линии, кВт;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок зданий или жилых домов, [РД, табл. 2.3.].

Аналогичную формулу используем для расчета реактивной и полной мощности, протекающей по линии.

Рассмотрим пример для расчета нагрузки ТП80-9-29

$$P_{P.L} = 272.41 + 224,28 = 496.89 \text{ кВт};$$

$$Q_{P.L} = 119,12 + 87,8 = 206,92 \text{ квар.}$$

Расчет нагрузки линий 0,4 кВ приведен в таблице 6.

Таблица 6 – Расчетная электрическая нагрузка линий до 1 кВ

Номер ТП	P, кВт	Q, квар
ТП ГП88-9-29	496.89	206.92
ТП ГП88-10	294.75	131.65
ТП ГП90-43.1-43.2	293.375	115.623
ТП ГП90-17-108	282.12	110.77
ТП Г90-16-68	402.83	159.825

ТП ГП92-24-46	314.73	129.7
ТП ГП92-55-57	337.36	179.998
ТП ГП92-25-107	342.41	133.12
ТП ГП93-65-69	174	36.6
ТП ГП93-56-60	289.6	210.29
ТП ГП93-61-62-63	260.456	146.57

2.6 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ

Следующим этапом будет выбор сечения проводника линии на 0,4 кВ

Выбор необходимого сечения проводника выбирается по нагрузке, протекающей по данному проводнику[3].

1. Определение максимального расчетного тока, протекающего в линии

$$I_{P.L.норм} = \frac{\sqrt{\frac{P_{P.L.}^2}{2} + \frac{Q_{P.L.}^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (11)$$

2. Определение расчетного тока с учетом 5 летней нагрузки:

$$I_{расч} = \alpha_i \alpha_T I_{P.L.норм}, \quad (12)$$

где α_T - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки и коэффициент попадания максимума нагрузки линии в максимум нагрузки энергосистемы, примем 1,11, [7]

α_i - коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации, принимаем равным 1,04, [7].

3. По полученному значению расчетного тока выбираем сечение проводника.

4. Проверка выбранных сечений. Для проверки выбранных сечений рассчитываются наиболее тяжелые послеаварийные режимы. Из них выбирается больший ток. И по этому току осуществляется проверка по условиям нагрева в длительном режиме:

$$I_{n/ав} \leq K \cdot I_{дл.доп.}, \quad (13)$$

где K – поправочный коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды (определяется по [1]),

$I_{дл.доп.}$ - длительно допустимый ток (определяется по [4]).

Поправочный коэффициент равен 1,12, так как фактическая температура среды ниже минус 4 °С, нормированная температура среды равна плюс 24 °С согласно, [7].

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{P_{P.Л.}^2 + Q_{P.Л.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (14)$$

Определим сечение кабеля для линии ТП1-9-29:

$$I_{P.Л.норм} = \frac{\sqrt{\frac{353,58^2}{2} + \frac{112,823^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 281,947 \text{ А};$$

$$I_{расч} = \alpha_i \alpha_T I_{P.Л.норм.} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 281,947 = 325,649 \text{ А}.$$

К установке выбираем кабель марки ВВГнг-НФ сечением 185 мм².

Проверяем сечение в послеаварийном режиме:

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{353,58^2 + 112,823^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 563,895 \text{ А}.$$

Ток в длительно допустимом режиме равен:

$$563,895 \leq 1,29 \cdot 490 = 632,1.$$

Выбранное сечение проводов проверяется на отклонение напряжения. Зная напряжение на шинах источника питания, и подсчитав потери напряжения в сети, определяют напряжение у потребителей. Согласно ГОСТ 32144-2013 нормально допустимое значение отклонения напряжения 6 %, предельно допустимое –11 %.

Потеря напряжения в линиях до 35 кВ определяется по формуле

$$\Delta U = \frac{I_{\text{расч}} \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\%, \quad (15)$$

где I - рабочий максимальный ток, А;

L - длина линии, км;

$U_{\text{ном}} = 380$ В - номинальное напряжение ;

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

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

$$\Delta U = \frac{281,947 \cdot 0,14 \cdot \sqrt{3}}{380} \cdot (0,12 \cdot \cos 0,2 + 0,058 \cdot \sin 0,2) \cdot 100\% = 3,26\%.$$

Условие соблюдается. Сечение проводника выбрано верно.

Аналогично определяем сечения остальных кабелей. Результаты расчета сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Марки и сечения кабелей

Участок сети	И _{расч} , А	И _{п/а} , А	И _{дл.доп} , А	Сечение, мм*мм	Марка	ΔU, %
ТП88-9-29	408.895	817.79	570	240	АВВГ 4х240	1.217
ТП88-10	245.233	490.477	490	185	АВВГ 4х185	1.607
ТП90-43.1-43.2	239.553	479.11	490	185	АВВГ 4х185	1.539
ТП90-17-108	235.204	470.41	490	185	АВВГ 4х185	1.595
ТП90-16-68	329.224	658.45	570	240	АВВГ 4х240	1.527

ТП92-24-46	258.598	517.19	490	185	ABBГ 4x185	1.626
ТП92-55-57	290.48	580.96	490	185	ABBГ 4x185	0.777
ТП92-25-107	279.085	558.17	490	185	ABBГ 4x185	1.559
ТП93-65-69	135.075	270.15	178	70	ABBГ 4x70	0.058
ТП93-60-56	271.884	543.77	490	185	ABBГ 4x185	0.186
ТП93-61-62-63	227.039	454.08	295	150	ABBГ 4x150	2.458

2.7 Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ

Для расчета электрической нагрузки на вводе в ТП на стороне 0,4 кВ, необходимо просуммировать нагрузки всех отходящих линий.

$$P_{\Sigma P.L.} = \sum_{i=1}^n P_{P.L.} \quad (16)$$

$$Q_{P.TП} = \sum_{i=1}^n Q_{P.L.} \quad (17)$$

Рассмотрим расчет электрических нагрузок на примере ТП № 88

$$P_{P.TП} = (ТП88 - 29) + (ТП88 - 9 - 10) = 791,64 \text{ кВт};$$

$$Q_{P.TП} = (ТП88 - 29) + (ТП88 - 9 - 10) = 338,57 \text{ квар.}$$

Аналогично производится расчет для других ТП. Результаты расчета сведены в таблице 8.

Таблица 8 – результат расчета нагрузок на стороне 0,4 кВ ТП

Номер ТП	$P_{P.TП}$, кВт	$Q_{P.TП}$, квар	$S_{P.TП}$, кВА
ТП88	791.64	338.57	861.001
ТП90	985.325	386.218	1058
ТП92	994.5	442.818	1089
ТП93	724.056	393.46	824.056

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТП

3.1 Общие положения

Следующим этапом в проекте является выбор силового трансформатора.

Силовой трансформатор предназначен для изменения напряжения и тока с большого на меньшее и на оборот. Так как в работе строиться схема снабжения города, то соответственно и величины напряжения будут 10/0,4 кВ. В данном проекте силовые трансформаторы 10/0,4 кВ располагаются в закрытых трансформаторных будках.

Ниже на рисунке 3 изображена ТП



Рисунок 3 – ТП-88 с трансформаторами ТМ-630/10/0,4 кВ

3.2 Расчет и выбор КРМ

При расчете и выборе трансформаторных подстанций, первым делом необходимо рассчитать электрические нагрузки от шин подстанций и найти угол tg суммарный на шинах 0,4 кВ.

$$tg_{p\Sigma.i} = \frac{Q_{p\Sigma.i}}{P_{p\Sigma.i}}. \quad (18)$$

Если предельный угол на стороне 0,4 кВ получается больше 0,35, то необходима компенсация реактивной мощности.

Теперь необходимо выбрать компенсирующие устройства, для этого найдем фактическую нагрузку

$$Q\Phi_{кy.\Sigma i} = P_{p.\Sigma i} \times (tg_{p.\Sigma i} - tg_{np}), \quad (19)$$

где tg_{np} - предельный угол равный 0,35;

$P_{p.\Sigma}$ - суммарная активная мощность подстанции кВт.

$$Q_{ky.\Sigma i} = \frac{1.1 \times Q\Phi_{кy.\Sigma i}}{2}. \quad (20)$$

Рассмотрим пример расчета конденсаторной батареи для ТП №88.

$$tg_{p\Sigma.88} = \frac{338.57}{791.64} = 0.428$$

$$Q\Phi_{кy.\Sigma 88} = 791.64 \times (0.428 - 0.35) = 61.496 \text{ квар};$$

$$Q_{ky.\Sigma 88} = \frac{1.1 \times 61.496}{2} = 33.823 \text{ квар}.$$

По данным расчета выбираем УКРМ-0,4-10-25-УХЛ4

Результаты расчетов сведены в таблицу 9.

Таблица 9 – результаты расчетов конденсаторных батарей

Номер ТП	$P_{p.ТП}$, кВт	$tg_{p.\Sigma i}$	$Q\Phi_{кy.\Sigma i}$	$Q_{ky.\Sigma i}$	Тип компенсации реактивной мощности
ТП ГП88	791.64	0.428	61.496	33.823	УКРМ-0,4-35-25-УХЛ4
ТП ГП90	985.325	0.392	41.355	22.745	УКРМ-0,4-25-25-УХЛ4

Номер ТП	$P_{P.ТП}$, кВт	$tg_{p.Σi}$	$QΦ_{ку.Σi}$	$Q_{ку.Σi}$	Тип компенсации реактивной мощности
ТП ГП92	994.5	0.445	94.743	52.109	УКРМ-0,4-60-25-УХЛ4
ТП ГП93	724.056	0.543	140.04	77.022	УКРМ-0,4-100-25-УХЛ4

3.3 Выбор трансформаторов на напряжение 10/0.4 кВ

Для выборов трансформатора исходными данными считаются реактивная и активная мощности на шинах 0,4 кВ. Так как я рассчитал конденсаторные батареи, то за место реактивной мощности я применю некомпенсированную реактивную мощность.

$$Q_{нескi} = Q_{P.ТПi} - QΦ_{ку.Σi}, \quad (21)$$

где $Q_{P.ТП}$ – реактивная мощность на шинах 0,4 кВ ТП;

$$S_{P.Тр} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{K_3 \cdot N_T}, \quad (22)$$

где $K_3 = 0,75$ – коэффициент загрузки для жилого района где преобладает вторая категория;

$P_{P.ТП}$ – активная мощность на шинах 0,4 кВ ТП кВт;

N_T – количество трансформаторов на ТП.

После определения расчетной мощности выбирается трансформатор из [12] по условию:

$$S_{T_{ном}} \geq S_{расч}, \quad (23)$$

где $S_{T_{ном}}$ - номинальная мощность выбранного трансформатора, МВ·А;

$S_{расч}$ - расчетная мощность МВ·А.

Проверка коэффициента загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{3п/ав} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{S_{T_{ном}} \cdot N_T}. \quad (24)$$

Выбранный трансформатор не подойдет если после проверки рассчитанный коэффициент загрузки будет больше 1,5.

Произведем выбор и проверку трансформаторов для ТП88:

$$Q_{\text{неск}88} = 338.57 - 61.496 = 277.074 \text{ квар};$$

$$S_{\text{расч}A88} = \frac{\sqrt{791.64^2 + 277.074^2}}{0,75 \cdot 2} = 599.091 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Для данной ТП принимаем = 630 кВА.

Проверка коэффициентов загрузки:

$$K_{\text{зп.ав}88} = \frac{\sqrt{791.64^2 + 277.074^2}}{630} = 1.331 \leq 1,5$$

По рассчитанному коэффициенту загрузки видно, что трансформатор выбран правильно, и перевыбирать нет необходимости. По такому же логаритму рассчитываем и для других ТП. В таблицу 10 приведены остальные выбранные трансформаторы и их рассчитанные коэффициенты загрузки

Таблица 10 – Мощности трансформаторов ТП

Номер ТП	$P_{P.ТП}$, кВт	$Q_{\text{неск}}$, квар	$S_{\text{расч.}}$, кВА	S_T , кВА	$K_{\text{з.Факт}}$	$K_{\text{зп.ав}}$	Тип трансформатора ТП
ТП ГП88	791.64	277.074	599,091	630	0.67	1.331	ТМ630/10/0.4
ТП ГП90	985.325	344.864	745.667	1000	0.52	1.044	ТМ1000/10/0.4
ТП ГП92	994.5	348.075	752.61	1000	0.53	1.054	ТМ1000/10/0.4
ТП ГП93	724.056	253.42	547.945	630	0.61	1.218	ТМ630/10/0.4

4 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ ТП

Для сетей электроснабжения города обычно выбирают и ставят подстанции двух типов комплектную трансформаторную подстанции городского типа (КТПГ) и блочную подстанцию (КТПБ). Такие подстанции полностью собираются на заводе, а не посредственно на месте установки монтируются и собираются.

При распределении и приеме электроэнергии в жилых домах повышенной этажности и зданиях общественного назначения используют вводно-распределительные панели шкафного типа одностороннего обслуживания ВРУ.

Схема ТП представлена на рисунке 4:

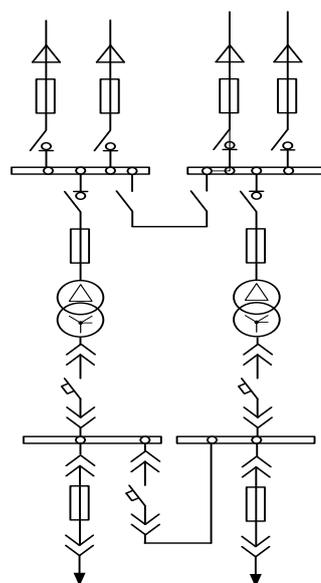


Рисунок 4 – Принципиальная схема ТП 10 кВ с двумя трансформаторами

Данная подстанция устанавливается на специальном фундаменте, чаще всего на бетонном. Ввод 10 кВ и щита 0.38 кВ обслуживают через двери отсеков. Осмотр и ремонт щита осуществляют со стороны камеры трансформатора.

Присоединение к кабельным сетям может быть выполнено транзитом.

5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ ТП И ЛИНИЯХ

Потери мощности в линии определяются по следующей формуле:

$$\Delta P = \frac{(P_{\Sigma}^2 r + Q_{\Sigma}^2 r)}{U^2}; \quad (25)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{\Sigma}^2 x + Q_{\Sigma}^2 x)}{U^2}, \quad (26)$$

где P_{Σ}, Q_{Σ} - активная и реактивная мощность, протекающая по линии, кВт, квар;

x, r - удельные реактивное и активное сопротивления, Ом/км;

U - номинальное напряжение, кВ.

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

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (27)$$

где τ - время потерь, ч.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_i}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (28)$$

где T_i - число часов использования максимума нагрузки, ч.

Произведем расчет для линии ТП1-9-10 по формулам:

$$\Delta P = \frac{353.58^2 \cdot 0,1 \cdot 0,15 + 112.823^2 \cdot 0,1 \cdot 0,15}{0.4^2} = 12.914 \text{ кВт/км};$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3979 \text{ ч};$$

$$\Delta W = 86.09 \cdot 1098 = 14.175 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Результаты определения потерь электроэнергии и мощности сведем в таблицу 11.

Таблица 11 – Определение потерь мощности и энергии в линии 0,4 кВ

Участок сети	P, кВт	Q, квар	F, мм ²	x	r	ΔP, кВт	ΔQ, квар	ΔW, МВт*ч
ТП88-29-19	481.89	208.92	240	0.058	0.129	17.62	7.93	77.7
ТП88-10	256.75	121.63	150	0.059	0.203	15.1	7.74	65.06
ТП90-43.2-43.1	242.37	114.65	185	0.059	0.167	16.05	4.37	55.89
ТП90-108-17	236.12	109.66	185	0.059	0.167	16.31	4.46	61.92
ТП90-68-16	367.73	164.825	240	0.058	0.129	18.84	8.03	79.94
ТП92-46-24	353.46	124.7	185	0.059	0.167	16.17	5.13	67.34
ТП92-57-55	362.32	168.998	185	0.059	0.167	10.31	4.31	38.05
ТП92-107-25	325.32	121.12	185	0.059	0.167	16.75	5.31	70.63
ТП93-69-65	134	34.6	70	0.061	0.443	11.96	1.78	51.55
ТП93-60-56	267.6	199.29	185	0.059	0.167	9.56	4.05	34.05
ТП93-62-63-61	240.46	134.57	150	0.059	0.203	22.8	5.99	84.7

Потери мощности в трансформаторах определяются по следующим формулам:

$$\Delta P = \frac{(P_{P.L}^2 R + Q_{P.L}^2 R)}{U^2}; \quad (29)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{P.L}^2 X + Q_{P.L}^2 X)}{U^2}, \quad (30)$$

где $P_{P.L.}, Q_{P.L.}$ - активная и реактивная мощность, на стороне НН 0,4 кВ трансформатора ТП, кВт, квар;

x, r - реактивное и активное сопротивления трансформатора, Ом/км;

U - номинальное напряжение, кВ.

Произведем расчет потерь для ТП88

$$\Delta P = \frac{(791.64^2 \cdot 3.43 + 277.74^2 \cdot 3.43)}{10^2} = 12.74 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q = \frac{(791.64^2 \cdot 10.72 + 277.74^2 \cdot 10.72)}{10^2} = 37.68 \text{ квар.}$$

Остальные результаты потерь мощности сведем в таблицу 12.

Таблица 12 – Потери мощности в трансформаторах ТП

Номер ТП	$P_{р.ТП}$, кВт	$Q_{р.ТП}$, квар	S_T , КВА	ΔP , кВт	ΔQ , квар
ТП ГП88	791.64	277.074	630	12.74	37.68
ТП ГП90	985.325	344.864	1000	42.71	80.36
ТП ГП92	994.5	348.075	1000	42.33	79.66
ТП ГП93	724.056	253.42	630	0.63	8.25

6 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ 10 КВ ЖИЛОГО РАЙОНА

Питающие сети 10 кВ используются в системах электроснабжения крупных промышленных и коммунальных предприятиях, а так же для питания городской распределительной сети общего пользования. Для питания ТП от ЦРП мы используем петлевые схемы питания, которые в нормальном режиме разомкнуты в точке потокораздела, а также лучевые схемы. В данном проекте я использую лучевую схему

6.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП определяются путем суммирования мощности протекающей через трансформатор и потери мощности в нем. Результаты расчета нагрузок занесены в таблицу 9.

$$P_{ТП.ВН} = P_{P.Л} + \Delta P ; \quad (31)$$

$$Q_{ТП.ВН} = Q_{неск.ТП} + \Delta Q . \quad (32)$$

Произведем расчет для ТП88

$$P_{ТП.ВН} = 791.64 + 12.74 = 804.38 \text{ кВт};$$

$$Q_{ТП.ВН} = 277.074 + 39.71 = 316.784 \text{ квар.}$$

Результаты расчета для остальных трансформаторных подстанций сведем в таблицу 13.

Таблица 13 – Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП

Номер ТП	$P_{P.ТП}$, кВт	$Q_{неск.ТП}$, квар	ΔP , кВт	ΔQ , квар	$P_{ТП.ВН}$, кВт	$Q_{ТП.ВН}$, квар
ТП ГП88	791.64	277.074	12.74	39.71	804.38	316.784
ТП ГП90	985.325	344.864	42.71	80.36	1028	425.224
ТП ГП92	994.5	348.075	42.33	79.66	1037	427.735
ТП ГП93	724.056	253.42	0.63	8.25	724.686	261.67

6.2 Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ

Расчетные электрические нагрузки городских сетей 10 кВ

определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к РП, на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок (коэффициент участия в максимуме нагрузок), принимаемый по таблице 2.1.1, [8].

$$P_{Л.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n P_{ТП.ВН} \quad (33)$$

$$Q_{Л.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n Q_{ТП.ВН} \quad (34)$$

где k_y - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов, принимаем 0,7

$$P_{Л.10} = 0.7 \cdot (804.38 + 1028 + 1037 + 724.686) = 2516.34 \text{ кВт};$$

$$Q_{Л.10} = 0.7 \cdot (316.784 + 425.224 + 427.735 + 261.67) = 1002.63 \text{ квар};$$

$$S_{Л.10} = \sqrt{3639.71^2 + 1501.1^2} = 3937 \text{ кВА}.$$

6.3 Выбор схемы распределительной сети 10 Кв

В проектах при проектировании электроснабжения города, применяются точно такие же требования как для электроснабжения линий 220-330. Как и везде тут необходимо качество, простота и в тоже время дешевизна выбираемой конструкции снабжения, при этом схема должна быть актуальна с минимальными количествами затрат на оборудование. При оценке возможностей применения простейших, в том числе и неавтоматизированных, сетей в системах ЭСГ необходимо учитывать широкие возможности применения при эксплуатации этих сетей разнообразных средств связи и автотранспорта и особенно эксплуатации сетей с компенсированной нейтралью.

Применяют схемы:

- схемы луч снабжения без резервирования линии и трансформатора;
- кольцевые неавтоматизированные распределительные сети;
- кольцевые автоматизированные сети при установке линейных выключателей нагрузки с автоматизированным управлением;
- лучевые автоматизированные сети с резервированием линий и трансформаторов.

В своем проекте я буду использовать лучевую схему электроснабжения города.

6.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ

Сечения проводов ВЛ и жил кабелей должны выбираться по экономической плотности тока в нормальном режиме и проверяться по допустимому току в аварийном и послеаварийном режимах, а также по допустимому отклонению напряжения.

Определение максимального тока, протекающего в линии:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{\frac{P_{P.L.}^2}{2} + \frac{Q_{P.L.}^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (35)$$

где U_H - напряжение сети, кВ; 10 кВ;

$Q_{P.L.}$ и $P_{P.L.}$ - активная и реактивная нагрузка линии в рассматриваемом участке линии, квар, кВт.

Далее максимальный ток проверяем по приросту нагрузок с учетом 6 лет

$$I_{p.\max} = \alpha_i \alpha_T I_{\max}. \quad (36)$$

Далее по условию выбора проводника проверяем его на длительно допустимый ток.

$$I_{\text{дл.доп}} \geq \frac{I_{p.\max}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3}, \quad (37)$$

где $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток для данного участка проектируемой линии выбираем по справочнику [9], А;

K_1 – коэффициент снижения токовой нагрузки в зависимости от количество кабелей в траншее;

K_2 – допустимая перегрузка кабелей с пропитанной бумажной изоляцией принимается равным 0,9 по справочнику [9];

K_3 – поправочный коэффициент на токи для кабелей в зависимости от температуры земли и воздуха по ПУЭ принимаем 1.

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

По полученному значению расчетного тока выбираем сечение проводника по [9].

Для проверки выбранных сечений рассчитываются наиболее тяжелые послеаварийные режимы. Из них выбирается больший ток. И по этому току осуществляется проверка по условиям нагрева в длительно режиме:

Проведем расчет для линии ЦРП95-ТП88-ТП90 и найдем максимальный ток протекающий в этой линии

$$I_{P..L.max} = \frac{\sqrt{\frac{915.302^2}{2} + \frac{420.329^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 58.121 \text{ А};$$

$$I_{P.max} = 1.05 \times 1.1 \times 58.121 = 67.124$$

$$156 \geq \frac{67.124}{0.9 \cdot 1.1},$$

По получившимся данным выбираем АПвПуг сечением 70 мм².

Теперь необходимо проверить этот кабель на тяжелый послеаварийный режим, для этого возьмем самый большой ток и по нему проверим на нагрев в длительно режиме.

$$I_{n/ав.max} = \frac{\sqrt{(1317)^2 + (608,453)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 83.768 \text{ А},$$

$$I_{p.n/ав.маx} = 1,05 \cdot 1,1 \cdot 83.768 = 96.75 \text{ А,}$$

$$156 \geq \frac{0,9 \cdot 96.75}{0,95 \cdot 1 \cdot 0,9}.$$

Выбранный кабель прошел проверку на режим послеаварийного тока. Теперь необходимо проверить его на разность напряжения.

$$\Delta U = \frac{96,75 \cdot 0,672 \cdot \sqrt{3}}{1000} \cdot (0,53 \cdot 0,908 + 0,064 \cdot 0,418) \cdot 100\% = 0.004\% .$$

При проверке мы видим что условие : $\Delta U < 10\%$ -соблюдается. Это означает что сечение проводника выбрано верно.

Теперь оставшиеся расчеты внесем в таблицу 14.

Таблица 14 – Расчет сечений кабеля 10 кВ

Участок сети	L, м	I _{расч} А	I _{пав} А	I _{дл.доп} А	F, мм ²	Марка
РП-ТП88-ТП90	672	58.151	83.768	156	70	АПвПуг 3x70/16
РП-ТП92-ТП93	462	57.424	90.937	156	70	АПвПуг 3x70/16

6.5 Расчет электрических нагрузок РП

Для расчета электрических нагрузок на шинах РП необходимо просуммировать нагрузки РП и потери мощности в линиях. Результаты расчета сведем в таблицу 15.

Таблица 15 – Потери мощности в линиях 10 кВ

Участок сети	L, м	P _{ij} кВт	Q _{ij} квар	ΔP, кВт	ΔQ, квар
РП-ТП88	2x448	1777	725	4.02	0.55

ТП88-ТП92	2x224	985.325	386.218	0.63	0.087
РП-ТП92	2x112	1719	836.278	0.98	0.14
ТП92-ТП93	2x350	724.056	393.46	0.53	0.073

Сумма потерь мощности во всей схеме равна:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta P_i; \quad (38)$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta Q_i; \quad (39)$$

$$\Delta P_{\Sigma} = (4.02 + 0.63 + 0.98 + 0.53) = 6.12 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = (0.55 + 0.087 + 0.14 + 0.073) = 0.85 \text{ квар.}$$

Электрические нагрузки на стороне 10 кВ РП будут определяться:

$$P_{РП.10} = P_{Л.10} + \Delta P_{\Sigma}; \quad (40)$$

$$Q_{РП.10} = Q_{Л.10} + \Delta Q_{\Sigma}; \quad (41)$$

$$P_{РП.10} = 3496 + 6.12 = 3502.12 \text{ кВт};$$

$$Q_{РП.10} = 1561 + 0.85 = 1561.85 \text{ квар.}$$

7 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ РП

Распределительное устройство 10 кВ выполняется в виде двух секций шин, секционированной выключателем с устройством АВР, и установке комплектных распределительных устройств КРУ различных производителей. Как правило, распределительный пункт выполняется без трансформации напряжения, однако, в нашем случае распределительная подстанция совмещена с трансформаторной подстанцией. Схемы подстанций должны быть составлены таким образом, чтобы была возможность их постепенного расширения и соблюдения требований необходимой релейной защиты и автоматики.

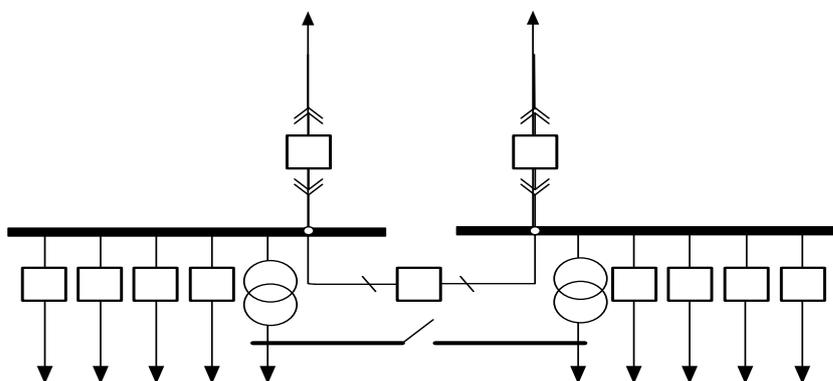


Рисунок 5 – Электрическая схема распределительной подстанции

На РП применена секционированная система шин. Секционный выключатель в нормальном режиме обычно отключен, что обеспечивает снижение токов короткого замыкания. Распределительное устройство выполнено в виде шкафов КРУ. Шкафы комплектного распределительного устройства содержат в себе выключатель, трансформаторы тока и напряжения, устройства релейной защиты, автоматики и приборы измерения. Шкафы КРУ собираются и комплектуются на заводе изготовителе, оборудованием разных фирм, по желанию заказчика. Применение комплектных распределительных устройств позволяет добиться удобства монтажа и обслуживания.

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

8.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

В высоковольтной сети на высокой стороне токи КЗ определяют в следующих точках: на шинах ЦРП, на шинах напряжения самой удаленной ТП, а также на шинах расчетной ТП. В таких расчетах основное напряжение следует принять равным 1,05 от номинального.

Теперь определим ток двухфазного КЗ

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

Ударный ток определяется по формуле:

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

Ударный коэффициент определяется по формуле:

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

Постоянная времени затухания определяется по формуле:

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

А трехфазное короткое замыкание определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (46)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{(\sum x_l + x_{сис})^2 + (\sum r_l)^2} \quad (47)$$

Теперь на примере я рассчитаю КЗ

На рисунке 6, я указал схему для расчёта

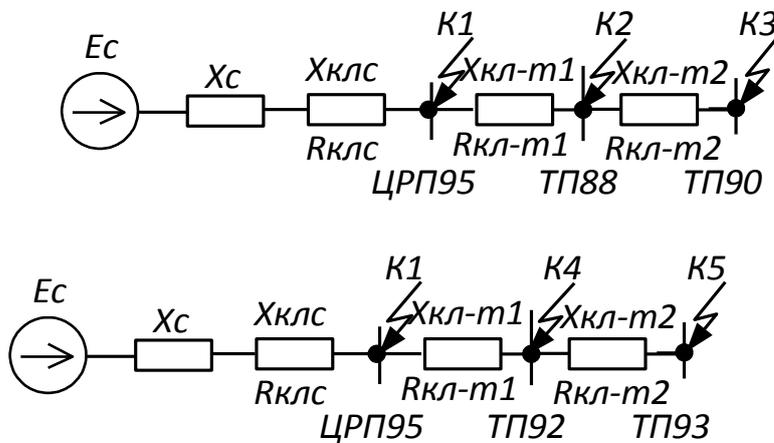


Рисунок 6 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

В работе я укажу пример расчета точки К1, эта точка расположена на шинах распределительного пункта.

ЦРП95:

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 7.08} = 0,856 \text{ Ом,}$$

$$X_{L1} = 0.856 + 0.095 = 0.951$$

$$Z = \sqrt{(0.095)^2 + 0,84^2} = 1,269 \text{ Ом,}$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,269} = 4,777 \text{ кА},$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,777 = 4,137 \text{ кА}.$$

$$T_{a1} = \frac{0,951}{314 \cdot 0,84} = 0.0036$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0.0036}} = 1.062$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1.062 \cdot 4.777 = 7.18 \text{ кА}.$$

Для остальных точек я привел расчет в приложение А.

В таблице 16 сведены расчеты остальных точек КЗ.

Таблица 16 – Результаты расчета токов КЗ на 10 кВ

т. КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	$I_{\kappa}^{(2)}$, кА	T_a	$k_{уд}$	$i_{уд}$, кА
К1	4.777	4.137	0.0036	1.062	7.178
К2	4.248	3.679	0.0031	1.036	6.223
К3	4.016	3.478	0.00278	1.027	5.834
К4	4.637	4.016	0.00343	1.054	6.913
К5	4.233	3.67	0.00299	1.035	6.197

8.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, и в конце каждой отходящей линии. В таких расчетах основное напряжение следует принять равным 1,05 от номинального [2].

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

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

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Ток однофазного короткого замыкания будем определять методом симметричных составляющих:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}{z_0}, \quad (49)$$

где z_0 - сопротивление однофазному короткому замыканию, Ом.

Полное сопротивление однофазного КЗ определяется как:

$$z_0 = \sqrt{(r_{III} + r_{OI} + r_{HI})^2 + (x_{III} + x_{OI} + x_{HI})^2}. \quad (50)$$

где r_{III} , x_{III} - активное и реактивное сопротивление прямой последовательности, Ом;

r_{OI} , x_{OI} - активное и реактивное сопротивление обратной последовательности, (для линий и трансформаторов принимается равное прямой) Ом;

r_{HI} , x_{HI} - активное и реактивное сопротивление нулевой последовательности, Ом;

Произведем расчет для ТП88, питающаяся от РП.

Расчетная схема показана на рисунке 7.

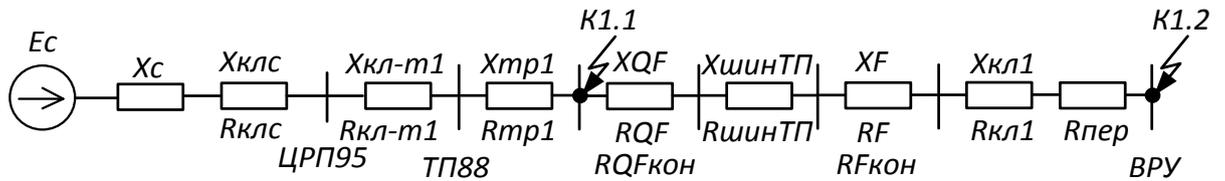


Рисунок 7 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ для точек К1.0 и К1.1:

$$z_{\kappa 1}^{(3)} = \sqrt{\left(\begin{matrix} (x_C + x_{KL_{C-ЦРП}} + \\ x_{KL_{ЦРП-ТП88}} + x_{ТП1}) \cdot \frac{0.4^2}{10.5^2} \end{matrix} \right)^2 + \left((r_{KL_{C-ЦРП}} + r_{KL_{ЦРП-ТП88}} + r_{ТП1}) \cdot \frac{0.4^2}{10.5^2} \right)^2}, \quad (51)$$

$$z_{\kappa 1}^{(3)} = 0.053 \text{ мОм},$$

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{0.4}{\sqrt{3} \cdot 0.053} = 11.65 \text{ кА},$$

$$z_{\kappa 1.1}^{(3)} = \sqrt{\left(\begin{matrix} (x_C + x_{KL_{C-ЦРП}} + x_{KL_{ЦРП-ТП88}} \\ + x_{ТП1}) \cdot \frac{0.4^2}{10.5^2} + x_{ТП-88} \end{matrix} \right)^2 + \left((r_{KL_{C-ЦРП}} + r_{KL_{ЦРП-ТП88}} + r_{ТП1}) \cdot \frac{0.4^2}{10.5^2} + r_{ТП-88} \right)^2}, \quad (52)$$

Где $x_{ТП-1} = x_{ТП_{FQ}} + x_{ШИН_{КТП}} + x_{KL_F} + x_{KL_{ТП-1}}$

$$r_{ТП-1} = r_{ТП_{FQ}} + r_{ТП_{FQ.КОН}} + r_{ШИН_{КТП}} + r_{KL_F} + r_{KL_{F.КОН}} + r_{KL_{ТП-1}} + r_{Пер}$$

$$z_{\kappa 1.1}^{(3)} = 0.46 \text{ мОм},$$

$$I_{\kappa 17.1}^{(3)} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 0.46} = 0.5 \text{ кА}.$$

Результаты остальных расчетов сведём в таблицу 17.

Таблица 17 – Результаты расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Точка КЗ	Место КЗ	$I_{к^{(3)}}$, кА	$I_{к.min}^{(1)}$, кА
1	2	3	4
К1.0	Шины 0.4	12.712	11.651
К1.1	ВРУ	0.506	1.17
К1.2	ВРУ	0.346	1.18
К2.0	Шины 0.4	9.069	12.469
К2.3	ВРУ	1.166	1.135
К2.4	ВРУ	1.266	1.235
К2.5	ВРУ	1.41	1.367
К3.0	Шины 0.4	9.085	8.379
К3.6	ВРУ	1.167	1.135
К3.7	ВРУ	1.063	1.031
К3.8	ВРУ	1.167	1.335
К4.0	Шины 0.4	40.124	28.761
К4.9	ВРУ	0.513	0.506
К4.10	ВРУ	1.271	1.233
К4.11	ВРУ	1.071	1.043

9 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Чтобы проверить кабель на термическую стойкость, по условию термической стойкости мы находим минимальное сечение кабеля, следовательно оно должно быть меньше чем сечение для выбранного кабеля [1].

Определяем тепловой импульс по следующей формуле:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot [t_{откл} + T_a], \quad (53)$$

где $t_{откл} = t_{рз} + t_{откл.в}$;

где $t_{рз}$ - время действия релейной защиты, с;

$t_{откл.в}$ - время отключения выключателя, с;

$$t_{откл.в} = 0,5 + 0,07 = 0,57 \text{ с.}$$

Постоянная времени вычисляется по величине сопротивлений до места КЗ:

$$T_a = \frac{\sum X}{\omega \cdot \sum R} \quad (54)$$

$$T_a = 0.1 \text{ с.}$$

Также необходимо определить минимальное сечение кабеля, его мы определяем по условию термической стойкости, которую определим по следующей формуле:

$$S_{тер} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m}, \quad (55)$$

где C_m - коэффициент, зависящий от допустимой температуры при КЗ и материала проводника (для алюминиевых кабелей $C_m = 90 \text{ A}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^2$).

Для примера произведем расчет для проверки кабеля РП – ТП23Б.

$$B_k = 4,777 \cdot [0,57 + 0,01] = 2,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$S_{\text{тер}} = \frac{\sqrt{2,77 \cdot 10^3}}{90} = 0,58 \text{ мм}^2.$$

Кабель для которого осуществлялась проверка имеет сечение $10 \text{ мм}^2 > 0,58 \text{ мм}^2$, следовательно условие проверки выполняется, выбранный кабель проходит по термической стойкости. Остальные кабели в сети должны быть сечением не меньше $0,58 \text{ мм}^2$.

10 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ ПО ДОПУСТИМОЙ ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Выбранные сечения кабелей в сети 10 кВ, питающей между собой трансформаторные подстанции от РП проходят проверку по допустимой потере напряжения, как и кабели в сети 0,4 кВ, проверенные в главе 6. Отклонение напряжения не должно превышать ± 1.0 % в нормальном режиме[2].

Результаты определения потерь в сети 10 кВ отображены в таблице 18.

Таблица 18 – Проверка допустимых потерь напряжения в сети 10 кВ

Кабель	$I_{ПА}$, А	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	L, км	ΔP , кВт	ΔU , %
ЦРП-ТП88	81.768	0,443	0.061	0.447	4.1	0.351
ТП88-ТП90	57.151	0,443	0.061	0.222	0.62	0.039
ЦРП-ТП92	89.837	0,443	0.061	0.110	0.91	0.221
ТП92-ТП93	55.463	0,443	0.061	0.34	0.52	0.239

Потери напряжения в сети 10 кВ не превышают допустимые отклонения.

11 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Электрические аппараты выбирают по роду установки, номинальному току и напряжению и проверяют на динамическую и термическую стойкость. Выбор оборудования осуществляем для РП.

11.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока. Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах.

Место расположения выключателей представлено на рисунке 8.

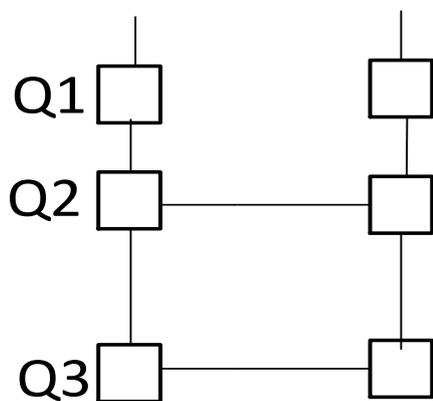


Рисунок 8 – Расположение выключателей

Выбор выключателя отходящих присоединений проведем на примере выключателя Q2, остальные выключателя выбираются аналогично.

Определим максимальное рабочее значение токов, проходящих через выключатель Q2 на РП:

$$I_{номQ2} = \frac{\sqrt{8634^2 + 3789^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 608,22 \text{ А.}$$

Выбираются вакуумные выключатели ВВ.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам [2]:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} , \quad (56)$$

2) По длительному току:

$$I_{р.мах} \leq I_{ном} , \quad (57)$$

3) По отключающей способности:

$$I_{н.0} \leq I_{откл.ном} , \quad (58)$$

Выбираем вакуумный выключатель типа ВВ/TEL -10-20/630-У3.

$$4,766 \leq 20 \text{ кА.}$$

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_k = I_{н0}^2 \cdot [t_{откл} + T_a] , \quad (59)$$

где $t_{откл}$ - время отключения КЗ, принимаем $t_{откл} = 0,569$ с.

$$B_k = 4,766^2 \cdot (0,569 + 0,06) = 14,29 \text{ кА}^2\text{с.}$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{к.в} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}, \quad (60)$$

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

$$B_K \leq B_{к.в}.$$

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

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном.откл}, \quad (61)$$

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

$I_{ном.откл}$ – номинальный ток отключения, кА.

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,39 \cdot 20 = 11,03 \text{ кА},$$

Расчетное значение апериодической составляющей в отключенном токе в нулевой момент времени составляет:

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о}, \quad (62)$$

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot 5,61 = 7,93 \text{ кА}.$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных выключателя приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	ВВ/TEL -10-20/630-У3	
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рmax} = 608,22 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{y\delta} = 7,177 \text{ кА}$	$i_{скв} = 32 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{y\delta}$
$B_{к.} = 14,29 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{но} = 5,62 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$I_{nt} = 5,62 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{nt}$
$i_{at} = 7,93 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 11,03 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{at}$

Выбранный мною выключатель прошел проверку.

11.2 Выбор и проверка трансформатора тока

При выборе трансформаторов тока необходимо учитывать то что они должны выбираться с двумя вторичными обмоткаи, так как одна предназначена для одключения к ней электрических приборов, другая для приборов защиты. Выбор трансформаторов тока производится по номинальному напряжению (в соответствии с классом изоляции[7]), току первичной цепи, току и вторичных обмоток при выбранном классе точности, а проверяется по электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях.

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

Трансформаторы тока выбираются с вторичным током 5 А и двух сердечниками[2].

Трансформаторы тока выбираются по напряжению и току.

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

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости.
- по термической стойкости:
- по вторичной нагрузке [6]:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (58)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка r_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{к}}$:

$$r_1 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (63)$$

Выбираем ТОЛ-10УЗ, который предназначен для установки в КРУ, с первичным током 410 А.

Все электроизмерительные приборы выбираем с цифровым интерфейсом и телеметрическими параметрами серии 3021, что обеспечит снижение погрешности при снятии показаний с приборов.

Приборы данной серии подключаются непосредственно к трансформаторам тока или трансформаторам напряжения, они имеют возможность установки по интерфейсу RS484 и индуцируют значения измеряемых сигналов с учетом установленных коэффициентов трансформации. Кроме функции измерения приборы серии 3020 реализуют

функцию контроля минимального и максимального допустимых значений измеряемого параметра.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА-3020	0,5	-	-
Ваттметр	СР-3020	0,5	-	0,5
Варметр	СТ-3020	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	Альфа-А1801	0,1	-	0,1
Счетчик РЭ				
Итого		1,6		0,35

Номинальная нагрузка ТТ:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2}, \quad (64)$$

где S_{2H} – номинальная нагрузка вторичной цепи, справочная величина, В·А,

I_{2H} – номинальный ток вторичной цепи, А.

Мощность вторичной обмотки $S_{2H} = 15.01$ ВА

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{15}{25} = 0,6 \text{ Ом},$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2H}^2}, \quad (65)$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность приборов;

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,59}{25} = 0,063 \text{ Ом.}$$

Сопротивление проводов определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S_{\text{min}}}, \quad (66)$$

где $l_{\text{расч}}$ - расчетная длина соединительных проводов, зависит от класса напряжения и от схемы соединения, для 10 кВ и схемы «полная звезда» принимаем равным 10 м;

S_{min} - минимальное сечение проводов.

Выбираем провод сечение $q = 4 \text{ мм}^2$ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho = 0,0281$.

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{4} = 0,07 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов: $r_{\text{КОНТ}} = 0,01 \text{ Ом.}$

Вторичная нагрузка Z_2 :

$$Z_2 = 0,063 + 0,07 + 0,011 = 0,139 \text{ Ом.}$$

Осуществляем проверку на термическую стойкость к токам КЗ по формуле (59):

$$B_{\kappa} = 5,63^2 \cdot (0,57 + 0,06) = 18,1 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных трансформатора тока приведено в таблице 21.

Таблица 21 – Выбор трансформаторов тока ТОЛ-10УЗ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{p\max} = 377,61 \text{ А}$	$I_H = 400 \text{ А}$	$I_H \geq I_{p\max}$
$Z_{Hр} = 0,13 \text{ Ом}$	$Z_{2H} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hр}$
$B_{\kappa} = 18,11 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa H} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa H} \geq B_{\kappa P}$
$I_{уд} = 14,72 \text{ А}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

Выбранные трансформаторы тока полностью удовлетворяют условиям проверки.

11.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (напряжения) необходимо устанавливать на ПС в распред устройствах для подпитывания приборов напряжения учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики. Класс точности для питания счетчиков равен 0,5.

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

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;

- по классу точности;
- по вторичной нагрузке [2]:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} , \quad (67)$$

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

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

Ниже приведена таблица нагрузок и определена вторичная нагрузка.

Таблица 22 - Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Полная потребляемая мощность
					S, ВА
Вольтметр	СВ-3021	3	1	1	3
Ваттметр	СР-3021	4	2	1	8
Варметр	СТ-3021	4	2	1	8
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	3,6	2	2	14,4
Счетчик РЭ					
Итого	-	-	-	5	33,39

Вторичная нагрузка трансформатора по формуле составит:

$$S_{2\Sigma} = 33,39 \text{ ВА.}$$

Все измерительные приборы также имеют цифровой интерфейс и телеметрические параметры. Помимо своих основных свойств измерения выполняют роль контролирующих, регистрирующих и фиксирующих приборов[4].

Выбираются трансформаторы напряжения НАМИ–10-95 УЗ. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 23.

Таблица 23 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для проверки выбора трансформаторов напряжения

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_P = 33,39 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_H = 100 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_H \geq S_P$

Выбранные трансформаторы напряжения полностью удовлетворяют условиям проверки.

11.4 Выбор и проверка предохранителей на 0,4 и на 10 кВ

Трансформаторы 10/0,4 в сельских и городских распределительных электрических сетях, как правило, защищается плавкими предохранителями на стороне 10 кВ и весьма часто также плавкими предохранителями на стороне 0,4 кВ. [4].

На каждой ТП выбираем предохранители по расчетному току, для защиты распределительных линий 10 и 0,4 кВ, при условии:

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР}, \quad (68)$$

где I_B – номинальный ток плавкой вставки предохранителя, А;

$I_{номПР}$ – номинальный ток предохранителя, А.

Расчетный ток для ТП1 определяем по формуле:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (69)$$

где S_{Σ} – максимальная мощность, которая может протекать через оборудование, то есть с учётом аварийных ситуаций.

Рассчитываем ток для линии 1 на стороне 0,4 кВ:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{\frac{495.89^2}{2} + \frac{205.92^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 397,895 \text{ А.}$$

Выбираем плавкую вставку предохранителя на номинальный ток 400 А.

Выбираем предохранитель марки ПН2-400 [4].

Рассчитываем ток для ТП ГП90 на стороне 10 кВ:

$$I_{расч} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,7 \text{ А.}$$

Для ТП88 я выбираю плавкую вставку с номинальным током 40 А.

В этом случае выбираем предохранитель марки НПН2-60 [4].

Выбор предохранителей на сторонах 0,4 кВ и 10 кВ представлен в таблицах 24 и 25.

Таблица 24 – Выбор предохранителей на стороне 0,4 кВ

Участок сети	$I_{расч}$, А	$I_{пл.вст}$, А	Марка предохранителя
1	2	3	4
ТП ГП88-9-29	398.89	400	ПН2-400
ТП ГП88-10	245.232	250	ПН2-250
ТП ГП 90-43.1-43.2	239.553	250	ПН2-250
ТП ГП 90 – 17-108	235.204	250	ПН2-250
ТП ГП 90 -16-68	329.224	400	ПН2-400

1	2	3	4
ТП92-46-24	258.598	400	ПН2-400
ТП92-57-55	290.48	400	ПН2-400
ТП92-107-25	279.085	400	ПН2-400
ТП93-69-65	135.075	250	ПН2-250
ТП93-60-56	271.884	400	ПН2-400
ТП93-62-63-61	227.039	400	ПН2-400

Подробный расчет приведен в приложении А.

Таблица 25 – Выбор предохранителей на стороне 10 кВ

Номер ТП	$I_{расч}, А$	$I_{пл.вст}, А$	Марка предохранителя
1	2	3	4
ТП ГП88	34.589	40	НПН-60
ТП ГП90	43.051	55	НПН-60
ТП ГП92	43.452	55	НПН-60
ТП ГП93	31.636	40	НПН-60

Подробный расчет приведен в приложении А.

После выбора предохранители необходимо проверить по следующим параметрам:

- по согласованию с сечением проводника;
- по разрушающему действию трехфазных токов КЗ;
- по чувствительности к токам КЗ.

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника [3]:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{ол.дон}, \quad (70)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{no}^{(3)} \leq I_{отк}, \quad (71)$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{no}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B, \quad (72)$$

Предохранители с меньшим номинальным током имеют большую отключающую способность, то есть они пройдут по всем условиям.

11.5 Выбор и проверка автоматических выключателей

На каждой ТП выбираем автоматических выключателей по расчетному току [4]:

$$I_{ном. расц} \geq I_p, \quad (73)$$

где I_p – максимальный рабочий ток.

Результаты расчета сведем в таблицу 26.

Таблица 26 – Выбор автоматических выключателей

№ ТП	$S_{ТП}$, кВА.	I_p , А	$I_{ном. расц}$, А	Марка выключателя
1	2	3	4	5
ТП ГП88	559.091	34.589	40	ВА52-39
ТП ГП90	745.667	43.051	55	ВА53-43
ТП ГП92	752.61	43.452	55	ВА53-43
ТП ГП93	547.94	31.636	40	ВА52-39

Автоматические выключатели проверяются как предохранители, но добавляется условие проверки по динамической стойкости:

$$i_{yd} \leq i_{дин}.$$

12 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

12.1 Расчет релейной защиты отходящих присоединений РП 10 кВ

Согласно с ПУЭ для линий в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью (в том числе и с нейтралью, заземленной через дугогасительный реактор) должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю. На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени. Защита от однофазных замыканий на землю должна в первую очередь реагировать на установившиеся замыкания на землю; допускается также применение устройств, регистрирующих на кратковременные замыкания, без обеспечения повторности действия [7].

12.1.1 Расчёт установок токовой отсечки

Селективность действия токовой отсечки достигается тем, что ее ток срабатывания принимается больше максимального тока короткого замыкания, проходящего через защиту при повреждении внешнего элемента. Действие защиты при коротком замыкании увеличивается по мере приближения места короткого замыкания [8].

Ток срабатывания ТО выбирают по выражению:

$$I_{с.з.}^{ТО} = k_{отс} \cdot I_{п0}^{(3)}, \quad (74)$$

где $I_{п0}^{(3)}$ – действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ у шин трансформаторной подстанции, А;

$k_{отс}$ – коэффициент, учитывающий влияние апериодической составляющей;

$$k_{отс} = 1,05 \dots 1,6,$$

$$I_{с.з.}^{ТО} = 1,07 \cdot 3,37 = 3,6 \text{ кА}.$$

Токовая отсечка является быстродействующей защитой и может срабатывать от толчков тока намагничивания, возникающих при включении силовых трансформаторов защищаемой цепи. Поэтому $I_{с.з.}^{ТО}$ должен удовлетворять условию:

$$I_{с.з.}^{ТО} \geq k_{нам} \cdot \sum I_{ном.т}, \quad (75)$$

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

$k_{нам}$ – коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых трансформаторов, $k_{нам} = 3 \dots 5$.

Покажем расчёт установок токовой отсечки на примере расчета ТО для участка РП6-ТП15.

Проверяем ТО на толчок токов намагничивания всех трансформаторов

$$I_{с.з.}^{ТО} \geq I_{бр.нам}, \quad (76)$$

$$I_{бр.нам} = k_{нам} \cdot \frac{\sum S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (77)$$

$$I_{бр.нам} = 4 \cdot \frac{10520}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,31 \text{ кА},$$

$$3,54 \geq 2,31 \text{ кА}.$$

Условие выполняется, следовательно, устава выбрана верно.

Коэффициент чувствительности токовой отсечки при максимальном двухфазном токе КЗ в месте установки защиты:

$$k_{ч\text{ ТО}} = \frac{I_{к\text{ max}}^{(2)}}{I_{с.з.}^{\text{ТО}}} \quad (78)$$

$$k_{ч\text{ ТО}} = \frac{4,88}{3,6} = 1,36 \geq 1,2$$

Так как согласно ПУЭ коэффициент чувствительности для органов тока и напряжения ступени защиты, предназначенной для действия при КЗ в конце защищаемого участка, при наличии надежно действующей селективной резервной ступени - около 1,2. В том случае, если коэффициент чувствительности меньше 1,2, то необходимо проверить сколько процентов длины линии будет защищено токовой отсечкой. Для этого необходимо построить график спадания токов трехфазного КЗ.

Расчет ТО для остальных отходящих линий приведен в таблице 27.

Таблица 27 – Расчет ТО для отходящих линий 10 кВ

Участок сети	$I_{п0}^{(3)}$, кА	$I_{с.з.}^{\text{ТО}}$, кА	$I_{бр.нам}$, кА	$I_{к\text{ max}}^{(2)}$, кА	$k_{ч\text{ ТО}}^{(3)}$	Длина защищаемой линии, %
РП						
РП-ТП88	4,81	5,05	0,29	4,02	0,80	35
РП-ТП92	4,10	4,30	0,66	5,23	1,22	-

По данным расчета можно пронаблюдать, что токовую отсечку можно принять к установке.

12.1.2 Расчёт установок максимальной токовой защиты

Расчёт установок максимальной токовой защиты покажем на примере расчета МТЗ для участка РП6-ТП5.

Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты выбирается по условию отстройки от наибольшего тока нагрузки

$$I_{с.з.} \geq \frac{k_{зап.} \cdot k_{сзп}}{k_{в}} I_{р.маx}, \quad (79)$$

где $k_{зап.}$ – коэффициент запаса, учитывает погрешность реле, принимается равным для «Сириус-2-Л» $k_{зап.} = 1,1$;

$k_{сзп}$ – коэффициент само запуска, учитывает возможность увеличения тока в защищаемой линии в следствии само запуска электрических двигателей при восстановлении напряжения после отключения КЗ. Для городских распределительных сетей $k_{сзп} = 1,2$;

$I_{р.маx}$ – максимальный ток в линии, А;

$k_{в}$ – коэффициент возврата токового реле; для «Сириус-2-Л» принимаем в пределах 0,92-0,95;

$$I_{с.з.} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,94} \cdot 387,62 = 544,32 \text{ А},$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{k_{сх}}{k_{т}} \cdot I_{с.з.}, \quad (80)$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы ($k_{сх} = \sqrt{3}$);

$k_{т}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Для установленных на отходящих КЛ 10 кВ трансформаторов тока типа ТОЛ-10 УЗ с $I_{ном.} = 400$ А:

$$k_T = \frac{400}{5} = 80,$$

$$I_{с.р.} = \frac{\sqrt{3}}{80} \cdot 541,32 = 11,7 \text{ А.}$$

Выбираем микропроцессорную защиту «Сириус-2-Л» имеющую установку тока 20 А.

Коэффициент чувствительности защиты в основной зоне:

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{I_{к\ min}^{(2)}}{I_{с.з.}} \geq 1,5, \quad (81)$$

где $I_{к\ min}^{(2)}$ – минимальное значение двухфазного тока КЗ, А.

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{2920}{544,32} = 5,36 > 1,5.$$

Что удовлетворяет условию чувствительности в основной зоне.

Время срабатывания «Сириус-2-Л» выбирается по условиям согласования по току и времени с защитными устройствами последующих и предыдущих элементов. Выдержка времени выбирается по условию:

$$t_{с.з.} = t_1 + \Delta t, \quad (82)$$

где t_1 – время срабатывания предыдущей защиты, с;

Δt – ступень селективности. Δt для «Восточной» принимается $\approx 0,51$.

Защитным устройством трансформаторов ТП является предохранитель. Предохранители были выбраны с учетом их селективной работы с автоматическим выключателем 0,4 кВ, и, время их срабатывания составляет $t_1 = 0,8 \dots 1,0$ с. Поэтому, время срабатывания «Сириус-2-Л» принимается:

$$t_{с.з.} = 0,9 + 0,5 = 1,4 \text{ с.}$$

Наибольшей плавкой вставкой во всей рассматриваемой петле является вставка на $I_{ном} = 60$ А. Для такой вставки по времятоковой характеристике предохранителя ПК определяем величину тока, при котором вставка расплавится за время $t_{с.з.} = 1,3$ с. Для согласования МТЗ и предохранителей, необходимо выполнение условия:

$$I_{с.з.} \geq I_{пл}, \quad (83)$$

где $I_{пл}$ – значение тока, необходимого для плавления вставки предохранителя за время $t_{с.з.}$, А.

Для времени $t_{с.з.} = 1,4$ с: $I_{пл} = 230$ А.

$$544,32 \geq 230 \text{ А.}$$

Условие выполняется, следовательно, время срабатывания «Амур» удовлетворяет условию селективности.

Расчет МТЗ для остальных отходящих линий приведен в таблице 28.

Таблица 28 – Расчет МТЗ для отходящих линий 10 кВ.

Участок сети	$I_{с.з.}$, А	$I_{раб.мах}$, А	$I_{с.р.}$, А	$k_{ч.МТЗ}$	$I_{пл}$, А	Уставка тока, А
-----------------	----------------	-------------------	----------------	-------------	--------------	--------------------

1	2	3	4	5	6	7
РП						
ЦРП-ТП88	116,53	82,98	2,52	43,25	15	4
ЦРП-ТП92	239,96	170,88	5,2	21,8	15	6

По данным расчета можно пронаблюдать, что токовую отсечку можно принять к установке на всех отходящих присоединениях.

12.1.3 Расчёт уставок защиты от замыканий на землю

ОЗЗ предназначено для защиты трехфазной сети с изолированной нейтралью от однофазных замыканий на землю, а также для защиты генератора, электродвигателя, трансформатора от однофазных замыканий на землю (корпус) в обмотках. Данная защита позволяет расширить функциональные возможности и повышение чувствительности средств защиты сети с изолированной нейтралью от однофазных замыканий на землю. Принцип действия состоит в измерении тока утечки на землю через общее сопротивление сети относительно земли, этот ток усредняют, по среднему значению измеренного тока и напряжению источника питания определяют сопротивление изоляции, сравнивают его с предельно допустимым значением и, по достижении им предельно допустимого значения формируют сигнал на отключение защищаемой сети, дополнительно выбирают фазу с наибольшим по абсолютному значению напряжением относительно земли и в ней измеряют ток утечки. На текущем интервале времени, соответствующем периоду промышленной частоты, указанные токи утечки сравнивают между собой и по их соотношениям определяют место повреждения изоляции. Кроме того, измеряют фазные напряжения и по их отношению к соответствующему току утечки определяют общее сопротивление защищаемой сети относительно земли, что позволяет выявлять дефекты в изоляции на ранней стадии развития.

Рассчитаем ток срабатывания защиты на примере участка РП-ТП17:

$$I_{с.з.}^{ОЗЗ} = k_{отс} \cdot I_c, \quad (84)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки;

I_c - емкостной ток замыкания на землю, А.

Емкостной ток определяется по следующей формуле:

$$I_c = K \cdot \left(\frac{U \cdot l_{кл\Sigma}}{10} \right) \quad (85)$$

где K – коэффициент, учитывающий ёмкост [6] машин, трансформаторов и ошиновок относительно земли ($K = 1,25 - 1,35$);

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

$$I_c = 1,25 \cdot \left(\frac{10 \cdot 1,96}{10} \right) = 2,47 \text{ А,}$$

$$I_{с.з.}^{O33} = 1,1 \cdot 2,47 = 2,72 \text{ А.}$$

Расчет ОЗЗ для остальных отходящих линий приведен в таблице 29.

Таблица 29 – Расчет ОЗЗ для отходящих линий 10 кВ.

Участок сети	$l_{кл\Sigma}$, км	I_c , А	$I_{с.з.}^{O33}$, А
РП			
ЦРП-ТП88	0,561	0,7	0,77
ЦРП-ТП92	0,48	0,6	0,66

По данным расчета можно пронаблюдать, что ОЗЗ можно принять к установке на всех отходящих присоединениях.

12.2 Релейная защита вводного выключателя РП 10 кВ

12.2.1 Расчёт уставок токовой отсечки

Рассчитаем ток срабатывания защиты по формуле (84):

$$I_{сз}^{TO} = 1,05 \cdot 6,6 = 7,06 \text{ кА.}$$

Расчет ТО для РП приведен в таблице 30.

Таблица 30 – Расчет ТО для РП

Участок сети	$I_{п0}^{(3)}$, кА	$I_{сз.}^{TO}$, кА
1	2	3
ПС «Восточная» - ЦРП	6,04	7,04

По данным расчетам можно пронаблюдать, что токовую отсечку можно принять к установке на всех вводах выключателей РП.

12.2.2 Расчёт уставок максимальной токовой защиты

Для примера определим ток срабатывания защиты на РП6 по формуле (83):

$$I_{сз.} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,94} \cdot 387,62 = 544,32 \text{ А.}$$

Для установленных на вводе РП 10 кВ трансформаторов тока типа ТОЛ-10 УЗ с $I_{ном.} = 400 \text{ А}$:

$$k_T = \frac{400}{5} = 80,$$

$$I_{с.р.} = \frac{\sqrt{3}}{80} \cdot 544,32 = 11,78 \text{ А.}$$

Выбираем микропроцессорную [6] защиту «Сириус-2-Л» имеющую уставку тока 20 А.

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{2920}{544,32} = 5,36 > 1,5.$$

Расчет МТЗ для остальных РП приведен в таблице 31.

Таблица 31 – Расчет МТЗ для РП 10 кВ.

Участок сети	$I_{\text{с.з.}}, \text{ А}$	$I_{\text{раб.маж}}, \text{ А}$	$I_{\text{с.р.}}, \text{ А}$	$k_{\text{ч.МТЗ}}$	Уставка тока, А
ПС «Восточная» - ЦРП	544,32	170,88	11,78	5,36	12

По данным расчета можно пронаблюдать, что максимальную токовую защиту можно принять к установке.

12.2.3 Расчёт уставок защиты от замыканий на землю

Емкостной ток определяется по следующей формуле (81):

$$I_c = 1,25 \cdot \left(\frac{10 \cdot 2,506}{10} \right) = 3,13 \text{ А},$$

Ток срабатывания защиты определяется по формуле (85):

$$I_{\text{с.з.}}^{\text{ТО}} = 1,1 \cdot 3,13 = 3,44 \text{ А}.$$

Расчет ЗНЗ для остальных РП приведен в таблице 32.

Таблица 32 – Расчет ЗНЗ для ЦРП 10 кВ

Участок сети	$l_{\text{кл}\Sigma}, \text{ км}$	$I_c, \text{ А}$	$I_{\text{с.з.}}^{\text{ТО}}, \text{ А}$
ПС «Восточная» - ЦРП	2,1	3,13	3,44

12.3 Релейная защита секционного выключателя

12.3.1 Расчёт уставок токовой отсечки

Рассчитаем ток срабатывания защиты по формуле (84):

$$I_{сз}^{ТО} = 1,05 \cdot 6,7 = 7,04 \text{ кА.}$$

Расчет ТО для РП приведен в таблице 33

Таблица 33 – Расчет ТО для РП

Участок сети	$I_{п0}^{(3)}$, кА	$I_{сз.}^{ТО}$, кА
1	2	3
ПС «Восточная» - ЦРП	6,04	7,04

По данным расчетам можно пронаблюдать, что токовую отсечку можно принять к установке на РП.

12.3.2 Расчёт уставок максимальной токовой защиты

Для примера определим ток срабатывания защиты [6] на РП6 по формуле (99):

$$I_{сз.} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,94} \cdot 387,62 = 544,32 \text{ А,}$$

Для установленных на вводе РП 10 кВ трансформаторов тока типа ТОЛ-10 УЗ с $I_{ном.} = 400 \text{ А}$:

$$k_T = \frac{400}{5} = 80,$$

$$I_{с.р.} = \frac{\sqrt{3}}{80} \cdot 544,32 = 11,78 \text{ А.}$$

Выбираем микропроцессорную защиту «Сириус-2-Л» имеющую уставу тока 20 А [6].

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{2920}{544,32} = 5,36 > 1,5.$$

Расчет МТЗ для остальных РП приведен в таблице 34.

Таблица 34 – Расчет МТЗ для РП 10 кВ.

Участок сети	$I_{\text{с.з.}}, \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}}, \text{ А}$	$I_{\text{с.р.}}, \text{ А}$	$k_{\text{ч.МТЗ}}$	Уставка тока, А
РП					
ПС «Восточная» - ЦРП	544,32	170,88	11,78	5,36	12

По данным расчета можно пронаблюдать, что максимальную токовую защиту можно принять к установке.

13 ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ДВУХ ВАРИАНТОВ СЕТИ

На данный момент у меня есть два разных варианта сети, по заданию ВКР необходимо выбрать один вариант.

13.1 Расчет капитальных вложений

Расчет капитальных вложений производим по укрупненным показателям. Вначале определим капитальные вложения по линиям с учетом коэффициента трассы. Расчет производим на год выполнения проекта, т. е. с помощью коэффициента инфляции на 2018 год ($K_{инфл} = 6,17$). Затем определим капитальные вложения по подстанциям, при этом найдем постоянную часть затрат, стоимость силовых трансформаторов.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых [6]:

- капиталовложения на сооружение подстанций, $K_{ПС}$;

- капиталовложения на вооружение ЛЭП, $K_{ВЛ}$.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ}. \quad (86)$$

Рассчитаем капиталовложения для схемы 1:

$$K = 7.052 \cdot 10^3 + 2.286 \cdot 10^3 = 9.339 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов и компенсирующих устройств, на сооружение ОРУ, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории [6]:

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{КВ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (87)$$

Рассчитаем капиталовложения на сооружения ПС для схемы 8:

$$K_{ПС} = 6,574 \cdot 10^5 + 3,21 \cdot 10^5 + 6,677 \cdot 10^5 = 9,887 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформатора, зависящая от мощности и класса номинального напряжения, тыс.руб.;

$K_{ОРУ}$ – стоимость ОРУ, зависящая от схему РУ и от класса номинального напряжения, тыс.руб.;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат, тыс.руб..

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле [6]:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot K_{инф} \cdot K_{зон} \cdot l, \quad (88)$$

Рассчитаем капиталовложения на сооружение воздушных линий схемы 1:

$$K_{ВЛ} = 816.48 \cdot 1000 \cdot 1,4 = 2286.144 \text{ тыс.руб.}$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии, тыс.руб./км;

l – длина трассы км.

Таблица 35 – Результаты расчёта капиталовложений

Схема № 1			Схема № 2		
$K_{ПС}$, млн.руб.	$K_{ВЛ}$, млн.руб.	K , млн.руб.	$K_{ПС}$, млн.руб.	$K_{ВЛ}$, млн.руб.	K , млн.руб.
2.28	7.05	9.39	7.05	1.73	8.78

13.2 Расчет эксплуатационных издержек

Издержки находят по формуле [6]:

$$И = И_{АМ} + И_{РЭО} + И_{\Delta W}, \quad (88)$$

Рассчитаем издержки для схемы 1:

$$I = 3.015 \cdot 10^3 + 434.19 + 469 = 3016,186 \text{ тыс.руб.}$$

где I_{AM} – издержки на амортизационные отчисления;

$I_{PЭО}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{ΔW}$ – затраты на передачу электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле [6]:

$$I_{PЭО} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (89)$$

Рассчитаем издержки на эксплуатацию и ремонт схемы 8:

$$I_{PЭО} = 0,008 \cdot 2,28 \cdot 10^6 + 0,059 \cdot 7,05 \cdot 10^6 = 434.19 \text{ тыс.руб.}$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ВЛ и ПС ($\alpha_{тэоВЛ} = 0,008$; $\alpha_{тэоПС} = 0,059$).

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ($T_{СЛ} = 20$ лет), [6]:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}} \quad (90)$$

Найдём издержки на амортизацию для схемы 8:

$$I_{AM} = \frac{9,39 \cdot 10^6}{20} = 469 \cdot 10^3 \text{ руб.}$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии [6]:

$$I_{ΔW} = \Delta W \cdot C_{ΔW}, \quad (91)$$

Найдём издержки стоимости потерь электроэнергии для схемы 8:

$$I_{ΔW} = 1,945 \cdot 10^3 \cdot 1,55 = 3,015 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

где ΔW - потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии, равен 1,55 руб/МВт·ч.

Подробный расчет приведен в приложении А.

13.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети

Оптимальным считаем вариант, у которого среднегодовые эксплуатационные затраты меньше. Если среднегодовые эксплуатационные затраты отличаются не более чем на 5 %, то принимается в качестве оптимального тот вариант, который является более надежным

Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат. При экономическом анализе воспользуемся методом расчета приведенных затрат, а не чистого дисконтированного дохода по причине того что скорость вложений одна и ликвидной стоимости нет так как подстанции являются вновь подключаемыми.

Затраты определяются по формуле [6]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (92)$$

где E – норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования установленной Центробанком Российской Федерации. ($E = 0,1$);

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети, тыс.руб.;

I – издержки, тыс.руб.

Так как в 2х разных схемах расположение ТП И ЦРП одинаковое, а отличаются они только расположением и длиной кабельных линий, то я при сравнении учел только различие в капиталовложение в отличающихся

линиях с учетом издержек на потери. Сравнение по всему остальному не требуется. Данный расчет более подробнее приведен в Приложении А.

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капиталовложениями и издержками получим значения приведённых затрат, значения которых сведены в таблице 36.

Таблица 36 – Экономические показатели сравнения вариантов

№ варианта	К, тыс.руб	И, тыс.руб	З, тыс.руб/кВт*ч	Δ, %
1	9339	3016.186	3017.119	4.8
2	8755	2871.428	2872.306	

Сравним оба варианта [6]:

$$\delta = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100 \%, \quad (93)$$

$$\delta = \frac{(3017.119 - 2872.306)}{3017.119} \cdot 100 \% = 4.8 \%$$

Так как разница между затратами двух схем составляет $4.8 > \delta \%$, то варианты являются равнозначными, поэтому выбираем схему по надежности, схема 1 является более надежной, так как луч надежней кольцевой схемы. Следовательно я в работе выбираю схему n1.

13.4 Расчет срока окупаемости выбранной сети

Доход от полезного отпуска:

$$O = \Delta W_{\Sigma} \cdot T, \quad (94)$$

$$O = 1995000 \cdot 3,36 = 6704000 \text{ руб.}$$

где T-тариф на услуги по передачи электрической энергии;

$$H = 0,2 \cdot (O - I), \quad (95)$$

$$H = 0,2 \cdot (6704000 - 2795000) = 781900 \text{ руб.}$$

Ежегодная прибыль:

$$P_{\text{ч}} = O - I - H, \quad (96)$$

$$P_{\text{ч}} = 6704000 - 2795000 - 781900 = 3127000 \text{ руб.}$$

Срок окупаемости в годах:

$$T_{\text{ч}} = \frac{K}{P_{\text{ч}} + I_{\text{ам}}}. \quad (97)$$

$$T_{\text{ок}} = \frac{9788000}{3257000 + 1227} = 3,13 \text{ лет.}$$

Сведем в таблицу 37 результаты расчета по варианту с лучом.

Таблица 37 – Результаты экономического расчета

K , руб.	$I_{\text{экс}}$, руб.	$I_{\text{ам}}$, руб.	$I_{\Delta W}$, руб.	$\Delta W_{\text{кл}}$, кВт·ч	Z , руб
9339000	186780	466.929	3015000	1945345	3017119.9

Подробный расчет приведен в приложении А.

14 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

14.1 Безопасность

Для этого пункта мы рассмотрим охрану труда и технику безопасности при обслуживании различного электрооборудования. Привет

Капитальный ремонт РУ выше 1000 В следует проводить, руководствуясь технологическими картами и проектом производства работ (ППР).

При ремонте РУ необходимо твердо знать меры безопасности при выполнении работ, а так же инструкции по обслуживанию оборудования.

Для безопасного проведения работ должны выполняться следующие организационные мероприятия:

- выдача наряда или распоряжения на производство работ;
- выдача разрешения на допуск;
- допуск;
- надзор при выполнении работ;
- перевод на другое рабочее место;
- оформление перерывов в работе, окончания работы.

Для подготовки рабочего места при работе, требующей снятия напряжения, должны быть выполнены в указанном порядке следующие технические мероприятия:

- проведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие ошибочному или самопроизвольному включению коммутационной аппаратуры;

- вывешены запрещающие плакаты на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационной аппаратурой;

- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;

- установлено заземление;

- ограждены при необходимости рабочие места или оставшиеся под напряжением токоведущие части и вывешены на ограждениях плакаты и знаки безопасности.

Работы необходимо выполнять по наряду-допуску или распоряжению, не допуская расширения рабочих мест и объема задания. В сомнительных случаях следует получить разъяснение мастера, выдающего задание. При получении задания на незнакомую работу необходимо пройти дополнительный целевой инструктаж о безопасных приемах ее выполнения. Не следует выполнять распоряжения, если их выполнение может вызвать опасность для себя или окружающих.

Присступать к работе можно только после допуска и инструктажа на рабочем месте. В случае изменения состава бригады производитель работ обязан проинструктировать работников, введенных в состав бригады.

Производитель работ должен вести надзор за соблюдением требований безопасности и находиться на том участке, где выполняется наиболее опасная работа.

В процессе работы производителю работ необходимо следить за наличием, исправностью и правильным применением необходимых средств защиты, инструмента, инвентаря и приспособлений, а также за сохранностью на рабочем месте ограждений, знаков и плакатов безопасности, запирающих устройств.

В случае необходимости ухода с рабочего места производителя работ бригада должна быть удалена с рабочего места и закрыта дверь РУ на замок.

Члены бригады могут уйти с рабочего места только с разрешения производителя работ.

Приступать к работе членам бригады после временной отлучки и после любого перерыва в работе можно только с разрешения производителя работ.

Перевод на другое рабочее место в электроустановках выше 1000 В

подстанции должен осуществлять допускающий или производитель работ, если ему это поручено с записью в наряде.

При работе в диэлектрических перчатках края их нельзя подворачивать, рукава одежды должны частично находиться внутри перчаток. При работе вне помещения в холодное время под резиновые перчатки следует надевать тонкие шерстяные или хлопчатобумажные перчатки.

Переносные заземления, подлежащие установке на токоведущие части, необходимо осмотреть, при разрушении контактных соединений, повреждении проводников, их расплавлении или обрыве жил переносные заземления следует изъять из употребления.

В установках выше 1000 В устанавливать и снимать переносные заземления, а так же закреплять зажимы переносных заземлений необходимо в диэлектрических перчатках, применяя штангу.

При работе под напряжением до 1000 В необходимо применять инструмент с изолирующими рукоятками.

При необходимости проведения работ на высоте 1 м и выше от уровня земли (рабочей площадки) необходимо применять предохранительный пояс. При этом необходимо получать инструктаж и четко знать, как и где подниматься, к чему и как крепить стропы пояса.

При работах, когда не представляется возможным закрепиться стропом предохранительного пояса за конструкцию, опору и т.п., следует пользоваться страховочным канатом, предварительно заведенным за конструкцию, делать опоры и т.п. Выполнять эту работу должны двое, второй человек должен по мере необходимости медленно опускать или натягивать страховочный канат.

Следует применять предохранительный монтерский пояс со стропом из технической капроновой ленты или аналогичного материала. Пояс, подвергшийся динамическому рывку, необходимо изъять из употребления.

При проведении сварочных работ необходимо применять

предохранительный пояс со стропом из металлической цепи.

Необходимо уметь пользоваться в случае необходимости противогазом и респиратором. Респиратор предназначен для индивидуального пользования и передавать его другому работнику можно только после дезинфекции.

При работе необходимо пользоваться исправными инструментами, приспособлениями и применять их по назначению. При обнаружении непригодности необходимо изъять из употребления и поставить в известность об этом начальника подстанции.

Разрешается использовать ручной инструмент с заостренными кольцами (напильники, шаберы и др.) если на его рукоятках имеются металлические бандажные кольца.

При работе клиньями или зубилом с помощью кувалд необходимо применять клинодержатели с рукояткой длиной не менее 0,7 м [18].

При работе с инструментом ударного действия необходимо пользоваться защитными очками для защиты глаз от твердых частиц.

Подавать что-либо на конструкцию или оборудование следует с помощью бесконечного каната, веревки или шнура, надежно закрепив подаваемые предметы, стоящий внизу работник (электрослесарь) должен удерживать канат для предотвращения его раскачивания или приближения к токоведущим частям.

Инструмент на рабочем месте необходимо располагать так, что бы он не скатывался и не падал.

При переноске и перевозке острые части инструмента должны быть защищены. Непосредственно перед применением инструмент необходимо осмотреть и не использовать неисправный.

При работе абразивным и альборовым инструментом необходимо использовать только поверхности инструмента, предназначенные для обработки.

14.2 Экологичность

В этом разделе произведен расчет шума создаваемый

трансформатором.

Расчет шума, создаваемого трансформатором может возникнуть в двух случаях [16]:

- 1) при реконструкции уже введенных в работу ПС;
- 2) при разработке новой подстанции (ПС).

В своей дипломной работе я проектировал новые ТП и выбрал несколько трансформаторов. Для них я и произведу расчет на шум.

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

Также если шум на трансформаторной подстанции будет превышать нормы СанПиНа, то необходимо произвести меры, в которые могут входить насаждения зеленых заграждений в которые могут входить как деревья так и другая растительность (кустарники травы), а также выбор других трансформаторов. Деревья и другая растительности в зависимости от количества трансформаторов могут садить в две полосы, а также различной ширины.

Ниже приведем в таблицу 38 необходимые данные по расчету шума трансформатора

Таблица 38 - Данные к расчету шума создаваемого трансформаторами

Количество трансформаторов	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
----------------------------	------------------------	---------------------------------------	----------------------	----------------

Количество трансформаторов	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с естественной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов М)	630	10	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам, зданиям поликлиник, зданиям амбулаторий, диспансеров, домов отдыха, пансионатов, домов- интернатов для престарелых и инвалидов, детских дошкольных учреждений, школ и других учебных заведений, библиотек
2	Трансформатор с естественной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов М)	1000	10	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам, зданиям поликлиник, зданиям амбулаторий, диспансеров, домов отдыха, пансионатов, домов- интернатов для престарелых и инвалидов, детских дошкольных учреждений, школ и других учебных заведений, библиотек

При увеличении или уменьшении мощности на действующих ТП, путем их реконструкции, специалисты определяют звук шума в действующей точке на границе прилегающей территории к данной ТП, создаваемый источник шума и сделать необходимые выводы и расчеты по соответствию санитарно-гигиеническим требованиям. При превышении их, необходимо уменьшить шум.

В данной работе мы будем рассчитывать случай размещения новой ТП, вблизи жилых зданий. Тут ТМ установлены на открытой территории ПС.

Такое часто встречается в сельской местности.

Алгоритм по расчёту шума для проектирования новой ТП

1. По таблице 3 колонка № 13 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки» необходимо определить допустимый уровень шума из расчёта от типа территории находящейся возле ТП. При этом необходимо учесть что для жилых зданий это проводится с учетом времени суток. При расчете необходимо принять наиболее сложный режим времени, устанавливаются они обычно для времени с 23.00 и до 07.00 часов. Допустимый уровень шума для территории, вплотную прилегающие к зданием домов отдыха составляет : $ДУЛА = 45$ дБА.

2. Необходимо определить шумовые характеристики (из расчета известной модели ТМ, определенным из проекта), согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В этом стандарте необходимо привести скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Корректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора.

Для трансформатора с естественной циркуляцией воздуха и масла данный уровень звуковой мощности составляет ($S_{ном} = 630$ кВА, $U_{ном} = 10$ кВ), согласна:

$$LWA = 70 \text{ дБА.}$$

3. Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

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

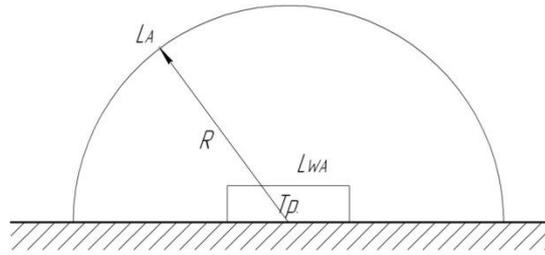


Рисунок 9 – Излучение шума трансформатором

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

$$L_{WA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (98)$$

где S - площадь поверхности полусферы, m^2 ;

$$S_0 = 1 m^2.$$

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

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

где $S = \pi R^2$.

Пусть на ПС расположены 2 ТМ и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой приведенной на рисунке 6. Расстояния R_1 и R_2 неизвестны, а l - известно (из проекта).

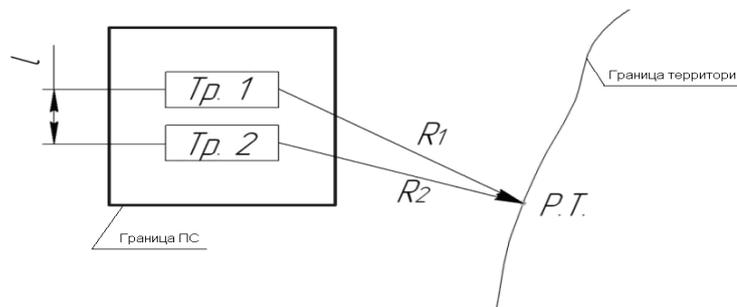


Рисунок 10 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Чтобы определить минимальное расстояние от источников,

расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять следующие допущения:

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

$$L_{W_{\Sigma}} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 L_{W_{Ai}}} , \quad (100)$$

$$L_{W_{\Sigma}} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 110} = 73,01 .$$

где N - количество источников шума ;

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

2) на границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука $L_A(R) = DY_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$.

Исходя из принятых допущений выражение можно переписать в следующем виде

$$DY_{L_A} = L_{W_{\Sigma}} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0} . \quad (101)$$

Для получения минимального расстояния от источника шума на ТП до границы прилегающей территории необходимо решить последнее уравнение, относительно R_{\min} .

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{W_{\Sigma}} - DY_{L_A})}}{2\pi}} , \quad (102)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(73,01-45)}}{2 \cdot 3,14}} = 12 \text{ м} .$$

Чтобы обеспечить санитарные нормы необходимо соблюсти условия санитарных норм по шуму, которые выполняются при $R \geq R_{\min}$. В этом случае выполняется принцип защиты расстоянием, а $R_{\min} = L_{\text{сз}}$ необходимая санитарно-защитная зона.

Порядок расчета шума на примере проектирования новой подстанции

с трансформатором ТМ-100

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

$$L_{WAS} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{WAi}}, \quad (103)$$

$$L_{WAS} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 110} = 76,01.$$

где N - количество источников шума ;

L_{WAi} - скорректированный уровень звуковой мощности n -го источника шума, дБА;

2) на границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука $L_A(R) = DY_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$.

Исходя из принятых допущений выражение можно переписать в следующем виде

$$DY_{L_A} = L_{WAS} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0}. \quad (104)$$

Для получения минимального расстояния от источника шума на ТП до границы прилегающей территории необходимо решить последнее уравнение, относительно R_{\min} .

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WAS} - DY_{L_A})}}{2\pi}}, \quad (105)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(76,01-45)}}{2 \cdot 3,14}} = 18 \text{ м}.$$

Чтобы обеспечить санитарные нормы необходимо соблюсти условия санитарных норм по шуму, которые выполняются при $R \geq R_{\min}$. В этом случае выполняется принцип защиты расстоянием, а $R_{\min} = L_{\text{сз}}$ необходимая санитарно-защитная зона.

14.3 Пожарная безопасность

В соответствии с правилами указанными в документе Постановление Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. № 390 “О противопожарном режиме“ [17].

На ТП и ЦРП огнетушители, внутренние пожарные краны, различные огнетушители, емкости с песком, войлок, асбест и кошма являются первичными средствами огнетушения.

Для того чтобы разместить средства первой пожаробезопасности на распределительных пунктах и других объектах устанавливают специальные щиты. Одно из главных условий является обязательная установка на хорошо доступных и заметных местах. Также может допускаться установка отдельно стоящих огнетушителей, но это в небольших помещениях.

Также не допускается установка средств пожаротушения без дополнительной защиты на открытых местах вне помещений, они должны быть прикрыты от прямых солнечных лучей и атмосферных осадков.

Условия хранения песка на подстанции включает в себя обязательное проверка качества и на наличие камней и других примесей, также песок должен храниться в специальном металлическом ящике, объемом не менее 0,5 метров, также рядом должна находиться совковая лопата. Ящик должен быть удобным обеспечивая легкость извлечения и исключения попадания в него влаги.

Проверка состояния инвентаря должна проводиться не реже раза в полгода.

Пенный огнетушитель ОХП11 применяют для тушения небольших пожаров температурой от +5 до + 50 градусов по цельсию, но запрещен к тушению электрооборудования.

Углекислотные огнетушители ОУ-2 и ОУ-5 позволяет тушить начинающиеся мало температурные пожары и загорания, появляется возможность тушить электраустановки, которые находятся под напряжением, не более 1000 В.

Улекислотные(Угл) порошковые огнетушители использующие для тушения электроустановок под напряжением необходимо соблюдают несколько мер безопасности. Не более метра расстояния от работающего огнетушителя до токоведущей части. Необходимое использование защитных перчаток и обуви. Запрещено касаться шлангу углекис. Огнетушителя во избежании отморожения части тела.

Территория открытого распределительного (ОРУ) в обязательном порядке должна соблюдаться в чистоте и постоянно убираться с выносом грязи.

В целях безопасности запрещается использовать необходимые под пожарные помещения комнаты под склад оборудования, комплектующего оборудования, и других вещей.

Также запрещено хранение тары и других материалов непосредственно вплотную к зданиям.

Дороги необходимые для того чтобы пожарные машины могли подъехать, необходимо соблюдать в исправном состоянии.

На всей территории необходимо установить и контролировать в местах стоянки пожарной техники и оборудования, путем установки предупреждающих дорожных знаков и других необходимых табличек, которые будут информировать людей и запрещать ставить машины.

Также без ведома сотрудников пожарной безопасности запрещено самовольно устанавливать и строить временные здания подверженных легкому сгоранию.

На территории подстанции необходимо следить за сорняками, вовремя их убирать и выкидывать с подстанции.

Нельзя поджигать сухие сорняки на территории ПС, а также на рядом располагающихся территориях.

Запрещено выжигать сухую траву и хранить в куче на территории подстанции, а также в ближе ограждения.

13 ЗАЗЕМЛЕНИЕ

13.1 Заземление КТП 10/0,4

Заземление – это комплекс мероприятий, по соединению различных частей электрооборудования с землей. Заземление бывает рабочим, т.е. необходимым для обеспечения нормальной работы электроустановок (например, заземление нейтрали трансформатора), и защитным, т.е. служащим для предотвращения поражения людей электрическим током. Защитное заземление снижает напряжение прикосновения за счет стекания потенциала в землю. Заземление как защитная мера выполняется в электроустановках как до 1000 В, так и выше.

На практике достаточно сложно учесть все условия и точно рассчитать необходимое сопротивление заземлителя, часто измерения сопротивления уже после установки отличаются от расчетных. Именно поэтому при проектировании заземления электроустановок пользуются ПУЭ, где даны точные указания о величине сопротивления и проведении необходимых мероприятий.

В данной работе необходимо выбрать размеры и форму заземлителя для новой комплектной трансформаторной подстанции и рассчитать его сопротивление.

Согласно ПУЭ, «вокруг площади, занимаемой подстанцией, на глубине не менее 0,5 м и на расстоянии не более 1 м от края фундамента здания подстанции или от края фундамента открытого установленного оборудования должен быть проложен замкнутый горизонтальный заземлитель (контур), присоединенный к заземляющему устройству [7]».

Сопротивление заземлителя – важная величина, от которой зависит эффективность работы заземляющего устройства. Чем сопротивление меньше, тем меньше напряжение прикосновения на корпусе электроустановки.

Так как заземляющее устройство КТП будет одновременно использоваться для защиты сетей выше 1 кВ с изолированной нейтралью и до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью, то сопротивление заземлителя, согласно ПУЭ, должно быть не больше 4 Ом (при условии, что удельное сопротивление земли не больше 100 Ом*м) [5].

Расположим контур на глубине 0,7 м.

Для вертикальных заземлителей выбираем угловую сталь размерами 50*50 длиной 3 м.

В качестве горизонтального заземлителя примем полосовую сталь 4*40.

Сопротивление одиночного вертикального заземлителя определяется по формуле:

$$R_{\text{верт}} = 0,036 \cdot \frac{\rho}{L} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot L}{d} + 0,5 \cdot \lg \frac{4t + L}{4t - L} \right) \quad (70)$$

Где ρ - удельное сопротивление грунта, Ом*м;

L - длина заземлителя, м;

t - расстояние от поверхности земли до середины стержня, м;

d - диаметр принимаемого заземлителя, м.

Если в качестве заземлителя используется не круглая сталь, а угловая, то диаметр можно посчитать по формуле:

$$d = 0,95 \cdot b \quad (71)$$

где b - ширина стенки уголка, м.

$$d = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475$$

Расстояние от поверхности земли до середины стержня можно посчитать:

$$t = \frac{L}{2} + t_{\text{зоп}} \quad (72)$$

$$t = \frac{3}{2} + 0,7 = 1,5 + 0,7 = 2,2 \text{ м}$$

$$R_{\text{верт}} = 0,036 \cdot \frac{100}{3} \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0,047} + 0,5 \cdot \lg \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 8,6 \text{ Ом}$$

Формула для расчета сопротивления одиночного горизонтального заземлителя:

$$R_{\text{гор}} = 0,036 \cdot \frac{\rho}{L_{\text{гор}}} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot L_{\text{гор}}^2}{b \cdot t} \right), \quad (73)$$

где b - ширина полосы, м;

$t_{\text{гор}}$ - глубина заложения, м;

$L_{\text{гор}}$ - длина горизонтального заземлителя, м.

Длина горизонтального заземлителя равна периметру заземляющего устройства:

$$P = 2 \cdot ((a + 2) + (b + 2)) \quad (74)$$

Где a и b - длина и ширина устанавливаемой КТП. Согласно проекту завода-изготовителя: $a=4,92$ м, $b=4,97$ м.

$$P = 2 \cdot ((4,92 + 2) + (4,97 + 2)) = 27,78 \text{ м}$$

$$R_{\text{гор}} = 0,036 \cdot \frac{100}{27,78} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 27,78^2}{0,04 \cdot 0,7} \right) = 4,24 \text{ Ом}$$

Рассчитаем ориентировочное число вертикальных электродов:

$$n = \frac{R_{\text{верт}}}{R_3 \cdot k_g} \quad (75)$$

R_3 - требуемое сопротивление заземлителя, Ом;

k_g - коэффициент экранирования.

$$n = \frac{8,6}{4 \cdot 0,65} = 4$$

Определим сопротивление всей горизонтальной полосы:

$$R_{\text{гор.пол.}} = \frac{R_{\text{гор}}}{k_{\text{гор}}} \quad (76)$$

$$R_{гор.пол.} = \frac{4,24}{0,45} = 9,4$$

Сопротивление вертикальных заземлителей необходимо уточнить с учетом сопротивления горизонтальных заземлителей:

$$R'_{верт} = \frac{(R_{гор} \cdot R_3)}{(R_{гор} - R_3)} \quad (77)$$

$$R'_{верт} = \frac{(9,4 \cdot 4)}{(9,4 - 4)} = 6,9$$

Пересчитаем число вертикальных стержней с учетом соединительной полосы:

$$n' = \frac{8,6}{6,9 \cdot 0,65} = 4,$$

Действительное сопротивление вертикальных заземлителей:

$$R_{верт.д} = \frac{R_{верт}}{n' \cdot k_6} \quad (78)$$

$$R_{верт.д} = \frac{8,6}{4 \cdot 0,65} = 6,6 \text{ Ом}$$

Сопротивление всего заземляющего контура рассчитает по формуле:

$$R_{з.д} = \frac{R_{верт.д} \cdot R_{гор.пол.}}{R_{верт.д} + R_{гор.пол.}} \quad (79)$$

$$R_{з.д} = \frac{6,6 \cdot 9,4}{6,6 + 9,4} = 3,87$$

Рассчитанное сопротивление не превышает допустимого значения 4 Ом.

$$R_{з.д} \leq R_3$$

Для остальных КТП сопротивление заземлителя рассчитывается аналогично.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Данная работа, а именно проектирование городского электроснабжения, позволила мне больше ознакомиться с задачами которые ставятся передо мной, как перед работником в области электроснабжения, а также помогла понять многие аспекты применяемых схем электроснабжения.

Во время выполнения данной работы была рассчитана и спроектирована городская сеть электроснабжения, сроком окупаемости в 6 лет.

При принятии важных решений таких как какую и куда поставить подстанцию, такую как ЦРП и ТП, а также какое оборудование и какой мощности поставить на ту или иную электрическую сеть, помогли освоить эти моменты на более высоком уровне понимания.

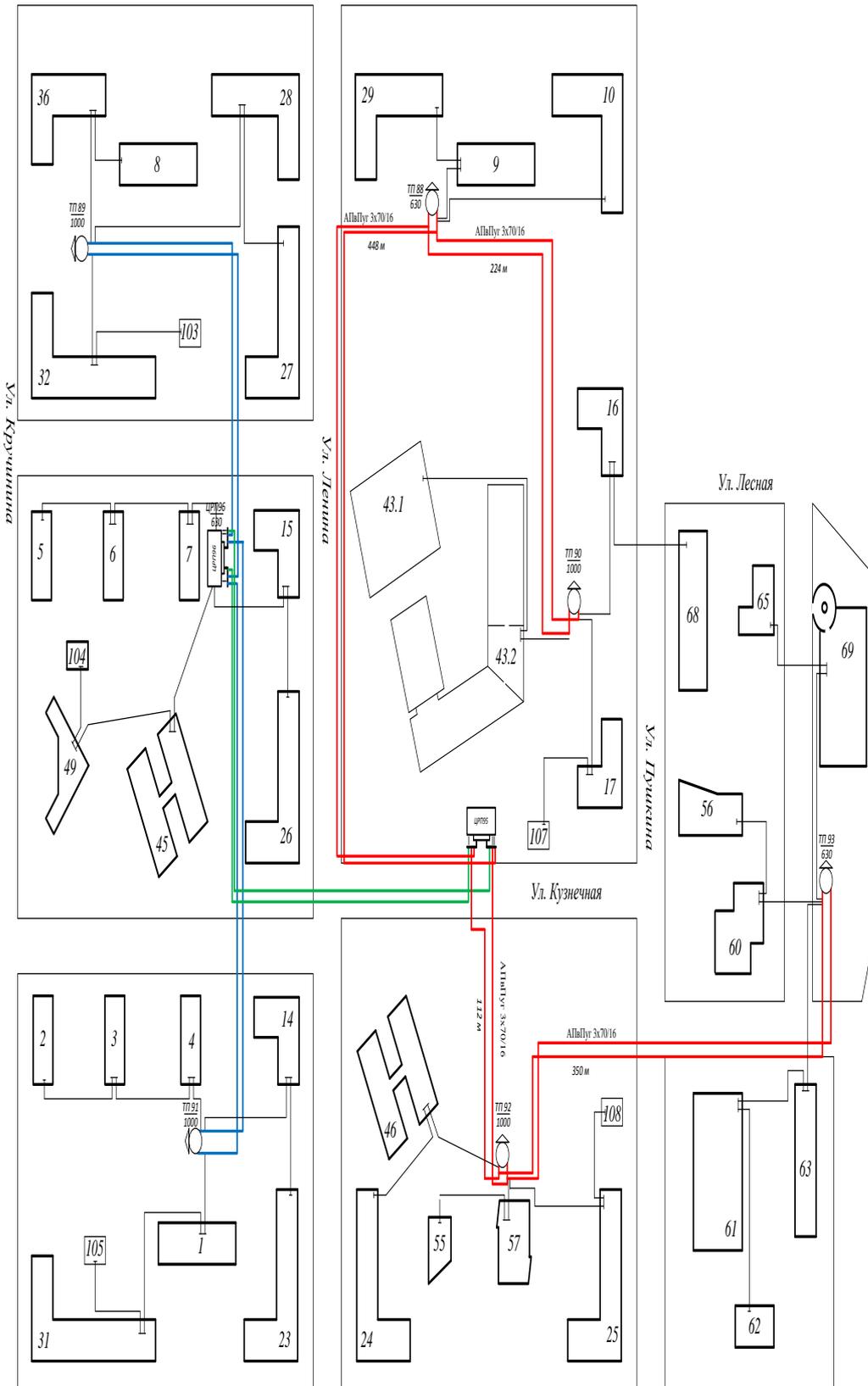
К сожалению, даже приложив огромные усилия и прочитав много литературы, мой проект не может являться образцом для проектирования по сравнению с проектами специализированных людей работающих в этой области, так как хоть и теоретических знаний полученных во время учебы много, практические как таковые отсутствуют. Не смотря на это, выполнение этого проекта даже с ограниченными навыками в учебных целях, позволяет серьезно подкрепить и упорядочить имеющиеся и вновь полученные знания.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов./Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», 2002. – 320 с.
- 2 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбор электрооборудования: РД 153-34.0–20.527-98: 1998, – 86 с.
3. Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов: Методические указания к курсовому проектированию / сост.: Ю.В. Мясоедов – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. -100 с.
4. Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения: Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб.пособие / А.В. Кабышев, С.Г. Обухов – Томск: Том.политех.ун-т, 2005. – 168 с.
5. Шабат, М.А. Защита трансформаторов 10 кВ / М.А. Шабат – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 144 с.
6. Иманов, Г.М. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трехфазного переменного тока / Г.М. Иманов, Ф.Х. Халилов, А.И. Таджибаев – Санкт - Петербург: Изд-во ПЭИПК, 2004. – 31 с.
7. Правила электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.
8. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов / В.А. Андреев – 6-е изд., стер. – М.: «Высшая школа», 2008. – 639 с.
9. Савина, Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие / Н.В. Савина - Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2006. -106 с.
10. Судаков, Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов: Учебное пособие / Г.В. Судаков – Благовещенск: АмГУ, 2006.–189 с.

11. Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: Методические указания к практическим занятиям / А.Б. Булгаков – Благовещенск.: Изд-во АмГУ, 2014. - 100 с.
12. РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. Л.: Издательство ПЭИПК, 1999. 2014 – 100 с.
13. Барыбин, Ю.Г Справочник по проектированию электроснабжения /Под ред. Ю. Г. Барыбина и др.- М.: Энергоатомиздат, 1990 – 576 с.
14. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов / Е.А. Конюхова. – М. : «Мастерство», – 2010. – 320 с.
15. Кабышев А.В. Компенсация реактивной мощности в электроустановках промышленных предприятий: учебное пособие / А.В. Кабышев; - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012 – 234с.
16. А.Б. Булгаков. Методические указания подготовлены в рамках реализации проекта о подготовке высококвалифицированных кадров для предприятий и организаций регионов («Кадры для регионов»). - Благовещенск Издательство АмГУ 2014
17. Сайт “гарант.ру”. [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/70070244/>
18. Правила устройств электроустановок. - СПб.: Издательство ДЕАН, 2002.

Ул. Гагарина



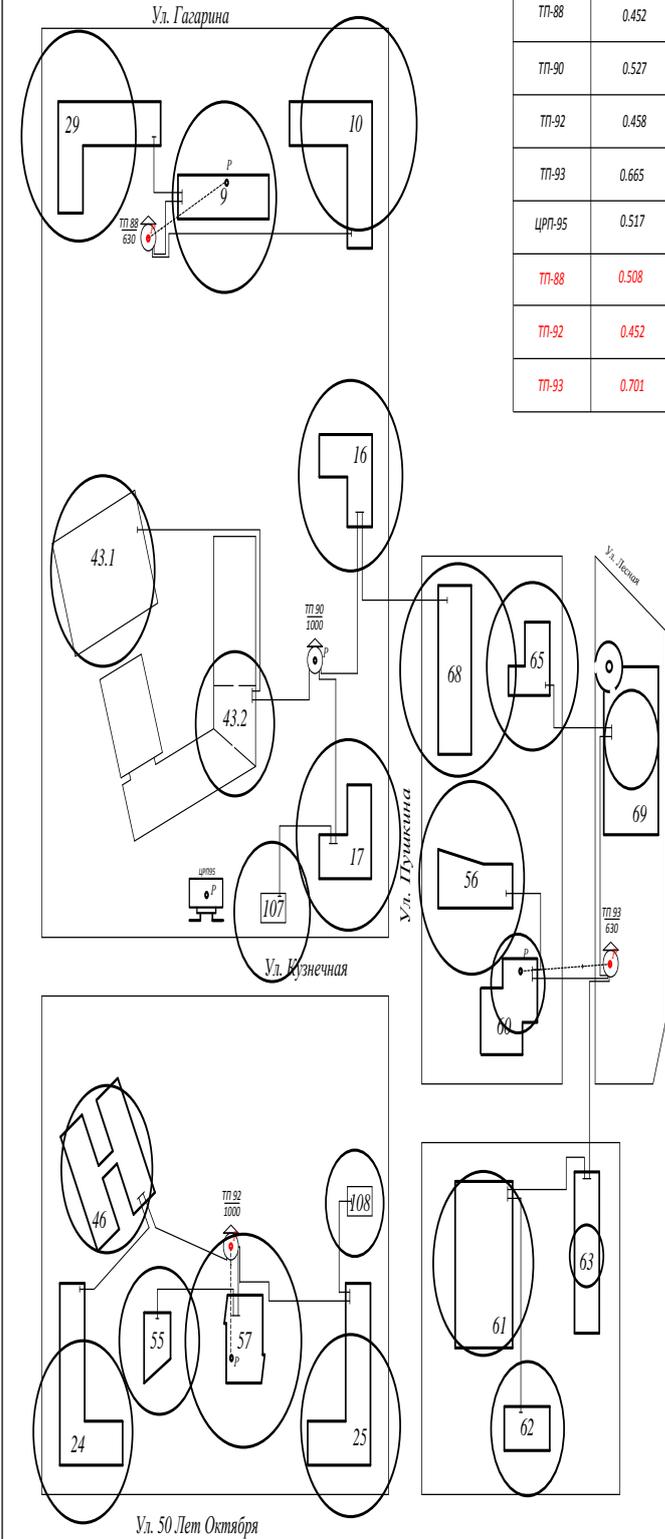
Условные обозначения

- Линия между ЦТП
- Существующее электроснабжение
- Проектируемое электроснабжение

Ул. 50 Лет Октября

№	Тип потребителя	Рн, кВт
9	Жилой дом, Эл. плиты	224.28
10	Жилой дом, Эл. плиты	294.75
16	Жилой дом, Эл. плиты	219.12
17	Жилой дом, Эл. плиты	219.12
24	Жилой дом, Эл. плиты	272.41
25	Жилой дом, Эл. плиты	272.41
29	Жилой дом, Эл. плиты	272.41
43.1	Школа блок А	206.25
43.2	Школа блок Б	123.75
46	Детский садик	105.8
55	Универсам	139.95
56	Рынок	268
57	КБО	252.72
60	Банно-оздоровительный комплекс	21.6
61	Администрация	175.27
62	Здания	113.24
63	Гараж	7
65	Столовая	156
68	Комплексное здание	293.27
69	Гаражи	18
107	ЦТП	100
108	ЦТП	100

				ВКР 144036.130302.Сх		
Иван. Дем.	№ докум.	Подпись	Дата	Система электроснабжения района города Шапошниковский	Листы	Масштаб
Резуб.	Гусев	И.И.			1	
Прок.	Корнеев	П.П.			Лист 1	Листов 6
Т.Ивант.						
Исполн.	Романов	А.Г.		Проектирование системы внутреннего электроснабжения иерархической части города Шапошниковский с перспективой развития до 2035.	ИнГУ	Научно-энергетический институт
Удк.	Савин	В.В.				

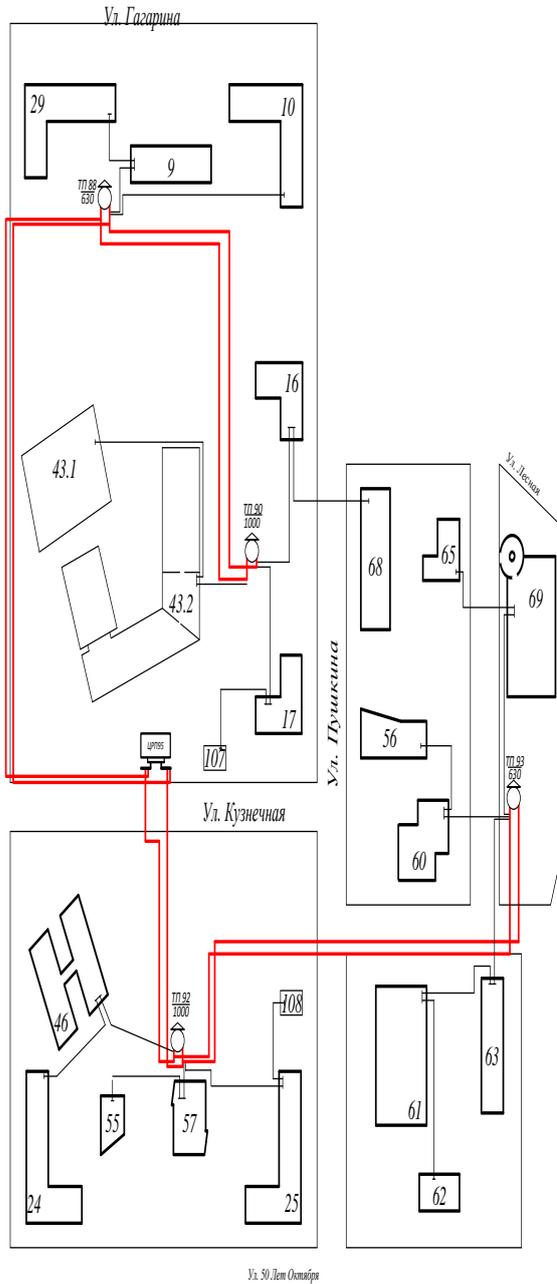


Наименование	Точка активной мощности	
	X	Y
ТП-88	0.452	0.583
ТП-90	0.527	0.342
ТП-92	0.458	0.079
ТП-93	0.665	0.213
ЦТП-95	0.517	0.279
ТП-88	0.508	0.554
ТП-92	0.452	0.124
ТП-93	0.701	0.213

N	Наименование	P, кВт	Q, кВт	Координаты		Промежуточные расчеты			
				X	Y	P*X	P*Y	Q*X	Q*Y
9	Жилой дом 90 эт.	224.28	97.8	0.454	0.514	101.823	115.28	44.401	50.269
10	Жилой дом 135 эт.	294.75	131.65	0.549	0.547	161.818	161.228	72.276	72.013
16	Жилой дом 84 эт.	227.41	96.77	0.553	0.433	121.173	94.879	53.514	41.901
17	Жилой дом 84 эт.	227.41	96.77	0.553	0.28	121.173	61.354	53.514	27.096
24	Жилой дом 125 эт.	272.41	119.12	0.346	0.045	94.254	12.258	41.216	5.36
25	Жилой дом 125 эт.	272.41	119.12	0.549	0.045	149.553	12.258	41.216	5.36
29	Жилой дом 125 эт.	272.41	119.12	0.346	0.547	94.254	149.008	41.216	65.159
43.1	Школа блок А	206.25	78.375	0.383	0.362	78.994	74.662	30.018	28.372
43.2	Школа блок Б	123.75	53.212	0.462	0.32	57.172	39.6	24.584	17.028
46	Дет. садик	105.8	26.45	0.378	0.166	39.992	17.563	9.998	4.391
55	Универсам	139.96	104.96	0.426	0.084	59.619	11.756	44.713	8.817
56	Рынок	268	201	0.641	0.266	171.788	71.288	128.841	53.466
57	КБО	252.72	268	0.47	0.09	118.778	22.745	45.134	8.643
60	Банно оз. Контл.	21.6	96.03	0.66	0.21	14.256	4.536	6.131	1.951
61	Адм. здание	175.27	99.9	0.66	0.103	115.678	18.053	65.934	10.29
62	Здание	113.24	64.55	0.624	0.042	70.662	4.756	40.279	2.711
63	Гаражи	7	2.1	0.72	0.112	5.04	0.784	1.512	0.235
65	Столовая	156	31.2	0.734	0.36	114.504	56.784	22.901	11.357
68	Компл. здание	293.27	111.44	0.63	0.35	184.76	102.644	70.207	39.004
69	Гаражи	18	5.4	0.72	0.112	13.194	5.364	3.958	1.609
107	ЦТП	100	20	0.55	0.137	55	13.7	11	2.74
108	ЦТП	100	20	0.493	0.264	49.3	24.6	9.86	4.92

ВНР 144036.130302.Сх										
Исполн.	Лист	М.Р. Дина	Пользов.	Вариант	Расчет центра электрических нагрузок города Целинского					Листов
Исполн.	Лист	С.М. М.	С.М. М.	С.М. М.						1
Исполн.	Лист	С.М. М.	С.М. М.	С.М. М.						Лист 2
Исполн.	Лист	С.М. М.	С.М. М.	С.М. М.						Лист 5
Исполн.	Лист	С.М. М.	С.М. М.	С.М. М.	Проектирование системы внутренних электроснабжения котельной котла города Целинского (составленной) разделом № 2025					Авт/У
Исполн.	Лист	С.М. М.	С.М. М.	С.М. М.						Кодификатор энергетика

Схема № 1



Ул. 50 Лет Октября

Схема № 1			Схема № 2		
Кпс	Ккл	К	Кпс	Ккл	К
млн руб.	млн руб.	млн руб.	млн руб.	млн руб.	млн руб.
7.05	2.28	9.39	7.05	1.73	8.78

Ул. Гагарина

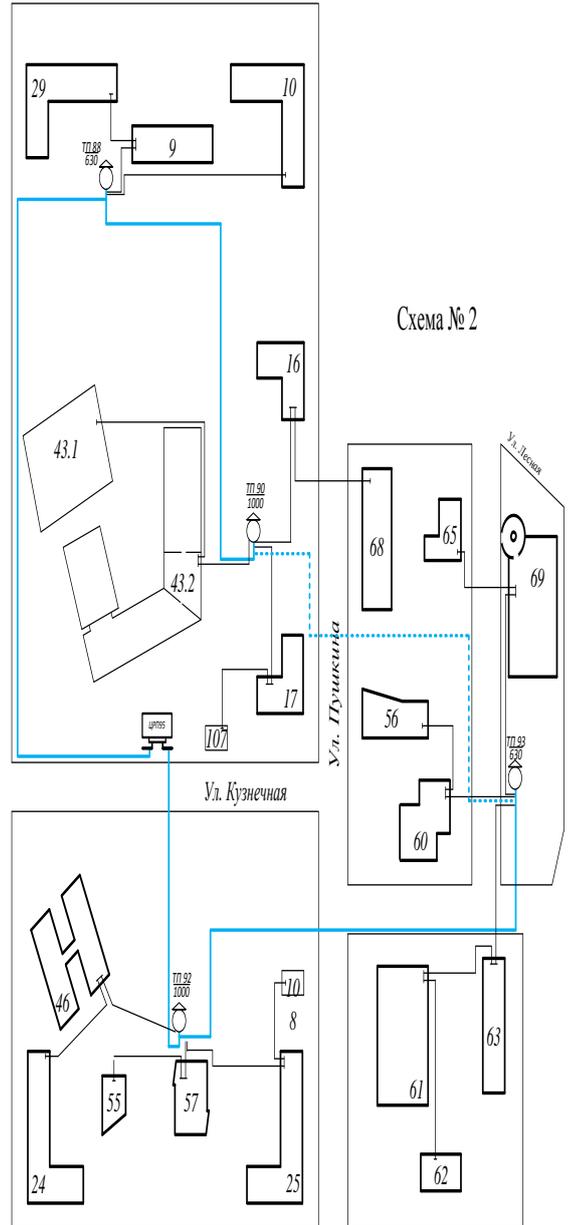


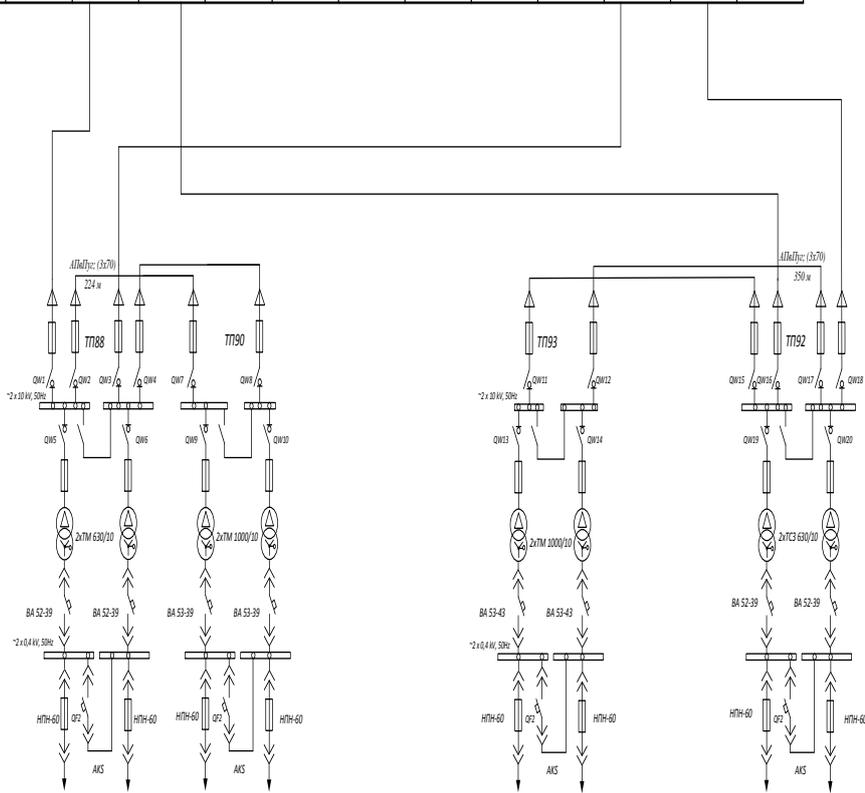
Схема № 2

Номер варианта	К руб	И руб	З руб	Δ %
Схема № 1	9339000	3016186	3017119	4.8
Схема № 2	8755000	2871428	2872306	
Сравнение	584000	144758	144813	

КВР 144036.130302.Сх						Листов	Масштаб	Дата
Исполн.	Провер.	Деталь	Деталь	Деталь	Деталь	1		
Разработ.	Литвиненко И.М.	Технико-экономическое сравнение	Технико-экономическое сравнение	Технико-экономическое сравнение	Технико-экономическое сравнение	2		
Тема	Решение И.С.	двух вариантов электрообъекта	двух вариантов электрообъекта	двух вариантов электрообъекта	двух вариантов электрообъекта	3		
Г. изд.						4		
Исполн.	Романова А.С.	Проектирование системы внутреннего	Проектирование системы внутреннего	Проектирование системы внутреннего	Проектирование системы внутреннего	5		
Исполн.	Савин В.В.	защитной системы на территории	6					
		городского округа «Светлый»	городского округа «Светлый»	городского округа «Светлый»	городского округа «Светлый»			
		развития до 2025 г.						
								ИнТУ
								Кафедра энергетической

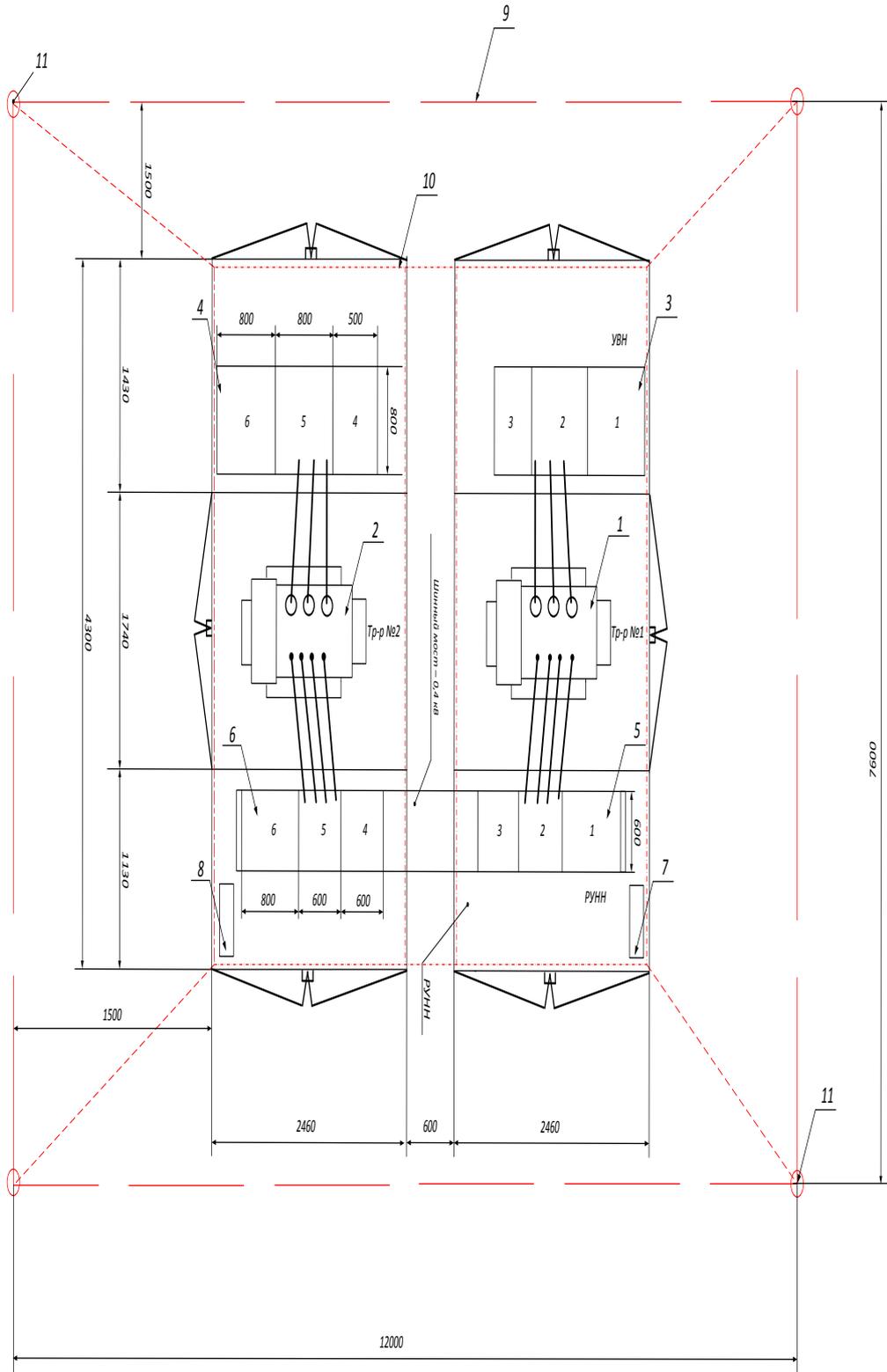
ЦРП-95 10кВ

№ шкафа	1	3	5	7	9	11	2	4	6	8	10	12
СД-10кВ												
КБЗ												
Назначение	Трансформатор напряжения	КЛ 10 кВ и ТТ88	КЛ 10 кВ и ТТ92	КЛ 10 кВ и ЦРП-96	Ввод 10 кВ От Восточной 220	Секционный выключатель		Ввод 10 кВ От Восточной 220	КЛ 10 кВ и ЦРП-96	КЛ 10 кВ и ТТ88	КЛ 10 кВ и ТТ92	Трансформатор напряжения
Выключатель, предохранитель	ПКЗ-10У3	ВВ/ТЕЛ-10-20/630У3	ВВ/ТЕЛ-10-20/630У3	ВВ/ТЕЛ-10-20/630У3	ВВ/ТЕЛ-10-20/630У3	ВВ/ТЕЛ-10-20/630У3		ВВ/ТЕЛ-10-20/630У3	ВВ/ТЕЛ-10-20/630У3	ВВ/ТЕЛ-10-20/630У3	ВВ/ТЕЛ-10-20/630У3	ПКЗ-10У3
ТТ, номинальный ток, Тн	АНДПЗ-10-95 У3	ТОЛ-10У3	ТОЛ-10У3	ТОЛ-10У3	ТОЛ-10У3	ТОЛ-10У3		ТОЛ-10У3	ТОЛ-10У3	ТОЛ-10У3	ТОЛ-10У3	АНДПЗ-10-95 У3
Минер. кабели, мм ²		АЛПДЗ-1 (3х70) 44м	АЛПДЗ-1 (3х70) 112 м	3 х ШРП010Н РБШвет(А)-1х40У35				3 х ШРП010Н РБШвет(А)-1х40У35	АЛПДЗ-1 (3х70) 44м	АЛПДЗ-1 (3х70) 112 м		

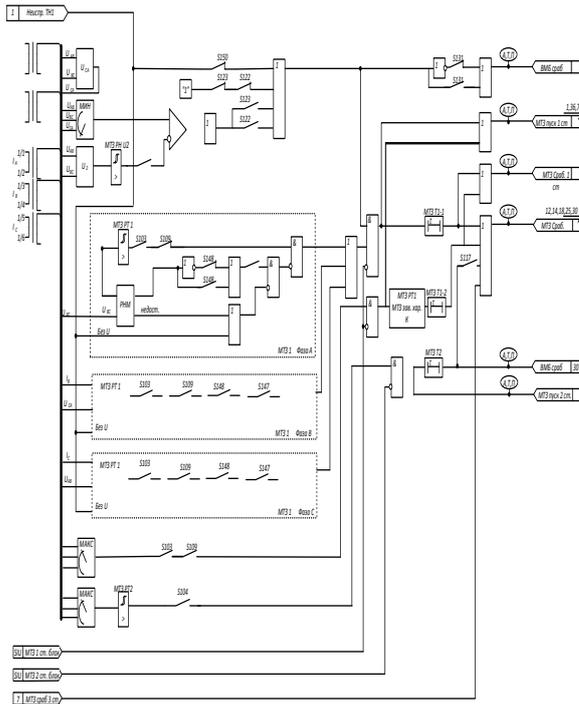


БМР 144036.130302.Сх					
№	Дат	№ докум	Подпись	Слово	Масштаб
Разраб		Уровень: А.М.			Подробная односторонняя схема снабжения города Цюльстерской
Проект		Уровень: П.Л.			
Таблет					
Клиент	Республика А.Т.				Лист 4
Имя	Савинов В.В.				Листов 6
Проектирование системы внутреннего энергоснабжения населенной части города Цюльстерской с перспективой развития до 2025.					АИГУ
					Кодификатор энергетик

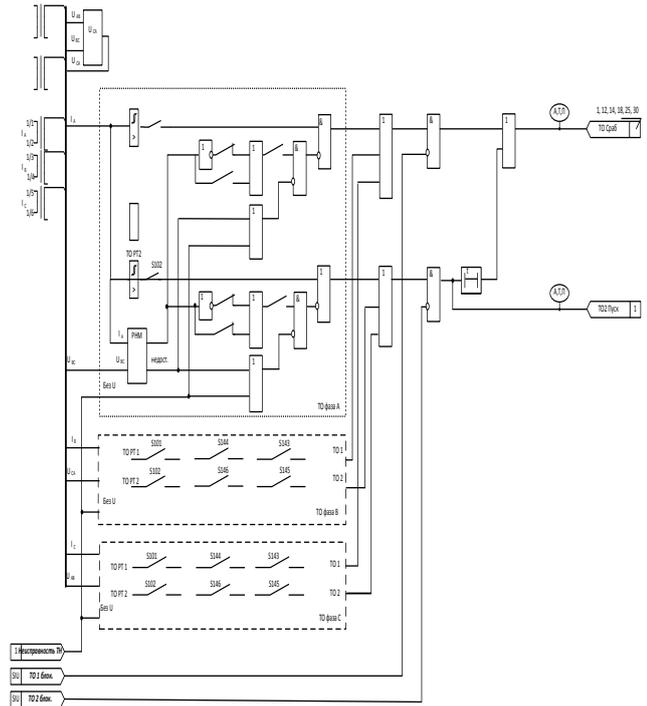
Обозначение	Наименование
1, 2	Силовой трансформатор ТМ-630/10/0,4 кВ
3, 4	Распределительное устройство 10 кВ
5, 6	Распределительное устройство 0,4 кВ
7, 8	Шкаф учета
9	Горизонтальный заземлитель, сталь полосовая 40x4
10	Внутренний контур заземлителя
11	Вертикальный заземлитель, угловая сталь 50x50



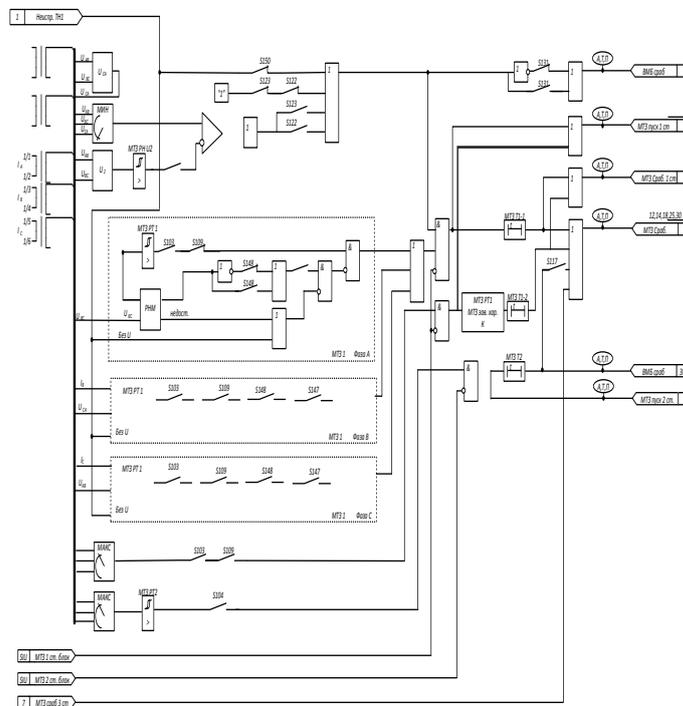
ВКР.144036.13.03.02.СХ				Лист	Масштаб	
Исполн.	Иванов И.И.	Лист	1	д		
Провер.	Петров П.П.	Земление распределительного пункта			Лист 5	Листов 6
И. Контр.		Проектирование системы внутреннего электроснабжения с восточной частью города Калининской с перспективой развития до 2025.			АИГУ	Кафедра Энергетики
И. Контр.	Савин А.А.					
Утв.	Савин И.В.					



Функциональная схема максимальной токовой защиты



Функциональная схема алгоритма токовой отсечки



Функциональная схема максимальной токовой защиты

				ВКР.144036.13.03.02.СК		
Исполн.	Исполн.	Роль	Дата	Лист	Масштаб	Масштаб
Проект.	Утвердил			1		
Провер.	Проверил			Лист 6		Листов 6
С. Вольня						
И. Ковалева	Утвердил			Проконтрольные системы внутреннего электрооборудования его-вольной части города Калининской территориальной подстанции в 2025г.		АМУ Кофедра Энергетики
Исполн.	Смаков					