

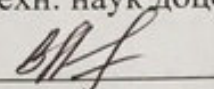
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
МОРДОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМ. Н. П. ОГАРЁВА»

Институт механики и энергетики
Кафедра электрификации и автоматизации производства

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

канд. техн. наук доцент

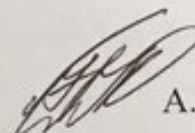
 В. А. Агеев

«21» 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

**РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ РАЙОНА
ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ЖИЛОЙ ЗАСТРОЙКИ ПО УЛ. 1-Я НАБЕРЕЖНАЯ
Г. САРАНСК**

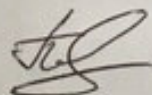
Автор бакалаврской работы

 А. В. Кезин

Обозначение бакалаврской работы БР-02069964-13.03.02-06-19


Направление 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Руководители работы

 Д. В. Пяткин

канд. техн. наук доцент

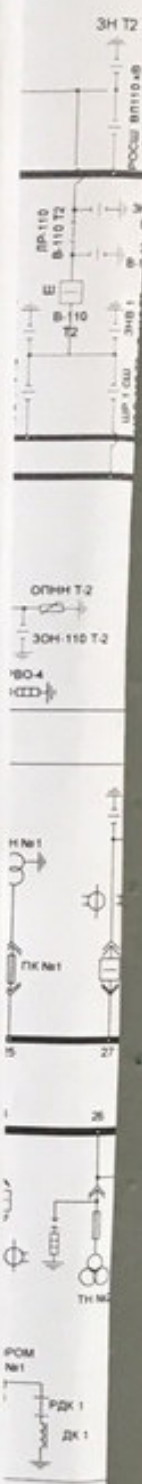
Нормоконтролер

 К. А. Душутин

канд. техн. наук доцент

Саранск

2019



ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
МОРДОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМ. Н. П. ОГАРЁВА»

Институт механики и энергетики
Кафедра электрификации и автоматизации производства

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

канд. техн. наук доцент

 В. А. Агеев

« 12 » 12 2018 г.

ЗАДАНИЕ НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
(в форме бакалаврской работы)

студент Кезин Александр Васильевич

Тема Разработка системы электроснабжения района индивидуальной жилой застройки по ул. 1-я Набережная г. Саранск

тверждена приказом № 10303-с от 12.12.2018 г.

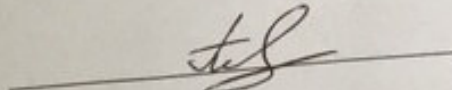
Срок представления работы к защите 21.06.2019 г.

Исходные данные для выпускной квалификационной работы: типовые проекты, ОСТы, данные ПТО, ОГЭ.

Содержание выпускной квалификационной работы.

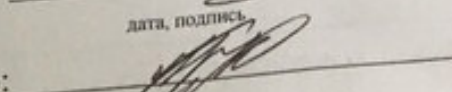
1. Характеристика объекта и задачи работы.
2. Расчет системы электроснабжения района индивидуальной жилой застройки.
3. Расчет и проверка оборудования подстанции ПС 110/6 Юго-Западная.
4. Техничко-экономические показатели.

Руководитель работы:


дата, подпись

Д. В. Пяткин

Задание принял к исполнению:


дата, подпись

А. В. Кезин



РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 78 листов, 20 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ТРАНСФОРМАТОР, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, МОЩНОСТЬ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, КОММУТАЦИОННАЯ АППАРАТУРА.

Объектом разработки является система электроснабжения района индивидуальной жилой застройки по ул. 1-я Набережная г. Саранск.

Цель работы – разработка системы электроснабжения района индивидуальной жилой застройки по ул. 1-я Набережная г. Саранск.

В процессе работы проводились теоретические исследования и конструктивный расчет элементов системы электроснабжения района индивидуальной жилой застройки по ул. 1-я Набережная г. Саранск.

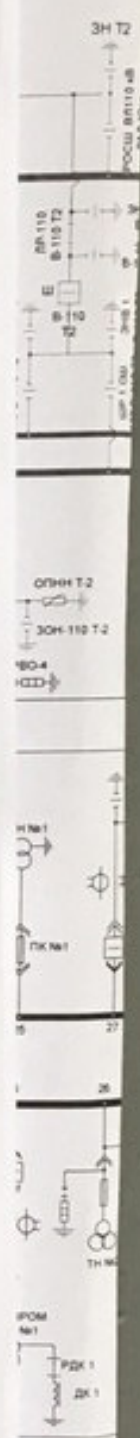
В результате проведенной работы был произведен расчет электрических нагрузок объекта, рассчитано и проверено оборудование трансформаторных подстанций и кабельных линий.

Основные конструктивные и технико-эксплуатационные характеристики: снижение расходов на электрическую энергию.

Степень внедрения – не внедрялась.

Конструктивные элементы разработанной системы электроснабжения могут быть применены при разработке систем электроснабжения других подобных объектов.

Эффективность разработок определяется применением современного оборудования.



БР-02069964-13.03.02-06-19

Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата
Разраб.		Кезин	<i>[Signature]</i>	05.06.19
Пров.		Пяткин	<i>[Signature]</i>	05.06.19
Н-контр.		Душутин	<i>[Signature]</i>	06.06.19
Уте.		Агеев	<i>[Signature]</i>	24.06.19

Разработка системы электроснабжения района индивидуальной жилой застройки по ул. 1-я Набережная г. Саранск

Лит.	Лист	Листов
Д	3	78

ИМЭ, каф. ЭАП, д/о. 407 гр.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 Характеристика объекта и задачи работы	7
1.1 Общая характеристика района индивидуальной жилой застройки	7
1.2 Краткая характеристика сооружений района индивидуальной жилой застройки	8
1.3 Задачи работы	9
2 Расчет системы электроснабжения района индивидуальной жилой застройки	10
2.1 Расчет электрических нагрузок жилых домов	10
2.2 Расчет электрических нагрузок распределительных линий до 1 кВ	11
2.3 Выбор напряжения сетей и режима нейтрали	13
2.4 Расчет количества и мощности трансформаторных подстанций	14
2.4.1 Расчет количества трансформаторных подстанций	14
2.4.2 Расчет мощности трансформаторных подстанций	15
2.5 Расчет месторасположения трансформаторных подстанций	18
2.6 Выбор схемы распределительных сетей 0,38-6 кВ	20
2.7 Расчет электрических нагрузок сети 6 кВ и центров питания	21
2.8 Электрический расчет распределительных сетей	23
2.8.1 Электрический расчет распределительных сетей	23
2.8.2 Проверка сечений жил кабелей распределительных сетей 6 кВ по допустимому длительному току	25
2.8.3 Проверка сечений жил кабелей распределительных сетей 6 кВ по допустимому отклонению напряжения	26
2.8.4 Расчет токов короткого замыкания в распределительных сетях 6 кВ	27
2.8.5 Расчет сечения жил кабелей распределительных сетей до 1 кВ	33
2.8.6 Проверка сечений жил кабелей распределительных сетей до 1 кВ по допустимому длительному току	34
2.8.7 Проверка сечений жил кабелей распределительных сетей до 1 кВ по допустимому отклонению напряжения	34
2.8.8 Расчет токов короткого замыкания в распределительных сетях до 1 кВ	35

Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата

БР-02069964-13.03.02-06-19

Лист

4

2.9. Выбор и проверка электрооборудования	42
2.9.1 Выбор и проверка автоматических выключателей 6 кВ	42
2.9.2 Выбор и проверка автоматических выключателей 0,4 кВ	44
2.10 Механический расчет воздушной линии 0.4 кВ	45
2.10.1 Расчет нагрузок на провода от ветра и гололеда	45
2.10.2 Расчет уравнения состояния провода	51
2.10.3 Определение стрелы провеса провода.	54
2.10.4 Расчет шаблона для расстановки опор на местности	55
3 Расчет и проверка оборудования подстанции ПС 110/6 кВ «Юго-Западная»	59
3.1 Краткая характеристика подстанции	59
3.2 Определение загрузки силовых трансформаторов подстанции	61
3.3 Проверка электрооборудования ЗРУ 6 кВ	62
3.4 Расчет измерительных трансформаторов тока для ячеек отходящих линий	65
3.5 Проверочный расчет токов срабатывания релейной защиты	68
4 Техничко-экономические показатели	73
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	76
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	77

					БР-02069964-13.03.02-06-19	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		5

ВВЕДЕНИЕ

В Ленинском районе города Саранска ведутся строительные работы по застройке района индивидуальной жилой застройки по ул. 1-я Набережная г. Саранск (коттеджного посёлка «Чистые пруды»), которые влекут за собой изменение и перераспределение нагрузок.

Электроснабжение коттеджного посёлка «Чистые пруды» будет осуществляться от КТП, построенной на территории самого посёлка. В свою очередь, вновь проектируемая КТП будет получать электроэнергию по ответвлению от воздушной линии, соединяющей подстанции ТП-748 и ТП-582 АО ТФ «Ватт», выполненному в виде кабельной линии. Центром питания является подстанция 110/6 кВ «Юго-Западная» филиала ПАО «МРСК-Волги» – «Мордовэнерго». Особое внимание при разработке системы электроснабжения уделяется её надёжности, поскольку от степени надёжности системы электроснабжения будет зависеть комфортное пребывание в жилых застройках и полноценное удовлетворение потребностей потребителей в электроэнергии.

Таким образом, целью бакалаврской работы является разработка системы электроснабжения района индивидуальной жилой застройки, коттеджного посёлка «Чистые пруды» г. Саранск, расчет линии электропередачи от подстанции ПС 110/6 Юго-Западная до КТП, от КТП до конечных потребителей, расчет и проверка электротехнического оборудования указанных подстанций.

					БР-02069964-13.03.02-06-19	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		6

1 Характеристика объекта и задачи работы

1.1 Общая характеристика района индивидуальной жилой застройки

В Ленинском районе города Саранска ведутся работы по застройке коттеджного посёлка «Чистые пруды», расположенного по ул. 1-я Набережная. Возведение новых жилых застроек позволит значительно развить инфраструктуру района, близ жилых построек располагается водоём с организованной для отдыхающих береговой линией. Схема расположения, коттеджного посёлка «Чистые пруды» г. Саранск представлена на рисунке 1.1.

Строительство коттеджного посёлка влечёт за собой необходимость разработки системы электроснабжения отвечающей всем необходимым требованиям потребителей посёлка «Чистые пруды»



Рисунок 1.1 – Схема расположения коттеджного посёлка «Чистые пруды» г. Саранск.

Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата

БР-02069964-13.03.02-06-19

Лист

7

1.2 Краткая характеристика сооружений района индивидуальной жилой застройки

В районе индивидуальной жилой застройки располагаются жилые здания. Характеристика жилых зданий приведена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Характеристика жилых зданий района индивидуальной жилой застройки.

Количество участков	Общая площадь коттеджного посёлка км ²	Тип плит	Категория надёжности потребителей
17	0,035	Газовые	III

Объекты электроснабжения коттеджного посёлка «Чистые пруды» г. Саранск относятся к III категориям по надёжности электроснабжения (приложение 2 [14]).

Электроснабжение потребителей строящегося коттеджного посёлка «Чистые пруды» г. Саранск планируется от комплектной трансформаторной подстанции наружного типа 2КТПН.

В качестве источника электроснабжения принимается подстанция ПС 110/6 кВ «Юго-Западная».

Электроснабжение комплектной трансформаторной подстанции для подключения к электросети потребителей коттеджного посёлка «Чистые пруды» г. Саранск предполагается выполнить от опоры № 1 ВЛ 6 кВ ТП-748 .

Климатическая зона умеренно-континентальная. Зона по ветру и гололеду умеренная. Температурный максимум: $T_{\max} = +33^{\circ}\text{C}$, $T_{\min} = -31^{\circ}\text{C}$. Толщина снежного покрова: 35-70 см. Глубина промерзания грунта: 1,5 м. Занимаемая площадь микрорайона: 0,035 км².

					БР-02069964-13.03.02-06-19	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		8

1.3 Задачи работы

На основании характеристики и анализа объекта были поставлены следующие задачи:

- а) рассчитать электрические нагрузки жилых и общественных зданий района индивидуальной жилой застройки;
- б) выбрать напряжения сетей и режим нейтрали;
- в) рассчитать количество и мощность трансформаторных подстанций;
- г) рассчитать месторасположение трансформаторных подстанций;
- д) выбрать схемы распределительных сетей 0,38-6 кВ;
- е) рассчитать электрические нагрузки сети 6 кВ и центра питания;
- ж) выбрать и проверить электрооборудование;
- з) выполнить электрический расчет распределительных сетей;
- и) рассчитать, выбрать и проверить электротехническое оборудование подстанции ПС 110/6 кВ «Юго-Западная»;
- к) рассчитать технико-экономические показатели.

					БР-02069964-13.03.02-06-19	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		9

2 Расчет системы электроснабжения района индивидуальной жилой застройки

2.1 Расчет электрических нагрузок жилых домов

Расчет электрических нагрузок жилых домов приводится для домов с одинаковыми характеристиками. Результаты расчетов всех жилых зданий приведены в таблице 2.1.

Электрическая нагрузка домов, кВт определяется по формуле:

Расчетная активная нагрузка:

$$P_p = P_{уст}n, \quad (2.1)$$

где $P_{уст}$ – мощность, выделяемая на коттедж, кВт/коттедж;

n – количество коттеджей.

Определим расчетную активную нагрузку:

$$P_p = 17 \cdot 15 = 255 \text{ кВт.}$$

Расчетная реактивная нагрузка:

$$Q_p = P_p \operatorname{tg} \varphi \quad (2.2)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности.

Определим расчетную реактивную нагрузку:

$$Q_p = 255 \cdot 0,36 = 91,8 \text{ квар.}$$

					БР-02069964-13.03.02-06-19	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		10

Полная расчетная нагрузка:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (2.3)$$

Определим полную расчетную нагрузку:

$$S_p = \sqrt{255^2 + 91,8^2} = 271 \text{ кВА.}$$

Для остальных жилых зданий расчет производится аналогично и сводится в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Электрическая нагрузка жилых домов

Позиция по плану	Кол-во домов	$P_{кв}$, кВт/к от-тедж	P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА
1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17.	17	15	255	91,8	271

2.2 Расчет электрических нагрузок распределительных линий до 1 кВ

Параметры проектируемой распределительной сети обуславливаются расчетными электрическими нагрузками. От точности их определения зависят номинальные мощности трансформаторов, площади сечений проводов и кабелей, правильность выбора устройств защиты сети от перегрузок и коротких замыканий, регулирующих и компенсирующих устройств. Завышение расчетных нагрузок приводит к тому, что в действительности сеть будет работать с недогрузкой, следовательно, средства на ее сооружение будут использоваться неэффективно. Занижение расчетных нагрузок может привести к тому, что через некоторое время после начала эксплуатации потребуется реконструкция сети, вызванная ростом

нагрузок или необходимостью подключения новых потребителей, что неизбежно приведет к дополнительным затратам.

Расчет нагрузок распределительных сетей начинают с нагрузок конкретных потребителей, т.е. от низших ступеней системы электроснабжения, поочередно рассматривая отдельные вышестоящие узлы электрической сети: нагрузки вводов и линий напряжением 0,4 кВ распределительных устройств жилых домов, нагрузки вводов 0,4 кВ трансформаторных подстанций; нагрузки линий и трансформаторов напряжением 10 кВ и выше.

В расчетах опираются на нагрузки зимнего вечернего максимума и учитывают ряд расчетных коэффициентов.

Расчетная электрическая нагрузка линии до 1 кВ при смешанном питании потребителей жилых домов, кВт, определяется по формуле:

$$P_{p.l0,4} = P_{зд.max} + \sum_1^n k_{yi} , \quad (2.4)$$

где $P_{зд.max}$ – нагрузка зданий, питаемых по линии, кВт;

k_{yi} – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок жилых домов [3].

Определим расчетную электрическую нагрузку линии до 1 кВ:

$$P_{p.l0,4} = 15 \cdot 17 \cdot 0,9 = 229,5 \text{ кВт.}$$

Расчетная реактивная электрическая нагрузка линии до 1 кВ, квар, определяется по формуле:

$$Q_{p.l0,4} = Q_{зд.max} + \sum_1^n k_{yi} . \quad (2.5)$$

Определим расчетную реактивную электрическую нагрузку линии до 1 кВ:

$$Q_{p.l0,4} = 91,8 + 17 \cdot 0,9 = 82,62 \text{ кВар.}$$

Полная расчетная нагрузка линии до 1 кВ, определяется по формуле:

$$S_{p.l0,4} = \sqrt{P_{p.l0,4}^2 + Q_{p.l0,4}^2} \quad (2.6)$$

Определим полную расчетную электрическую нагрузку линии до 1 кВ:

$$S_{p.l0,4} = \sqrt{229,5^2 + 82,62^2} = 243,92 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

2.3 Выбор напряжения сетей и режима нейтрали

Напряжение системы электроснабжения села должно выбирается с учетом наименьшего количества ступеней трансформации энергии.

В новых районах застройки напряжение распределительных сетей выше 1 кВ принимаем 10 кВ.

Сельские электрические сети выше 1 кВ до 35 кВ должны выполняться трехфазными. Режим работы нейтрали и компенсация емкостного тока в этих сетях должны приниматься согласно требованиям ПУЭ.

Согласно пункту 1.2.16 [2] работа электрических сетей напряжением 1-35 кВ может предусматриваться с изолированной нейтралью.

Сельские электрические сети до 1 кВ должны выполняться с глухим заземлением нейтрали напряжением 380/220 В.

В сельских распределительных сетях следует применять трансформаторы со схемой соединения обмоток треугольник-звезда.

					БР-02069964-13.03.02-06-19	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		13

2.4 Расчет количества и мощности трансформаторных подстанций

2.4.1 Расчет количества трансформаторных подстанций

Выполним расчет количества трансформаторных подстанций, распределим объекты электроснабжения района между ТП.

Плотность нагрузок микрорайона определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{S_{мкр}}{F_{мкр}}, \quad (2.7)$$

где $S_{мкр}$ – расчетное значение мощности нагрузок микрорайона, кВА, принимается равной $S_{р.л0,4}$;

$F_{мкр}$ – общая площадь микрорайона, 0,035 км².

Определим плотность нагрузок микрорайона:

$$\sigma = \frac{243,92}{0,035} = 6969,10 \text{ кВА/км}^2.$$

Экономически целесообразную мощность трансформаторов ТП, кВА, определяется по формуле:

$$S_{тр.эк} = 1,45\sqrt[3]{\sigma^2}, \quad (2.8)$$

Определим экономически целесообразную мощность трансформаторов ТП:

$$S_{тр.эк} = 1,45\sqrt[3]{6969,10^2} = 254,5 \text{ кВА}.$$

Выбираем трансформатор мощностью 250 кВА.

					БР-02069964-13.03.02-06-19	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		14

Окончательно принимаем к установке в трансформаторную подстанцию 2 трансформатора, $n_{ТП} = 2$.

Ориентировочное число ТП определяется по формуле:

$$N_{ТП} = \frac{S_{мкр}}{K_3^n S_{тр.эк} n_{ТП}}, \quad (2.9)$$

где K_3^n – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном рабочем режиме, принимается 0,6-0,9;

$n_{ТП}$ – количество трансформаторов в ТП.

Определим число трансформаторных подстанций:

$$N_{ТП} = \frac{243,92}{0,7 \cdot 250 \cdot 2} = 0,7 \approx 1 \text{ шт.}$$

Распределяем жилые и общественные здания, расположенные в районе, по трансформаторным подстанциям и заносим в таблицу 2.2

Таблица 2.2 – Распределение объектов электроснабжения района между ТП

ТП	Число и мощность трансформаторов	Позиции объектов
КТП	2x250	1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17

2.4.2 Расчет мощности трансформаторных подстанций

Выполним расчет мощности трансформаторной подстанции КТП (2КТПН).

Расчетная активная электрическая нагрузка на шинах 0,4 кВ КТП, кВт, определяется по формуле (глава 2.3 [14]):

$$P_{p.l0,4} = P_{зд.max} + \sum_1^n k_{yi}, \quad (2.15)$$

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

$P_{зdi}$ – расчетные нагрузки других зданий, питаемых по линии, кВт;

k_{yi} – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий или жилых домов (таблица 2.3.1) [14].

Определим расчетную активную электрическую нагрузку на шинах 0,4 кВ КТП

$$P_{p.l0,4} = 15 \cdot 17 \cdot 0,9 = 229,5 \text{ кВт.}$$

Расчетная реактивная электрическая нагрузка на шинах 0,4 кВ на КТП, квар, определяется по формуле:

$$Q_{p.l0,4} = Q_{зд.max} + \sum_1^n k_{yi}. \quad (2.10)$$

Определим расчетную реактивную электрическую нагрузку на шинах 0,4 кВ КТП:

$$Q_{p.l0,4} = 91,8 + 17 \cdot 0,9 = 82,62 \text{ квар.}$$

Полная расчетная нагрузка на шинах 0,4 кВ на КТП, кВА, определяется по формуле:

$$S_{ТП0,4} = \sqrt{P_{p.l0,4}^2 + Q_{p.l0,4}^2}. \quad (2.11)$$

Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата

БР-02069964-13.03.02-06-19

Лист

16

Определим полную расчетную электрическую нагрузку на шинах 0,4 кВ КТП:

$$S_{p.л0,4} = \sqrt{229,5^2 + 82,62^2} = 243,92 \text{ кВА.}$$

Проверка КТП по действительному коэффициенту загрузки проводится согласно выражению

$$K_3^H = \frac{S_{ТП0,4}}{n_{ТП} S_{тр.н}}. \quad (2.12)$$

Определим действительный коэффициент загрузки КТП:

$$K_3^H = \frac{243,92}{2 \cdot 250} = 0,49.$$

Коэффициент загрузки КТП в послеаварийном режиме при отключении в результате аварии одного из трансформаторов вычисляется по формуле:

$$K_3^{пер} = \frac{S_{ТП0,4}}{S_{тр.н} (n_{ТП} - 1)}. \quad (2.13)$$

Согласно главе 4.3.13 [14] допускается перегрузка трансформаторов: для резервируемых распределительных сетей 0,38 кВ – аварийный режим – до 1,7-1,8 номинальной мощности.

Определим коэффициент загрузки КТП в послеаварийном режиме:

$$K_3^{пер} = \frac{243,92}{250 \cdot (2-1)} = 0,98.$$

Полученные данные заносим в таблицу 2.3.

					БР-02069964-13.03.02-06-19	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		17

Таблица 2.3– Электрическая нагрузка и коэффициенты загрузки ТП

№ ТП	Расчетная активная мощность ТП, кВт, $P_{ТП0,4}$	Расчетная реактивная мощность ТП, кВАр, $Q_{ТП0,4}$	Расчетная полная мощность ТП, кВА, $S_{ТП0,4}$	Количество и мощность тр-ров в ТП	Коэффициент загрузки в нормальном режиме	Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме
КТП	229,5	82,62	243,92	2x250	0,49	0,98

2.5 Расчет месторасположения трансформаторных подстанций

На рисунке 2.1 представлены объекты, подлежащие электроснабжению в коттеджном посёлке «Чистые пруды», г. Саранск.

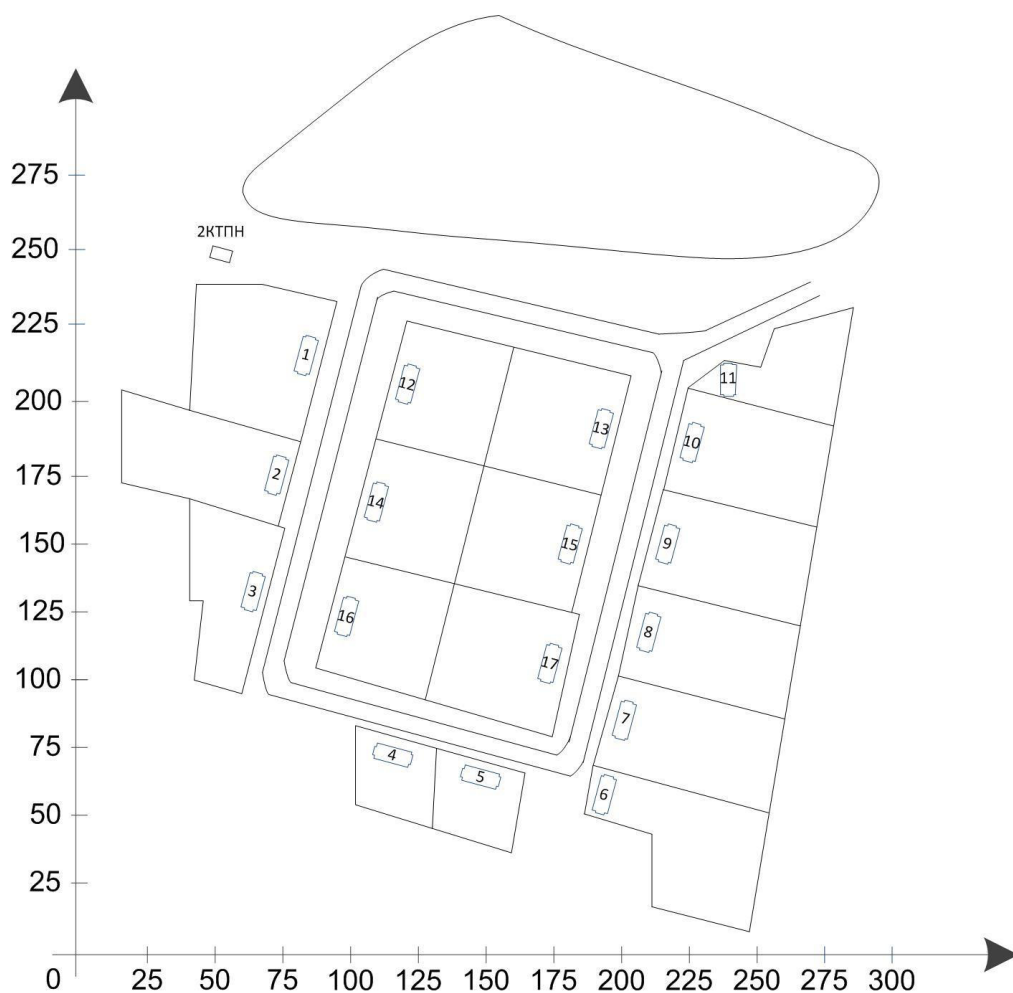


Рисунок 2.1 – План района с координатной сеткой

Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата
-----	-----	---------	-------	------

БР-02069964-13.03.02-06-19

Лист

18

В таблицу 2.4 занесем координаты расположения объектов электроснабжения микрорайона согласно рисунку 2.1 и расчетную нагрузку объектов, с учетом распределения по трансформаторным подстанциям.

Таблица 2.4 – Координаты расположения объектов электроснабжения

ТП	Объект электро-снабжения	Расчетная нагрузка $P_{p.i}$, кВт	Координаты объекта, о.е.	
			x_i	y_i
КТП	1	15	80	213
	2	15	70	175
	3	15	63	133
	4	15	115	72
	5	15	148	65
	6	15	195	56
	7	15	200	86
	8	15	210	115
	9	15	220	150
	10	15	225	185
	11	15	240	210
	12	15	120	205
	13	15	190	195
	14	15	110	170
	15	15	180	150
	16	15	100	125
	17	15	175	110

Расчет координат выполним для КТП.

Координаты местоположения трансформаторной подстанции и определяются по формулам:

$$x_{ТП} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{p.i} x_i}{\sum_{i=1}^n P_{p.i}}; \quad (2.14)$$

Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата
-----	-----	---------	-------	------

БР-02069964-13.03.02-06-19

Лист

19

$$y_{ТП} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{p,i} y_i}{\sum_{i=1}^n P_{p,i}}. \quad (2.15)$$

Определяем координаты местоположения КТП:

$$x_{ТП} = \frac{15 \cdot (2641)}{15 \cdot 17} = 156 \text{ мм},$$

$$y_{ТП} = \frac{15 \cdot (2415)}{15 \cdot 17} = 142 \text{ мм}.$$

В рассчитанных координатах размещение трансформаторной подстанции не представляется возможным, в виду принадлежности участка к частной собственности, смещаем КТП к месту наибольшей нагрузки, ближе к источнику питания.

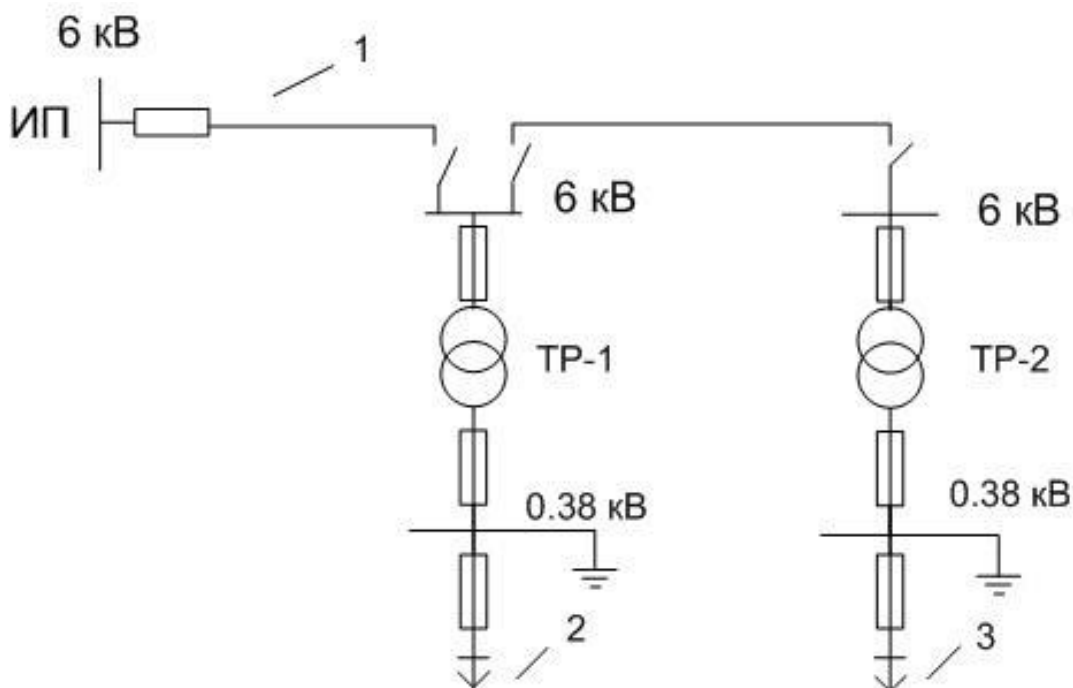
Таблица 2.5 – Координаты месторасположения трансформаторных подстанций

КТП	Координаты объекта, мм	
	x_i	y_i
КТП	55	250

2.6 Выбор схемы распределительных сетей 0,38-6 кВ

Так как основными потребителями электроэнергии являются потребители III категории надежности электроснабжения, то принимаем радиальную нерезервируемую схему сети. При применении воздушных линий электропередачи для питания электроприемников третьей категории резервирование линий может не предусматриваться.

При применении в сети 0,38 кВ кабельных линий должна учитываться возможность использования временных шланговых кабелей. На рисунке 2.2 приведена принципиальная схема радиальной нерезервированной сети 0,4 - 6 кВ.



ИП – источник питания;

ТР – трансформатор напряжения;

1 – распределительная линия напряжением 6 кВ;

2,3 – вводы к потребителям.

Рисунок 2.2 – Принципиальная схема радиальной нерезервированной сети 0,4 - 6 кВ.

2.7 Расчет электрических нагрузок сети 6 кВ и центров питания

Схема распределительной сети 6 кВ коттеджного посёлка представлена на рисунке 2.3.

Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата

БР-02069964-13.03.02-06-19

Лист

21

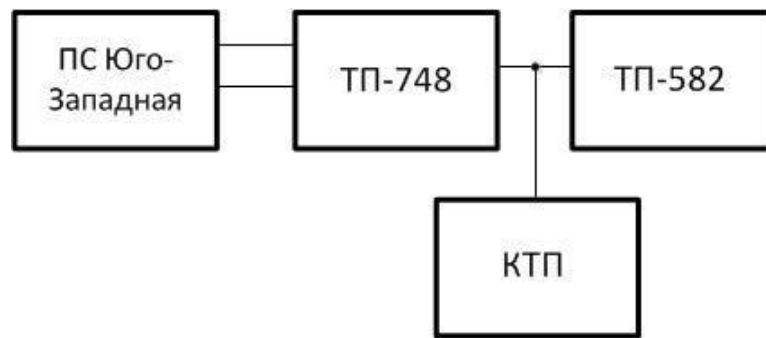


Рисунок 2.3 – Схема распределительной сети 6 кВ.

Расчетная электрическая нагрузка городской сети 6 кВ учетом совмещения максимумов нагрузок определяется по формуле:

$$P_{p.l10} = k_y \sum_1^n P_{ТПi} \quad (2.16)$$

где k_y – коэффициент совмещения максимумов нагрузки КТП (таблица 2.4.1) [14].

Определим расчетную электрическую нагрузку городской сети 6 кВ:

$$P_{p.l10} = 0,90 \cdot 229,5 = 206,55 \text{ кВт.}$$

Расчетные электрические нагрузки на шинах 6 кВ ЦП определяются с учетом несовпадения максимумов нагрузок потребителей городских распределительных сетей и сетей промышленных предприятий по формуле:

$$P_{ЦП10} = k'_y \sum_1^n P_{p.l10} \quad (2.17)$$

где k'_y – коэффициент совмещения максимумов нагрузки городской распределительной сети и сети промышленных предприятий (таблица 2.4.2 [14]).

Так как в нашем случае расчетная нагрузка промпредприятий к суммарной нагрузке городской сети менее 0,2, то $k'_y = 1$.

Определим расчетную электрическую нагрузку на шинах 6 кВ ЦП.

$$P_{ЦП10} = 1 \cdot 229,5 = 229,5 \text{ кВт.}$$

Результаты расчета электрических нагрузок сети 10 кВ и центров питания сведем в таблицу 2.6.

Таблица 2.6 – Электрическая нагрузка городских сетей 6 кВ и центров питания

№ ЦП	№ линии	Количество трансформаторов	Коэффициент совмещения максимумов	Расчетная активная мощность, кВт	Расчетная реактивная мощность, кВАр	Полная расчетная мощность, кВА
ПС 110/6 кВ Юго-Западная	1	2	0,9	206,55	55,08	219,53

2.8 Электрический расчет распределительных сетей

2.8.1 Электрический расчет распределительных сетей

Сечения проводов ВЛ и жил кабелей должны выбираться по экономической плотности тока в нормальном режиме (пункт 5.1.1 [14]).

Для расчета экономически целесообразного сечения воспользуемся расчетной схемой распределительной сети 6 кВ (рисунок 2.3).

Сечение кабеля по экономической плотности тока в зависимости от металла проводника и числа часов использования максимума нагрузки определяется по формуле:

$$F_p = \frac{I_p}{J_{\text{эк}}}, \quad (2.18)$$

где I – расчетный максимальный ток, А;

$J_{\text{эк}}$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм².

Нормированное значение экономической плотности тока принимаем 1,2 А/мм², т.к. число часов использования максимума нагрузки в год более 5000 ч.

Расчетный максимальный ток, А, определяется по формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_l}, \quad (2.19)$$

где S_p – расчетная максимальная мощность линии, кВА, принимается по таблице 8.1;

U_l – номинальное напряжение линии, кВ.

Выполним расчет на примере линии №1 (таблица 2.7). Определим расчетный максимальный ток, А:

$$I_{p1} = \frac{219,53}{\sqrt{3} \cdot 6} = 21,15 \text{ А.}$$

Согласно найденному максимальному расчетному току определим экономическое сечение кабеля:

$$F_{p1} = \frac{21,15}{1,2} = 17,62 \text{ мм}^2.$$

В распределительных сетях 6 кВ кабели с алюминиевыми жилами при прокладке их в траншеях рекомендуется принимать сечением не менее 70 мм²

Для остальных участков расчетный максимальный ток и экономическое сечение кабеля определяется аналогично и сводится в таблицу 2.7.

					БР-02069964-13.03.02-06-19	Лист
						24
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		

Таблица 2.7 – Результаты расчета сечений проводов КЛ и жил кабелей распределительных сетей 6 кВ

№ участка	Расчетная максимальная мощность участка S_p , кВА	Расчетный максимальный ток I_p , А	Экономически целесообразное сечение F_p , мм ²	Кол-во кабелей в линии, в норм. режиме работы, шт	Стандартное сечение $F_{ст}$, мм ²	Длительно допустимый ток $I_{доп}$, А
1	219,53	21,15	17,62	1	3x70	162

2.8.2 Проверка сечений жил кабелей распределительных сетей 6 кВ по допустимому длительному току

Сечения проводов ВЛ и жил кабелей должны проверяться по допустимому длительному току (пункт 5.1.1 [14]). Проверка кабельных линий по допустимому длительному току проводится по условию:

$$K_1 K_2 K_3 K_4 K_5 I_{доп} \geq I_p, \quad (2.20)$$

где K_1 – поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле, принимаем равный 0,9;

K_2 – поправочный коэффициент на допустимую перегрузку в послеаварийном режиме (пункт 1.3.6 [13]). Для кабелей напряжением до 10 кВ с поливинилхлоридной изоляцией принимаем равный 1,15;

K_3 – поправочный коэффициент на фактическую температуру среды принимаем равный 0,94;

K_4 – поправочный коэффициент на тепловое сопротивление грунта принимаем равный 1;

K_5 – поправочный коэффициент на отличие номинального напряжения кабеля от номинального напряжения сети, принимается 1.

Проведем проверку кабельной линии для 1 участка. Проверка в аварийном режиме не требуется, т.к. выбор проводника производился без учета схемы резервирования, резервирование будет осуществляться аналогичным кабелем.

$$0,9 \cdot 1,15 \cdot 0,94 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 240 > 21,15 \text{ А.}$$

Проверка остальных участков КЛ проводится аналогично, результаты сводятся в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Результаты проверки КЛ по длительно допустимому току

№ участка	Расчетный максимальный ток I_p , А	Кол-во кабелей в линии, в норм. режиме, шт	Стандартное сечение $F_{ст}$, мм ²	Длительно допустимый ток $I_{доп}$, А	Длительно допустимый ток с учетом коэффициентов $I_{допрасч}$, А	Результат проверки
1	21,15	1	3x70	162	157,6	проходит

2.8.3 Проверка сечений жил кабелей распределительных сетей 6 кВ по допустимому отклонению напряжения

Потеря напряжения на участке, %, определяется по формуле:

$$\Delta U = \frac{S_p}{U_{л}^2} l (r \cos \varphi + x \sin \varphi), \quad (2.21)$$

где S_p – расчетная максимальная мощность участка, кВА;

$U_{л}$ – номинальное напряжение линии, кВ;

l – длина участка, км;

r, x – соответственно удельные активное и индуктивное сопротивления, Ом/км.

Определим потери напряжения на участке 1 (рис. 2.3) в нормальном режиме:

$$\Delta U_1 = \frac{219,53}{10,5^2} \cdot 1,5 \cdot (0,443 \cdot 0,92 + 0,086 \cdot 0,43) = 1,33 \text{ \%}.$$

Потери напряжения на остальных участках линии рассчитываются аналогично и сводятся в таблицу 2.9. Потери напряжения в нормальном режиме не должны превышать 5 % [4].

Таблица 2.9 – Результаты проверки сечений, жил кабелей распределительных сетей 6 кВ, по допустимому отклонению напряжения нормальном режиме

№ участка	Расчетная максимальная мощность участка S_p , кВА	Длина участка l , км	Кол-во кабелей в линии, в норм. режиме, шт	Стандартное сечение $F_{ст}$, мм ²	r , Ом/км	x , Ом/км	Потеря напряжения в нормальном режиме ΔU_p , %
1	219,53	1,5	1	3x70	0,443	0,086	1,33
2	219,53	2,5	1	3x70	0,443	0,086	2,21

2.8.4 Расчет токов короткого замыкания в распределительных сетях 6 кВ

Для расчета токов трехфазного короткого замыкания составляется расчетная схема (рисунок 2.4) подстанции с указанием элементов, влияющих на значение тока КЗ. На основании расчетной схемы составляется схема замещения (рисунок 2.5). Т. к. подстанция относится к электроустановкам с напряжением свыше 1 кВ, то расчет токов КЗ будем производить в относительных единицах с приближенным приведением параметров схемы замещения (главы 5, 6, 7 [5]).

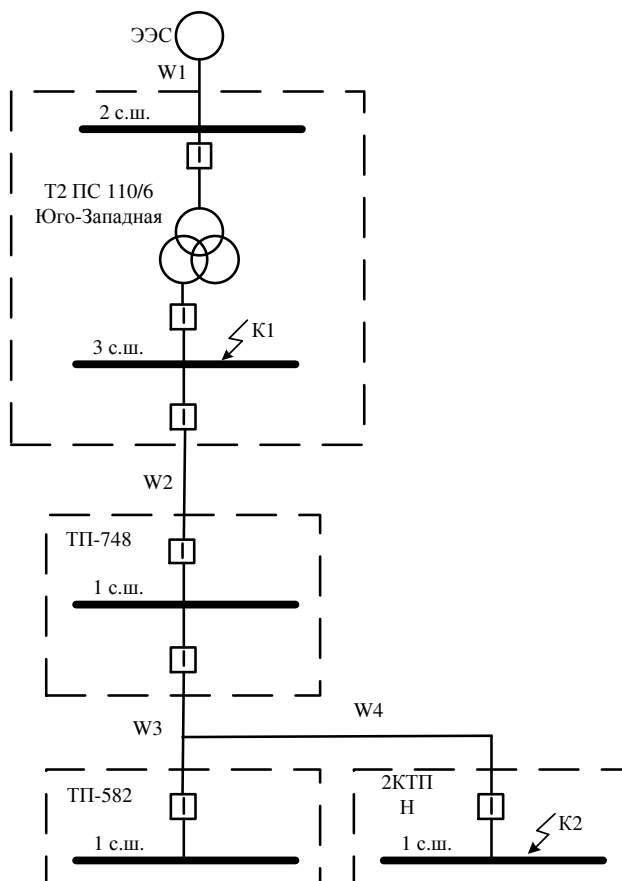


Рисунок 2.4 – Расчетная схема для расчета токов КЗ.

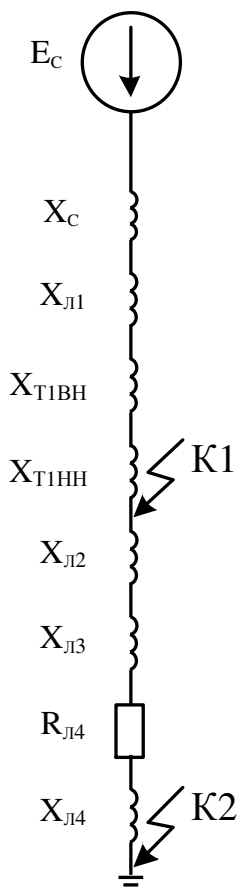


Рисунок 2.5 – Схема замещения для расчета токов КЗ.

Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата

БР-02069964-13.03.02-06-19

Базисную мощность принимаем равной $S_{\delta} = 250 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Определим значение базисного тока, кА

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta}}, \quad (2.22)$$

где U_{δ} – базисное напряжение ступени, на которой предполагается короткое замыкание, кВ.

Базисный ток:

$$I_{\delta} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 22,94 \text{ кА}.$$

Далее определим сопротивления основных элементов схемы замещения в относительных единицах. Сопротивление системы определим по выражению:

$$x_{*C} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{cpN}I_{ном.откл}}, \quad (2.23)$$

где U_{cpN} – среднее номинальное напряжение той ступени напряжения, на которой находится элемент, кВ;

$I_{ном.откл}$ – номинальный ток отключения выключателя, присоединенного к шинам энергосистемы, кА.

$$x_{*C} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 40} = 0,031.$$

Сопротивление линии электропередачи определим по выражению:

$$x_{*л} = x_{уд} I \frac{S_{\delta}}{U_{cpN}^2}, \quad (2.24)$$

					БР-02069964-13.03.02-06-19	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		29

где $x_{y\partial}$ – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

l – длина линии, км.

Определим сопротивление воздушной линии, соединяющей подстанцию с энергосистемой:

$$x_{*W1} = 0,42 \cdot 8,2 \cdot \frac{250}{115^2} = 0,065.$$

Сопротивление обмотки высшего напряжения двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой определим по выражению:

$$x_{*mp1в} = \frac{0,125 u_{к\%}}{100} \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \frac{S_{б}}{U_{ср.N}^2}, \quad (2.25)$$

где $u_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$x_{*mp1в} = \frac{0,125 \cdot 10,5}{100} \frac{115^2}{25} \frac{250}{115^2} = 0,131.$$

Сопротивление обмоток низшего напряжения двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой определим по выражению:

$$x_{*mp1н} = \frac{1,75 u_{к\%}}{100} \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \frac{S_{б}}{U_{ср.N}^2}, \quad (2.26)$$

$$x_{*mp1н} = \frac{1,75 \cdot 10,5}{100} \frac{115^2}{25} \frac{250}{115^2} = 1,838.$$

					БР-02069964-13.03.02-06-19	Лист
						30
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		

Периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания для каждой токи КЗ определяется по выражению:

$$I_{n0} = \frac{E_*}{x_{*рез}} I_0, \quad (2.27)$$

где $x_{*рез}$ – сопротивление элементов схемы до точки КЗ в о.е.;

E_* – ЭДС источника, о.е.

$$I_{n0} = \frac{1}{2,065} 22,94 = 11,109 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания определяется по выражению:

$$i_y = k_y \sqrt{2} I_{n0}, \quad (2.28)$$

где k_y – ударный коэффициент тока КЗ.

Для определения ударного коэффициента используем выражение:

$$k_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}, \quad (2.29)$$

где T_a – эквивалентная постоянная время затухания аperiodической составляющей тока КЗ, с.

Значение эквивалентная постоянная время затухания аperiodической составляющей может быть определено по выражению:

$$T_a = \frac{X_{рез}}{\omega \cdot R_{рез}}, \quad (2.30)$$

					БР-02069964-13.03.02-06-19	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		31

где $X_{рез}$ – индуктивное результирующее сопротивление схемы замещения, Ом;

$R_{рез}$ – активное результирующее сопротивление схемы замещения, Ом;

ω – циклическая частота, рад/с.

$$T_a = \frac{2,065}{314 \cdot 1,653} = 0,004 \text{ с,}$$

$$k_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,004}} = 1,082,$$

$$i_y = 1,082 \sqrt{2} \cdot 11,109 = 16,999 \text{ кА.}$$

Для определения теплового импульса, выделяющегося при коротком замыкании, используется выражение:

$$W_k = I_{n.0}^2 (\tau + T_a), \quad (2.31)$$

где τ – время действия релейной защиты, с.

Время действия релейной защиты, а, следовательно, и продолжительность протекания тока КЗ определяется по выражению:

$$\tau = t_{р.з} + t_{с.в.} + n \cdot \Delta t, \quad (2.32)$$

где $t_{с.в.}$ – собственное время отключения выключателя, с;

$t_{р.з}$ – время действия релейной защиты, с;

n – количество ступеней селективности;

Δt – продолжительность ступеней селективности, с.

Для ячеек отходящих линий:

$$\tau = 0,01 + 0,045 + 0 \cdot 0,3 = 0,055 \text{ с.}$$

$$B_k = 11,109^2 (0,055 + 0,065) = 14,809 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Точке короткого замыкания К1 соответствует короткое замыкание на шинах 6 кВ ПС 110/6, точке К2 соответствует КЗ на шинах 6 кВ КТП.

Результаты расчетов тока короткого замыкания сводятся в таблицу 2.10.

Таблица 2.10 – Результаты расчета токов КЗ на шинах 6 кВ

Точка КЗ	$x_{*рез}$, о.е.	$I_{n0}^{(3)}$, кА	k_{γ}	i_{γ} , кА	B_k , кА ² ·с
ПС 110/6 кВ «Юго- Западная»	2,065	11,109	1,082	16,999	14,809
КТП	3,542	6,477	1,028	9,417	10,642

2.8.5 Расчет сечения жил кабелей распределительных сетей до 1 кВ

Расчет производится аналогично пункту 2.8.1, результаты расчетов сводятся в таблицу 2.11.

Таблица 2.11 – Результаты расчета сечений жил, кабелей распределительных сетей до 1 кВ

№ участка	Расчетная макси- мальная мощность участка S_p , кВА	Расчетный макси- мальный ток I_p , А	Экономически целесообраз- ное сечение F_p , мм ²	Стандартное сечение $F_{ст}$, мм ²	Длительно до- пустимый ток $I_{доп}$, А
1-17	15,94	23,04	19,2	3x25	130

Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата
-----	-----	---------	-------	------

БР-02069964-13.03.02-06-19

Лист

33

2.8.6 Проверка сечений жил кабелей распределительных сетей до 1 кВ по допустимому длительному току

Проверка кабельных линий по допустимому длительному току проводится аналогично пункту 2.8.2, без учета поправочного коэффициента на допустимую перегрузку в послеаварийном режиме K_2 . Результаты проверки сводятся в таблицу 2.12.

Таблица 2.12 – Результаты проверки сечений жил, кабелей распределительных сетей до 1 кВ по допустимому длительному току

№ участка	Расчетный максимальный ток I_p , А	Стандартное сечение $F_{ст}$, мм ²	Длительно допустимый ток $I_{доп}$, А	Длительно допустимый ток с учетом коэффициентов $I_{допрасч}$, А	Результат проверки
1-17	23,04	3x25	130	126,5	проходит

2.8.7 Проверка сечений жил кабелей распределительных сетей до 1 кВ по допустимому отклонению напряжения

Потеря напряжения на участке, %, определяется аналогично пункту 2.8.3, результаты расчетов сводятся в таблицы 2.15 и 2.16. Потери напряжения в нормальном режиме не должны превышать 5 %, а в аварийном 10 % [4]. Расчет производится для вводного кабеля наибольшей длины.

Таблица 2.13 – Результаты проверки сечений жил кабелей распределительных сетей до 1 кВ по допустимому отклонению напряжения в нормальном режиме

№ участка	Расчетная максимальная мощность участка S_p , кВА	Длина участка l , км	Стандартное сечение $F_{ст}$, мм ²	r , мОм/м	x , мОм/м	Отклонение напряжения в нормальном режиме ΔU_p , %
1	15,94	0,077	3x70	0,447	0,0612	0,34
2	15,94	0,11	3x70	0,447	0,0612	0,48
3	15,94	0,13	3x70	0,447	0,0612	0,57
4	15,94	0,21	3x70	0,447	0,0612	0,92
5	15,94	0,24	3x70	0,447	0,0612	1,05
6	15,94	0,275	3x70	0,447	0,0612	1,2
7	15,94	0,246	3x70	0,447	0,0612	1,07
8	15,94	0,255	3x70	0,447	0,0612	1,11
9	15,94	0,207	3x70	0,447	0,0612	0,9
10	15,94	0,166	3x70	0,447	0,0612	0,72
11	15,94	0,154	3x70	0,447	0,0612	0,67
12	15,94	0,082	3x70	0,447	0,0612	0,36
13	15,94	0,153	3x70	0,447	0,0612	0,67
14	15,94	0,112	3x70	0,447	0,0612	0,49
15	15,94	0,187	3x70	0,447	0,0612	0,82
16	15,94	0,145	3x70	0,447	0,0612	0,63
17	15,94	0,228	3x70	0,447	0,0612	0,99

2.8.8 Расчет токов короткого замыкания в распределительных сетях до 1 кВ

Для расчета токов короткого замыкания для каждой линии составляется расчетная схема и схема замещения (рис. 2.6, 2.7), на которые наносятся необходимые данные и указываются точки короткого замыкания. Расчет производится в соответствии с главами ГОСТ 28249-93 [3].

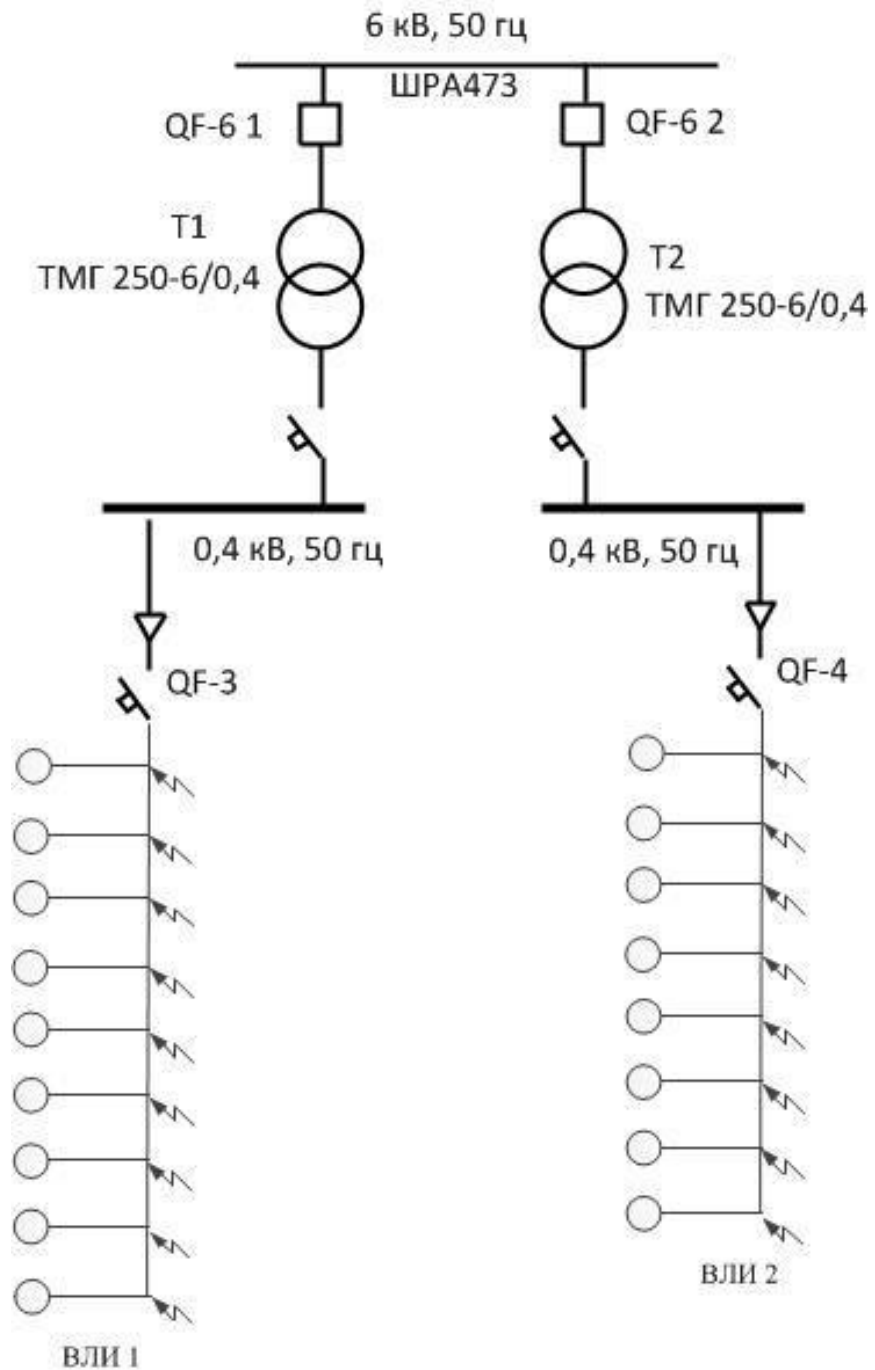


Рисунок 2.6 – Расчетная схема распределительной сети 0,4 кВ.

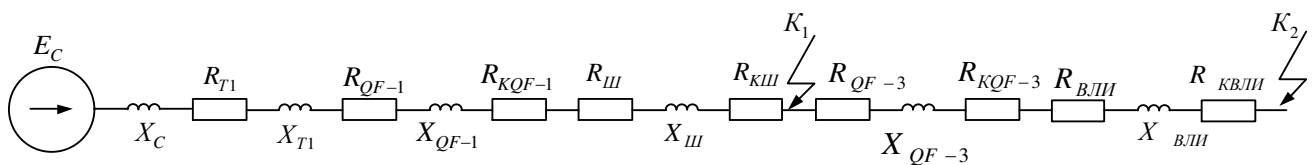


Рисунок 2.7 – Схема замещения распределительной сети 0,4 кВ

Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата

БР-02069964-13.03.02-06-19

Расчет токов короткого замыкания производится в следующей последовательности.

Активное r_T и индуктивное x_T сопротивления обмоток силовых трансформаторов. Значения активных и индуктивных сопротивлений нулевой последовательности принимают равными значениям сопротивлений прямой последовательности.

Активное r_{KB} и индуктивное x_{KB} сопротивления катушек выключателей. Значения активных и индуктивных сопротивлений нулевой последовательности равными соответствующим сопротивлениям прямой последовательности.

Активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности шин проводов, мОм, следует определять, опираясь на данные завода изготовителя, по формулам

$$r_{1ш} = r_1 l; \quad (2.33)$$

$$x_{1ш} = x_1 l; \quad (2.33)$$

где r_1 – активное сопротивление фазы, мОм/м;

x_1 – индуктивное сопротивление фазы, мОм/м;

l – длина шины одной фазы, м.

Активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности фазы шинпровода, мОм/м, принимают ориентировочно по формулам

$$r_{0ш} = r_{1ш} + 3r_{нш}; \quad (2.35)$$

$$x_{0ш} = (0,75 \div 9,4) x_{1ш}; \quad (2.36)$$

где $r_{нш}$ – активное сопротивление нулевого проводника, мОм/м.

Переходное сопротивление r_k электрических контактов любого вида следует определять с использованием расчетных методик.

Выполним расчет на примере КТП и линии питающей здание 1 по плану.

					БР-02069964-13.03.02-06-19	Лист
						37
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		

Принимаем сопротивление трансформатора ТМГ-250/6/0,4 $r_T = 9,4$ мОм,
 $x_T = 27,2$ мОм.

Выполним расчет активных и реактивных сопротивлений шинпровода ШРА73, для прямой и обратной последовательности:

$$r_{1ш} = 0,21 \cdot 0,5 = 0,11 \text{ мОм};$$

$$x_{1ш} = 0,21 \cdot 0,5 = 0,11 \text{ мОм};$$

$$r_{0ш} = 0,11 + 3 \cdot 0,12 = 0,47 \text{ мОм};$$

$$x_{0ш} = 0,8 \cdot 0,11 = 0,08 \text{ мОм}.$$

Начальное значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания, кА, без учета подпитки от электродвигателей рассчитывается по формуле

$$I_K^{(3)} = \frac{U_K}{\sqrt{3} \sqrt{r_{1\Sigma}^2 + x_{1\Sigma}^2}}, \quad (2.37)$$

где U_K – линейное напряжение в точке короткого замыкания, кВ;

$r_{1\Sigma}$, $x_{1\Sigma}$ – соответственно суммарное активное и суммарное реактивное сопротивления прямой последовательности до точки короткого замыкания, мОм.

Суммарное активное и суммарное реактивное сопротивления прямой последовательности, мОм, до точки короткого замыкания определяются по формулам:

$$r_{1\Sigma} = r_m + r_{кв} + r_{ш} + r_K; \quad (2.38)$$

$$x_{1\Sigma} = x_m + x_{кв} + x_{ш}, \quad (2.39)$$

Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата

БР-02069964-13.03.02-06-19

Лист

38

где r_T, x_T – активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности понижающего трансформатора, мОм;

r_{KB}, x_{KB} – активное и индуктивное сопротивления токовых катушек автоматических выключателей, мОм;

$r_{ш}, x_{ш}$ – активное и индуктивное сопротивления шин, мОм;

r_k – суммарное активное сопротивление различных контактов, мОм.

При КЗ в точке 1 значения полных активных и реактивных сопротивлений будут равны:

$$r_{1\Sigma} = 9,4 + 1,3 + 0,11 + 0,0034 = 10,81 \text{ мОм};$$

$$x_{1\Sigma} = 27,2 + 0,7 + 0,11 = 28,01 \text{ мОм}.$$

Выполним расчет начального значения периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания:

$$I_k^{(3)} = \frac{0,38}{\sqrt{3}\sqrt{10,81^2 + 28,01^2}} = 7,31 \text{ кА}.$$

Значение ударного тока короткого замыкания находится по формуле:

$$i_y = \sqrt{2}K_y I_k^{(3)}, \quad (2.40)$$

где K_y – ударный коэффициент.

Ударный коэффициент находим по формуле:

$$K_y = 1 - e^{-\frac{0,01 \cdot r \cdot \omega}{x}}. \quad (2.41)$$

Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата

БР-02069964-13.03.02-06-19

Лист

39

Выполним расчет ударного коэффициента, с помощью которого найдем значение ударного тока короткого замыкания:

$$K_y = 1 - e^{-\frac{0,01 \cdot 10,81 \cdot 314}{28,01}} = 0,7;$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 0,7 \cdot 7,31 = 7,26 \text{ кА.}$$

Начальное значение периодической составляющей тока двухфазного короткого замыкания, кА, рассчитывается по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{U_{\kappa}}{2\sqrt{r_{1\Sigma}^2 + x_{1\Sigma}^2}}. \quad (2.42)$$

Выполним расчет начального значения периодической составляющей тока двухфазного короткого замыкания:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{0,38}{2\sqrt{10,81^2 + 28,01^2}} = 6,33 \text{ кА.}$$

Расчет сопротивлений петли фаза-нуль производится по формулам (2.38) и (2.39), заменив, сопротивления прямой последовательности на сопротивления обратной.

$$r_{0\Sigma} = 11,17 \text{ мОм;}$$

$$x_{1\Sigma} = 27,98 \text{ мОм.}$$

Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата

БР-02069964-13.03.02-06-19

Лист

40

Начальное значение периодической составляющей тока однофазного короткого замыкания, кА, можно рассчитать по формуле

$$I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{U_{\text{кф}}}{Z_{\text{п}} + \frac{Z_{\text{т}}^{(1)}}{3}}, \quad (2.43)$$

где $U_{\text{кф}}$ – фазное напряжение в точке короткого замыкания, кВ;

$Z_{\text{п}}$ – полное сопротивление петли «фаза-нуль» до точки короткого замыкания, мОм;

$Z_{\text{т}}^{(1)}$ – полное сопротивление трансформатора однофазному короткому замыканию, мОм.

Выполним расчет начального значения периодической составляющей тока однофазного короткого замыкания:

$$I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{0,22}{30,13 + \frac{81}{3}} = 3,85 \text{ кА.}$$

Расчет для остальных участков сети 0,4 кВ производится аналогично, расчетные данные сводятся в таблицу 2.14.

Таблица 2.14 – Результаты расчета КЗ 0,4 кВ.

Место КЗ	$z_{\Sigma 1}$, мОм	$z_{\Sigma 0}$, мОм	$I_{\text{к}}^{(3)}$, кА	K_y	i_y	$I_{\text{к}}^{(2)}$, кА	$I_{\text{к}}^{(1)}$, кА
с. ш. 0,4 кВ, КТП	30,02	30,13	7,31	0,7	7,26	6,33	3,85
1	35,88	36,03	6,11	0,81	6,97	6,97	10,43
2	35,90	36,05	6,11	0,81	6,97	6,97	10,43

Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата
-----	-----	---------	-------	------

БР-02069964-13.03.02-06-19

Лист

41

Окончание таблицы 2.14.

3	35,92	36,07	6,11	0,81	6,97	6,97	10,42
4	35,97	36,12	6,10	0,81	6,98	6,98	10,42
5	35,99	36,14	6,10	0,81	6,98	6,98	10,41
6	36,01	36,16	6,09	0,81	6,98	6,98	10,41
7	35,99	36,14	6,10	0,81	6,98	6,98	10,41
8	36,00	36,15	6,10	0,81	6,98	6,98	10,41
9	35,96	36,12	6,10	0,81	6,98	6,98	10,42
10	35,94	36,09	6,10	0,81	6,97	6,97	10,42
11	35,93	36,08	6,11	0,81	6,97	6,97	10,42
12	35,88	36,03	6,11	0,81	6,97	6,97	10,43
13	35,93	36,08	6,11	0,81	6,97	6,97	10,42
14	35,90	36,05	6,11	0,81	6,97	6,97	10,43
15	35,95	36,10	6,10	0,81	6,98	6,98	10,42
16	35,92	36,08	6,11	0,81	6,97	6,97	10,42
17	35,98	36,13	6,10	0,81	6,98	6,98	10,41

2.9. Выбор и проверка электрооборудования

2.9.1 Выбор и проверка автоматических выключателей 6 кВ

Выбор и проверка автоматических выключателей на напряжение свыше 1 кВ производится согласно главе 4.5 [19]. Автоматический выключатель должен отличаться высокой надёжностью работы. Как правило, это селективные выключатели, которые выбираются по номинальному току расцепителя:

$$I_{ном.р} \geq I_{\Sigma ном.потр}. \quad (2.44)$$

Проверка выполняется по термической и динамической стойкости автоматического выключателя:

$$I_{терм} \geq I_k^{(3)}; \quad (2.45)$$

Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата

БР-02069964-13.03.02-06-19

Лист

42

$$I_{дин} \geq I_{уд} \cdot \quad (2.46)$$

Произведем выбор и проверку автоматического выключателя для КТП (яч. 1) РУ 6 кВ. Выбираем автоматический выключатель ВВ/TEL-10-20/630-У2. Параметры автоматического выключателя: $I_{ном,р} = 630$ А; $U_{ном} = 10$ кВ; $I_{терм} = 20$ кА; $I_{дин} = 52$ кА.

Проверяем выбранный выключатель согласно формуле (2.44)

$$630 \geq 21,15 \text{ – выполняется.}$$

Проверка по условию термической стойкости:

$$20 \geq 6,47 \text{ – выполняется.}$$

Проверка по электродинамической стойкости:

$$52 \geq 9,417 \text{ – выполняется.}$$

Выбор и проверка для остальных ячеек 6 кВ КТП производится аналогично, результаты сводятся соответственно в таблицы 2.15.

Таблица 2.15 – Результаты выбора и проверки автоматических выключателей 6 кВ КТП.

Поз.	Марка выключателя	$I_{ном},$ А	$I_{расч.мах},$ А	$I_K^{(3)},$ кА	$I_{уд},$ кА	Результат проверки
QF-10 1	ВВ/TEL-10-20/630 У2	630	21,15	6,47	9,417	проходит
QF-10 2	ВВ/TEL-10-20/630 У2	630	21,15	6,47	9,417	проходит

2.9.2 Выбор и проверка автоматических выключателей 0,4 кВ

Выбор и проверка автоматических выключателей на напряжение ниже 1 кВ производится согласно главе 4.4 [5]. Выбор и проверка автоматических выключателей производится аналогично пункту 2.9.1. Результаты выбора для подстанции сводятся в таблицу 2.16.

К установке принимаем автоматические выключатели производителя LS Industrial Systems (LSIS) и компании «Контактор». Технические характеристики выключателей представлены в таблице 2.17.

Таблица 2.16 – Результаты выбора и проверки автоматических выключателей 0,4 кВ, КТП

Поз.	Серия выключателя	$I_{ном}$, А	$I_{расч.мах}$, А	$I_k^{(3)}$, кА	$I_{уд}$, кА	Результат проверки
QF-0,4 1	TS250L	250	126,5	6,11	6,98	проходит
QF-0,4 2	TS250L	250	126,5	6,11	6,98	проходит

Таблица 2.17. – Технические характеристики автоматических выключателей марки LS 0,4 кВ.

Серия	$I_{ном}$, А	$I_{терм}$, кА	$I_{дин}$, кА
TS250L	250	50	150
TS400L	400	50	150
TS630L	630	50	150
TS1000L	1000	50	150
TS1600L	1600	50	150

Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата
-----	-----	---------	-------	------

БР-02069964-13.03.02-06-19

Лист

44

2.10 Механический расчет воздушной линии 0.4 кВ

2.10.1 Расчет нагрузок на провода от ветра и гололеда

Механические нагрузки, действующие на провода и тросы ВЛ, определяются собственным весом провода, величиной ветрового напора и дополнительной нагрузкой, обусловленной гололедом. Рассчитываются единичные нагрузки, обозначаемые P , и удельные нагрузки, обозначаемые γ .

Проверяем на механические нагрузки провод марки СИП 2 3x25. Воздушная линия имеет номинальное напряжение 0,4 кВ, расположена в населенной местности типа В относящейся к III району по ветру и к III району по гололеду, длина пролета $L = 40$ м. Основные значения температур: $t_+ = +33^\circ\text{C}$, $t_- = -31^\circ\text{C}$, $t_g = 10^\circ\text{C}$.

Для расчета выбираются следующие справочные данные:

расчетное сечение провода $F = 25$ мм² (суммарное сечение алюминиевой и стальной части провода);

расчетный диаметр провода $d = 27$ мм;

масса провода $m = 424$ кг/км.

Единичная нагрузка, вызванная собственным весом провода P_1 , Н/м, определится по формуле

$$P_1 = g \cdot m \cdot 10^{-3}, \quad (2.47)$$

где g – ускорение свободного падения, $g = 9,8$ м/с²;

m – погонная масса провода, кг/км.

$$P_1 = 9,8 \cdot 424 \cdot 10^{-3} = 4,15 \text{ Н/м.}$$

Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата

БР-02069964-13.03.02-06-19

Лист

45

Единая нормативная линейная гололедная нагрузка $P_{нг}$, Н/м, определится по формуле:

$$P_{нг} = \pi \cdot K_i \cdot K_d \cdot b_3 (d + K_i \cdot K_d \cdot b_3) \cdot g \cdot \rho \cdot 10^{-3}, \quad (2.48)$$

где K_i и K_d – коэффициенты, учитывающие изменение толщины стенки гололеда по высоте и в зависимости от диаметра провода;

b_3 – нормативная толщина стенки гололеда, мм;

d – диаметр провода, мм;

ρ – плотность льда, принимаемая 0,9, г/см³.

$$P_{нг} = 3,14 \cdot 1,6 \cdot 0,8 \cdot 20 \cdot (27 + 1,6 \cdot 0,8 \cdot 20) \cdot 9,8 \cdot 0,9 \cdot 10^{-3} = 37,29 \text{ Н/м.}$$

Единая расчетная линейная гололедная нагрузка P_2 , Н/м, определится по формуле:

$$P_2 = P_{нг} \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f \cdot \gamma_d, \quad (2.49)$$

где $P_{нг}$ – нормативная линейная гололедная нагрузка, Н/м;

γ_{nw} – коэффициент надежности по ответственности, принимаемый для ВЛ до 1 кВ -0,8;

γ_p – региональный коэффициент, принимаемый равным от 1,0 до 1,5;

γ_f – коэффициент надежности по гололедной нагрузке (1,6 для районов по гололеду III и выше);

γ_d – коэффициент условий работы ($\gamma_d = 0,5$).

$$P_2 = 37,29 \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot 1,6 \cdot 0,5 = 23,86 \text{ Н/м.}$$

Нагрузка, обусловленная весом провода и гололедом определится по формуле:

					БР-02069964-13.03.02-06-19	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		46

$$P_3 = P_1 + P_2, \quad (2.50)$$

$$P_3 = 4,15 + 23,86 = 28,02 \text{ Н/м.}$$

Нормативная ветровая нагрузка на провода $P'_{нв}$, Н, без гололеда определится по формуле:

$$P'_{нв} = \alpha_w \cdot K_1 \cdot K_w \cdot C_x \cdot W_0 \cdot F_0 \cdot \sin^2 \varphi, \quad (2.51)$$

где α_w – коэффициент, учитывающий неравномерность ветрового давления по пролету ВЛ;

K_1 – коэффициент, учитывающий влияние длины пролета на ветровую нагрузку;

K_w – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте в зависимости от типа местности;

C_x – коэффициент лобового сопротивления, принимаемый $C_x = 1,1$.

Площадь продольного диаметрального сечения провода без гололеда F_0 , м^2 , определяется по формуле:

$$F_0 = d \cdot L \cdot 10^{-3}, \quad (2.52)$$

где d – диаметр провода, мм;

L – длина пролета, м.

$$F_0 = 27 \cdot 40 \cdot 10^{-3} = 1,08 \text{ м}^2$$

$$P'_{нв} = 0,7 \cdot 1,2 \cdot 0,65 \cdot 1,1 \cdot 400 \cdot 1,08 = 259,45$$

					БР-02069964-13.03.02-06-19	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		47

Единая нагрузка, Н/м, определится:

$$P_{HB} = \frac{P'_{HB}}{L}, \quad (2.53)$$

$$P_{HB} = \frac{259,45}{40} = 6,48.$$

Нормативная ветровая нагрузка на провода $P'_{HBГ}$, Н, с гололедом определится по формуле:

$$P_{HBГ} = \alpha_w \cdot K_1 \cdot K_w \cdot C_x \cdot W_{Г} \cdot W_0 \cdot F_{Г} \cdot \sin^2 \varphi, \quad (2.54)$$

где C_x – коэффициент лобового сопротивления, принимаемый равным 1,2;

$W_{Г}$ – нормативное ветровое давление при гололеде с повторяемостью один раз в 25 лет, принимается $W_{Г} = 0,25$.

$F_{Г}$ – площадь продольного диаметрального сечения провода, m^2 (при гололеде с учетом условной толщины стенки гололеда b_3).

Площадь продольного диаметрального сечения провода $F_{Г}$, m^2 , определяется по формуле:

$$F_{Г} = (d + 2K_i \cdot K_d \cdot b_3) \cdot L \cdot 10^{-3}, \quad (2.55)$$

где d – диаметр провода, мм;

K_i и K_d – коэффициенты, учитывающие изменение толщины стенки гололеда по высоте и в зависимости от диаметра провода;

b_3 – условная толщина стенки гололеда, мм,

$$F_{Г} = (27 + 2 \cdot 1.6 \cdot 0.8 \cdot 20) 40 \cdot 10^{-3} = 3.12 \text{ м}^2,$$

					БР-02069964-13.03.02-06-19	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		48

$$P'_{HBГ} = 0,7 \cdot 1,2 \cdot 0,65 \cdot 1,1 \cdot 400 \cdot 0,25 \cdot 3,12 = 187,86 \text{ Н.}$$

$$P_{HBГ} = \frac{P'_{HBГ}}{L}, \quad (2.56)$$

$$P_{HBГ} = \frac{187,86}{40} = 4,69 \text{ Н/м.}$$

Едиичная расчетная ветровая нагрузка на провода без гололеда P_4 , Н/м, определится по формуле:

$$P_4 = P_{HB} \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_P \gamma_f, \quad (2.57)$$

где P_{HB} – нормативная ветровая нагрузка, Н/м;

γ_{nw} – коэффициент надежности по ответственности, принимаемый для ВЛ до 1 кВ -0,8;

γ_P – региональный коэффициент, принимаемый равным 1,0;

γ_f – коэффициент надежности по гололедной нагрузке (1,3 для районов по гололеду I и II, 1,6 для районов по гололеду III и выше).

$$P_4 = 6,48 \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot 1,6 = 8,3 \text{ Н/м}$$

Едиичная расчетная ветровая нагрузка на провода с гололедом P_5 , Н/м, определится по формуле:

$$P_5 = P_{HBГ} \cdot \gamma_H \cdot \gamma_P \cdot \gamma_f, \quad (2.58)$$

$$P_5 = 4,69 \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot 1,6 = 6,01 \text{ Н /м,}$$

					БР-02069964-13.03.02-06-19	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		49

где $P_{НВГ}$ – нормативная ветровая нагрузка, Н/м.

Единичная нагрузка, определяемая весом провода без гололеда и ветром:

$$P_6 = \sqrt{P_1^2 + P_4^2}, \quad (2.59)$$

$$P_6 = \sqrt{4,15^2 + 8,3^2} = 9,28 \text{ Н/м.}$$

Нагрузка, определяемая весом провода с гололедом и ветром:

$$P_7 = \sqrt{P_3^2 + P_5^2}, \quad (2.60)$$

$$P_7 = \sqrt{28,02^2 + 6,01^2} = 28,66 \text{ Н/м.}$$

Удельную нагрузку определяем по формуле:

$$\gamma = \frac{P}{F}, \quad (2.61)$$

где P – удельная нагрузка, Н/м;

F – суммарное сечение провода, мм².

Результаты расчетов по формулам (2.47... 2.61) сводим в таблицу 2.18.

Таблица 2.18 – Удельные и единичные нагрузки на провода

	1	2	3	4	5	6	7
P , Н/м	4,15	23,86	28,02	8,3	6,01	9,28	28,66
$\gamma \cdot 10^7$, Н/м ³	0,16	0,95	1,12	0,33	0,24	0,37	1,14

2.10.2 Расчет уравнения состояния провода

Для определения зависимости напряжений, возникающих в проводе, от нагрузки и температуры составляется уравнение состояния провода. С помощью этого уравнения можно найти напряжения в проводе в любых требуемых условиях на основании известных напряжений, нагрузок и температур в начальном состоянии.

Выбор допускаемого напряжения провода производится на основе расчета критических пролетов.

Таблица 2.19 – Исходные данные для определения величины критических пролетов

Режим	Без ветра и гололеда	С гололедом и ветром
P , Н/м	4,15	28,66
$\gamma \cdot 10^7$, Н/м ³	0,16	1,14

$L=40\text{м}$; $t_- = -31^\circ\text{C}$; $t_T = -5^\circ\text{C}$; $t_+ = 33^\circ\text{C}$; $\alpha = 23 \cdot 10^{-6}$ град⁻¹; $E = 6,25 \cdot 10^4$ Н/мм²,
 $\sigma_p = 294$ Н/мм².

Допустимое напряжение в материале провода σ_d устанавливается ПУЭ с учетом коэффициента запаса в процентах от предела прочности при растяжении σ_p . Эти значения различны для режимов наибольшей нагрузки, наименьшей температуры и среднегодовой температуры. Для самонесущих изолированных проводов в режимах максимальной нагрузки и наименьшей температуры они равны 40% σ_p , а в режиме среднегодовых температур 30% σ_p .

Допустимые напряжения составляют:

$$\sigma_- = 0,40 \cdot \sigma_p, \quad (2.62)$$

$$\sigma_- = 0,40 \cdot 294 = 117,6 \text{ Н/мм}^2,$$

Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата
-----	-----	---------	-------	------

БР-02069964-13.03.02-06-19

Лист

51

$$\sigma_{\Gamma} = 0,40 \cdot \sigma_p, \quad (2.63)$$

$$\sigma_{\Gamma} = 0,40 \cdot \sigma_p = 0,40 \cdot 294 = 117,6 \text{ Н/мм}^2,$$

$$\sigma_{\circlearrowleft} = 0,3 \cdot \sigma_p \quad (2.64)$$

$$\sigma_{\circlearrowleft} = 0,3 \cdot 294 = 88,2 \text{ Н/мм}^2,$$

$$\sigma_{+} = 0,3 \cdot \sigma_p \quad (2.65)$$

$$\sigma_{+} = 0,3 \cdot 294 = 88,2 \text{ Н/мм}^2.$$

Рассчитаем критические пролеты:

$$l_{1к} = \frac{4,46 \cdot \sigma_{-} \sqrt{\alpha \cdot E(t_{\circlearrowleft} - t_{-}) - 0,325 \cdot \sigma_{-}}}{\gamma_1 \sqrt{E}}, \quad (2.66)$$

$$l_{1к} = \frac{4,46 \cdot 117,6 \sqrt{23 \cdot 10^{-6} \cdot 6,25 \cdot 10^4 [10 - (-31)] - 0,325 \cdot 117,6}}{0,16 \sqrt{6,25 \cdot 10^4}} = 57,45 \text{ м};$$

$$l_{2к} = \frac{4,9 \cdot \sigma_{\Gamma} \sqrt{\alpha \cdot E(t_{\Gamma} - t_{-}) + 0,119 \sigma_{\Gamma}}}{\gamma_1 \sqrt{E \left[\left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1} \right)^2 - 1,29 \right]}}, \quad (2.67)$$

$$l_{2к} = \frac{4,9 \cdot 117,6 \sqrt{23 \cdot 10^{-6} \cdot 6,25 \cdot 10^4 [(-5) - (-31)] + 0,119 \cdot 117,6}}{0,16 \sqrt{6,25 \cdot 10^4 \left[\left(\frac{1,14}{0,16} \right)^2 - 1,29 \right]}} = 14,6 \text{ м};$$

Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата

БР-02069964-13.03.02-06-19

Лист

52

$$l_{3к} = \frac{4,9 \cdot \sigma_{\Gamma} \sqrt{\alpha \cdot E(t_{\Gamma} - t_{\circ}) + 0,405\sigma_{\Gamma}}}{\gamma_1 \sqrt{E[(\gamma_1 / \gamma_1)^2 - 2,82]}}, \quad (2.68)$$

$$l_{3к} = \frac{4,9 \cdot 117,6 \sqrt{23 \cdot 10^{-6} \cdot 6,25 \cdot 10^4 [(-5) - 10] + 0,405 \cdot 117,6}}{0,16 \sqrt{6,25 \cdot 10^4 \left[\left(\frac{1,14}{0,16} \right)^2 - 2,82 \right]}} = 10,46 \text{ м.}$$

Полученные значения длин критических пролетов следует сравнить с действительной величиной пролета и сделать выводы. Рекомендуется в первую очередь определить $l_{к2}$ и сравнить его с действительным пролетом.

Далее могут возникнуть следующие случаи:

- 1) Если $l_{к1} < l_{к2} < l_{к3}$, то расчетным пролетом является $l_{к1}, l_{к3}$.
- 2) Если $l_{к1} > l_{к2} > l_{к3}$, то расчетным пролетом является $l_{к2}$.
- 3) Если $l_{к1}$ – мнимый, $l_{к2} < l_{к3}$, то расчетным пролетом является $l_{к3}$.
- 4) Если $l_{к3}$ – мнимый, то расчетным пролетом является $l_{к1}$.

После определения критических пролетов необходимо рассчитать уравнения состояния и определить значения напряжений в проводе в различных режимах.

Если 1 случай, то уравнение состояния для расчета провода с учетом критических пролетов будет иметь следующий вид при соотношении фактического и критического пролетов:

- 1) Если $l > l_{к3}$

$$\sigma - \frac{\gamma^2 L^2 E}{24\sigma^2} = \sigma_2 - \frac{\gamma_2^2 L^2 E}{24\sigma_2^2} - \alpha E(t - t_2). \quad (2.69)$$

- 2) Если $l < l_{к1}$

$$\sigma - \frac{\gamma^2 L^2 E}{24\sigma^2} = \sigma_- - \frac{\gamma_1^2 L^2 E}{24\sigma_-^2} - \alpha E(t - t_-). \quad (2.70)$$

3) Если $l_{к1} < l < l_{к3}$

$$\sigma - \frac{\gamma^2 L^2 E}{24\sigma^2} = \sigma_{э-} - \frac{\gamma_1^2 L^2 E}{24\sigma_э^2} - \alpha E(t - t_э). \quad (2.71)$$

Для нашего расчет подходит 2 случай и $l < l_{к1}$, рассчитываем по формуле 2.70

$$117,6 - \frac{0,16^2 \cdot 40^2 \cdot 6,25 \cdot 10^4}{24 \cdot 117,6^2} - 23 \cdot 10^{-6} \cdot 6,25 \cdot 10^4 (33 - (-31)) = 17,27$$

2.10.3 Определение стрелы провеса провода.

Одной из величин, определяющих высоту опор, является стрела провеса, поэтому определяем наибольшую и наименьшую стрелу провеса провода, а также строим кривые провисания провода в заданном пролете

Определяем критическую температуру t_k :

$$t_k = t_э + \frac{\sigma_э \left(\frac{1 - \gamma_1}{\gamma_3} \right)}{\alpha E}, \quad (2.72)$$

$$t_k = -5 + \frac{117,6 \cdot \left(1 - \frac{0,16}{1,4}\right)}{23 \cdot 10^{-6} \cdot 6,25 \cdot 10^4} = 62,56, \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Сравниваем критическую температуру t_k с максимальной температурой. Так как $t_k = 62,56 \text{ } ^\circ\text{C} > 33 \text{ } ^\circ\text{C}$, то наибольшая стрела провеса $f_{н\bar{o}}$ будет при максимальных температурах.

Рассчитываем $f_{н\bar{o}}$ и $f_{нм}$:

					БР-02069964-13.03.02-06-19	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		54

$$f_{\text{нб}} = f_3 = \frac{\gamma_1 \cdot L^2}{8\sigma_+} = \frac{0,16 \cdot 40^2}{(8 \cdot 88,2)} = 0,37 \text{ м.} \quad (2.73)$$

$$f_{\text{нм}} = \frac{\gamma_1 \cdot L^2}{8\sigma_-} = \frac{0,16 \cdot 40^2}{(8 \cdot 117,6)} = 0,28, \text{ м.}$$

Кривые провисания строятся по формуле вида:

$$y = \frac{\gamma \cdot x^2}{2 \cdot \sigma}, \quad (2.74)$$

Полученные данные сводятся в таблицу 2.20. Ось $X = \frac{L}{2}$ делится на равные отрезки.

Таблица 2.20 – Исходные данные для построения графика провеса проводов

Режимы	X, м										
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
$y_{f_{\text{нб}}}(t_+, \gamma_1, \sigma_+)$	0	0,00	0,02	0,03	0,06	0,09	0,14	0,18	0,24	0,31	0,38
$y_{f_{\text{нм}}}(t_-, \gamma_1, \sigma_-)$	0	0,00	0,01	0,03	0,05	0,07	0,10	0,14	0,18	0,23	0,28

По данным таблицы строим кривые провисания провода (рисунок 2.8).

2.10.4 Расчет шаблона для расстановки опор на местности

При расстановке опор по профилю должны быть учтены два основных условия:

- расстояния от проводов до земли и пересекаемых сооружений должны быть не менее требуемых ПУЭ;

– нагрузка, воспринимаемая опорами, не должна превышать значений, принятых в расчетах опор соответствующих типов.

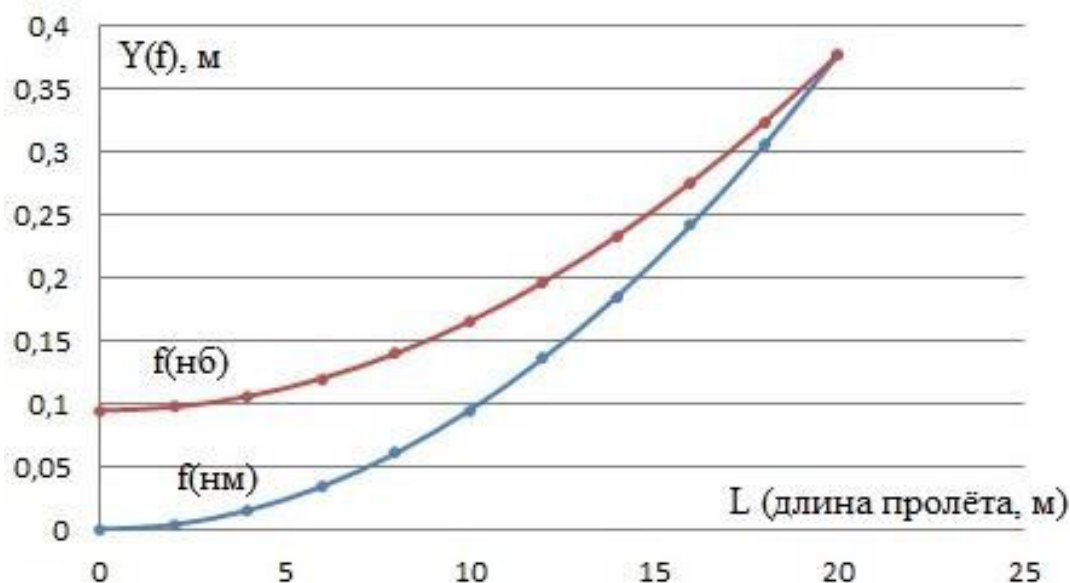


Рисунок 2.8 – Кривые провисания проводов

Обычно в условиях неровного профиля расстановка опор производится с помощью шаблона.

Шаблон представляет собой 2 или 3 кривые (параболы), соответствующие кривой максимального провисания провода и расположенные друг над другом с определенным интервалом.

Кривая максимального провисания провода строится по формуле:

$$y = \frac{\gamma_1 \cdot x^2}{2\sigma_+}, \quad (2.75)$$

где γ_1 – удельная механическая нагрузка на провод, $\gamma_1 = 0,160$ Н/мм²;

x – расстояние от точки подвеса до расчетной точки, м;

σ_+ – напряжение в проводе в режиме максимальных температур, Н/мм²,

Расчеты по формуле сводим в таблицу 2.21.

Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата

БР-02069964-13.03.02-06-19

Лист

56

Таблица 2.21 – Результаты расчетов

Режимы	$X, \text{ м}$										
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
$y_{fnn}(t_+, \gamma_1, \sigma_+)$	0	0,00	0,02	0,03	0,06	0,09	0,14	0,18	0,24	0,31	0,38

По данным таблицы 2.21 строим кривые расстановки опор на местности

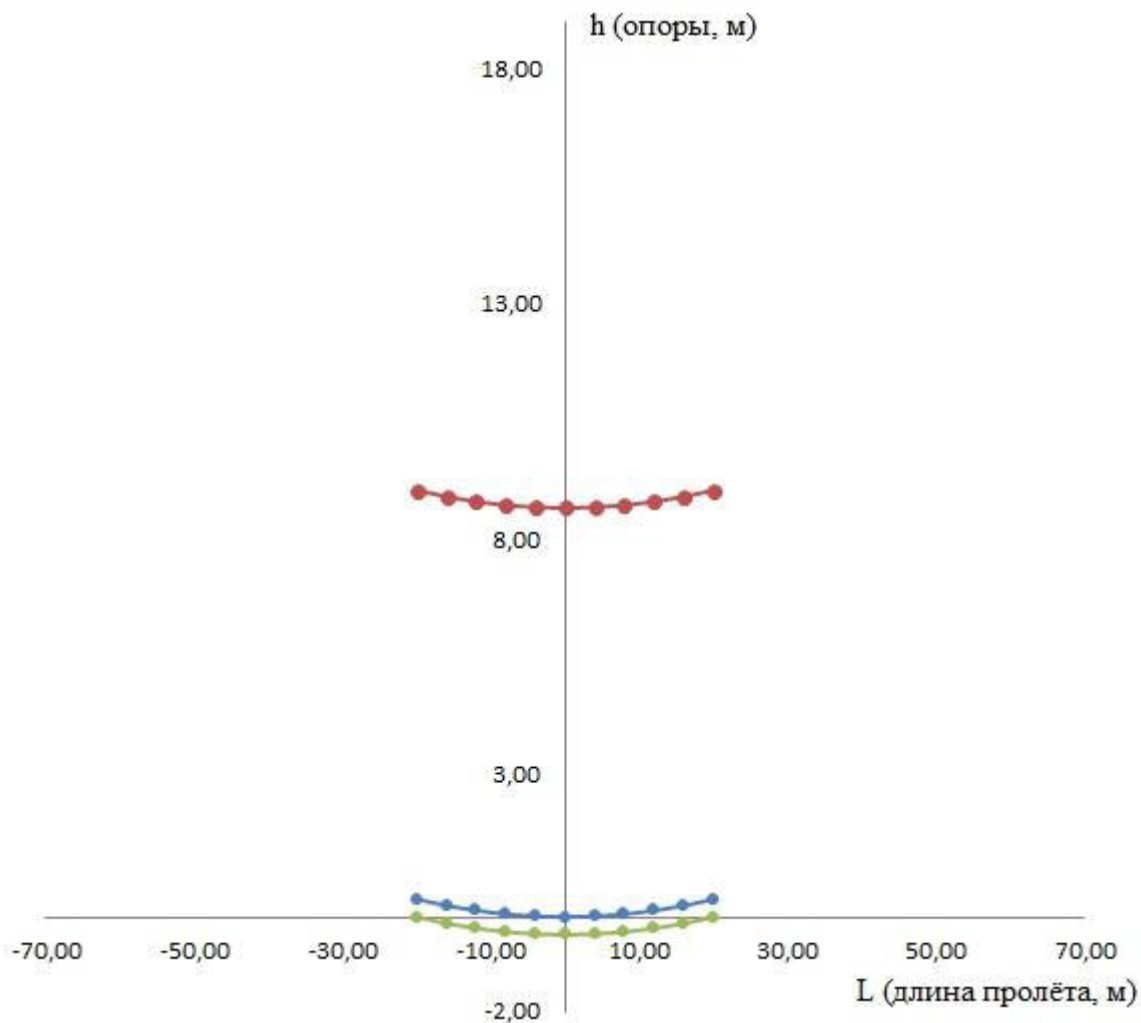


Рисунок 2.9 – Кривые расстановки опор на местности.

Верхняя кривая 1 определяет положение кривой провисания проводов в максимальном режиме.

Габаритная кривая 2 касается земли в точке O.

Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата
-----	-----	---------	-------	------

БР-02069964-13.03.02-06-19

Земляная кривая 3 проходит через основание уже намеченной опоры и показывает место установки новой опоры.

Строительство ВЛИ-0,38кВ выполняем с применением самонесущего изолированного провода СИП2-3х25+1х25-0,4кВ на проектируемых железобетонных опорах марки СВ110-5 с применением арматуры СИП «Нилед».

					<i>БР-02069964-13.03.02-06-19</i>	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		58

3 Расчет и проверка оборудования подстанции ПС 110/6 кВ «Юго-Западная»

3.1 Краткая характеристика подстанции

Для электроснабжения коттеджного посёлка «Чистые пруды» предусматриваются в качестве источника питания подстанция ПС 110/6 кВ «Юго-Западная».

На подстанции установлены два силовых трансформатора ТРДН-25000/110/76/-У1 и ТРДН-25000/110/-У1. Основные технические характеристики трансформатора приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Технические характеристики трансформаторов ТРДН-25000/110/76/-У1 и ТРДН-25000/110/-У1

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %	Габаритные размеры, мм
		ВН	НН		х.х.	к.з.			
ТРДН-25000/110/76-У1	25000	115	6,3	Y _н /Δ-Δ-11-11	26,8	119,48	9,91	0,43	5960 х 4300 х 5380
ТРДН-25000/110-У1	25000	115	6,3	Y _н /Δ-Δ-11-11	17,64	125,1	10,14	0,14	5960 х 4300 х 5380

Распределительное устройство высокого напряжения открытого типа и выполнено по схеме мостик с отделителями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой.

К ОРУ 110 кВ подключены четыре воздушные линии электропередач: ВЛ 110 кВ Юго-Западная-центральная, ВЛ 110 кВ Юго-Западная- Ремзавод, ВЛ 110 кВ ЛАЛ-Юго-Западная, ВЛ 110 кВ Рузаевка-Юго-Западная.

Распределительное устройство 6 кВ закрытого типа и выполнено по схеме две секционированные выключателем система шин, состоит из 52 ячеек.

К ячейкам № 13, 30, 37 и 48 подключены выводы силовых трансформаторов по стороне НН.

Перечень подключенных к РУ 6 кВ объектов и их потребляемая мощность по состоянию на 2017 г. приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Перечень подключенных к РУ 6 кВ объектов

№ ячейки	Наименование потребителя	Мощность S_{max} , кВА
1 с.ш.		
1	Резерв	-
3	Резерв	-
5	Горсеть	785,67
7	Горсеть	1302,46
9	Горсвет	200,6
11	Резерв	-
17	НИИ Электровыпрямитель	997,003
21	Резерв	-
23	Ламзурь-1	358,87
25	ТСН №1	18,04
2 с.ш.		
2	Тяговая ПС №8	793,42
4	Тяговая ПС №8	3,81
6	Горсеть	618,30
8	Горсеть	175,24
10	Горсеть	441,94
12	Горсеть	601,41
14	Горсеть	831,45
16	Горсеть	97,66
18	Телецентр	1130,01
20	Молокозавод	1056,36
22	Швейная фабрика	1000,48
24	Резерв	-
26	Резерв	-
3 с.ш.		
31	Горсеть	1078,05
33	ВАТТ	1392,63
35	ВАТТ	106,23
41	Резерв	-
43	Ламзурь-2	266,15
45	Хознужды	18,82
47	Резерв	-

Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата

БР-02069964-13.03.02-06-19

Лист

60

Окончание таблицы 3.2

№ ячейки	Наименование потребителя	Мощность S_{max} , кВА
4 с.ш.		
38	Резерв	-
40	Горсеть	1125,58
42	Резерв	-
44	Горсеть	694,52
46	Резерв	-
52	ТСН №2	19,36
Итого		15112,34

Для электроснабжения потребителей собственных нужд на подстанции установлены два трансформатора собственных нужд типа ТМ-250-6/0,4 мощностью 250 кВА. Трансформаторы собственных нужд подключены к токопроводам, соединяющим силовые трансформаторы и секции шин РУ 6 кВ.

3.2 Определение загрузки силовых трансформаторов подстанции

Для определения загруженности силовых трансформаторов в зимний период используем перечень подключенных к РУ 10 кВ потребителей.

Определим загрузку силовых трансформаторов при максимальной нагрузке по выражению

$$K_{max} = \frac{S_{max}}{S_{ном}}, \quad (3.1)$$

где S_{max} – максимальная мощность нагрузки на трансформаторе, кВА;

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

Для силового трансформатора Т1

$$K_{max} = \frac{10411}{25000} = 0,42 .$$

Для силового трансформатора Т2

$$K_{\max} = \frac{4701,34}{25000} = 0,19.$$

В качестве аварийного режима работы рассмотрим режим, при котором один из силовых трансформаторов вышел из строя, и все потребители будут подключены к оставшемуся в работе трансформатору.

Определим значение K_{\max} для данного графика нагрузки

$$K_{\max} = \frac{15112,34}{25000} = 0,6.$$

В аварийном режиме оставшийся в работе трансформатор не будет перегружен.

3.3 Проверка электрооборудования ЗРУ 6 кВ

В связи с подключением к подстанции ПС 110/10 кВ «Юго-Западная» коттеджного посёлка «Чистые пруды» г. Саранск, требуется выполнить проверку возможности подключения жилого комплекса к ячейке № 33, находящейся на 3 секции шин ЗРУ 6 кВ подстанции.

Высоковольтные выключатели ячеек выбирают по номинальным значениям напряжения и тока, роду установки и условиям работы, конструктивному исполнению и коммутационной способности.

Также выполняется проверка выключателя по термической стойкости на основании действующего значения периодической составляющей тока короткого замыкания от эквивалентного источника и эквивалентной постоянной времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

					БР-02069964-13.03.02-06-19	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		62

Характеристика предлагаемого к установке выключателя и привода ВВ/ТЕL и основные формулы для выбора выключателей представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Основные параметры выключателей ВВ/ТЕL 10 кВ

Параметр	Условие выбора	Паспортное значение
Номинальное напряжение выключателя, кВ	$U_{ном} \leq U_{ном.в}$	10
Наибольшее рабочее напряжения выключателя, кВ	$U_{н.р} \leq U_{н.р.в}$	12
Номинальный ток, А	$I_{раб.мах} \leq I_{ном.в}$	630
		800
		1000
		1600
Ток динамической стойкости, кА	$i_y \leq i_{нр.с}$	51 80
Собственное время отключения, с		0,045
Номинальный ток отключения, кА	$I_{н0} \leq I_{нр.с}$	12,5
		20,0
		25,0
		31,5
Тепловой импульс тока КЗ, $кА^2с$	$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}$	468,75
		1200,00
		1875,00
		2976,75

Расчетный ток для ячейки определяется по выражению:

$$I_{р.мах} = \frac{S_{мах}}{\sqrt{3}U_{ном}}, \quad (3.2)$$

где $S_{мах}$ – максимальная мощность нагрузки ячейки, кВА;

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

Для ячейки № 33 в нормальном режиме:

$$I_{р.мах.н} = \frac{1478,83}{\sqrt{3} \cdot 6} = 168,48 \text{ А.}$$

					БР-02069964-13.03.02-06-19	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		63

Значение токов короткого замыкания в конце отходящих линий 6 кВ ПС 110/6 «Юго-Западная» равны $I_{п0}^{(3)} = 11,109$ кА, $i_y = 12,02$ кА (пункт 2.8.4).

Выполним проверку автоматического выключателя ячейки 102 согласно условиям (пункт 2.9.1):

$$630 \geq 168,48 \text{ – выполняется;}$$

Произведем проверку выключателя на термическую стойкость. Т.к. условие:

$$20 \geq 11,109 \text{ – выполняется;}$$

выполняется для обеих ячеек, то выключатель проходит по термической стойкости.

Проверка на динамическую стойкость:

$$52 \geq 16,999 \text{ – выполняется.}$$

Т.к. условия проверки на термическую и динамическую стойкость выполняются, то окончательно принимаем для ячейки 33 отходящих линий на коттеджный посёлок «Чистые пруды» г. Саранск автоматические выключатели ВВ/TEL-10-20/630 У2.

					БР-02069964-13.03.02-06-19	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		64

3.4 Расчет измерительных трансформаторов тока для ячеек отходящих линий

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для подключения измерительных приборов и реле (5 А, реже 1 или 2,5 А), а также для отделения цепей управления и защиты от первичных цепей высокого напряжения (глава 4.8 [19]).

Трансформаторы тока, применяемые в распределительных устройствах, выполняют одновременно роль проходного изолятора (ТПЛ, ТПОЛ).

В комплектных РУ применяются опорно-проходные (стержневые) трансформаторы тока - ТЛМ, ТПЛК, ТНЛМ, шинные - ТШЛ. в РУ 35 кВ и выше - встроенные, в зависимости от типа РУ и его напряжения.

Основная задача при выборе трансформаторов тока на подстанции, сводится к проверке трансформатора тока, поставляемого комплектно с ячейкой.

Трансформаторы тока выбираются по напряжению и току (первичному и вторичному).

Номинальный вторичный ток 1А применяется для РУ 500 кВ и мощных РУ 330 кВ, в остальных случаях применяют вторичный ток 5 А.

Номинальный первичный ток должен быть как можно ближе к расчетному току установки, так как недогрузка первичной обмотки трансформатора приводит к увеличению погрешностей.

Кроме этого трансформаторы тока подбирают по классу точности, который должен соответствовать классу точности приборов, подключаемых ко вторичной цепи измерительного трансформатора тока. Чтобы трансформатор тока обеспечил заданную точность измерений, мощность подключенных к нему приборов не должна быть выше номинальной вторичной нагрузки, указанной в паспорте трансформатора тока.

Выбранный трансформатор тока проверяют на динамическую и термическую стойкость к токам короткого замыкания.

					БР-02069964-13.03.02-06-19	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		65

Проверка трансформатора на термическую стойкость осуществляется по выражению

$$(I_{IH} \cdot k_T)^2 \cdot t_T \geq B_k, \quad (3.3)$$

где I_{IH} – номинальный первичный ток трансформатора тока, А;

k_T – коэффициент термической устойчивости;

t_T – продолжительность протекания тока короткого замыкания, с.

Также данная проверка может быть осуществлена по выражению

$$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}, \quad (3.4)$$

где $I_{тер}$ – ток термической стойкости, кА;

$t_{тер}$ – время протекания тока короткого замыкания, с.

Номинальный первичный ток, коэффициент термической устойчивости и продолжительность протекания тока короткого замыкания являются паспортными величинами.

Проверка на динамическую стойкость производится по выражению

$$\sqrt{2} \cdot I_{IH} \cdot k_{дин} \geq i_{уд}, \quad (3.5)$$

где $k_{дин}$ – коэффициент динамической устойчивости.

Также данная проверка может быть проведена по выражению

$$i_{дин} \geq i_{уд}, \quad (3.6)$$

где $i_{дин}$ – ток динамической стойкости, кА.

Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата

БР-02069964-13.03.02-06-19

Лист

66

Мощность во вторичной цепи трансформатора тока определяется по выражению:

$$S_2 = I_{2H}^2 \cdot r_2, \quad (3.7)$$

где I_{2H} – номинальный вторичный ток трансформатора тока;

r_2 – полное сопротивление внешней цепи.

Полное сопротивление внешней цепи определяется по выражению

$$r_2 = \Sigma r_{приб} + r_{пров} + r_{конт}, \quad (3.8)$$

где $\Sigma r_{приб}$ – сумма сопротивлений всех последовательно включенных приборов и реле;

$r_{пров}$ – сопротивление соединительных проводов;

$r_{конт}$ – сопротивление контактных соединений.

Для электрических подстанций при расчетах рекомендуется принимать длину соединительных проводов 5 м, а минимальное сечение по условиям механической прочности 2,5 мм² для алюминиевых проводов и 1,5 мм² для медных.

Произведем проверочный расчет для трансформаторов тока отходящих линий.

Максимальный ток отходящей линии ячейки №33 составляет 168,48 А следовательно для данной ячеек к установке принимаются трансформаторы тока типа ТОЛК-6-1 на номинальный ток 200 А.

Номинальная нагрузка данного трансформатора класса точности 1 составляет 15 ВА, односекундный ток термической стойкости – 22,4 кА, односекундный ток динамической стойкости – 57 кА.

Произведем проверку выбранного трансформатора тока на электродинамическую стойкость.

Ударный ток трехфазного короткого замыкания для данной отходящей линии составит 16,999 кА.

					БР-02069964-13.03.02-06-19	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		67

Т.к. условие проверки

$$100 \geq 16,999,$$

выполняется, то данный трансформатор тока проходит проверку по условиям динамической стойкости.

Произведем проверку выбранного трансформатора тока на термическую стойкость.

Ток трехфазного короткого замыкания в конце отходящих линий, подключенных к ячейке №33 составляет 11,109 кА.

Т.к. условие проверки

$$11,109 \leq 22,4^2 \cdot 1,$$

выполняется то данный трансформатор тока проходит проверку по условиям термической стойкости.

Окончательно принимаем к установке трансформатор тока марки ТОЛК-6-1

3.5 Проверочный расчет токов срабатывания релейной защиты

В настоящее время основой шкафов релейной защиты и автоматики для подстанций напряжением 110-220 кВ и электрических станций являются блоки микропроцессорной релейной защиты.

Для защиты отходящих линий ячейки №33 предлагается применить устройство БМРЗ-152-Д-КЛ.

Блоки микропроцессорной релейной защиты (БМРЗ) предназначены для выполнения функций релейной защиты и автоматики в сетях напряжением от 6 до 220 кВ следующих видов присоединений:

– турбогенераторы и гидрогенераторы, дизель-генераторы, газопоршневые генераторы;

					БР-02069964-13.03.02-06-19	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		68

- синхронные и асинхронные электрические двигатели любой мощности;
- двухскоростные электрические двигатели;
- двухобмоточные и трехобмоточные трансформатора, автотрансформаторы с высшим напряжением до 220 кВ;
- сборные шины и ошиновка подстанций напряжением 35-220 кВ;
- воздушные и кабельные линии напряжением 110-220 кВ;
- устройства компенсации реактивной мощности напряжением 110-220 кВ.

Данное устройство отвечает за выполнение следующих функций:

- выполнение функций защит, автоматики и управления, определенных «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ);
- сигнализацию срабатывания защит и автоматики, положения коммутационных аппаратов, неисправности БМРЗ;
- задание внутренней конфигурации (ввод защит и автоматики, выбор защитных характеристик, количество ступеней защиты и т. д.) программным способом;
- фиксацию, хранение и отображение аварийных электрических параметров защищаемого объекта для девяти последних аварийных событий с автоматическим обновлением информации;
- осциллографирование аварийных процессов;
- хранение и выдачу информации о количестве и времени пусков и срабатываний защит БМРЗ;
- учет количества отключений выключателя и циклов АПВ;
- пофазный учет токов при аварийных отключениях выключателя;
- контроль и индикацию положения выключателя, а также исправности его цепей управления;
- непрерывный оперативный контроль работоспособности (самодиагностику) в течение всего времени работы;
- получение дискретных сигналов управления и блокировок, выдачу команд управления, аварийной и предупредительной сигнализации;

- двусторонний обмен информацией с АСУ и ПЭВМ по стандартным последовательным каналам связи;
- подключение к импульсным выходам счетчиков электроэнергии для передачи информации в АСУ.

Согласно ПУЭ, для линий в сетях с изолированной нейтралью, должны быть предусмотрены устройства от многофазных и однофазных замыканий.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться защита, состоящая из двух ступеней: первая ступень – токовая отсечка, вторая ступень – максимальная токовая защита (МТЗ) с независимой или зависимой выдержкой времени.

На линиях 6-10 кВ трехступенчатая защита: отсечка, отсечка с выдержкой времени и МТЗ.

К основным параметрам, необходимым для настройки блока микропроцессорной релейной защиты относятся токовая отсечка, ток срабатывания защиты, ток срабатывания реле и др. [16].

Значение тока для токовой отсечки определяется по выражению

$$I_{c.o.} = k_H \cdot I_K^3, \quad (3.9)$$

где k_H – коэффициент надежности;

I_K^3 – максимальный ток трехфазного короткого замыкания в конце защищаемой линии.

Ток срабатывания защиты определяется по выражению

$$I_{c.z.} = \frac{k_{зан} \cdot k_{сз}}{k_е} I_{p,max}, \quad (3.10)$$

где $k_{зан}$ – коэффициент запаса, учитывающий погрешность реле, неточности расчета и т.д.;

$k_е$ – коэффициент возврата реле;

$k_{сз}$ – коэффициент самозапуска, учитывает возможность увеличения тока в защищаемой линии вследствие самозапуска электродвигателей при восстановлении напряжения после отключения к.з.;

$I_{р,мах}$ – максимальный ток в линии в нормальном режиме.

Чувствительность защиты считается достаточной, если при к.з. в конце защищаемого участка $K_u > 1,5$, а при к. з. в конце резервируемого участка $K_u > 1,2$

Коэффициент чувствительности защиты определяется по выражению

$$k_u = \frac{I_{к,мин}^{(2)}}{I_{с.з.}}, \quad (3.11)$$

где $I_{к,мин}^{(2)}$ – минимальный ток двухфазного короткого замыкания в конце защищаемой линии.

Ток срабатывания реле определяется из выражения:

$$I_{с,р} = \frac{I_{с.з.} \cdot k_{сх}}{K_m}, \quad (3.12)$$

где K_m – коэффициент трансформации трансформатора тока.

$k_{сх}$ – коэффициент схемы, зависит от способа соединения трансформаторов тока.

Замыкание на землю одной фазы в сетях с изолированной нейтралью не является к.з. Поэтому защиту выполняют действующей на сигнал и только когда это необходимо по требованиям безопасности, действующей на отключение. В сетях простой конфигурации допускается применение только общего устройства неизбирательной сигнализации, контролирующего состояние изоляции в системе данного напряжения.

Произведем расчет параметров релейной защиты для отходящей линии ячейки № 33.

Ток срабатывания отсечки

$$I_{c.o.} = 1,1 \cdot 11,109 = 12,22 \text{ кА.}$$

Ток срабатывания защиты

$$I_{c.z.} = \frac{2 \cdot 1,1}{0,9} \cdot 168,48 = 411,8 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности защиты

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} 5799}{411,83} = 13,42 .$$

Ток срабатывания реле определяется из выражения:

$$I_{c.p} = \frac{411,8 \cdot 1,73}{60} = 11,87 \text{ А.}$$

Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата

БР-02069964-13.03.02-06-19

Лист

72

4 Технико-экономические показатели

Стоимость электротехнического оборудования (основного и вспомогательного) для расчета капиталовложений определяется на основании данных источников [1, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12]. Для определения основных экономических показателей предлагаемого варианта строительства объекта определим ориентировочную стоимость на приобретение электротехнического оборудования (таблицы 4.1-4.3).

Таблица 4.1 – Ориентировочная стоимость приобретаемого коммутационного оборудования и средств РЗА

Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость единицы оборудования, р./шт.	Общая стоимость, р.
ВВ/TEL-10-20/630 У2	2	148000	296000
ТОЛК-6-1	2	11918	23836
TS250L	2	30620	61240
БМРЗ-152-Д-КЛ	1	35000	35000
Итого			416076

Таблица 4.2 – Ориентировочная стоимость приобретаемых кабелей.

Тип	Кол-во, м	Стоимость, р./м	Общая стоимость, р.
ААБл – 6 кВ 3х70	6	389,20	2335,2
СИП 2 3х25	700	82,5	57 750
Итого			60 085

Таблица 4.3 – Ориентировочная стоимость приобретаемой комплектной трансформаторной подстанции и силовых трансформаторов.

Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость, р./шт	Общая стоимость, р.
Трансформаторная подстанция 2КТПН - Орб07К-250/6/0,4 У1-14917	1	1 751431	1 751 431
Измерительная система АССИ-14917	1	69 183 90	69 183 90
Силовой трансформатор ТМГ-250/6/0,4	2	189 703 39	379 406 78
Итого			2 200 022

По нормативам ТО на КТП 6/0,4 кВ в действующих условиях должны проводиться раз в 3 месяца. Это значит, что требуется 3 выезда автотранспорта в год, т.к. в жилом районе установлено 1 КТП. Стоимость 1 автомобиль-часа в среднем равна 44 р. На 1 выезд требуется 4 часа следовательно на 3 выезда – 12 часов. Кроме того, в год на устранение аварийных ситуаций делается до 15 выездов автотранспорта, продолжительностью 4 часа.

Затраты на аварийные выезды равны:

$$Z_{A1} = (3 + 15) \cdot 4 \cdot 44 = 3168 \text{ р.}$$

Затраты на эксплуатацию подстанции будут равны:

$$Z_{TP} = 2280,00 \cdot 2 = 4560 \text{ чел.ч/год.}$$

Сведем сведения о затратах труда на эксплуатацию трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ коттеджного посёлка «Чистые пруды» г. Саранск, в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Затраты труда на эксплуатацию трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ жилого комплекса «Лесная сказка» г. Саранск.

Затраты труда, чел. ч/год	Норма раб. времени на 1 электротехника в год, чел. ч	Число электротехни- ков
4560	2280	2

Определим фонд заработной платы одного работника (при стоимости 1 часа – 70 руб.):

$$Г_{\Phi 2} = 4560 \cdot 70 = 319200 \text{ р.}$$

Технико-экономические показатели модернизации ПС 110/6 кВ «Юго-Западная» представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Технико-экономические показатели системы электроснабжения коттеджного посёлка «Чистые пруды» г. Саранск.

Показатель	Ед. измер.	Значение
Затраты на оборудование	р.	2676183
Численность персонала	чел.	2
Затраты на транспорт	р.	3168
Трудоемкость	чел. ч	4560
Годовой фонд заработной платы	р.	319200,00

Общие затраты на приобретение оборудования составят – 2676183 р. Численность рабочих на аварийные выезды будет равняться 2. Трудоемкость равна 4560 чел.ч. Годовой фонд заработной платы равен 319200,00 р.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы была разработана система электроснабжения района индивидуальной жилой застройки по ул. 1-я Набережная г. Саранск (коттеджного посёлка «Чистые пруды»).

Определены категория надежности потребителей (III категория), тип плит. Выполнен расчет электрических нагрузок домов, а также расчет распределительных линий до 1 кВ, составивших 243,92 кВ·А. Выбраны классы питающего напряжения: 6 кВ и 0,38/0,22 кВ.

Произведен расчет количества и мощности трансформаторных подстанций, необходимо 1 трансформаторная подстанция в которой установлено 2 трансформатора мощностью по 250 кВ·А.

Выбраны схемы распределительных сетей: двухлучевая автоматизированная схема с согласно направленными магистралями для сетей 6 кВ и 0,38 кВ. Выполнен расчет электрических нагрузок сети 6 кВ и центра питания, расчетная мощность центра питания составляет 219,53 кВ·А. Выполнен расчет распределительных сетей 6 и 0,38 кВ: расчет сечений проводников; проверка проводников по потерям напряжения в нормальном и аварийном режиме (потери не превышают 5 % и 10 % соответственно); расчет токов короткого замыкания. Выполнены выбор и проверка коммутационной аппаратуры 6 кВ и 0,4 кВ.

Приведена краткая характеристика подстанции ПС 110/6 кВ «Юго-Западная». Определена загрузка трансформаторов с учетом подключения жилых застроек. Выполнена проверка электрооборудования ЗРУ 6 кВ и проверочный расчет токов срабатывания релейной защиты отходящих линий.

Проведен расчет технико-экономических показателей. Общие затраты на приобретение оборудования составят 2676183 р. Численность рабочих на аварийные выезды будет равняться 2. Трудоемкость равна 4560 чел. ч. Годовой фонд заработной платы равен 319200,00 р.

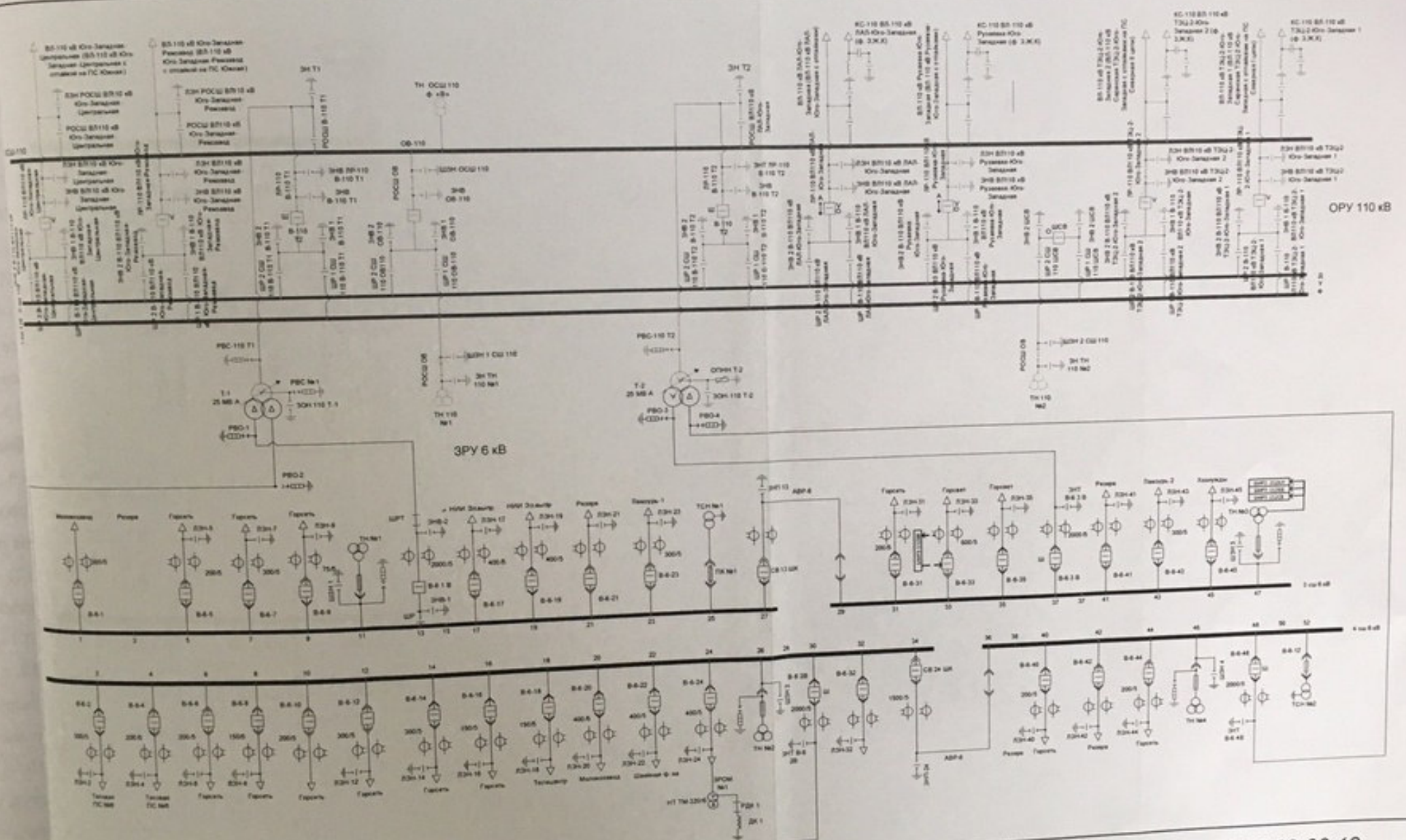
					БР-02069964-13.03.02-06-19	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		76

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Вакуумные выключатели ВВ/Tel. Технический каталог [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://e-tmm.ru/userfiles/file/Buklet%20BB_TEL.pdf
2. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. – Взамен ГОСТ 14209-69; введ. 1985–01–31. – М.: Изд-во стандартов, 1985.
3. ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Короткие замыкания в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – Взамен ГОСТ Р 50270-92; введ. 1995–01–01. – Минск, 1993.
4. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 2014–07–01. – М.: Стандартиформ, 2013.
5. ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – Введ. 2007–07–12. – М.: Стандартиформ, 2007.
6. Кабель.РФ. Технический каталог [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://cable.ru/cable/group-vvgng_ls.php.
7. Каталог продукции. Кабели силовые [Электронный ресурс] // ООО «Сарансккабель» [сайт ООО «Сарансккабель»]. – Режим доступа: <http://www.saranskkabel.ru/katalog-produkczii/kabeli-silovyye-v-bpi-izolyaczii/>.
8. Каталог продукции. Низковольтные автоматические выключатели. Технический каталог [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.etm.ru/catalog/501010_avtomaticheskie_vykljuchateli.
9. Каталог продукции. Низковольтные рубильники. Технический каталог [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.etm.ru/catalog/501910_razediniteli.
10. Каталог продукции. Ограничители перенапряжения 0,4 и 10 кВ. Технический каталог [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.etm.ru/catalog/80302020_sdfogranichiteli_perenaprjazheniy.

					БР-02069964-13.03.02-06-19	Лист
Изм	Лит	№ докум	Подп.	Дата		77

11. Каталог продукции. Разъединители 10 кВ. Технический каталог [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.etm.ru/catalog/?searchValue=%D1%80%D0%B2%D0%B7%2010&goodsOnPage=10&cst=&sidx=rel&sord=desc&page=1&spec=.](http://www.etm.ru/catalog/?searchValue=%D1%80%D0%B2%D0%B7%2010&goodsOnPage=10&cst=&sidx=rel&sord=desc&page=1&spec=)
12. Каталог продукции. Силовые трансформаторы. Технический каталог [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.rus-trans.com/?ukey=product&productID=1145.](http://www.rus-trans.com/?ukey=product&productID=1145)
13. Правила устройства электроустановок [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2010. – 464 с., ил.
14. РД 34.20.185–94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. – Взамен ВСН 97–83 «Инструкция по проектированию городских и поселковых электрических сетей»; введ. 1995–01–01. – М., 1994.
15. Справочник по проектированию электрических сетей. / Под ред. Д. Л. Файбисовича. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006.
16. СТО ДВИГ-052-2012. Распределительные устройства 6(10) кВ с микропроцессорными терминалами БМРЗ-100. Схемы вторичных цепей релейной защиты на переменном оперативном токе. – СПб.: НТЦ Механотроника, 2012.
17. Шведов Г. В. Городские распределительные электрические сети: схемы и режимы нейтрали: учебное пособие / Г.В. Шведов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2011. – 108 с.
18. Шведов Г. В. Электроснабжение городов: электропотребление, расчетные нагрузки, распределительные сети: учебное пособие / Г. В. Шведов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – 268 с.
19. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для студ. сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – 4-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2007. – 448 с.
20. Электроснабжение. Курсовое проектирование : Учебное пособие / Под общ. ред. Г. В. Коробова. 2-е изд., испр. и доп. – СПб.: Издательство «Лань», 2011. – 192 с.



ОП 110 кВ

БР-02069964-13.03.02-06-19

Изм.	Лист	№ докум.	Изд.	Дата	Авт.	Масш.	Масштаб
Разработчик	Кривин			03.02.19			
Проектировщик	Петухов			03.06.19			
Инженер							
Мастер	Дружинин			03.06.19			
Инженер	Александров			03.06.19			

Нормальная электрическая схема ПС 110/6 «Юго-Западная»

Лист 1	Листов 4
--------	----------

ИМЗ, каф. ЭАП, б.п. 407 гр.

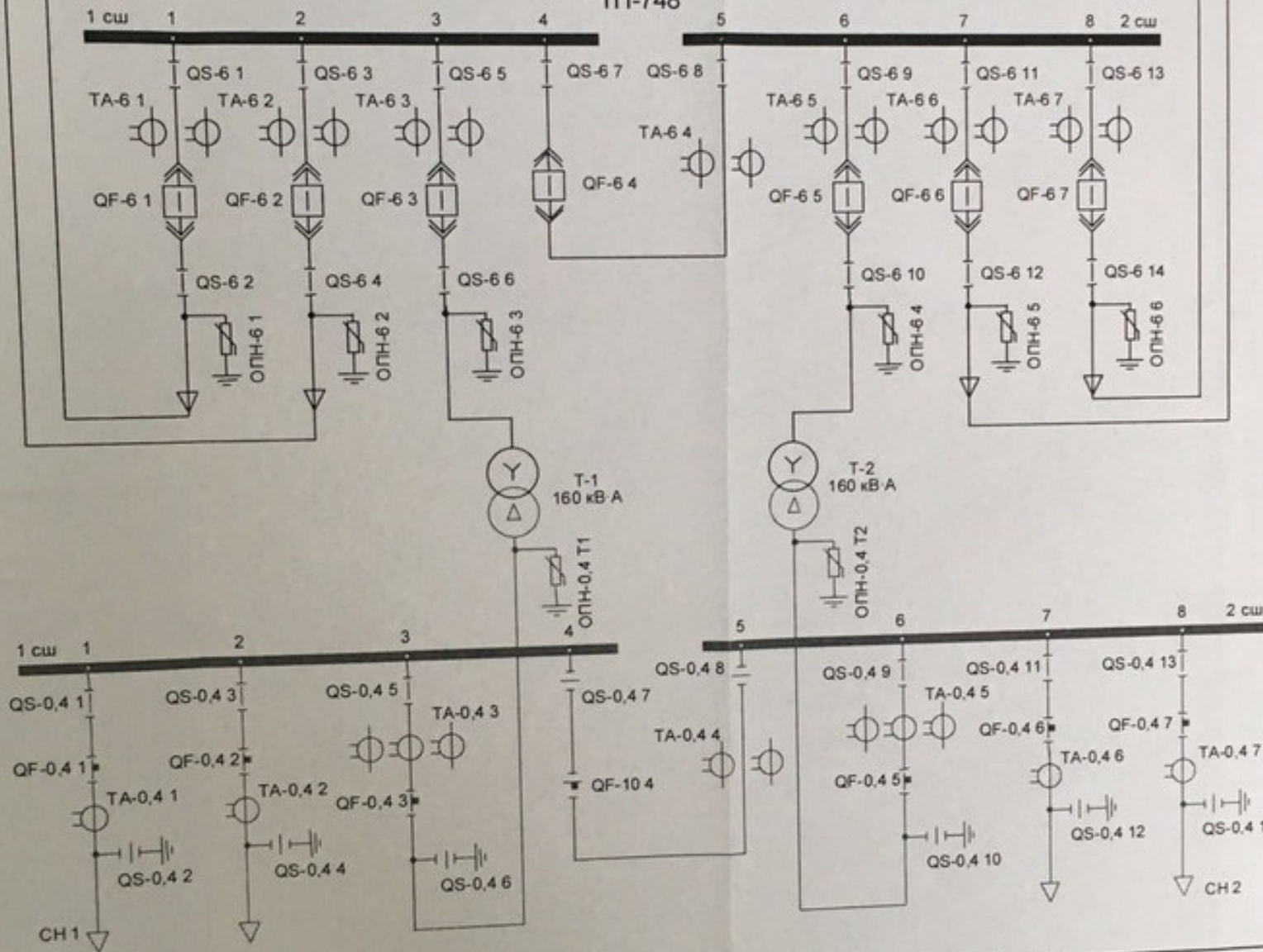
к КТП яч.1

от ПС Юго-
Западная
яч.33

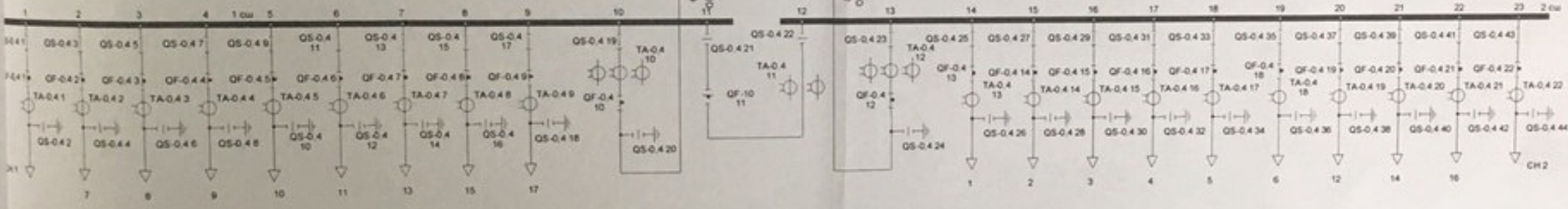
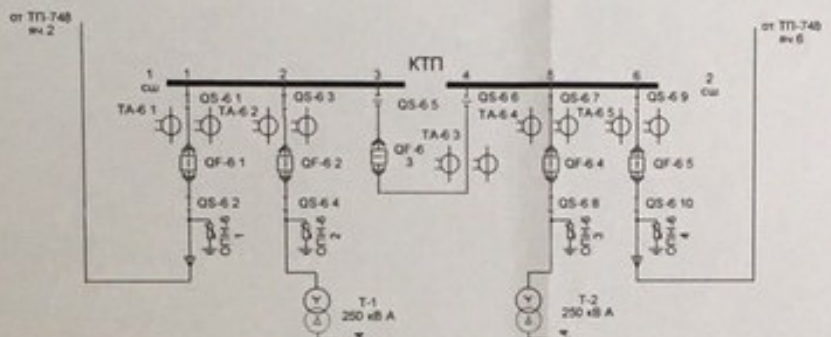
от ПС Юго-
Западная
яч.33

к КТП яч.6

ТП-748

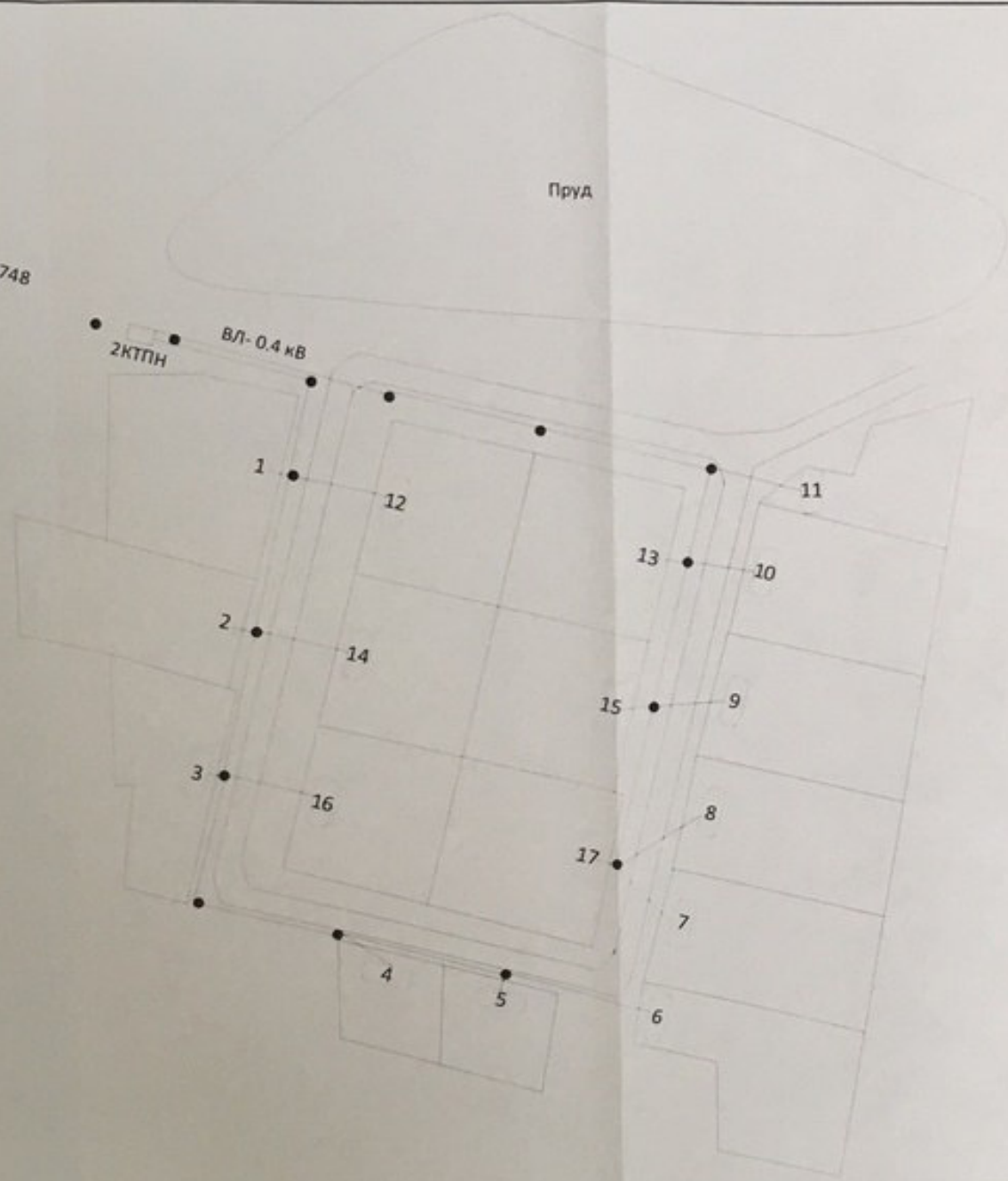


					БР-02069964-13.03.02-06-19		
					Нормальная электрическая схема ТП-748		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Лист	Масса	Максималь
Разраб.	Козин		<i>[Signature]</i>	05.04.19	у		
Пробер.	Павлов		<i>[Signature]</i>	05.04.19	Лист 2		Листов 4
Инженер					ИМЗ, каф. ЗАП, д/о, 407 гр.		
Монитор	Виктор		<i>[Signature]</i>	06.06.19			
Мод.	Александр		<i>[Signature]</i>	21.06.19			



					БР-02069964-13.03.02-06-19			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Нормальная электрическая схема КПП	Лист	Масса	Максимум
Разраб.	Келин		<i>[Signature]</i>	03.06.19		9		
Пробер.	Леткин		<i>[Signature]</i>			Лист 1		Листов 4
Техпер.						ИМЭ, каф. ЗАП, б/о, 407 гр.		
Инженер	Ворожков		<i>[Signature]</i>	03.06.19				
Удп.	Александр		<i>[Signature]</i>	21.06.19				

ВЛ 6 кВ От ТП-748



Пруд

2КТПН

ВЛ-0.4 кВ

1

12

11

13

10

2

14

15

9

3

16

17

8

7

4

5

6

БР-02069964-13.03.02-06-19

Имя	Лист	№ докум	Подп	Дата	Схема расположения жилых застроек коттеджного поселка «Чистые пруды»		
Разработ	Иван		<i>[Signature]</i>	01.06.19	Лист 1	Листа 4	1:2000
Проектировщик	Петкин		<i>[Signature]</i>	01.06.19			
Инженер	Дружинин		<i>[Signature]</i>	01.06.19			
Исполнитель	Александр		<i>[Signature]</i>	01.06.19			

Лист 1

Листа 4

1:2000

Лист 1

Листа 4

ИМЗ, каф. ЗАП, д/о, 407 гр.

ОТЗЫВ

о бакалаврской работе
студента Кезин Александр Васильевич
направления подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
на тему «Разработка системы электроснабжения района индивидуальной жилой застройки по ул. 1-я Набережная г. Саранск».

Работа посвящена актуальной проблеме разработки системы электроснабжения района индивидуальной жилой застройки по ул. 1-я Набережная г. Саранск, целесообразность которой обоснована в ходе анализа объекта.

Студент при выполнении выпускной квалификационной работы выполнил расчет электрических нагрузок зданий, а также расчет распределительных линий до 1 кВ. Выбрал классы питающего напряжения. Произвел расчет количества и мощности трансформаторных подстанций. Выбрал схемы распределительных сетей, расчет электрических нагрузок сети 10 кВ и центра питания. Проверил проводники по потерям напряжения в нормальном и аварийном режиме. Рассчитал токи короткого замыкания. Выбрал и проверил коммутационную аппаратуру 10 кВ и 0,4 кВ. Определил загрузку трансформаторов ПС 110/6 кВ «Юго-Западная» с учетом подключения района индивидуальной жилой застройки. Выполнил проверку электрооборудования ЗРУ 10 кВ и проверочный расчет токов срабатывания релейной защиты отходящих линий. Рассчитал технико-экономические показатели.

Примененные методики актуальны и обоснованы, что подтверждается ссылками на использованные источники.

Теоретические сведения, изложенные в работе, стандартные и общеизвестные в области электроэнергетики. Практическую значимость представляют предложенные студентом решения по электроснабжению микрорайона.

Студент при написании выпускной квалификационной работы показал себя с положительной стороны, проявил самостоятельность и инициативу при сборе исходной информации и выполнении расчетов.

Выпускник имеет уровень теоретической и практической подготовки, необходимый для выполнения выпускной квалификационной работы и осуществления профессиональной деятельности по направлению.

В ходе выполнения работы студент показал умение анализировать и обобщать информацию, делать практические выводы и оформлять результаты.

Умело пользуется методиками и нормативной технической документацией в сфере своей профессиональной деятельности, ориентируется в номенклатуре электротехнического оборудования.

Результаты работы могут быть использованы для практического применения.

Работа соответствует требованиям, предъявляемым к бакалаврским работам по направлению, и рекомендуется к защите.

Научный руководитель



Д. В. Пяткин, к. т. н.
доцент кафедры ЭАП