

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) программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения села Красное Тамбовского района Амурской области

Исполнитель

студент группы 342-зсб1

подпись, дата

Л.Ф. Шамиданов

Руководитель

профессор, к.т.н

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Нормоконтроль

доцент, к.т.н

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2017

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

« _____ » _____ 2017 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Шамиданова Леонида Флорисовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения села Красное Тамбовского района Амурской области

(утверждено приказом от 23.11.2016 г. № 2584 – уч.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 24.01.2017 г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы преддипломной практики, данные собранные из научной литературы и технических документов исследуемого района и села.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Исходные данные для анализа нагрузок и их расчет, анализ существующей схемы электроснабжения выбор и обоснование своей схемы, расчет и выбор трансформаторов для ТП, расчет токов К.З. и выбор основной и защитной аппаратуры, выбор реклоузела.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): Выпускная квалификационная работа содержит 9 рисунков, 40 таблиц и 6 листов графической части.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания: 04 октября 2016г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Ю.В., профессор, к.т.н.

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

Задание принял к исполнению (дата): 04 октября 2016г.

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 105 с, 9 рисунков, 40 таблиц, 20 источников, 6 приложений.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, СИЛОВОЙ КАБЕЛЬ, ИЗОЛЯЦИЯ, БЫТОВОЙ ПОТРЕБИТЕЛЬ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ.

Проведена реконструкция системы внутреннего электроснабжения села Красное Тамбовского района Амурской области. Произведен расчет нагрузок производственных и коммунально-бытовых потребителей района. Произведен выбор количества, мощности и типов трансформаторов на трансформаторных подстанциях, оптимального количества линий, произведен расчет и замена существующих ВЛ 0,4-10 кВ. В разделе безопасности рассмотрены вопросы обеспечения безопасности.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Характеристика района реконструкции	8
2 Характеристика существующей системы электроснабжения	13
3 Расчет электрических нагрузок	14
3.1 Коммунально-бытовые потребители	15
3.2 Электрические нагрузки распределительных линий до 1 кВ	17
3.3 Выбор сечений проводов и количества линий	20
3.4 Расчет наружного освещения	23
3.5 Конструкция сети 0,38 кВ	24
3.6 Проектирование трансформаторных подстанций 10/0,4	25
3.7 Определение мощности трансформаторных подстанций	26
4 Проектирование линий напряжением 10 кВ	30
4.1 Электрический расчет проводов линий напряжением 10 кВ	30
4.2 Выбор сечения проводов и определение потерь напряжения	36
5 Техничко-экономическое сравнение вариантов сети 10 кВ	39
6 Расчет токов короткого замыкания	43
6.1 Расчетные условия	45
6.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ.	46
6.3 Расчет токов короткого замыкания в сетях напряжением 0,4 кВ	49
7 Выбор основного электрического оборудования 10 кВ	55
7.1 Выбор и проверка оборудования сети 10 кВ	55
7.2 Выбор трансформаторов тока	57
7.3 Выбор трансформаторов напряжения	59
7.4 Выбор выключателей нагрузки	61
7.5 Выбор жестких шин на стороне 10 кВ	62
7.6 Выбор изоляторов	64
7.7 Выбор ограничителей перенапряжений	65
8 Выбор и проверка аппаратуры ТП 10 кВ	67

8.1 Выбор разъединителей	67
8.2 Выбор предохранителей для защиты трансформаторов 10 кВ	69
8.3 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ	70
9 Расчет релейной защиты	73
9.1 Защита воздушных линий 10 кВ	73
9.2 Токовая отсечка без выдержки времени	75
9.3 Максимальная токовая защита линий	76
9.4 Защита от однофазных замыканий на землю	77
10 Определение емкостных токов замыкания на землю	80
11 Надежность электроснабжения	81
12 Заземление	86
13 Безопасность	90
13.1 Техника безопасности при реконструкции ВЛ	91
13.2 Техника безопасности при реконструкции ТП, КТП и РП	91
13.3 Чрезвычайные ситуации	92
13.4 Противопожарные мероприятия	93
Заключение	96
Библиографический список	98
Приложение А	100
Приложение Б	101
Приложение В	102
Приложение Г	103
Приложение Д	104
Приложение Е	105

ВВЕДЕНИЕ

В настоящей бакалаврской работе проводится реконструкция системы внутреннего электроснабжения села Красное Тамбовского района с учетом повышения нагрузок. Необходимость реконструкции возникла в результате увеличения оснащенности бытовой техникой отдельно взятого потребителя. В результате действующие линии не выдерживают всю нагрузку коммунально-бытовых потребителей. В целом это отражается на величине потерь напряжения в конце линии. Кроме того в соответствии с письмом Главгосэнергонадзора целесообразно для определения нагрузок и выбора сечений питающих линий, увеличивать удельные нагрузки квартир (зданий) в 1,5 – 2,0 раза по сравнению с действующими нормативами.

Цель работы - разработать схему реконструкции и развития электрической сети, при воплощении в жизнь которой, удалось бы повысить уровень надежности электроснабжения потребителей с одновременным снижением относительных потерь электроэнергии. В «Схеме развития сельских электрических сетей» требуется принять технические решения, позволяющие найти решения с минимально возможными затратами.

Основной задачей бакалаврской работы является определение ожидаемых электрических нагрузок на различных ступенях электрической сети. Нагрузки являются основополагающими техническими характеристиками элементов электрической сети – сечения и марки проводников, мощности и типы трансформаторов, электрических аппаратов и другого вспомогательного электротехнического оборудования. Завышение ожидаемых электрических нагрузок при проектировании нагрузок по сравнению с реальными электрическими нагрузками, возникающими при эксплуатации объекта, приводит к перерасходу проводников и неоправданному перерасходу средств, вложенных в избыточную мощность электрооборудования.

Необходимость реконструкции системы электроснабжения села Красное

Тамбовского района в сети 0,4 кВ повлечет за собой реконструкцию системы электроснабжения на напряжении 10 кВ, которая выполнена по петлевой и однолучевой схеме.

В бакалаврской работе намечено провести замену недогруженных трансформаторов менее мощными, перегруженных трансформаторов - более мощными, заменить деревянные опоры на железобетонные, так как степень износа более 60 %, заменить неизолированные провода ВЛ на изолированные СИП, которые при равнозначных капиталовложениях обладают повышенной технологичностью строительства, обеспечивают высокую надежность электроснабжения при значительно меньших эксплуатационных затратах и безопасность обслуживающего персонала, населения и животных, возможность произвести совместную подвеску на опорах проводов с разным уровнем напряжения.

Расчёты и оформление бакалаврской работы произведено при помощи программных средств Microsoft Office Word, Microsoft Office Excel, Microsoft Equation, Mathsoft Mathcad, Microsoft Office Vizio.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ

Село Красное входит в состав Куропатинского сельсовета Тамбовского района Амурской области. Характеристика района приводится ниже, [1].

Населенные пункты: с. Гильчин, с. Духовское, с. Жариково, с. Козьмодемьяновка, с. Корфово, с. Косицино, с. Красное, с. Куропатино, с. Лазаревка, с. Лермонтовка, с. Лиманное, с. Липовка, с. Лозовое, с. Муравьевка, с. Николаевка, с. Новоалександровка, с. Орleckое, с. Привольное, с. Придорожное, с. Раздольное, с. Резуновка, с. Рошино, с. Садовое, с. Свободка, с. Тамбовка, с. Толстовка, с. Чуевка.

Наименование муниципальных образований: Жариковский сельсовет, Козьмодемьяновский сельсовет, Куропатинский сельсовет, Лермонтовский сельсовет, Муравьевский сельсовет, Николаевский сельсовет, Новоалександровский сельсовет, Раздольненский сельсовет, Садовский сельсовет, Толстовский сельсовет, Тамбовский сельсовет.

Тамбовский Район расположен на юго-западе Зейско-Буреинской равнины.

Район граничит: на северо-западе – с Благовещенским районом, на севере – с Ивановским районом, на востоке – с Октябрьским районом, на юге – с Константиновским районом, на западе – с Китайской Народной Республикой.

Год образования	1926
Площадь района	2 538 км. ²
Населенных пунктов	27
Муниципальных образований	11
Численность населения	21 860 чел.

Район расположен в юго-западной части Зейско-Бурейской низменности, на 3х Амурских террасах.

Производством и распределением электроэнергии, газа и воды занимается 21 предприятие района.

Электроснабжение поселка осуществляется от реконструируемых трансформаторных подстанций напряжением 10 / 0,4 кВ, питающихся от подстанции «Куропатино» напряжением 35 / 10 кВ.

Таблица 1 – Перечень установленного оборудования

Обозначение оборудования на схеме	Тип оборудования	Год установки.
T1	ТМ-2500/35/10	1974
T2	ТМ-2500/35/10	1970
ЛР-35	РДЗ-2-35/1000	1970
ШР-35	РНДЗ-16-35/1000	1974
В-35	ВМД-35	1974
ОПН-35	ОПНп-35/550/40.5	1987
ТСН1	ТМ-25/10/0.23	1974
ТСН2	ТМ-25/10/0.23	1974
ТН-10	НАМИ-10-95УХЛ2	1986
ТТ-10	ТПЛ-10	1986
В-10	ВМГ-10	1986
Р-10	РВЗ-10/400	1986

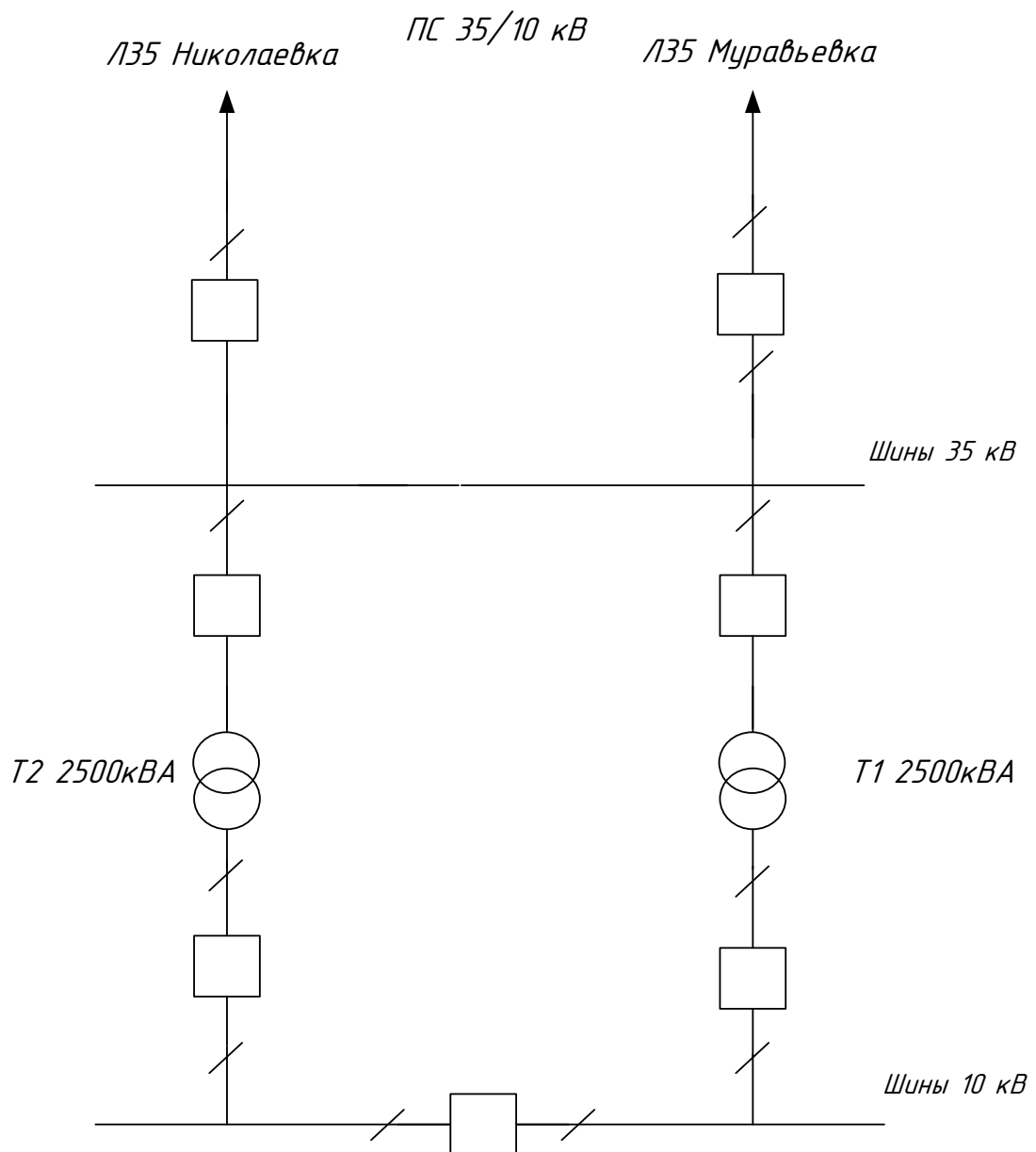


Рисунок 1- Упрощенная схема подстанции Куропатино 35/10 кВ

В бакалаврской работе все расчеты будут производиться с учетом особенностей окружающей среды и местных климатических условий. Климат села относится к зоне действия дальневосточных муссонов, которые складываются под влиянием азиатского континента с одной стороны и Тихого океана – с другой. Климат отличается резкой континентальностью и неравномерностью выпадения осадков.

Среднегодовая температура отрицательная - минус 0,8 °С самый холодный месяц январь со среднемесячной температурой минус 36,7 °С и абсолютным минимумом минус 50 °С. Самый теплый месяц - июль, его среднемесячная температура равна 20,9 °С, абсолютный максимум равен 36 °С. Средняя температура воздуха наиболее холодного периода равна минус 42 °С; наиболее холодных суток - минус 45 °С; наиболее холодной пятидневки минус 38 °С. Относительная влажность в течение всего года довольно высокая, ее среднее значение за год составляет 72%.. Сумма осадков за год 691 мм; в холодный период (ноябрь, март) выпадает 78 мм; в теплый период (апрель, октябрь) – 613 мм. Суточный максимум осадков 1% обеспеченности равен 117 мм. Первый снег выпадает в конце октября. Наибольшей высоты (37см) снег достигает в начале марта. Разрушение снежного покрова начинается в конце марта, сходит снег в середине апреля средняя продолжительность периода со снежным покровом – 148 дней. Число грозных часов-50.

Среднегодовая скорость ветра равна 3,0 м/с. В течении года преобладают ветры юго-восточного, северо-западного направлений. Максимальная скорость ветра равна 24м/с.

Туманы наблюдаются в течение всего года. Гололедные явления отмечаются ежегодно с октября по март. По гололедности с. Красное относится ко II району, с расчетной толщиной стенки гололеда повторяемостью один раз в пять лет равной 5 мм.

Основные характеристики климатических условий с.Красное приведены в таблице 2, [2].

Таблица 2- Климатические условия

Климатические условия	Расчетная величина
1	2
Район по гололеду	2
Нормативная стенка гололеда, мм	5
Район по ветру	2

Продолжение таблицы 2

1	2
Низшая температура воздуха	- 50
Среднегодовая температура воздуха	- 1,1
Высшая температура воздуха	+ 36
Число грозových часов в год	50
Высота снежного покрова, макс/средн.,см	45/15
Степень загрязнения атмосферы	1
Температура при гололеде	- 10
Глубина промерзания грунтов, м	3
Сейсмичность района, баллы	6

2 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Согласно существующей схеме электроснабжения, с.Красное питается от ПС–35/10 кВ «Куропатино» мощностью 2х2500 кВА по одному фидеру 10 кВ. Один фидер образует кольцо, через ПС Муравьевка 35/10. Практика показала, что с увеличением нагрузки пропускная способность фидеров снижается, ВЛ перегружены, потери напряжения выше допустимых. С ростом потребительских нагрузок и строительством в частном секторе (одно, двухэтажные одноквартирные дома, частные магазины), возникла необходимость реконструкция системы внутреннего электроснабжения всего села, в объем которого входит:

- разделение производственных и коммунально-бытовых нагрузок;
- замена на мачтовых ТП – 10/0,38 кВ и устаревшего оборудования;
- внедрение делительной и противоаварийной автоматики;
- замена неизолированного провода на СИП (самонесущий изолированный провод) как в линиях 0,38 кВ, так и в линиях 10 кВ.
- замена деревянных опор, на железобетонные.

3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Расчет нагрузок бытовых и коммунально-бытовых потребителей произведем в соответствии с методикой по расчету электрических нагрузок [4]. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства распространяются на вновь сооружаемые и реконструируемые электрические сети до и выше 1 кВ.

Целью расчёта электрических нагрузок является определение необходимого числа и мощности трансформаторов на ТП, а так же выбор необходимого оборудования на ТП.

Первой определяется электрическая нагрузка, приведённая к вводу зданий. Она определяется в зависимости от назначения здания согласно РД [3]. Для расчёта электрических нагрузок на шинах ТП сначала необходимо определить здания, которые питаются от рассматриваемой ТП. Расчётная нагрузка определяется как сумма наибольшей нагрузки зданий из числа зданий питаемых от ТП и суммы произведений расчётной нагрузки других зданий на коэффициент одновременности электрических нагрузок общественных зданий или жилых домов. Далее определяются электрические нагрузки сельских сетей 10 кВ умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети (ЦП, РП, линии и др.), на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок (коэффициент одновременности). Все коэффициенты, перечисленные выше, приведены в [3] и [4].

Точность определения расчетной нагрузки устанавливается характером решаемой задачи, в соответствии с чем, разрабатываются и используются те или иные методы расчета. В электрических сетях применяется стандартное оборудование, параметры которого изменяются степенями с достаточно большим шагом.

Величина расчетной нагрузки устанавливается на какой-то заданный уровень производства или определенный срок. Как правило, наибольшая точность

предъявляется к определению нагрузки на вводе потребителя. На стадии предварительных обоснований нагрузки элементов системы электроснабжения, могут определяться по ориентировочным показателям. В результате, наряду с точными методами в практике проектирования используются различные приемы расчета нагрузки, имеющие оценочный характер.

Для задач, возникающих при расчете систем электроснабжения, различают максимальные нагрузки определенной продолжительности и максимальные кратковременные нагрузки. Значения первых используются для выбора элементов системы по нагреву и определения всех ее технико-экономических показателей. Значения кратковременных нагрузок используются при расчете колебаний напряжений, условий самозапуска двигателей и т. п.

3.1 Коммунально-бытовые потребители

К коммунально-бытовому сектору относятся: магазины, аптеки, школы, прачечные, киоски, кафе, рестораны, стадионы, клубы, детские сады, больницы.

Электрические нагрузки существующих коммунально-бытовых потребителей и новой жилой застройки определены в соответствии с [4] по приведенным к шинам ТП удельным нагрузкам. Под расчетной понимают такую нагрузку, при длительном потреблении которой элементы системы электроснабжения нагружаются до такой же температуры, до которой они нагрелись бы при потреблении действительной, изменяющейся с течением времени нагрузки.

Расчетная электрическая нагрузка квартир $P_{кв}$, кВт приведенная к вводу жилого дома, определяется по формуле:

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

где $P_{кв.уд}$ — удельная расчетная нагрузка электроприемников квартир (домов), зависящая от типа пищевого приготовления и числа квартир (домов), присоединенных к вводу жилого дома, линии, трансформаторной подстанции, кВт/квартиру;

n — число квартир, присоединенных к элементу сети.

Достаточно часто располагаются в жилых домах или пристраиваются к ним магазины и другие учреждения (парикмахерская, аптека). В этом случае нагрузка на вводе жилого дома определяется как:

$$P_{\text{ж.д.общ.}} = P_{\text{ж.д.}} + K_{\text{у.м.}} \cdot P_{\text{общ.}}, \quad (2)$$

где $P_{\text{общ}}$ - расчетная нагрузка встроенного в дом учреждения; в максимуме нагрузки;

$K_{\text{у.м}}$ – коэффициент участия встроенного в дом учреждения в максимуме нагрузки;

Расчетную нагрузку потребителей села отдельно для вечернего и дневного максимума сводим в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчет нагрузки по селу

Объект	$P_{\text{в}}$, кВт	$K_{\text{ув}}$	$\cos(\varphi)_{\text{в}}$	$S_{\text{в}}$, кВА	$P_{\text{д}}$, кВт	$K_{\text{уд}}$	$\cos(\varphi)_{\text{д}}$	$S_{\text{д}}$, кВА	Категория по надёжности
Одноквартирный дом (электроплита)	7,5	0,6	0,96	4,7	4,5	1	0,92	4,9	3
Двухквартирный дом (электроплита)	15	0,6	0,96	9,4	9	1	0,92	9,8	3
столовая	3	1	0,9	3,3	9	1	0,85	10,6	3
клуб	32	1	0,9	35,6	10	1	0,85	11,8	3
контора	2	1	0,9	2,2	5	1	0,85	5,9	3
школа	2	1	0,9	2,2	7	1	0,85	8,2	3
баня	7	1	0,9	7,8	7	1	0,85	8,2	3
садик	6	1	0,9	6,7	9	1	0,85	10,6	2
гараж	10	1	0,9	11,1	20	1	0,85	23,5	3
башня	5	1	0,9	5,6	10	0,6	0,85	7,1	3
КФХ	85	1	0,96	88,5	85	0,6	0,92	55,4	3
пилорама	36	1	0,8	45,0	35	0,6	0,75	28,0	3
склад ГСМ	5	1	0,99	5,1	30	0,6	0,99	18,2	3
ЦРМ	30	1	0,75	40,0	60	0,6	0,7	51,4	3
склад	1	1	0,75	1,3	15	0,6	0,7	12,9	3
котельная	28	1	0,99	28,3	28	0,6	0,99	17,0	2

Рассмотрим определение активной нагрузки 2 квартирного жилого дома которая определяется по выражению:

$$P_d = P_{\text{кв.уд}} \cdot n = 7,5 \cdot 2 = 15 \text{ кВт}$$

Реактивную мощность можно определить по известному коэффициенту мощности $\cos\varphi = 0,96$ для жилых домов с электрическими плитами:

$$Q_d = P_d \cdot \operatorname{tg} \varphi ,$$

$$Q_d = 15 \cdot 0,29 = 4,37 \text{ квар}$$

Полная мощность определится из выражения:

$$S_d = \sqrt{P_d^2 + Q_d^2} ,$$

$$S_d = \sqrt{15^2 + 4,37^2} = 15,6 = 115 \text{ кВА}$$

3.2 Электрические нагрузки распределительных линий до 1 кВ

Расчетные мощности на участках линий 0,38 кВ определяются путем суммирования расчетных нагрузок на вводах потребителей. Расчетные нагрузки на вводах в производственные, общественные и коммунальные предприятия, здания и сооружения представлены в таблице 1. Суммирование нагрузок производится с учетом коэффициента одновременности работы потребителей. Если суммируемые нагрузки не отличается по величине друг от друга более чем в четыре раза, то расчетные мощности участка определяются по формулам:

$$P_d = K_o \cdot n \cdot P_{\text{уст}} \quad K_d , \tag{3}$$

$$P_B = K_o \cdot n \cdot P_{\text{уст}} \quad K_B , \tag{4}$$

где K_0 - коэффициент одновременности, зависящий от количества потребителей [3];

K_d, K_v – коэффициенты дневного и вечернего максимума .

$P_{уст}$ – установленная мощность потребителя, кВт;

Коэффициенты дневного и вечернего максимумов принимаются для производственных потребителей $K_d = 1 ; K_v = 0,6$; для бытовых потребителей $K_d = 0,6 ; K_v = 1$; для смешанной нагрузки $K_d = K_v = 1$.

Можно определять расчетную нагрузку линии (трансформаторной подстанции) при смешанном питании потребителей различного назначения (жилые дома и общественных зданий или помещений) по формуле, кВт:

$$P_{рл} = P_{эд.макс} + K_1 \cdot P_{эд1} + K_2 \cdot P_{эд2} + \dots + K_n \cdot P_{эд.n} \quad (5)$$

где $P_{эд.макс}$ – наибольшая из нагрузок зданий, питаемых линией (трансформаторной подстанции), кВт;

$P_{эд2} \dots P_{эд.n}$ - расчетные нагрузки всех зданий, кроме здания, имеющего наибольшую нагрузку, питаемых линией (трансформаторной подстанцией), кВт;

$K_1, K_2 \dots K_n$ – коэффициенты участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий (помещений), жилых домов (квартир и силовых электроприемников) и наибольшей расчетной нагрузке.

Расчет распределительной линии на напряжение 0,38 кВ рассмотрим на примере ТП 21-6. К линии 1 будет подключены 8 многоквартирных домов; к линии 2 16 многоквартирных домов, 1 двухквартирный дом.

Ниже приведен расчет нагрузок для ТП № 21-6:

Линия 1:

Активная и реактивная нагрузка определяется:

$$P_1 = P_{кв.уд} \cdot n \cdot K_0,$$

$$P_1 = 7,5 \cdot 8 \cdot 0,41 = 15 \text{ кВт},$$

$$Q_1 = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi \cdot K_o,$$

$$Q_1 = 15 \cdot 0,29 \cdot 0,41 = 4 \text{кВАр},$$

Полная мощность равна:

$$S_{p1} = \sqrt{15^2 + 4^2} = 16 \text{кВА}$$

Линия 2:

Активная и реактивная нагрузка определяется:

$$P_2 = P_{\text{кв.уд}} \cdot n \cdot K_o,$$

$$P_2 = (4,5 \cdot 16 + 9) \cdot 0,31 = 25 \text{кВт},$$

$$Q_2 = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi \cdot K_o,$$

$$Q_2 = 25 \cdot 0,29 \cdot 0,31 = 7 \text{кВАр}$$

Полная мощность равна:

$$S_{p2} = \sqrt{25^2 + 7^2} = 27 \text{кВА}$$

Аналогично рассчитываются нагрузки, питающиеся от других трансформаторных подстанций. Результаты сводятся в таблицу 4.

Таблица 4 - Расчетные мощности в линиях

ВЛ/КЛ 0,4 кВ	Тип потребителей	N _{потр}	P _{сумм} , кВт	S _{сумм} , кВА	K _o	P _p , кВт	S _p , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП 21-6							
ф-1	быт.нагрузка	8	36	39	0,41	15	16
ф-2	быт.нагрузка	17	81	88	0,31	25	27
ТП 21-8							
ф-1	в основном бытовая нагрузка	8	73,5	84	0,41	30	35
ф-2	быт.нагрузка	10	60,5	68	0,38	23	26

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8
ф-3	быт.нагрузка	2	33	34	0,85	28	29
ТП 21-5							
ф-1	в основном бытовая нагрузка	25	148	165	0,28	41	46
ф-2	в основном бытовая нагрузка	11	65	72	0,37	24	27
ТП 21-4							
ф-1	в основном производственная нагрузка	5	45	64	0,75	34	48
ф-2	в основном производственная нагрузка	3	108	135	0,8	86	108
ТП 21-1							
ф-1	в основном производственная нагрузка	3	68,5	85	0,8	55	68
ф-2	в основном производственная нагрузка	5	49,5	62	0,75	37	46
ф-3	в основном производственная нагрузка	4	36	51	0,77	28	40
ТП 21-10							
ф-1	быт.нагрузка	6	27	29	0,47	13	14
ф-2	быт.нагрузка	10	45	49	0,38	17	19
ТП 21-7							
ф-1	в основном производственная нагрузка	1	9	13	1	9	13
ф-2	в основном производственная нагрузка	1	28	28	1	28	28
ТП 21-2							
ф-1	в основном производственная нагрузка	4	80	94	0,77	62	72
ТП 21-11							
ф-1	в основном производственная нагрузка	1	85	89	1	85	89

3.3 Выбор сечений проводов и количества линий

Выбор сечения осуществляется по расчетному току с последующей проверкой выбранного сечения проводов на потерю напряжения. Для параллельно работающих линий в качестве расчетного тока принимается ток после аварийного режима. По справочным данным в зависимости от расчетного тока определяют ближайшее большее стандартное сечение. Это сечение приводится для конкретных условий среды и способа прокладки проводов. Расчетный ток

определяется по формуле:

$$I_{p.m.} = \frac{S_{p.l.}}{U_n \cdot \sqrt{3}} \quad , \quad (6)$$

где $S_{p.l.}$ - расчетная нагрузка линии из таблицы 4.

U_n - номинальное напряжение.

По расчетному току определяется из таблицы 5.1 [3] сечение линий и проверяется по потере напряжения.

Потерей напряжения называют разность потенциалов в начале и в конце какого-либо участка сети, а отклонением напряжения - разность напряжений на зажимах электроприемника от его номинального значения.

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— 10 %.

Потеря напряжения в линиях до 35 кВ определяется по формуле:

$$\Delta U = \frac{I \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\% \quad , \quad (7)$$

где I - $I_{p.m.}$ из таблицы 5.

L - длина линии в км.

$U_{ном}$ - номинальное напряжение = 380 В

R_0 и x_0 - удельные активное и индуктивное сопротивление Ом/км

Расчет выполняется на примере линии 1, трансформаторной ПС №21-6

$$I_{p.m.} = \frac{15}{0,38 \cdot \sqrt{3}} = 22 \text{ А}$$

При проектировании, реконструкции техническом перевооружении ВЛ до 1 кВ рекомендуется применять самонесущие изолированные провода (ВЛИ) марки «Аврора» или «Торсада». На основании ПУ ВЛИ до 1 кВ выбирается самонесущий изолированный провод (СИП -2А, СИП-2)

Выполняется проверка по потере напряжения по формуле (7)

$$\Delta U = 23 \cdot 0,45 \cdot \frac{\sqrt{3}}{380} \cdot (1,91 \cdot 0,92 + 0,1 \cdot 0,4) 100 = 8,5 \%$$

Отклонение напряжения в конце линии удовлетворяет ГОСТ 32144-2013.

Аналогично проводится расчет для других линий. Данные расчетов сводятся в таблицу 5.

Таблица 5-Отклонение напряжения в линиях

ВЛ 0,4 кВ	I _p , А	L, км	провод	cos(φ)	sin(φ)	R, Ом/км	X, Ом/км	ΔU, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП 21-6								
φ-1	23	0,45	СИП-2 (3x16+1x16) 0,45 км	0,92	0,4	1,91	0,1	8,5
φ-2	39	0,57	СИП-2 (3x35+1x16) 0,57 км	0,92	0,4	0,87	0,09	8,6
ВЛ	15	0,57		1,00	0,0	1,91	0,1	7,3
ТП 21-8								
φ-1	50	0,39	СИП-2 (3x25+1x16) 0,39 км	0,87	0,5	1,2	0,09	9,7
φ-2	37	0,42	СИП-2 (3x25+1x16) 0,42 км	0,90	0,4	1,2	0,09	7,9
φ-3	42	0,15	СИП-2 (3x16+1x16) 0,15 км	0,97	0,3	1,91	0,1	5,4
ВЛ	14	0,42		1,00	0,0	1,91	0,1	5,1
ТП 21-5								
φ-1	67	0,36	СИП-2 (3x35+1x16) 0,36 км	0,90	0,4	0,87	0,09	9,0
φ-2	39	0,51	СИП-2 (3x25+1x16) 0,51 км	0,90	0,4	1,2	0,09	10,0
ВЛ	13	0,51		1,00	0,0	1,91	0,1	5,6
ТП 21-4								
φ-1	70	0,12	СИП-2 (3x16+1x16) 0,12 км	0,70	0,7	1,91	0,1	5,4
φ-2	156	0,18	СИП-2 (3x35+1x16) 0,18 км	0,80	0,6	0,87	0,09	9,6

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ВЛ	4	0,18		1,00	0,0	1,91	0,1	0,7
ТП 21-1								
ф-1	98	0,18	СИП-2 (3x25+1x16) 0,18 км	0,81	0,6	1,2	0,09	8,2
ф-2	67	0,18	СИП-2 (3x16+1x16) 0,18 км	0,80	0,6	1,91	0,1	8,7
ф-3	57	0,21	СИП-2 (3x16+1x16) 0,21 км	0,70	0,7	1,91	0,1	7,7
ВЛ	8	0,18		1,00	0,0	1,91	0,1	1,3
ТП 21-10								
ф-1	20	0,15	СИП-2 (3x16+1x16) 0,15 км	0,92	0,4	1,91	0,1	2,4
ф-2	27	0,33	СИП-2 (3x16+1x16) 0,33 км	0,92	0,4	1,91	0,1	7,2
ВЛ	7	0,33		1,00	0,0	1,91	0,1	2,0
ТП 21-7								
ф-1	19	0,09	СИП-2 (3x16+1x16) 0,09 км	0,70	0,7	1,91	0,1	1,1
ф-2	41	0,33	СИП-2 (3x25+1x16) 0,33 км	0,99	0,1	1,2	0,09	7,4
ВЛ	6	0,09		1,00	0,0	1,91	0,1	0,5
ТП 21-2								
ф-1	105	0,39	СИП-2 (3x70+1x16) 0,39 км	0,85	0,5	0,44	0,09	7,8
ВЛ	6	0,39		1,00	0,0	1,91	0,1	1,9
ТП 21-11								
ф-1	128	0,51	СИП-2 (3x95+1x16) 0,51 км	0,96	0,3	0,32	0,09	9,9
ВЛ	0	0,51		1,00	0,0	0	0	0,0

3.4 Расчет наружного освещения

На первом этапе проектирования можно определять расчетную нагрузку осветительной сети исходя из значения удельной мощности 7-10 кВт/км погонной длины проездов по выражению:

$$P_{oc} = P_{уд} \cdot L, \quad (8)$$

где $P_{уд}$ – удельная мощность, для освещения улиц, принимаем 10 кВт/км, для внутренних проездов 3,5 кВт/км,

L-длина, км

Для определения полной расчетной мощности ТП, суммарная расчетная нагрузка осветительной сети складывается с расчетной нагрузкой силовой сети и заносится в таблицу 7.

$$P_{\text{расч. ТП}} = P_{\text{расч. сети}} + P_{\text{расч. осв.}} \quad (9)$$

На примере ТП 21-6:

$$P_{\text{ос}} = 10 \cdot 1,02 = 10,2 \text{ кВт.}$$

3.5 Конструкция сети 0,38 кВ

Конструкция сети 0,38 кВ принимается на базе стоек железобетонных СВ 95-2 с применением самонесущих изолированных, скрученными в жгут проводов. Воздушной линией электропередачи напряжением до 1 кВ с самонесущими изолированными проводами (ВЛИ) называется устройство, предназначенное для передачи электроэнергии по изолированным, скрученным в жгут проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи узлов крепления, крюков, кронштейнов и арматуры к опорам, стенам зданий и сооружений.

В местах изменения направления трассы ВЛ на угол до 60° и 45° устанавливаются угловые промежуточные опоры УП 3 и УП 4. На прямых участках ВЛИ, при смене сечения провода и на концах ВЛИ устанавливаются концевые (анкерные) опоры К3, К4. В местах изменения направления трассы ВЛИ на угол поворота до 90° устанавливаются угловые анкерные опоры УА3, УА4. Опоры являются концевыми в сторону ответвления, следующая опора ответвления промежуточная. В местах изменения направления магистрали ВЛИ на угол поворота от 0° до 90° устанавливаются ответвительные угловые опоры ОУ3. При пересечении ВЛИ с улицами, автомобильными дорогами устанавливаются переходные промежуточные опоры.

Пролеты между опорами принимаются 40 - 45 м, а их ответвления к вводам не превышают 10 м. Крепление, соединение СИП и присоединение к СИП производится при помощи специальной линейной арматуры. Крепление несущего нулевого провода на промежуточных и угловых промежуточных опорах – с помощью поддерживающих зажимов. Анкерное (концевое) крепление несущего нулевого провода магистрали ВЛИ на опорах анкерного типа, а также концевое крепление проводов ответвления на опоре ВЛИ и на вводе – с помощью натяжных анкерных зажимов. Поддерживающие и натяжные зажимы должны иметь вкладыши или корпуса из изолирующих материалов, препятствующих истиранию изоляции провода.

Расстояние от СИП ВЛИ до поверхности земли проезжей части улиц при наибольшей расчетной стреле провеса должно быть не менее 5 м, а расстояние до поверхности непроезжей части улиц при наибольшей стреле провеса СИП – не менее 3,5 м.

Расстояние от СИП ВЛИ до тротуаров и пешеходных дорожек при пересечении непроезжей части улиц ответвлениями от магистрали к вводам должно быть не менее 3,5 м. Расстояние от поверхности земли до СИП перед вводом должно быть не менее 2,5 м.

Глубина залегания опор в грунт 2–2,2 м. Все траверсы заземляются с помощью заземляющего проводника ЗП 2 диаметром 6 мм который присоединяется к верхнему заземляющему выпуску стойки зажимом ПС 1–1, к нулевому проводу зажимом.

На опоре предусматривается установка светильников с натриевыми лампами ЖКУ 01 – 150. На отдельных участках линии, а именно по ул.Комсомольская предусматривается совместная подвеска ВЛ 10 кВ и 0,4 кВ. Это несколько уменьшит надежность системы, но экономически более выгодно для обслуживающей организации.

3.6 Проектирование трансформаторных подстанций 10/0,4

Электроснабжение потребителей сельского хозяйства производится, как правило, от энергосистем по основным или питающим сетям 35-110 кВ и по

распределительным сетям 20;10 и 0,38 кВ. В соответствии с этим разработаны типовые проекты потребительских подстанций 10/0,4 кВ.

По способу присоединения к сетям высшего напряжения подстанции сельскохозяйственного назначения разделяют на тупиковые, промежуточные, узловые (опорные).

Узловая (опорная) трансформаторная подстанция обычно питается по двум линиям высокого напряжения. От ее шин могут отходить одна или несколько линий высокого напряжения, питающие другие потребительские подстанции. От таких подстанций может осуществляться питание потребителей с 1 и 2 категорией надежности электроснабжения.

Промежуточные подстанции делятся на ответвительные и проходные. Эти подстанции присоединяются на ответвление от проходящей одной или двух линий с односторонним или двухсторонним питанием. Если через шины этих подстанций осуществляется переток мощностей, они называются транзитными (проходными).

Тупиковые подстанции расположены в конце питающих линий или подключаются к ним с помощью отпайки.

3.7 Определение мощности трансформаторных подстанций

Расчетные мощности на шинах напряжением 0,4 кВ подстанций 6—10/0,4 кВ (расчетные мощности подстанции) определяют путем суммирования расчетных нагрузок головных участков (таблица 6), отходящих от подстанций линий 0,38 кВ. Коэффициенты мощности нагрузок на шинах 0,4 кВ подстанций принимают по таблице 6, [8].

Таблица 6 - Коэффициенты мощности для ТП 10/0,4 кВ

Потребители	$\cos(\varphi)$	$\sin(\varphi)$
Производственные	0,7	0,71
Коммунально – бытовые	0,9	0,39
Смешанные	0,815	0,58

Для примера рассчитаем нагрузку на шинах НН ТП № 21-6. Согласно данным таблицы 4, расчётная активная нагрузка ф-1 составляет 15 кВт, ф-2 – 25

кВт. К наименьшей из активных нагрузок линий прибавляем добавку 9,2 кВт, в итоге получаем:

$$P_{P\text{ТП}21-6} = 25 + 9,2 = 34,2 \text{ кВт.}$$

С учётом нагрузки освещения улиц:

$$S_{P\text{ТП}21-6} = \frac{31,2 + 10,2}{0,92} = 48 \text{ кВА.}$$

Результаты расчета для остальных ТП и сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Суммарная расчётная нагрузка ТП

№ ТП	$P_{P\text{ТП}i}$, кВт	Добавка, кВт	Нагрузка освещения, кВт	$S_{P\text{ТП}i}$, кВА
ТП 21-6	45	9,2	10,2	48
ТП 21-8	72	14,4+17,7	9,6	79
ТП 21-5	65	15	8,7	73
ТП 21-4	111	22	3	149
ТП 21-1	103	17,7+25	5,7	134
ТП 21-10	30	7,9	4,8	32
ТП 21-7	38	5,4	4,2	44
ТП 21-2	66	-	3,9	78
ТП 21-11	85	-	-	101

В соответствии с наличием электроприёмников второй и преимущественно третьей категории по надёжности, на ТП предусматривается установка одного трансформатора.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению, для ТП № 21-6:

$$S_{CT} = \frac{S_{P\ TП\ i}}{n_{TP} \cdot K_c}, \quad (10)$$

где $S_{P\ TП\ i}$ - расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП, кВА;

n_{TP} - число трансформаторов;

K_c - коэффициент допустимой систематической нагрузки, принимаемый в зависимости от вида потребителей по таблице [8].

$$S_{CT\ TП21-6} = \frac{48}{1 \cdot 0,8} = 60 \text{ кВА.}$$

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов, при этом номинальная мощность должна быть больше расчётной – ТМ-63/10.

Выбранные трансформаторы проверяются по загрузке в нормальном и послеаварийном режиме, для ТП № 21-6:

$$K_{3\ норм} = \frac{S_{P\ TП\ i}}{S_{НОМ\ TP} \cdot n_{TP}}, \quad (11)$$

$$K_{3\ n/ав} = \frac{S_{P\ TП\ i}}{S_{НОМ\ TP} \cdot (n_{TP} - 1)}. \quad (12)$$

$$K_{3\ норм} = \frac{48}{63 \cdot 1} = 0,77 \geq 0,5,$$

$$K_{3\ n/ав} = \frac{48}{63 \cdot 1} = 0,77 \leq 1,4.$$

Результаты расчёта сводим в таблицу 8.

Таблица 8 – Выбор трансформаторов

№ ТП	S_p , кВА	P_p , кВт	Q_p , кВАр	$N_{тр}$	$K_{загр}$	$S_{расч}$, кВА	$S_{ном}$, кВА	$K_{загр}$ факт	$K_{загр}$ авар
ТП 21-6	48	45	19,0	1	0,8	60	63	0,77	0,77
ТП 21-8	79	72	32,5	2	0,7	56	63	0,63	1,25
ТП 21-5	73	65	32,2	1	0,8	91	100	0,73	0,73
ТП 21-4	149	111	98,2	1	0,8	186	250	0,59	0,59
ТП 21-1	134	103	85,3	1	0,8	167	250	0,54	0,54
ТП 21-10	32	30	12,7	1	0,8	40	40	0,81	0,81
ТП 21-7	44	38	23,8	1	0,8	56	63	0,71	0,71
ТП 21-2	78	66	41,5	1	0,8	97	100	0,78	0,78
ТП 21-11	101	85	53,8	1	0,8	126	160	0,63	0,63

4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 10 КВ

При текущем и перспективном проектировании электроснабжения разрабатывают схемы развития питающих и распределительных сетей. При этом должны быть удовлетворены следующие основные требования:

- максимальное использование существующих сетей с необходимым расширением и реконструкцией существующих ПС и линий;
- обеспечение надежного электроснабжения с учетом категорий потребителей и электроприемников по надежности;
- обеспечения требуемого качества электроэнергии;
- гибкость схем, т.е. их приспособляемость к различным режимам передачи и распределения мощности при изменении нагрузок потребителей, включая послеаварийные режимы работы сети;
- возможность последующего (за расчетным периодом) развития электрических сетей без больших изменений.

В задачи развития распределительных сетей, так же входит анализ существующих сетей, схем электроснабжения проектируемых и реконструируемых зон, анализ электрических нагрузок и т.д. Необходимо также учитывать требования со стороны автоматизации, телемеханизации и релейной защиты. Особое внимание уделяется требованиям по надежности электроснабжения потребителей и допустимым отклонениям напряжения у электроприемников.

На данном этапе электрификации сельского хозяйства наибольшее распространение получили кольцевые схемы питания потребителей. Линии 10 кВ, как правило, должны иметь двухстороннее питание от независимых источников.

4.1 Электрический расчет проводов линий напряжением 10 кВ

Расчетная максимальная мощность ТП определяется по формуле:

$$P_p = P_m \cdot K_p, \quad (13)$$

где P_m - существующая максимальная мощность подстанции,

K_p - коэффициент роста нагрузок, зависящий от вида потребителей и количества перспективных лет, принимается по таблице из [4].

коэффициент роста нагрузки на 5 лет:

- для производственных потребителей $K_p = 1.3$;

- для коммунально-бытовых потребителей $K_p = 1.2$;

- для смешанных потребителей $K_p = 1.3$;

Если подстанции питают потребителей, развитие которых не намечается, то для этих подстанций коэффициент роста принимается $K_p=1$.

Расчет электрических нагрузок выполняется отдельно для дневного и вечернего максимумов. Линии, питающие только производственных потребителей, допускается рассчитывать по дневному максимуму, а коммунально-бытовые по вечернему максимуму.

Дневные и вечерние мощности для каждой ТП определяются по формулам:

$$P_d = P_p \cdot K_d, \quad (14)$$

$$P_v = P_p \cdot K_v, \quad (15)$$

где K_d , K_v - коэффициенты дневного и вечернего максимумов

Определяются расчетные мощности ТП на примере ТП №21-6:

$$P_p = P_m \cdot K_p = 1.2 \cdot 45 = 53.4 \text{ кВт};$$

Дневные и вечерние расчетные мощности определяются с учетом дневного и вечернего максимумов. Подстанция 21-6 питает коммунально-бытовых потребителей, поэтому для нее : $K_d=1$; $K_v=0.6$:

$$P_d = P_p \cdot K_d = 53.4 \cdot 1 = 53.4 \text{ кВт};$$

$$P_B = P_p \cdot K_B = 0,6 \cdot 53,4 = 32 \text{ кВт};$$

Аналогично проводится расчет по всем подстанциям, и данные заносятся в таблицу 9

Таблица 9-Дневные и вечерние нагрузки

№ ТП	$P_{\text{МАХ}}$, кВт	тип нагрузки	$P_{\text{Р прог}}$, кВт	$P_{\text{Р д}}$, кВт	$P_{\text{Р в}}$, кВт	$P_{\text{Р макс}}$, кВт
ТП 21-6	45	КБ	53,4	53,4	32,0	53,4
ТП 21-8	72	С	93,4	93,4	93,4	93,4
ТП 21-5	65	КБ	78,2	78,2	46,9	78,2
ТП 21-4	111	П	144,8	86,9	144,8	144,8
ТП 21-1	103	П	134,2	80,5	134,2	134,2
ТП 21-10	30	КБ	35,8	35,8	21,5	35,8
ТП 21-7	38	П	48,9	29,3	48,9	48,9
ТП 21-2	66	П	85,2	51,1	85,2	85,2
ТП 21-11	85	П	110,5	66,3	110,5	110,5

Примечание: КБ- коммунально-бытовая нагрузка;

С- смешанная нагрузка;

П- производственная нагрузка;

Для проведения электрических расчетов сети 10 кВ по исходной схеме и расчетных данных составляется расчетная схема.

Исполнение 1 – ВЛ «ТП 21-7 – ТП 21-2» отключена

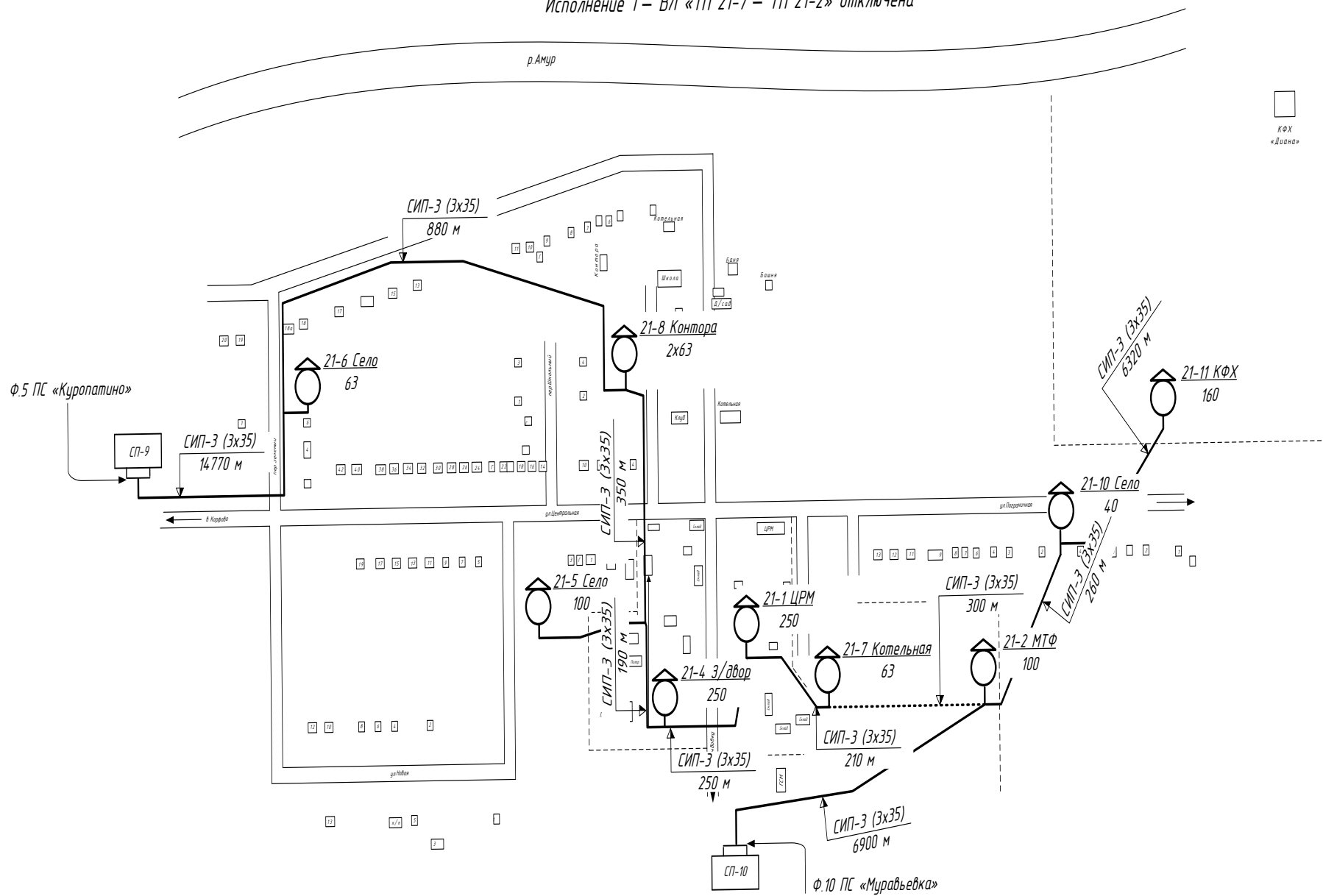


Рисунок 2 - Расчетная схема сети 10 кВ. №1

Исполнение 2 – ВЛ «ТП 21-8 – ТП 21-10» отключена

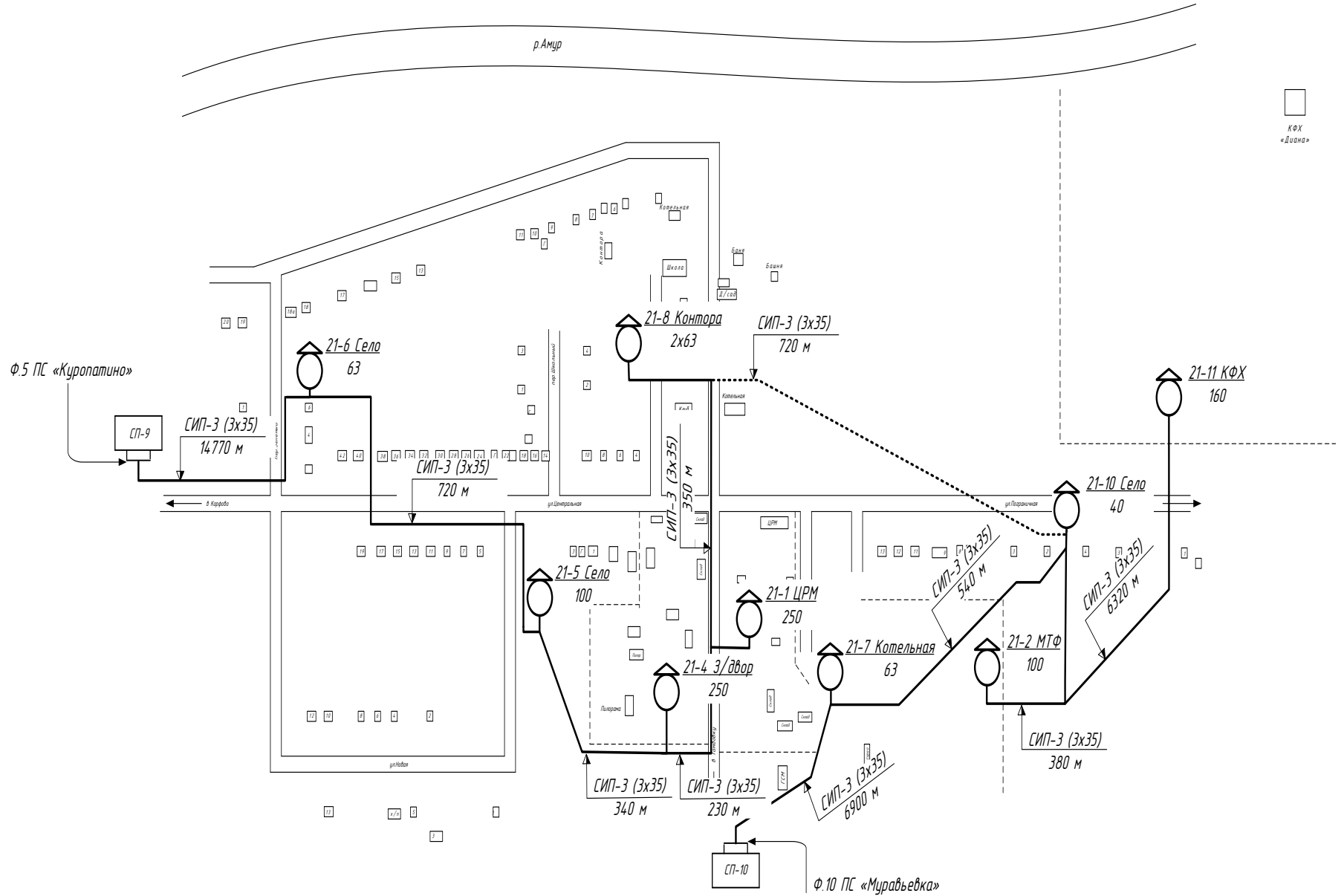


Рисунок 3 - Расчетная схема сети 10 кВ. №2

Расчет электрических нагрузок в сетях производится с конца расчетной сети, путем суммирования расчетных нагрузок ТП 10 / 0,38 кВ по максимальному значению нагрузки из дневного и вечернего максимумов нагрузок.

Расчетная нагрузка определяется: при однородной нагрузке и нагрузке, не отличающейся по мощности более чем в 4 раза суммированием с учетом коэффициента одновременности по формулам:

$$P_{Д} = K_0 \sum_1^n P_{Д_i}$$

$$P_{В} = K_0 \sum_1^n P_{В_i} , \tag{16}$$

где $P_{Д}, P_{В}$ – соответственно расчетная дневная и вечерняя нагрузки i -ой подстанции, кВт (Таблица 9).

$P_{Д_i}, P_{В_i}$ – коэффициент одновременности из [3].

При разноименной (смешанной) нагрузке и нагрузке отличающейся более чем в 4 раза их суммируют, пользуясь таблицей суммарных нагрузок в сетях напряжением 6...35 кВ, по формуле

$$P_{(Д.В)} = P_{Б} + \Delta P_{М} , \tag{17}$$

где $P_{Б}$ – большая из слагаемых нагрузок, кВт;

$\Delta P_{М}$ – добавка от меньшей из слагаемых нагрузок, кВт [3].

Результаты расчетов заносим в таблицу 10.

Таблица 10 -Расчет нагрузок по участкам сети

Линия	$P_{сум},$ кВт	$Q_{сум},$ кВАр	$S_{сум},$ кВА	K_0	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ кВАр	$S_p,$ кВА	$I_p,$ А
СП-9 - ТП21-6 - ТП21-8 - ТП21-5 - ТП21-4 - ТП21-1 - ТП21-7	553	334	646	0,8	442	267	517	30

СП-10 - ТП21-2 - ТП21-10 - ТП21-11	231	137	269	0,85	197	116	229	13
обрыв головного участка СП-10	784	471	915	0,75	588	353	686	40
СП-9 - ТП21-6 - ТП21-5 - ТП21-4 - ТП21-1 - ТП21-8	504	304	589	0,8	403	243	471	27
СП-10 - ТП21-7 - ТП21-10 - ТП21-2 - ТП21-11	280	167	326	0,85	238	142	277	16
обрыв головного участка	784	471	915	0,75	588	353	686	40

4.2 Выбор сечения проводов и определение потерь напряжения

Сечения проводов воздушных линий напряжением 10 кВ определяют исходя из минимальных проведенных затрат – методом экономических интервалов.

Рекомендуется для воздушных линий напряжением выше 1000В в соответствии с ПУЭ (по условиям механической прочности) принимать следующие минимальные допустимые площади сечения проводов:

- алюминиевые и из алюминиевых сплавов АН в местах без пересечений при толщине стенок гололеда до 10 мм – 35 мм;

- сталеалюминиевые и из алюминиевого сплава АЖ в местах без пересечений при толщине стенки гололеда до 10 мм – 25 мм.

При проектировании линий рекомендуется по возможности организовать число марок проводов не более 2-х для одной линии.

На отпайках рекомендуется принимать сечение провода на ступень ниже.

Нагрузка линии СП-9 - ТП21-6 - ТП21-8 - ТП21-5 - ТП21-4 - ТП21-1 - ТП21-7 (вариант 1) определяется по формуле, при условии, что активная нагрузка ТП различается менее чем в 4 раза:

$$S_P = K_o \cdot (S_{P\ ТП21-6} + S_{P\ ТП21-8} + S_{P\ ТП21-5} + S_{P\ ТП21-4} + S_{P\ ТП21-1} + S_{P\ ТП21-7}), \quad (18)$$

где K_o - коэффициент одновременности, принимаемы по таблице 18 [8].

$$S_p = 0,8 \cdot 646 = 517 \text{ кВА},$$

Расчётный ток линии:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (19)$$

$$I_p = \frac{517}{\sqrt{3} \cdot 10} = 30 \text{ А}.$$

Выбираем провод марки СИП-3 с длительно допустимым током 200 А, сечением 35 мм².

Проверяем предварительно на допустимую потерю напряжения по формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{p \text{ ТП } i-j} \cdot l \cdot \frac{100}{10000} \cdot (r_{уд} \cdot \cos(\varphi) + x_{уд} \cdot \sin(\varphi)). \quad (20)$$

Рассчитаем потери в линиях для варианта 1 и 2, результаты сведём в таблицу 11.

Таблица 11-Проверка проводов ВЛ

Линия	I_p , А	$I_{\text{доп}}$, А	Сечение СИП-3, мм ²	L, км	$n_{\text{ц}}$	$R_{\text{л}}$, Ом/км	$X_{\text{л}}$, Ом/км	$\Delta U_{\text{л}}$, %
СП-9 - ТП21-6 - ТП21-8 - ТП21-5 - ТП21-4 - ТП21-1 - ТП21-7	30	200	35	16,7	1	0,986	0,10	7,7
СП-10 - ТП21-2 - ТП21-10 - ТП21-11	13	200	35	13,5	1	0,986	0,10	2,8
обрыв головного участка СП-10	40	200	35	15,7	1	0,986	0,10	9,6

СП-9 - ТП21-6 - ТП21-5 - ТП21-4 - ТП21-1 - ТП21-8	27	200	35	16,4	1	0,986	0,10	6,9
СП-10 - ТП21-7 - ТП21-10 - ТП21-2 - ТП21-11	16	200	35	14,1	1	0,986	0,10	3,5
обрыв головного участка	40	200	35	16,5	1	0,986	0,10	10

Требования ГОСТ 32144-2013 выполняются для всех линий.

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ СЕТИ 10 КВ

Выберем вариант сети 10 кВ по критерию минимума приведенных среднегодовых затрат.

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E_H \cdot K + I,$$

где E_H - норматив дисконтирования, зависит от ставки рефинансирования, которая устанавливается Центробанком, принимается 0,1;

K – капиталовложения в сооружение объектов электросетевого хозяйства, тыс.руб.:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ВЫКЛ},$$

где $K_{ВЛ}$ – капиталовложения в провода воздушных линий электропередачи, тыс.руб.

$K_{ВЫКЛ}$ - капиталовложения в выключатели линейных ячеек на подстанции, тыс.руб.

I – издержки в сооружаемой сети, тыс.руб:

$$I = I_{РЕМ} + I_{ПОТЕРЬ} + I_{АМОРТ}$$

где $I_{АМОРТ}$ - амортизационные издержки, тыс.руб,

$I_{РЕМ}$ - ремонтные издержки, тыс.руб:

$$I_{РЕМ ВЛ} = A_{ВЛ} \cdot K_{ВЛ},$$

где $A_{ВЛ}$ - ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание ВЛ, 0,5%;

$$I_{РЕМ ВВЫКЛ} = A_{ВВЫКЛ} \cdot K_{ВВЫКЛ},$$

где $A_{ВЛ}$ - ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание выключателей, 5,9%;

$I_{ПОТЕРЬ}$ – издержки потерь электроэнергии, тыс.руб.:

$$I_{ПОТЕРЬ} = C_0 \cdot \Delta W_{Л},$$

где $C_0 = 1,71$ руб./кВт*ч – удельная стоимость потерь электроэнергии;
 $\Delta W_{Л}$ - потери электроэнергии в ВЛ.

Потери в линиях находятся как:

$$\Delta W_{Л} = \sum \frac{(P_{Л})^2 + (Q_{Л})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R + i \cdot X) \cdot T, \quad (21)$$

где $P_{Л}$ – потоки активной мощности по линии, МВт;

$Q_{Л}$ – потоки реактивной мощности по линии, МВар;

R, X – активное и реактивное сопротивление линии, Ом;

T – число часов.

Для примера приводится расчёт приведенных затрат для варианта 1:

Капиталовложения в провода воздушных линий, тыс.руб.:

$$K_{ВЛ} = 30,43 \cdot 55,17 = 178,8.$$

Капиталовложения в выключатели линейных ячеек на подстанции, тыс.руб:

$$K_{\text{ВЫКЛ}} = 2 \cdot 260 = 520.$$

Капиталовложения в сооружение объектов электросетевого хозяйства, тыс.руб:

$$K = 520 + 1678,8 = 2198,8,$$

Ремонтные издержки ВЛ и выключателей, тыс.руб:

$$I_{\text{РЕМ ВЛ}} = 0,005 \cdot 1678,8 = 8,$$

$$I_{\text{РЕМ ВЫКЛ}} = 0,059 \cdot 520 = 31,$$

Амортизационные издержки ВЛ и выключателей, тыс.руб:

$$I_{\text{АМОРТ}} = K/20,$$

$$I_{\text{АМОРТ}} = 2198,8/20 = 110.$$

Потери электроэнергии в ВЛ. $\Delta W_{\text{Л}}$, определяются по формуле (24) для каждой ВЛ варианта 1 составляют 253815 кВтч, в том числе:

СП-9 - ТП21-6 - ТП21-8 - ТП21-5 - ТП21-4 - ТП21-1 - ТП21-7 – 219104 кВтч,

СП-10 - ТП21-2 - ТП21-10 - ТП21-11 - 34711 кВтч.

Издержки потерь электроэнергии, тыс.руб.:

$$I_{\text{ПОТЕРЬ}} = 1,71 \cdot 253815 = 434.$$

Издержки в сооружаемой сети, тыс.руб:

$$I = 8 + 31 + 110 + 434 = 583.$$

Приведенные затраты, тыс.руб:

$$З = 0,1 \cdot 2198,8 + 583 = 803,$$

Результаты расчёта по варианту №2 сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Сравнение вариантов сети 10 кВ

№ Варианта	1	2
$N_{\text{выкл}}$, шт	2	2
$L_{\text{пров35}}$, км	30,43	31,27
$C_{\text{выкл}}$, тыс. руб	260	260
$C_{\text{пров35}}$, тыс. руб	55,17	55,17
$C_{\text{потерь ээ}}$, руб/кВтч	1,71	1,71
$I_{\text{пров экспл}}$, тыс. руб	8	9
$I_{\text{выкл экспл}}$, тыс. руб	31	31
$I_{\text{аморт}}$, тыс. руб	110	112
$I_{\text{потерь ээ}}$, тыс. руб	434	398
$З$, тыс. руб	803	774

Проводим сравнение вариантов по меняющимся частям, поэтому капиталовложения в ТП не учитываем, т.к. количество и мощность ТП для обоих вариантов одинаковы.

В результате сравнения по приведенным затратам выявлено, что вариант 1 дороже на 3,6%. Выбираем вариант 2 по минимуму потерь электроэнергии

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Коротким замыканием называют всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренное нормальным режимом работы электрическое соединение различных точек электроустановки между собой или с землей при котором, токи в аппаратах и проводниках, примыкающих к месту соединения, резко возрастают, превышая, как правило, расчетные значения нормального режима.

Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны: старение и вследствие этого пробой изоляции, обрывы проводов с падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др.

Поскольку в месте КЗ есть переходное сопротивление, состоящее из сопротивления электрической дуги и сопротивления элементов, образующих путь тока. То расчеты для выбора оборудования, проверки электрических аппаратов и уставок защиты производятся для наиболее тяжелого случая, когда переходное сопротивление в месте КЗ равно нулю, то есть для так называемого металлического КЗ.

При расчете токов коротких замыканий в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ принимаются следующие допущения:

- 1 Не учитывать сдвиг по фазе ЭДС различных синхронных машин и изменение их частоты вращения, если продолжительность КЗ не превышает 0,5с;
- 2 Не учитывать межсистемные связи, выполненные с помощью электропередачи (вставки) постоянного тока;
- 3 Не учитывать поперечную емкость воздушных линий электропередачи напряжением 110 – 220 кВ, если их длина не превышает 200 км, и напряжением 330 – 500 кВ, если их длина не превышает 150 км;
- 4 Не учитывать насыщение магнитных систем электрических машин;
- 5 Не учитывать ток намагничивания трансформаторов и автотрансфор-

маторов;

6 Не учитывать влияние активных сопротивлений различных элементов исходной расчетной схемы на амплитуду периодической составляющей тока КЗ, если активная составляющая результирующего эквивалентного сопротивления расчетной схемы относительно точки КЗ не превышает 30% от индуктивной составляющей результирующего эквивалентного сопротивления;

7 Приблизительно учитывать затухание апериодической составляющей тока КЗ, если исходная расчетная схема содержит несколько независимых контуров;

8 Приблизительно учитывать электроприемники, сосредоточенные в отдельных узлах расчетной схемы;

9 Принимать численно равными активное сопротивление и сопротивление постоянному току любого элемента исходной расчетной схемы.

Расчеты токов КЗ производятся по реальной схеме электроснабжения преобразованной в схему замещения.

Для выбора аппаратов и проводников и проверки их по условиям КЗ рассчитывают:

$I_{п.о}$ – наибольшее начальное действующее значение периодической составляющей ТКЗ;

$I_{п.t}$ – действующее значение периодической составляющей в произвольный момент времени вплоть до момента размыкания поврежденной цепи;

$i_{ао}$ – начальное значение апериодической составляющей ТКЗ;

$i_{ат}$ – значение апериодической составляющей ТКЗ в произвольный момент времени вплоть до момента размыкания поврежденной цепи;

$i_{уд}$ – ударный ток КЗ.

Для цепей релейной защиты определяют наибольшие $I_{к\ max}$ и наименьшие $I_{к\ min}$ значения периодической составляющей тока в месте КЗ.

Расчет производится для начального момента времени. Возможная при этом погрешность в определении уставок и в оценке действия защит по этим значениям ТКЗ в значительной степени компенсируется используемыми в рас-

четах релейных защит коэффициентами отстройки и чувствительности.

6.1 Расчетные условия

Расчетам токов КЗ предшествует анализ схемы электрической сети и определение наиболее тяжелых, но достаточно вероятных, так называемых расчетных условий, в которых оказывается тот или иной ее элемент. Эти условия находят отражение в расчетной схеме. Она представляет собой однолинейную схему электрической сети с электрическими аппаратами, подлежащими выбору и проверке по условиям КЗ.

Схема замещения представляет собой расчетную схему, в которой все электрические и магнитные (трансформаторные), связи представлены электрическими сопротивлениями. При расчетах токов трехфазных КЗ генерирующие источники вводятся в схему замещения соответствующими ЭДС, а пассивные элементы, по которым проходит ток КЗ, индуктивными и, при необходимости, активными сопротивлениями.

Параметры элементов схем замещения можно определить в именованных или в относительных единицах при базисных условиях /5/.

Питающей линией для электроснабжения подстанций 10/0,4 кВ с Красное являются воздушные линии электропередач на напряжении 10 кВ. Режим работы нейтрали такой сети – изолированная. В ней возможны следующие виды повреждений: трехфазные, двухфазные и двойные замыкания на землю, а также однофазные замыкания на землю.

При однофазных замыканиях на землю треугольник линейных напряжений не изменяется, все потребители продолжают нормально работать и немедленное отключение однофазного замыкания в общем случае не требуется.

Расчет токов при двойном КЗ на землю в сетях с изолированной нейтралью выполняется только в специальных случаях и в данном проекте выполняться не будет.

Для распределительных сетей ток двухфазного КЗ специально не рассчитывается, а определяется по току трехфазного КЗ, для которого и производятся все расчеты.

Сети с напряжением ниже 1000 В выполняются четырехпроводными с заземленной нейтралью.

В таких сетях, как правило, выполняют расчет токов как трехфазного, так и однофазного КЗ. Вызвано это тем, что ток однофазного КЗ может достигать значений тока трехфазного КЗ.

Обычная защита от междуфазных КЗ в этом случае часто не обеспечивает необходимой чувствительности, вследствие чего и приходится ставить специальную защиту от однофазных КЗ. Для выяснения этого и рассчитывается ток однофазного КЗ.

Основной особенностью распределительных сетей является соотношение сопротивлений линий и трансформаторов питающей их энергосистемы с сопротивлениями линий и трансформаторов рассчитываемой сети, что позволяет значительно упростить расчеты.

Путем преобразования все генераторы и сети энергосистемы можно привести к простейшей схеме замещения, в которой все генераторы заменяются одним эквивалентным генератором с электродвижущей силой E_c , а сопротивления всех линий, трансформаторов и генераторов до шин подстанции, питающей распределительную сеть, заменяют сопротивлением энергосистемы z_c . Сопротивления линий и трансформаторов распределительной сети от шин питающей подстанции до места короткого замыкания суммируются и заменяются одним сопротивлением $Z_{p.c}$.

На основании выше изложенного произведем расчет токов КЗ в сетях до и выше 1000 В.

6.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Расчет токов короткого замыкания покажем на примере магистрали СП-9 - ТП21-6 - ТП21-8 - ТП21-5 - ТП21-4 - ТП21-1 - ТП21-7, показанную на расчетной схеме рисунок 4.

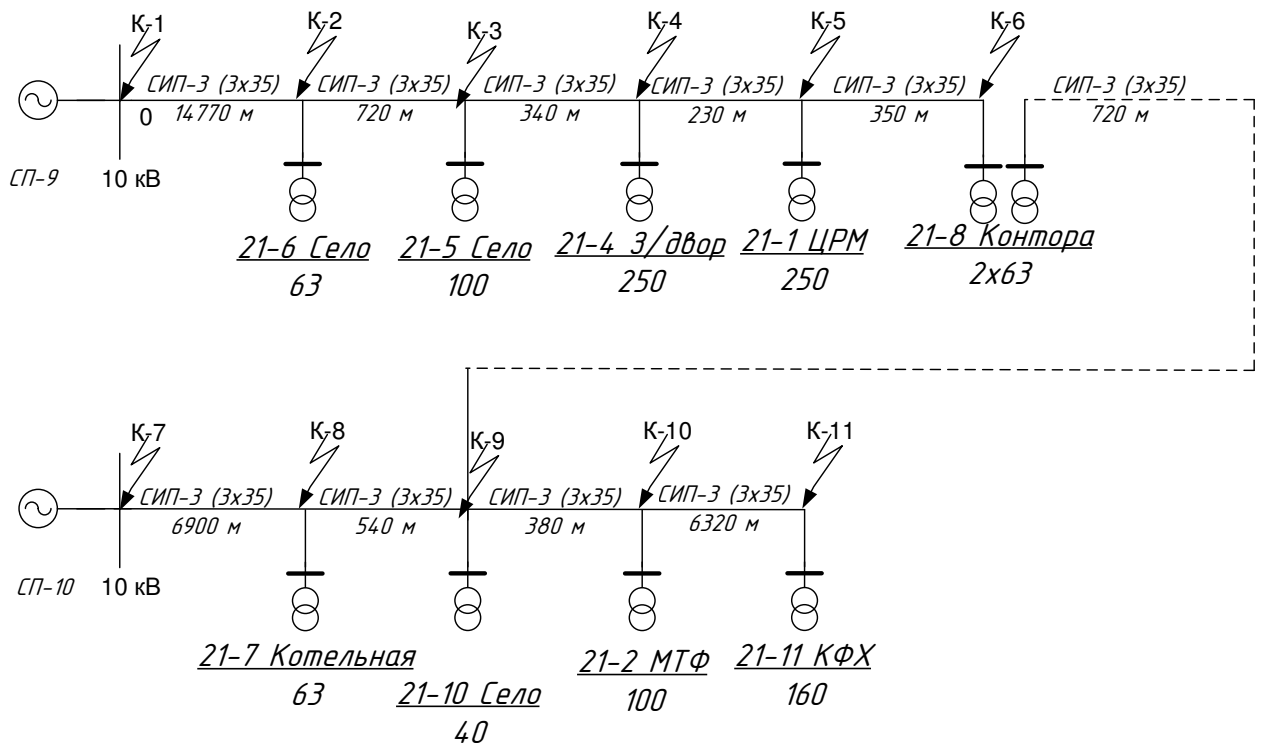


Рисунок 4 – Расчетная схема

Ток КЗ рассчитаем в характерных точках, т.е. в точках где ток КЗ будет наибольшим и наименьшим.

- 1) на наиболее близкой ТП 2-3;
- 2) наиболее удаленной ТП 2-10.

Приближённо сопротивление системы определяется по отключающей способности выключателя, т.е.:

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{отк}}, \quad (22)$$

где $I_{отк}$ – отключающая способность выключателя на головном участке сети
 $I_{отк} = 12,5$ кА

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

Сопrotивления воздушных линий, проложенных самонесущим изолированным проводом СИП-3 (3x35мм²), с удельными параметрами $r_0=0,986$ Ом/км и $x_0=0,1$ Ом/км.

Сопrotивления воздушной линии до ТП 21-6 длиной 14,77 км для СИП 3 (35мм²)

$$R_{л} = 0,986 \cdot 14,77 = 14,56 \text{ Ом,}$$

$$X_{л} = 0,1 \cdot 14,77 = 1,477 \text{ Ом,}$$

$$Z_p = \sqrt{(14,56)^2 + (1,477 + 0,485)^2} = 14,69 \text{ Ом.}$$

Расчет сопротивлений остальных участков по фидерам сведем в таблицу 13.

Таблица 13- Сопротивления участков

ТП	Лл 10кВ, км	Rл 10кВ, Ом	Z _Σ , Ом
ТП 21-6	14,77	14,56	14,69
ТП 21-8	16,41	16,18	16,32
ТП 21-5	15,49	15,27	15,41
ТП 21-4	15,83	15,61	15,74
ТП 21-1	16,06	15,84	15,97
ТП 21-10	7,44	7,34	7,44
ТП 21-7	6,90	6,80	6,90
ТП 21-2	7,82	7,71	7,81
ТП 21-11	14,14	13,94	14,07

Значение периодической составляющей тока КЗ, кА.

$$I_{пО} = \frac{U_{ср.н}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + Z_{вл})}; \quad (23)$$

Ударный ток КЗ, кА.

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot K_{уд}; \quad (24)$$

где $k_y = 1 + e^{-\frac{0.01}{T_a}}$ - ударный коэффициент;

$$k_y = 1 + e^{-\frac{0.01}{0.096}} = 1.$$

Значение КЗ в точке К1.

$$I_{по} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot (14.69)} = 0.39 \text{ кА}$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 0.39 \cdot 1 = 0.6 \text{ кА}$$

Расчет токов КЗ в остальных точках сведем в таблицу 14.

Таблица 14-Расчет токов КЗ

ТП	$I_{по}^{(3)}$, кА	$I_{по}^{(2)}$, кА	T, с	$K_{уд}$	$I_{уд}$, кА
ТП 21-6	0,39	0,34	0,096	1,00	0,6
ТП 21-8	0,35	0,31	0,106	1,00	0,5
ТП 21-5	0,38	0,33	0,100	1,00	0,5
ТП 21-4	0,37	0,32	0,102	1,00	0,5
ТП 21-1	0,36	0,31	0,104	1,00	0,5
ТП 21-10	0,78	0,68	0,048	1,00	1,1
ТП 21-7	0,84	0,73	0,045	1,00	1,2
ТП 21-2	0,74	0,64	0,051	1,00	1,0
ТП 21-11	0,41	0,36	0,092	1,00	0,6

6.3 Расчет токов короткого замыкания в сетях напряжением 0,4 кВ

Особенностью расчета токов короткого замыкания в сельских сетях 380/220 В является то, что сопротивлением линии 10 кВ можно пренебречь и учитывать только сопротивления трансформатора и проводов линии 380/220В.

Расчет токов КЗ в сетях 380/220 В, как правило ведут в именованных единицах. Напряжение на шинах высшего напряжения подстанций 10/0,4 кВ считают неизменным в течение всего процесса КЗ.

Токи КЗ рассчитываются по упрощенной расчетной схеме и схеме замещения. Определяются сопротивления элементов цепи до точки К1 шины 0,4 кВ. Расчет выполним на примере ТП № 21-6

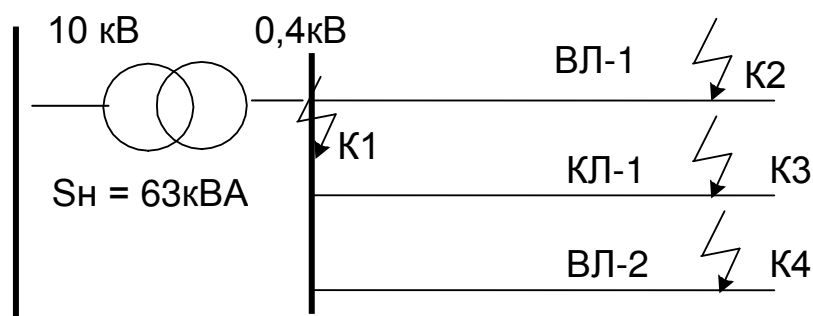


Рисунок 5 -Упрощенная расчетная схема

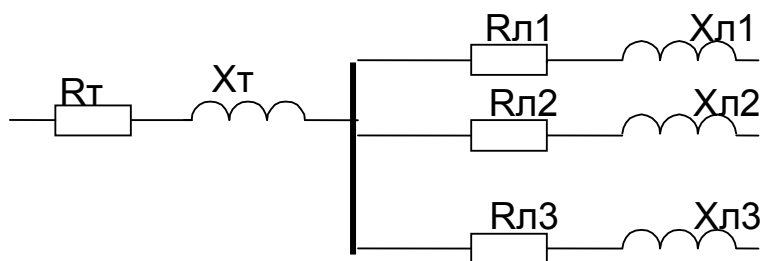


Рисунок 6 -Упрощенная схема замещения

Сопротивления силового трансформатора находятся по формуле:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ.Т}^2}; \quad (25)$$

где $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение кВ

$$Z_T = \frac{U_{к,\%} \cdot U_{НН}^2}{S_{НОМ}}; \quad (26)$$

$$X_T = \sqrt{Z_m^2 - R_m^2}; \quad (27)$$

Трехфазный ток КЗ на шинах 0,4 кВ подстанции 10/0,4 кВ в точке К1 находится по формуле:

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_T + R_a)^2 + (X_T + X_{\text{кам}})^2}}; \quad (28)$$

где R_a – сопротивление контактов аппаратуры и переходное сопротивление в месте КЗ, принимается $R_a = 20$ мОм

Ток двухфазного КЗ определяется по формуле:

$$I_k^{(2)} = I_k^{(3)} \cdot 0,87 \quad (29)$$

Затем определяются сопротивления линии по формулам:

$$X_l = X_0 \cdot L, \quad (30)$$

$$R_l = R_0 \cdot L, \quad (31)$$

где X_0 , R_0 - удельные реактивное и активное сопротивления линии

Полное сопротивление линии находится по формуле:

$$Z_l = \sqrt{R_l^2 + X_l^2} \quad (32)$$

Трехфазный ток в точке К4, в конце линии определяется по формуле:

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_T + R_a + R_l)^2 + (X_T + X_l + X_{\text{кам}})^2}} \quad (33)$$

где R_a – сопротивление контактов аппаратуры, принимается $R_a = 20$ мОм

Ток однофазного КЗ определяется по формуле:

$$I_k^{(1)} = U_\phi / (Z_\pi + Z_{тр}/3) \quad (34)$$

где U_ϕ – фазное среднее напряжение, $U_\phi = 230$ В

$Z_{тр}$ – 1/3 полного сопротивления трансформатора 10/0,4 кВ,

Z_π – сопротивление петли "фаза-нуль",

$$Z_\pi = \sqrt{((R_{оф} + R) \cdot L)^2 + (2 \cdot X_o \cdot L)^2} \quad (35)$$

где $R_{оф}$ – удельное активное сопротивление фазного провода до точки КЗ;

$R_{ОН}$ – удельное активное сопротивление нулевого провода до точки КЗ приведенное к напряжению 0,4 кВ;

Если сечение фазного и нулевого проводов одинаково, то Z_π определяется по формуле:

$$Z_\pi = Z_1 + Z_o \quad (36)$$

Приведем расчет токов КЗ для ТП № 21-6 расчетная схема которой представлена на рисунке (5), а схема замещения на рисунке (6)

$$R_r = (2,65 \cdot 0,4^2 \cdot 10^3) / 63^2 = 59 \text{ мОм}$$

$$R_a = 20 \text{ мОм}$$

$$I_{k1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(116)^2 + (20 + 59)^2}} = 1,2 \text{ кА}$$

ВЛ-1:

$$X_{л1} = 0,45 \cdot 0,1 = 45 \text{ мОм}$$

$$R_{л1} = 0,45 \cdot 1,91 = 859 \text{ мОм}$$

$$I_{k2}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(859 + 20)^2 + (45)^2}} = 0,2 \text{ кА}$$

$$I_{k2}^{(1)} = 230 / (859 + 59) = 0,06 \text{ кА}$$

Аналогично произведен расчет токов короткого замыкания на шинах НН ТП 10/0,4 кВ и ВЛ 0,4 кВ. Результаты расчетов занесены в таблицу 15-16.

Таблица 15 - Расчет токов КЗ на шинах НН.ТП

ТП	X_T , МОм	R_T , МОм	$R_{перех}$, МОм	$I^{(3)}$ по, кА	$I^{(1)}$ по, кА	T , с	КУД	ИУД, кА
ТП 21-6	116	59	20	1,20	0,59	0,007	1,24	2,093
ТП 21-8	116	59	20	1,16	0,59	0,007	1,25	2,051
ТП 21-5	76	36,3	20	1,54	0,91	0,008	1,27	2,764
ТП 21-4	38,2	9,4	20	2,18	1,95	0,010	1,39	4,262
ТП 21-1	38,2	9,4	20	2,16	1,95	0,011	1,39	4,237
ТП 21-10	170	100	20	0,99	0,39	0,005	1,15	1,602
ТП 21-7	116	59	20	1,40	0,59	0,006	1,17	2,319
ТП 21-2	76	36,3	20	1,89	0,91	0,006	1,19	3,162
ТП 21-11	52,7	16,6	20	1,99	1,38	0,009	1,33	3,755

Таблица 16 - Расчет токов КЗ на ВЛ-0,4 кВ

ВЛ/КЛ 0,4 кВ	$R_{л}$, МОм	$X_{л}$, МОм	Z_{Σ} , МОм	$I^{(3)}$ по, кА	$I^{(1)}$ по, кА	T , с	КуД	Иуд, кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП 21-6								
φ-1	859,5	45,0	860,7	0,2	0,06	0,000	1,0	0,3
φ-2	495,9	51,3	498,5	0,3	0,10	0,000	1,0	0,5
ТП 21-8								
φ-1	468,0	35,1	469,3	0,3	0,11	0,000	1,0	0,5
φ-2	504,0	37,8	505,4	0,3	0,19	0,000	1,0	0,5
φ-3	286,5	15,0	286,9	0,5	0,30	0,000	1,0	0,7
ТП 21-5								
φ-1	313,2	32,4	314,9	0,5	0,16	0,000	1,0	0,7
φ-2	612,0	45,9	613,7	0,3	0,09	0,000	1,0	0,4
ТП 21-4								
φ-1	229,2	12,0	229,5	0,7	0,22	0,000	1,0	1,0
φ-2	156,6	16,2	157,4	0,9	0,31	0,000	1,0	1,2
ТП 21-1								
φ-1	216,0	16,2	216,6	0,7	0,23	0,000	1,0	1,0
φ-2	343,8	18,0	344,3	0,5	0,15	0,000	1,0	0,7
φ-3	401,1	21,0	401,6	0,5	0,13	0,000	1,0	0,6
ТП 21-10								
φ-1	286,5	15,0	286,9	0,4	0,17	0,000	1,0	0,6
φ-2	630,3	33,0	631,2	0,3	0,08	0,000	1,0	0,4

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП 21-7								
φ-1	171,9	9,0	172,1	0,7	0,27	0,000	1,0	1,0
φ-2	396,0	29,7	397,1	0,4	0,13	0,000	1,0	0,6
ТП 21-2								
φ-1	171,6	35,1	175,2	1,3	0,30	0,001	1,0	1,9
ТП 21-11								
φ-1	163,2	45,9	169,5	1,4	0,29	0,001	1,0	1,9

7 ВЫБОР ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ 10 КВ

К основному электрическому оборудованию на РУ относятся следующие элементы: высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, ОПН, гибкие или жесткие шины. Как правило, оборудование выбирается по классу напряжения и максимальному рабочему току, а затем проверяется на термическую и динамическую стойкость.

7.1 Выбор и проверка оборудования сети 10 кВ

Максимальный рабочий ток оборудования 10 кВ определяется, по суммарной установленной мощности трансформаторов. Например, максимальный рабочий ток фидера 7

$$I_{p.\max} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (37)$$

Нагрузка фидера определяется суммарной нагрузкой всех подключенных трансформаторных подстанций.

В качестве линейных на ПС «Куропатино» и ПС «Муравьевка» установлены выключатели ВВ/TEL-10/630У2 (выключатель вакуумный, с электромагнитным приводом, $U_{\text{ном}}=10$ кВ, $I_{\text{ном}}=630$ А, предназначен для работы в районах с умеренным климатом, в помещениях со свободным доступом воздуха). Аналогичные выключатели устанавливаются в пунктах секционирования СП-9 и СП-10:

$$t_{\text{об}}=0,055 \text{ с.}$$

Тепловой импульс рассчитывается по току КЗ на ТП 21-6 [5, П.8.2.4.]:

$$B_k = 0,39^2 \cdot (1 + 0,055 + 0,05) = 0,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Справочные данные, расчетные данные и условия выбора выключателей сводятся в таблицу 17

Таблица 17-Выбор выключателей

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
Ф-5 Куропатино		
$U_{уст}=10$ кВ	$U_{ном}=10$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{max10}=40$ А	$I_{ном}=630$ А	$I_{max10} \leq I_{ном}$
$I_{по}=0,39$ кА	$I_{отк.ном}=10$ кА	$I_{по} \leq I_{отк.ном}$
$i_{уд}=0,6$ кА	$I_{вкл}=25$ кА $I_{скв}=10$ кА	$i_y < i_{вкл}$ $i_y < i_{отк}$
$i_{ат}=0,39$ кА	$i_a = \sqrt{2} \frac{\beta}{100} I_{отк.нор} = 3,53$ кА	$i_{ат} < i_{а,норм}$
$B_k=0,2$ кА ² ·с	$10^2 \cdot 3 = 300(\text{кА})^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq (I_T^2 \cdot t_T)$
Ф-10 Муравьевка		
$U_{уст}=10$ кВ	$U_{ном}=10$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{max10}=40$ А	$I_{ном}=630$ А	$I_{max10} \leq I_{ном}$
$I_{по}=0,84$ кА	$I_{отк.ном}=10$ кА	$I_{по} \leq I_{отк.ном}$
$i_{уд}=1,2$ кА	$I_{вкл}=25$ кА $I_{скв}=10$ кА	$i_y < i_{вкл}$ $i_y < i_{отк}$
$i_{ат}=0,84$ кА	$i_a = \sqrt{2} \frac{\beta}{100} I_{отк.нор} = 3,53$ кА	$i_{ат} < i_{а,норм}$
$B_k=0,7$ кА ² ·с	$10^2 \cdot 3 = 300(\text{кА})^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq (I_T^2 \cdot t_T)$
СП-9		
$U_{уст}=10$ кВ	$U_{ном}=10$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{max10}=40$ А	$I_{ном}=630$ А	$I_{max10} \leq I_{ном}$
$I_{по}=0,39$ кА	$I_{отк.ном}=10$ кА	$I_{по} \leq I_{отк.ном}$
$i_{уд}=0,6$ кА	$I_{вкл}=25$ кА $I_{скв}=10$ кА	$i_y < i_{вкл}$ $i_y < i_{отк}$
$i_{ат}=0,39$ кА	$i_a = \sqrt{2} \frac{\beta}{100} I_{отк.нор} = 3,53$ кА	$i_{ат} < i_{а,норм}$
$B_k=0,2$ кА ² ·с	$10^2 \cdot 3 = 300(\text{кА})^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq (I_T^2 \cdot t_T)$
СП-10		
$U_{уст}=10$ кВ	$U_{ном}=10$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{max10}=40$ А	$I_{ном}=630$ А	$I_{max10} \leq I_{ном}$
$I_{по}=0,84$ кА	$I_{отк.ном}=10$ кА	$I_{по} \leq I_{отк.ном}$
$i_{уд}=1,2$ кА	$I_{вкл}=25$ кА $I_{скв}=10$ кА	$i_y < i_{вкл}$ $i_y < i_{отк}$
$i_{ат}=0,84$ кА	$i_a = \sqrt{2} \frac{\beta}{100} I_{отк.нор} = 3,53$ кА	$i_{ат} < i_{а,норм}$
$B_k=0,7$ кА ² ·с	$10^2 \cdot 3 = 300(\text{кА})^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq (I_T^2 \cdot t_T)$

7.2 Выбор трансформаторов тока

Устанавливаемые приборы принимаются в соответствии с рекомендациями. Значения мощности, потребляемой приборами, приведены в таблице 18.

Таблица 18-Приборы, подключаемые к трансформатору тока

Наименование прибора	Тип прибора	Нагрузка на фазу, В·А		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э-335	0,5	0	0,5
Счетчик Р	Ртутный 230	2,5	0	2,5
Счетчик Q		2,5	0	2,5
Итого		5,5	0	5,5

Сопротивление нагрузки (Z_2) определяется по формуле:

$$Z_2 = Z_{\text{приб}} + Z_{\text{пров}} + Z_{\text{к}} \quad (38)$$

где $Z_{\text{к}} = 0,1$ – переходное сопротивление контактов, Ом;

$Z_{\text{приб}}$ – сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов и реле, Ом, которая определяется по формуле

$$Z_{\text{приб}} = \frac{\sum S}{I_{\text{н}}^2} \quad (39)$$

где $\sum S$ – суммарная мощность, потребляемая приборами по току в самой нагруженной фазе, В·А;

$I_{\text{н}}$ – номинальный вторичный ток трансформатора тока, А;

$Z_{\text{пров}}$ – сопротивление соединительных проводов, Ом, которое определяется по формуле:

$$Z_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{S} \quad (40)$$

где $\rho = 0,0283$ – удельное сопротивление алюминия, Ом·м;

S – сечение провода, мм²;

l – расчетная длина провода, при трех трансформаторах
тока равная длине кабеля, м.

$$Z_2 = \frac{5,5}{25} + 0,1 + \frac{0,0283 \cdot 5}{4} = 0,355 \text{ Ом}$$

определим сечения провода

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}} = \frac{0,0283 \cdot 5 \cdot \sqrt{3}}{0,22} = 1,12 \text{ мм}^2$$

Принимаем контрольный кабель с жилами сечением 4 мм². Сравнивая параметры, полученные при расчетах и справочные данные принимается трансформатор тока ТПЛ-10 УХЛЗ-0,5/Р (трансформатор тока, проходной, с литой изоляцией) с коэффициентом трансформации 150/5.

Таблица 19-Выбор трансформаторов тока 10 кВ

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
1	2	3
Ф-5 Куропатино		
U _{уст} =10 кВ	U _{ном} =10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
I _{max10} =40 А	I _{ном} =100 А	$I_{max10} \leq I_{ном}$
i _{уд} =0,6 кА	$160 \cdot \sqrt{2} \cdot 600 = 135,7 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq k_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном}$
B _к =0,2 кА ² ·с	4225 кА ² ·с	$B_k \leq I_m \cdot I_m$
Z ₂ =0,355 Ом	Z _н =0,4 Ом	$Z_2 \leq Z_n$
Ф-10 Муравьевка		
U _{уст} =10 кВ	U _{ном} =10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
I _{max10} =40 А	I _{ном} =100 А	$I_{max10} \leq I_{ном}$
i _{уд} =1,2 кА	$160 \cdot \sqrt{2} \cdot 600 = 135,7 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq k_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном}$
B _к =0,7 кА ² ·с	4225 кА ² ·с	$B_k \leq I_m \cdot I_m$
Z ₂ =0,355 Ом	Z _н =0,4 Ом	$Z_2 \leq Z_n$
СП-9		
U _{уст} =10 кВ	U _{ном} =10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
I _{max10} =40 А	I _{ном} =100 А	$I_{max10} \leq I_{ном}$
i _{уд} =0,6 кА	$160 \cdot \sqrt{2} \cdot 600 = 135,7 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq k_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном}$
B _к =0,2 кА ² ·с	4225 кА ² ·с	$B_k \leq I_m \cdot I_m$
Z ₂ =0,355 Ом	Z _н =0,4 Ом	$Z_2 \leq Z_n$
СП-10		

1	2	3
$U_{уст}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{max10}=40 \text{ А}$	$I_{ном}=100 \text{ А}$	$I_{max10} \leq I_{ном}$
$i_{уд}=1,2 \text{ кА}$	$160 \cdot \sqrt{2} \cdot 600 = 135,7 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq k_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном}$
$B_k=0,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$4225 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_m \cdot I_m$
$Z_2=0,355 \text{ Ом}$	$Z_n=0,4 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_n$

7.3 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по классу напряжения, классу точности и вторичной нагрузке.

Мощность, потребляемая приборами в нормальном режиме, определяется по таблице 20.

Таблица 20 - Приборы цепей напряжения ТН-10 фидера 7

Присоединение	Приборы	Тип	$S_{обм}, \text{ В} \cdot \text{А}$	Число Обмоток	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приб.	Общая мощность	
								P, Вт	Q, вар
Фидер 7	Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	0
	Счетчик P	Меркурий 230	6	-	0,38	0,93	1	2,3	5,6
	Счетчик Q		6	-	0,38	0,93	1	2,3	5,6
Итого								4,6	10,1

Суммарная мощность измерительных приборов определяется по формуле

$$S_{1\Sigma} = \sqrt{Q_{1\Sigma}^2 + P_{1\Sigma}^2} \quad (41)$$

$$S_{1\Sigma} = \sqrt{4,6^2 + 10,1^2} = 11,1 \text{ В} \cdot \text{А}$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\Sigma S_{1\Sigma} \cdot \cos\varphi)^2 + (\Sigma S_{1\Sigma} \cdot \sin\varphi)^2} \quad (42)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(11,1 \cdot 0,38)^2 + (11,1 \cdot 0,93)^2} = 11,5 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Суммарная мощность измерительных приборов с учетом вывода в ремонт второго трансформатора напряжения определяется по формуле

$$S_{\Sigma} = S_{2\Sigma} \cdot 2 = 11.15 \cdot 2 = 22.3 \text{ В}\cdot\text{А}$$

Выбирается трансформатор напряжения 3×НАМИ-10-У2 (трансформатор напряжения антирезонансный масляный измерительный).

Паспортные данные трансформатора напряжения:

Номинальное напряжение – 10 кВ;

Номинальное напряжение основной вторичной обмотки – 100 В;

Номинальная мощность в классе точности 0,2 – 75 В·А;

Схема соединения -Ун/Ун/Π (звезда с нулём/звезда с нулём/разомкнутый треугольник);

Условия выбора трансформатора напряжения приведены в таблице 21.

Таблица 21-Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{2\Sigma} = 22,3 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{2ном} = 75 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{2ном}$

Согласно ПУЭ п.3.4.5, потери напряжения в контрольном кабеле, питающем цепи напряжения счетчиков должны составлять не более 0,5%, а цепи напряжения щитовых измерительных приборов не более 1,5%.

Ток вторичной нагрузки трансформатора напряжения и сопротивление соединительных проводов

$$I_2 = \frac{S_2}{U_2} ;$$

$$I_2 = \frac{22,3}{100} = 0,22 \text{ А};$$

$$R_n = \frac{\rho \cdot l}{S},$$

$$R_n = \frac{0,0283 \cdot 15}{25} = 0,17 \text{ Ом}$$

потеря напряжения в кабеле

$$\Delta U = \frac{I_2 \cdot R_n}{U_2},$$

$$\Delta U = \frac{0,22 \cdot 0,17}{100} \cdot 100 = 0,04 \%$$

Условие проверки по допустимой потере напряжения выполнено.

7.4 Выбор выключателей нагрузки

Выбор выключателей нагрузки производится так же, как выключателей, но отсутствует проверка по току отключения. Расчётные данные для проверки правильности выбора берутся из предыдущих пунктов работы. Проверим выключатели нагрузки для ТП 21-6. Для магистрали, по которой питается ТП 21-6:

$$B_k = I_{\text{но.ТП21-6}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_k = 0,39^2 \cdot (0,5 + 0,5 + 0,096) = 0,2 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{\text{отк}} = 0,5\text{с}$. - собственное время отключения выключателя.

$$B_{\text{КНОМ}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}};$$

$$B_{\text{КНОМ}} = 10^2 \cdot 4 = 400 \text{ кА}^2\text{с};$$

В таблице 22 отображены условия выбора и проверки выключателей.

Таблица 22 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 400 \text{ А}$	$I_{\text{pmax}} \text{ ТП 21-6} = 4 \text{ А}$	$I_H \geq I_{\text{pmax}}$
$i_{\text{СКВ}} = 25 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \text{ ТП 21-6} = 0,56 \text{ кА}$	$i_{\text{СКВ}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{КНОМ}} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 0,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{КНОМ}} \geq B_k$

Для остальных ТП выбор проводится аналогично. Результаты сведём в таблицу 23.

Таблица 23 – Выбор выключателей нагрузки

№ ТП	$I_{P\ TП}$, А	I_H , А	$I^{(3)}_{по}$, кА	$t_{отк}$, с	$t_{неч}$, с	T_a , с	$B_{кр}$, кА ² с	$B_{кн}$, кА ² с	$I_{уд}$, кА	$I_{дин}$, кА
ТП 21-6	4	400	0,39	0,5	0,5	0,096	0,2	400	0,56	25
ТП 21-8	4	400	0,35	1,0	0,5	0,106	0,2	400	0,50	25
ТП 21-5	6	400	0,38	0,5	0,5	0,100	0,2	400	0,53	25
ТП 21-4	14	400	0,37	1,0	0,5	0,102	0,2	400	0,52	25
ТП 21-1	14	400	0,36	1,5	0,5	0,104	0,3	400	0,51	25
ТП 21-10	2	400	0,78	2,5	0,5	0,048	1,8	400	1,10	25
ТП 21-7	4	400	0,84	2,0	0,5	0,045	1,8	400	1,18	25
ТП 21-2	6	401	0,74	2,0	0,5	0,051	1,4	401	1,05	25
ТП 21-11	9	402	0,41	2,0	0,5	0,092	0,4	402	0,58	25

Таким образом, на всех ТП устанавливаем выключатели нагрузки марки ВМП - 10/400.

7.5 Выбор жестких шин на стороне 10 кВ

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6 –10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных полимерных изоляторах. Шинодержатели, с помощью которых шины закреплены на изоляторах, допускают продольное смещение шин.

В РУ 6-10 кВ применяется жёсткая ошиновка.

Расчётный ток продолжительного режима равен 40 А.

Выбираем сечение шин по допустимому току. Принимаем однополюсные алюминиевые шины прямоугольного сечения $15 \times 3 \text{ мм}^2$, марки АДЗ1Т - из алюминиевого сплава, закаленные и естественно состаренные; $I_{доп} = 210 \text{ А}$.

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{MAX} = 40 \leq I_{ДОП} \text{ А.}$$

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C},$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{12,5^2 \cdot (0,55) \cdot 10^3}}{91} = 3 \text{ мм}^2.$$

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

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (43)$$

$$l \leq \sqrt{3} = 1,73 \text{ м}, \quad (44)$$

где l - длина пролёта между осями опорных изоляторов, принимаем 0,45 м.

Момент инерции шины определяется по формуле:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (45)$$

где b - ширина шины, равная 15 мм;

h - высота шины, равная 3 мм;

$$J = \frac{15 \cdot 3^3}{12} = 34 \text{ см}^4.$$

Принимаем расположение шин плашмя, пролёт 1,2 м.

Механический расчет однополосных шин:

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (46)$$

где $W = \frac{1^2 \cdot 6}{6} = 1$ - момент сопротивления шины относительно оси, перпенди-

кулярной действию усилия, см³,

a - расстояние между фазами, м;

l - длина пролета между опорными изоляторами, м.

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{20^2 \cdot 1,73^2}{1 \cdot 0,8} = 27 \text{ МПа.}$$

Шины механически прочны, если $\sigma_{РАСЧ} < \sigma_{ДОП}$, т. е. $27 < 75$ МПа, а также $\sigma_{ДОП} \leq 0,7 \cdot \sigma_{РАЗР}$, т. е. $75 \leq 0,7 \cdot 130 = 91$. Условия механической прочности соблюдены.

Сравнение приведено в таблице 24.

Таблица 24 – Сравнение каталожных и расчетных данных при выборе жёстких шин 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{МАХ} = 40 \text{ А}$	$I_{ДОП} = 210 \text{ А}$	$I_{ДОП} \geq I_{МАХ}$
$\sigma_{РАСЧ} = 27 \text{ МПа}$	$\sigma_{ДОП} = 75 \text{ МПа}$	$\sigma_{ДОП} \geq \sigma_{РАСЧ}$
$q_{min} = 3 \text{ мм}^2$	$q = 45 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{min}$

7.6 Выбор изоляторов

Выбор опорных изоляторов:

Выбираем опорные изоляторы марки ИОС -10УХЛ с $F_{разр} = 3000 \text{ Н}$.

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (47)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{20^2 \cdot 1.73}{0.8} \cdot 10^{-7} = 155 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} , \quad (48)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н.}$$

Таблица 25 – Выбор опорных изоляторов

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{РАСЧ} = 155 \text{ Н}$	$F_{ДОП} = 1800 \text{ Н}$	$F_{ДОП} \geq F_{РАСЧ}$

Выбор проходных изоляторов:

Выбираем изолятор ИП-10/1600-3000 УХЛ1, $I_{МАХ} = 49 \text{ А}$, $F_{разр} = 3000 \text{ Н}$.

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{расч} = 0,6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н}$$

Таблица 26 – Выбор проходных изоляторов

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{РАСЧ} = 155 \text{ Н}$	$F_{ДОП} = 1800 \text{ Н}$	$F_{ДОП} \geq F_{РАСЧ}$
$I_p = 28 \text{ А}$	$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_H \geq I_p$

7.7 Выбор ограничителей перенапряжений

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

На стороне НН трансформаторов приняты ОПН марки ОПН – РВ/TEL У1 с классом напряжения 10 кВ, для которых $U_{ост} = 43 \text{ кВ}$, $U = 60 \text{ кВ}$, далее по приводимой выше формуле рассчитывается энергия поглощения и удельная энергоёмкость ОПН 10 кВ:

Энергия поглощения ОПН, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (49)$$

где U - величина неограниченного перенапряжения, определяемая в процентном соотношении от пятидесятипроцентного напряжения, принимается в соответствии с [14].

$U_{ост}$ - остающееся напряжение ОПН, в соответствии с каталожными данными;

z - волновое сопротивление провода, 485 Ом;

n - количество последовательных токовых импульсов;

T - время распространения волны:

$$T = \frac{l}{v}, \quad (50)$$

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

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

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

Далее определяется удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{номОПН}}, \quad (51)$$

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

Выбирается ОПН-10 кВ с классом 2 энергоёмкости (до 2,3 кДж/кВ), [14].

8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА АППАРАТУРЫ ТП 10 КВ

Для обеспечения надежной и длительной работы электрической аппаратуры и токоведущих частей, установленных на трансформаторных подстанциях, необходимо выбрать их по условиям длительной работы и проверить по режиму протекания через них максимальных токов короткого замыкания. Для того чтобы установленные аппараты соответствовали этим требованиям, необходимо, чтобы выполнялись следующие условия:

$$U_{ном} \geq U_{раб},$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ

$U_{раб}$ – рабочее напряжение, кВ.

$$I_{ном} \geq I_{раб.мах},$$

где $I_{ном}$ – номинальный ток, А;

$I_{раб.мах}$ – максимальный рабочий ток, А.

Для предохранителей должны выполняться следующие условия:

$$I_{вст} \geq I_{раб.мах},$$

где $I_{вст}$ – ток плавкой вставки предохранителей, А

8.1 Выбор разъединителей

При выборе разъединителей обращают внимание на необходимое количество заземляющих ножей и место их установки. Условия выбора сведены в таблицу 27.

Таблица 27-Выбор разъединителей для ТП 21-6

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_y = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.а.} = 10 \text{ кВ}$	$U_y \leq U_{н.а.}$
$I_{р.мах} = 4 \text{ А}$	$I_{н.а.} = 400 \text{ А}$	$I_{н.а.} \geq I_{р.мах}$
$i_y = 0,56 \text{ кА}\cdot\text{с}$	$i_{дин} = 29 \text{ кА}$	$i_{уст} \leq i_{дин}$
$B_k = 0,2 \text{ кА}^2\cdot\text{с}$	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 50 \text{ кА}^2\cdot\text{с}$	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_k$

Кроме того, для выбора разъединителей необходимо соблюдение следующих условий:

$$i_{\max} \geq i_y, \quad (52)$$

где i_{\max} - амплитудное значение максимально допустимого тока, кА

i_y - ударный ток, кА

Пример ТП № 21-6:

$$I_{\text{ном.ТП}} = \frac{63}{1,73 \cdot 10} = 4 \text{ А.}$$

Аналогично по таблице 22 выбираем и проверяем разъединители для других ТП. Результаты выбора сводим в таблицу 28.

Таблица 28- Выбор трансформаторных разъединителей

№ ТП	$I_{\text{расч}}$, А	$I_{\text{ном}}$, А	i_y , кА	$i_{\text{доп}}$, кА	Тип
ТП 21-6	4	400	0,56	29	РЛНД-10/400 У1
ТП 21-8	4	400	0,50	29	РЛНД-10/400 У1
ТП 21-5	6	400	0,53	29	РЛНД-10/400 У1
ТП 21-4	14	400	0,52	29	РЛНД-10/400 У1
ТП 21-1	14	400	0,51	29	РЛНД-10/400 У1
ТП 21-10	2	400	1,10	29	РЛНД-10/400 У1
ТП 21-7	4	400	1,18	29	РЛНД-10/400 У1
ТП 21-2	6	400	1,05	29	РЛНД-10/400 У1
ТП 21-11	9	400	0,58	29	РЛНД-10/400 У1

8.2 Выбор предохранителей для защиты трансформаторов 10 кВ

Для защиты силовых трансформаторов на стороне 10 кВ ТП10/0,4 от токов КЗ приняты кварцевые предохранители ПКТ. Плавкие предохранители позволяют осуществить наиболее простую и дешевую защиту электроустановки. При выполнении защиты трансформатора с помощью плавких предохранителей оказываются ненужными трансформаторы тока, аппаратура релейной защиты. Плавкие предохранители не требуют проведения наладочных работ, необходимых для устройств релейной защиты, выключателей и другого, более сложного оборудования.

Выбор предохранителей для защиты трансформаторов 10 кВ рассмотрим на примере ТП 21-6, в которой установлен трансформатор ТМ 63. Результаты расчета, для выбора разъединителей и предохранителей, для защиты силовых трансформаторов 10/0,4 кВ от токов КЗ, представлены в таблице 29.

Каталожные данные для ПКТ 101-10-12,5У3 взяты из [11] таблица (9, стр153).

Таблица 29- Выбор предохранителей 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_y=10$ кВ	$U_{ном}=10$ кВ	$U_y \leq U_{ном}$
$I_{p,max}=4$ А	$I_{ном}=31,5$ А	$I_{p,max} \leq I_{ном}$
$I_{ПО}=0.39$ кА	$I_{откл.н.}=1,25$ кА	$I_{ПО} \leq I_{откл.н.}$

Для остальных ТП выбранные предохранители сведены в таблицу 30.

Таблица 30- Выбор плавких вставок высоковольтных предохранителей

№ ТП	$I_{расч}$, А	$I_{номПР}$, А	$I_{вст}$, А	Тип предохранителя
ТП 21-6	4	20	10	ПКТ101 – 10У1
ТП 21-8	4	20	10	ПКТ101 – 10У1
ТП 21-5	6	20	10	ПКТ101 – 10У1
ТП 21-4	14	20	20	ПКТ101 – 10У1
ТП 21-1	14	20	20	ПКТ101 – 10У1
ТП 21-10	2	20	10	ПКТ101 – 10У1
ТП 21-7	4	20	10	ПКТ101 – 10У1
ТП 21-2	6	20	10	ПКТ101 – 10У2
ТП 21-11	9	20	10	ПКТ101 – 10У3

8.3 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

На линиях 0,4 кВ и на вводах трансформаторов с низкой стороны установлен выключатель, между секциями с низкой стороны также установлен выключатель ВА.

Защита линий 0,38 кВ от токов короткого замыкания. В качестве устройств защиты отходящих от ТП линий 0,38 кВ используются автоматические выключатели типа ВА. Выключатели предназначены для проведения тока в нормальном режиме и отключений тока при коротком замыкании, перегрузках и недопустимых снижениях напряжения на защищаемых линиях. Также автоматы предназначены для оперативных включений и отключений электрических цепей. Выключатели ВА 5339 имеют повышенную коммутационную способность. При выборе выключателей должно выполняться условие:

$$I_{\text{ном.расц.}} \geq I_{\text{р.мах}} \quad (53)$$

где $I_{\text{ном.расц}}$ – номинальный ток расцепителя, А

$I_{\text{р.мах}}$ – максимальный рабочий ток, протекающий по линии, А.

$$I_{\text{р.мах}} = \frac{S_{\text{р.мах}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$$

где $S_{\text{раб.мах}}$ – максимальная рабочая мощность на линии, В·А.

Выбранные выключатели необходимо проверить по условиям:

$$I_{\text{к}}^{(1)} \geq 3 I_{\text{ном.расц.}}$$

$$I_{\text{ном.раб}} \cdot K \leq I_{\text{к}}^{(3)}$$

где K – кратность.

Выбор и проверку выключателей рассмотрим на примере ТП №21-6:

$$I_{p,max} = \frac{48}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 70 \text{ A}$$

$$70 \leq 160$$

Проверка производится по условию (59),(60)

$$590 \geq 400.$$

$$1,2 \leq 10$$

Аналогично выбираются выключатели на остальных ТП результат сведем в таблицу 31.

Таблица 31 – Выбор выключателей для ТП

№ ТП	$I_{P \text{ АВТ}}, \text{ A}$	$I_{\text{ном. расц}}, \text{ A}$	Марка выключателя
ТП 21-6	70	160	ВА 5339
ТП 21-8	57	160	ВА 5339
ТП 21-5	105	160	ВА 5339
ТП 21-4	214	250	ВА 5339
ТП 21-1	193	250	ВА 5339
ТП 21-10	47	160	ВА 5339
ТП 21-7	64	160	ВА 5339
ТП 21-2	112	160	ВА 5339
ТП 21-11	145	160	ВА 5339

Автоматические выключатели проверяются согласно таблице 32.

Таблица 32 – Проверка выключателей для ТП

№ ТП	$I_{\text{по}}^{(3)}, \text{ кА}$	$I_{\text{отк}}, \text{ кА}$	$I_{\text{по}}, \text{ A}$	$1,25 \cdot I_{\text{расц}}, \text{ A}$	К	$1,25 \cdot I_{\text{ср расц}}, \text{ A}$	$I_{\text{расц}}$
ТП 21-6	1,20	10	590	200	2	400	160
ТП 21-8	1,16	10	590	200	2	400	160
ТП 21-5	1,54	10	910	200	4	800	160
ТП 21-4	2,18	10	1945	312,5	6	1875	250
ТП 21-1	2,16	10	1945	312,5	4	1250	250
ТП 21-10	0,99	10	390	200	1	200	160
ТП 21-7	1,40	10	590	200	2	400	160
ТП 21-2	1,89	10	910	200	4	800	160
ТП 21-11	1,99	10	1385	200	4	800	160

Автоматические выключатели для линий 0,4 кВ выбираются и проверяются согласно таблице 33.

Таблица 33 – Выбор и проверка выключателей для линий 0,4 кВ

ВЛ/КЛ 0,4 кВ	I_p , А	Аппарат защиты	$I_{расц}$, А	$I^{(3)}_{по}$, кА	$I_{отк}$, кА	$I^{(1)}_{по}$, А	К	$1,25 \cdot I_{ср расц}$, А	$I_{расц}$	$I_{ср расц}$
ТП 21-6										
ф-1	23	ВА5339	40	0,2	5,0	63	1	50	40	40
ф-2	39	ВА5339	40	0,3	5,0	103	1	50	40	40
ТП 21-8										
ф-1	50	ВА5339	60	0,3	5,0	110	1	75	60	60
ф-2	37	ВА5339	60	0,3	5,0	190	2	150	60	120
ф-3	42	ВА5339	60	0,5	5,0	298	2	150	60	120
ТП 21-5										
ф-1	67	ВА5339	80	0,5	5,0	160	1	100	80	80
ф-2	39	ВА5339	60	0,3	5,0	88	1	75	60	60
ТП 21-4										
ф-1	70	ВА5339	80	0,7	5,0	224	1	100	80	80
ф-2	156	ВА5339	160	0,9	5,0	307	1	200	160	160
ТП 21-1										
ф-1	98	ВА5339	150	0,7	5,0	234	1	188	150	150
ф-2	67	ВА5339	80	0,5	6,0	155	1	100	80	80
ф-3	57	ВА5339	60	0,5	7,0	134	1	75	60	60
ТП 21-10										
ф-1	20	ВА5339	40	0,4	5,0	166	2	100	40	80
ф-2	27	ВА5339	40	0,3	5,0	83	1	50	40	40
ТП 21-7										
ф-1	19	ВА5339	40	0,7	5,0	269	1	50	40	40
ф-2	41	ВА5339	50	0,4	5,0	130	1	63	50	50
ТП 21-2										
ф-1	105	ВА5339	150	1,3	5,0	300	1	188	150	150
ТП 21-11										
ф-1	128	ВА5339	150	1,4	5,0	290	1	188	150	150

9 РАСЧЕТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Основным предназначением релейной защиты является обеспечение с заданной степенью быстродействия отключения поврежденного элемента или сети. Основные требования, предъявляемые к релейной защите - это надежное отключение всех видов повреждений, чувствительность защиты, избирательность (селективность) действия - отключение только поврежденных участков, простота схем, быстродействие, наличие сигнализации о повреждениях.

9.1 Защита воздушных линий 10 кВ

В системах электроснабжения токовая защита выполняется либо одноступенчатой (на основе максимально-токовой), либо двухступенчатой (на основе токовой отсечки без выдержки времени и максимальной токовой защиты).

Защита должна предусматриваться, как правило, в двухфазном исполнении (фазы «А» и «С» – в предположении, что трансформаторы тока защит других элементов сети 10 кВ установлены в тех же фазах), [13].

Одноступенчатая защита на основе МТЗ с независимой от тока характеристикой выдержки времени применяется в случаях, не требующих быстрого отключения линий, при многофазных КЗ.

Схема защиты предусматривает ускорение действия защиты при включении выключателя на КЗ. В цепи ускорения предусмотрена выдержка времени, предотвращающая ложное срабатывание защиты из-за бросков токов нагрузки при включении. Для этой цели цепь ускорения осуществляется посредством последовательного соединения замыкающего контакта реле положения выключателя «отключено» и временно замыкающего контакта реле времени.

Одноступенчатая защита на основе МТЗ с зависимой от тока характеристикой выдержки времени применяется наиболее часто для линий, питающих одну или несколько ТП 10/0,4 кВ.

А также в тех случаях, когда обеспечивается лучшее согласование рас-

смаатриваемой защиты с защитами электроприемников, находящихся на большем электрическом удалении от источника питания и имеющих защиту с зависимой характеристикой выдержки времени. Защита выполняется с использованием двух реле тока типа РТ-80.

Двухступенчатая токовая защита применяется для защиты линий, питающих ТП 10/0,4 кВ. Токовая отсечка (первая ступень) выполняется с использованием двух реле тока, промежуточного и указательного реле. В качестве выходного реле защиты используется реле типа РП-23. Указательное реле отсечки обычно включают в цепь контакта выходного промежуточного реле.

Максимальная токовая защита выполняется с использованием двух реле тока, реле времени и указательного реле. Как правило, предусматривается ускорение действия МТЗ при включении выключателя линии на КЗ. При недостаточной чувствительности двухрелейной МТЗ к КЗ за трансформатором, подключенной к защищаемой линии, применяется еще одно – третье реле тока, подключаемое на сумму токов фаз «А» и «С».

Расчет защит линий 10 кВ заключается в определении их параметров срабатывания при условии обеспечения требований селективности, необходимой быстроты срабатывания и чувствительности. Для определения параметров срабатывания определяют первичные токи, проходящие в месте установки защиты.

Кроме указанных токов исходными данными для расчета являются:

- максимальный переходный ток нагрузки в защищаемой линии;
- коэффициенты трансформации и схемы соединения трансформаторов тока, к которым подключена защита, схема защиты, или и характеристики защиты;
- параметры срабатывания защиты смежных элементов, получающих питание от защищаемой линии.

Для примера рассчитаем защиту линии СП-9 - ТП21-6 - ТП21-5 - ТП21-4 - ТП21-1 - ТП21-8.

Коэффициент трансформации трансформатора тока $n_T = \frac{100}{5}$.

9.2 Токовая отсечка без выдержки времени

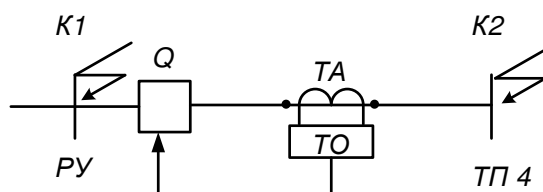


Рисунок 7 – Расчетная схема

Первичный ток срабатывания токовой отсечки:

$$\begin{aligned} I_{с.з.} &= k_n \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \\ I_{с.з.} &= 1,1 \cdot 0,39 = 0,43 \text{ А}, \end{aligned} \quad (54)$$

где k_n – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,1;

$I_{к.мах}^{(3)}$ – максимальный ток в фазе линии при КЗ на шинах противоположной ТП.

Проверяем чувствительность защиты:

$$\begin{aligned} K_{\text{ч}} &= \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{с.з.}}, \\ K_{\text{ч}} &= \frac{0,31}{0,43} = 0,71 \leq 2, \end{aligned} \quad (55)$$

где $I_{\text{КЗ}}^{(2)}$ – значение тока КЗ, протекающего через место установки защиты при двухфазном КЗ в конце основной зоны защиты

Так как чувствительность отсечки без выдержки времени недостаточна, то целесообразно установить отсечку с выдержкой времени (вторая ступень защиты).

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$\begin{aligned} I_{с.р.} &= k_{\text{СХ}} \frac{I_{с.з.}}{n_T}, \\ I_{с.р.} &= 1 \cdot \frac{430}{20} = 22 \text{ А}. \end{aligned} \quad (56)$$

Выдержка времени ТО: $t_{c.з.} \approx 0,5 \text{ с.}$

Для остальных линий результаты расчёта релейной защиты сведём в таблицу 34.

Таблица 34 – Расчёт токовой отсечки

Линия	$I_{(3)по},$ кА	$I_{(2)по},$ кА	$I_p, \text{ А}$	$I_{НТТ}, \text{ А}$	Токовая отсечка			
					$I_{c.з.} \text{ кА}$	n_T	$I_{c.p.} \text{ А}$	$K_{ч} \text{ (больше 2)}$
СП-9 - ТП21-6 - ТП21-5 - ТП21-4 - ТП21-1 - ТП21-8	0,39	0,31	40	100	0,433	20	22	0,71
СП-10 - ТП21-7 - ТП21-10 - ТП21-2 - ТП21-11	0,84	0,36	40	100	0,921	20	46	0,39

9.3 Максимальная токовая защита линий

Ток срабатывания защиты определяется по выражению, кА:

$$I_{c.з.} = I_{раб.} \cdot k_H \cdot k_{c.з.} / k_{в} \quad (57)$$

где k_H – коэффициент надежности, $k_H = 1,1$;

$k_{c.з.}$ – коэффициент запуска двигателей, принимаемый равным 1;

$k_{в}$ – коэффициент возврата, $k_{в} = 0,95$;

$I_{раб.}$ – максимальный рабочий ток защищаемой линии, А.

Первичный ток срабатывания МТЗ равен, А:

$$I_{c.з.} = 200 \cdot 1,1 \cdot 1 / 0,95 = 232.$$

Ток срабатывания реле определяется по выражению, А:

$$I_{c.p.} = I_{c.з.} \cdot k_{cx} / n_T, \quad (58)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы, $k_{cx} = 1$;

Ток срабатывания реле равен, А:

$$I_{c.p.} = 232 \cdot 1 / (100/5) = 23.$$

Чувствительность защиты определяется по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K3}^{(2)}}{I_{c.з.}} \quad (59)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,31}{0,232} = 1,3 \geq 1,5$$

Выдержка времени МТЗ определяется с учетом времени срабатывания реле и ступени селективности $\Delta t = 0,5$ с. Таким образом время срабатывания защиты определяется по выражению, с:

$$t_{c.з.} = t_{p.з.} + \Delta t ,$$

$$t_{c.з.} = 0,025 + 0,5 = 0,525.$$

Реле при данной ступени защиты сработает через 0,525 с. после возникновения КЗ.

Для остальных линий результаты расчёта релейной защиты сведём в таблицу 35.

Таблица 35 – Расчёт МТЗ

Линия	$I_{(3)по}$, кА	$I_{(2)по}$, кА	I_p , А	$I_{н\text{тг}}$, А	МТЗ		
					$I_{c.з.}$ кА	$I_{c.p.}$ А	$K_{\text{ч}}$
СП-9 - ТП21-6 - ТП21-5 - ТП21-4 - ТП21-1 - ТП21-8	0,39	0,31	40	100	0,232	12	1,3
СП-10 - ТП21-7 - ТП21-10 - ТП21-2 - ТП21-11	0,84	0,36	40	100	0,232	12	1,5

9.4 Защита от однофазных замыканий на землю

В сетях 10 кВ такая защита выполняется в виде: селективной токовой защиты, действующей на сигнал; селективной токовой защиты, действующей на

отключение, если это необходимо по требованиям безопасности; устройства контроля изоляции.

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

$$I_{с.з.} = I_{ТНП.повр.л} / k_{\text{ч}} \quad (60)$$

где $I_{ТНП.повр.л}$ – ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, в сетях с изолированной нейтралью определяется по формуле, А:

$$I_{ТНП.повр.л} = I_{ЗНЗ} - I_{повр.л} , \quad (61)$$

где $I_{ЗНЗ}$ – суммарный емкостной ток сети, $I_{ЗНЗ} = 0,89$ А.

$I_{повр.л}$ – ток замыкания на землю линии на которую установлена защита.

Ток замыкания на землю линии СП-9 - ТП21-6 - ТП21-5 - ТП21-4 - ТП21-1 - ТП21-8 равен, А:

$$I_{повр.л} = \frac{U_{НОМ} \cdot L_{ВЛ}}{180}, \quad (62)$$

$$I_{повр.л} = \frac{10 \cdot 16,4}{350} = 0,42$$

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

$L_{ВЛ}$ – длина линии СП-9 - ТП21-6 - ТП21-5 - ТП21-4 - ТП21-1 - ТП21-8 составляет 16,4 км;

Ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, равен, А:

$$I_{ТНП.повр.л} = 0,89 - 0,42 = 0,46 \text{ А.} \quad (63)$$

Ток срабатывания защиты равен, А:

$$I_{с.з.} = 0,46 / 1,5 = 0,31. \quad (64)$$

Для остальных линий результаты расчёта релейной защиты сведём в таблицу 36.

Таблица 36 – Расчёт ЗНЗ

Линия	$I_{повр.л}, A$	$I_{ТНП.повр.л}, A$	$I_{с.з}, A$
СП-9 - ТП21-6 - ТП21-5 - ТП21-4 - ТП21-1 - ТП21-8	0,428	0,465	0,31
СП-10 - ТП21-7 - ТП21-10 - ТП21-2 - ТП21-11	0,404	0,489	0,33

10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Замыкания на землю токоведущих частей электроустановок является преобладающим видом повреждений в сетях всех напряжений. В распределительных сетях 6 – 35 кВ эти повреждения составляют не менее 75 % от общего числа повреждений.

Ток замыкания на землю равен, А:

$$I_{\text{повр л}} = \frac{U_{\text{НОМ}} \cdot L_{\text{ВЛ}}}{180} \quad (65)$$

$$I_{\text{повр л}} = \frac{10 \cdot 31,274,8}{350} = 0,89$$

где $U_{\text{о}}$ – номинальное напряжение сети, 10 кВ;

$L_{\text{ВЛ}}$ – длина линий, составляет 31,27 км.

Компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться при следующих значениях этого тока в нормальных режимах:

В сетях напряжением 10(6) – 20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях электропередачи, и во всех сетях напряжением 35 кВ – более 10 А.

В сетях, не имеющих железобетонных и металлических опор на воздушных линиях, при напряжении 6 кВ – более 30 А; при напряжении 10 кВ – более 20 А; при напряжении 20 кВ – более 15 А.

Так как рассчитанные значения емкостного тока замыкания на землю не превышают допустимые ПУЭ величины для сети 10 кВ, то установка дугогасящего реактора не требуется.

11 НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Надежность определяется, как свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортировки.

Надежность электроэнергетических систем - комплексное свойство, включающее в себя безотказность, долговечность, ремонтпригодность, сохраняемость, устойчивоспособность, режимную управляемость, живучесть и безопасность.

В качестве основных показателей надежности используются следующие:

- время безотказной работы T_i и время восстановления τ_i , измеряемое в часах или годах;

- среднее время безотказной работы T и среднее время восстановления τ , τ или год;

- среднее значение параметра потока отказов ω и средняя интенсивность отказов λ , измеряемые в годах в минус первой степени (год^{-1});

- вероятность отказов $q(t)$ и вероятность безотказной работы $p(t)$ за данный промежуток времени:

$$q(t) + p(t) = 1$$

Расчетные показатели всех используемых до реконструкции элементов приведены в таблице 37.

Таблица 37– Параметры элементов схемы

Элементы схемы	ω , 1/год	$T_{\text{в}}$, ч	μ , 1/год	T_p , ч	$a_{\text{он}}$	$a_{\text{кз}}$	$q1/\text{год}$
Выключатели 10 кВ	0,009	20	0,14	10	0,003	0,005	$2,05 \times 10^{-5}$
Трансформатор 10/0,4	0,008	120	0,25	8	-	-	$1,09 \times 10^{-4}$
Разъединители 10 кВ	0,01	7	0,166	3,7	-	-	$7,99 \times 10^{-6}$
Воздушная линия 10 кВ (100 км)	7,5	16	1	2	-	-	$1,36 \times 10^{-2}$
Сборные шины 10 кВ	0,03	7	0,16	5	-	-	$2,39 \times 10^{-5}$

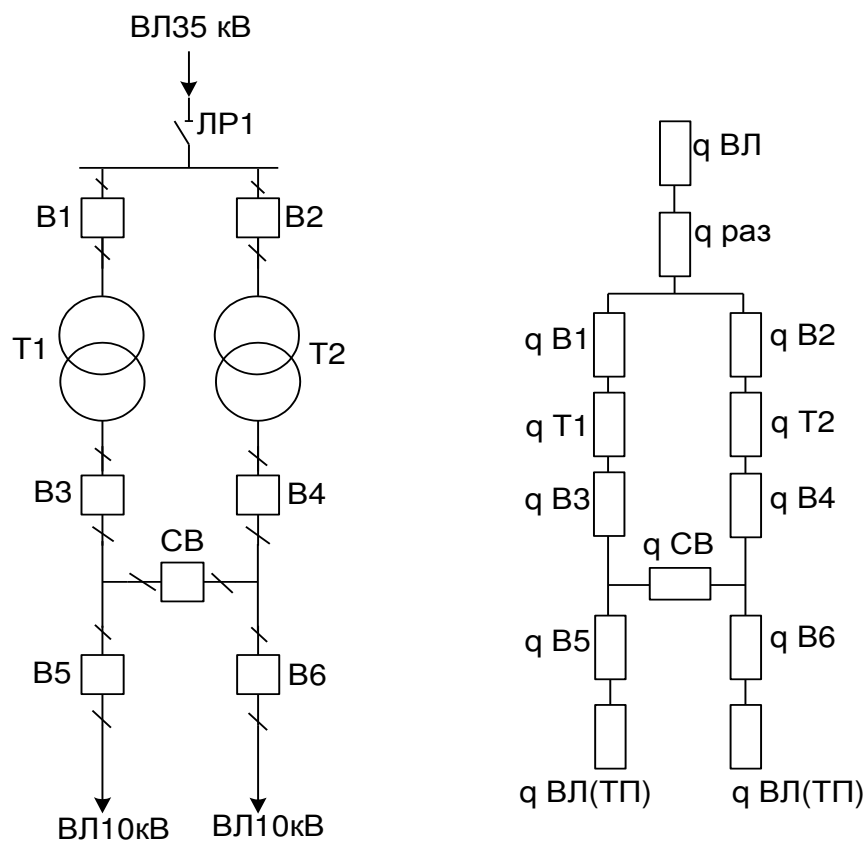


Рисунок 8 – Расчетная схема и схема замещения:

Таблица 38 – Параметры потока отказов выключателей для схемы

Номер выключателя	$q_{стQ}$	$q_{опQ}$	$q_{автQ}$	q_p	q_Q
Q1,2	0,000057	0,00019	0,000000342	0,00066	0,00067
Q7,8,9,10,11	0,000057	0,0000185	0,000000163	0,000066	0,000082
Q3,4,5,6,СВ	0,00002	0,0000522	0,0000002	0,0000992	0,000115

Оцениваются параметры надежности схемы электроснабжения. Рассчитывается вероятность отказа подстанции отдельно от питающей линии 35 кВ и линейного разъединителя 35 кВ

1. Вероятность отказа ВЛ-35 кВ и ЛР-35 кВ:

$$q_1 = q_{вл} + q_{раз};$$

$$q_1 = 0,0003 + 0,000007 = 0,000307;$$

2. Вероятность безотказной работы :

$$p_1 = 1 - 0.000307 = 0,999693;$$

3. Вероятность отказа цепочки В1-Т1-В3(В2-Т2-В4):

$$q_2 = q_3 = q_{B1} + q_{T1} + q_{B3};$$

$$q_2 = 0,000057 + 0,00005 + 0,0009 = 0,001;$$

4. Вероятность безотказной работы цепочки В1-Т1-В3(В2-Т2-В4):

$$p_2 = 1 - 0,001 = 0,999;$$

5. Вероятность отказа цепочки

$$q_c = 0,00168 + 0,00168 = 0,00336;$$

$$p_c = 1 - 0,00336 = 0,99664;$$

5. В аварийном режиме меняется параметр потока отказа выключателя Q9 и равен:

$$q_9 = q_{CT} + q_{оп} + q_{авт} = N \cdot a_{он}(q_{13} + q_{10} + q_9) + a_k(q_{упов} + q_{дзм} + q_{зас}) \cdot (q_{13} + q_{10} + q_9);$$

$$q_9 = 15 \cdot 0,004(0,00024 + 0,0000223 + 0,000047) + 0,006(0,063 + 0,022 + 0,003) \cdot (0,00024 + 0,0000223 + 0,000047) + 2 \cdot 0,00000799 = 0,00082;$$

Вероятность отказа системы в аварийном режиме:

$$q_{G1} = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_7;$$

$$q_{G2} = q_{13} + q_{14} + q_9;$$

$$q_{G1} = 0,00057 + 0,00067 + 0,00024 + 0,000082 + 0,0000223 + 0,000115 = 0,00168$$

$$p_{G1} = 1 - 0,00168 = 0,99832;$$

$$q_{G2} = 0,00024 + 0,000082 + 0,000082 = 0,0004;$$

$$p_{G2}=1-0,0004=0,9959;$$

$$q_c=q_{G2}+q_{G1}=0,00168+0,0004=0,00208;$$

$$p_c=1-0,00208=0,99792;$$

$$\lambda_{GI}=\lambda_1+\lambda_2+\lambda_3+\lambda_4+\lambda_5+\lambda_6+\lambda_7+\lambda_{np,нб};$$

$$\lambda_{G2}=\lambda_{13}+\lambda_{14}+\lambda_9+\lambda_{np,нб};$$

$$\lambda_c=\lambda_{G1}\cdot q_{G2}+\lambda_{G2}\cdot q_{G1}+\lambda_{G1}^*\cdot q_{пред2}+\lambda_{G2}^*\cdot q_{пред1};$$

$$\lambda_{GI}=0,1+0,02+0,035+0,02+0,013+0,02+0,118+2,8=3,126;$$

$$\lambda_{G2}=0,035+0,02+0,02+0,75=0,825;$$

$$\lambda_c=3,126\cdot 0,0004+0,825\cdot 0,001699+\frac{0,326\cdot 0,75\cdot 28+0,075\cdot 2,8\cdot 6}{8760}=0,003575;$$

Коэффициент простоя системы:

$$K_{пс}=q_{G1}\cdot q_{G2}+K_{предI}\cdot q_{предI}\cdot q_{II}+K_{предII}\cdot q_{предII}\cdot q_I; \quad (66)$$

$$K_{предI}=1-e^{-\frac{t_{прI}}{t_{сI}}}; \quad (67)$$

$$K_{предII}=1-e^{-\frac{t_{прII}}{t_{сII}}}; \quad (68)$$

$$t_{вI}=\frac{q_I}{\lambda_I-\lambda_{np,нб}} - \text{время восстановления первой цепочки};$$

$$t_{вII}=\frac{q_{II}}{\lambda_{II}-\lambda_{np,нб}} - \text{время восстановления второй цепочки};$$

$$K_{прII}=1-e^{-\frac{-28}{46,72}}=0,45 - \text{коэффициент простоя второй цепочки};$$

$$K_{прI}=1-e^{-\frac{-6}{45,65}} - \text{коэффициент простоя первой цепочки};$$

Отсюда рассчитывается коэффициент простоя всей системы в целом:

$$K_{пс}=0,001699\cdot 0,0004+\frac{0,123\cdot 2,8\cdot 6\cdot 0,0004+0,45\cdot 0,75\cdot 28\cdot 0,001699}{8760}=$$

$$=2,6\cdot 10^{-6};$$

Время восстановления системы определяется по формуле:

$$t_{\text{вс}} = K_{\text{пс}} / \lambda_{\text{с}}; \quad (69)$$

$$t_{\text{вс}} = 2,6 \cdot 10^{-6} / 0,003575 = 6,4 \text{ч};$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_{\text{с}} = 1 / \lambda_{\text{с}}; \quad (70)$$

$$T_{\text{с}} = 1 / 0,003575 = 27,9 \text{ лет};$$

Расчетное время безотказной работы системы:

$$T_{\text{р}} = 0,105 T_{\text{с}}; \quad (71)$$

$$T_{\text{р}} = 0,105 \cdot 27,9 = 2,9 \text{ года}.$$

12 ЗАЗЕМЛЕНИЕ

Рассчитаем заземляющее устройство ТП 21-6. Заземляющее устройство представляет собой систему из вертикальных и горизонтальных электродов диаметром 10 мм, соединённых между собой сваркой.

Определяем стационарное сопротивление одного вертикального электрода, Ом:

$$R_{\text{эВ}} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot 2 \cdot l_{\text{В}}} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot l_{\text{В}} \cdot (2 \cdot h_3 + l_{\text{В}})}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_{\text{В}})} \right], \quad (72)$$

$$R_{\text{эВ}} = \frac{50}{\pi \cdot 2 \cdot 1,5} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot 1,5 \cdot (2 \cdot 0,3 + 1,5)}{0,03 \cdot (4 \cdot 0,3 + 1,5)} \right] = 27,$$

где $l_{\text{В}}$ - длина вертикального электрода, м;

h_3 - глубина заложения заземлителя, м;

$\rho_{\text{грунт}}$ - удельное сопротивление грунта, по [21] для почвы берём из диапазона 50-1000 Ом*м;

d - диаметр электродов, м.

Определяем стационарное сопротивление одного горизонтального электрода, Ом:

$$R_{\text{эГ}} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot l} \cdot \ln \left[\frac{1,5 \cdot l}{\sqrt{2 \cdot d \cdot h_3}} \right], \quad (73)$$

$$R_{\text{эГ}} = \frac{50}{\pi \cdot 8} \cdot \ln \left[\frac{1,5 \cdot 8}{\sqrt{2 \cdot 0,03 \cdot 0,3}} \right] = 4,$$

где l – длина горизонтальной полосы, м.

Общее стационарное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R = \frac{R_{\text{ЭВ}} \cdot R_{\text{ЭГ}}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{\text{ЭГ}} + n_G \cdot R_{\text{ЭВ}})} = , \quad (74)$$

$$R = \frac{27 \cdot 4}{0,75 \cdot (2 \cdot 4 + 2 \cdot 27)} = 2,6 ,$$

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

n_B - число вертикальных электродов;

n_G - число горизонтальных электродов;

Импульсное сопротивление вертикального электрода, Ом:

$$R_{uB} = \frac{\alpha_{uB} \cdot R_{\text{ЭВ}}}{\eta \cdot n_B} , \quad (75)$$

$$R_{uB} = \frac{1 \cdot 27}{0,75 \cdot 2} = 18 ,$$

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

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

$$L_0 = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{l}{r} - 0,31 \right) , \quad (76)$$

$$L_0 = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{8}{0,015} - 0,31 \right) = 1,19 ,$$

Импульсный коэффициент протяженного заземлителя:

$$\alpha_{uG} = 1 + \frac{L_0 \cdot l}{3 \cdot \tau_\phi \cdot R_{\text{ЭГ}}} \alpha_{uG} , \quad (77)$$

$$\alpha_{uG} = 1 + \frac{1,19 \cdot 8}{3 \cdot 2 \cdot 4} = 1,36 ,$$

где $\tau_{\phi} = 2$ мкс - длительность фронта тока молнии.

Импульсное сопротивление протяжного электрода, Ом:

$$R_{u\Gamma} = \alpha_u \cdot R_{\gamma\Gamma}, \quad (78)$$

$$R_{u\Gamma} = 1,36 \cdot 4 = 6.$$

Общее импульсное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R_u = \frac{R_{u\Gamma} \cdot R_{uB}}{\eta_u \cdot (n_B \cdot R_{u\Gamma} + n_{\Gamma} \cdot R_{uB})}, \quad (79)$$

$$R_u = \frac{18 \cdot 6}{0,75 \cdot (2 \cdot 6 + 2 \cdot 18)} = 3.$$

Для удобства просмотра результатов расчёта, составим таблицу 39.

Вертикальные электроды количеством 2 шт, длиной 1,5 м, диаметром 30 мм закладываем на глубину 0,3 м, соединяем между собой электродами того же диаметра.

Таблица 39 – Расчёт заземления ТП

длина вертикального электрода, м	1,5
глубина заложения заземлителя, м	0,3
удельное сопротивление грунта, Ом*м	50
диаметр электродов, м	0,03
стационарное сопротивление одного вертикального электрода, Ом	27
длина горизонтальной полосы, м	8
стационарное сопротивление одного горизонтального электрода, Ом	4
число вертикальных электродов	2
число горизонтальных электродов	2
Общее стационарное сопротивление заземлителя, Ом	2,6
Импульсное сопротивление вертикального электрода, Ом	18
Удельная индуктивность на единицу длины горизонтального заземлителя, мкГн/м	1,19
Импульсный коэффициент протяженного заземлителя	1,36
Импульсное сопротивление протяжного электрода, Ом	6
Общее импульсное сопротивление заземлителя, Ом	3,0

Из таблицы 39 видно, что должный уровень электробезопасности, согласно [23], обеспечивается, так как стационарное сопротивление заземлителя меньше 4 Ом. В то же время общее импульсное сопротивление заземлителя меньше 9 Ом, что обеспечит стекание тока молнии. Таким образом, заземлитель обеспечивает молниезащиту и защиту от поражения током при прикосновении к токоведущим частям.

Эскиз заземления (вид сверху) ТП показан на рисунке 9.



Рисунок 9 –Заземление ТП

13 БЕЗОПАСНОСТЬ

В настоящей работе произведена реконструкция линий электропередачи 10 и 0,4 кВ, а также частично реконструкция питающей подстанции «Куропатино» 35/10 кВ и «Муравьевка».

При реконструкции линий и понижающих трансформаторных подстанций и других электроэнергетических объектов важнейшей задачей в комплексе проектирования является обеспечение безопасности, при использовании всех вышеперечисленных объектов человеком.

Расстояние от потребительских подстанций, расположенных в населённом пункте, до зданий и сооружений 1, 2 и 3 степени огнестойкости должно быть не менее 3 м, а до зданий и сооружений 4 и 5 степени огнестойкости - не менее 5 м, что должно соответствовать требованиям, указанным в ПУЭ. Из плана села, можно сделать вывод, что эти расстояния соблюдены.

Расстояние от проводов воздушной линии электропередачи до зданий и строений по горизонтали должно быть 5 м и более, что так же удовлетворяет требованиям ПУЭ. При реконструкции воздушной линии электропередачи предполагается так же, что расстояние от проводов линии электропередачи до поверхности земли 6 м и более, при максимальной стреле провеса, т. е. в условиях наивысшей температуры воздуха или наибольшего гололеда. В местах пересечения улиц, с ответвлениями от линий электропередачи к вводам в здания и сооружения, расстояние от проводов до тротуаров и пешеходных дорожек предполагается 3-5 м, что нормируется ПУЭ. Прохождение проводов воздушной линии электропередачи над крышами не допускается. Исключение составляют ответвления от линий электропередачи к вводам в здания и сооружения. Эти расстояния не проверялись, но при воплощении проекта их нужно учитывать.

13.1 Техника безопасности при реконструкции ВЛ

При производстве всего комплекса строительно-монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения строительно-монтажных работ должны соответствовать мерам, предусмотренным в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Реконструкция ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должна выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности.

При монтаже проводов под действующими ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению подхлестывания проводов. Когда расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

Работы вблизи действующих ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда – допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы. [22].

13.2 Техника безопасности при реконструкции ТП, КТП и РП

При работах на оборудовании мачтовых и столбовых ТП и КТП без отключения питающей линии 1000 В, разрешаются лишь те осмотры и ремонты, которые возможно выполнять, стоя на площадке и при условии соблюдения расстояний до токоведущих частей, находящихся под напряжением, указанных в [20]. Если эти расстояния меньше допустимых, то работа должна выполняться при отключении и заземлении токоведущих частей.

Допуск к таким работам, должен быть произведён только после отключе-

ния сначала коммутационных аппаратов, затем линейного разъединителя, и наложения заземления на токоведущие части подстанции или РП. Если возможна подача напряжения с низкой стороны, то линии этого напряжения должны быть отключены и заземлены с противоположной питающей стороны и приняты меры против их ошибочного или самопроизвольного включения.

На мачтовых трансформаторных подстанциях, переключательных пунктах и других устройствах, не имеющих ограждений, приводы разъединителей, выключателей нагрузки, шкафы напряжением 1000 В и выше должны быть закрыты на замок.

Фундаменты под маслонаполненные трансформаторы или аппараты должны выполняться из несгораемых материалов. Установка КРУН и КТП наружной установки должна осуществляться на спланированной площадке, на высоте не менее 0,2 м от уровня планировки с устройством около шкафов площадки для обслуживания.

13.3 Чрезвычайные ситуации

В процессе реконструкции сетей и электроэнергетического оборудования, могут возникать различные непредвиденные ситуации, которые могут привести к тяжелым последствиям, и даже к гибели людей.

Для того чтобы исключить эти ситуации, необходимо выполнять технические и организационные мероприятия при производстве работ в электроустановках, и работ на высоте. А также соблюдать правила пожарной безопасности, во избежание взрывов и пожаров.

Для предотвращения чрезвычайных ситуаций, а также уменьшения их последствий, персонал, проводимый реконструкцию, должен быть обучен и аттестован, иметь навыки оказания первой медицинской помощи.

Одной из многих, наиболее часто возникающих, опасных ситуаций может быть возникновение пожара на подстанции или КТП, на вводах электропроводки в здания и сооружения.

13.4 Противопожарные мероприятия

В данной работе необходимо обеспечить пожарную безопасность понижающих трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ.

Для этого необходимо регулярно (не реже 1 раза в месяц) [17] проверять, нет ли утечки или подтеков трансформаторного масла. На прилегающей к ТП территории, необходимо постоянно выкашивать траву.

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

Песок используют для тушения небольших очагов воспламенения кабелей, электропроводки и горючих жидкостей: мазута, масла, красок и т.п. Хранят его в ящиках вместе с лопатой. Ящики вместимостью 0,5 м³. Песок должен быть всегда сухим и рыхлым.

Для тушения пожаров используют огнегасительные вещества, которые могут подаваться в очаг горения стационарными и передвижными установками пожаротушения, а также с помощью различных огнегасительных веществ. В зависимости от огнегасительных веществ различают жидкостные, пенные, газовые и порошковые огнетушители.

Жидкостные и пенные огнетушители представляют собой металлический баллон, заполненный щелочной жидкостью, внутрь которой ведена стеклянная или полиэтиленовая трубка (стакан), заполненная серной кислотой. Струя пены длиной от 8 м до 12 м. Продолжительность действия огнетушителя примерно 60 сек. Преимущество пенных огнетушителей заключается в том, что пена гасит большинство горящих веществ, в том числе горящие жидкости (масла, керосин, бензин). В практике получили распространение ручные пенные химические огнетушители ОПХ-5.

На предприятиях, относящихся к АО «ДРСК», запрещено тушение электрооборудования, находящегося под напряжением, сначала оно должно быть

отключено. Для тушения электроустановок и приборов, находящихся под напряжением, а также многих твердых и жидких горючих веществ применяются углекислотные огнетушители типа ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8. Углекислотный ручной огнетушитель состоит из металлического баллона, в котором под давлением 170 кг/см² находится жидкая углекислота, вентиля с сифонной трубкой и раструба. Время действия углекислотных огнетушителей – (25-60) сек, поливная длина струи – от 1,5 м до 3,5 м.

Пожары на оборудовании, находящимся под напряжением до 0,4 кВ, допускается тушить распыленными струями воды, подаваемой из ручных пожарных стволов с расстояния не менее 5 метров. Тушение компактными струями воды не допускается.

При тушении пожара воздушно-механической пеной с объемным заполнением помещения (тоннеля) необходимо осуществить заземление пеногенераторов и насосов пожарных автомобилей. При тушении пожара огнетушителями, необходимо соблюдать безопасные расстояния, указанные в таблице 40.

Таблица 40- Виды огнетушителей, применяемые для тушения оборудования, находящегося под напряжением.

Напряжение, кВ	Безопасное расстояние до электроустановки	Вид огнетушителей
до 10 кВ	не менее 1 метра	углекислотные
до 1 кВ	не менее 1 метра	порошковые
до 0,4 кВ	не менее 1 метра	хладоновые

При тушении электроустановок распыленными струями воды личный состав подразделений Государственной противопожарной службы, ведомственной пожарной охраны и персонал энергопредприятий обязан выполнять следующие требования:

работать со средствами пожаротушения в диэлектрических перчатках и ботах, а при задымлении – в средствах индивидуальной защиты органов дыхания;

находиться на безопасном расстоянии до электроустановок;
заземлить пожарный ствол и насос пожарного автомобиля.

Личному составу подразделений Государственной противопожарной

службы, ведомственной пожарной охраны и персоналу запрещается:

самостоятельно производить какие-либо отключения и прочие операции с электрооборудованием;

осуществлять тушение пожара в сильно задымленных помещениях с видимостью менее 5 метров;

использовать в качестве огнетушащего вещества морскую воду, а также воду с добавлением пенообразователей, смачивателей и солей.

Личный состав подразделений Государственной противопожарной службы должен не реже одного раза в год проходить инструктаж и участвовать в противопожарных тренировках на специальных полигонах (тренажерах) для изучения и отработки действий по ликвидации пожаров на электроустановках, находящихся под напряжением.

К первичным средствам пожаротушения относятся:

Вода – противопожарные гидранты;

жидкие, порошковые и пенные огнетушители;

Инертные газы;

Твердые (порошковые) огнегасительные вещества;

Ящики с песком.

Одним из перспективных направлений, обеспечивающих пожарную безопасность объектов, является установка противопожарной автоматики, а также установка стационарных огнегасительных установок, порошкового типа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной бакалаврской работе была проведена реконструкция системы электроснабжения села Красное Тамбовского района Амурской области, реализация которой позволит повысить уровень надежности и безопасности электроснабжения потребителей с одновременным снижением относительных потерь электроэнергии. В схеме развития электрических сетей приняты технические решения, позволяющие решить поставленную задачу с минимально возможными затратами.

Реконструкция системы внутреннего электроснабжения, выполнена в соответствии с требованиями всех действующих нормативных документов. В работе учтены все потребители электроэнергии расположенные в пределах условных границ поселка.

В бакалаврской работе были рассчитаны электрические нагрузки жилого сектора, общественных учреждений, детского сада, школы и других потребителей электрической энергии с учетом электропищеприготовления по удельным нагрузкам согласно РД 34.20.185-94, а также РД по проектированию электроснабжения сельского хозяйства.

По полученным нагрузкам произведен выбор сечений воздушных и кабельных линий электропередачи.

Был произведен расчет токов короткого замыкания всех видов в максимальном и минимальном режиме работы системы электроснабжения. В соответствии с полученными значениями токов КЗ было выбрано основное электрооборудование с учетом климатического исполнения.

Для выбранных трансформаторов КТП 10/0,4 кВ, воздушных линий электропередачи 10 кВ и 0,4 кВ был произведен расчет и выбор элементов защиты.

Произведен анализ безопасности системы электроснабжения, из результатов которого следует, что при соблюдении правил технической эксплуатации, а также требований техники безопасности и пожарной безопасности, рекон-

струкция и эксплуатация системы электроснабжения по данному проекту безопасна.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. URL:

http://www.amurobl.ru/wps/portal/!ut/p/c5/rc1LDoIwEADQE8nMINK6BCmKsRgQsLlhQAzhJy4MCKfXC7gz7wAPUvh65GNd5a96eOQdKEjNzEA8WzZZiBYjtLZH57CngDxpwBUUGtmlmZ_e0i5hw0IvagRJfk_SEegLQ38ttu87rheJmaJTImXMd2W1UPnGxA1EPd-VhCOkVTcU3_EGKfs9Moj-N9ZFr01lr6Gm4xpN4mvON4xzk0DZ4B-G_g7PfmzzVTF9AONvJz4!/dl3/d3/L2dBISEvZ0FBIS9nQSEh/(доступ от 25.01.2016).

2. URL:

[https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A2%D0%B0%D0%BC%D0%B1%D0%BE%D0%B2%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B9_%D1%80%D0%B0%D0%B9%D0%BE%D0%BD_\(%D0%90%D0%BC%D1%83%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F_%D0%BE%D0%B1%D0%BB%D0%B0%D1%81%D1%82%D1%8C\)](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A2%D0%B0%D0%BC%D0%B1%D0%BE%D0%B2%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B9_%D1%80%D0%B0%D0%B9%D0%BE%D0%BD_(%D0%90%D0%BC%D1%83%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F_%D0%BE%D0%B1%D0%BB%D0%B0%D1%81%D1%82%D1%8C))
(доступ от 25.01.2016).

3. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства. Москва 2007г.

4. Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии/Под общей ред. профессоров МЭИ И.Н. Орлова и др. М.: Энергоатомиздат, 2008.

5. ПУЭ– Все действующие разделы 6 и 7–го изд., с измен., и дополн.– Сибирское университетское издательство 2015г.

6. Инструкция по проектированию наружного освещения городов, посёлков и сельскохозяйственных населённых пунктов. СН 541-82

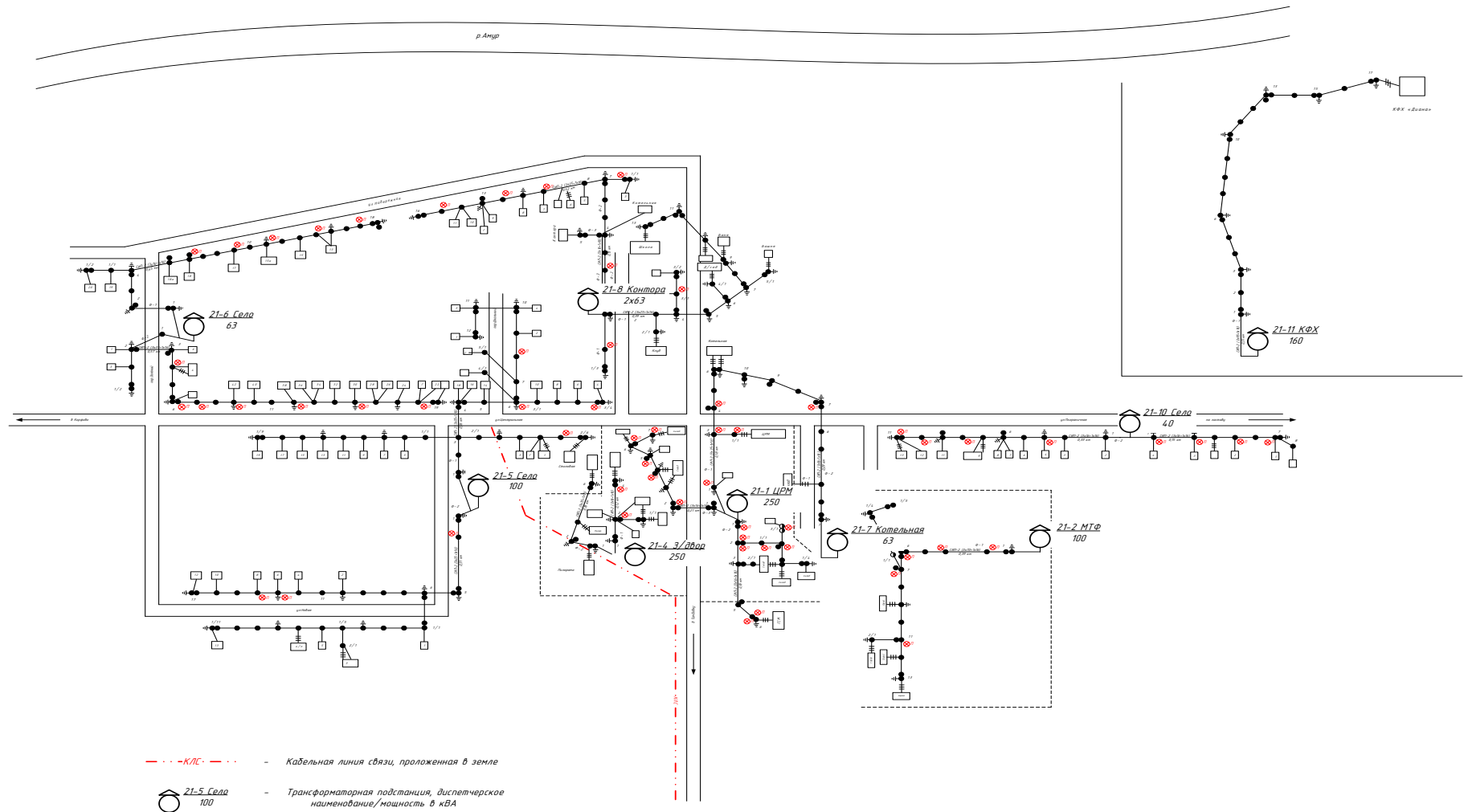
7. РД.153-34.0-20.527-98 – Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору оборудования. – М.: НЦ ЭНАС, 2011.

8. Справочник по проектированию электроснабжения. Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2005.

9. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 2006.
10. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Москва НЦ ЭНАС-2007г.
11. Козулин В.С., Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 2007.
12. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2009.
13. Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем. Учебник для вузов. М., "Энергия", 2006 г.
14. Гук Ю. Б., Кантан В. В., Петрова С. С. Проектирование электрической части станций и подстанций. Л.: Энергоатомиздат, 2005.
15. Долин П. А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учеб. пособие для вузов. М.: Энергоатомиздат, 2004.
16. Фетисов А.П. и др. Справочник по пожарной безопасности в электроустановках. – М.: Стройиздат, 2008.
17. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок Изд – во НЦ ЭНАС., 2013 г., 179 с.
18. Экономика промышленности: Учеб. пособие для вузов. Кн. 1,2, 3. РАО "ЕЭС России". Кожевников Н.Н., Басова Т.Ф., Чинакаева Н.С. и др. / Под ред. Барановского А.И., Кожевникова Н.Н., Пирадовой Н.В.. - М.: Издательство МЭИ, 2008.
19. Справочная книга по светотехнике: под редакцией Ю.Б. Айзенберга, М; Энергоатомиздат, 2005г-528 стр.
20. И.И. Алиев Справочник по электротехнике и электрооборудованию. . – М., "Энергия", 2008 г

Приложение А

ВКР 124.179.13.03.02. ПЛ

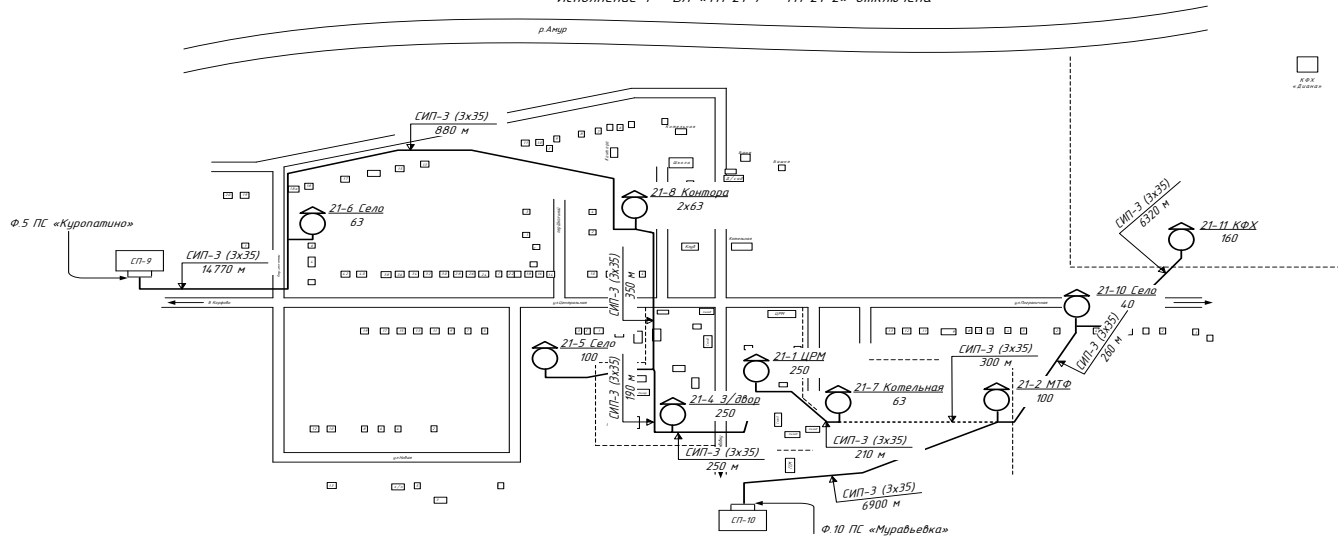


				ВКР 124.179.13.03.02. ПЛ		
Исполн	Исполн	Исполн	Исполн	ПЛАН СЕЛА С ЛИНИИ 0,4 кВ	Лист	Максимум
Рисовал	Проверил	Исполн	Исполн		Лист	Листов в
И. Котлар	Козлов А.И.	Савельев И.В.		РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛА КРАЙНЕ ТАПОЖЕВКОГО РАЙОНА АНЧОМОН ОБЛАСТИ	АнЧУ Кафедра Энергетики	

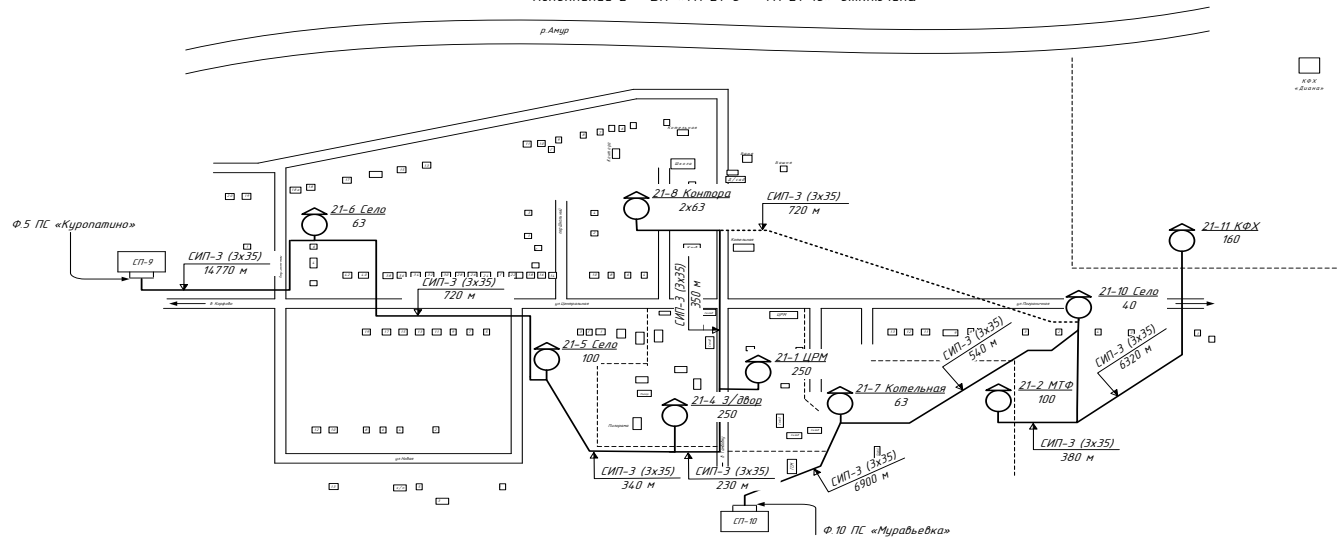
Приложение Б

ВКР 124.179.13.03.02. ПЛ

Исполнение 1 – ВЛ «ТП 21-7 – ТП 21-2» отключена



Исполнение 2 – ВЛ «ТП 21-8 – ТП 21-10» отключена



Сравнение возможных исполнений сети 10 кВ

исполнение	1	2
$N_{\text{выкл}}$, шт	2	2
$L_{\text{проб35}}$, км	30,4	31,3
$C_{\text{выкл}}$, тыс. руб	260	260
$C_{\text{проб35}}$, тыс. руб	55,2	55,2
$I_{\text{проб экпл}}$, тыс. руб	8,4	8,6
$I_{\text{выкл экпл}}$, тыс. руб	30,7	30,7
$I_{\text{анорт}}$, тыс. руб	109,9	112,3
$I_{\text{потерь ээ}}$, тыс. руб	434,0	398,3
Z , тыс. руб	802,9	774,4

По минимуму потерь ЭЭ выбрано исполнение 2 сети 10 кВ

Имя	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист	Масштаб	Масштаб
Г. Кошар	Масштаб 1:1				1		
Т. Кошар	Масштаб 1:1				Лист 2		Листов 6
И. Кошар	Масштаб 1:1						
И. Кошар	Масштаб 1:1						
И. Кошар	Масштаб 1:1						

ВКР 124.179.13.03.02. ПЛ

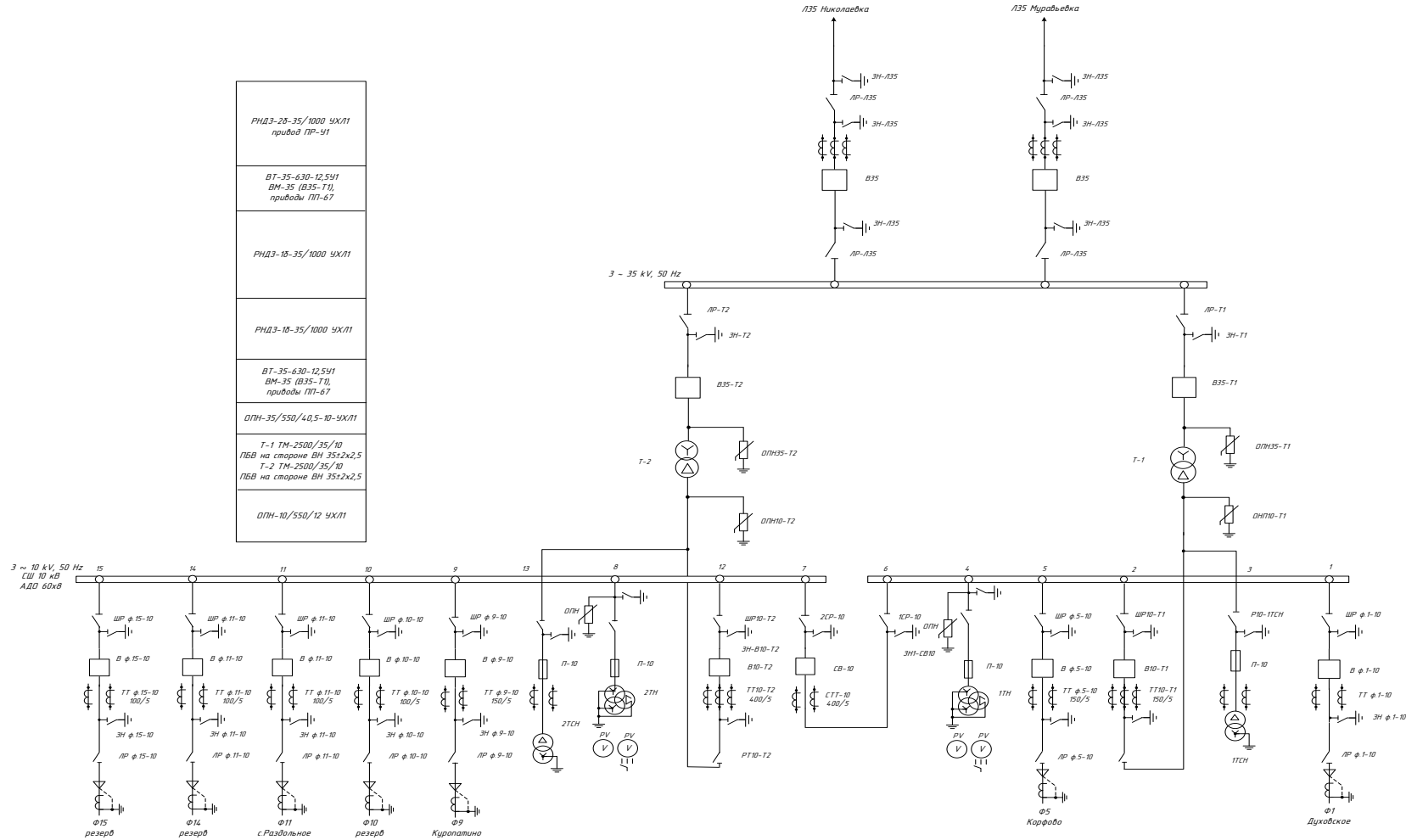
РАССМАТРИВАЕМЫЕ ВАРИАНТЫ РЕКОНСТРУКЦИИ СЕТИ 10 КВ

РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛ КРАСНОГО ТАНБОВСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

АмурЭн
Кабинет Энергетики

Приложение В

ВКР 124.179.13.03.02. СХ



РНДЗ-26-35/1000 УХЛ1 привод ПР-У1
ВТ-35-630-12,5У1 ВМ-35 (В35-Т1), приводы ПП-67
РНДЗ-18-35/1000 УХЛ1
РНДЗ-18-35/1000 УХЛ1
ВТ-35-630-12,5У1 ВМ-35 (В35-Т1), приводы ПП-67
ОПН-35/550/40,5-10-УХЛ1
Т-1 ТМ-2500/35/10 ПБВ на стороне ВН 35х2х2,5 Т-2 ТМ-2500/35/10 ПБВ на стороне ВН 35х2х2,5
ОПН-10/550/12 УХЛ1

ВКР 124.179.13.03.02. СХ				
Лист	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разработчик	Михаилов В.В.			
Проверен	Михаилов В.В.			
Т.К.И.	Михаилов В.В.			
К.И.				
М.И.	Козлов А.И.			
С.И.	Соболев И.В.			

ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА ПС
«КУРОПАТИНО»

РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
БЛАНК РАЙОНА ПАМЯТИ ПОЛКОВНИКА
ИВАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Лист 4 Листов 6
Лист 5 Листов 6
Лист 6 Листов 6

Лист 5
Лист 6
Лист 6

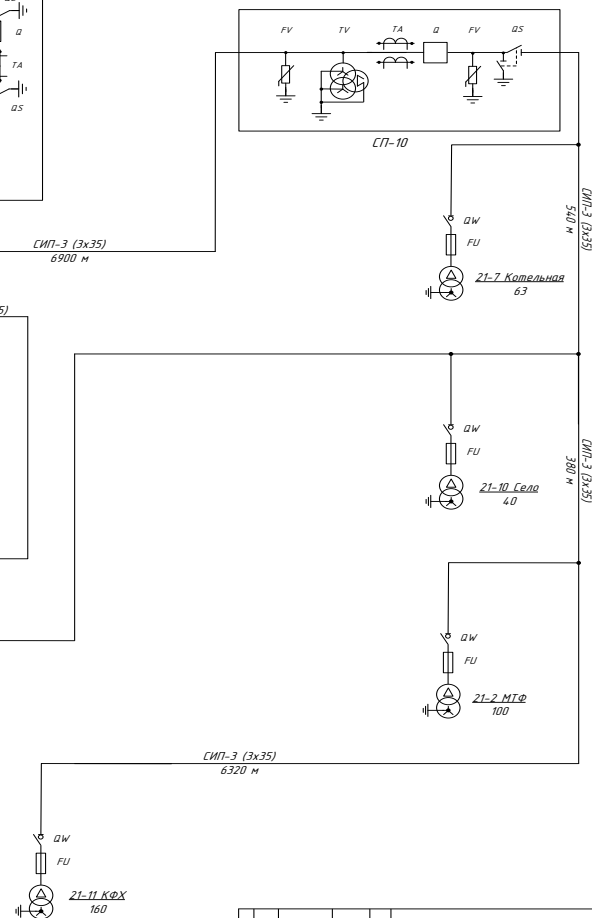
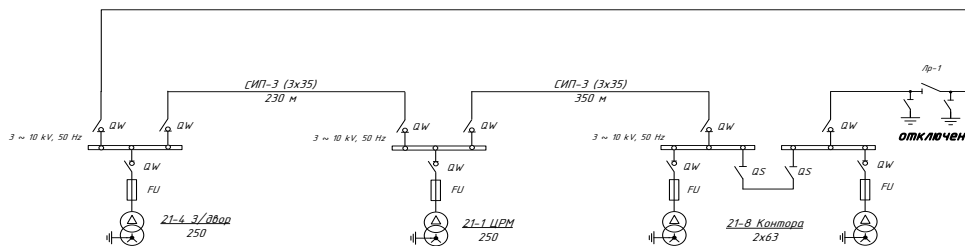
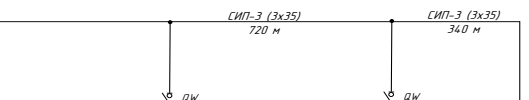
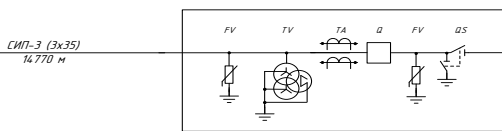
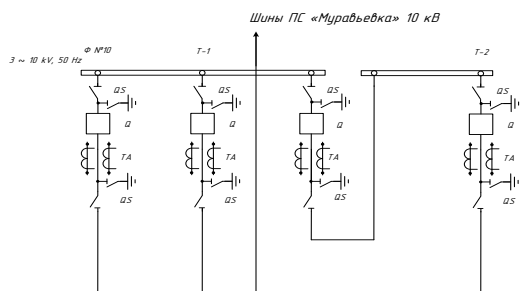
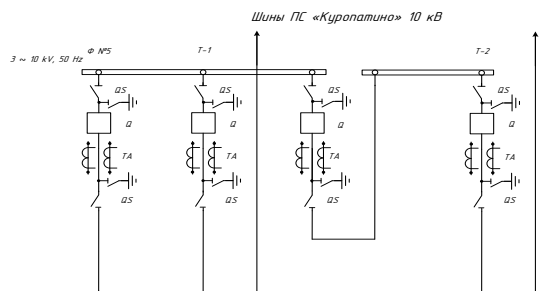
Лист 5
Лист 6
Лист 6

Приложение Г

ВКР 124.179.13.03.02.СХ

Установленное оборудование

Оборудование	«Куропатина» 10 кВ	Секционированная система шин
Система шин	ВВ/ТЭЛ-10-20/630 43	ВВ/ТЭЛ-10-20/630 43
Выключатели	ТП1-10	ТП1-10
Трансформаторы тока	НАМИ-10-95ХК/2	НАМИ-10-95ХК/2
Трансформаторы напряжения	ОПН-10/550/12 4ХЛ1	ОПН-10/550/12 4ХЛ1
Разъединители	РВ3-10/400	РВ3-10/630



Показатели нагрузки фидеров 10 кВ

участок	$P_{сум}$, кВт	$Q_{сум}$, кВАр	$S_{сум}$, кВА	K_0	$P_{р.}$, кВт	$Q_{р.}$, кВАр	$S_{р.}$, кВА	$I_{р.}$, А
СП-9 - ТП21-6 - ТП21-5 - ТП21-4 - ТП21-1 - ТП21-8	504	304	589	0,8	403	243	471	27
СП-10 - ТП21-7 - ТП21-10 - ТП21-2 - ТП21-11	280	167	326	0,85	238	142	277	16
обрыв головного участка	784	471	915	0,75	588	353	686	40

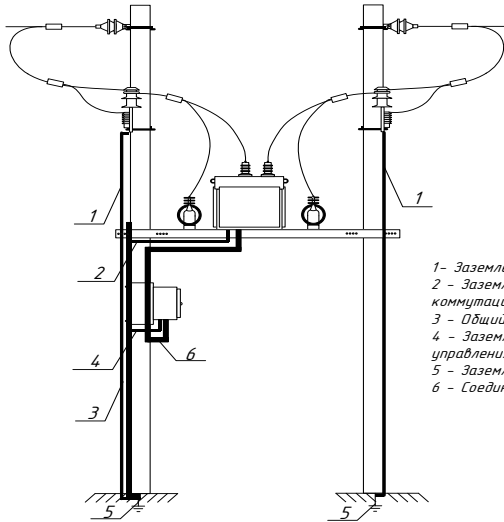
ВКР 124.179.13.03.02.СХ				
Лист	№	Листов	Дата	Масштаб
1	1	1		
2	2	2		
3	3	3		
4	4	4		
5	5	5		
6	6	6		
7	7	7		
8	8	8		
9	9	9		
10	10	10		
11	11	11		
12	12	12		
13	13	13		
14	14	14		
15	15	15		
16	16	16		
17	17	17		
18	18	18		
19	19	19		
20	20	20		
21	21	21		
22	22	22		
23	23	23		
24	24	24		
25	25	25		
26	26	26		
27	27	27		
28	28	28		
29	29	29		
30	30	30		
31	31	31		
32	32	32		
33	33	33		
34	34	34		
35	35	35		
36	36	36		
37	37	37		
38	38	38		
39	39	39		
40	40	40		
41	41	41		
42	42	42		
43	43	43		
44	44	44		
45	45	45		
46	46	46		
47	47	47		
48	48	48		
49	49	49		
50	50	50		
51	51	51		
52	52	52		
53	53	53		
54	54	54		
55	55	55		
56	56	56		
57	57	57		
58	58	58		
59	59	59		
60	60	60		
61	61	61		
62	62	62		
63	63	63		
64	64	64		
65	65	65		
66	66	66		
67	67	67		
68	68	68		
69	69	69		
70	70	70		
71	71	71		
72	72	72		
73	73	73		
74	74	74		
75	75	75		
76	76	76		
77	77	77		
78	78	78		
79	79	79		
80	80	80		
81	81	81		
82	82	82		
83	83	83		
84	84	84		
85	85	85		
86	86	86		
87	87	87		
88	88	88		
89	89	89		
90	90	90		
91	91	91		
92	92	92		
93	93	93		
94	94	94		
95	95	95		
96	96	96		
97	97	97		
98	98	98		
99	99	99		
100	100	100		

ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА СЕТИ 10 кВ
 РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
 СЕЛА КРАСНОЕ ТАМБОВСКОГО РАЙОНА
 АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ
 Конф. Электротехники

Приложение Д

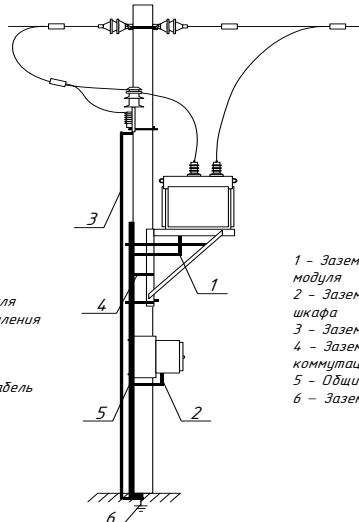
ВКР 124.179.13.03.02. СХ

Схема расположения рекулозера на 2-х опорах



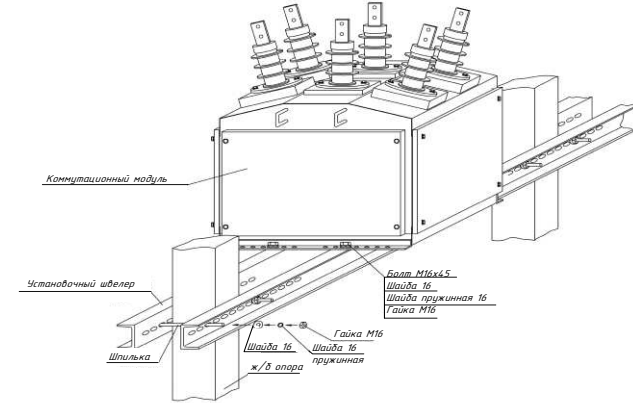
- 1 - Земление ОПН
- 2 - Земление коммутационного модуля
- 3 - Общий спуск заземления
- 4 - Земление шкафа управления
- 5 - Земление опоры
- 6 - Соединительный кабель

Схема расположения рекулозера на 1-й опоре

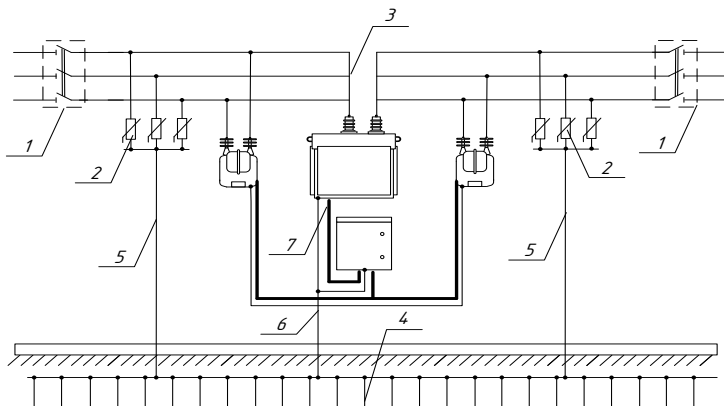


- 1 - Земление коммутационного модуля
- 2 - Земление низковольтного шкафа
- 3 - Земление ОПН
- 4 - Земление рамы коммутационного модуля
- 5 - Общий спуск заземления
- 6 - Земление опоры

Установка рекулозера на 2-х опорах

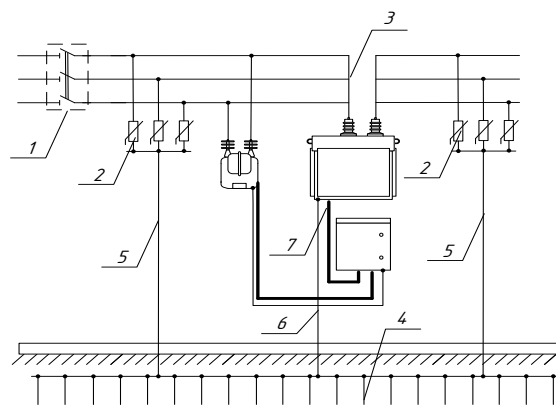


Принципиальная схема включения рекулозера в линию при двустороннем питании



- 1 - линейный разъединитель
- 2 - ограничитель перенапряжений (ОПН)
- 3 - подключение коммутационного модуля
- 4 - контур заземления опоры
- 5 - спуск заземления ОПН
- 6 - спуск заземления коммутационного модуля и шкафа управления
- 7 - соединительный кабель

Принципиальная схема включения рекулозера в линию при одностороннем питании



№ п/п	Наименование параметра	Значение параметра
1	Номинальное напряжение, кВ	6, 10
2	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	6,9, 12
3	Номинальный ток, А	630, 1000
	Номинальный ток отключения, кА	20
	Номинальный ток термической стойкости (3 с), кА	20
4	Ресурс по коммутационной стойкости, не менее	
5	- при номинальном токе В-О	30000
6	- при номинальном токе отключения В-О	100
7	Напряжение оперативного питания	12В
8	Степень защиты оболочки корпуса	IP65
9	Вес коммутационного модуля, кг	110
10	Вес низковольтного модуля, кг	20
11	Диапазон предельных температур	-60С...+40С
12	Срок службы, лет	25

ВКР 124.179.13.03.02. СХ				
Масштаб	М. допуск	Листов	Датум	Масштаб
РЕКУЛОЗЕРЫ В СЕТИ 10 кВ				
Лист 6				
Листов 6				

Приложение Е

ВКР 124.179.13.03.02.СХ

Поясняющая схема для защиты линии и АВР

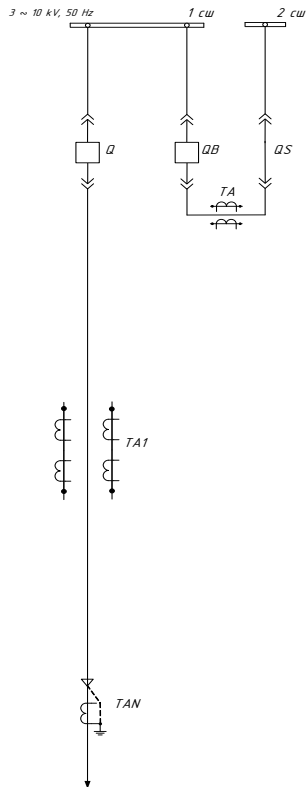
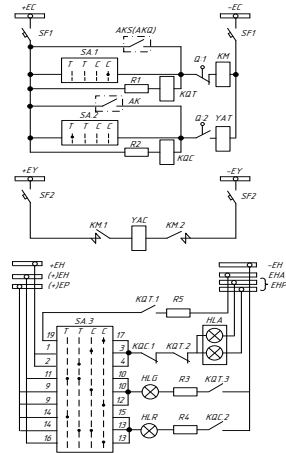
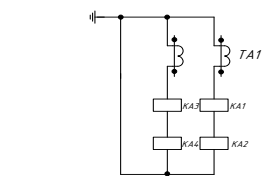


Схема дистанционного управления выключателями



Шинки управления
Автоматы
От автоматки
Цели
От ключа
Цели
Включения
Реле контроля цели
Включения
От защиты
Цели
Отключения
Шинки включения
Автоматы
Цель
электромагнитная
включения
Шинки
сигнализации
Цель
звучающего сигнала
аварийного отключения
Цель
звучающего и
светового сигнала
обрыва цепи управления
Цель
сигнализации
положения
«отключено»
Цель
сигнализации
положения
«включено»

Токовая защита
Трансформатор
тока
Токовая отсечка
Максимальная
токовая
защита



Токовая отсечка
Максимальная
токовая
защита
Оперативные цели

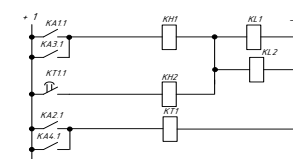
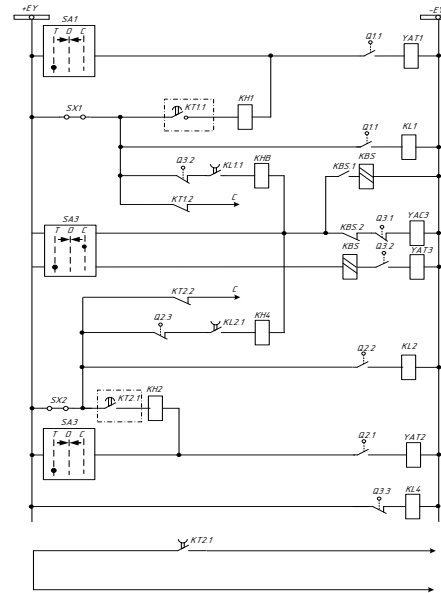
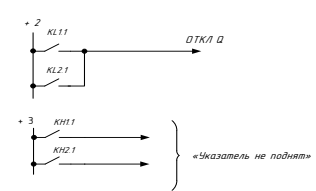


Схема оперативных цепей АВР



Шинки управления
От ключа управления
Цели
отключения
выключателя
рабочего ввода
секции 1
Включение резерва от секции 2 на секции 1
Блокировка от многократных введений
Включение
Отключения
Цели
управления
выключателя
рабочего ввода
секции 2
Включение резерва от первой
секции на вторую
От релейной защиты рабочего
ввода
От ключа управления
Цели
отключения
выключателя
рабочего ввода
секции 2
Реле подпитатель
ускоренной защиты Q3



Цели отключения
Цели сигнализации

ВКР 124.179.13.03.02.СХ				
Мин	Лит	№ докум	Листов	Всего
Продум	2	1	1	1
Продум	2	1	1	1
Т. Контр	2	1	1	1
Рисов	2	1	1	1
И. Контр	2	1	1	1
Изд	2	1	1	1
РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА В СЕТИ 10 кВ				
Лист 5 из 6				
РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМ ЗАПОЛНЕНИЯ СЕТА КРАСНОЕ ТАМБОВСКОГО РАЙОНА АТФКОВСКОЙ ОБЛАСТИ				
Кафедра Энергетики				