

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

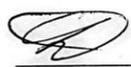
 Н.В. Савина

«08» 02 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

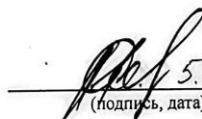
на тему: Реконструкция системы электроснабжения микрорайона города Том-
мот Алданского района республики Саха (Якутия)

Исполнитель
студент группы 442узб

 1.02.2018
(подпись, дата)

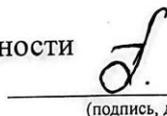
С.Д. Квашнин

Руководитель
доцент

 5.02.2018
(подпись, дата)

А.Г. Ротачева

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

 02.02.2018
(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
доцент, канд.техн.наук

 6.02.2018
(подпись, дата)

А.Н. Козлов

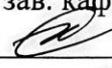
Благовещенск 2018

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

«30» 10 2017 г

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента: Квашнина Сергея Дмитриевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: реконструкция системы электро-снабжения микрорайона города Томмот Алданского района республика Саха (Якутия) (утверждена приказом от 27.10.2017 № 2657-47)
 2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____
 3. Исходные данные к выпускной квалификационной работы: Схемы электро-снабжения микрорайона города Томмот, схемы ПС №35 «Левобережная», план расположения ТП микрорайона города Томмот.
 4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика объекта проектирования, расчет электрических нагрузок, разработка схемы электроснабжения сети 0,4 кВ, разработка системы внешнего электроснабжения, расчет разработка системы внешнего электроснабжения, расчет токов короткого замыкания, проверка электрических аппаратов, релейная защита и автоматика подстанции, заземление и молниезащита, безопасность и экологичность, чрезвычайные ситуации.
 5. Перечень материалов приложения (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 6 листов графической части, 20 таблиц, 7 рисунков, 22 источников, программный продукт Microsoft: Word, Excel, Visio. Matsoft: Mathcad.
 6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящиеся к ним разделов): Булгаков Андрей Борисович, доцент, канд. техн. наук-безопасность и экологичность _____
 7. Дата выдачи задания 30.10.2017 _____
- Руководитель выпускной квалификационной работы (проекта): Ротачева Алла Георгиевна, доцент 
- Задание принял к исполнению (дата, подпись)  30.10.2017

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 83 страниц, 6 рисунков, 20 таблиц, 22 источников, 6 листов графической части.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ,
ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА,
АППАРАТУРА, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ,
МОЛНИЕЗАЩИТА, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА

В данной выпускной квалификационной работе проведена реконструкция электроснабжения части города Томмот Алданского района Республика Саха (Якутия).

Цель работы – совершенствование системы электроснабжения с целью повышения надежности.

Произведен расчет нагрузок потребителей, которые подключены к трансформаторным подстанциям 10/0,4 кВ, питающихся от подстанции №35 «Левобережная».

Произведена замена трансформаторных подстанций. По всей протяженности линий провод марки АС заменен на СИП для ВЛ-0,4 и ВЛ-10 кВ марок СИП-2 и СИП-3.

Также рассмотрена реконструкция внутреннего электроснабжения микрорайона города Томмот. На действующей подстанции №35 «Левобережная» 35/10 кВ произведена проверка силового оборудования.

В разделе безопасности и экологии рассмотрены вопросы обеспечения безопасности и экологичности данного проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика объекта проектирования	9
1.1 Географическая характеристика района	9
1.1.2 Характеристика реконструируемой сети	10
2 Расчет электрических нагрузок	12
2.1 Общие положения	12
2.2 Расчет нагрузок бытовых и коммунально-бытовых потребителей	12
2.3 Расчет нагрузки уличного освещения	17
3 Разработка схемы электроснабжения сети 0,4 кВ	20
3.1 Выбор сечений проводникового материала сети 0,4 кВ	20
3.2 Выбор числа и мощности трансформаторов на ТП	24
4 Разработка системы внешнего электроснабжения	27
4.1 Выбор схемы электроснабжения сети 10 кВ	27
4.1.1 Разработка вариантов реконструируемой сети	27
4.1.2 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	30
4.1.3 Выбор сечения и марки проводов воздушных линий	30
4.1.4 Техничко-экономическое сравнение принятых вариантов	32
4.2 Расчет системы внешнего электроснабжения	35
4.2.1 Проверка силовых трансформаторов	35
4.2.2 Разработка однолинейной схемы подстанции	36
5 Расчет токов короткого замыкания	37
5.1 Расчет токов КЗ в сети напряжением выше 1 кВ	39
5.2 Проверка электрических аппаратов	41
5.2.1 Проверка выключателей	41
5.2.2 Проверка разъединителей	44
5.2.3 Проверка трансформаторов тока	45
5.2.4 Проверка трансформаторов напряжения	47
5.2.5 Проверка ошиновки на подстанции	49

5.2.6 Проверка изоляторов	52
5.2.7 Проверка ограничителей перенапряжений	54
5.2.8 Проверка мощности трансформатора собственных нужд	54
6 Релейная защита и автоматика подстанции	55
6.1 Максимальная токовая защита трансформатора	55
6.2 Защита трансформатора от перегрузок	58
6.3 Газовая защита трансформатора	58
6.4 Защита отходящих линий	59
7 Заземление и молниезащита	63
7.1 Расчет заземления подстанции №35 «Левобережная»	63
7.2 Расчет молниезащитных устройств	67
8 Безопасность и экологичность	71
8.1 Безопасность проекта	71
8.1.1 Основы техники безопасности в электроустановках	72
8.1.2 Техника безопасности при строительстве ВЛ	74
8.2 Экологичность проекта	74
8.2.1 Экологическое влияние сетей 10-0,4 кВ на окружающую среду	75
8.2.2 Расчет акустических шумов, создаваемых трансформаторами	76
8.3 Чрезвычайные ситуации	77
Заключение	80
Библиографический список	81

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВН – высокое напряжение

НН – низкое напряжение

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора

КЗ – короткое замыкание

ВЛ – воздушная линия

ТП – трансформаторная подстанция

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

КРУ – комплектное распределительное устройство

ОРУ – открытое распределительное устройство

СЭС – система электроснабжения

МТЗ – максимальная токовая защита

СИП – самонесущий изолированный провод

ВВЕДЕНИЕ

Под системой электроснабжения понимают совокупность взаимосвязанных электроустановок, предназначенных для производства, передачи и распределения электроэнергии.

Система ограничивается с одной стороны источниками питания, с другой стороны вводами к потребителям. В качестве источников питания могут служить местные электростанции или подстанции, питание которых осуществляется от сетей энергосистемы.

Основные показатели энергосистемы определяются местными условиями как-то: размерами населенного пункта, наличием источников питания, характеристиками потребителей и т.п.

К основным задачам, которые возникают при выборе рационального осуществления системы электроснабжения, относятся: выбор величины напряжения электрических сетей, оптимальных параметров ее основных элементов и наивыгоднейшей схемы построения.

Для принятия той или иной схемы построения электрической сети необходимо учитывать мощность и число потребителей, их взаимное расположение, расстояние от питающего центра, требования по уровню и надежности электроснабжения. Кроме того, схема сети должна обеспечивать наиболее экономичное решение по капитальным вложениям и эксплуатационным расходам.

Система электроснабжения любого объекта должна обеспечивать в нормальном режиме нахождение всех элементов системы под нагрузкой с максимально возможным использованием их пропускной способности, а при аварии или плановом ремонте оставшееся в работе могли принять на себя нагрузку.

При реконструкции действующих сетей необходимо максимально использовать существующие сетевые сооружения.

Цель выпускной квалификационной работы – разработать систему электроснабжения микрорайона города Томмот, при реализации которой мог бы значительно повыситься уровень надежности электроснабжения потребителей, и вместе с тем проектируемая система электроснабжения должна гарантировать значительное снижение потерь электрической энергии.

Основная задача - провести реконструкцию существующей системы электроснабжения микрорайона города Томмот. В последнее время особенно остро встал вопрос о повышении надёжности системы электроснабжения, а также о повышении качества передаваемой электроэнергии. Нельзя забывать и о качестве учёта потреблённой электрической энергии. Всё это, а также и многие другие факторы, говорят о необходимости проведения реконструкции системы электроснабжения города.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Географическая характеристика района

Город Томмот находится в Алданском районе Республики Саха Якутия, выполняет функции транспортного центра. Город был основан 12 июня 1925 года [1].

Город Томмот расположен по обоим берегам реки Алдан (приток Лены). На территории левого берега города имеются средняя школа, школа-интернат санаторного типа, учреждения торговли и бытового обслуживания, библиотека, туристическая база «дом отдыха».

Население города составляет более 8 тыс. человек.

Климатическая характеристика района. В конце мая наступает лето. Самый тёплый месяц – июль. Летом поступают воздушные потоки с юга. Южные циклоны несут тёплый и влажный воздух. В это время выпадает много дождей. Преобладают дожди ливневые с грозами и морозящие.

Почти весь год наблюдается маловетренная погода. Скорость ветра возрастает весной и осенью, когда усиливается циклоническая деятельность. Только во время прохождения глубоких циклонов, порывами дуют сильные шквальные ветры.

Для города Томмот характерны следующие климатические условия:

Температура воздуха:

- абсолютный максимум +40 °С;
- абсолютный минимум - 60 °С;
- среднегодовая - 8,7 °С;
- при гололёде - 10 °С;
- район по гололёду II (10 мм);
- район по скоростному напору ветра III;
- скорость ветра, возможная 1 раз в 10 лет 25 м/с;
- скорость ветра при гололёде 12 м/с;

Преобладающее направление ветра:

- зимой	СЗ, З;
- летом	СЗ, ЮЗ;
- средняя продолжительность гроз	5 часов;
- средне максимальная высота снежного покрова	65 см;
- глубина промерзания грунта	245 см;
- средняя продолжительность метелей	50 часов;
- средняя продолжительность туманов	450
часов;	
- среднегодовое количество осадков	444 мм;
- среднее число дней с грозой	17 дня;

1.2 Характеристика реконструируемой сети

В настоящее время в городе используется устаревшая система электроснабжения, рассчитанная в период экономического подъёма и частично демонтированная в девяностых годах прошлого столетия. Основными постройками рассматриваемой части города являются частные дома и дома барачного типа. Преобладающим потребителем является коммунально-бытовой сектор. Также получают питание средняя школа, школа-интернат, два детских сада, дом культуры, база отдыха. Все потребители обеспечиваются централизованным электроснабжением от Томмотских РЭС «Южно Якутских Электрических Сетей», от подстанции №35 «Левобережная» 35/10 кВ.

Подстанция №35 35/10 кВ «Левобережная» является тупиковой, питается от ПС №32 110/35 кВ , с помощью ВЛ №18 – 35 кВ.

На рассматриваемой территории преобладают потребители второй и третьей категории. Поэтому важнейшим вопросом рационального построения распределительных сетей является установление требуемого уровня надежности электроснабжения потребителей.

Выбор схемы должен учитывать разнообразие электроприемников и потребителей, распределенных на достаточно большой территории в произвольном порядке. При этом каждый из потребителей имеет в своем

составе приемники разных категорий, к надежности электроснабжения которых предъявляются различные требования.

Основные требования, которым должна удовлетворять построенная система электроснабжения:

1) система должна быть выполнена таким образом, чтобы суммарные расчетные затраты, связанные с её сооружением и последующей эксплуатацией, были минимальными;

2) при выборе отдельных элементов системы электроснабжения необходимо стремиться к осуществлению совместного питания различных групп потребителей;

3) при выборе схемы электроснабжения следует учитывать гибкость системы, т.е. ее приспособляемость к разным режимам распределения мощности возникающим в процессе работы;

4) существенным требованием является необходимость поддержания во всех точках электроснабжения мощности короткого замыкания в пределах, допустимых для используемой аппаратуры, на всех стадиях развития системы;

5) надежность электроснабжения, создаваемая системой, должна находиться в пределах, регламентируемых ПУЭ.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Общие положения

Городские распределительные сети, а также внутренние сети жилых и коммунально-общественных зданий являются неотъемлемыми элементами общей системы электроснабжения. Одним из основных параметров, определяющих схему и конструкцию элементов сети, является расчетная электрическая нагрузка. Потребители электрической энергии, расположенные на территории города, подразделяются на две основные группы: жилые здания и коммунальные предприятия и здания общественного назначения.

Расчет нагрузок городских сетей включает определение нагрузок отдельных потребителей (жилых домов, общественных зданий, коммунально-бытовых предприятий и т.д.) и элементов системы электроснабжения (распределительных линий, трансформаторных подстанций, РП, центров питания и т.д.).

2.2 Расчет нагрузок бытовых и коммунально-бытовых потребителей

Действующая методика определения нагрузки жилых зданий регламентирована РД34.20.185-94 [2]. При расчете используется нагрузка одного потребителя, в качестве которого выступает семья или квартира при посемейном заселении домов. Действующие нормированные значения удельной нагрузки при многоэтажной застройке для четырех вариантов электропотребления жилых квартир, определяемого видом плиты для приготовления пищи, с квартирами посемейного заселения общей площадью до 55 м².

Значения нагрузок являются приведенными, то есть определены с учетом коэффициента одновременности в зависимости от числа квартир.

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

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

где $P_{\text{кв. уд}}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир (зданий), кВт/кв, кВт/м², кВт/чел [2];
 n – количество квартир, метров квадратных, посадочных мест.

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

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

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

$P_{\text{СТУ}}$ - мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и др. санитарно-технических устройств, кВт.

Так как в данном селе нет зданий с лифтовыми установками и санитарно-техническими устройствами, то далее в расчетах $P_{\text{р.л}}$ и $P_{\text{СТУ}}$ не учитываются. То есть $P_c = 0$.

Расчетная электрическая нагрузка жилого здания:

$$P_{\text{р.ж.д.}} = P_{\text{кв}} + k_y P_c , \quad (3)$$

где k_y – коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников; $k_y = 0,9$) [2].

Тогда

$$P_{\text{р.ж.д.}} = P_{\text{кв}} . \quad (4)$$

Рассмотрим пример определения мощности многоквартирных жилых зданий для ТП 14.

$$P_{\text{кв}} = 4,5 \cdot 19 = 85,5 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{р.ж.д.}} = 85,5 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{кв}} = 85,5 \cdot 0,26 = 22,23 \text{ квар};$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{85,5^2 + 22,23^2} = 88,34 \text{ кВА}.$$

Аналогично рассчитываются нагрузки остальных потребителей.
Результаты расчета сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Расчет электрических нагрузок

№	Но- мер ТП	Объект	Кол- во объ- ектов	Руд (одного объекта)	n	P	tg	Q	S
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ТП 14	Двухквартирные дома	14	9	14	168	0,26	43,7	173,6
2		Одноквартирные дома	12	4,5	12	72	0,26	18,7	74,4
3		Четырех- квартирные дома	3	16	3	60	0,26	15,6	61,9
4		Двухэтажные дома (16 кв)	2	27,2	2	64	0,26	16,6	66,1
5		Магазин	1	0,25	20	5	0,7	3,5	6,1
6		Гаражи	16	0,5	16	8	0,29	2,32	8,32
7	ТП 15	Одноквартирные дома	11	4,5	11	66	0,26	17,2	68,2
8		Четырех квартирные дома	3	16	3	60	0,26	15,6	61,9
9		Двухэтажные дома(16 кв)	1	27,2	1	32	0,26	8,3	33,1
10		Гаражи	5	0,5	5	2,5	0,29	0,73	2,6
10	ТП 16	Одноквартирные дома	42	4,5	42	252	0,26	65,5	260,4
11		Двухквартирные дома	18	9	18	216	0,26	56,2	223,2
12		Двухэтажные дома(16 кв)	1	27,2	1	32	0,26	8,3	33,1
13		Административное здание (Метеопост)	1	0,043	35	1,5	0,48	0,72	1,66
14		Гаражи	10	0,5	10	5	0,29	1,45	5,2
15	ТП 17	Двухквартирные дома	4	9	4	48	0,26	12,5	49,6
16		Двухэтажные дома (16 кв)	1	27,2	1	32	0,26	8,3	33,1
17		Гаражи	3	0,5	3	1,5	0,29	0,44	1,56
18	ТП 19	Одноквартирные дома	26	4,5	26	156	0,26	40,6	164,2

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
19		Двухквартирные дома	22	9	22	264	0,26	68,6	272,8
20		Двухэтажные дома (16 кв)	10	27,2	10	320	0,26	83,2	330,6
21		Четырехквартирные дома	1	16	1	20	0,26	5,2	20,7
22		Трехквартирные дома	3	13,5	3	54	0,26	14,04	55,8
23		Почта	1	0,043	30	1,29	0,48	0,62	1,43
24		Школа ТСШИ	1	0,25	200	50	0,38	19	21,4
25		Школа №6	1	0,25	80	20	0,38	7,6	53,5
26		Детский сад	1	0,46	60	27,6	0,25	6,9	28,4
27		Библиотека	1	0,043	35	1,5	0,48	0,72	1,66
28		Продуктовый магазин	1	0,25	25	6,25	0,7	4,37	7,62
29		Продуктовый магазин	1	0,25	25	6,25	0,7	4,37	7,62
30		Продуктовый магазин	1	0,25	25	6,25	0,7	4,37	7,62
31		Продуктовый магазин	1	0,25	25	6,25	0,7	4,37	7,62
32		Промтоварный магазин	1	0,25	20	5	0,7	3,5	6,1
33		Мини рынок	1	0,25	25	6,25	0,7	4,37	7,62
34		Клуб	1	0,46	70	32,2	0,43	13,84	32,05
35		Котельная №10	1	120	1	120	0,7	84	146,5
36		Гаражи	6	0,5	6	3	0,29	0,87	3,12
37	ТП 23	Одноквартирные дома	26	4,5	26	117	0,26	30,42	120,89
38		Двухквартирные дома	28	9	28	252	0,26	65,52	260,37
39		Двухэтажные дома (16 кв)	1	27,2	1	27,2	0,26	7,07	28,1
40		Чет-квартирные дома	5	16	5	80	0,26	20,8	82,65
41		Продуктовый магазин	1	0,25	25	6,25	0,7	4,37	7,62

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
42		Жилой корпус ТСШИ №1	1	0,34	20	6,8	0,7	4,76	8,3
43		Жилой корпус ТСШИ №2	1	0,34	20	6,8	0,7	4,76	8,3
44		Жилой корпус ТСШИ №3	1	0,34	20	6,8	0,7	4,76	8,3
45		Столовая ТСШИ	1	0,9	100	90	0,7	63	109,8
46		Гаражи	13	0,5	13	6,5	0,29	1,8	6,7
47	ТП 49	Одноквартирные дома	23	4,5	23	103,5	0,26	26,9	106,9
48		Двухквартирные дома	39	9	39	351	0,26	91,26	362,7
49		Двухэтажные дома (16 кв)	7	27,2	7	190,4	0,26	49,5	196,7
50		Четырех квартирные дома	16	16	16	256	0,26	66,56	264,5
51		Продуктовый магазин	1	0,25	25	6,25	0,7	4,37	7,62
52		Детский сад	1	0,46	50	23	0,25	5,75	23,7
53		Гаражи	36	0,5	36	18	0,29	5,2	18,7

Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений схож с расчетом нагрузок жилых зданий и определяется по формуле:

$$P_{р.общ.зд} = P_{уд.общ.зд} \cdot n, \quad (5)$$

где $P_{уд.общ.зд}$ - удельная мощность общественных зданий кВт/показатель

кВт/место, кВт/ учащийся и т.д. [3];

n - количественный показатель, учащийся, место, кв. метры.

Для электропотребителя Школа №6

$$P_{р.общ.зд} = 0,25 \cdot 200 = 50 \text{ кВт};$$

$$Q_{р.общ.зд} = 50 \cdot 0,38 = 19 \text{ квар};$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{55^2 + 19^2} = 53,48 \text{ кВА.}$$

Аналогично рассчитываются нагрузки остальных коммунально-

бытовых потребителей. Результаты расчета сведены в таблицу 1.

2.3 Расчет нагрузки уличного освещения

Электрическое освещение улиц и дорог выполняется следующими различными способами в зависимости от типов применяемых источников света и светильников, геометрического размещения их относительно освещаемой территории и высоты установки, интенсивности движения автотранспорта, светотехнических характеристик дорожных покрытий. В большинстве случаев в городах применяется усовершенствованное покрытие дорог асфальтобетоном. По характеру светоотражения асфальтобетонные дорожные покрытия подразделяются на гладкие (покрытия с пониженным содержанием щебня, имеющие среднюю высоту выступающих частей, менее 0,5 мм). Затраты на обеспечение нормируемых значений яркости во многом определяются принятой схемой расположения светильников относительно освещаемой улицы. В зависимости от ширины проезжей части улицы, могут применяться различные схемы расположения светильников: однорядное ($b < 12$ м), двухрядная шахматная ($b \leq 18$ м), двухрядная прямоугольная ($b < 12$ м в каждом направлении) и т.д., где b – ширина проезжей части.

Световой поток, необходимый для создания заданной яркости покрытия:

$$\Phi = \gamma \cdot K_3 \cdot \pi / \eta, \quad (6)$$

где γ – нормируемая яркость покрытия, кд/м²;

K_3 – коэффициент запаса;

η – коэффициент использования светового потока.

По найденному световому потоку и световому потоку лампы определяется расстояние между светильниками.

Для наружного освещения дорог, улиц и площадей используем высокоэффективные зеркальные лампы высокого давления серии ДНаЗ/Reflux H 220.

Коэффициент запаса принимается равным 1,1.

Для расчета выбираем следующие параметры:

$$b = 10 \text{ м};$$

высота подвеса светильников: $h = 9 \text{ м}$;

$$\gamma = 0,5 \text{ кд/м}^2.$$

К установке принимается светильник типа РКУ 01-250 с однорядным расположением светильников.

Коэффициент использования светового потока определяется в зависимости от соотношения ширины проезжей части дороги и высоты подвеса лампы $b/h = 10/9 = 1,1$.

$$\Phi = 0,5 \cdot 1,1 \cdot 3,14 / 0,072 = 24 \text{ лм/м}^2.$$

Световой поток лампы ДНаЗ/Reflux Н 220 $\Phi_{\text{л}} = 18000 \text{ лм}$.

Освещаемая лампами площадь

$$S_{\text{л}} = \Phi_{\text{л}} / \Phi = 18000 / 24 = 750 \text{ м}^2.$$

При ширине улицы в 10 м шаг светильников:

$$l = S_{\text{л}} / b = 750 / 10 = 75 \text{ м}.$$

В результате светотехнического расчёта устанавливается удельная мощность наружного освещения, относимая к 1 м² освещаемой поверхности рассматриваемой территории.

$$P_{\text{ос.дор}} = \frac{P_{\text{л}} \cdot K_{\text{ПРА}} \cdot L}{l}, \quad (7)$$

где $P_{\text{л}}$ – номинальная паспортная мощность лампы, кВт; $P_{\text{л}} = 0,22 \text{ кВт}$;

$K_{\text{ПРА}}$ – коэффициент, учитывающий потери мощности в пуско-регулирующей аппаратуре; для газоразрядных ламп $K_{\text{ПРА}} = 1,1$;

L – длина освещаемых улиц, м;

$$Q_{\text{ос.дор}} = P_{\text{ос.дор}} \cdot \text{tg} \varphi; \quad (8)$$

где $\text{tg} \varphi$ – коэффициент мощности, для газоразрядных ламп равен 0,75.

Определяем расчетную осветительную нагрузку ТП 15.

Для всех ТП расчетная осветительная нагрузка определяется аналогично, результаты сведены в таблицу 2.

$$P_{\text{ос.дор}} = \frac{0,5 \cdot 1,1 \cdot 0,220}{0,075} = 1,613 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ос.дор}} = 1,613 \cdot 0,75 = 1,21 \text{ квар}; \quad P_{\text{ос}} = 1,613 \text{ кВт}; \quad Q_{\text{ос}} = 1,21 \text{ квар}.$$

Таблица 2 - Расчетная нагрузка уличного освещения

№ ТП	Название улицы (переулка)	$R_{\text{уст. осв.}}$ кВт/км	Длина улицы км	$P_{\text{р.осв}}$ кВт	$Q_{\text{р.осв}}$ квар	$\text{tg}\phi$	$P_{\text{р.осв}}$ ТП кВт	$Q_{\text{р.осв}}$ ТП квар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	Горького	8	0,26	0,839	0,629	0,75	4,872	3,654
	Ленина	8	0,54	1,775	1,331	0,75		
	Октябрьская	8	0,36	1,162	0,087	0,75		
	Якутский	8	0,17	0,549	0,411	0,75		
	Красноармейский	8	0,17	0,549	0,411	0,75		
15	Ленина	8	0,55	1,775	1,331	0,75	3,065	2,299
	Укуланка	8	0,4	1,291	0,968	0,75		
16	Ленина	8	0,5	1,613	1,21	0,75	6,239	4,679
	Семашко	8	0,46	1,484	1,113	0,75		
	Зои Космодемьянской	8	0,2	0,645	0,484	0,75		
	Первомайская	8	0,2	0,675	0,484	0,75		
	Пионерская	8	0,46	1,484	1,113	0,75		
	Школьный	8	0,1	0,367	0,275	0,75		
17	Ленина	8	0,5	1,613	1,21	0,75	1,613	1,21
19	Ленина	8	0,6	1,936	1,452	0,75	7,841	5,881
	Октябрьская	8	0,55	1,775	1,331	0,75		
	Советская	8	0,5	1,613	1,21	0,75		
	Крупской	8	0,26	0,839	0,629	0,75		
	Кооперативный Красноармейской	8	0,26	0,839	0,629	0,75		
23	Пушкина	8	0,5	1,613	1,21	0,75	7,389	5,542
	Юбилейная	8	0,22	0,71	0,532	0,75		
	15 Лет Якутии	8	0,77	2,485	1,863	0,75		
	Крупской	8	0,3	0,968	0,726	0,75		
	Комсомольская	8	0,2	0,645	0,484	0,75		
	Кооперативный	8	0,3	0,968	0,726	0,75		
49	Октябрьская	8	0,35	1,129	0,847	0,75	8,228	6,171
	Олега Кошевого	8	0,3	0,968	0,726	0,75		
	Комсомольская	8	0,4	1,291	0,968	0,75		
	Семенова	8	0,6	1,936	1,452	0,75		
	Кооперативный	8	0,1	0,323	0,242	0,75		
	Якутский	8	0,8	2,581	1,936	0,75		

3 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕТИ 0,4 кВ

Основным условием выбора конфигурации сети 0,4 кВ является обеспечение максимальной экономической эффективности. Также должны выполняться требования к обеспечению надежности электроснабжения.

Можно выделить три основных варианта схемы питающей сети:

- двухлучевая (может быть как магистральная, так и радиальная); этот вариант применим в случае электроснабжения потребителей I категории надежности;

- петлевая схема используется в случае электроснабжения потребителей II категории надежности; также в этом случае может быть применена линия с двухсторонним питанием (петлевая схема с питанием от двух независимых источников питания).

- магистральная схема, применяемая для питания потребителей III категории надежности.

3.1 Выбор сечений проводникового материала сети 0,4 кВ

Выбор площади сечения осуществляется по длительно допустимой токовой нагрузке с последующей проверкой выбранного сечения проводов на потерю напряжения. По расчетному току на отдельном участке сети определяется ближайшее большее стандартное сечение. В данном проекте происходит замена проводов АС на СИП-2.

Максимальный ток, протекающий в линии, определяется по формуле:

$$I_{P.L} = \frac{\sqrt{\frac{P_{P.L.}^2}{2} + \frac{Q_{P.L.}^2}{2}}}{U_H \cdot \sqrt{3}}, \quad (9)$$

где $P_{P.L}$ – расчетная активная нагрузка линии, кВт;

$Q_{P.L}$ – расчетная реактивная нагрузка линии, квар;

U_H – номинальное напряжение, кВ.

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_{P.A.C.H} = \alpha_i \alpha_T I_{P.L}, \quad (10)$$

где α_T - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки и коэффициент попадания максимума нагрузки линии в максимум нагрузки энергосистемы; $\alpha_T = 1,1$ [3];

α_i - коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации; $\alpha_i = 1,05$ [3].

Послеаварийный ток определяется по формуле:

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

Выбор сечения проводника производится по условию:

$$I_{РАСЧ} \leq I_{дл.доп}, \quad (12)$$

где $I_{дл.доп}$ - длительно допустимый ток провода, А.

Выбранное сечение провода проверяется на отклонение напряжения.

Потери напряжения определяются по формуле:

$$\Delta U = \frac{I_{РАСЧ} \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{НОМ}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\% , \quad (13)$$

где $I_{РАСЧ}$ - рабочий максимальный ток, А;

L - длина линии, км;

$U_{НОМ}$ - номинальное напряжение, В;

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

Нормально допустимое значение отклонения напряжения для линий 0,4 кВ должно быть менее 8 %, а предельно допустимое менее 12 %.

Рассмотрим выбор сечения провода линии 0,4 кВ на примере фидера 1, отходящего от ТП 17:

$$I_{P.Л.} = \frac{\sqrt{\frac{122,22^2}{2} + \frac{40,608^2}{2}}}{0,38 \cdot \sqrt{3}} = 131,46 \text{ А,}$$

$$I_{РАСЧ} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 131,46 = 151,83 \text{ А,}$$

$$I_{Пав} = \frac{\sqrt{122,22^2 + 40,608^2}}{0,38 \cdot \sqrt{3}} = 195,907 \text{ А},$$

$$I_{дл.доп} = 195 \cdot 1,21 = 235,95 \text{ А}.$$

Выбирается кабель СИП-2 сечением $3 \times 50 + 1 \times 50 \text{ мм}^2$.

Выбранный проводник проверяется на нагрев по длительно допустимой токовой нагрузке:

$$195,907 \text{ А} \leq 235,95 \text{ А}$$

Условие соблюдается. Сечение проводника выбрано верно.

$$\Delta U = \frac{151,83 \cdot 0,2 \cdot \sqrt{3}}{380} \cdot (0,822 \cdot 0,98 + 0,078 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 10,798$$

Отклонение напряжения в конце линии удовлетворяет условию.

Расчеты сечений линий 0,4 кВ ТП сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Выбор проводникового материала сетей 0,4 кВ

№ ТП	Линия	$P_{Р.Л}$ кВт	$Q_{Р.Л}$ квар	$I_{Р.Л}$ А	$I_{РАСЧ}$ А	$I_{Пав}$ А	$I_{дл.доп}$ А	Марка провода и сечение, мм^2	ΔU %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
14	1-10	108	28,13	4,88	98,04	69,76	193,6	СИП-2 3×35 1×50	9,37
	10-20	112,9	29,36	8,76	102,5	177,5	193,6	СИП-2 3×35 1×50	9,8
15	1-14	119,4	31,1	93,86	108,4	187,7	193,6	СИП-2 3×35 1×50	10,3
	2	86	48,7	75,1	86,8	150,3	163,35	КГ 3×35	2,7
16	1	173,4	47,49	136,7	157,9	273,5	290,4	СИП-2 3×70 1×70	7,8
	2	186,3	48,79	146,4	169,2	292,9	363	СИП-2 3×95 1×95	6,12
17	1	122,2	40,6	131,4	151,8	195,9	235,9	СИП-2 3×50 1×50	10,79
	2	105	68,25	95,2	110,01	190,49	193,6	СИП-2 3×35 1×50	10,52

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
19	1	50	19	40,68	46,98	81,36	90,75	АВВГ ^{3×35} 1×16	3,4
	2	126,4	32,8	99,3	114,7	198,7	235,9	СИП-2 ^{3×50} 1×50	8,16
	3	40	15,2	32,5	46,9	65,09	90,7	АВВГ ^{3×35} 1×16	3,4
	4-1- 1/6	84,7	21,9	66,6	76,9	133,2	157,3	СИП-2 ^{3×25} 1×35	10,16
	4-1- 4/7	181,68	67,02	147,3	170,1	294,5	363	СИП-2 ^{3×95} 1×95	6,15
19	4-4-8	136,5	35,5	107,3	123,9	214,6	235,9	СИП-2 ^{3×50} 1×50	8,81
	4-8-13	111,75	31,2	88,24	101,92	176,49	193,6	СИП-2 ^{3×35} 1×50	9,75
	6-2-8	152,4	92,4	135,5	156,5	271,1	290,4	СИП-2 ^{3×70} 1×70	7,75
23	1	108,36	75,8	100,6	116,2	201,2	235,9	СИП-2 ^{3×50} 1×50	8,24
	2	138,3	36,02	108,7	125,5	217,4	235,9	СИП-2 ^{3×50} 1×50	8,9
	3-1- 2/5	146,6	38,17	115,2	133,1	230,4	235,9	СИП-2 ^{3×50} 1×50	9,4
	3-2- 8/5	125,1	30,01	97,84	113,1	195,7	235,9	СИП-2 ^{3×50} 1×50	8,01
	3-5- 5/5	54,9	13,41	42,9	49,64	85,9	121	СИП-2 ^{3×16} 1×35	4,74
49	1-1- 3/4	100,9	26,3	79,3	91,6	158,7	193,6	СИП-2 ^{3×35} 1×50	8,75
49	2-1-6	228,8	60,3	180	207,9	360	363	СИП-2 ^{3×95} 1×95	7,5
	5-5/4	80	20,8	62,8	72,6	125,7	157,3	СИП-2 ^{3×25} 1×35	9,5
	6-12	96,3	25,03	75,67	87,4	151,3	157,3	СИП-2 ^{3×25} 1×35	10,06

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	6-6/2	31,5	8,2	24,7	28,6	50	121	СИП-2 ^{3×16} 1×35	5,98
	3-1-11	154,3	40,19	121,3	140,1	242,6	290,4	СИП-2 ^{3×70} 1×70	6,94
	11-14	43,2	23,4	37,38	43,17	74,76	121	СИП-2 ^{3×16} 1×35	9,035
	4-1-7	147,3	38,29	115,7	133,7	231,5	290,4	СИП-2 ^{3×70} 1×70	6,62
	4-7-12	164,4	42,8	129,2	149,2	258,4	290,4	СИП-2 ^{3×70} 1×70	7,39
	7-7/2	54,4	14,4	42,8	43,17	85,6	121	СИП-2 ^{3×16} 1×35	7,78
49	11-11/3	64,8	16,84	50,92	58,81	101,8	121	СИП-2 ^{3×16} 1×35	10,6
	12-15	32,8	8,5	25,81	29,8	51,63	121	СИП-2 ^{3×16} 1×35	5,37

3.2 Выбор числа и мощности трансформаторов на ТП

Ориентировочный выбор числа и мощности трансформаторов производится в зависимости от полной мощности. Расчетные мощности для всех трансформаторных подстанций получены в результате суммирования расчетных мощностей на линиях 0,38 кВ, подходящих к ТП.

От рассматриваемых ТП питается нагрузка преимущественно второй и третьей категории надёжности. В соответствии с требованиями ПУЭ, требуется учитывать следующие особенности:

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

- при наличии централизованного резерва допускается питание электроприёмников второй категории одним трансформатором;

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

Выбор трансформатора для однотрансформаторной ТП:

$$S_{P.Тр} = \sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}, \quad (14)$$

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

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

После определения расчетной мощности выбирается трансформатор по условию:

$$S_{T_{ном}} \geq S_{расч}, \quad (15)$$

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

Проверка коэффициента загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{загр.} = \frac{S_P}{N_{ТР} \cdot S_{НОМ}}. \quad (16)$$

Коэффициент загрузки не должен превышать 0,95.

Произведем выбор и проверку трансформаторов для ТП 14:

$$S_{расчА} = \sqrt{282,15^2 + 73,41^2} = 291,16 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Мощность силового трансформатора на ТП 14 принимается равной 400 кВА.

Проверка коэффициентов загрузки:

$$K_3 = \frac{\sqrt{282,15^2 + 73,41^2}}{400} = 0,728 \leq 0,95$$

Трансформатор выбран верно. Для остальных однотрансформаторных ТП выбор проведен аналогично.

Выбор трансформатора для двухтрансформаторной ТП 19:

$$S_{P.Тр} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{K_3 \cdot N_T}, \quad (17)$$

где $K_3 = 0,75$ – коэффициент загрузки;

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

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

N_T – количество трансформаторов на ТП;

Проверка коэффициента загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{3n/ав} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{S_{T_{ном}} \cdot N_T}, \quad (18)$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме не должен превышать 1,5.

Произведем выбор и проверку трансформаторов для ТП 19:

$$S_{расчА} = \frac{\sqrt{883,59^2 + 315,26^2}}{0,75 \cdot 2} = 625,43 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Принимается мощность трансформатора 630 кВА.

Проверка коэффициентов загрузки:

$$K_{3n/ав} = \frac{\sqrt{883,59^2 + 315,26^2}}{630} = 1,489 \leq 1,5$$

Трансформатор выбран верно. Для ТП 49 выбор проведен аналогично.

Принятые к установке трансформаторы ТП, их коэффициенты загрузки представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Мощности трансформаторов ТП

Номер ТП	$P_{P.ТП}$, кВт	$Q_{P.ТП}$, квар	$S_{расч.}$, кВА	S_T , кВА	k_3	$k_{3пав}$	Тип трансформатора ТП
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП14	287,02	77,06	297,18	400	0,743		ТМГ400/10-У1 (ХЛ1)
ТП 15	208,49	82,09	224,07	250	0,896		ТМГ250/10-У1 (ХЛ1)
ТП 16	365,96	100,97	379,64	400	0,949		ТМГ400/10-У1 (ХЛ1)

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП 17	228,83	110,06	253,92	400	0,635		ТМГ4000/10-У1 (ХЛ1)
ТП 19	891,43	321,14	947,51	630	0,745	1,489	ТМГ630/10-У1 (ХЛ1)
ТП 23	580,67	199,01	613,83	1000	0,614		ТМГ1000/10-У1 (ХЛ1)
ТП 49	795,8	208,02	822,61	1000	0,823		ТМГ1000/10-У1 (ХЛ1)

4 РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

4.1 Выбор схемы электроснабжения сети 10 кВ

4.1.1 Разработка вариантов реконструируемой сети

В качестве варианта реконструкции СЭС рассматриваемой части города Томмот Алданского района предлагается реконструировать распределительную сеть 10 кВ с заменой голых сталеалюминиевых проводов АС на самонесущий изолированный провод СИП. При этом необходимо провести изменение конфигурации сети.

В задачи развития распределительных сетей 10 кВ входит анализ существующих сетей, схем электроснабжения проектируемых и реконструируемых зон, анализ электрических нагрузок и т.д. Схемы сетей должны быть увязаны с существующими или проектируемыми сетями. Особое внимание следует уделять требованиям по надежности электроснабжения потребителей и допустимым отклонениям напряжения на вводах электроприемников.

С учетом всех вышеизложенных условий были составлены 2 варианта реконструируемой сети. Затем по длинам линии и приведенным затратам выбирается один из вариантов.

При составлении схемы сети используются два фидера 10 кВ от ПС № 35 «Левобережная» 35/10 № 4 и № 5.

Варианты реконструируемой и существующей сети показаны на рисунках 1,2,3.

Таблица 5 – Сопоставление вариантов реконструируемой сети

Номер варианта	Количество ТП	Суммарная длина линий, км
1	7	5,6
2	7	5,85

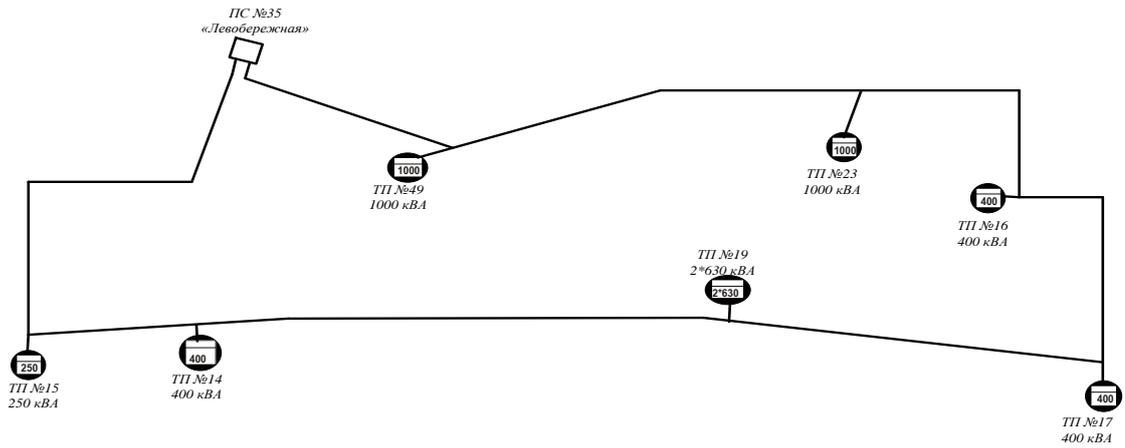


Рисунок 1 – Вариант № 1 реконструируемой сети

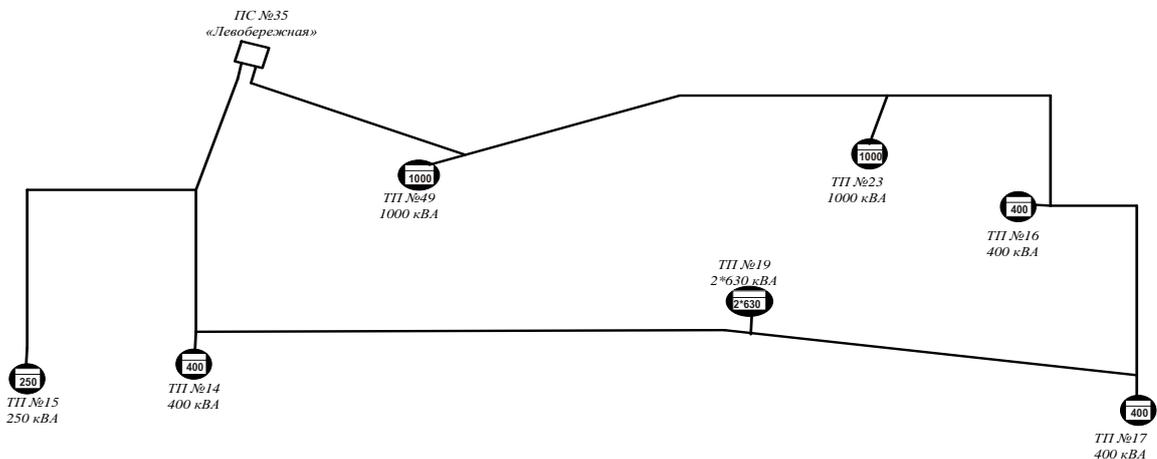


Рисунок 2 – Вариант № 2 реконструируемой сети

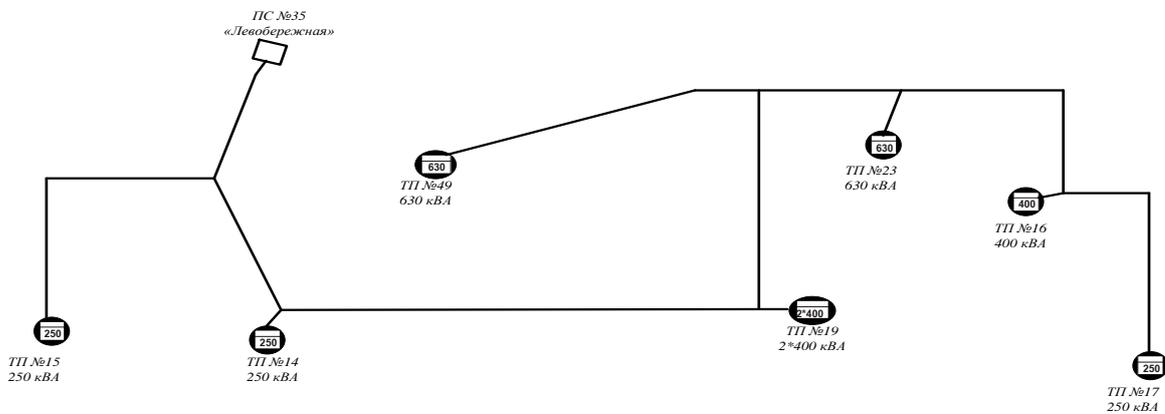


Рисунок 3 – Существующая СЭС

Далее приведены расчеты для этих вариантов.

4.1.2 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

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

$$P_{ТП.ВН} = P_{Р.Л} + \Delta P \quad ; \quad (19)$$

$$Q_{ТП.ВН} = Q_{Р.Л} + \Delta Q \quad . \quad (20)$$

Таблица 6 – Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП

Номер ТП	$P_{Р.ТП}$, кВт	$Q_{Р.ТП}$, квар	ΔP , кВт	ΔQ , квар	$P_{ТП.ВН}$, кВт	$Q_{ТП.ВН}$, квар
ТП14	287,02	77,06	2,9	9,09	289,9	86,16
ТП 15	208,49	82,09	2,86	8,25	211,36	90,34
ТП 16	365,96	100,97	4,82	14,83	370,82	115,8
ТП 17	228,83	110,06	2,2	6,7	231,05	116,86
ТП 19	891,43	321,14	16,37	73,25	898,8	390,39
ТП 23	580,67	199,01	4,39	19,76	585,07	218,78
ТП 49	804,1	214,19	8,05	36,2	812,15	250,41

4.1.3 Выбор сечения и марки провода воздушных линий

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

Максимальный ток, протекающий в линии:

$$I_{Р.Л.норм} = \frac{\sqrt{P_{Р.Л.}^2 + Q_{Р.Л.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot N_{Ц}} \quad , \quad (21)$$

где $N_{Ц}$ – количество цепей в линии.

По полученному значению расчетного тока выбирается сечение проводника.

Для проверки выбранных сечений рассчитываются наиболее тяжелые послеаварийные режимы. Из них выбирается больший ток. И по этому току

осуществляется проверка по условиям нагрева в длительном режиме:

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{P_{р.л.}^2 + Q_{р.л.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (22)$$

$$I_{n/ав} \leq K \cdot I_{дл.доп.}, \quad (23)$$

где K – поправочный коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды [4];

$I_{дл.доп.}$ - длительно допустимый ток, А.

В качестве проводника выбирается провод СИП-3 сечением 35 мм².

Выбор проводов сети 10 кВ представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Выбор сечений СИП-3

Маршрут	L, км	Марка	I _{расч} , А	I _{дл.доп} , А
Вариант №1				
ПС – ТП 15	1,12	СИП-3 1×35	102,3	242
ТП 15 – ТП 14	0,17	СИП-3 1×35	87,4	242
ТП 14 – ТП 19	0,91	СИП-3 1×35	68,1	242
ТП 19 – ТП 17	0,9	СИП-3 1×35	5,2	242
ТП 17 – ТП 16	0,7	СИП-3 1×35	20,6	242
ТП 16 – ТП 23	0,65	СИП-3 1×35	46,7	242
ТП 23 – ТП 49	0,55	СИП-3 1×35	875	242
ТП 49 – ПС	0,6	СИП-3 1×35	143,2	242
Вариант №2				
ПС – ТП 14	0,82	СИП-3 1×35	76,1	242
опр.5/1 – ТП 15	0,82	СИП-3 1×35	120,6	242
ТП 14 – ТП 19	0,91	СИП-3 1×35	59,7	242
ТП 19 – ТП 17	0,8	СИП-3 1×35	2,3	242
ТП 17 – ТП 16	0,7	СИП-3 1×35	14,9	242
ТП 16 – ТП 23	0,65	СИП-3 1×35	41,3	242
ТП 23 – ТП 49	0,55	СИП-3 1×35	83,3	242
ТП 49 – ПС	0,6	СИП-3 1×35	140,6	242

4.1.4 Технико-экономическое сравнение принятых вариантов

Сопоставление двух оставшихся вариантов схем сети осуществляем в результате расчетов сравнительной экономической эффективности капитальных вложений. Экономическим критерием, по которому определяют наивыгоднейший вариант, является минимум приведенных затрат вычисляемых по следующей формуле:

$$Z = E_H \cdot K + И, \quad (24)$$

где K – капитальные вложения необходимые для реконструкции сети, руб.;

$И$ – ежегодные эксплуатационные расходы, тыс.руб./год;

E_H – нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений, 1/год.

Капитальные вложения в данном случае рассчитываются как расходы, необходимые для реконструкции сетей и трансформаторных подстанций, по следующей формуле:

$$K = K_{Л} + K_{ТП}, \quad (25)$$

где $K_{Л}$ – капитальные вложения на реконструкцию линий, тыс.руб.;

$K_{ТП}$ – капитальные вложения на реконструкцию трансформаторных подстанций, тыс.руб..

Капитальные вложения при реконструкции ВЛ 10 кВ состоят из затрат на приобретение проводов, изоляторов и другого оборудования, на транспортировку и монтажные работы. Капитальные вложения при реконструкции ТП состоят из затрат на приобретение трансформаторов, выключателей и другого оборудования, на транспортировку и монтажные работы.

Тогда капитальные вложения на реконструкцию линий и подстанций:

$$K_{Л} = \sum L_{СИП} \cdot k_{уд} + K_{СМР}, \quad (26)$$

где $L_{СИП}$ – длина СИП, м;

$k_{уд}$ – удельная стоимость 1 м линии, руб/м [16];

$K_{СМР}$ – стоимость строительно-монтажных работ [9].

$$K_{ТП} = K_{КТП} + K_{СМР} + K_{ПР}, \quad (27)$$

где $K_{КТП}$ – капиталовложения в КТПК, тыс.руб.;

$K_{СМР}$ – стоимость строительно-монтажных работ, тыс.руб. [9];

$K_{ПР}$ – прочие затраты, тыс.руб. [9].

Эксплуатационные расходы (издержки) необходимы для эксплуатации энергетического оборудования и сетей в течении одного года

$$И = И_{Л} + И_{ПС} + И_{\Delta W} = \alpha_{Л.СУМ} \cdot K_{Л} + \alpha_{ПС.СУМ} \cdot K_{ПС} + C_0 \cdot \Delta W, \quad (28)$$

где $И_{Л}, И_{ПС}$ – эксплуатационные расходы для линий и ТП, тыс. руб.;

$И_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб.;

$\alpha_{Л.СУМ}$ – ежегодные суммарные отчисления на линии, 1/год;

$\alpha_{ПС.СУМ}$ – ежегодные суммарные отчисления на ТП, 1/год;

C_0 – стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии, 0,796 руб./кВт·ч;

ΔW – суммарные потери электроэнергии, кВт·ч.

Потери электроэнергии вычисляются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{КТП} + \Delta W_{СИП}, \quad (29)$$

где $\Delta W_{КТП}$ – потери мощности в трансформаторах, кВт;

$\Delta W_{СИП}$ – потери в СИП, кВт.

Потери электроэнергии за год в КТП находится по формуле:

$$\Delta W_{КТП} = \Delta W_{ХХ} + \Delta W_{КЗ}, \quad (30)$$

$$\Delta W_{КТП} = 2 \cdot \Delta P_{ХХ} \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{КЗ} \cdot K_3^2 \cdot \tau, \quad (31)$$

где $\Delta P_{ХХ}$ – потери мощности холостого хода в КТП, кВт;

$\Delta P_{КЗ}$ – потери мощности короткого замыкания в КТП, кВт;

K_3 – коэффициент загрузки КТП;

τ – число часов потерь в год [5], ч/год.

$$\Delta W_{СИП} = 3 \cdot I_p^2 \cdot R_{СИП} \cdot l \cdot T_p, \quad (32)$$

где I_p – расчетный ток кабеля, А;

$R_{СИП}$ – сопротивление СИП, Ом;

l – протяженность СИП, км;

T_p – время работы, часов/год.

Сечение СИП-3 одинаково на всех участках магистралей и ко всем ТП от основной магистрали, значит, посчитаем общие капитальные вложения по суммарной длине, а не на отдельные участки

$$K_{ЛВар1} = \sum L_{СИП} \cdot k_{уд} + K_{СМР} = 5600 \cdot 37,4 \cdot 10^3 + 0,5 \cdot 209,440 = 314,160 \text{ тыс.руб.};$$

$$K_{ЛВар1} = \sum L_{СИП} \cdot k_{уд} + K_{СМР} = 5850 \cdot 37,4 + (0,5 \cdot 218,790) = 328,185 \text{ тыс.руб.}$$

Так как в обоих вариантах ТП одинаковые, капиталовложение в ТП будут тоже одинаковыми.

В данном проекте будут использоваться КТПК (комплектные трансформаторные подстанции киоскового типа тупиковые) компании ООО «Уралэнерго».

$$K_{КТП} = 184,376 + 3 \cdot 206,144 + 639,879 + 2 \cdot 464,049 = 2370,785 \text{ тыс.руб.};$$

$$K_{ТП} = K_{КТП} + K_{СМР} + K_{ИП} = 2370,785 + (0,45 \cdot 2370,785) + (0,05 \cdot 2370,785) = 2370,785 + 1066,85 + 118,54 = 3556,175 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки для первого варианта:

$$I_{Л} = 0,004 \cdot 314,160 = 1,2566 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{ТП} = 0,037 \cdot 3556,175 = 131,578 \text{ тыс.руб.}$$

$$\Delta W = 160040 + 273900 = 433940 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

$$I = 1,2566 + 131,578 + 0,796 \cdot 433,940 = 478,25 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки для второго варианта:

$$I_{Л} = 0,004 \cdot 328,185 = 1,313 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{ТП} = 0,037 \cdot 3556,175 = 131,578 \text{ тыс.руб.}$$

$$\Delta W = 160040 + 283100 = 443140 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

$$I = 1,313 + 131,578 + 0,796 \cdot 443,140 = 485,574 \text{ тыс.руб.}$$

Приведенные затраты для первого варианта:

$$Z = 0,125 \cdot 3870,33 + 478,25 = 962,042 \text{ тыс.руб.}$$

Приведенные затраты для второго варианта:

$$Z = 0,125 \cdot 3884,36 + 485,574 = 971,119 \text{ тыс.руб.}$$

Из полученных результатов видно, что наиболее выгодным является вариант № 1.

4.2 Расчет системы внешнего электроснабжения

4.2.1 Проверка силовых трансформаторов

Принимается количество трансформаторов $N = 2$. Мощность трансформаторов определяется исходя из того, что в нормальном режиме работы трансформаторы работают отдельно с нагрузками соответствующими их экономической загрузке.

Мощность силовых трансформаторов определим по формуле:

$$S_{тр.расч} = \frac{\sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}}{N \cdot K_{загр}}, \quad (33)$$

где $-P_{расч}$ и $Q_{расч}$ - расчетные мощности потребителей на низкой стороне, кВт и квар;

N - количество силовых трансформаторов;

$K_{ЗАГР}$ - коэффициент загрузки силовых трансформаторов.

Активная мощность потребителей на низкой стороне трансформатора принимается как сумма мощностей потребителей в реконструируемой сети получающих питание от подстанции «Левобережная».

$$S_{тр.расч} = \frac{\sqrt{P_{цн10}^2 + Q_{цн10}^2}}{N \cdot K_{загр}} = \frac{8696}{2 \cdot 0,75} = 1965,91 \text{ кВА.}$$

Выбирается для установки два трансформатора марки ТМН – 2500/35 с напряжением низкой стороны 10 кВ. Определяются реальный и послеаварийный коэффициенты загрузки выбранного трансформатора

$$K_{загр} = \frac{\sqrt{P_{цн10}^2 + Q_{цн10}^2}}{2 \cdot S_{тр.ном}} = \frac{8696}{2 \cdot 2500} = 0,59;$$

$$K_{з.н/а} = \frac{\sqrt{P_{цн10}^2 + Q_{цн10}^2}}{S_{тр.ном}} = \frac{8696}{2500} = 1,18.$$

Трансформаторы не перегружены. Следовательно, трансформаторы выбраны правильно. После реконструкции сети 10 кВ, на ПС «Левобережной» не требуется замена трансформаторов: они остаются прежними ТМН – 2500/35/10.

4.2.2 Разработка однолинейной схемы подстанции

Главная схема подстанции определяет проектирование электрической части: состав элементов и связей между ними.

Выбор главной схемы электрических соединений подстанций следует производить с учетом следующих факторов:

- тип подстанции;
- число и мощность силовых трансформаторов;
- категорийность приемников электрической энергии;
- величина уровня напряжения;
- число питающих линий и отходящих присоединений;
- уровни токов короткого замыкания.

При выборе главной схемы электрических соединений следует соблюдать следующие основные требования:

- надежность работы, с точки зрения обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей первой категории;
- экономичность принимаемого варианта; гибкость и удобство в эксплуатации;
- безопасность в обслуживании и др.

Производится выбор однолинейной схемы подстанции. Принимается схема 35-3Н – двоянный блок (линия–трансформатор) с выключателем и двумя секциями шин на 10 кВ. Уровни напряжений - 35 и 10 кВ.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В электрической системе наиболее распространенными из всего многообразия электромагнитных переходных процессов являются процессы, вызванные короткими замыканиями в системе, а также повторным включением и отключением короткозамкнутой цепи.

При возникновении короткого замыкания в электрической системе сопротивление цепи уменьшается, что приводит к увеличению токов в отдельных ветвях системы по сравнению с токами нормального режима.

Кроме теплового действия, токи короткого замыкания вызывают между проводниками большие механические усилия, которые особенно велики в начальной стадии процесса короткого замыкания, когда ток достигает максимума.

При задержке отключения короткого замыкания сверх допустимой продолжительности может произойти нарушение устойчивости электрической системы, что является в сущности одним из наиболее опасных последствий короткого замыкания, так как оно отражается на работе всей системы.

При проектировании и эксплуатации электрических установок и систем для решения многих технических вопросов и задач требуется предварительно произвести ряд расчетов, среди которых заметное место занимают расчеты электромагнитных переходных процессов и, в частности, расчеты токов короткого замыкания.

Допущения, принимаемые для упрощения расчета токов КЗ:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают емкостную проводимость линий;
- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ учитывают приближенно;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

- не учитывают влияние нагрузки;
- при вычислении тока КЗ обычно пренебрегаю активным сопротивлением цепи.

Составим исходную схему электрической сети (подстанция «Левобережная»).

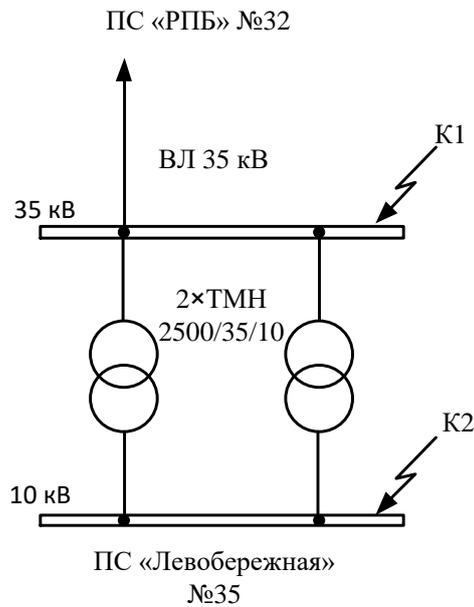


Рисунок 4 – Исходная схема сети

По этой схеме, учитывая сопротивления всех элементов сети (трансформатор, линия, система) составляем схему замещения.

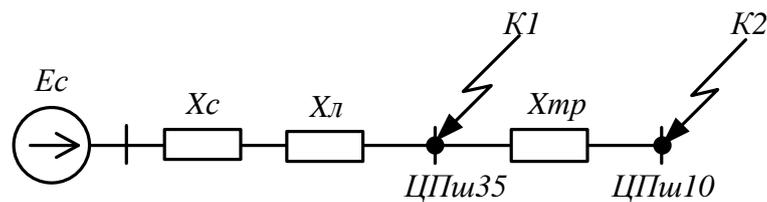


Рисунок 5 – Схема замещения

Производится расчет параметров схемы замещения.

ЭДС системы принимаем как систему бесконечной мощности ($E_c=1$).

Сопротивление системы можно определить по формуле:

$$X_c = \frac{S_B}{S_{K3}} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot I_{K3}}, \quad (34)$$

где S_B - базисная мощность, МВА;

$I_{КЗ}$ - ток КЗ на шинах, кА.

Сопротивления системы:

$$X_C = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 12,5} = 0,132 \text{ о.е.}$$

Определим сопротивление трансформатора на ПС «Левобережная»

$$X_{TP} = \frac{u_{КЗ} \cdot S_B}{100 \cdot S_{T.НОМ}}, \quad (35)$$

где $u_{КЗ}$ - напряжение КЗ, %;

$S_{T.НОМ}$ - номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$X_{TP} = \frac{7,5 \cdot 100}{2 \cdot 100 \cdot 2,5} = 0,132 \text{ о.е.}$$

Сопротивления линий:

$$X_{Л} = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CP}^2}, \quad (38)$$

где $X_{уд}$ - удельное сопротивление линии, Ом/км;

l - длина линии, км;

U_{CP} - напряжение из среднего ряда, кВ.

$$X_{Л} = 0,414 \cdot 5 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,151 \text{ о.е.}$$

5.1 Расчет токов КЗ в сети напряжением выше 1 кВ

Расчет осуществляется для схемы, представленной на рисунке.

Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания трехфазного в относительных единицах определяется по формуле:

$$I_{ПО} = \frac{E_{ЭКВ}}{X_{ЭКВ}}, \quad (36)$$

где $E_{ЭКВ}$ - эквивалентная ЭДС;

$X_{ЭКВ}$ - эквивалентное сопротивление.

Апериодическую составляющую тока КЗ в произвольный момент времени t и ударный ток короткого замыкания определим соответственно по

формулам (кА)

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot e^{-t/T_a}, \quad (37)$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot K_{y\partial}, \quad (38)$$

где $K_{y\partial}$ - ударный коэффициент;

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

Ток трёхфазного КЗ в точке К-1 (шины 35 кВ):

$$X = X_C + X_L \quad (39)$$

$$X = 0,132 + 0,151 = 0,283 \text{ о.е.};$$

$$I_{П0(K-1)}^{(3)} = \frac{E_c \cdot S_B}{X \cdot \sqrt{3} \cdot U_{CP}} \quad (40)$$

$$I_{П0(K-1)}^{(3)} = \frac{1}{0,283} \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 5,51 \text{ кА};$$

$$I_{at(K-1)} = \sqrt{2} \cdot 0,149 \cdot e^{(-0,04/0,02)} = 1,055 \text{ кА};$$

$$I_{y\partial(K-1)} = \sqrt{2} \cdot 0,149 \cdot (1 + e^{(-0,04/0,02)}) = 8,848 \text{ кА.}$$

Ток трёхфазного КЗ в точке К-2 (шины 10 кВ):

$$X = X_C + X_L \quad (41)$$

$$X_1 = 0,132 + 0,151 = 0,283 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{ЭКВ}} = \frac{X_1}{X_1} + X_{TP} \quad (42)$$

$$X_{\text{ЭКВ}} = \frac{0,283}{0,283} + 1,5 = 2,5 \text{ о.е.};$$

$$E_{\text{ЭКВ}} = \frac{E_C \cdot X_1}{X_1} \quad (43)$$

$$E_{\text{ЭКВ}} = \frac{1 \cdot 0,283}{0,283} = 1 \text{ о.е.};$$

$$I_{П0(K-2)}^{(3)} = \frac{E_{\text{ЭКВ}} \cdot S_B}{X_{\text{ЭКВ}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{CP}} ; \quad (44)$$

$$I_{\text{ПО}(K-2)}^{(3)} = \frac{1}{0,283} \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,199 \text{ кА};$$

$$I_{\text{ат}(K-2)} = \sqrt{2} \cdot 0,209 \cdot e^{(-0,025/0,03)} = 1,352 \text{ кА};$$

$$I_{\text{уд}(K-2)} = \sqrt{2} \cdot 0,209 \cdot (1 + e^{(-0,025/0,03)}) = 4,462 \text{ кА}.$$

5.2 Проверка электрических аппаратов

5.2.1 Проверка выключателей

К выключателям предъявляют следующие требования [7]:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрывобезопасность и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Выбор выключателей производится по параметрам:

- по напряжению установки

$$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}. \quad (45)$$

- по длительному току

$$I_{\text{НОРМ}} \leq I_{\text{НОМ}}, I_{\text{МАХ}} \leq I_{\text{НОМ}}. \quad (46)$$

- по отключающей способности

$$I_{\text{Пт}} \leq I_{\text{ОТКЛ.НОМ}}. \quad (47)$$

На стороне 35 кВ проверяется вакуумный выключатель типа ВВК-35-20/630. Выключатели имеют полную заводскую готовность, обеспечивающую простой и быстрый монтаж, они поставляются полностью отрегулированными. Выключатели ВВК-35 применяются в открытых распределительных устройствах 35 кВ комплектных трансформаторных подстанциях, а также для замены отработавших свой ресурс воздушных и

масляных выключателей на действующих подстанциях. В полюсах выключателя используются современные вакуумные камеры производства АВВCalorEmag. ВВК-35 оснащены электромагнитным приводом.

Максимальный рабочий ток

$$I_{P.MAX} = \frac{K_{ПЕР} \cdot S_{ТР.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (48)$$

где $K_{ПЕР}$ - коэффициент перегрузки; $K_{ПЕР} = 1,4$;

$S_{ТР.НОМ}$ - номинальная мощность трансформатора подстанции, кВА.

$$I_{P.MAX} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 35} = 57,73 \text{ А.}$$

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя, для этого определим значение термического импульса ($\text{кА}^2 \cdot \text{с}$)

$$B_K = I_{П0}^2 \cdot (t + T_a), \quad (49)$$

где t - время отключения выключателя, с; $t = 0,04$ с;

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, с; $T_a = 0,02$ с.

$$B_K = 5,51^2 \cdot (0,04 + 0,02) = 1,821 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Для проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени t

$$i_{A.НОМ} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{НОМ}}{100} \cdot I_{ОТКЛ.НОМ}, \quad (50)$$

где $\beta_{НОМ}$ - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе; $\beta_{НОМ} = 32 \%$;

$I_{ОТКЛ.НОМ}$ - номинальный ток отключения, А.

$$i_{A.HOM} = \frac{\sqrt{2} \cdot 32}{100} \cdot 1,821 = 0,824 \text{ кА.}$$

Выбор приведен в таблице 8.

Таблица 8 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{уст}$
$I_{P.MAX} = 57,73 \text{ А}$	$I_H = 630 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P.MAX}$
$i_{уд} = 8,848 \text{ кА}$	$i_{СКВ} = 80 \text{ кА}$	$i_{СКВ} \geq i_{уд}$
$B_K = 1,821 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K.HOM} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K.HOM} \geq B_K$
$I_{по} = 5,51 \text{ кА}$	$I_{откл.HOM} = 20 \text{ кА}$	$I_{откл.HOM} \geq I_{по}$
$i_{At} = 1,055 \text{ кА}$	$i_{A.HOM} = 5,66 \text{ кА}$	$i_{A.HOM} \geq i_{At}$

По данным сравнения подтверждается марка выключателя.

Далее производится проверка выключателей на стороне 10 кВ: выключателей, расположенных за силовым трансформатором, а также секционного выключателя. Эти выключатели идентичны, так как при включении секционного выключателя ток, протекающий через эти два выключателя, одинаков. На стороне 10 кВ выбираются КРУ наружной установки, укомплектованные ячейками марки К-63 с вакуумными выключателями марки ВВ/TEL-10-12,5/630У2 производства завода "Таврида электрик" с электромагнитным приводом, встроенным в блок управления марки БУ/TEL-12-03. Устройство управление изготовлено в виде отдельного блока, устанавливаемого в релейном шкафу, на выкатных элементах КРУН. Устройство управления позволяет выполнять следующие функции: местное и дистанционное управление, в том числе от низковольтного вспомогательного источника питания; блокировку от повторного включения; питание от токовых цепей при отсутствии напряжения питания; возможность отключения выключателя в течение 20 с после исчезновения напряжения оперативного питания; отключение выключателя от токовых цепей и от независимого источника питания; сигнализация аварийного отключения

выключателя; самодиагностика; сигнализация и идентификация типа неисправности. Блок управления БУ/TEL-12-03 обеспечивает наиболее гибкое и удобное сопряжение со вторичными цепями защиты и управления, выполненными как с применением традиционных электромеханических реле, так и с использованием современных микропроцессорных реле. БУ/TEL-12-03 применяется на переменном оперативном токе со всеми типами защит.

Максимальный ток

$$I_{P.MAX} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 202,078 \text{ А.}$$

Термический импульс

$$B_K = 2,199^2 \cdot (0,025 + 0,03) = 0,265 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей

$$i_{A.HOM} = \frac{\sqrt{2} \cdot 32}{100} \cdot 1,821 = 0,824 \text{ кА.}$$

Сопоставление приведено в таблице 9.

Таблица 9 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{уст}$
$I_{P.MAX} = 202,078 \text{ А}$	$I_H = 630 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P.MAX}$
$i_{уд} = 1,352 \text{ кА}$	$i_{СКВ} = 12,5 \text{ кА}$	$i_{СКВ} \geq i_{уд}$
$B_K = 0,265 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{K.HOM} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{K.HOM} \geq B_K$
$I_{по} = 2,199 \text{ кА}$	$I_{откл.HOM} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{откл.HOM} \geq I_{по}$
$i_{At} = 4,462 \text{ кА}$	$i_{A.HOM} = 8,84 \text{ кА}$	$i_{A.HOM} \geq i_{At}$

По данным сравнения подтверждается марка выключателя.

5.2.2 Проверка разъединителей

Проверка разъединителей производится так же, как выключателей, но без проверок на отключающую способность, так как они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током. Проверка разъединителей проводится для одного присоединения и результаты выбора сводятся в

таблицы сопоставлений паспортных и расчетных данных.

На стороне 35 кВ установлен разъединитель РЛНД-16-35/600.

Таблица 10 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{уст}$
$I_{P,MAX} = 57,73 \text{ А}$	$I_H = 600 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P,MAX}$
$B_K = 1,821 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K,НОМ} = 1440 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K,НОМ} \geq B_K$
$i_{уд} = 8,848 \text{ кА}$	$i_{СКВ} = 80 \text{ кА}$	$i_{СКВ} \geq i_{уд}$

5.2.3 Проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются [7]:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{НОМ}. \quad (51)$$

- по току

$$I_{НОМ} \leq I_{1НОМ}, I_{MAX} \leq I_{1НОМ}. \quad (52)$$

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

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости;
- по термической стойкости;
- по вторичной нагрузке.

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (53)$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx R_2. \quad (54)$$

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{ПРИБ}$, соединительных проводов $R_{ЛП}$ и переходного сопротивления контактов R_K

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}}. \quad (55)$$

Прежде чем приступить к проверке трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² для меди и 4 мм² для алюминиевых проводов. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 16 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета.

Произведем проверку трансформатора тока на стороне 10 кВ.

Таблица 11 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335		0,5	
Ваттметр	Д-335	0,5		0,5
Варметр	Д-335	0,5		0,5
Счетчик АЭ и РЭ	ЕА05	4		4
ИТОГО		5	0,5	5

Из таблицы 11 видно что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Проверяем марку трансформатора тока ТОЛ-10 с коэффициентом трансформации 400/5.

Общее сопротивление приборов

$$R_{\text{ПРИБ}} = \frac{5}{5^2} = 0,2 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов

$$R_{\text{ПР}} = 0,4 - 0,2 - 0,1 = 0,1 \text{ Ом.}$$

Определяется сечение проводов

$$S_{\text{ПР}} = \frac{6}{32 \cdot 0,1} = 1,875 \text{ мм}^2.$$

Выбирается провод марки АКП сечением 4 мм².

Сопrotивление проводов будет иметь следующее значение

$$R_{\text{пр}} = \frac{6}{32 \cdot 4} = 0,05 \text{ Ом.}$$

Таблица 12 – Проверка трансформатора тока ТОЛ-10

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{\text{H}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{H}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{р.макс}}=202,078 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=400 \text{ А}$	$I_{\text{H}} \geq I_{\text{р.макс}}$
$B_{\text{к}}=0,265 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}}=2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$
$i_{\text{уд}}=1,352 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}}=52 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$

5.2.4 Проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения проверяются [7]:

- по напряжению установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} . \quad (56)$$

- по конструкции и схеме соединения;

- по классу точности;

- по вторичной нагрузке.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}} , \quad (57)$$

где $S_{\text{ном}}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности, В·А;

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

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}})^2 + (\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}})^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} . \quad (58)$$

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

По аналогии с проверкой трансформаторов тока, для проверки на

соответствие классу точности необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2РАСЧ}$.

Таблица 13 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 35 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность одной катушки В*А	Число катушек	Cosφ	Sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							Р, Вт	Q, вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	2	6	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	2	3	-
Счетчик АЭ и РЭ	ЕА05	2 Вт	2	0,38	0,925	2	8	14
Итого	-	-	-	-	-	-	19	14

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения по формуле составит

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{19^2 + 14^2} = 23,6 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

Проверяется трансформатор напряжения НАМИ-35-УХЛ1.

Таблица 14 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 35 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{УСТ}$
$S_{РАСЧ} = 23,6 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{НОМ} = 360 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{НОМ} \geq S_{РАСЧ}$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения по формуле составит

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{13^2 + 14^2} = 19,1 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

Проверяется трансформатор напряжения НАМИ-10-95УХЛ2.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, В·А	Число катушек	Cosφ	Sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	2	3	-
Счетчик АЭ и РЭ	ЕА05	2 Вт	2	0,38	0,925	2	8	14
Итого	-	-	-	-	-	-	13	14

Таблица 16 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{уст}$
$S_{расч} = 19,1 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{ном} = 200 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{ном} \geq S_{расч}$

5.2.5 Проверка ошиновки на подстанции

В ОРУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами марки АС. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими.

В ЗРУ 6...10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами.

Проверка гибких шин на стороне 35 кВ.

Принимается сечение по допустимому току АС-35/6,2.

$$I_{дл. доп} = 175 \text{ А}, d = 8,4 \text{ мм.}$$

Проверка на термическое действие КЗ не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования:

- начальная критическая напряженность (кВ/см)

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{R_0}}\right), \quad (59)$$

где m - коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода;

$$m = 0,82.$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{4,2}}\right) = 28,5 \text{ кВ/см.}$$

- напряженность вокруг провода:

$$E = \frac{0,345 \cdot U_{НОМ}}{2,25 \cdot \lg\left(\frac{D_{CP}}{R_0}\right)}, \quad (60)$$

где D_{CP} - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

$$E = \frac{0,345 \cdot 35}{2,25 \cdot \lg\left(\frac{1,26 \cdot 84}{4,2}\right)} = 3,8 \text{ кВ/см.}$$

Условие проверки:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0. \quad (61)$$

$$4,066 \leq 25,65.$$

Таким образом, провод АС-35/6,2 по условиям короны проходит.

Проверяется токопровод по условиям схлестывания.

Сила взаимодействия между фазами:

$$f = \frac{1,5 \cdot I^{(3)^2}}{D} \cdot 10^{-7}. \quad (62)$$

$$f = \frac{1,5 \cdot 5510^2}{1,8} \cdot 10^{-7} = 2,53 \text{ Н/м.}$$

Сила тяжести 1 мтокопровода (1,2 кг) определяется:

$$g = 9,8 \cdot 1,2 = 13,72 \text{ Н/м.}$$

Принимая время действия релейной защиты (дифференциальной)

$t_3 = 0,1$ с, находим:

$$t_{ЭК} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с.}$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{эк}}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,5,$$

где h - допустимая стрела провеса по габаритно-монтажным условиям, м;

$$h = 2,5 \text{ м.}$$

Для значения $f/g = 0,351/13,72 = 0,025$ находим $b/h = 0,06$ [6], откуда $b = 0,06 \cdot 2,5 = 0,15$ м.

Допустимое отклонение фазы

$$b_{\text{доп}} = \frac{D - d - a_{\text{доп}}}{2};$$

(63)

$$b_{\text{доп}} = \frac{2,5 - 0,00084 - 0,45}{2} = 0,67 \text{ м.}$$

Схлестывания не произойдет, так как $b \leq b_{\text{доп}}$.

Проверка жестких шин на стороне 10 кВ

Принимаем шину прямоугольного сечения алюминиевую

$$40 \times 6; S = 200 \text{ мм}^2; I_{\text{дл. доп}} = 540 \text{ А.}$$

Проверка по термостойкости исходя из данных К2

$$I_{\text{п0}} = 2,199 \text{ кА}; i_{\text{уд}} = 1,352 \text{ кА}; B_{\text{к}} = 0,265 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} = \frac{\sqrt{265 \cdot 10^3}}{91} = 5,656 \text{ мм}^2.$$

Шины термически стойкие.

Проверка на механическую прочность

Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^{(3)2}}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (64)$$

где a - расстояние между фазами, м.

$$f^3 = \sqrt{3} \cdot \frac{1352}{3,5} \cdot 10^{-7} = 0,09 \text{ Н/м.}$$

Сила f , Н/м создает изгибающий момент

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10}, \quad (65)$$

где l - длина пролета между опорными изоляторами, м.

$$M = \frac{0,09 \cdot 5^2}{10} = 0,225 \text{ Н/м.}$$

Напряжение в материале шин, возникающее при воздействии изгибающего момента

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W}, \quad (66)$$

где W - момент сопротивления при горизонтальном расположении, см³.

Для однополосных шин, положенных на ребро:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{5 \cdot 40^2}{6} = 1333,3 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{0,225^2}{1333,3} = 0,0007 \text{ Па.}$$

Условие проверки

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}. \quad (67)$$

Выбранное сечение удовлетворяет условиям проверки, так как $\sigma_{\text{доп}} = 40$ МПа. Следовательно, шины прошли проверку.

5.2.6 Проверка изоляторов

К установке будем принимать полимерные изоляторы, которые обладают повышенной сейсмостойкостью и устойчивостью к действиям вандалов.

Проверяются опорные изоляторы на стороне 35 кВ марки ИОСПК-4-35/190-IV-УХЛ1, с параметрами: $H_{\text{ИЗ}} = 440$ мм, $F_{\text{РАЗР}} = 10$ кН.

Проверяется изолятор на механическую прочность на изгиб.

Поправочный коэффициент на высоту шин

$$K_h = \frac{H}{H_{\text{ИЗОЛ}}} = \frac{H_{\text{ИЗОЛ}} + b + h/2}{H_{\text{ИЗОЛ}}}, \quad (68)$$

где b - ширина шины, мм;

h - высота шины, мм.

$$K_h = \frac{440 + 5 + 40/2}{440} = 1,06.$$

Максимальная сила, действующая на изгиб [7]

$$F_{II} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l \cdot 10^{-7}}{a}, \quad (69)$$

где l - длина пролета между опорными изоляторами, м;

a - расстояние между фазами, м.

$$F_{II} = \sqrt{3} \cdot \frac{8848^2 \cdot 5 \cdot 10^{-7}}{3,5} = 19,371 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора

$$F_{РАСЧ} = K_H \cdot F_{II}; \quad (70)$$

$$F_{РАСЧ} = 1,06 \cdot 19,371 = 20,533 \text{ Н.}$$

Таблица 17 – Сопоставление расчётных и каталожных данных

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 35 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{УСТ}$
$F_{РАСЧ} = 20,533 \text{ Н}$	$F_{ДОП} = 10000 \text{ Н}$	$F_{ДОП} \geq F_{РАСЧ}$

Для крепления шин на порталах воспользуемся также полимерным изолятором типа ЛК-4/35-01-IV-УХЛ1. Проверка и выбор такого типа изоляторов осуществляют только по напряжению.

Проверяются опорные изоляторы на стороне 10 кВ марки ИОСПК-12,5-10/80-I-УХЛ1, с параметрами: $H_{ИЗ} = 215 \text{ мм}$, $F_{РАЗР} = 2 \text{ кН}$.

Проверяются изоляторы на механическую прочность на изгиб.

Допустимая нагрузка на головку изолятора.

Вводим поправку на высоту плоских шин

$$K_h = \frac{215 + 5 + 40/2}{215} = 1,12.$$

Максимальная сила, действующая на изгиб

$$F_{II} = \sqrt{3} \cdot \frac{8848^2 \cdot 1,2 \cdot 10^{-7}}{1} = 16,272 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора

$$F_{РАСЧ} = 1,12 \cdot 16,272 = 18,224 \text{ Н.}$$

Таблица 18 – Сопоставление расчётных и каталожных данных

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{уст}$
$F_{РАСЧ} = 18,224 \text{ Н}$	$F_{доп} = 2000 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{РАСЧ}$

Из представленного выше расчета можно сделать вывод, что данные изоляторы прошли проверку.

5.2.7 Проверка ограничителей перенапряжения

Основным средством снижения перенапряжения на изоляции электрооборудования РУ являются ОПН. Необходимое количество и схема расстановки ОПН определяются на основании расчета грозозащиты РУ.

На стороне ВН трансформаторов выбираем ОПН марки ОПН-35-95 УХЛ2 с классом напряжения 35 кВ. Данный тип установлен на ПС №35.

На стороне НН трансформаторов выбираем ОПН марки ОПН-10-95 УХЛ2 с классом напряжения 10 кВ. Данный тип установлен на ПС №35.

5.2.8 Проверка мощности трансформатора собственных нужд

Таблица 19 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		Cosφ	Нагрузка	
	кВт × n	Всего		P _{уст} , кВт	Q _{уст} , квар
Охлаждение ТМН-2500/35	6,3 × 2	12,6	0,85	12,6	7,8
Подогрев ВВБ-35	0,8 × 2	1,6	1	1,6	-
Подогрев КРУН	-	10	1	10	-
Освещение ОРУ	-	10	1	10	-
Прочие	-	46	1	46	-
Итого				80,2	7,8

Расчетная мощность собственных нужд подстанции определяется

$$S_{РАСЧ} = k_C \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (71)$$

где k_C - коэффициент спроса; $k_C = 0,8$.

$$S_{PACЧ} = 0,8 \cdot \sqrt{80,2^2 + 7,8^2} = 64,46 \text{ кВА.}$$

Расчетная мощность трансформаторов собственных нужд

$$S_{PACЧ.ТP} = \frac{S_{PACЧ}}{N_{ТP} \cdot K_{ЗАГР}}, \quad (72)$$

$$S_{PACЧ.ТP} = \frac{64,46}{2 \cdot 0,75} = 46,04 \text{ кВА.}$$

На данной ПС №35 «Левобережная» установлен трансформатор собственных нужд марки ТМ-63/10.

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПОДСТАНЦИИ

6.1 Максимальная токовая защита трансформатора

Одним из требований к релейной защите является обеспечение селективности, которая достигается с помощью выдержки времени.

Максимальная токовая защита срабатывает при увеличении тока защищаемого элемента сверх установленного тока срабатывания (уставки). Причиной увеличения тока трансформатора может быть и повреждение самого трансформатора, и КЗ на шинах или на отходящих элементах НН, а также самозапуск питаемых электродвигателей после кратковременного перерыва питания или подключения к работающему трансформатору дополнительной нагрузки при срабатывании устройства АВР.

На понижающих двухобмоточных трансформаторах максимальная токовая защита устанавливается со стороны питания и со стороны каждой секции .

Ток срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{с.з.} = \frac{K_H \cdot K_{САМ}}{K_B} \cdot I_{Т.НОМ} \quad (73)$$

где K_H - коэффициент надежности; $K_H = 1,3$;

$K_{САМ}$ - коэффициент самозапуска; $K_{САМ} = 1,5 \div 2$;

K_B - коэффициент возврата для микропроцессорных реле; $K_B = 0,95$.

Выбор времени МТЗ:

$$t_{зашц} = t_{Л} + \Delta t \quad (74)$$

где $t_{Л}$ - наибольшая выдержка времени защиты присоединения, с которой ведется согласование, с;

Δt - ступень селективности для микропроцессорных защит, с;

$\Delta t = 0,25-0,3$ с.

Для оценки чувствительности защиты определяется коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МІН}}}{I_{\text{С.З.}}} \quad (75)$$

где $I_{\text{КЗ.МІН}}$ - ток двухфазного короткого замыкания за трансформатором в минимальном режиме работы сети, А.

Коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5 при коротком замыкании в основной зоне и не менее 1,2 – при коротком замыкании в зоне резервирования.

Максимальная токовая защита на стороне 35 кВ:

$$I_{\text{С.З.}} = \frac{1,3 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 41,23 = 84,63 \text{ А};$$

$$I_{\text{С.Р.}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 84,63}{120} = 1,22 \text{ А};$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{8848}{84,63} = 104,54 \geq 1,5.$$

Время срабатывания защиты $t_{\text{С.З.}} = 1,25 + 0,25 = 1,5 \text{ с.}$

Максимальная токовая защита на стороне 10 кВ:

$$I_{\text{С.З.}} = \frac{1,3 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 144,33 = 296,25 \text{ А};$$

$$I_{\text{С.Р.}} = \frac{1 \cdot 84,63}{80} = 1,05 \text{ А};$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{1352}{296,25} = 4,56 \geq 1,5;$$

$$t_{\text{С.З.}} = 1 + 0,25 = 1,25 \text{ с.}$$

В представленном выше расчете видно, что максимальная токовая защита удовлетворяет условиям чувствительности.

На стороне 35 кВ и на стороне 10 кВ выбирается защита на базе блока микропроцессоров компании Сириус-Т. Данная защита установлена на ПС №35 «Левобережная».

6.2 Защита трансформатора от перегрузок

На трансформаторах, находящихся под наблюдением оперативного персонала, РЗ от перегрузки выполняется действующей на сигнал посредством одного токового реле. Чтобы избежать излишних сигналов при КЗ и кратковременных перегрузках, в схеме РЗ предусматривается реле времени, обмотка которого должна быть рассчитана на длительное прохождение тока.

Перегрузка трансформаторов обычно бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью максимальной токовой защиты, включенной на ток одной фазы. Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях – на разгрузку или отключение трансформаторов.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{C.3.} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{T.НОМ} \quad (76)$$

где K_H - коэффициент надежности; $K_H = 1,05$.

Вторичный ток срабатывания защиты:

$$I_{C.P.} = k_{CX} \frac{I_{C.3.}}{n_T} \quad (77)$$

Производится расчет защиты от перегрузок:

$$I_{C.3.} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 41,23 = 45,57 \text{ А};$$

$$I_{C.P.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 45,57}{120} = 0,65 \text{ А}.$$

По найденному току выбираем уставку срабатывания 0,65 А. Время срабатывания защиты принимается равным $t_{C.3.} = 1 \text{ с}$.

6.3 Газовая защита трансформатора

Газовая защита предназначена для защиты силовых трансформаторов с масляным заполнением, снабженных расширителями, от всех видов внутренних повреждений, сопровождающихся выделением газа, ускоренным

протеканием масла из бака в расширитель, а также от утечки масла из бака трансформатора. Измерительным органом газовой защиты является газовое реле, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем.

Устанавливаем на трансформатор реле РГЧЗ-66 с чашкообразными элементами.

Достаточно широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа ВF80/Q. Реле имеет некоторые конструктивные особенности. Однако принцип действия его такой же, как и других газовых реле.

Газовая защита очень чувствительна и весьма часто позволяет обнаружить повреждение в трансформаторе в самой начальной стадии. При серьезных повреждениях трансформатора газовая защита действует достаточно быстро: 0,1 – 0,2 с (при скорости потока масла не менее чем на 25% выше уставки). Благодаря этим достоинствам газовая защита обязательно устанавливается на всех понижающих трансформаторах, начиная с мощности 630 кВА. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых - нереагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после монтажа системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

6.4 Защита отходящих линий

В системах электроснабжения токовая защита выполняется либо одноступенчатой (на основе максимально токовой), либо двухступенчатой

(на основе токовой отсечки без выдержки времени и максимальной токовой защиты).

Одноступенчатая защита на основе максимальной токовой с зависимой от тока характеристикой выдержки времени применяется наиболее часто для линий, питающих одну или несколько ТП 10/0,4 кВ, а также в тех случаях, когда обеспечивается лучшее согласование рассматриваемой защиты с защитами электроприемников. Защиту выполняют на базе блока микропроцессорной: «Сириус-В» – защита ввода; «Сириус-Л» – защита отходящей линии. Указанные устройства РЗА научно-производственного объединения фирмы “Радиус”, г. Москва, использование в данных устройствах современной микропроцессорной электронной базы обеспечивает высокую точность измерений и постоянство характеристик.

Расчет защит линий 10 кВ заключается в определении их параметров срабатывания при условии обеспечения требований селективности, необходимой быстроты срабатывания и чувствительности.

Для определения параметров срабатывания определяют первичные токи, проходящие в месте установки защиты. Кроме указанных токов исходными данными для расчета являются: максимальный переходный ток нагрузки в защищаемой линии; коэффициенты трансформации и схемы соединения трансформаторов тока, к которым подключена защита; схема защиты; тип и характеристики защиты; параметры срабатывания защиты смежных элементов, получающих питание от защиты.

По расчетным данным в послеаварийном режиме $I_{p.max}$ на участке ЦП-ТП15 составляет 91,14 А; ток К.З. на шинах 10 кВ подстанции $I_{k.min}^{(2)} = 2,19$ кА; на шинах ТП15 - $I_{п0}^{(3)} = 10,49$ кА, $I_{k.min}^{(2)} = 5,8$ кА. Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты:

$$I_{C.з.} \geq \frac{k_H}{k_B} \cdot I_{p.max} \quad (78)$$

где k_H – коэффициент надежности, обеспечивающий надежное несрабатывание (отстройку) защиты путем учета погрешности реле с необходимым запасом, для микропроцессорных защит $k_H = 1,1$;

$I_{p.max}$ – максимальный ток в линии, А;

k_B – коэффициент возврата токового реле, для микропроцессорных защит принимается равным 0,95;

$$I_{C.3.} \geq \frac{1,2}{0,95} \cdot 91,14 = 115,12 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{C.P.} \geq \frac{k_{CX}}{k_T} \cdot I_{C.3.} \quad (79)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы, равный 1 при соединении ТТ в неполную звезду;

k_T – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Для установленных на отходящих ВЛ 10 кВ трансформаторов тока типа ТОЛ-10 с $I_{НОМ} = 30 \text{ А}$.

$$k_T = \frac{30}{5} = 6; \quad (80)$$

$$I_{C.P.} = \frac{1}{6} \cdot 115,12 = 19,18 \text{ А.}$$

Для микропроцессорного реле выбирается уставка тока 19,2 А (уставку можно выставлять с точностью 0,01А). При выбранной уставке ток срабатывания защиты.

Коэффициент чувствительности защиты в основной зоне $k_{\chi} \geq 1,5$:

$$k_{\chi} = \frac{I_{к.min}^{(2)}}{I_{C.3.}}; \quad (81)$$

где $I_{к.min}^{(2)}$ – минимальное значение двухфазного тока КЗ на шинах 10 кВ ТП15;

$$k_q = \frac{5800}{115,08} = 50,39 \geq 1,5.$$

Указанное значение удовлетворяет условию чувствительности в основной зоне.

Дополнительно к МТЗ применяется токовая отсечка (МТО). Ток срабатывания МТО выбирается по выражению:

$$I_{C.3.}^{TO} = k_{отс} \cdot I_{П0}; \quad (82)$$

где $I_{П0}^{(2)}$ – действующее значение периодической составляющей двухфазного тока КЗ в конце основной зоны защиты (на шинах 10 кВ ТП15), А;

$k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,05-1,06.

$I_{C.3.}^{TO}$ должен удовлетворять условию:

$$I_{C.3.}^{TO} \geq k_{НАМ} \cdot \sum I_{НОМ.Т}; \quad (83)$$

где $\sum I_{НОМ.Т}$ – сумма номинальных токов силовых трансформаторов, А;

$k_{НАМ}$ – коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания, принимаемый равным 5.

Ток срабатывания МТО по выражению:

$$I_{C.3.}^{TO} = 1,05 \cdot 5,8 = 6,09 \text{ кА.}$$

Проверяется отстройка тока срабатывания защиты МТО от бросков тока намагничивания всех трансформаторов, питающихся от защищаемой линии по выражению:

$$k_{НАМ} \cdot \sum I_{НОМ.Т} = k_{НАМ} \cdot \frac{\sum S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = 5 \cdot \frac{5000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1374,64 \text{ А;}$$

$$6,09 \text{ кА} > 1,37464 \text{ кА.}$$

Условие выполняется, следовательно, уставка выбрана верно.

В данном разделе выполняется проверка МТО и МТЗ, на ПС №35 «Левобережная» используются блоки РЗиА «Сириус-В» и «Сириус-МЛ».

7 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

7.1 Расчет заземления подстанции №35 «Левобережная»

Заземление электроустановок осуществляется преднамеренным электрическим соединением с заземляющим устройством, которое представляет собой совокупность заземлителя и заземляющих проводников. Заземлитель – проводник или совокупность металлических соединенных между собой проводников, находящихся в соприкосновении с землей. Заземляющим проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части заземлителя.

Заземлитель может быть простым и сложным. Простой заземлитель выполняется в виде замкнутого контура или полосы с вертикальными заземлителями. Расчет простых заземлителей ведется методом коэффициента использования.

Сложный заземлитель выполняется в виде замкнутого контура с вертикальными электродами и сеткой продольных и поперечных заземляющих проводников. Метод расчета допускает замену сложного заземлителя с примерно регулярным размещением электродов квадратной расчетной моделью при условии равенства площадей размещения заземлителя S_1 , общей длины L_T горизонтальных полос и глубины их заложения t , числа n и длины l_v вертикальных заземлителей.

Удельное сопротивление грунта зависит от его характера, температуры, содержания в нем влаги и электролитов. Геофизические изыскания верхних слоев земли показали, что электрическая структура грунта в большинстве случаев имеет вид выраженных слоев с различным сопротивлением и практически с горизонтальными границами. Наибольшее сопротивление имеет место в зимнее время при промерзании грунта и в летнее время при его высыхании. Измерение удельного сопротивления грунта обязательно, чтобы не тратить лишние средства на сооружение заземлений и чтобы не пришлось после сооружения установки осуществлять дополнительные мероприятия по расширению заземляющих устройств. Для получения достоверных

результатов измерение удельного сопротивления следует производить для всех сезонов года. Чаще они проводятся в теплое время года, а увеличение сопротивления при высыхании или промерзании грунта учитывается повышающими коэффициентами.

Искусственные заземлители обычно выполняются из стальных вертикальных электродов (труб, уголков, стержней) с расположением верхнего конца у поверхности земли или ниже уровня земли на 0,5 – 0,7 м. При этом способе сопротивление заземления относительно стабильно из-за малости изменения влажности и температуры грунта.

При выборе размеров вертикальных электродов исходят из обеспечения требуемого сопротивления заземлителя при наименьшем расходе металла, механической устойчивости электрода при погружении в грунт, устойчивости к коррозии электродов, расположенных в грунте.

Устойчивость к коррозии электрода в земле в основном определяется его толщиной и площадью поверхности на единицу его длины. Для этих условий наиболее оптимальными являются круглые стержни, имеющие при равных сечениях наибольшую толщину и наименьшую поверхность. Сопротивление растеканию электрода определяется в основном его длиной и мало зависит от поперечных размеров электрода. Рекомендуется принимать длину вертикальных стержневых электродов 2 – 5 м, а электродов из стального уголка 2,5 – 3 м. Применение электродов большей длины целесообразно при высоком сопротивлении грунта и малой площади, отводимой под устройство заземлителя.

Погруженные в грунт вертикальные электроды соединяют стальными полосами или круглой сталью на глубине 0,5 – 0,7 м, приваренными к верхним концам вертикальных электродов. Обычно заземлитель состоит из нескольких параллельно соединенных электродов, расположенных на относительно небольших расстояниях друг от друга.

Сложный заземлитель выполняется в виде замкнутого контура с вертикальными электродами и сеткой продольных и поперечных заземляющих

проводников. Метод расчета допускает замену сложного заземлителя с примерно регулярным размещением электродов квадратной расчетной моделью при условии равенства площадей размещения заземлителя S_1 , общей длины L_T горизонтальных полос и глубины их заложения, числа n и длины l_v вертикальных заземлителей.

Произведем расчет заземления подстанции №35 «Левобережная».

Определяется площадь используемую под заземлитель (m^2). Для того чтобы исключить возможность прикосновения человека, находящегося за пределами подстанции, к силовому оборудованию, дополнительно вынесем сетку заземлителя на 1,5 метра [8].

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (84)$$

где A - ширина территории подстанции, м; $A = 26$ м;

B - длина территории подстанции, м; $B = 31$ м.

$$S = (26 + 2 \cdot 1,5) \cdot (31 + 2 \cdot 1,5) = 986 \text{ м}^2.$$

Проверка сечения горизонтальных проводников по условиям механической прочности:

$$F_{M.П} = \pi \cdot R^2, \quad (85)$$

где R - радиус провода, мм; $R = 6$ мм.

$$F_{M.П} = 3,14 \cdot 6^2 = 113 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения проводников по условиям термической стойкости:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{(I_K^{(1)})^2 \cdot t_{P.З.}}{400 \cdot \beta}}, \quad (86)$$

где $I_K^{(1)}$ - ток короткого однофазного замыкания, А;

$t_{P.З.}$ - время протекания тока КЗ, равное суммарному времени срабатывания релейной защиты, полного времени отключения выключателя, с;

β - коэффициент термической стойкости; для стали $\beta = 21$.

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{720,5^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 3,52 \text{ мм}^2.$$

Выбранное сечение проверяется по условию коррозионной стойкости:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{СР} \cdot (d_{ПР} + S_{СР}), \quad (87)$$

где $S_{СР}$ - средняя глубина коррозии, мм.

Средняя глубина коррозии определяется по формуле

$$S_{СР} = a_K \cdot \ln^3 T + b_K \cdot \ln^2 T + c_K \cdot \ln T + d_K, \quad (88)$$

где T - расчетный срок службы заземлителя, мес.; $T = 240$ мес.;

a_K, b_K, c_K, d_K - коэффициенты, зависящие от грунта.

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 7,11 \cdot (12 + 7,11) = 427 \text{ мм}^2.$$

Определяется фактическое сечение прутка:

$$F_{\Phi} = F_{КОР} + F_{Т.С}. \quad (89)$$

$$F_{\Phi} = 427 + 3,52 = 430,5 \text{ мм}^2.$$

Из расчетов видно, что фактическое сечение больше сечения, определенного по механической прочности. Значит, необходимо уточнить радиус прутка:

$$R_{\Phi} = \sqrt{\frac{F_{\Phi}}{\pi}}, \quad (90)$$

$$R_{\Phi} = \sqrt{\frac{430,5}{3,14}} = 11,7 \text{ мм.}$$

Фактический радиус принимается равным 12 мм.

Общая длина полос заземлителя:

$$L_{Г} = \frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{l_{П-П}} \cdot (B + 2 \cdot 1,5) + \frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{l_{П-П}} \cdot (A + 2 \cdot 1,5), \quad (91)$$

где $l_{П-П}$ - расстояние между полосами, м; принимаем равным 6 м.

$$L_{Г} = \frac{(26 + 2 \cdot 1,5)}{6} \cdot (31 + 2 \cdot 1,5) + \frac{(31 + 2 \cdot 1,5)}{6} \cdot (26 + 2 \cdot 1,5) = 199 \text{ м.}$$

Определим число горизонтальных полос на стороне А:

$$\frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{l_{П-П}} = \frac{(26 + 2 \cdot 1,5)}{6} = 5$$

Определим число горизонтальных полос на стороне В:

$$\frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} = \frac{(31 + 2 \cdot 1,5)}{6} = 6$$

Длина горизонтальных полос (м), при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} . При этом количество ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (92)$$

$$m = \frac{199}{2 \cdot \sqrt{986}} - 1 = 2 \text{ м.}$$

Определяем длину стороны ячейки:

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (93)$$

$$L_{я} = \frac{\sqrt{986}}{2} = 15,7 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (94)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{986} \cdot (2 + 1) = 188,4 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (95)$$

где a - расстояние между вертикальными электродами, м.

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{986}}{12} = 10,46$$

Принимается количество вертикальных электродов равным 11.

7.2 Расчет молниезащитных устройств

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молнией в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов

различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто применяют стержневые молниеотводы, тросовые используют в основном для защиты длинных и узких сооружений.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии, поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое здание, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми, своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5% и выше, а типа Б — 95% и выше.

Здания и сооружения, относящиеся к I категории, подлежат обязательной молниезащите. Зона защиты должна обладать степенью надежности 99,5% и выше (зона А).

Общая схема решения задачи: производится количественная оценка вероятности поражения молнией защищаемого объекта, расположенного на равнинной местности с достаточно однородными грунтовыми условиями на площадке, занятой объектом, т. е. определяется ожидаемое число поражений молнией в год защищаемого объекта. В зависимости от категории устройства молниезащиты и полученного значения ожидаемого числа поражений молнией в год защищаемого объекта определяется тип зоны защиты. Рассчитываются взаимные расстояния между попарно взятыми молниеотводами и производятся вычисления параметров зон защиты на заданной высоте от поверхности земли.

В зависимости от типа, количества и взаимного расположения мол-

ниеотводов зоны защиты могут иметь самые разнообразные геометрические формы. Оценка надежности молниезащиты на различных высотах производится проектировщиком, который в случае необходимости уточняет параметры молниезащитного устройства и решает вопрос о необходимости дальнейшего расчета.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений заключается в определении границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии.

Для защиты подстанции №35 «Левобережная» от прямых ударов молнии на территории установлены молниеотводы высотой 20 м.

Определим эффективную высоту и радиус основания конической зоны защиты молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h; \quad (96)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h; \quad (97)$$

где h - высота молниеотвода, м.

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 20 = 17 \text{ м.};$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot 20 = 21,2 \text{ м.}$$

Горизонтальные координаты точек боковой поверхности конуса на высоте защищаемого объекта:

$$r_i = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_i}{h_{\text{эф}}}\right);$$

где h_i - высота защищаемого объекта, м; (шинный портал 7,85 м).

$$r_i = 21,2 \cdot \left(1 - \frac{7,85}{20}\right) = 12,87 \text{ м.}$$

Расчет для молниеотводов одинаковой высоты.

Границы внутренней области защиты (м) определяются по формуле

$$r_{\text{Ci}} = r_{\text{C0}} \cdot \left(\frac{h_{\text{CГ}} - h_i}{h_{\text{CГ}}}\right); \quad (98)$$

где $h_{\text{CГ}}, r_{\text{C0}}$ - высота и половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими

молниеотводами одинаковой высоты. Определяются по формулам:

$$h_{CT} = h_{ЭФ} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{M-M} - h); \quad (99)$$

Для расстояния между молниеотводами, лежащем в пределах $2h < L_{M-M} \leq 4h$, половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли между совместно действующими молниеотводами определяется равенством:

$$r_{C0} = r \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L_{M-M} - 2 \cdot h)}{h}\right). \quad (100)$$

Рассчитывается участок между молниеотводами 1 и 2, расстояние между которыми равно 34 м.

$$h_{CT} = 17 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20) \cdot (31 - 20) = 15,06 \text{ м};$$

$$r_{C0} = 21,2 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (34 - 2 \cdot 20)}{20}\right) = 22,47 \text{ м};$$

$$r_{Ci} = 22,47 \cdot \left(\frac{15,06 - 7,85}{15,06}\right) = 10,76 \text{ м}.$$

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Целью настоящей выпускной квалификационной работы является реконструкция системы электроснабжения микрорайона города Томмот.

Актуальность реконструкции обоснована наличием морально и физически устаревшего оборудования и проводникового материала, с чем связано и снижение уровня надежности системы. Предлагаемый вариант реконструкции также позволит снизить потери напряжения.

Места расположения подстанций не меняются. Выбирается необходимое количество линий для питания потребителей, при этом мощность распределяется по возможности равномерно.

Данный раздел рассматривает обеспечение безопасности и экологичности проекта, а также возможные чрезвычайные ситуации, возникающие в процессе эксплуатации, и пути их предотвращения.

8.1 Безопасность проекта

При проектировании или реконструкции трансформаторных подстанций, линий электропередачи и других электроэнергетических объектов важнейшей задачей в комплексе проектирования является обеспечение безопасности использование всех вышеперечисленных объектов человеком. Для этого необходимо строго соблюдать требования ПУЭ (правила устройства электроустановок).

В данной работе имеются здания только третьей, четвертой и пятой степени огнестойкости. Расстояние от потребительских подстанций до зданий и сооружений 3 степени огнестойкости составляет не менее 3 м, а до зданий и сооружений 4 и 5 степени огнестойкости – не менее 5 м, что соответствует требованиям, указанным в ПУЭ. Настояние от проводов воздушной линии электропередачи до зданий и строений по горизонтали составляет 5 м и более, что так же удовлетворяет требованиям ПУЭ. При проектировании воздушной линии электропередачи предполагается так же, что расстояние от проводов линии электропередачи до поверхности земли 6 м и более, при максимальной стреле провеса, т. е. в условиях наивысшей

температуры воздуха или наибольшего гололеда. В местах пересечения улиц с ответвлениями от линий электропередачи к вводам в здания и сооружения расстояние от проводов до тротуаров и пешеходных дорожек предполагается 3 – 5 м, что допустимо ПУЭ. Прохождение проводов воздушной линии электропередачи над крышами не допускается. Исключения составляют ответвления от линий электропередачи к вводам в здания и сооружения.

8.1.1 Основы техники безопасности в электроустановках

На реконструируемой ПС №35 все электроустановки используются в соответствии с ПУЭ. В данном дипломном проекте распределительные устройства оборудованы оперативной блокировкой неправильных действий при переключениях в электрических установках (сокращенно - оперативной блокировкой), предназначенной для предотвращения неправильных действий с разъединителями, заземляющими ножами, отделителями и короткозамыкателями.

Оперативная блокировка должна исключать:

- подачу напряжения разъединителем на участок электрической схемы, заземленной включенным заземлителем, а также на участок электрической схемы, отделенной от включенных заземлителей только выключателем;
- включение заземлителя на участке схемы, не отделенном разъединителем от других участков, которые могут быть как под напряжением, так и без напряжения [18];
- отключение и включение разъединителями токов нагрузки.

Оперативная блокировка обеспечивает в схеме с последовательным соединением разъединителя с отделителем включение ненагруженного трансформатора разъединителем, а отключение - отделителем.

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии находится механическая блокировка с приводом разъединителя.

Распределительные устройства и ПС оборудованы стационарными заземлителями, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки [18].

В РУ стационарные заземлители размещены так, чтобы были не нужны переносные заземления и чтобы персонал, работающий на токоведущих частях любых участков присоединений и сборных шин, был защищен заземлителями со всех сторон, откуда может быть подано напряжение.

На случай отключения в процессе ремонта разъединителя с заземлителями или только заземлителя этого разъединителя должны быть предусмотрены заземлители у других разъединителей на данном участке схемы, расположенные со стороны возможной подачи напряжения. Последнее требование не относится к заземлителям со стороны линейных разъединителей (при отсутствии обходной системы шин или ремонтной перемычки со стороны ВЛ), а также к заземлителям в цепи секционной связи КРУ [18].

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии находится привод с дистанционным управлением для исключения травмирования персонала при ошибочном включении их и наличии на линии напряжения, в ячейках КРУЭ эти заземлители, кроме того, рекомендуется иметь быстродействующими.

Каждая секция (система) сборных шин РУ имеет два комплекта заземлителей. В связи с наличием трансформаторов напряжения заземления сборных шин следует осуществлять заземлителями разъединителей трансформаторов напряжения.

Применение переносных защитных заземлений предусматривается в следующих случаях [18]:

- при работе на линейных разъединителях и на оборудовании, расположенном со стороны ВЛ до линейного разъединителя;
- на участках схемы, где заземлители установлены отдельно от разъединителей, на время ремонта заземлителей;

- для защиты от наведенного напряжения.

При выполнении электромонтажных и наладочных работ (монтаже и наладке распределительных устройств, монтаже силовых, осветительных сетей, воздушных линий электропередачи, кабельных линий) необходимо предусматривать мероприятия по предупреждению воздействия на работников следующих опасных и вредных производственных факторов, связанных с характером работы: повышенное напряжение в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; расположение рабочего места вблизи перепада по высоте 1,3 м и более; вредные вещества; пожароопасные вещества; острые кромки, заусенцы и шероховатости на поверхности заготовок; подвижные части инструмента и оборудования; движущиеся машины и их подвижные части.

При наличии опасных и вредных производственных факторов безопасность электромонтажных и наладочных работ должна быть обеспечена на основе выполнения содержащихся в организационно-технологической документации (ПОС, ППР и др.) следующих решений по охране труда:

- дополнительные защитные мероприятия при выполнении работ в действующих электроустановках;
- меры безопасности при выполнении пусконаладочных работ;
- обеспечение безопасности при выполнении работ на высоте;
- меры безопасности при работе с вредными веществами;
- меры пожарной безопасности.

При выполнении монтажных и наладочных работ необходимо выполнять требования настоящего раздела и межотраслевых правил по охране труда[19].

8.1.2 Техника безопасности при строительстве ВЛ

Так как в данном проекте производится реконструкция системы электроснабжения, то должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов,

грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

При монтаже проводов под действующими ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению схлестывания проводов. Когда требования санитарных норм и правил в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время реконструкции опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

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

8.2 Экологичность проекта

При реконструкции системы электроснабжения в городской местности необходимо учитывать влияние электроустановок на окружающую среду и человека – что является одним из важнейших вопросов в энергетике. Любая электроустановка в той или иной мере оказывает негативное влияние на окружающую среду, в том числе и на человека. Рассмотрим, какие негативные последствия оказывают электроустановки окружающей среде и основные меры, которые принимаются для исключения их негативного влияния.

8.2.1 Экологическое влияние сетей 10-0,4 кВ на окружающую среду

В данной выпускной квалификационной работе производится реконструкция системы электроснабжения части города Томмот, тем самым под экологичностью проекта будет пониматься воздействие электрической сети на окружающую среду и человека. На территории рассматриваемой части города электрические сети имеют классы напряжения 10 и 0,4 кВ. То есть можно сделать вывод, что воздействие электромагнитных полей (ЭМП) будет минимальным, так как данные классы напряжения не создают

электромагнитные поля, негативно влияющие на окружающую среду и человека. Поэтому воздействие ЭМП в данном проекте рассматриваться не будет.

Рассмотрим такой аспект влияния электрических сетей 10-0,4 кВ как акустические шумы от трансформаторных подстанций, расположенных вблизи жилых домов. В данном дипломном проекте трансформаторы расположены на территории, непосредственно прилегающей к жилым домам.

Шум трансформаторов вызывается вибрацией активной части, а также вентиляторами системы охлаждения. Существенное влияние на шум трансформатора оказывают резонансные явления, возникающие в его отдельных элементах – охладителях, стенках бака, расширителе, трубопроводах и т.д. Вибрация активной части трансформатора обусловлена магнитострикционными и электромагнитными силами в магнитной системе и динамическими силами в обмотках. В трансформаторах преобладает магнитострикционная составляющая вибрации.

Принятая единица измерения шума – децибелы (дБ). На ВЛ акустический шум является одним из проявлений интенсивной короны. Он воспринимается человеческим ухом в диапазоне частот от 16 Гц до 20 кГц. В линиях 10 и 0,4 кВ потери на корону не велики.

Для защиты населения от шума решающее значение имеют санитарно – гигиенические нормативы допустимых уровней шума, поскольку они определяют необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах на территориях непосредственно прилегающих к жилым домам, зданиям поликлиник, домов отдыха, библиотек, школ и других заведений [21].

8.2.1.1 Расчет акустических шумов создаваемых трансформаторами

Рассчитаем акустический шум создаваемый трансформатором ТМ – 400, в данном проекте ТП однострансформаторные. На территории подстанции трансформатор располагается открыто.

Исходные данные приведены в таблице 20.

Таблица 20 - Исходные данные

Вид системы охлаждения	S _{ТрМВ} А	U _{номК} В	Тип территории
Трансформатор с естественной циркуляцией воздуха и масла (система охлаждения вида М)	400	10	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам, зданиям поликлиник, зданиям амбулаторий, диспансеров, домов отдыха, пансионатов, домов интернатов для престарелых и инвалидов, детских дошкольных учреждений, школ и других учебных заведений, библиотек

Порядок расчета:

1. По таблице 4 источника [21] определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории и времени суток (время с 23⁰⁰ до 7⁰⁰):

$$L_A = 45 \text{ дБА};$$

2. Шумовые характеристики источника шума по документу [5].

Уровень звуковой мощности:

$$L_{WA} = 68 \text{ дБА};$$

3. Определяем минимальное расстояние, на котором ТП должна находиться от границы территории жилой застройки, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму.

$$r_{\min} = \sqrt{\frac{10^{[0,1 \cdot (L_{WA} - L_A)]}}{2 \cdot \pi}} \quad (144)$$

$$r_{\min} = 5,64 \text{ м.}$$

Вывод: В результате получено минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму, которое в данном случае равно 5,64 м.

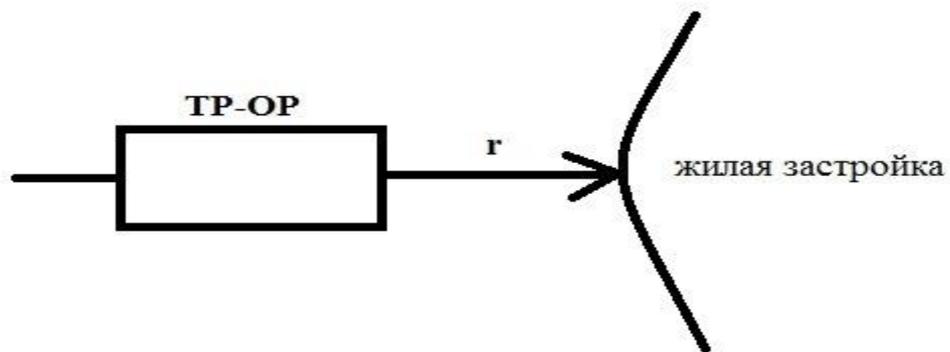


Рисунок 6 – Общий вид подстанции, расположенной вблизи жилой застройки

8.3 Чрезвычайные ситуации

В процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования могут возникать различные непредвиденные ситуации, которые могут привести к тяжелым последствиям. Одной из многих опасных ситуаций может быть возникновение пожара. Чаще всего пожары возникают на вводах ВЛ в здание и электропроводке в здании или сооружении.

Вводом от ВЛ называется электропроводка, соединяющая ответвление от воздушной линии электропередачи с внутренней электропроводкой, считая от изоляторов, установленных на наружной поверхности (стене, крыше) здания или сооружения, до зажимов вводного устройства. Ответвлением от ВЛ к вводу называется участок проводов от опоры ВЛ до ввода. Для обеспечения пожарной безопасности во время монтажа и эксплуатации вводов необходимо выполнять определенные меры. Для ответвлений от ВЛ к вводам допускается применение неизолированных и изолированных проводов определенных сечений и определенной длины ответвлений от ВЛ к вводам. Так при длине ответвления до 25 метров сечение провода должно быть не менее 16 мм^2 (провод алюминиевый или из его сплавов). В бакалаврской работе для вводов в здания применяются самонесущие изолированные провода.

По сравнению с традиционным выполнением вводов неизолированными проводами устройство вводов указанными изолированными проводами имеет ряд преимуществ:

- Исключается схлестывание проводов, а следовательно короткие замыкания между ними.
- Повышается безопасность и сокращаются случаи электротравматизма в зоне устройства вводов в здания.

Вводы в здания выполняются через стены в изоляционных трубах таким образом, чтобы вода не могла скапливаться в проходе и проникать внутрь здания.

К чрезвычайным ситуациям, которые могут произойти в распределительном устройстве, можно отнести:

- разрушение опорных колонок распределителя;
- взрыв трансформатора тока;
- разрушение масляного выключателя;
- пожар кабельных линий.

Проектирование противопожарной системы на подстанции должно предусматривать вероятность не только самого пожара, но и таких сопутствующих явлений, как взрыв, выбросы масла. Для этого необходимо предусматривать аварийный слив масла, а при наличии нескольких трансформаторов – противопожарные разрывы между ними. Вся площадка, на которой установлен трансформатор, и вся территория вокруг него должны быть выложены щебнем. Чтобы промежутки между камнями не заваливались мусором и пылью, целесообразно периодически щебень промывать водой, а сточные воды должны иметь возможность стока, чтобы в случае возникновения пожара горящее масло не могло приблизиться к другим трансформаторам.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы на тему «Реконструкция электроснабжения микрорайона города Томмот Алданского района Республики Саха(Якутия)», поставленные задачи были выполнены.

Данная бакалаврская работа выполнена на основе применения утвержденных типов конструкций оборудования серийного заводского изготовления, с соблюдением всех требований нормативно-технической документации.

Выбранные схемы обеспечивают надежную передачу потоков мощности через трансформаторы и дает возможность обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей при выводе в ремонт любого из элементов, и вместе с тем отличаются относительной простотой и экономичностью.

Согласно расчетам, оборудование установленное на подстанции №35 «Левобережная» 35/10 кВ устойчиво к действию токов КЗ.

Кроме того, устройства релейной защиты и автоматики на подстанции №35 «Левобережная» обеспечивают надежность и безопасность эксплуатации оборудования.

После анализа безопасности и экологичности проекта, ясно, что при соблюдении правил технической эксплуатации, а также требований техники безопасности и пожарной безопасности, эксплуатация сети по данному проекту безопасна.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Банк городов [Электронный ресурс]. URL:<http://www.bankgorodov.ru/> – 10.04.2015.
2. Инструкция по проектированию городских электрических сетей : РД 34.20.185–94: 2005. – 31 с.
3. Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования. / А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова– М. :Энергоатомиздат, 2007. – 368 с.
4. Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ. / А.В. Беляев – М. :Энергоатомиздат, 2010. – 176 с.
5. Неклепаев, Б.Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев – М. :Энергоатомиздат, 2009. – 608 с.
6. Староверов В. Самонесущая система изолированных проводов. Аналитический обзор рынка арматуры / Новости электротехники. – 2006. – 84 с.
7. Емельянцева А. Релейная защита сетей. Ступени селективности / Новости электротехники. – 2006. – 49 с.
8. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. -М.: Издательство НЦЭНАС, 2001.-152 с.
9. Судаков, Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов: Учебное пособие / Г.В. Судаков – Благовещенск :АмГУ, 2006. – 189 с.
10. «НПФ Новые технологии» [Электронный ресурс]. URL:<http://kolchck.ru/>– 25.05.2015.
11. Уральский завод трансформаторных технологий [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uztt.ru/> – 25.05.2015.

12. Нормативы численности промышленно – производственного персонала распределительных электрических сетей: утвержден ОАО РАО ЕЭС России. – М. :ОАО ЦОТэнерго, 2014. – 68 с.
13. Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. / В.Г. Герасимов, А.Ф. Дьяков, Н.Ф. Ильинский, А.И. Попова. – М.: МЭИ, 2002. – 964 с.
14. Федеральный закон «О страховых взносах в Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования Российской Федерации, Федеральный Фонд обязательного медицинского страхования» от 24.07.2009 №212–ФЗ (ред. от 23.05.2015).
15. Центральный банк России. Ставка дисконтирования [Электронный ресурс]. URL: <http://www.crb.ru/statistics/> – 3.06.2014.
16. «ЭлектроКомплект-сервис» [Электронный ресурс].URL: <http://e-ks.ru>– 25.05.2015.
17. Федеральная служба государственной статистики по Республике Саха(Якутия) [Электронный ресурс]. URL:<http://sakha.gsk.ru>– 03.06.2015.
18. Правила устройства электроустановок: нормативно-технический материал.- 7-е изд.- М. :Энергосервис, 2005.-280 с.
19. СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве. Строительное производство. Электромонтажные и наладочные работы.
20. Никольский О.К. Комплексная система обеспечения безопасности электроустановок населенных пунктов. Методические и практические рекомендации, Барнаул, Изд-во Ал- тГТУ, 2011.
21. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
22. ГОСТ 12.2.024-87. Система стандартов безопасности труда. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.