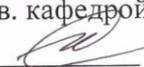


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

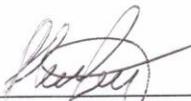
И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина  
« 12 » 06 2019 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

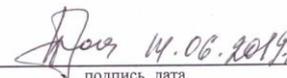
на тему: Реконструкция системы электроснабжения микрорайона  
Биробиджан-2 города Биробиджан Еврейской автономной области

Исполнитель  
студент группы 542 об-4

  
подпись, дата

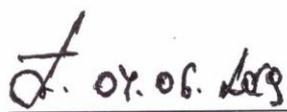
В.Н. Некрасова

Руководитель,  
доцент

  
подпись, дата

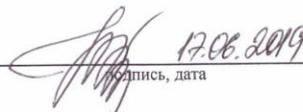
П.П. Проценко

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

  
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

  
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

  
Н.В. Савина  
« 05 » 04 2019 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Некрасовой  
Веры Николаевны \_\_\_\_\_ 1.

Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция системы электроснабжения микрорайона  
Биробиджан - 2 города Биробиджан Еврейской автономной области.  
(утверждено приказом от 04.04.19 № 759-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 04.06.2019г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы по  
предыдущей практике, ориентированная схема микро-  
района Биробиджан - 2.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

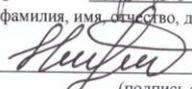
Расчет характеристик расширенного района;  
расчет электрических нагрузок.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) чертежи - БСБ, 1  
материалы, ориентированная схема электроснабжения. Ори-  
ентированная схема ПС. Разреш КЭП. Распорядок схемы электроснабжения

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) научный консультант по безопасности и надежности  
А.Б. Буланов

7. Дата выдачи задания 5.04.2019.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Красилова В.П., доцент  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

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

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 109 с., 13 рисунков, 16 таблиц, 33 источника.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, НАДЕЖНОСТЬ, ИЗОЛЯЦИЯ И ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной выпускной квалификационной работе проведена реконструкция системы электроснабжения жилого микрорайона Биробиджан-2, города Биробиджан. Дано описание района; произведен расчет нагрузок коммунально-бытовых потребителей. Был осуществлен выбор количества и типов трансформаторов на комплектных трансформаторных подстанциях, кабельных линий, определена надёжность работы подстанции «БВС». Произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки низковольтного и высоковольтного электрооборудования; рассмотрен расчет релейной защиты трансформаторов и отходящих линий.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	8
1 Климатическая характеристика района .....	9
2 Характеристика потребителей электроэнергии 0.4 кВ.....	10
3 Расчет электрических нагрузок.....	11
3.1 Расчёт электрических нагрузок бытовых потребителей.....	12
3.1.1 Расчёт электрических нагрузок жилых зданий.....	12
3.1.2 Расчёт ЭН зданий со встроенными объектами коммунально-бытового назначения.....	13
3.2 Расчёт ЭН коммунально-бытовых потребителей.....	16
3.3 Расчёт осветительной нагрузки.....	17
3.4 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ.....	18
4 Распределительные сети 0,4 кВ.....	20
4.1 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ.....	20
4.2 Выбор сечений линий распределительной сети 0,4 кВ.....	21
5 Выбор числа и мощности трансформаторов 10/0,4кВ.....	23
4.1 Выбор схемы и конструкции ТП.....	25
6 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ.....	27
6.1 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП.....	27
6.2 Расчёт электрических нагрузок распределительных линий 10 кВ.....	28
6.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ.....	28
6.4 Выбор сечения распределительной сети 10 кВ.....	31
7 Расчет токов короткого замыкания.....	30
6.1 Расчёт токов КЗ в сети 10 кВ.....	32
6.2 Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ.....	36
8 Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ.....	41
9 Выбор и проверка электрических аппаратов.....	43
8.1 Выбор и проверка автоматических выключателей на 0,4 кВ.....	43
8.2 Выбор и проверка оборудования на 10 кВ.....	45

8.2.1	Выбор комплектных распределительных устройств.....	45
8.2.2	Выбор и проверка выключателя встроенного в КРУН-59.....	46
8.2.3	Выбор и проверка разъединителей.....	48
8.2.4	Выбор трансформатора тока.....	49
8.2.5	Выбор трансформатора напряжения.....	55
8.2.6	Выбор и проверка предохранителей.....	56
8.2.6.1	Предохранители для трансформатора собственных нужд.....	56
8.2.7	Выбор жестких шин.....	57
8.2.8	Выбор опорных изоляторов.....	59
10	Расчет надежности системы электроснабжения.....	61
11	Расчет заземления ТП.....	67
12	Релейная защита и автоматика.....	72
11.1	Защита линий 10 кВ.....	72
11.2	Защита трансформатора.....	78
11.3	Автоматический ввод резерва.....	87
11.4	Автоматическое повторное включение.....	88
11.5	Автоматическая частотная разгрузка.....	89
13	Технико-экономические показатели проекта.....	90
13.1	Расчет капиталовложений.....	90
13.2	Расчет эксплуатационных затрат.....	91
13.3	Суммарные затраты и себестоимость распределения эл.эн.....	92
14	Безопасность и экологичность.....	94
14.1	Безопасность проекта.....	94
14.2	Экологичность проекта.....	97
14.3	Чрезвычайные ситуации.....	99
	Заключение.....	101
	Библиографический список.....	103

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АВР	-	автоматический ввод резерва
АПВ	-	автоматически повторное включение
ВЛ	-	воздушная линия
КТПН		комплектная трансформаторная подстанция наружной установки
КРУ	-	комплектное распределительное устройство
К.З.	-	короткое замыкание
ЛС	-	линии связи
ОПН	-	ограничители перенапряжения
ОРУ	-	открытое распределительное устройство
ПС	-	Подстанция
РЗ и А		релейная защита и автоматика
РУ	-	распределительное устройство
СИП	-	самонесущие изолированные провода
ТТ	-	трансформатор тока
ТН	-	трансформатор напряжения
ЭН	-	электрические нагрузки
ЧС	-	чрезвычайные ситуации

## ВВЕДЕНИЕ

Основным признаком эффективности системы электроснабжения микрорайона является ее динамичное развитие и расширение за счет ввода в работу новых объектов и реконструкции уже существующих на более современные.

Микрорайон постепенно развивается, электрические нагрузки - постоянно меняющаяся величина: подключаются новые потребители, постепенно растет нагрузка на вводе в дома, так как увеличивается насыщение бытовыми приборами. Если электрическая нагрузка увеличивается, то пропускная способность электрических сетей оказывается недостаточной и появляется необходимость в их модернизации.

Целью написания выпускной квалификационной работы является реконструкция системы электроснабжения микрорайона Биробиджан-2 Еврейской автономной области, так как система электроснабжения устарела физически и морально, а точнее не удовлетворяет требованиям по надёжности и способности обеспечивать потребителей необходимым количеством электроэнергии.

Для модернизации систем электроснабжение необходима замена деревянных опор на железобетонные, так как степень износа очень велика, замена неизолированных проводов ВЛ на изолированные провода СИП, которые при равнозначных капиталовложениях обладают повышенной технологичностью строительства, обеспечивают высокую надежность электроснабжения при значительно меньших эксплуатационных затратах и безопасность обслуживающего персонала и населения.

Также в бакалаврской работе представлен раздел безопасности жизнедеятельности, где рассматриваются вопросы о здоровье и безопасности условий труда электрического персонала и работников, эксплуатирующих производственные электроустановки.

## 1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЕВРЕЙСКОЙ АВТОНОМНОЙ ОБЛАСТИ

Выбор и проверка электротехнического оборудования в данной работе проводится с учетом климатической характеристики района, в котором оно будет эксплуатироваться. Основные климатические данные по рассматриваемому району представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатическая характеристика

Климатические данные	Величина
Район по ветру	III
Максимальный скоростной напор, (Н/м <sup>2</sup> )	550
Максимальная скорость ветра, (м/с)	24
Район по гололеду	II
Толщина стенки гололеда (с плотностью 0,9 г/см <sup>3</sup> ), (мм)	20
Температура воздуха высшая, (°С)	40
Температура воздуха низшая, (°С)	-49
Температура воздуха среднегодовая, (°С)	0
Число грозных часов	38
Степень загрязнения атмосферы	I
Сейсмичность района, (бал.)	8

Приведенные в таблице 1 данные используем в дальнейших расчетах и при выборе оборудования, как на самой ПС «БВС» так и при выборе основного электротехнического оборудования в системе электроснабжения 10/0,4 кВ. Геологическом строении площадки принимают участие следующие разновидности грунтов:

- слой 1. Торф темно-коричневый, среднеразложившийся, осоковый. Мощность слоя 0,2-0,5 м, распространен по всей площадке;

- слой 2. Глина коричневая, пылеватая тугопластичной и полутвердой консистенции. Мощность слоя от 1,7 до 3,7 м, местами глина замещается суглинистыми. Глинистые грунты – сильнопучинистые;

- слой 3. Суглинок коричневый пылеватый, от тугопластичной до полутвердой консистенции. Мощность слоя 0,8 – 1 м с увеличением до 4,5 м на участках замещения глин;

- слой 4. Супесь серая, пылеватая текучей консистенции. Мощность слоя от 0,5 до 1,5 м. Имеет линзообразное залегание. Распространен в центральной и северо-восточной частях площадки;

- слой 5. Песок желтовато-серый средней крупности, неоднородный, средней плотности, водонасыщенный;

- слой 6. Песок желтовато-бурый мелкий, средней плотности, водонасыщенный, залегает непосредственно под глинистыми грунтами. Его подстилает слой 5. Мощность 1,5-5 м;

- слой 7. Песок желтый, крупный, средней плотности, водонасыщенный, имеет очень ограниченное распространение на площадке. Мощность - 2,0 м.

Условия формирования почв в Еврейской автономной области характеризуются рядом особенностей: холодная малоснежная зима способствует глубокому промерзанию почвы; холодная засушливая затяжная весна замедляет оттаивание почвы, теплое и дождливое лето приводит к переувлажнению. Средняя глубина промерзания грунтов составляет 2,3 метра.

## 2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ 0,4 кВ

В зависимости от технических параметров все потребители в рассматриваемом РЭС характеризуются следующими характеристиками.

По режимам работы электроприемники относятся к имеющим продолжительно неизменную нагрузку. В основном в рассматриваемом РЭС преобладающее значение имеют объекты жилищного назначения, такие как жилые дома (как одноэтажные, так и многоэтажные), значительную долю потребителей составляют гаражи. В нагрузке так же имеются такие потребители как магазины аптеки, а также различные организации и мелкие частные предприятия

По мощности и напряжению электроприемники относятся в большинстве своем к потребителям малой и средней мощности (менее 80 кВт) напряжением 220 – 380 В различные бытовые приборы, плиты, холодильное оборудование, освещение и электрическое отопление и т.д.

По роду тока электроприемники относятся к потребителям переменного тока промышленной частоты 50 (Гц).

По степени надежности электроснабжения электроприемников их категория устанавливается в зависимости от последствий, которые имеют место при внезапном перерыве в электроснабжении. В данной работе в основном составе нагрузки присутствуют потребители третьей категории порядка 90 %, остальная часть относится ко второй категории.

Перерыв в электроснабжении потребителей относящихся ко второй категории связан с массовым неотпуском продукции, простоем рабочих, механизмов, промышленного транспорта. К потребителям, относящимся ко второй категории надежности, относятся группы потребителей с общей нагрузкой от 300 до 1000 кВт. Рекомендуется питание таких потребителей от двух независимых источников питания. Допускается питание от одного источника питания и от одного трансформатора при наличии резерва на стороне низкого напряжения. Перерыв в электроснабжении потребителей

второй категории допускается на время переключений по вводу резервного питания. Длительность ремонта системы электроснабжения не должна превышать одни сутки.

К электроприемникам второй категории относятся жилые дома с электроплитами, за исключением одноэтажных квартирных домов, жилые дома высотой шесть этажей и выше с газовыми плитами или плитами на твердом топливе, общежития вместимостью 50 человек и более, здания учреждений высотой до 16 этажей с количеством работающих от 500 до 2000 человек, детские учреждения, медицинские учреждения: аптеки, предприятия общественного питания с количеством посадочных мест от 100 до 500; магазины с торговой площадью от 250 до 2000 м<sup>2</sup>; комбинаты бытового обслуживания; хозблоки; ателье с количеством рабочих мест более 50; парикмахерские с количеством рабочих мест более 15; учебные заведения с количеством учащихся от 200 до 1000 человек; гостиницы высотой до 16 этажей с количеством мест от 200 до 1000 человек; диспетчерские пункты жилых районов и микрорайонов, районов электрических сетей; городские ЦП (РП) и ТП с суммарной нагрузкой от 0,4 до 10 МВА при отсутствии электроприемников первой категории и др.

### 3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Важнейшей предпосылкой рационального выбора систем электроснабжения является правильное определение расчетных нагрузок, в зависимости от которых устанавливаются параметры всех элементов схемы. Расчётной называют нагрузку, по которой определяют и выбирают электрооборудование, мощность источников питания, сечение кабелей и проводов, мощность трансформаторов.

Особенностью расчёта в сельских системах является то, что данные о характеристиках электроприёмников могут быть не известны, да и учесть их практически невозможно, поэтому для определения нагрузок пользуются различными методами. Расчёт произведём с помощью метода удельных электрических нагрузок.

По характеру электропотребления и показателям электрической нагрузки все потребители села подразделяются на следующие группы: потребители селитебных зон, промышленные потребители, коммунальные потребители. Часть потребителей относится к социально - значимым объектам, таких как котельная.

#### 3.1 Расчёт электрических нагрузок бытовых потребителей

##### 3.1.1 Расчёт электрических нагрузок жилых зданий

Основу нагрузок выбранного района составляют потребители селитебной зоны и коммунально-бытовая нагрузка. Расчет нагрузок ведется по следующему алгоритму.

Для начала определяется нагрузка каждого отдельного потребителя, квартир, приведённая к вводу жилого здания:

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

где  $P_{уд.кв}$  – удельная расчётная электрическая нагрузка, кВт/кв, [1];

$n$  - количество квартир.

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств, определяется по их установленной мощности с учетом коэффициента спроса:

$$P_{p.уст} = k_c \sum_{i=1}^n P_{уст.i}, \quad (2)$$

где  $k_c$  – коэффициент спроса определяемый по, [1];

$n$  – количество насосов;

$P_{уст.i}$  – установленная мощность двигателей насосов, кВт.

Мощность резервных электроприемников, а также электроприемников противопожарных устройств при расчете нагрузок не учитываются.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома определяется по выражению:

$$P_{p.жил.дом} = P_{p.кв.} + k_y \cdot P_c, \quad (3)$$

где  $k_y$  – коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых приёмников, определяется по, [1].

Реактивная нагрузка жилых домов определяется с помощью расчётных коэффициентов реактивной мощности, [1].

Для примера рассчитаем нагрузку жилого пятиэтажного дома, где имеется 4 подъезда, 60квартир:

$$P_{кв} = P_{уд.кв.} \cdot n = 2,1 \cdot 60 = 126 \text{ кВт}; \quad (4)$$

$$Q_{кв} = P_{кв} \cdot \text{tg} \varphi = 126 \cdot 0,2 = 25,2 \text{ квар}; \quad (5)$$

$$S_{кв} = \sqrt{P_{кв}^2 + Q_{кв}^2} = \sqrt{126^2 + 25,2^2} = 128,5 \text{ кВА}. \quad (6)$$

Рассчитаем ток:

$$I_{кв} = \frac{S_{кв}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}} = \frac{128,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 186,23 \text{ А} \quad (7)$$

### 3.1.2 Расчёт ЭН зданий со встроенными объектами коммунально-бытового назначения

Часто бывает, что в одном объекте находится несколько различных потребителей, у которых различен режим потребления электроэнергии. Исходя из этого нагрузку всех потребителей следует приводить к нагрузке более мощного потребителя через коэффициент участия в максимуме нагрузки. В результате нагрузка на вводе жилого дома определяется по следующей формуле:

$$P_{р.ж.дом} = P_{кв} + P_c + k_y \cdot P_{общ}, \quad (8)$$

где  $P_{кв}$  – расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, кВт;

$P_c$  – расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого дома, кВт;

$P_{общ}$  – расчетная нагрузка общественно-коммунальных потребителей;

$k_y$  – коэффициент участия в максимуме нагрузки общественно – коммунальных потребителей.

Для определения расчётной реактивной мощности используется выражение:

$$Q_{р.ж.дом} = P_{р.ж.дом} \cdot \text{tg}\varphi_{ж.д}, \quad (9)$$

где  $\text{tg}\varphi_{ж.д}$  – расчетный коэффициент реактивной мощности, [1].

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_{р.ж.д}^2 + Q_{р.ж.д}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4}. \quad (10)$$

Для примера рассчитаем электрическую нагрузку жилого дома, со встроенным в него магазином и аптекой. В доме имеется 4 этажей, 28 квартир. Коэффициент мощности квартир:  $\text{tg}\varphi_{\text{кв}} = 0,2$ . Встроенная аптека имеет общую площадь 85 м<sup>2</sup>. Коэффициент мощности аптеки:  $\text{tg}\varphi_{\text{апт}} = 0,43$ . Коэффициент участия в максимуме нагрузки  $k_y = 0,6$ . Встроенный магазин имеет общую площадь 115 м<sup>2</sup>. Коэффициент мощности магазина

$\text{tg}\varphi_{\text{амг}} = 0,85$ . Коэффициент участия в максимуме нагрузки  $k_y = 0,8$ .

Расчетная электрическая нагрузка квартир, кВт:

$$P_{\text{кв}} = 2,6 \cdot 28 = 72,8 \text{ кВт.}$$

Реактивная мощность:

$$Q_{\text{кв}} = P_{\text{кв}} \cdot \text{tg}\varphi = 72,8 \cdot 0,2 = 14,56 \text{ квар.} \quad (11)$$

Нагрузка аптеки:

$$P_{\text{апт}} = P_{\text{уд.}} \cdot S \cdot k_{\text{уч}} = 0,14 \cdot 85 \cdot 0,6 = 7,14 \text{ кВт.} \quad (12)$$

$$Q_{\text{апт}} = P_{\text{апт}} \cdot \text{tg}\varphi = 7,14 \cdot 0,43 = 3,1 \text{ квар.} \quad (13)$$

Нагрузка магазина:

$$P_{\text{маг}} = P_{\text{уд.}} \cdot S \cdot k_{\text{уч}} = 0,14 \cdot 115 \cdot 0,8 = 12,9 \text{ кВт.}$$

$$Q_{\text{маг}} = P_{\text{маг}} \cdot \text{tg}\varphi = 12,9 \cdot 0,85 = 11 \text{ квар.}$$

Суммарная активная нагрузка дома:

$$P_{\text{жил.дом.}} = P_{\text{кв.}} + P_{\text{апт}} + P_{\text{маг}} = 72,8 + 7,14 + 12,9 = 92,84 \text{ кВт.} \quad (14)$$

Суммарная реактивная нагрузка дома:

$$Q_{\text{жил.дом.}} = Q_{\text{кв.}} + Q_{\text{апт}} + Q_{\text{маг}} = 14,56 + 3,1 + 11 = 28,66 \text{ квар.} \quad (15)$$

Полная нагрузка объекта:

$$S_{\text{жил.дом}} = \sqrt{92,84^2 + 28,66^2} = 93 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток для дома:

$$I_{\text{жил.дом}} = \frac{S_{\text{жил.дом}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} = \frac{93}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 134,78 \text{ А.} \quad (16)$$

### 3.2 Расчёт ЭН коммунально-бытовых потребителей

Наряду с жилыми зданиями в городе имеются объекты общественного значения, такие как:

- школы;
- детские сады;
- кинотеатры;
- пункты общественного питания;
- медицинские учреждения;
- спортивные сооружения;
- химчистки и т.д.

В целом методика расчёта является той же самой что и в предыдущем пункте, где используются удельные показатели.

Рассмотрим пример расчета на объекте школа.

Электрическая нагрузка школ определяется по выражению:

$$P_{\text{шк}} = P_{\text{шк.уд}} \cdot n, \quad (17)$$

где  $P_{\text{шк.уд}}$  – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников школы, кВт/учащийся, [1];

$n$  - количество учащихся.

$$P_{\text{шк}} = 0,25 \cdot 620 = 155 \text{ кВт.}$$

Электрическая нагрузка школ определяется:

$$Q_{шк} = P_{шк} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 155 \cdot 0,38 = 58,9 \text{ квар.}$$

Полная нагрузка школы:

$$S_{школа} = \sqrt{P_{школа}^2 + Q_{школа}^2} = \sqrt{155^2 + 58,9^2} = 155,19 \text{ кВА.}$$

Рассчитаем ток:

$$I_{школа} = \frac{S_{школа}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}} = \frac{155,19}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 224,91 \text{ А.}$$

Электрическая нагрузка гаражей определяется по выражению:

$$P_{гар.} = \sum_I^n P_{гар.уд}, \quad (18)$$

где  $P_{гар.уд}$  – электрическая нагрузка одного гаража, кВт/гар;

$n$  – количество гаражей.

Аналогично произведем расчет для всех объектов на плане. Составим экспликацию района для 7 ТП, которые питают данные объекты.

### 3.3 Расчёт осветительной нагрузки

Расчётная нагрузка сетей наружного освещения определяется как сумма мощностей осветительных установок с учётом коэффициента спроса равного 1. Мощность устанавливается на основе светотехнических расчётов с учётом характера освещаемой территории города, действующих норм освещённости территории, типа и параметров используемых светильников. Для упрощённых расчётов допускается применять метод удельного коэффициента мощности освещения на длину проезжей части.

$$P_{освещ} = P_{уд} \cdot l, \quad (19)$$

где  $P_{уд}$  – значение удельной осветительной нагрузки, кВт/км, [2];

$l$  – длина проезжей части, км.

Исходные и расчетные значения сведены в таблицу 1.

Таблица 1 - Исходные и расчетные значения для определения электрической нагрузки уличного освещения

Название улицы	l, км	$P_{уд}$ , кВт/км	$P_{освещ}$ , кВт
Юбилейная	0,8	10	8
Космонавтов	0,6	10	6
Амурская	0,7	10	7
Кавказская	0,5	10	5
Фурманова	0,5	10	5
Хмельницкого	0,4	10	4
Косникова	0,45	10	4,5
Итого			39,5

Выбираем воздушные провода на железобетонных опорах типа СИП 2А сечением 16 мм<sup>2</sup>. А также выбираем натриевые лампы типа ДНаТ-250.

### 3.4 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ

Результирующая нагрузка потребителей не может быть определена простым суммированием нагрузок отдельных потребителей. Следует учитывать характер электропотребления каждого рассматриваемого потребителя и то, что максимумы нагрузки потребляются не в одно и то же время. При расчёте нагрузок должен быть учтён данный фактор во избежание необоснованного удорожания схемы. Определение максимумов осуществляется с помощью коэффициента участия в максимуме нагрузки.

Расчёт суммарной нагрузки выполняется следующим образом. Сначала устанавливается основной потребитель, формирующий максимум нагрузки, и по отношению к этому потребителю нагрузки остальных потребителей вводятся с соответствующими коэффициентами:

$$P_{\Sigma} = P_{\text{макс.}} + k_{\text{у.м.1}} \cdot P_1 + k_{\text{у.м.2}} \cdot P_2 + \dots + k_{\text{у.м.i}} \cdot P_i, \quad (20)$$

где  $P_{\text{макс.}}$  – максимум нагрузки основного потребителя;

$k_{\text{у.м.i}}$  – коэффициент участия в максимуме отдельного потребителя;

$P_i$  – расчётная мощность отдельного потребителя.

$$Q_{\Sigma} = Q_{\text{макс.}} + k_{y.m1} \cdot Q_1 + k_{y.m2} \cdot Q_2 + \dots + k_{y.mi} \cdot Q_i, \quad (21)$$

где  $Q_{\text{макс.}}$  - наибольшая нагрузка здания из числа зданий, квар;

$Q_i$  - расчетная нагрузка других зданий, питающих по линии, квар;

$k_{y.mi}$  - коэффициент участия в максимуме.

Полная мощность нагрузки по ТП определяется следующим образом:

$$S_{ТП} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}; \quad (22)$$

Приведем пример расчета ТП 622:

$$P_{ТП} = 118 + 1,6 + 71,6 + 20 + 51,6 + 24,5 = 356,3 \text{ кВт};$$

$$Q_{ТП2} = 10 + 0,32 + 12,32 + 4 + 10,32 + 2,9 = 130,86 \text{ квар};$$

$$S_{ТП} = \sqrt{P_{ТП}^2 + Q_{ТП}^2} = \sqrt{356,3^2 + 130,86^2} = 390,272 \text{ кВА}.$$

Результаты расчета полной мощности нагрузки по городу представлены в приложении А.

## 4 РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СЕТИ 0,4 КВ

### 4.1 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

Основные требования распределительной сети:

- сеть, прежде всего, должна обеспечивать установленный уровень надежности электроснабжения потребителей;
- стоимость сооружения сети, как и последующие ежегодные затраты на ее эксплуатацию, должны находиться в оптимальных пределах;
- во всех режимах работы сети должно обеспечиваться требуемое качество электрической энергии, имея в виду установленные уровни напряжений у потребителей.

Распределительные сети до 1000 В обязаны выполняться трёхфазными четырёхпроводными с глухим заземлением нейтрали на напряжение 380/220 В. Как показывают многочисленные расчёты, это напряжение является наиболее экономичным для жилых зданий и сооружений. Схема должна строиться таким образом, чтобы являлась наиболее экономичной и удобной в эксплуатации. Поврежденный участок должен легко обнаруживаться и быстро заменяться, при этом необходимо отключаться как можно меньше потребителей. Различают следующие варианты схемы сети 0,4 кВ: петлевая, кольцевая, лучевая. Более надёжной и экономичной считается петлевая схема. Кольцевая схема применяется в основном для питания потребителей третьей категории, так как в отличие от петлевой схемы питающие линии отходят от одной секции шин трансформатора. Лучевые схемы питания применяют для одиночных объектов. Лучи выполнены в виде двойной кабельной линии, что увеличивает надёжность электроснабжения потребителей офисных зданий, и многоквартирных жилых домов. Луч, выполненный в виде одиночной кабельной линии, применяется для питания небольшой группы потребителей, частного сектора.

### 4.2 Выбор сечений линий распределительной сети 0,4 кВ

Сечения проводников 0,4 кВ, должны удовлетворять достаточной

механической прочности, прохождению тока нагрузки без перегрева выше допустимых температур. Сечение должно удовлетворять допустимой потере напряжения, срабатыванию коммутационно-защитной аппаратуры при токах короткого замыкания. Также количество сечений проводов должно быть минимальным для удобства прокладки и замены в случаях повреждения.

Для параллельно работающих линий в качестве расчетного тока принимается ток после аварийного режима. По справочным данным в зависимости от расчетного тока определяют ближайшее стандартное сечение.

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3}}, \quad (23)$$

где  $S_p$  - расчетная нагрузка линии, кВА;

$U_n$  - номинальное напряжение, кВ.

По расчетному току определяется сечение линий.

Выбранное сечение провода должно быть проверено:

- на термическую стойкость провода при токах КЗ;
- на допустимое отклонение напряжения у потребителя;
- на обеспечение надежного срабатывания автоматических выключателей при однофазных и междуфазных КЗ и перегрузках.

По расчётному току нагрузки принимаем сечение, имеющее длительно допустимый ток, превышающий расчётный.

Для воздушных линий электропередач будем использовать самонесущие изолированные провода СИП 2А. Для ответвлений ВЛИ до 1 кВ к вводам в здания примем коаксиальные кабельные ввода. Кабельные линии прокладываются непосредственно в земле, в траншеях. Примем кабель марки АПвВг. Кабель с алюминиевой жилой, изоляция из сшитого полиэтилена, оболочка из поливинилхлоридного пластика и с продольной герметизацией водобликирующими лентами. Срок службы не менее 30 лет.

Самонесущие изолированные провода (СИП) предназначены для передачи и распределения электрической энергии в воздушных силовых и осветительных сетях на напряжение до 0,4/1 кВ.

На воздушных линиях электропередачи 0,4–10 кВ ставим железобетонные опоры, так как степень износа деревянных опор довольно велика.

Рассмотрим выбор распределительных линий, питающихся от ТП № 25, результаты расчета приведены в приложении Б, таблица Б 1.

Приведем пример расчета сечения провода на участке ТП 609.

Линию выполним двухцепной. Ток кабеля в нормальном режиме определяется:

$$I_p = \frac{139,96}{(\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 2)} = 101,008 \text{ A.}$$

Принимаем сечение 25 мм<sup>2</sup> с длительно допустимым током 115 А.

Ток линии питающей дома составляет 101 А. Линию выполним двухцепной, так как жилой дом является домом повышенной комфортности, и в нем имеются встроенные объекты, следовательно, ток составит:

$$I_l = \frac{I_l}{2} = \frac{101}{2} = 50,5 \text{ A.} \quad (24)$$

Выбираем провод сечением 16 мм<sup>2</sup>, длительно допустимый ток составляет 70 А, в послеаварийном режиме одна линия сможет выдержать всю нагрузку. В расчёте используется наименьшее количество сечений провода, это необходимо для удобства прокладки.

## 5 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ 10/0,4 КВ

Выбор числа и мощности трансформаторов производится расчетной активной мощностью. Расчетные мощности для всех трансформаторных подстанций получены в результате суммирования расчетных мощностей на линиях 0,4 кВ, подходящих к ТП. Далее перейдем к выбору числа и мощности силовых трансформаторов на ТП.

В большинстве случаев, от рассматриваемых ТП питается нагрузка преимущественно второй и третьей категории надёжности. В соответствии с требованиями, где говорится следующее:

- для питания электроприёмников второй категории допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады;

- для электроприёмников третьей категории допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для ремонта или замены повреждённого элемента системы электроснабжения, но не более одних суток.

Поэтому в данной работе рассмотрим следующий вариант реконструкции системы электроснабжения города.

В связи с требованиями, предъявляемыми ПУЭ к строящимся и реконструируемым системам электроснабжения, необходим перевод линий электропередачи с воздушных на кабельные, либо переход к проводам марки СИП. При этом повысится коэффициент загрузки трансформаторов, уменьшатся потери, связанные с недогруженностью силовых трансформаторов.

На многих ТП коэффициенты загрузки трансформаторов не соответствуют оптимальному значению, так как нагрузка с каждым годом возрастает. В этом случае произведем установку трансформатора на новой ТП. Устанавливаем трансформатор для ТП 27.

Необходимо подбирать то число и мощность трансформатор на ТП, которые будут соответствовать расчётной нагрузке данной ТП.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_T = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_T \cdot K_3^{\text{ОПТ}}}, \quad (25)$$

где  $P_p$  - расчётная нагрузка, МВт;

$Q_{\text{неск}}$  - некомпенсированная мощность, текущая от источника мощности через трансформатор, Мвар;

$n_T$  - число трансформаторов;

$K_3^{\text{ОПТ}}$  - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора.

Для потребителей первой и второй категории для двух-трансформаторных подстанций коэффициент оптимальной загрузки составляет:

$K_3^{\text{ОПТ}} = 0.7$ , а для однострансформаторных подстанций  $K_3^{\text{ОПТ}} = 0.85$ .

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов, при этом номинальная мощность должна быть больше расчётной.

После выбора трансформатора осуществляется проверка правильности выбора по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_T \cdot S_{\text{Тном}}}, \quad (26)$$

$$K_3^{\text{п/ав}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{\text{Тном}}}. \quad (27)$$

Коэффициент загрузки в нормальном режиме должен быть равен 0,5 - 0,75, в послеаварийном не более 1,4.

Рассмотрим выбор силового трансформатора ТП № 1.

$$S_T = \frac{\sqrt{467^2 + 204^2}}{1 \cdot 0,85} = 599 \text{ кВА}.$$

Выбору подлежит трансформатор ТМ-630/10/0,4:  $S_{Тном} = 0.63 МВА$  [4].

### 5.1 Выбор схемы и конструкции ТП

Подстанции рекомендуется выполнять по простейшим схемам без силовых выключателей на вводах, без сборных шин на стороне высшего напряжения. Установка выключателей допускается на вводах при необходимости аварийного переключения вводов или параллельной их работе, а также на вводе крупных узловых и транзитных подстанций.

Для приема, преобразования и распределения электроэнергии устанавливаем три комплектные закрытые трансформаторные подстанции напряжением 10/0,4кВ мощностью 2х630кВа в металлических контейнерах типа 2КТПНУ-10 полной заводской готовности.

2 КТПНУ служат для приема электрической энергии трехфазного переменного тока частоты 50 Гц, напряжением 10 кВ, преобразования в электроэнергию напряжением 0,4 кВ.

2КТПНУ 10/0,4 кВ предназначены для электроснабжения потребителей городов, населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных объектов с кабельным вводом линий 10 кВ.



Рисунок 1 – Общий вид 2КТПНУ

Достоинства данных подстанций:

- высокая степень заводской готовности подстанций. На стройку поставляются три металлических блока контейнера со смонтированным в них

электрооборудованием;

- подстанция закрытого типа с коридорами обслуживания. Это обеспечивает удобное и безопасное обслуживание оборудования в любое время года;

- корпуса блоков РУВН и РУНН выполнены с теплоизоляцией, что повышает надежную работу оборудования;

- конструкция подстанции предусматривает возможность присоединения к ней как воздушных так и кабельных линий 10 и 0,4 кВ;

- схема подстанции на стороне 10 кВ позволяет осуществить ее присоединение к сети в различных вариантах: радиальное, кольцевое, двухлучевое и т.п.;

- схема подстанции на стороне 0,4 кВ предусматривает подключение линий через автоматические выключатели или через предохранители; с АВР и без него;

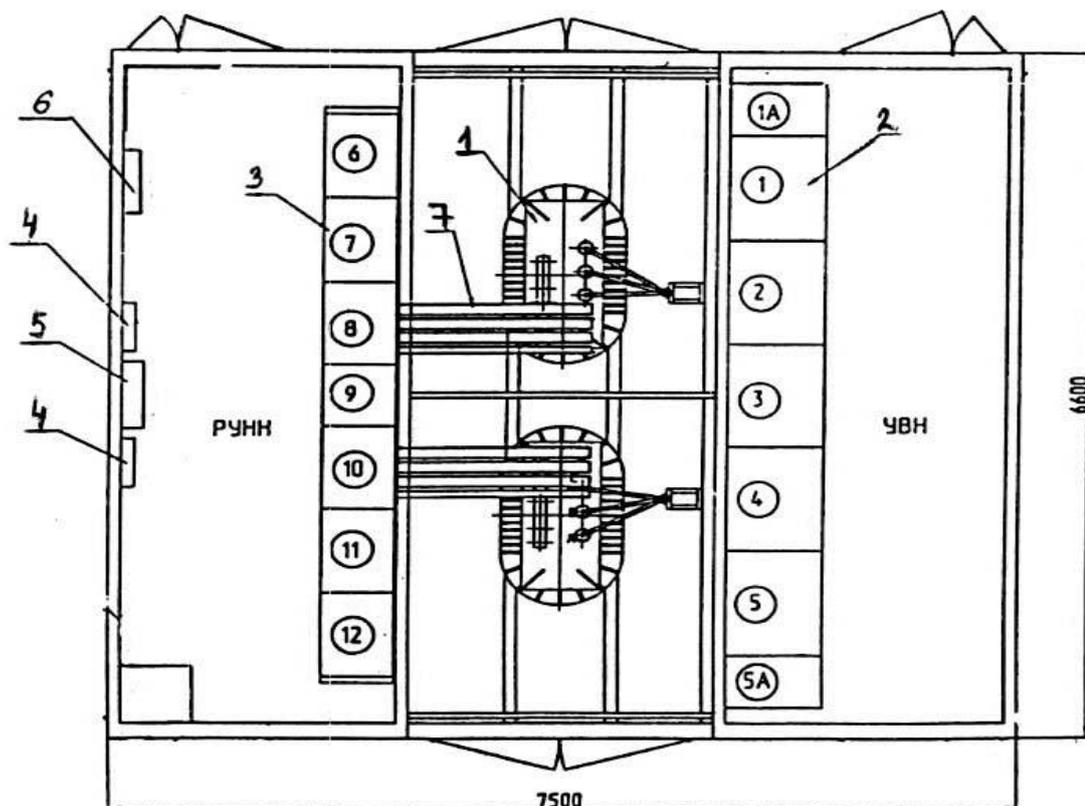
- завод, в случае необходимости, имеет возможность комплектовать подстанции по индивидуальным электрическим схемам.

Схема электрических соединений.

На напряжении 10 кВ принята одинарная, секционированная двумя разъединителями, система сборных шин, к которой присоединяются 2-4 линии и два силовых трансформатора.

Силовые трансформаторы присоединяются к сборным шинам 10 кВ через выключатели нагрузки и предохранители. Линии 10 кВ присоединяются через выключатели нагрузки. В варианте проходной подстанции две линии присоединяются к сборным шинам через разъединители. Для заземления токоведущих частей необходимого при проведении ремонтных работ, предусматривается установка заземлителей на сборных шинах, в цепях вво-дов и линий 10 кВ.

На напряжении 0,4 кВ принята одинарная секционированная рубильником или автоматом (в зависимости от наличия или отсутствия АВР) система сборных шин.



- 1 – трансформатор силовой ТМ 630/10; 2 – УВН 10кВ из камер КСО-302;  
 3 – РУНН 0,4кВ из панелей ЩО-70-3М; 4 – панель учета ЩО-70-3М;  
 5 – шкаф освещения и контроля КТП02.04.00; 6 – шкаф отопления;  
 7 – шины 0,4кВ; 8 – заградительный барьер; 9 – перемычка кабельная 10 кВ.

Рисунок 2 – Общий вид проходной 2КТПНУ с кабельным вводом

Силовые трансформаторы присоединяются к сборным шинам через разъединитель (рубильник) и автомат. Линии 0,4 кВ присоединяются через автоматические выключатели или предохранители (по выбору). Количество и нагрузка отходящих линий определяется конкретно при привязке проекта. Предусматривается установка на шинах 0.4 кВ ограничителей перенапряжения.

Предусматривается возможность подключения уличного освещения с автоматическим его включением и отключением от фотореле. Завод может по отдельному заказу установить в РУ 0,4 кВ, как вариант, панель диспетчерского

управления уличным освещением.

Конструктивное исполнение подстанции.

2КТПНУ состоит из трех отдельных блоков.

а) блока РУ 10 кВ (РУ 10 кВ монтируется из ячеек сборного исполнения с односторонним обслуживанием типа КСО-302);

б) блока силовых трансформаторов, в которых полностью смонтировано электротехническое оборудование и все первичные и вторичные электрические соединения (за исключением силовых трансформаторов). Силовые трансформаторы монтируются на месте;

в) блока щита 0,4 кВ (Щит 0,4 кВ монтируется из панелей типа ЩО-70-3М. В блоке РУ 0,4 кВ также монтируются щитки учета электроэнергии; шкаф освещения и контроля; шкаф отопления).

## 6 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ 10 КВ

### 6.1 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Расчетные ЭН сетей 10 кВ определяются произведением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузки.

Для определения электрических нагрузок сетей 10 кВ, необходимо определить потери мощности в трансформаторах. Основными видами потерь в силовых трансформаторах являются нагрузочные потери и потери холостого хода. Нагрузочные потери - это потери в обмотках трансформатора и они главным образом зависят от сопротивления обмоток, и соответственно часть мощности, проходящая через трансформатор, тратится на нагрев этих обмоток. Потери холостого хода - это потери в магнитной системе трансформатора, зависящие от тока холостого хода и вихревых токов, возникающих в сердечнике трансформатора.

Потери мощности в трансформаторах определяются по формулам:

$$\Delta P_m = 2 \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{кз} \cdot (S_{ТП} / S_{трном})^2; \quad (28)$$

$$\Delta Q_m = 2 \frac{U_{к\%} \cdot S_{ТП}^2}{100 \cdot S_{трном}} + \frac{1}{2} \frac{I_{xx} \cdot S_{трном}}{100}, \quad (29)$$

где  $S_{ТП}$  - полная мощность нагрузки ТП, кВА;

$\Delta P_{xx}$  - потери активной мощности на холостом ходу [4];

$I_{xx}$  - ток холостого хода трансформатора [4];

$U_{к\%}$  - напряжение короткого замыкания трансформатора [4];

$S_{трном}$  - номинальная мощность трансформатора, кВА.

Для примера определим потери мощности для ТП 1:

$$\Delta P_m = 1,25 \cdot \frac{1}{2} \cdot 7,6 \cdot \left( \frac{522}{630} \right)^2 = 3,86 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_m = \frac{5,1 \cdot 522^2}{100 \cdot 630} + \frac{1}{2} \cdot \frac{0,8 \cdot 630}{100} = 26,3 \text{ квар.}$$

## 6.2 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

К питающим и распределительным сетям предъявляются следующие основные требования: сеть должна обеспечивать установленный уровень надёжности электроснабжения потребителей; во всех режимах должно обеспечиваться требуемое качество энергии; сеть должна иметь простую схему, иметь оптимальные приведённые годовые затраты, быть удобной в эксплуатации и безопасной для обслуживающего персонала. Для электроснабжения районов города с потребителями, имеющими в основном электроприёмники второй и первой категории, на напряжение 10 кВ рекомендуется применять петлевую или двухлучевую схему с двух трансформаторными ТП. Для выбора схемы необходимо произвести сравнение вариантов и технико-экономический расчет.

Для питания ТП27 от ТП25 используются лучевую схему питания.

## 6.3 Выбор сечения распределительной сети 10 кВ

Выбор сечения провода СИП напряжением 10 кВ осуществляется таким же образом, как и выбор сечения проводников в распределительных сетях 0,4 кВ.

Рассмотрим выбор сечения линии на примере распределительной сети питающей ТП 138-2.

Для выбора провода произведем расчет тока по полной мощности:

$$I_p = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3}}, \quad (30)$$

где  $S_p$  – полная мощность линии, кВА;

$U_n$  – номинальное напряжение, кВ.

Сечение принимаем по расчетному току нагрузки, имеющее длительно допустимый ток, превышающий расчётный.

Расчётный ток нагрузки равен:

$$I_p = \frac{625}{10 \cdot \sqrt{3}} = 36,127 \text{ A.}$$

Выбираем кабель марки ААБл-3х50 с длительно допустимым током  $I_{дл.доп} = 132 \text{ A}$ .

Силовые кабели марки ААБл имеют алюминиевые или медные токопроводящие проводники (жилы) с изоляцией, выполненной из электротехнического сорта бумаги, пропитанной вязким композитным составом. Кабели имеют свинцовую или алюминиевую оболочку. Они могут быть выполнены с использованием защитных покровов или же без них.

Применяются силовые кабели ААБл для обеспечения передачи и дальнейшего распределения электрической энергии. Такие кабели могут монтироваться (прокладываться) в земляном грунте (при условии низкой или средней коррозионной активности среды). А для прокладки (монтажа) на трассах с разностью высотных уровней между низшей и высшей точками.

Для размещения кабеля больше 15-35 метров широко применяются кабели марки ААБл, изоляционных пропиточный композитный состав которых является нестекающим.

Таблица 3 - Выбор марки и сечения распределительных линий 10 кВ

Участок линии	$S_p, \text{кВА}$	$I_{дл.доп}, \text{A}$	$I_p, \text{A}$	Сечение, $\text{мм}^2$	Марка
25-27	625	132	36,127	50	ААБл

## 7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Протекание токов КЗ приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т.п.

Проводники и аппараты должны без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами КЗ, т. е. должны быть термически стойкими.

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

При расчёте коротких замыканий учитывают следующие допущения: принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса КЗ, не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи, пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов, не учитывают, кроме специальных случаев, емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю, считают, что трехфазная система является симметричной, влияние нагрузки на ток КЗ учитывают приближенно.

При выполнении расчетов не учитывают:

- сдвиг по фазе ЭДС и изменение частоты вращения роторов и синхронных машин;
- ток намагничивания трансформаторов;
- насыщение магнитных систем генераторов, трансформаторов и электродвигателей;
- емкостную проводимость воздушных и кабельных линий;
- различие значений сверхпереходных сопротивлений по продольной и поперечной осям синхронных машин;

- возможную несимметрию трехфазной системы;
- влияние неиндуктивной нагрузки на токи КЗ;
- подпитку места короткого замыкания со стороны электродвигателей напряжением до 1кВ при расчете ТКЗ в сети с напряжением выше 1 кВ.

Для определения сопротивления системы необходим ток короткого замыкания на шинах ТП или мощность короткого замыкания. Если мощность короткого замыкания неизвестна, сопротивление системы определяется как:

$$X_{сист} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}} \quad (31)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока в месте КЗ составляет:

$$I_{покз}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z} \quad (32)$$

где  $U_{осн}$  - основное напряжение, кВ;

$Z$  - полное сопротивление до точки короткого замыкания, Ом.

Полное сопротивление до точки короткого замыкания определяется:

$$z = \sqrt{(\sum X)^2 + (\sum r)^2} \quad (33)$$

где  $\sum X$  - реактивное сопротивление до точки КЗ, Ом;

$\sum r$  - активное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Реактивное сопротивление до точки короткого замыкания:

$$\sum X = \sum X_{кл} + X_{сист} \quad (34)$$

где  $\sum X_{кл}$  - реактивное сопротивление кабеля до точки КЗ, Ом;

$X_{сист}$  - реактивное сопротивление системы, Ом.

Активное сопротивление до точки короткого замыкания:

$$\Sigma R = \Sigma R_{KL}, \quad (35)$$

где  $\Sigma R_{KL}$  - активное сопротивление кабеля до точки КЗ, Ом.

Начальное действующее значение периодической составляющей двухфазного тока в месте КЗ составляет:

$$I_{\text{покз}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{покз}}^{(3)}, \quad (36)$$

Ударный ток в месте КЗ определяется по формуле:

$$i_{\text{удар}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{удар}} \cdot I_{\text{покз}}^{(3)}, \quad (37)$$

где  $K_{\text{удар}}$  - ударный коэффициент.

Ударный коэффициент определяется по следующей формуле:

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

где  $T_a$  - постоянная времени затухания.

Постоянная времени затухания определяется по формуле:

$$T_a = \frac{\Sigma X}{\omega \cdot \Sigma r}, \quad (39)$$

где  $\omega$  - угловая частота напряжения сети равная 314.

Ток однофазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\text{покз}}^{(1)} = \frac{1,05 \cdot U_{\text{фазн}}}{Z_{\Pi} + \frac{Z_{\text{тр}}}{3}}, \quad (40)$$

где  $U_{\text{фазн}}$  - фазное напряжение;

$Z_{\Pi}$  - полное сопротивление петли фазного и нулевого провода.

$$Z_{II} = \sqrt{(R_{\text{фазн}} + R_N)^2 + (X_{\text{фазн}} + X_N)^2}, \quad (41)$$

где  $R_{\text{фазн}}$  - активное сопротивление фазного провода;

$R_N$  - активное сопротивление нулевого провода;

$X_{\text{фазн}}$  - реактивное сопротивление фазного провода;

$X_N$  - реактивное сопротивление нулевого провода.

### 7.1 Расчёт токов КЗ в сети 10 кВ

Найдем токи короткого замыкания в точках: на шинах подстанции, на шинах высокого напряжения рассчитываемой подстанции и на шинах каждой подстанции, для примера рассмотрим ТП6.

Составляем схему замещения, где питание осуществляется от подстанции до ТП 504, рисунок 3.

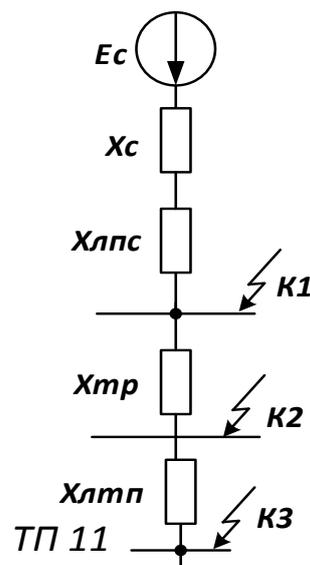


Рисунок 3 – Схема замещения для расчёта тока КЗ на шинах 10 кВ

Расчет токов КЗ производим в базисных величинах.

За основное напряжение принимается напряжение равное:

$$U_1 = 37 \text{ кВ}; U_2 = 10,5 \text{ кВ}.$$

За базисную мощность принимаем:  $S_{баз} = 100 \text{ МВА}$ .

Сопротивление системы определяется:

$$X_{сист} = \frac{S_{баз}}{S_{КЗ}} = \frac{S_{баз}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot I_{КЗ}}, \quad (42)$$

где  $S_{КЗ}$  - мощность короткого замыкания, кВА;

$I_{КЗ}$  - ток короткого замыкания, кА.

$$X_{сист} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 9,5} = 0,164 \text{ о.е.}$$

Параметры питающих линий:

$$L_{ЛПС1} = 4,03 \text{ км}; X_{0ЛПС1} = 0,432 \text{ Ом/км.}$$

Параметры линии от ПС до ТП 11:

$$L_{ПС-ТП11} = 0,97 \text{ км}; X_{0ПС-ТП11} = 0,011 \text{ Ом/км.}$$

Находим сопротивление линий по формуле:

$$X_{ЛПС} = x_0 \cdot l_i \cdot \frac{S_{баз}}{U_1^2} = 0,432 \cdot 4,03 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,127 \text{ о.е.}, \quad (43)$$

$$X_{ПС-ТП6} = x_0 \cdot l_i \cdot \frac{S_{баз}}{U_2^2} = 0,3 \cdot 0,97 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,264 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформатора определим по следующей формуле:

$$X_{ТР} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_{баз}}{S_{НТР}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,19 \text{ о.е.} \quad (44)$$

Преобразуем схему замещения, рисунок 4:

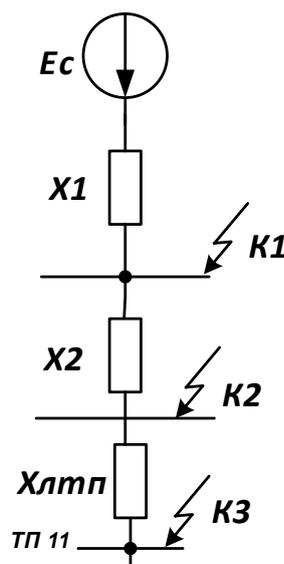


Рисунок 4 – Преобразование схемы замещения на шинах 10 кВ

Сложим последовательно следующие элементы:

$$X_{K31} = X_{ЛПС} + X_{сис} = 0,127 + 0,164 = 0,291 \text{ о.е.} \quad (45)$$

Определим сопротивление, для нахождения токов КЗ для трех точек:

$$X_{K32} = X_{K31} + X_{ТР} = 1,19 + 0,291 = 1,481 \text{ о.е.}; \quad (46)$$

$$X_{K33} = X_{K31} + X_{ТР} + X_{ПС-ТП6} = 0,291 + 1,19 + 0,264 = 1,746 \text{ о.е.} \quad (47)$$

Базисный ток для первой и второй ступени:

$$I_{б1} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА}; \quad (48)$$

$$I_{б2} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА}. \quad (49)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{Покз.К1}^{(3)} = \frac{E}{X_{K31}} \cdot I_{б1} = \frac{1}{0,29} \cdot 1,56 = 5,354 \text{ кА}. \quad (50)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{\text{Покз.К2}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\text{КЗ2}}} \cdot I_{62} = \frac{I}{1,481} \cdot 5,449 = 3,71 \text{ кА.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К3:

$$I_{\text{Покз.К3}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\text{КЗ3}}} \cdot I_{62} = \frac{I}{1,746} \cdot 5,449 = 3,15 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного КЗ:

$$I_{\text{КЗi}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{Пoi}}^{(3)}; \tag{51}$$

$$I_{\text{КЗК1}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,354 = 4,637 \text{ кА};$$

$$I_{\text{КЗК2}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,71 = 3,213 \text{ кА};$$

$$I_{\text{КЗК3}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,15 = 2,728 \text{ кА.}$$

Определяем ударные токи по следующей формуле:

$$I_{\text{yoi}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{Покз.i}}^{(3)} \cdot K_{\text{yoi}}; \tag{52}$$

$$I_{\text{yok1}} = \sqrt{2} \cdot 5,354 \cdot 1,609 = 12,181 \text{ кА};$$

$$I_{\text{yok2}} = \sqrt{2} \cdot 3,71 \cdot 1,609 = 8,441 \text{ кА};$$

$$I_{\text{yok3}} = \sqrt{2} \cdot 3,15 \cdot 1,609 = 7,165 \text{ кА.}$$

Расчет токов короткого замыкания в остальных точках КЗ производится аналогично.

## 7.2 Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, и в конце каждой отходящей линии.

Рассмотрим пример токов КЗ подстанции ТП, мощностью 250 кВА, которая имеет 4 отходящие линии. Схема замещения с точками короткого замыкания представлена на рисунке 5.

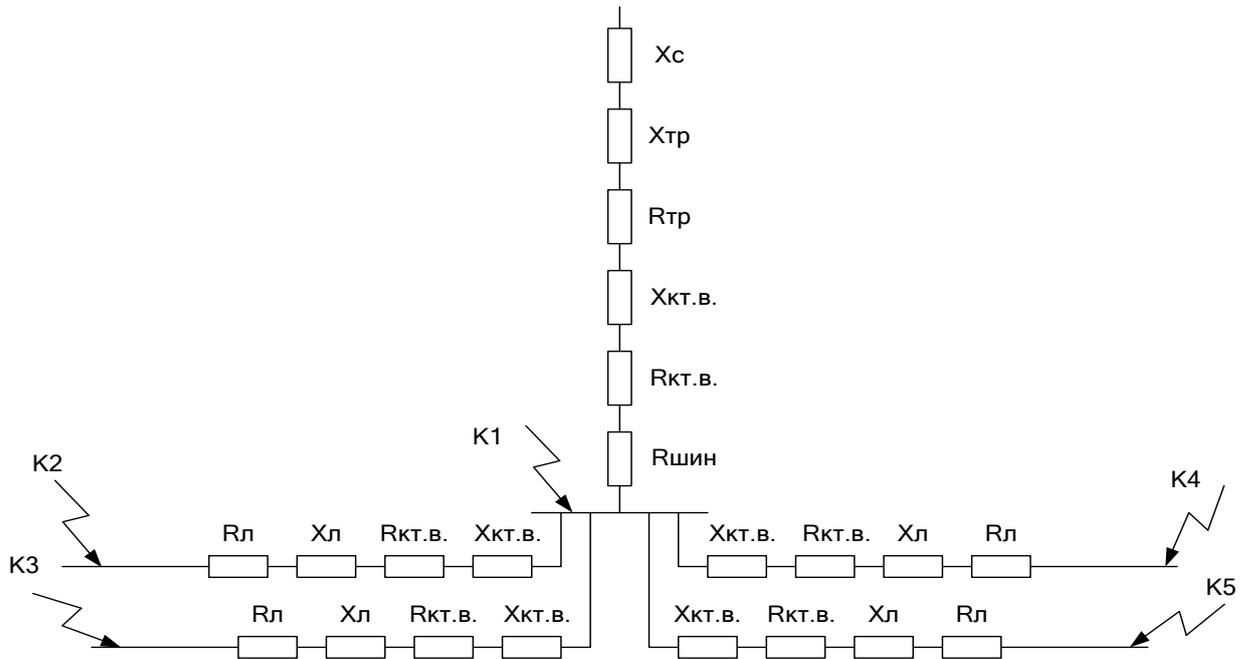


Рисунок 5 – Схема замещения для расчёта тока КЗ для 0,4 кВ

Рассчитаем параметры схемы замещения, найдём сопротивление всех элементов.

Сопротивление трансформаторов определим по формулам:

$$x_T = \sqrt{(U_K)^2 \cdot \left(\frac{100 \cdot \Delta P_K}{S_{T.ном}}\right)^2} \frac{U_{HH.ном}^2}{S_{T.ном}} \cdot 10^4; \quad (53)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{HH.ном}^2}{S_{T.ном}^2} \cdot 10^6 \quad (54)$$

Сопротивление трансформаторов для ТП равно:

$$r_T = \frac{3.7 \cdot 0.4^2}{250^2} \cdot 10^6 = 9.472 \text{ мОм};$$

$$x_T = \sqrt{(4.5)^2 \cdot \left(\frac{100 \cdot 3.7}{250}\right)^2} \frac{0.4^2}{250} \cdot 10^4 = 27.198 \text{ мОм}.$$

Сопротивление системы:

$$X_C = \frac{U_{срнн}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ} \cdot U_{срвн}} \cdot 10^3; \quad (55)$$

$$X_C = \frac{380^2}{\sqrt{3} \cdot 6.487 \cdot 10500} = 1.224 \text{ мОм}.$$

Сопротивление проводов:

$$x_i(r_i) = x_{y\partial}(r_{y\partial}) \cdot l_i. \quad (56)$$

Сопротивления проводов СИП для отходящих линий:

$$r_{y\partial35} = 0,868 \text{ мОм}; x_{y\partial35} = 0,104 \text{ мОм},$$

$$r_{\text{влТТТ1-2}} = 0,868 \cdot 800 = 694,4 \text{ мОм};$$

$$x_{\text{влТТТ1-2}} = 0,104 \cdot 800 = 83,25 \text{ мОм};$$

$$r_{\text{влТТТ1-1}} = 0,868 \cdot 200 = 173,6 \text{ мОм};$$

$$x_{\text{влТТТ1-1}} = 0,104 \cdot 200 = 20,8 \text{ мОм};$$

$$r_{\text{влТТТ1-3}} = 0,868 \cdot 250 = 217 \text{ мОм};$$

$$x_{\text{влТТТ1-3}} = 0,104 \cdot 250 = 26 \text{ мОм};$$

$$r_{\text{влТТТ1-4}} = 0,868 \cdot 300 = 260,4 \text{ мОм};$$

$$x_{\text{влТТТ1-4}} = 0,104 \cdot 300 = 31,2 \text{ мОм};$$

Также необходимо учесть сопротивление контактов, болтовых соединений, и катушек выключателей:

$$r_{кв100} = 2,15 \text{ мОм}; x_{кв100} = 1,2 \text{ мОм}; r_{кон.к100} = 0,75 \text{ мОм}, [5].$$

$$r_{кон.к.400} = 0,65 \text{ мОм}; x_{кон.к.400} = 0,17 \text{ мОм}; r_{кон.к400} = 0,40 \text{ мОм}, [5].$$

Рассмотрим расчёт токов короткого замыкания в точке К1.

Определим общее активное и индуктивное сопротивления:

$$r_{к1} = r_{тр} + r_{шн.} + r_{кв400} + r_{конт} = 9,472 + 0,40 + 0,65 + 0,004 = 10,526 \text{ мОм};$$

$$x_{к1} = x_c + x_{тр} + x_{кв400} = 1,224 + 27,198 + 0,17 = 28,592 \text{ мОм}.$$

Определим максимальный и минимальный ток периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{п0МАХК1} = \frac{U_{СРНН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{I\Sigma}^2 + X_{I\Sigma}^2}} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{28,592^2 + 10,526^2}} = 7,58 \text{ кА}; \quad (57)$$

$$I_{п0МИНК1} = \frac{U_{СРНН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{I\Sigma} + R_{дуги})^2 + X_{I\Sigma}^2}}; \quad (58)$$

$$I_{п0МИНК1} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{28,592^2 + (10,526 + 15)^2}} = 6,025 \text{ кА}.$$

Рассчитаем ударный ток в точке К1:

$$I_{удК1} = \sqrt{2} \cdot I_{н0МАХ1} \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 7,58 \cdot 1,316 = 14,12 \text{ кА}.$$

В качестве несимметричного рассчитаем однофазное короткое замыкание. Принцип расчёта остаётся тот же, однако при несимметричных

коротких замыканиях появляется обратная и нулевая последовательность. В приближённых расчётах сопротивление обратной последовательности можно принять равным сопротивлению прямой последовательности.

Сопротивления контактов, болтовых соединений, катушек выключателей будут равны сопротивлениям прямой последовательности.

Сопротивления трансформаторов будут равны сопротивлениям прямой последовательности. Сопротивления для первой отходящей линии.

Рассмотрим расчёт токов короткого замыкания в точке К1:

Рассчитаем общее активное и индуктивное сопротивления:

$$r_{к01} = 3 \cdot r_{тр} + 3 \cdot r_{шин.} + 3 \cdot r_{кв400} + 3 \cdot r_{конт}; \quad (59)$$

$$r_{к01} = 3 \cdot 9,472 + 3 \cdot 0,65 + 3 \cdot 0,004 + 3 \cdot 0,40 = 31,578 \text{ мОм};$$

$$x_{к01} = 2 \cdot x_c + 3 \cdot x_{кв400} + 3 \cdot x_{тр}; \quad (60)$$

$$x_{к01} = 3 \cdot 27,198 + 3 \cdot 0,17 + 2 \cdot 1,224 = 84,551 \text{ мОм}.$$

Найдём максимальный и минимальный ток периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{П0К1МАХ} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{срнн}}{\sqrt{(R_{0\Sigma})^2 + (X_{0\Sigma})^2}}; \quad (61)$$

$$I_{П0К1МАХ} = \frac{400 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(31,578)^2 + (84,551)^2}} = 7,676 \text{ кА};$$

$$I_{П0К1МИН} = \frac{400 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(31,578 + 20)^2 + (84,551)^2}} = 7,177 \text{ кА};$$

$$I_{удК1} = \sqrt{2} \cdot I_{П0К1МАХ} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,312 \cdot 7,676 = 14,243 \text{ кА}.$$

## 8 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КЗ

Для того, чтобы кабель был устойчив к термическому действию токов короткого замыкания, расчетная температура кабеля при протекании тока КЗ не должна превышать допустимую температуру для материала изоляции кабеля, которая определяется по справочной литературе.

Проверка кабелей на термическое действие тока КЗ:

$$B_{кз} = I_{н.о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (62)$$

где  $I_{н.о}$  - действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$t_{откл}$  - время отключения тока КЗ;

$T_a$  - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

$$t_{откл} = t_{\theta} + t_{рз}, \quad (63)$$

где  $t_{\theta}$  - время отключения выключателя от момента возникновения КЗ до начала расхождения контактов;

$t_{рз}$  - время действия релейной защиты.

Минимально допустимое термически стойкое сечение кабеля определяется по следующей формуле:

$$F_{тер} = \frac{\sqrt{B_{кз}}}{C}, \quad (64)$$

где  $C$  - коэффициент зависит от материала проводника и напряжения, осуществляет пересчет допустимой температуры нагрева к тепловому импульсу (для алюминиевых жил 10 кВ  $C = 100$ ), [6].

Условие правильно выбранного сечения кабеля:

$$F_{тер} \leq F_{выбр}, \quad (65)$$

Проверку кабелей на термическое действие тока короткого замыкания покажем на примере линии ПС-ТП11.

Параметры воздушной линии:

$$I_{n.o} = 5,354 \text{ кА}; T_a = 0,00434 \text{ с.}$$

Время отключения выключателя:

$$t_{откл} = t_g + t_{pz} = 0,13 + 0,02 = 0,15 \text{ с.} \quad (66)$$

Тепловой импульс:

$$W_{кз} = 5,354^2 \cdot (0,15 + 0,00434) = 4,42 \cdot 10^6.$$

Определим минимально допустимое сечение:

$$F_{тер.нс-мл6} = \frac{\sqrt{4,42 \cdot 10^6}}{100} = 21,023 \text{ мм}^2.$$

Сечением выбранного провода:  $F_{выбр} = 35 \text{ мм}^2$ .

Сравниваем выбранное и допустимое сечения:

$$21,023 \leq 35.$$

Условие выполняется.

Отсюда следует, сечение провода было выбрано правильно. Проверка сечений остальных проводов марки СИП производится аналогично.

Результаты проверки сводим в приложение В, таблица В 3.

Исходя из таблицы В 3 делаем вывод, что по длительно допустимым токам сечение всех линий выбрано правильно.

## 9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

### 9.1 Выбор и проверка автоматических выключателей на 0,4 кВ

В данной работе устанавливаем автоматические выключатели на низкой стороне трансформатора каждой ТП и для каждой отходящей линии.

Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ осуществляется:

- по напряжению:

$$U_{номAB} \geq U_{сети}$$

- по роду тока и его величине (по расчетному току):

$$I_{ном.расц} \geq I_{расч}, \quad (67)$$

где  $I_{ном.расц}$  - номинальный ток расцепителя автоматического выключателя

$$I_{расч} = \frac{S_{\Sigma ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (68)$$

где  $S_{\Sigma ТП}$  - максимальная мощность на шинах 0,4 ТП.

- по конструктивному исполнению;

- по коммутационной способности.

Проверка автоматического выключателя производится:

- на отключающую способность КЗ:

$$I_{отс.} \geq \sqrt{2} \cdot I_{кз}^{(3)}, \quad (69)$$

где  $I_{отс.}$  - ток отсечки.

$$I_{отс.} = k_0 \cdot I_{номрасц}, \quad (70)$$

где  $k_0$  - кратность для автоматов, равная: 2,4,6,8,10.

- по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{кз}^{(1)} \geq 1.25 \cdot I_{ср.расц}, \quad (71)$$

где  $I_{ср.расц}$  - ток срабатывания электромагнитного расцепителя.

Выбор автоматического выключателя покажем на примере ТП-27.

Рассчитаем расчетный ток:

$$I_{расч.ТП-138-2} = \frac{425}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 614 \text{ A.}$$

Выберем автоматический выключатель токоограничивающий с полупроводниковым расцепителем марки ВА51-39 с номинальным током расцепителя 630 А [7].

Данные выключатели предназначены для проведения тока в нормальном режиме и отключения тока при коротких замыканиях, перегрузках и недопустимых снижениях напряжения, а также для нечастых (до 30 раз в сутки) оперативных включений и отключений электрических цепей и рассчитаны для эксплуатации в электроустановках с номинальным напряжением до 660 В переменного тока частоты 50 и 60 Гц. Используются для защиты потребителей в составе аппаратуры распределения электроэнергии в общественных зданиях в качестве аппарата высокой мощности.



Рисунок 6 – Наглядный вид автоматического выключателя переменного тока типа ВА

Проверим соблюдение условия:

- на отключающую способность КЗ:

$$I_{отс} = 2 \cdot 630 = 1260 \text{ A};$$

$$1260 \geq \sqrt{2} \cdot 6,862 = 9,704 \text{ A.}$$

- по чувствительности к токам КЗ:

$$1,54 \geq 1,25.$$

Условие выполняется, следовательно, автомат был выбран правильно.

Результаты выбора выключателей на остальных ТП и на отходящих линиях приведены в приложении В таблица В 3.

## 9.2 Выбор и проверка оборудования на 10 кВ

### 9.2.1 Выбор комплектных распределительных устройств

Комплектное распределительное устройство - это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

К установке принимаем комплектные распределительные устройства серии КРУ-59, предназначенное для приёма и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 6-10 кВ.

КРУ серии К-59 - это комплектное распределительное устройство наружной установки напряжением 6 (10) кВ. К-59 обеспечивает:

- распределение электроэнергии по потребителям;
- защиту отходящих линий от токов перегрузки, токов КЗ, снижения или повышения напряжения;
- обеспечения непрерывности электроснабжения посредством применения устройств АПВ, АВР.

КРУ устанавливается на простой. Выпускается всегда в утепленном исполнении (с двойными стенами) и с автоматически включаемым обогревом.

Преимущества КРУ К-59:

- улучшенный пожаробезопасный утеплитель;
- более жесткая сварная конструкция;
- медная ошиновка;

- надежность механических блокировок;
- вакуумные коммутационные элементы;
- микропроцессорные блоки защиты;
- полная локализация отсеков;
- дуговая защита на фототиристорах.



Рисунок 7 – Внешний вид КРУ-59

### 9.2.2 Выбор и проверка выключателя встроенного в КРУ-59

Выключатели 10 кВ выбираем вместе с КРУ-59.

Суммарная нагрузка всех ТП составляет:

$$S_{\phi 7} = 5003 \text{ кВА};$$

Определения ток в послеаварийном режиме по формуле:

$$I_{\Sigma} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (72)$$

Определим ток:

$$I_{\Sigma} = \frac{5003}{\sqrt{3} \cdot 10} = 288,848 \text{ А}.$$

На вводе выбираем выключатели вакуумные серии ВВЭ-М-10-20, с электромагнитным приводом, 10 - номинальное напряжение, 20 - номинальный ток отключения, [8].

Проверка выключателя на термическую стойкость при коротком замыкании:

$$B_{к.} = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + Ta) = 3,71^2 \cdot (1,5 + 0,13 + 0,02) = 22,71 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (73)$$

где  $t_{отк}$  - время отключения короткого замыкания.

Время отключения КЗ для выключателя равно:

$$t_{отк} = t_в + t_{рз}, \text{ с}. \quad (74)$$

Возможность отключения выключателем аperiodической составляющей тока короткого замыкания, необходимо определить номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$  по формуле:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot i_{ном.отк} \cdot \beta_{ном}, \quad (75)$$

где  $\beta_{ном}$  - для выбранных выключателей номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе составляет 50%, т. е. 0,5, [8].

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot 0,5 = 14,142 \text{ кА}.$$

Находим по формуле расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени по формуле:

$$i_{ат.} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot e^{-\frac{0,025}{0,012}} = 3,58 \text{ кА}.$$

Проверим выключатель на термическую стойкость, для этого нужно определить тепловой импульс тока короткого замыкания:

$$B_{к.в} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 400 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (76)$$

где  $I_{терм}$  - ток термической стойкости, [8];

$t_{терм}$  - время протекания КЗ, [8].

Все условия выбора выключателя соблюдаются.

Данные расчета и каталожные данные для выбора выключателя сводим в таблицу 4.

Таблица 4 – Каталожные и расчетные данные выбранного выключателя

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{НОМ} \geq U_{СЕТИ}$	10 кВ	10 кВ
$I_{НОМ} \geq I_{ПАВ}$	630 А	288,848 А
$I_{ПР,С.} \geq I_{ПО}$	20 кА	3,71 кА
$i_{ПР С} \geq i_{УД}$	50 кА	21,092 кА
$I_{ОТКЛ НОМ} \geq I_{ПТ}$	20 кА	8,441кА
$i_{А НОМ} \geq i_{АТ}$	14,142 кА	3,58 кА
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq V_{К}$	1200 кА <sup>2</sup> ·с	22,71 кА <sup>2</sup> ·с

### 9.2.3 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ.

Требования:

- создание видимого разрыва в воздухе, электрическая прочность которого соответствует максимальному импульсному напряжению;
- электродинамическая и термическая стойкость при протекании токов–исключение самопроизвольных отключений;
- четкое включение и отключение при наихудших условиях работы (обледенение, снег, ветер).

Разъединители выбирают:

- по конструктивному выполнению;
- роду установки
- номинальным характеристикам (напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ).

Выбираем на стороне 10 кВ разъединитель марки РВЗ-10/400УХЛ2 по

напряжению установки ( $U_{уст} = 10$  кВ), по току продолжительного режима ( $I_{max} = 288.848$  А). Выпускается для внутренней установки, с заземляющими ножами.

Таблица 5 – Каталожные и расчетные данные выбранного разъединителя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10$ кВ	$U_P = 10$ кВ	$U_P \leq U_H$
$I_H = 400$ А	$I_P = 288,848$ А	$I_P \leq I_H$
$I_{дин} = 41$ кА	$i_{уд} = 8,441$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1024$ кА <sup>2</sup> с	$B_K = 22,71$ кА <sup>2</sup> с	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 256$ кА <sup>2</sup> с	$B_K = 22,71$ кА <sup>2</sup> с	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

#### 9.2.4 Выбор трансформатора тока

Трансформаторы тока нужно выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты. Выбор трансформаторов тока производится по номинальному напряжению (в соответствии с классом изоляции), току первичной цепи, току вторичных обмоток при выбранном классе точности, а проверяется по электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях.

Трансформаторы тока следует выбирать по следующим параметрам:

- по классу напряжения;
- по максимальному рабочему току.

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему, иначе недогрузка первичной обмотки может привести к увеличению погрешностей измерения.

Сопротивление нагрузки трансформатора тока определяется по формуле:

$$Z_2 \leq Z_{2,ном}, \quad (77)$$

где  $Z_2$  - номинальная допустимая вторичная нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом, [8].

Вторичная нагрузка включает в себя:

- сопротивления приборов;
- сопротивления соединительных проводов;
- переходного сопротивления контактов.

Так как индуктивное сопротивление вторичных токовых цепей невелико, то  $Z_2 \approx r_2$ .

Сопротивление вторичной нагрузки найдем по формуле:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_k \cdot \quad (78)$$

Определим сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (79)$$

где  $S_{\text{приб}}$  - мощность, потребляемая приборами, В·А;

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора, А, [8].

Принимаем сопротивление контактов равное 0,1 Ом (так как число приборов больше 3), если меньше число приборов, то  $r_k = 0.05$  Ом, [6].

Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо соблюдать следующие условия:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_k \leq Z_{2\text{ном}} \cdot \quad (80)$$

Найдем сопротивление соединительных проводов:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k \cdot \quad (81)$$

Определим сечение проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пров}}, \quad (82)$$

где  $\rho$  - удельное сопротивление материала провода (для алюминия  $\rho = 0,0283 \text{ Ом/мм}^2$ ) [6];

$l_{расч}$  - расчетная длина провода, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока [6].

Для того, чтобы выбрать трансформаторы тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь ТТ.

Устанавливаем следующие приборы:

Са3020 - щитовой цифровой амперметр, служащий для измерения действующего значения переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Подключается непосредственно к ИТТ и измеряет действующее значение тока, протекающего через его вторичную обмотку. Применяют на электростанции и подстанции. Потребляемая мощность  $S_{ном.V} = 4 \text{ В} \cdot \text{А}$ .

Св3020 - щитовой цифровой вольтметр, служащий для измерения действующего значения напряжения переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Включает в себя измерительный преобразователь и цифровой прибор, подключается непосредственно к измерительным трансформаторам напряжения (ИТН). Применяют на электростанции и подстанции. Потребляемая мощность  $S_{ном.V} = 5 \text{ В} \cdot \text{А}$ .

Ср3020 - щитовой цифровой ваттметр (варметр), служащий для измерения активной мощности, а варметры – для измерения реактивной мощности в трехфазных четырехпроводных или трехпроводных цепях переменного тока на электростанциях и подстанциях и передачи их значений по интерфейсу RS485. Применяют на электростанции и подстанции. Потребляемая мощность последовательной цепью:  $S_{ном.W(A)} = 5 \text{ В} \cdot \text{А}$  и  $S_{ном.W(V)} = 5 \text{ В} \cdot \text{А}$  параллельной.

Сс3020 - щитовой цифровой частотометр, предназначен для измерения значения частоты переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Область применения - электростанции и подстанции. Потребляемая мощность  $S_{ном.А} = 4 В \cdot А$ .

ПСЧ-4ТМ.05 - предназначены для многотарифного коммерческого или технического учета электрической энергии в трех- и четырехпроводных сетях переменного тока. Счетчики могут эксплуатироваться автономно или в составе автоматизированных систем: контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ); диспетчерского управления (АСДУ).

Для алюминиевых жил сечение не должно быть меньше 4 мм<sup>2</sup>.

Для всех измерительных приборов принимаем класс точности 0,5, так как почти все ТТ подключены к расчетным счетчикам.

На вводе устанавливаем трансформатор тока марки ТОЛ-10-1-У2. В этом трансформаторе роль первичной обмотки выполняют шины распределительного устройства.

Нагрузка приборов, подключенных к трансформаторам тока, приведена в таблице 6.

Таблица 6 - Нагрузка приборов ТТ на низкой стороне подстанции

Наименование прибора	Цепь	Тип Прибора	Нагрузка, ВА, фазы		
			А	В	С
Амперметр	Ввод 10 кВ	СА3020	4	—	4
Варметр		СР3020	5	—	5
Ваттметр		СВ3020	5	—	5
Счетчик АЭ		ПСЧ-4ТМ.05	0,1	—	0,1
Счетчик РЭ		ПСЧ-4ТМ.05	0,1	—	0,1
Итого:				14,2	—
Амперметр	Секционный выключатель 10 кВ	СА3020	4	—	4
Итого:			4	—	4
Амперметр	На отходящих линиях	СА3020	4	—	4
Счетчик АЭ		ПСЧ-4ТМ.05	0,1	—	0,1
Счетчик РЭ		ПСЧ-4ТМ.05	0,1	—	0,1
Итого:				4,2	—

Сопротивление приборов для трансформатора на вводе 10 кВ:

$$r_{\text{приб}} = \frac{14,2}{5^2} = 0,568 \text{ Ом.}$$

Определим сопротивление соединительных проводов:

$$r_{\text{пров}} = 0,8 - 0,568 - 0,1 = 0,132 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем сечение проводов:

$$S = \frac{0,0283 \cdot 4}{0,132} = 0,858 \text{ мм}^2.$$

Находим сопротивление проводов по формуле:

Выбираем провод сечением 2 мм<sup>2</sup>, [6].

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 4}{2} = 0,057.$$

Найдем сопротивление нагрузки:

$$r_2 = 0,568 + 0,057 + 0,1 = 0,725 \text{ Ом.}$$

Исходя из расчета, произведенного выше, делаем вывод, что трансформатор тока марки ТОЛ-10-1-У2 (трансформатор тока, опорный, с литой изоляцией, 10-номинальное напряжения, 1- класс точности), устанавливаемый на вводе, проходит по всем параметрам. Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 7.

Таблица 7 - Проверка трансформатора тока на вводе 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{расч}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{расч}} = 98,1 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 200 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$Z_{\text{Нрасч}} = 0,725 \text{ Ом}$	$Z_{\text{НОМ}} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_{\text{Нрасч}} \leq Z_{\text{НОМ}}$

Выбираем трансформатор тока на секционном выключателе. Далее выбираем трансформатор тока марки ТОЛ-10-1-У2, [8].

Аналогичный расчет производим далее.

Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 8.

Таблица 8 - Проверка ТТ на секционном выключателе

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{расч}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{расч}} = 98,1 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 200 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$Z_{\text{Нрасч}} = 0,267 \text{ Ом}$	$Z_{\text{НОМ}} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{\text{Нрасч}} \leq Z_{\text{НОМ}}$

На отходящих присоединениях так же выбираем трансформаторы тока марки ТОЛ-10-1-У2.

Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 9.

Таблица 9 - Проверка ТТ на отходящих присоединениях

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{расч}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{расч}} = 281,52 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 300 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$Z_{\text{Нрасч}} = 0,275 \text{ Ом}$	$Z_{\text{НОМ}} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_{\text{Нрасч}} \leq Z_{\text{НОМ}}$

### 9.2.5 Выбор трансформатора напряжения

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Класс точности для питания счетчиков принимается равным 0,5.

Трансформаторы напряжения выбирают по:

- напряжению установки:  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ ;
- конструкции и схеме соединения;
- классу точности;
- вторичной нагрузке:  $S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$ ,

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

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

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{прив}} \cdot \cos\varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin\varphi_{\text{приб}}\right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}. \quad (83)$$

Приближенно, без учета схемы включения приборов,  $S_{2\text{расч}}$ . При этом должно соблюдаться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{дон}}. \quad (84)$$

где  $S_{\text{дон}}$  - мощность всех трех фаз, принимается для трехфазного трансформатора, приведенная в паспортных данных при работе в соответствующем классе точности [8].

Вторичную нагрузку трансформатора напряжения, и результаты занесем в таблицу 10.

Таблица 10 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на 10 кВ

Прибор	Тип	Количество приборов	Мощность катушки, В·А	Количество катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
Вольтметр	СВ 3020	2	4	1	8
Ваттметр	СР 3020	1	5	2	10
Варметр	СР 3020	1	5	2	10
Частотометр	СС 3020	2	5	2	20
Счетчик АЭ	ПСЧ-4ТМ.05	14	0,1	2	2,8
Счетчик РЭ					
Итого					50,8

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ-10-У2 (трансформатор напряжения, антирезонансный, с литой изоляцией, для измерений), [8].

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 11.

Таблица 11 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТН

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $S_2 = 50,8 \text{ ВА}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $S_{2\text{ном}} = 75 \text{ ВА}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $S_{2\text{ном}} \geq S_2$

### 9.2.6 Выбор и проверка предохранителей

Предохранитель – коммутационный электрический аппарат, служащий для отключения защищаемой цепи разрушением предусмотренных для этого токоведущих частей под действием тока, превышающего определенное значение.

Предохранитель включается последовательно в защищаемую цепь, для создания видимого разрыва используется неавтоматический выключатель.

Предохранитель выбирают по напряжению, и по току. Для трансформатора напряжения выбираем предохранитель марки ПКН 001-10У3 с кварцевым наполнителем, для трансформатора напряжения, О – однополюсный, без цоколя и указателя срабатывания, 01 – конструктивное исполнение контактов, 10 – номинальное напряжения, для районов с умеренным климатом в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

#### 9.2.6.1 Предохранители для трансформатора собственных нужд.

Ток максимального режима:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\text{тсн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2,3 \text{ А.} \quad (85)$$

Принимаем предохранитель типа ПКТ101-10-3,2-31,5У3, с кварцевым наполнителем, для защиты трансформаторов, 1- наличие ударного устройства, 01- конструктивное исполнение контактов, 10 – номинальное напряжения, 3,2 – номинальный ток предохранителя, 31,5 – номинальный ток отключения, для районов с умеренным климатом в закрытых помещениях с естественной вентиляцией, [10].

Таблица 12 – Сопоставление каталожных и расчетных данных предохранителей

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 3,2 \text{ А}$ $I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 3,71 \text{ А}$ $I_{\text{по}} = 8,029 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$

### 9.2.7 Выбор жестких шин

В закрытых РУ 6–10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. При токах до 3000 А применяются одно - и двухполосные шины. При больших токах лучше выбирать шины коробчатого сечения.

Наибольший рабочий ток на шинах 10 кВ:

$$I_{\max HH} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{5770}{\sqrt{3} \cdot 10} = 333 \text{ А.} \quad (86)$$

Выбираем алюминиевую шину прямоугольного сечения  $30 \times 4 \text{ мм}$ ,  
 $S = 120 \text{ мм}^2$ ,  $I_{\text{доп}} = 365 \text{ А}$ , [6].

Определим минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{80,54 \cdot 10^6}}{91} = 98 \text{ мм}^2,$$

где  $q_{\min}$  – минимальное сечение шинпровода;

$C$  – для алюминиевых шин и кабелей  $C = 91$ , [6].

Минимальное сечение меньше принятого сечения.

Длину пролета между опорными изоляторами возьмем равной  $L = 1,5 \text{ м}$ .

Найдем собственную частоту колебаний шины при выбранной  $L$ :

$$f_0 = \frac{173,2}{L^2} \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{14,4}{1,6}} = 230,94 \quad (87)$$

где  $J$  – момент инерции шины, который равен  $J = \frac{0,3 \cdot 4^3}{12} = 1,6 \text{ см}^4$ , [6].

$q$  – поперечное сечение выбранной шины,  $\text{см}^2$  [6].

Определим максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{i_{yd}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{6931^2}{1,5} = 5,547 \text{ Н/м}, \quad (88)$$

где  $i_{yd}$  – ударный ток на шине, А;

$a$  – расстояние между фазами, м.

Определим напряжение в материале шины, возникающее из-за изгибающего усилия:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot L^2}{10W_{\phi}} = \frac{5,547 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 0,8} = 0,798 \text{ МПа}, \quad (89)$$

где  $L$  – длина пролета между опорными изоляторами, м;

$W_{\phi}$  – момент сопротивления шины, который равен  $W_{\phi} = \frac{0,3 \cdot 4^2}{6} = 0,8$ .

### 9.2.8 Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы выбирают:

- по напряжению;
- по роду установки;
- по допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор  $F_{расч}$  в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Условия выбора изоляторов согласно ПУЭ:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (90)$$

$$F_{расч} = 0,6 F_{разр} = F_{доп}. \quad (91)$$

где  $F_{разр}$  - разрушающая нагрузка на изгиб [6];

Выбираем опорные изоляторы ИОР–10–3,75 УХЛ, [10] с допустимой силой на изгиб, Н:

$$F_{дон} = 0.6 \cdot 3750 = 2250 .$$

Высота изолятора  $H_{из} = 120$  мм.

Проверим изолятор на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = f \cdot L \cdot k_h = 5,547 \cdot 1,5 \cdot 1,317 = 10,958 , \quad (92)$$

где  $k_h$  – поправочный коэффициент на высоту шины, при расположении шин плашмя, равный:

$$k_h = \frac{H_{из} + 8 + \frac{100}{2}}{H_{из}} = \frac{120 + 8 + \frac{60}{2}}{120} = 1,317 . \quad (93)$$

Выбранный изолятор удовлетворяет условию  $F_{дон} \geq F_{расч}$  и может быть принят к установке.

## 10 РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Надежность систем электроснабжения и энергетических систем обеспечивается резервированием элементов систем и связано со значительными капиталовложениями.

Режимы рабочего состояния объекта: - нормальный – когда обеспечиваются значения заданных параметров режимов работы и резервирования в установленных пределах;

- ремонтный – часть элементов объекта находится в состоянии предупредительного или аварийного ремонтов.

- аварийный – зависит от момента возникновения отказа до его локализации.

В данной выпускной квалификационной работе оценивается надежность схемы электроснабжения потребителей подстанции 35/10 кВ ПС “БВС” в нормальном режиме работы.

Расчет надежности системы электроснабжения проводим с помощью аналитического метода. Сущность метода включает в себя определение количественных вероятностных значений показателей надежности, такие как, полное погашение схемы, разрыв транзита, оценка возможных недоотпусков электроэнергии при частичных отказах схемы.

Рассмотрим надежность подстанции “БВС” 35/10 кВ до реконструкции.

В нормальном режиме один трансформатор отключен, питание шин осуществляется по одной линии через секционный выключатель, если линия будет отключена, то произойдет полное погашение подстанции, и придется отключать большую часть потребителей.

Рассмотрим исходные данные для расчета:

Схема замещения подстанции представлена на рисунке 9:

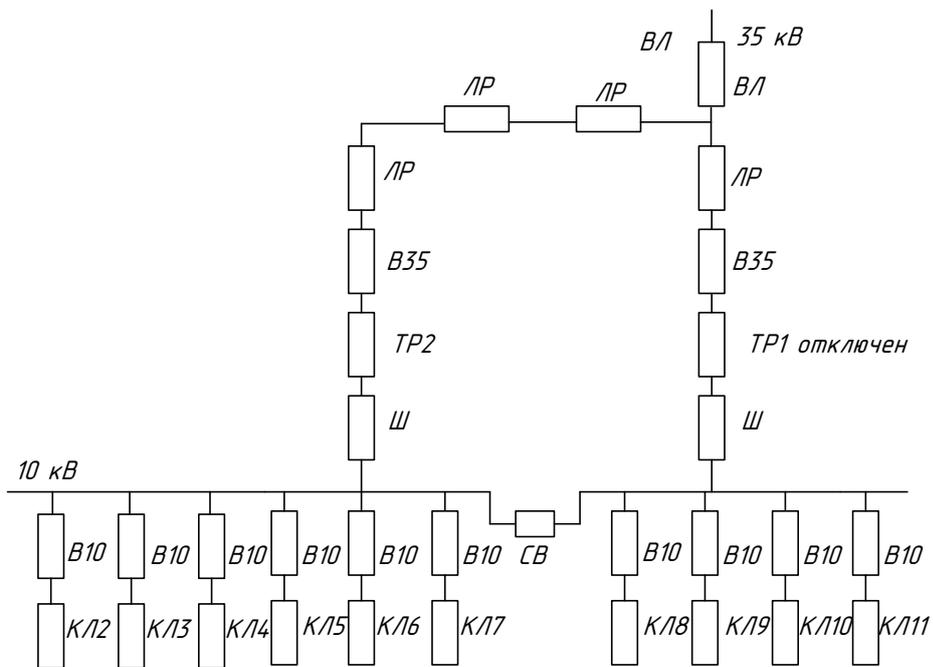


Рисунок 9 – Схема замещения до реконструкции

Для каждого элемента по справочным данным [15], определим показатели надежности.

Средняя частота устойчивых отказов ВЛ 35 кВ определена как модель:

$$\lambda_{ВЛ} = \lambda_{ВЛуст} + \lambda_{ВЛнеуст}, \quad (94)$$

где  $\lambda_{ВЛуст}$  - вероятность отказа при устойчивом КЗ;

$\lambda_{ВЛнеуст}$  - вероятность отказа при неустойчивом КЗ.

$$\lambda_{ВЛуст} = l \cdot \lambda_{ВЛ} = 4,03 \cdot 0,007 = 0,028; \quad (95)$$

$$\lambda_{ВЛнеуст} = \alpha \cdot \lambda_{ВЛуст} = 2 \cdot 0,028 = 0,056,$$

где  $l$  - длина линии, км,

$\alpha$  - коэффициент средней частоты неустойчивых отказов.

$$\lambda_{ВЛ} = 0,028 + 0,056 = 0,085.$$

Средняя частота устойчивых отказов выключателя 35 кВ определена как модель:

$$\lambda_{B\text{модель}} = \lambda_B + 2 \cdot \lambda_p + a_{on} \cdot N_{on} + a_{кз} \cdot (\lambda_{\text{газ.защ}} + \lambda_{\text{ДЗТ}}) \cdot \lambda_{Tr}, \quad (96)$$

где  $\lambda_B$  - вероятность отказа выключателя;

$\lambda_p$  - вероятность отказа разъединителя [10];

$a_{on}$  - вероятность отказа на коммутационную операцию [16];

$N_{on}$  - ожидаемое число плановых и аварийных коммутаций [16];

$a_{кз}$  - вероятность отказа при отключении короткого замыкания;

$\lambda_{\text{газ.защ}}$  - средняя частота ложных отказов газовой защиты тр-ра;

$\lambda_{Tr}$  - средняя частота ложных отказов трансформатора;

$\lambda_{\text{ДЗТ}}$  - средняя частота ложных отказов дистанционной защиты.

$$\lambda_{B35\text{модель}} = 0.02 + 0.01 + 0,006 \cdot 8 + 0.006 \cdot (0.68 + 0.45) \cdot 0.012 = 0.078;$$

$$q_{B35\text{модель}} = \frac{0.02 \cdot 25}{8760} + \frac{0.01 \cdot 6}{8760} + \frac{0.006 \cdot 8}{8760} + \frac{0.006 \cdot (0.68 + 0.45) \cdot 0.012 \cdot 70}{8760};$$

$$q_{B35\text{модель}} = 7.006 \cdot 10^{-5}.$$

Средняя частота устойчивых отказов выключателя 10 кВ определена как модель:

$$\lambda_{B10\text{модель}} = \lambda_B + 2 \cdot \lambda_p = 0,01 + 2 \cdot 0,01 = 0,03.$$

$$q_{B10\text{модель}} = \frac{\lambda_B \cdot t_{BB}}{8760} + \frac{2 \cdot \lambda_p \cdot t_{BP}}{8760} = \frac{0,01 \cdot 15}{8760} + \frac{2 \cdot 0,01 \cdot 6}{8760} = 3,082 \cdot 10^{-5}$$

Все показатели надежности сведем в таблицу 17.

Таблица 17 – Показатели надежности

Показатели надежности	Средняя частота устойчивых отказов, $\lambda$	Среднее время восстановления, $t_B, \text{ч}$	Средняя частота плановых отключений, $\lambda_{пл}$	Среднее время планового восстановления, $t_{пл, \text{ч}}$
ВЛ 35 кВ	0,085	10	1,2	15
Раз-ль 35кВ	0,01	6	0,166	6
Выкл. 35 кВ	0,078	25	0,14	9
Тр-р 35 кВ	0,012	70	0,75	26
Шины 10 кВ	0,42	7	0,166	5
Выкл. 10 кВ	0,03	15	0,03	15
КЛ1	0,0064	5	0,17	2
КЛ2	0,006	5	0,17	2
КЛ3	0,0056	5	0,17	2
КЛ4	0,0071	5	0,17	2
КЛ5	0,0064	5	0,17	2
КЛ6	0,006	5	0,17	2
КЛ7	0,006	5	0,17	2
КЛ8	0,0045	5	0,17	2
КЛ9	0,0049	5	0,17	2
КЛ10	0,0052	5	0,17	2

Расчет проведем в нормальном режиме.

Параметры цепочек при преднамеренном отключении:

$$\lambda_c = \sum_1^n \lambda_i + \lambda_{пр.наиб},$$

где  $\lambda_{пр.наиб}$  - наибольшая средняя частота плановых отключений цепочки.

$$\lambda = \lambda_{ВЛ} + 3\lambda_P + \lambda_{В35, \text{мод}} + \lambda_T + 11 \cdot \lambda_{В10, \text{мод}} + \lambda_{Ш1} + \lambda_{КЛ1} + \lambda_{КЛ2} + \lambda_{КЛ3} + \lambda_{КЛ4} + \lambda_{КЛ5} + \lambda_{КЛ6} + \lambda_{КЛ7} + \lambda_{КЛ8} + \lambda_{КЛ9} + \lambda_{КЛ10} + 1,2 \cdot \lambda_{пр.наиб} \quad (97)$$

$$\lambda_i = 0,085 + 3 \cdot 0,01 + 0,078 + 0,012 + 0,42 + 11 \cdot 0,03 + 0,0064 + 0,006 + 0,0056 + 0,0071 + 0,0064 + 0,006 + 1/\text{год.} + 0,006 + 0,0045 + 0,004875 + 0,00525 + 1,2 \cdot 1,2 = 2,453$$

Найдем вероятность отказа цепочки:

$$q_u = \sum_1^n \lambda_i \cdot t_{Bi},$$

т.к.  $t_B$  задано в часах, то его нужно выразить в годах ( $\lambda$  имеет размерность 1/год), т.е.  $t_B^* = \frac{t_B}{8760}$ .

$$q = \left( \begin{array}{l} \lambda_{ВЛ} \cdot t_{ВЛ} + 3\lambda_P \cdot t_P + \lambda_{Ш} \cdot t_{Ш} + \lambda_T \cdot t_T + \\ + \lambda_{КЛ1} \cdot t_{КЛ1} + \lambda_{КЛ2} \cdot t_{КЛ2} + \lambda_{КЛ3} \cdot t_{КЛ3} + \lambda_{КЛ4} \cdot t_{КЛ4} + \\ + \lambda_{КЛ5} \cdot t_{КЛ5} + \lambda_{КЛ6} \cdot t_{КЛ6} + \lambda_{КЛ7} \cdot t_{КЛ7} + \lambda_{КЛ8} \cdot t_{КЛ8} + \\ + \lambda_{КЛ9} \cdot t_{КЛ9} + \lambda_{КЛ10} \cdot t_{КЛ10} \end{array} \right) \cdot \frac{1}{8760} + \quad (98)$$

$$+ q_{B35.мод} + 11 \cdot q_{B6.мод}$$

$$q = \left( \begin{array}{l} 0,085 \cdot 10 + 3 \cdot 0,01 \cdot 6 + 0,42 \cdot 7 + 0,012 \cdot 70 + 0,0064 \cdot 16 + \\ + 0,006 \cdot 16 + 0,0056 \cdot 16 + 0,0071 \cdot 16 + 0,0064 \cdot 16 + 0,006 \cdot 16 + \\ + 0,006 \cdot 16 + 0,0045 \cdot 16 + 0,004875 \cdot 16 + 0,00525 \cdot 16 \end{array} \right) \cdot \frac{1}{8760} + \\ + 7,006 \cdot 10^{-5} + 11 \cdot 3,082 \cdot 10^{-5}$$

$$q = 1,112 \cdot 10^{-3} \text{ 1/год.}$$

Среднее время восстановления каждой цепочки определим по формуле:

$$\lambda_{восст} = \lambda - \lambda_{пр.наиб} = 2,453 - 1,2 = 1,253 \text{ 1/год}; \quad (99)$$

$$\bar{t}_B = \frac{q}{\lambda_{восст}} \cdot 8760 = \frac{1,112 \cdot 10^{-3}}{1,253} \cdot 8760 = 7,78 \text{ час.} \quad (100)$$

Рассчитаем параметр потока отказов системы, состоящей из одного элемента:

$$\lambda_c = \lambda; \quad (101)$$

$$\lambda_c = 2,453.$$

Средняя вероятность состояния отказа системы:

$$q_c = K_{п.с.} = q = 1,112 \cdot 10^{-3}. \quad (102)$$

Среднее время безотказной работы системы определим по формуле :

$$\bar{T}_c = \frac{1}{\lambda_c} = \frac{1}{2,453} = 0,408 \text{ лет}. \quad (103)$$

Расчетное время безотказной работы при  $\alpha = 0,1$ :

$$\bar{T}_p = -\ln(1 - \alpha) \cdot \bar{T} = -\ln(1 - 0,1) \cdot 0,408 = 0,043 \text{ лет}. \quad (104)$$

Определим среднее время восстановления системы:

$$t_{вс} = \frac{q_c}{\lambda_c} = \frac{1,112 \cdot 10^{-3}}{2,453} \cdot 8760 = 3,972 \text{ ч}. \quad (105)$$

Найдем общую величину ущерба:

$$Y = W_{нед} \cdot Y_0, \quad (106)$$

где  $Y_0$  - средняя величина удельного основного ущерба, [15];

$W_{нед}$  - количества недоотпущенной электроэнергии.

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии :

$$W_{нед} = K_{п.с.} \cdot P_{треб} \cdot T_{Г}. \quad (107)$$

$$W_{нед1} = 1,112 \cdot 10^{-3} \cdot 5770 \cdot 8760 = 56206,26 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Общая величина ущерба до реконструкции подстанции:

$$Y = 56206,26 \cdot 1,5 = 8,4 \cdot 10^4 \text{ руб}.$$



## 11 РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЕНИЯ ТП

Заземление электроустановок осуществляется электрическим соединением с заземляющим устройством, представляющие совокупность заземлителя и заземляющих проводников.

Заземлитель – это проводник или совокупность металлических соединенных между собой проводников, находящихся в соприкосновении с землей. Заземляющим проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части заземлителя.

Виды заземлений:

- защитное – применяется для обеспечения безопасности людей, обслуживающих электроустановку, выполняются путем заземления металлических частей установки, которые нормально имеют нулевой потенциал, но могут оказаться под напряжением при перекрытии или пробое изоляции.

- рабочее – служит для обеспечения нормальных режимов работы установки, таким как заземление нейтрали силовых трансформаторов, трансформаторов напряжения, генераторов, реакторов, заземление фазы при использовании земли в качестве рабочего провода.

- молниезащитное – используется для отвода тока молнии в землю, от молниеотводов или других конструкций.

В основном одно и то же заземление выполняет несколько функций одновременно.

Основные условия, которых необходимо придерживаться при сооружении заземляющих устройств являются размеры заземлителей.

В зависимости от используемого материала (уголок, полоса, круглая сталь) минимальные размеры заземлителей должны иметь не меньше:

- а) полоса  $12 \times 4 - 48 \text{ мм}^2$ ;
- б) уголок  $4 \times 4$ ;
- в) круглая сталь –  $10 \text{ мм}^2$ ;

г) стальная труба (толщина стенки) – 3,5 мм.

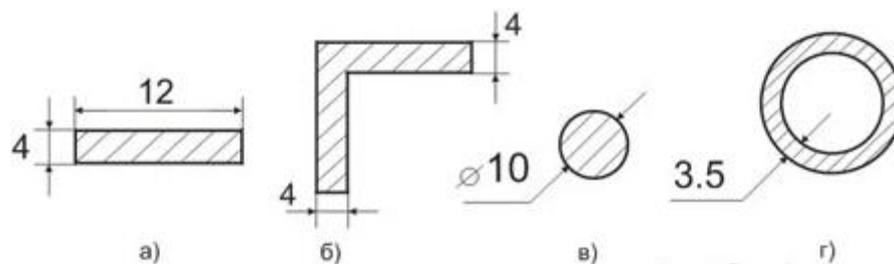


Рисунок 10 – Минимальные размеры арматуры, применяемой для монтажа заземляющих устройств

Длина заземляющего стержня должна быть не меньше 1,5 – 2 м.

Расстояния между заземляющими стержнями берется из соотношения их длины.

В зависимости от позволяющей площади и удобства монтажа заземляющие стержни можно размещать в ряд, либо в виде какой-нибудь фигуры (треугольник, квадрат и т.п.).

#### Расчет заземления:

Определим сопротивление растекания тока одного вертикального заземлителя (стержня):

$$R_0 = \frac{\rho_{\text{экв}}}{2\pi \cdot L} \left( \ln \left( \frac{2L}{d} \right) + 0.5 \ln \left( \frac{4T + L}{4T - L} \right) \right) \quad (108)$$

где –  $\rho_{\text{экв}}$  - эквивалентное удельное сопротивление грунта, Ом·м;

L – длина стержня, м;

d – его диаметр, м;

T – расстояние от поверхности земли до середины стержня, м.

При установке заземляющего устройства в неоднородный грунт (двухслойный), эквивалентное удельное сопротивление грунта находим по формуле:

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{\Psi \cdot \rho_1 \cdot \rho_2 \cdot L}{\left(\rho_1(L - H + t_r) + \rho_2(H - t_r)\right)} \quad (109)$$

где –  $\Psi$  - сезонный климатический коэффициент (таблица 2);

$\rho_1, \rho_2$  – удельное сопротивления верхнего и нижнего слоя грунта соответственно, Ом·м (таблица 1);

$H$  – толщина верхнего слоя грунта, м;

$t$  - заглубление вертикального заземлителя (глубина траншеи)  $t = 0,7$  м.

Так как удельное сопротивление грунта зависит от его влажности, для стабильности сопротивления заземлителя и уменьшения на него влияния климатических условий, заземлитель размещают на глубине не менее 0,7 м.

Заглубление горизонтального заземлителя мо:

$$T = \left(\frac{L}{2}\right) + t \quad (110)$$

Монтаж и установку заземления обязаны производить таким образом, чтобы заземляющий стержень пронизывал верхний слой грунта полностью и частично нижний.

Количество стержней заземления без учета сопротивления горизонтального заземления рассчитаем по формуле:

$$n_0 = \frac{R_0 \cdot \Psi}{R_n} \quad (111)$$

где  $R_n$  - нормируемое сопротивление растеканию тока заземляющего устройства, определяется исходя из правил ПТЭЭП.

Сопротивление растекания тока для горизонтального заземлителя найдем по формуле :

$$R_r = 0.366 \left( \frac{\rho_{\text{ЭКВ}} \cdot \Psi}{L_r \cdot \eta_r} \right) \cdot \lg \left( \frac{2 \cdot L_r^2}{b \cdot t} \right) \quad (112)$$

где  $L_r, b$  – длина и ширина заземлителя;

$\Psi$  – коэффициент сезонности горизонтального заземлителя;

$\eta_r$  – коэффициент спроса горизонтальных заземлителей.

Длина самого горизонтального заземлителя:

$$L_r = a \cdot (n_0 - 1) \text{ - в ряд; } L_r = a \text{ - по контуру.} \quad (113)$$

$a$  – расстояние между заземляющими стержнями.

Сопротивление вертикального заземлителя с учетом сопротивления растеканию тока горизонтальных заземлителей:

$$R_B = \frac{R_r \cdot R_H}{(R_r - R_H)} \quad (114)$$

Найдем полное количество вертикальных заземлителей определяется по формуле :

$$n = \frac{R_0}{R_B \cdot \eta_B} \quad (115)$$

$\eta_B$  – коэффициент спроса вертикальных заземлителей.

Коэффициент использования показывает, как влияют друг на друга токи растекания с одиночных заземлителей при различном расположении последних. При соединении параллельно, токи растекания одиночных заземлителей получают взаимное влияние друг на друга, поэтому, чем ближе находятся друг к другу заземляющие стержни тем общее сопротивление заземляющего контура больше.

Произведем расчет заземления для данной ТП.

Исходные данные для расчета заземления:

$$A = 2,1 \text{ м}$$

$$B = 3,2 \text{ м}$$

$$L = 3 \text{ м}$$

$$t = 1 \text{ м}$$

$$d = 17 \text{ мм}$$

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{1,6 \cdot 50 \cdot 60 \cdot 3}{50 \cdot (3 - 0,7 + 1) + 60 \cdot (1,1 - 1)} = 84 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$$

Определим заглубление горизонтального заземлителя

$$T = \left(\frac{3}{2}\right) + 1 = 2,5 \text{ м.}$$

Найдем сопротивление растекания тока одного вертикального заземлителя

$$R_0 = \frac{84}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \left( \ln\left(\frac{2 \cdot 3}{0,017}\right) + 0,5 \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot 2,5 + 3}{4 \cdot 2,5 - 3}\right) \right) = 26,465 \text{ Ом.}$$

Расчитаем количество стержней заземления без учета сопротивления горизонтального заземления

$$n_0 = \frac{26,465 \cdot 1,6}{12} = 3,52$$

Сопротивление растекания тока для горизонтального заземлителя определим по формуле:

$$R_z = 0,366 \cdot \left(\frac{84 \cdot 2,5}{3 \cdot 0,45}\right) \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 9}{1 \cdot 0,017}\right) = 172,213 \text{ Ом.}$$

Сопротивление вертикального заземлителя с учетом сопротивления растеканию тока горизонтальных заземлителей:

$$R_6 = \frac{172,213 \cdot 12}{172,213 - 12} = 12,899 \text{ Ом.}$$

Полное количество вертикальных заземлителей:

$$n_0 = \frac{26,465}{0,7 \cdot 12,899} = 2,931 .$$

Для данной ТП используем сетку с 3 вертикальными заземлителями.

## 12 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 12.1 Защита линий 10 кВ

Для линий в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью (в том числе и с нейтралью, заземленной через дугогасительный реактор) предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю.

Защиту от многофазных замыканий необходимо предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

Защита необходимо выполнить в одно-, двух- или трехрелейной в зависимости от требований чувствительности и надежности.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий устанавливается, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая - в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени.

К основным видам повреждений линий, которые вынуждают их немедленного отключения, относят междуфазные и однофазные на землю короткие замыкания.

Защита от многофазных замыканий, должна предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

Произведем расчет защиты линии от ПС-ТП504.

Произведем расчет максимальной токовой защиты.

Ток срабатывания защиты определим:

$$I_{c.з} = \frac{k_H \cdot k_{c/з}}{k_{\phi}} \cdot I_{раб}, \quad (116)$$

где  $k_H$  – коэффициент надежности микропроцессорной защиты, равный 1,05 [18];

$k_{c/з}$  – коэффициент, учитывающий толчки тока от самозапуска электродвигателей, принимаем равным 1 [18];

$k_{\phi}$  – коэффициент возврата, равный 0,95 [18];

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

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{c.з} = \frac{1,05 \cdot 1}{0,95} \cdot 288,842 = 319,246 \text{ А.}$$

Рассчитаем ток надежного срабатывания:

$$I_{c.р} = I_{c.з} \cdot \left( \frac{k_{cx}}{k_{Т.Т}} \right) = 319,246 \cdot \frac{1}{200/5} = 7,98 \text{ А}, \quad (117)$$

где  $k_{cx}$  – коэффициент схемы ( $k_{cx} = 1$ , для схемы неполной звезды);

$k_{Т.Т}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока на отходящем присоединении равен 200/5.

Определим коэффициент чувствительности:

$$k_{\psi} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{c.з}} \geq 1,5, \quad (118)$$

где  $I_{КЗ}^{(2)}$  – двухфазный минимальный ток КЗ.

Определим коэффициент чувствительности по следующей формуле:

$$k_{\psi} = \frac{1992}{319,246} = 6,24;$$

$$6,24 \geq 1,5.$$

Условие выполняется.

Выдержка времени МТЗ согласуется со временем срабатывания резервируемых защит:

$$t_1 = t_2 + \Delta t, \quad (119)$$

где  $t_1$  – выдержка времени рассчитываемой защиты;

$t_2$  – выдержка времени защиты, с которой ведется согласование;

$\Delta t$  – степень селективности.

$$\Delta t = t_Q + t_{KT2} + t_{KT1} + t_{зан}, \quad (120)$$

где  $t_Q$  – время отключения выключателя,  $t_Q = 0,04$  с, [8];

$t_{KT2}$ ,  $t_{KT1}$  – погрешности в срабатывании реле времени защиты поврежденного элемента и последующей защиты;

$t_{зан}$  – время запаса, учитывает неточность регулировки реле времени, принимается равным  $0,1-0,15$  с, [18];

$$t_1 = 0,5 + 0,04 = 0,54 \text{ с.}$$

Выбираем максимальную токовую защиту «Сириус» с диапазоном уставок  $0,5 \div 9$  с.

Выдержка времени МТЗ при КЗ в основной зоне защиты слишком велика, поэтому дополнительно к МТЗ применяют токовую отсечку.

Составляем расчетную схему, рисунок 11.

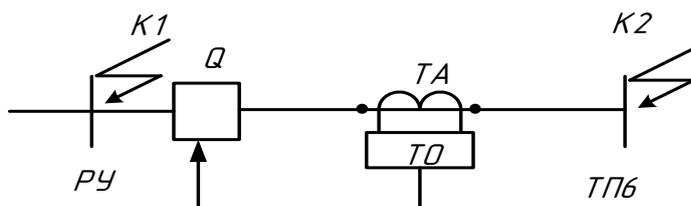


Рисунок 11 – Расчетная схема

Определим ток срабатывания отсечки по формуле:

$$I_{с.з.}^{TO} = k_H \cdot I_{кmax}^{(3)}, \quad (121)$$

где  $k_H$  – коэффициент надежности защиты равен 1,1 [18];

$I_{кmax}^{(3)}$  – максимальный ток в фазе линии при коротком замыкании.

Поэтому  $I_{с.з.}^{TO}$  должен удовлетворять условию:

$$I_{с.з.}^{TO} \geq k_{нам} \cdot \Sigma I_{т.ном}, \quad (122)$$

где  $k_{нам}$  – коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых трансформаторов,  $k_{нам} = 3 \dots 5$  [18];

$\Sigma I_{т.ном}$  – сумма номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых по защищаемой цепи.

Рассчитаем сумму номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых по защищаемой цепи:

$$\Sigma I_{т.ном} = \Sigma \frac{S_{т.р.и}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (123)$$

$$\Sigma I_{т.ном} = \frac{208,04 + 324,51 + 379,24 + 320,968 + 197,74 + 595,829 + 583,995 + 595,345 + 387,49}{\sqrt{3} \cdot 10} = 207,45 \text{ А.}$$

где  $S_{т.р.и}$  – нагрузки трансформаторов, питаемых защищаемой линией.

По формуле (195) проверим условие:

$$1,1 \cdot 2300 \geq 5 \cdot 207,45;$$

$$2530 \geq 1037.$$

Условие выполняется.

Зона действия отсечки определяется графическими построениями, как

точка пересечения кривой изменения тока короткого замыкания в максимальном режиме работы сети в зависимости от длины линии. Отсечка является эффективной, если ее зона действия охватывает не менее 20-25 % длины линии.

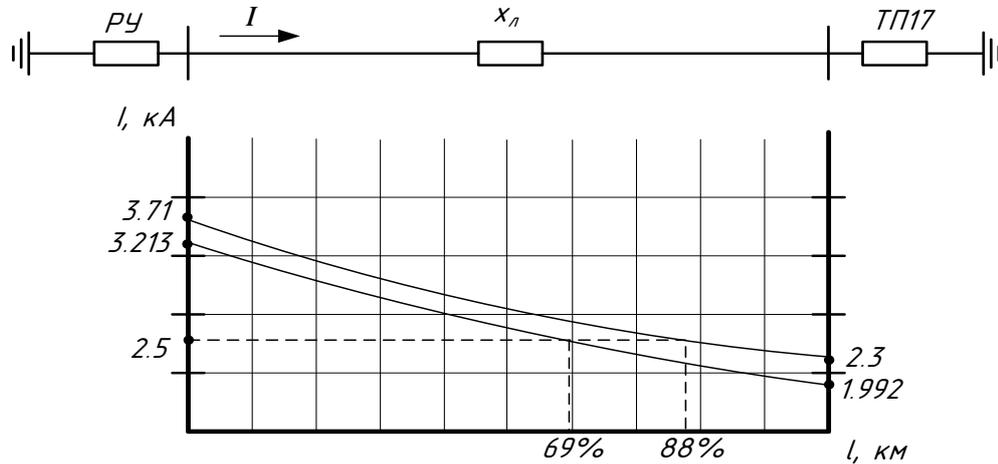


Рисунок 12 – График спада тока трехфазного КЗ по линии

Коэффициент чувствительности токовой отсечки определим по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot \sqrt{3}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5; \quad (124)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{3213}{2530} = 1,68.$$

Токовую отсечку дополняют пусковым органом минимального напряжения.

Защита от однофазных замыканий на землю.

Виды защиты от однофазных замыканий на землю:

- селективная защита (устанавливающей поврежденное направление), действующей на сигнал;
- селективная защита (устанавливающей поврежденное направление), действует на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности;

защита должна быть установлена на питающих элементах во всей электрически связанной сети;

- устройства контроля изоляции; при этом отыскание поврежденного элемента необходимо осуществляться специальными устройствами; возможно отыскание поврежденного элемента поочередным отключением присоединений.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности. Защита должна реагировать на установившиеся замыкания на землю; возможны также применение устройств, регистрирующих кратковременные замыкания, без обеспечения повторности действия.

Рассчитаем полный ток замыкания на землю на линии:

$$I_{\text{знз}} = \frac{U_{\text{лин}} \cdot L_{\Sigma}}{350} = \frac{10 \cdot 5,23}{350} = 0,149 \text{ А.} \quad (125)$$

Расчет уставок релейной защиты для остальных линий производится аналогично и сводится в таблицу 18.

Таблица 18 – Результаты расчета уставок релейной защиты

Линия	МТЗ		ТО		Защита от замыканий на землю
	$I_{\text{с.з}}, \text{ А}$	$k_{\text{ч}}$	$I_{\text{с.з}}, \text{ А}$	$k_{\text{ч}}$	$I_{\text{знз}}, \text{ А}$
Ф-8	130,26	12,28	2022,9	2,1	0,227
Ф-17	24,242	17,86	3183,4	1,72	0,017
Ф-18	23,302	11,96	3373,7	1,85	0,006
Ф-19	19,289	15,47	3320,9	1,79	0,009
Ф-20	29,513	17,13	3293,4	1,81	0,01
Ф-3	37,909	13,084	2602,6	1,9	0,07

## 12.2 Защита трансформатора

В качестве основной защиты трансформатора является дифференциальная и газовая защита, резервной – защита от перегрузки и МТЗ.

Максимальная токовая защита полностью защищает трансформатор и является защитой от сверхтоков внешних коротких замыканий.

МТЗ – это селективная защита от системных повреждений, выполняющая функции дальнего резервирования, несмотря на то, что ее уставки могут не отличаться от уставок защиты от перегрузки. Функция не снабжена памятью (теплового состояния) и всегда начинает набор выдержки времени с нуля.

Расчет уставок МТЗ.

Максимальный рабочий ток, который может протекать через трансформатор, может иметь место при условии отключения одного из трансформаторов.

Выбор уставок МТЗ на высокой стороне найдем по формуле:

$$I_{рmaxвн} = \frac{\sqrt{P_H^2 + Q_H^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}};$$

$$I_{рmaxвн} = \frac{\sqrt{4.878^2 + 2.871^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,093 \text{ кА}.$$

Ток срабатывания на стороне ВН по формуле:

$$I_{сз} = \frac{K_n \cdot K_{сам}}{K_в} \cdot I_{рmax}, \quad (126)$$

где  $K_n$  – коэффициент надежности,  $K_n = 1,2$ ;

$K_в$  – коэффициент возврата,  $K_в = 0,8$ ;

$K_{сам}$  – коэффициент самозапуска двигателей,  $K_{сам} = 2,5$ ;

$I_{рmax}$  – максимальный рабочий ток трансформатора, кА.

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,8} \cdot 93 = 349 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности определим по формуле:

$$K_u = \frac{I_{min}^{(2)}}{I_{c3}} \geq 1,5,$$

где  $I_{min}^{(2)} = 3213 \text{ A}$  - ток КЗ за трансформатором на стороне НН, приведенный к ВН,

$$K_u = \frac{3213}{349} = 9,2.$$

Условие по чувствительности выполняется.

В процентном соотношении, т.е. уставка, пересчитывается для терминала Сириус 2 Т:

$$I_{c3} = \frac{I_{c3} \cdot 100}{K_{mm} \cdot 5}, \quad (127)$$

$$I_{c3} = \frac{349 \cdot 100}{1000} = 34,9\%.$$

Наибольшая выдержка времени резервных защит отходящих присоединений принимаем  $t_{np.max} = 1 \text{ с}$ .

$$t_{c.з.T(p)} = t_{np.max} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с},$$

Защита от перегрузки.

Защита от перегрузки действует как и МТЗ, но с действием на сигнал или отключение при длительном протекании чрезмерных токов. Защиту используем с помощью функциональных блоков максимальной токовой защиты с выдержкой времени ТОС, действие защиты в этом случае осуществляется ступеню с низкой уставкой.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется:

$$I_{сз} = \frac{K_{отс}}{K_{\epsilon}} \cdot I_{p.max},$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05.

$$I_{сз} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 93 = 122.06 \text{ A.}$$

Переводим уставку для микропроцессорного терминала Сириус 2Т:

$$I_{ср} = \frac{122.06}{1000} \cdot 100\% = 12.2\%.$$

Газовая защита трансформатора.

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в баке поврежденного трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную увидеть степень повреждения и в следствие этого действовать на сигнал или отключение.

Дифференциальная токовая защита.

Уставки  $I_{нн}$ ,  $I_{вн}$  размах РПН выбирают исходя из полного размаха РПН и его среднего ответвления, либо исходя из реально возможных отклонений регулятора и некоторого оптимального напряжения  $U_{опт}$ .  $U_{опт}$  характеризуется тем, что ему соответствуют равные по значению небалансы при крайних, реально возможных отклонениях регулятора в сторону увеличения ( $+PO_{maxраб}$ ) и в сторону уменьшения ( $-PO_{maxраб}$ ) напряжения регулируемой обмотки. Однако небалансы находятся для реле без торможения при расчетном внешнем КЗ. В случае защиты «Сириус-Т» небалансы необходимо стремиться снизить в пределах первого и второго участков тормозной характеристики, на незначительно небольших сквозных токах. При этих условиях понятие оптимального ответвления сводится к понятию середины реально используемого диапазона регулирования РПН.

Определим дифференциальную токовую защиту на подстанции «БВС». Трансформатор 37,5/10,5 кВ мощностью 6,3 МВА, трансформаторы тока на обеих сторонах собраны в звезду.

Таблица 19 - Расчет дифференциальной токовой защиты

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		35 кВ	10 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, кА	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 96,9$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,4$
Схема соединения ТТ	-	У	У
Коэффициент схемы	$k_{сх}$	1	1
Коэффициент трансформации ТТ	$k_I$	100/5	400/5
		ТОЛ - 35	ТОЛ - 10
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{номВ} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{k_I}$	$\frac{96,6}{100 / 5} = 4,845$	$\frac{346,4}{400 / 5} = 4,33$
Принятые значения	$I_{номВН}, I_{номНН}$	4,9	4,4
Размах РПН, %	Размах РПН	9	

За возможный диапазон регулирования напряжения принят диапазон от 21,5 кВ до 51 кВ. в этом случае середина диапазона равна:

$$21,5 + (51 - 21,5) / 2 = 36,25 \text{ кВ}$$

Значение принимаем за  $U_{опт}$ . Дальнейший расчет сведем в таблицу 20.

Группа ТТ ВН и группа ТТ НН подбираются с учетом группы защищаемого трансформатора и групп сборки измерительных ТТ по таблицам, указанным в паспорте на устройство «Сириус-Т».

Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1).

Выбору подлежит:  $I_{диф} / I_{ном}$  - относительное значение уставки срабатывания отсечки.

Таблица 20 - Расчет дифференциальной токовой защиты

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		35 кВ	10 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, кА	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{онт}}$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 36,25} = 100,34$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,4$
Коэффициент трансформации ТТ	$k_I$	100/5	400/5
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{номВ} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{k_I}$	$\frac{100,3}{100 / 5} = 4,92$	$\frac{346,4}{400 / 5} = 4,33$
Принятые значения	$I_{номВН}, I_{номНН}$	4,9	4,4
Размах РПН, %	Размах РПН	$100 \times (51 - 21,5) / (2 \times 36,25) = 13$	

Условия выбора уставки:

- отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора;
- отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ;
- отстройка от броска намагничивающего тока.

При включении силового трансформатора со стороны высшего напряжения отношение амплитуды броска тока намагничивания, к амплитуде номинального тока защищаемого трансформатора не превышает 5.

Это соответствует отношению амплитуды броска тока намагничивания к действующему значению номинального тока первой гармоники, равному  $5 \cdot \sqrt{2} = 7$ . Отсечка реагирует на мгновенное значение дифференциального тока и на первую гармонику этого же тока.

Уставка по мгновенному значению будет равна  $2,5 I_{диф} / I_{ном}$ . Минимально возможная уставка по первой гармонике  $I_{диф} / I_{ном} = 4$ , что составляет  $2,5 \cdot 4 = 10$ , по отношению амплитуды к действующему значению

или  $10 / \sqrt{2} = 7$  по отношению амплитуд. Сравнение полученных значений говорит об отстроенности отсечки по мгновенным значениям от возможных бросков тока намагничивания.

Расчеты показывают, что действующее значение первой гармоники броска тока намагничивания не превышает 0,35 от амплитуды броска. Если амплитуда равна 7 действующим значениям номинального тока, то действующее значение первой гармоники будет равно  $7 \cdot 0,35 = 2,46$ . Отсюда следует, даже при минимальной уставке в  $4 \cdot I_{ном}$  отсечка отстроена от бросков тока намагничивания и при реагировании на первую гармонику дифференциального тока.

- Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ.

Выбираем уставку:

$$I_{диф} / I_{ном} \geq K_{отс} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{кз.вн.макс}; \quad (128)$$

где  $K_{нб(1)}$  - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока КЗ.

Коэффициент отстройки  $K_{отс}$  принимается равным 1,2.

$I_{кз.вн.макс}$  - отношение тока внешнего расчетного КЗ к номинальному току трансформатора.

Для рассмотренного выше трансформатора мощностью 6,3 МВА максимальный ток внешнего расчетного КЗ равен 20 кА. Относительное значение этого тока равно  $I_{кз.вн.макс} = 20000 / 80,4 = 12,8$ . Уставка отсечки

$$I_{диф} / I_{ном} > 1,2 \cdot 0,7 \cdot 12,8 = 10,7. \quad (129)$$

Принимаем уставку 11.

Дифференциальная защита.

Тормозная характеристика защиты показана на рис.15. Она представлена в относительных единицах, то есть токи приведены к номинальному току

стороны ВН. Тормозной ток формируется как полусумма модулей токов двух сторон защищаемого трансформатора.

Выбору подлежат:

$I_{\partial 1} / I_{ном}$  - базовая уставка ступени;

$K_{торм}$  - коэффициент торможения (наклон тормозной характеристики на втором ее участке);

$I_{т2} / I_{ном}$  - вторая точка излома тормозной характеристики;

$I_{\partial 2} / I_{\partial 21}$  - уставка блокировки от второй гармоники.

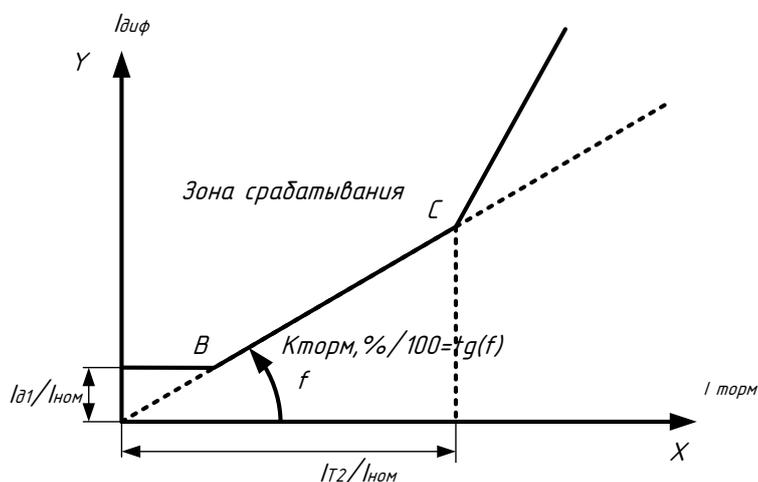


Рисунок 13 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты

Коэффициент торможения  $K_{торм}$  должен обеспечить несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики (примерно от 1,0 до 3,0  $I_{ном}$ ). Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АВР секционных выключателей, АПВ питающих линий [19].

Расчетный ток небаланса состоит из трех составляющих:

$$I_{нб.расч.} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв} \quad (130)$$

где  $K_{пер}$  - коэффициент, учитывающий переходный режим;

$K_{одн}$  - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$\varepsilon$  - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме.

Несмотря на относительно небольшие уровни сквозных токов, рекомендуется принимать:  $K_{одн} = 1,0$ ;  $\varepsilon = 0,1$ ;  $K_{пер} = 2,5$ , если доля двигательной нагрузки в общей нагрузке трансформатора более 50% или  $K_{пер} = 2,0$ , если доля двигательной нагрузки менее 50% , [19].

Для надежной отстройки от тока небаланса, следует его умножить на коэффициент отстройки  $K_{отс}$ , который следует принимать равным 1,3 (можно даже снизить его значение до 1,1 - 1,15).

Если по защищаемому трансформатору проходит сквозной ток, он может вызвать дифференциальный ток:

$$I_{диф} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв}; \quad (131)$$

Определим тормозной ток :

$$I_{ТОРМ} = (I_{скв} + I_{скв} + I_{диф}) / 2. \quad (132)$$

Введем, по аналогии понятие коэффициента снижения тормозного тока:

$$I_{сн.т} = I_{ТОРМ} / I_{скв} = 1 - 0,5 \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}). \quad (133)$$

Чтобы реле не сработало, определим коэффициент торможения в процентах по выражению:

$$I_{ТОРМ} \geq 100 \cdot I_{диф} / I_{ТОРМ}; \quad (134)$$

$$100 \cdot I_{диф} / I_{ТОРМ} = 100 \cdot K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) / K_{сн.т} \quad (135)$$

Первая точка излома тормозной характеристики определяется в реле автоматически и будет равна:

$$I_{m1} / I_{ном} = (I_{\partial 1} / I_{ном}) \cdot 100 / K_{торм}. \quad (136)$$

При больших уставках ( $I_{\partial 1} / I_{ном}$ ) следует убедиться, что первая точка не заходит за вторую.

Уставка блокировки от второй гармоники  $I_{\partial 2} / I_{\partial 1}$  на основании опыта фирм, давно использующих такие защиты, рекомендуется на уровне 12-15%.

С учетом проведенных выше расчетов (табл.23) принимаем:

$$I_{\partial 1} / I_{ном} = 0,3, \text{ принимаем } \Delta f_{добав} = 0,04.$$

$$I_{ДИФ} = K_{отс} \cdot I_{нб.расч} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв} = \\ 1,3 \cdot (2,0 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04) \cdot I_{скв} = 1,3 \cdot 0,37 \cdot I_{скв} = 0,481 \cdot I_{скв}$$

$$K_{ТОРМ} \geq 100 \cdot I_{ДИФ} / I_{торм} = 100 \cdot K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \\ \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) / K_{сн.т} = 100 \cdot 0,481 / 0,815 = 59 \quad ; \quad (137)$$

$$I_{m1} / I_{ном} = (I_{\partial 1} / I_{ном}) \cdot 100 / K_{торм} = 0,3 \cdot 100 / 59 = 0,51; \quad (138)$$

$$I_{m2} / I_{ном} = 2; \quad (139)$$

$$I_{m2} / I_{ном} > I_{m1} / I_{ном}; \quad (140)$$

$$I_{\partial 2} / I_{\partial 1} = 0,15. \quad (141)$$

Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3).

Уставка по току выбираем меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ( $I_{\partial 1} / I_{ном}$ ), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что определяет выявить неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Рекомендуемые значения уставок:  $I_{\partial} / I_{ном} = 0,1; T, c = 10.$

Для контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток. Для удобства пользования можно

вводить контроль токов как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН. Уставки задаются:

- во вторичных значениях токов своей стороны напряжения, то есть приведение тока не используется.

Уставка сигнала перегрузки принимается равной:

$$I_{с.з} = K_{отс} \cdot I_{ном} / K_{в} \quad (142)$$

где  $K_{отс} = 1,05$  коэффициент отстройки;

$K_{в} = 0,95$  коэффициент возврата в данном устройстве равен.

Номинальный ток  $I_{ном}$  следует определять с учетом возможности увеличения его на 5% при регулировании напряжения.

Для трансформатора мощностью 6,3 МВА номинальные вторичные токи на среднем ответвлении на сторонах ВН и НН равны 2,7 и 3,5 А.

Расчетные значения уставки перегрузки:

$$I_{ВН} = 1,05 \cdot 1,05 \cdot 2,7 / 0,95 = 3,13 \text{ А};$$

$$I_{НН} = 1,05 \cdot 1,05 \cdot 3,5 / 0,95 = 4,06 \text{ А}.$$

### 12.3 Автоматический ввод резерва

Большинство потребителей электрической энергии (I и II категории) запитаны от нескольких источников питания (ИП), для повышения надежности их электроснабжения. Это условие влечет за собой усложнение цепей устройств релейной защиты, так как в состав цепей добавляется автоматическое устройство, которое осуществляет включение резервного питания (от резервного ИП), называемое АВР.

Требования, предъявляемые к АВР:

1. Включение резервного источника осуществляется только после отключения рабочего при наличии напряжения на резервном ИП;

2. АВР должно срабатывать при исчезновении питания от рабочего ИП по любым иным причинам;
3. АВР должно обладать минимальным временем действия;
4. АВР не должно срабатывать при перегорании предохранителей в одной из фаз трансформатора напряжения;
5. АВР необходимо иметь устройства для ввода в работу и вывода из нее;
6. У АВР обязан быть пусковой орган, контролирующий отсутствие и наличие напряжения.

В результате проектирования системы электроснабжения были приняты к установке автоматические устройства включения резервного питания (АВР) на вновь вводимых в эксплуатацию комплектных трансформаторных подстанциях.

#### **12.4 Автоматическое повторное включение**

Устройство автоматического повторного включения необходимо для автоматического восстановления питания потребителей электрической энергии в случае отключения питающей линии устройствами релейной защиты путем повторного включения.

Требования, предъявляемые к АПВ:

1. АПВ должно исключать возможность действия после отключения выключателя персоналом.
2. АПВ должно обеспечивать установленную кратность действия.
3. АПВ должно исключать возможность действия при аварийном отключении выключателя от устройств защиты сразу после его включения персоналом вручную, дистанционно или телемеханически.
4. АПВ обязательно должно быть снабжено устройством автоматического возврата.

В результате проведения реконструкции системы электроснабжения проводим установку устройств автоматического повторного включения на выключателях всех линий электропередач напряжением 10 кВ.

#### **12.5 Автоматическая частотная разгрузка**

Для отключения части электроприемников при возникновении в

питающей энергосистеме дефицита активной мощности сопровождающегося снижением частоты, в целях сохранения генерирующих источников и возможно быстрой ликвидации аварии.

Существуют три категории частотной разгрузки:

1. АЧР 1 - быстродействующая, имеющая в пределах энергосистемы и отдельных ее узлов различные уставки по частоте срабатывания и служит для прекращения снижения частоты до опасного уровня (47 Гц). Граничные уставки по частоте: верхний предел: не выше  $f = 48,5$  Гц, нижний - не ниже 46,5 Гц. Время действия: 0,25 - 0,3 с.

2. АЧРП - с общей уставкой по частоте и различными уставками по времени, применяется для подъема частоты после действия АЧР 1 и для предотвращения ее «зависания» на уровне ниже 49 Гц. Единая уставка по частоте обычно берется равной верхней уставке АЧР 1 или на 0,5 Гц больше. Верхний предел не выше  $f = 48,8$  Гц, а в некоторых районах страны - 49,9 Гц.

3. III категория - дополнительная, действует при возникновении местного глубинного дефицита активной мощности (например, при отделении от энергосистемы энергоемкого потребителя, питаемого местной электростанцией небольшой мощности) и служит для ускорения и увеличения объема частотной разгрузки.

## 13 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА

### 14.1 Расчет капиталовложений

Для системы электроснабжения городского квартала:

$$K = K_{ЛΣ} + K_{обΣ}, \quad (80)$$

где  $K_{ЛΣ}$  - капиталовложение на сооружение питающих линий, тыс.руб;

$K_{об}$  - капиталовложение на электрооборудование, тыс. руб;

#### 14.1.1 Расчет капиталовложений на сооружение питающих линий

В капитальные вложения на сооружение линий входят: затраты на кабели, питающие ЭП, на их прокладку и монтаж.

Капиталовложение на сооружение питающих линий определяются:

$$K_{пит.л.} = \sum(L_{КЛ} \cdot k_{уд}) + K_{сmp} \quad (81)$$

где  $k_{уд}$  – удельная стоимость 1 м линии;

$K_{сmp}$  – стоимость строительно-монтажных работ по прокладке шинопроводов и кабельных линий, [14].

Таким образом, общая стоимость питающих линий:

$$K_{пит.л.} = 561822 + 50000 = 611822 \text{ руб.}$$

#### 14.1.2 Расчет капиталовложений оборудования

В капитальные вложения на оборудование входят: затраты на приобретение КТП, трансформаторов тока, трансформаторы напряжения, автоматические выключатели и предохранители, затраты на монтаж и наладку.

В стоимость КТП будет входить вся комплектация (КРУ, ТТ, ТН, АВ)

Величина капитальных вложений на оборудование, с учетом строительно-монтажных работ определяется исходя из следующей формулы:

$$K_{оборΣ.} = K_{КТП} + K_{пред.} + K_{сmp} + K_{пр.}, \quad (82)$$

где  $K_{КТП}$  – капиталовложения в КТП;

$K_{пред.}$  – капиталовложения в предохранители;

$K_{смп}$  – стоимость строительно-монтажных работ  $K_{смп} = 45000$  руб., [14];

$K_{пр}$  – прочие затраты,  $K_{пр} = 5000$  руб., [13].

$$K_{обор.Σ} = 7 \cdot 215000 + 12 \cdot 240000 + 310000 + 48 \cdot 430 + 45000 + 5000 = 5055640 \text{ руб.}$$

Общая сумма капиталовложений в схему, определится по формуле(80):

$$K_{Σ} = 611822 + 5055640 = 5667462 \text{ руб.}$$

#### 14.2 Расчет эксплуатационных затрат

Определяем ежегодные издержки на амортизацию:

$$I_A = \frac{K_{Σ}}{T_{сл}} = \frac{5667462}{20} = 283373,1 \text{ руб.};$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формулам:

$$I_{P.O.} = I_{P.O.Л} + I_{P.O.ОБ} = \alpha_{P.O.Л} \cdot K_{Л} + \alpha_{P.O.ОБ} \cdot K_{ОБ} , \quad (83)$$

где  $\alpha_{P.O.ВЛ} = 0,004$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт КЛ, [14].

$\alpha_{P.O.ОБ} = 0,037$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт КТП и оборудования, [14].

$$I_{P.O.} = 0,004 \cdot 611822 + 0,037 \cdot 5055640 = 189506,68 \text{ руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии в схеме электроснабжения вычисляется по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} , \quad (84)$$

где  $\Delta W = 363167,76$  кВт·ч – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W} = 0,064$  руб/(кВт·ч) – удельная стоимость потерь электроэнергии.

$$I_{\Delta W} = 363167,76 \cdot 0,064 = 23242,73 \text{ руб.}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\Sigma} = I_{P.O.} + I_A + I_{\Delta W} = 189506,88 + 283373,1 + 23242,73 = 496122,71 \text{ руб.}$$

### 14.3 Суммарные затраты и себестоимость распределения электроэнергии

Среднегодовые приведённые затраты можно найти по следующей формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (85)$$

где  $E$  – норматив дисконтирования ( $E = 0,0825$ );

$$Z = 0,0825 \cdot 5667462 + 496122,71 = 963688,32 \text{ руб.}$$

Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии в системе электроснабжения определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W}, \quad (86)$$

где  $W$  – полезный расход электроэнергии (кВт·ч).

Определяем суммарную электроэнергию, переданную ЭП:

$$W = \Sigma P_{cp.год.} \cdot T_{\Gamma}, \quad (87)$$

где  $\Sigma P_{cp.год.}$  - среднегодовая потребленная электроэнергия, кВт;

$$W = 6689 \cdot 5000 = 33,44 \cdot 10^6 \text{ кВт·ч}$$

Затраты на полученную электроэнергию:

$$I_w = W \cdot 1 = 25400000 \cdot 1 = 33440000 \text{ руб} \quad (88)$$

Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии в системе электроснабжения:

$$C = \frac{496122,71}{33,4 \cdot 10^6} = 0,015 \text{ руб./кВт·ч.}$$

## 14 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В работе рассматривается реконструкция системы электроснабжения жилого микрорайона Биробиджан-2 с центром питания подстанция «БВС» напряжением 35/10 кВ. В проекте предполагается изменение схемы электроснабжения потребителей, установка ТП для повышения надежности электроснабжения жилого района, установка вакуумных выключателей в ячейках на РП.

### 14.1 Безопасность проекта

В ходе реконструкции линии электропередач 0,4 кВ будут заменены на СИП. Поэтому необходимо рассмотреть технику безопасности при монтаже самонесущих изолированных проводов, а также технику безопасности при работе на опорах.

#### *Техника безопасности при работе на опорах*

Подниматься на опору ВЛ 10/0,4 кВ и работать на ней разрешается только в тех случаях, когда имеется уверенность в достаточной устойчивости и прочности опоры.

Для определения прочности железобетонных опор и приставок должно проверяться отсутствие недопустимых трещин в бетоне, оседания или вспучивания грунта вокруг опоры, разрушения бетона опоры.

Необходимость и способы укрепления опоры, прочность которой вызывает сомнение (недостаточное заглубление, вспучивание грунта, трещины в бетоне и т. п.), определяются на месте производителем или руководителем работ.

Работы по усилению опоры с помощью растяжек следует выполнять без подъема на опору, т. е. с телескопической вышки или другого механизма для подъема людей, с установленной рядом опоры, либо применять для этого специальные раскрепляющие устройства, для навески которых не требуется подниматься по опоре.

Подниматься по опоре разрешается только после ее укрепления.

Опоры, не рассчитанные на одностороннее натяжение проводов и тросов и временно подвергаемые такому натяжению, должны быть предварительно укреплены во избежание их падения.

До укрепления опор запрещается нарушать целостность проводов и снимать вязки на опорах.

Подниматься на опору разрешается членам бригады, имеющим группу по электробезопасности:

III- при всех видах работ до верха опоры;

II- при работах, выполняемых с отключением ВЛ, до верха опоры, а при работах на нетоковедущих частях не отключенной ВЛ- не выше уровня, при котором от головы работающего до уровня нижних проводов этой ВЛ остается расстояние 2 м. Исключение составляют работы по окраске опор;

I- при всех видах работ не выше 3 м от земли (до ног работающего).

Отдельные виды работ на высоте должны выполнять работники, имеющие группы по электробезопасности, установленные правилами для выполнения этих работ.

При подъеме на железобетонную опору строп предохранительного пояса следует заводить за стойку или прикреплять к лазу.

Запрещается на угловых опорах со штыревыми изоляторами подниматься и работать со стороны внутреннего угла.

При работе на опоре следует пользоваться предохранительным поясом и опираться на оба когтя (лаза) в случае их применения.

При работе на стойке опоры располагаться следует таким образом, чтобы не терять из виду ближайшие провода, находящиеся под напряжением.

При работах на изолирующих подвесках разрешается перемещаться по поддерживающим одноцепным и многоцепным (с двумя и более гирляндами изоляторов) и по натяжным многоцепным подвескам.

Работа на одноцепной натяжной изолирующей подвеске допускается при использовании специальных приспособлений или лежа на ней и зацепившись ногами за траверсу для фиксации положения тела.

При работе на поддерживающей изолирующей подвеске строп предохранительного пояса должен быть закреплен за траверсу. Если длина стропа недостаточна, необходимо пользоваться закрепленными за пояс двумя страховочными канатами. Один канат привязывают к траверсе, а второй, предварительно заведенный за траверсу, подстраховывающий член бригады попускает по мере необходимости.

Запрещается при подъеме (или опускании) на траверсы проводов, тросов, а также при их натяжении находиться на этих траверсах или стойках под ними.

Выбирать схему подъема груза и размещать подъемные блоки следует с таким расчетом, чтобы не возникали усилия, которые могут вызвать повреждение опоры.

Окраску опоры с подъемом до ее верха могут выполнять члены бригады с группой II. При окраске опоры должны быть приняты меры для предотвращения попадания краски на изоляторы и провода (например, применены поддоны).

#### *Техника безопасности при монтаже СИП*

Работы по монтажу и наладке следует производить в соответствии с рабочей документацией, придерживаясь соответствующих правил безопасности. К работам допускается специально обученный персонал.

Электромонтажные работы следует выполнять, в две стадии:

- в первой стадии производятся работы по монтажу опорных конструкций;

- во второй стадии выполняются работы по монтажу проводов.

Запрещается производство работ или нахождение рабочих под монтируемым оборудованием.

Металлические корпуса, части оборудования или лесов должны быть заземлены.

Весь персонал должен пользоваться защитными касками, запрещается поправлять витки провода на барабане во время его раскатки.

При подвеске, визировании и закреплении проводов в населенных

пунктах, на участке необходимо разместить соответствующие плакаты и выставить наблюдающих.

Запрещаются монтажные работы при приближении и во время грозы, а также натяжение проводов при скорости ветра более 10-12 м/с.

#### 14.2 Экологичность проекта

Под экологичностью проекта будем понимать воздействие электрической сети на окружающую среду в целом, и на жителей в частности. Так как действующая и проектируемая электрические сети имеют классы напряжения 10 и 0,4 кВ, можно сказать, что воздействие электромагнитных полей (ЭМП) будет минимальным, что связано как с небольшой интенсивностью ЭМП от электроустановок таких классов напряжения, так и с предусмотренной конструкцией защитой от воздействия ЭМП. Поэтому в связи с тем, что на одной из реконструируемых ТП увеличится число и суммарная мощность трансформаторов, следует рассчитать шум, издаваемый трансформаторами

*Расчет шума, издаваемого трансформаторами.*

Разберем порядок расчета шума на примере ТП 143

По санитарным нормам СН 2.2.4.2.1.8.562-96 определяем допустимый уровень шума установленной ТП в зависимости от типа территории и времени суток ( $23^{00}-7^{00}$ , т.к. в это время самые жесткие требования)

$$L_A = 45 \text{ дБА}$$

Определяем шумовые характеристики источника шума по ГОСТ 12.2.024-87.ССБТ.

Корректированный уровень звуковой мощности каждого трансформатора 630 кВА:

$$L_{\text{WA}} = 68 \text{ дБА}$$

В связи с тем, что расстояние между источниками шума гораздо меньше, чем расстояние до расчетной точки, то можно несколько источников шума заменить скорректированным уровнем звуковой мощности равным от всех источников шума:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg \left( \sum_{i=1}^N 10^{0,1 \cdot L_{WAi}} \right) \quad (151)$$

где  $L_{WAi}$  - скорректированный уровень звуковой мощности  $i$ -го источника шума, дБА;

$N$  - количество источников шума

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg(2 \cdot 10^{0,1 \cdot 68}) = 71,01 \text{ дБА}$$

Определяем минимальное расстояние, на котором трансформаторная подстанция должна находиться от границы территории жилой застройки, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму:

$$DY_{LA} = L_{WA\Sigma} - 10 \cdot \lg \left( \frac{2 \cdot \pi \cdot R_{\min}}{S_0} \right) \quad (152)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WA\Sigma} - DY_{LA})}}{2 \cdot \pi}} = \sqrt{\frac{10^{0,1(71,01 - 45)}}{2 \cdot 3,1415}} = 7,97 \text{ м} \quad (153)$$

Из этого следует, что с увеличением числа и мощности трансформаторов на данной ТП, данные трансформаторы находятся на допустимом расстоянии от жилых домов, показатели шума, издаваемые трансформаторами, находятся в пределах нормы.

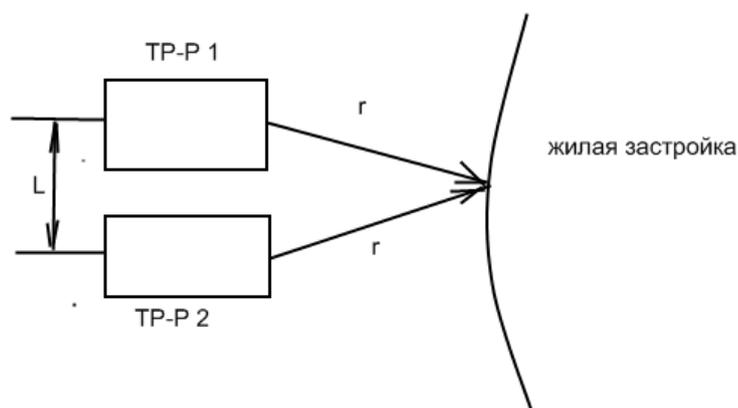


Рисунок 14 – Расстояния до жилой зоны

### 14.3 Чрезвычайные ситуации

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий

1) Первый, заметивший возгорание, обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоемисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта. Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской красного цвета.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов – отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные-бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители, а также распыленную воду.

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с заданием на выпускную квалификационную работу была выполнена реконструкция системы электроснабжения жилого микрорайона Биробиджан-2 с питанием от подстанции «БВС» 35/10 кВ.

В данном проекте был выполнен расчёт нагрузок коммунально -бытовых, потребителей, осветительных нагрузок, для приема, преобразования и распределения электроэнергии предусмотрены комплектные закрытые трансформаторные подстанции напряжением 10/0,4кВ в металлических контейнерах типа КТПН-59 полной заводской готовности, проводится расчёт элементов системы электроснабжения. А именно, выбирается и проверяется коммутационно-защитная аппаратура, сечения и марки проводов линий электропередач. Сети внутри города 0,4 кВ выполняем самонесущими изолированными проводами. Основное преимущество таких сетей - высокая надежность и большой срок службы.

Использовано новое, более совершенное электрооборудование на подстанции ТП, которое по своим характеристикам значительно превосходит ранее созданные аппараты, значительно повышает надежность и качество электроустановок, обеспечивает удобство эксплуатации, длительный межремонтный период – 15-20 лет и т.д. Для защиты изоляции электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений установлены нелинейные ограничители перенапряжения типа ОПН-П1-/35/40,5/10/3УХЛ1. Для питания электрических измерительных приборов, цепей защиты и сигнализации установлены антирезонансные трансформаторы напряжения НАМИ.-10-У2. Устойчивы к феррорезонансу и воздействию перемещающейся дуги в случае замыкания одной из фаз сети на землю.

Оперативное обслуживание ПС осуществляется с дежурством на ПС. Ремонт ПС осуществляется выездными специализированными ремонтными бригадами. Для передачи сигналов телемеханики на диспетчерский пункт организуется канал диспетчерской связи.

Для предотвращения ошибочных действий при оперативных переключениях на ПС предусматривается электромагнитная блокировка.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Инструкция по проектированию городских электрических сетей. РД-34-20.185-94(с изменениями 1999г.).
- 2 Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.
- 3 Макаров, Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ. Т.2 \ ЕФ .Макаров. - М:2003.- 398с.
- 4 РД 153- 34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство «ЭНАС», 2001. – 154 с.
- 5 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожков, В.С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 6 Киреев Э. А., Орлов В.В, Старкова Л. Е. « Электроснабжение промышленных предприятий». Москва НТФ «энергетик »,2003.
- 7 Мясоедов. Ю.В., Савина Н. В., Ротачева А.Г., «Электрическая часть станций и подстанций» \ . Благовещенск 2007.- 192 с.
- 8 Правила устройства электроустановок. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2001.-928 с.
- 9 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций/ Б.Н. Неклепаев И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
- 10 Идельчик В.И. Электрические системы и сети / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
- 11 Козловский, Н.Н. Номенклатурный каталог / завод электротехнического оборудования, 2006 – 205 с.
12. Иманов Г.М., Халилов Ф.Х., Таджибаев А. И. «Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого,

среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трехфазного переменного тока», издательство Санкт-Петербург, 2003 г. – 31с.

13 Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99 / под науч. ред. Н.Н. Тиходеева. – 2-е изд. – С.-Пб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.

14 Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы.: учеб. пособие / В.Г. Китушин. – Н.: Издательство НГТУ, 2003. – 256с.

15 Трубицин В.И. Надежность электростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1997.

16 Карякин Р.Н., Солнцев В.И. , «Заземляющие устройства промышленных электроустановок». Москва, Энергоатомиздат 1989, - 263с.

17 Устройство микропроцессорной защиты присоединений напряжением 6-35 кВ «Сириус - Л», изд-во Москва 2005, 210 с.

18 Микропроцессорное устройство основной защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус – 2 Т», Москва 25.07.05. ЗАО «Радиус Автоматика».

19 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2009. – 392 с.

20 Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электро-энергетических специальностей вузов /В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др.; Под ред. В.М. Блок. – М.: Высш. шк., 1990. – 383 с

21 СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах в помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки, 289 с.

22 13. ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ «Электробезопасность» 254 с.

23 СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» 198 с.

24 Справочная книга для проектирования электрического освещения. под ред. Г.М. Кнорринга. – П.: «Энергия», 1976. — 384 с.

25 Руководящий документ «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок». ПОТР М – 016-2001, РД-153-34.0-03.150–00. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», -2001.

26 Правила определения размеров земельных участков для размещения ВЛ электропередачи и опор линии связи обслуживающих электрические сети П. Р.Ф. от 11.08.03г.

27 Нормы отвода земель для электросетей с напряжением 0,38-750 кВ

28 Пожарная безопасность электроустановок. – Справочник/ Под ред. В.И. Кузнецова – М.: Спецтехника, 2000. – 259с.