

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**

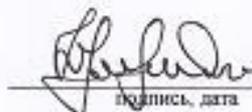
на тему: Реконструкция системы электроснабжения города Облучье  
Еврейской автономной области с центром питания подстанция Облучье

Исполнитель  
студент группы  
442узб

 01.02.2018г.  
подпись, дата

В.В. Касьян

Руководитель  
профессор, канд. техн. наук

 05.02.2018г.  
подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультанты:  
по безопасности и  
экологичности  
доцент, канд. техн. наук

 02.02.2018г.  
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
доцент, канд. техн. наук

 06.02.2018г. А.Н. Козлов

Благовещенск 2018

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 Касьяна Владимира Викторовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электро-снабжения города Облучье Еврейской автономной области с центром пита-ния подстанция Облучье

(утверждена приказом от 27.10.17 № 2651-Уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 31.01.2018

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Нагрузка по фидерам и по ТП, схемы электрических соединений части города Облучье, схема ПС Облу-чье.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика города Облучье, расчет электрических нагрузок, разработка системы внешнего электроснабжения части города Облучье, технико-экономическая оценка двух вариантов сети, расчет токов КЗ, выбор оборудования, оценка надежности, молниезащита, выбор типов защит и ав-томатики, техника безопасности.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, про-граммных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части, 32 таблицы, программный продукт Mathcad, Microsoft Excel, Word.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков Андрей Борисович, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 08.09.2017

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович

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

Профессор, кандидат технических наук

Задание принял к исполнению (дата): 27.10.17г

  
(подпись студента)

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение 6

1 Характеристика города облучье 7

1.1 Характеристика района реконструкции 7

1.2 Общая характеристика потребителей города 12

1.3 Основные климатические и географические характеристики  
необходимые для реконструкции системы электроснабжения  
13

1.4 Целесообразность реконструкции системы электроснабжения  
части города 13

2 Расчет электрических нагрузок 15

2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей 15

2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потре-  
бителей 16

2.3 Расчет нагрузки электрического освещения 21

3 Реконструкция трансформаторных подстанций и сетей 0,4 кВ 23

3.1 Выбор месторасположения ТП 23

3.2 Расчет и выбор линий напряжением 0,4 кВ 24

3.3 Выбор числа и мощности трансформаторов напряжением  
6/0,4 кВ 32

3.4 Выбор типа ТП и ее конструктивное исполнение 35

4 Реконструкция электрической сети 6 кВ части города Облучье 38

4.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 6 кВ ТП 39

4.2 Расчет потокараспределения в электрической сети 6 кВ и выбор  
сечений питающих линий 41

5 Расчет токов короткого замыкания 45

5.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 6 кВ 46

5.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ 49

6 Выбор и проверка оборудования РУ 6 кВ 53

6.1	Выбор и проверка выключателей	53
6.2	Выбор и проверка трансформаторов тока	55
7	Выбор и проверка аппаратуры ТП	59
7.1	Выбор предохранителей	59
7.2	Выбор автоматических выключателей	64
7.3	Выбор выключателей нагрузки	65
7.4	Выбор разъединителей	67
8	Грозозащита подстанций и сети 6/0,4 КВ	70
8.1	Молниезащита ТП 6/0,4 кВ	70
8.2	Расчет контура заземления ТП	71
8.3	Выбор и проверка ОПН 6 кВ	75
9	Релейная защита и автоматика в системе электроснабжения	78
9.1	Перечень защит	78
9.2	Расчет защит	79
9.3	Защита трансформатора 6/0,4кВ	81
9.4	Релейная защита ввода	82
9.5	Автоматика	83
10	Конструктивное исполнение системы СЭС района после реконструкции	86
11	Технико-экономическое обоснование проекта	92
11.1	Стоимостные показатели по устанавливаемому оборудованию	92
11.2	Затраты на реализацию проекта	94
11.3	Расчет эксплуатационных издержек	96
11.4	Оценка экономической эффективности проекта	98
12	Безопасность и экологичность	100
12.1	Безопасность	106
12.2	Экологичность	108
12.3	Чрезвычайные ситуации	110
	Заключение	114
	Библиографический список	115

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВЛ – воздушная линия;

КЗ – короткое замыкание;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

КУ – компенсирующее устройство;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РПН – регулирование под нагрузкой;

СИП – самонесущий изолированный провод;

ТО – токовая отсечка;

ЭЭС – электроэнергетическая система.

## ВВЕДЕНИЕ

В связи с постоянным ростом численности населения России, обусловленных рождаемостью и миграцией, возникает необходимость в постоянном расширении площади застройки, чтобы увеличить количество жилых домов, детских садов, школ и других объектов коммунального характера, отсюда следует, что система электроснабжения также динамично развивается и расширяется за счёт ввода в работу новых объектов. В данном дипломном проекте рассматриваются вопросы модернизации системы электроснабжения г. Облучья Еврейской Автономной области с увеличением надежности.

Цель бакалаврской работы - спроектировать наиболее экономичную и надежную систему электроснабжения путем разработки оптимальной системы распределения электроэнергии, при этом необходимо оптимально выбрать число и мощность трансформаторов в ТП, средств КРМ, сечения кабелей. В схеме развития городских электрических сетей требуется принять технические решения, позволяющие найти решения с минимально возможными затратами.

Основной задачей работы реконструкции электроснабжения города является определение ожидаемых электрических нагрузок на различных ступенях электрической сети. Нагрузки являются основополагающими техническими характеристиками элементов электрической сети – сечения и марки проводников, мощности и типов трансформаторов, электрических аппаратов и другого вспомогательного электротехнического оборудования.

Также в работе рассматриваются вопросы охраны труда и окружающей среды. Ни в процессе строительства, ни в процессе эксплуатации запроектированных кабельных линий электропередачи и трансформаторных подстанций не должно оказываться вредное воздействие на окружающую среду.

При расчете данного данной работы были использованы программы Microsoft Excel 2010. Проект включает в себя 6 листов графической части.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ГОРОДА ОБЛУЧЬЕ

## 1.1 Характеристика района реконструкции

Город Облучье – административный пункт Облученского района Еврейской Автономной области. Город расположен на реке Хинган (приток Амура), в 159 км от Биробиджана, на границе с Амурской областью. С запада на восток город окружён сопками. На севере горы сближаются, оставляя узкий проход для реки Хинган. С юга город ограничен широкой заболоченной равниной.

Электроснабжение города осуществляется от реконструируемых трансформаторных подстанций напряжением 6/0,4 кВ, питающихся от подстанции «Облучье» напряжением 220/ 35/6 кВ по нескольким фидерам.

На территории города размещено одно- и многоквартирные жилые дома, железнодорожная станция, административные постройки и объекты социального назначения.

Территория населенного места по назначению относится к селитебной зоне.

В соответствии с проектом приведена карта поселка и экспликация с описанием зданий и сооружений. План района приведён на рисунке 1.



Рисунок 1 – Съемка города Облучье

В экспликации зданий и сооружений рассматриваются здания и объекты, расположенные на территории города. В ней указываются тип потребителя, количество квартир, мест, посещений, площадь зданий и прочие данные по силовой нагрузке. Данные реконструируемой части города приведены в виде таблицы 1.

Таблица 1 – Экспликация зданий и сооружений

№	Тип потребителя	Ед. измер.	<i>n</i> , шт.,	<i>S</i> , кв.м., мест	<i>P</i> <sub>уд</sub>	tgφ
1	2	3	4	5	6	7
<i>ТП 6</i>						
1	Двухквартирные дома (газ)	кВт/кв.	2х3		4,5	0,29
2	Четырехквартирные дома (газ)	кВт/кв.	4х7		2,8	0,29
3	Многокварт. жилые дома (12 кварт)	кВт/кв.	12х14		2,0	0,29
4	Центральная котельная	кВт/котел	2		15	0,32
<i>ТП 7</i>						
5	Одноквартирные дома (газ)	кВт/кв.	55		1,2	0,29
6	Стадион	кВт/м2		800	0,01	0,43
7	Одноквартирные дома (газ)	кВт/кв.	22		1,4	0,29
8	2-х квартирные дома (газ)	кВт/кв.	2х6		4,5	0,29
9	3-квартирные дома (газ)	кВт/кв.	3х3		4,5	0,29
10	Однокварт. жилые дома (газ)	кВт/кв.	76		1,0	0,29
11	Магазин «Удача»	кВт/м2.	-	40	0,25	0,7
12	Гаражные блоки	кВт/блок.	11		2	0,29
<i>ТП-22</i>						
13	Однокварт. жилые дома (газ)	кВт/кв.	16		1,8	0,2
14	Однокварт. жилые дома	кВт/кв.	20		1,7	0,2

Продолжение таблицы 1

15	Двухквартирные дома (электроплита)	кВт/кв.	2х7		2,8	0,29
16	Котельная	кВт/котл.	3		100	0
17	Школа	кВт/учащ.	600		0,25	0,38
18	Одноквартирные дома (газ)	кВт/кв.	46		1,2	0,29
19	2-х квартирные дома (газ)	кВт/кв.	2х2		4,5	0,29
<i>ТП-8</i>						
20	Многоквартир. жилой дом (эл.плита)	кВт/кв.	90		1,6	0,2
21	Поликлиника	кВт/место	200		0,46	0,38
22	Пенсионный фонд	кВт/м2		250	0,054	0,57
23	КНС	кВт/насос	3		55	0
24	Многоквартирные жи- лой дом	кВт/кв.	58		1,05	0,29
	Парикмахерская	кВт/раб.место	3		1,5	0,25
	Аптека	кВт/м2		60	0,054	0,57
25	Многокварт. жилой дом	кВт/кв.	27		1,6	0,29
26	Сбербанк	кВт/м2		200	0,054	0,57
27	Многокварт. жилой дом	кВт/кв.	21		1,5	0,29
<i>ТП-19</i>						
28	Многокварт. жилой дом (электроплита)	кВт/кв.	30		3,6	0,2
29	Многокварт. жилой дом	кВт/кв.	21		1,5	0,2
30	Многокварт. жилой дом (электроплита)	кВт/кв.	30		3,6	0,2
31	Облучен.дистанция пути	кВт/м2.	-	350	0,054	0,57
32	Магазин «Император»	кВт/м2.		120	0,25	0,75
33	Общежитие	кВт/комн	200		0,45	0,2
34	ДОСАФ	кВт/м2.		100	0,054	0,57
35	Студия красоты	кВт/раб.место	5		1,5	0,25
36	Гаражи	кВт/блок.	3		2	0,2
37	Одноквартирные дома (газ)	кВт/кв.	2		4,5	0,2

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
38	Двухквартирные дома (электроплита)	кВт/кв.	2		10	0,2
39	Гаражи	кВт/блок	3		2	0,2
<i>ТП-25</i>						
40	Многокварт. жилой дом	кВт/кв.	27		1,3	0,29
	Аптека	кВт/м2.		60	0,054	0,2
	Хозяйствен. Магазин	кВт/м2.		110	0,14	0,43
	Книжный	кВт/м2.		145	0,054	0,57
42	Многокварт. жилой дом	кВт/кв.	27		1,3	0,29
43	Многокварт. жилой дом	кВт/кв.	30		1,31	0,29
44	Многокварт. жилой дом	кВт/кв.	30		1,31	0,29
45	Многокварт. жилой дом Интернациональная 22 (электроплита)	кВт/кв.	66		2,1	0,2
46	Автомаг	кВт/м2.	1	300	0,054	0,57
47	Полиграф	кВт/м2.		280	0,054	0,57
48	Котельная	кВт/котел	2		150	0
49	Магазин продов.	кВт/м2.		75	0,25	0,75
50	Магазин «Визит»	кВт/м2.		60	0,25	0,75
51	Гастроном	кВт/м2.		144	0,23	0,7
52	Клуб	кВт/место	100		0,46	0,43
53	Библиотека	кВт/м2.		50	0,054	0,57
<i>ТП26, ТП40</i>						
54	Ростелеком	кВт/м2.		400	0,14	0,57
55	Одноквартирные дома (электроплита)	кВт/кв.	13		10	0,29
56	Гаражи	кВт/блок	8		2	0,29
57	Мировой суд	кВт/м2.		278	0,054	0,57
58	Одноквартирные дома (газ)	кВт/кв.	30		4,5	0,29
59	Одноквартирные дома (газ)	кВт/кв.	25		4,5	0,29
60	Гаражи	кВт/блок	3		2	0,2

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
<i>ТПЗ1</i>						
61	Спортзал	кВт/м2.		320	0,12	0,2
62	ДШИ	кВт/место	80		0,15	0,43
63	Казначейство	кВт/м2.		100	0,054	0,57
64	Магазин Славянка	кВт/м2.		60	0,25	0,75
65	Многокварт. жилой дом	кВт/кв.	21		1,5	0,2
66	Многокварт. жилой дом	кВт/кв.	27		3,1	0,2
67	Многокварт. жилой дом (электроплита)	кВт/кв.	42		2,6	0,29
68	Парихмахерская	кВт/раб.место	3		1,5	0,25
69	Магазин	кВт/м2.		70	0,15	0,43
<i>ТП-33</i>						
70	Многокварт. жилой дом	кВт/кв.	40		1,2	0,29
71	Многокварт. жилой дом	кВт/кв.	80		0,95	0,29
72	Многокварт. жилой дом	кВт/кв.	70		1,0	0,29
73	Ателье	кВт/м2.		44	0,15	0,43
74	Детский сад	кВт/место	100		0,46	0,25
75	Многокварт. жилой дом	кВт/кв.	80		0,95	0,29
76	КАфе	кВт/место	120		0,81	0,33
77	Многокварт. жилой дом	кВт/кв.	99		0,85	0,29
78	Многокварт. жилой дом	кВт/кв.	56		1,05	0,29
79	Магазин	кВт/м2.		70	0,25	0,75
80	Однокварт. дома (газ)	кВт/кв.	5		10	0,2
81	Магазин	кВт/м2.		46	0,25	0,75
82	Гаражи	кВт/блок	3		2	0,2
83	Однокварт. дома (газ)	кВт/кв.	39		1,4	0,29
84	Однокварт. дома (газ)	кВт/кв.	41		1,2	0,29
85	Магазин	кВт/м2.		86	0,14	0,43
<i>ТПЗ7</i>						
86	Многокварт. жилой дом	кВт/кв.	3x12		4,3	0,29
87	Многокварт. жилой дом	кВт/кв.	3		4,5	0,29
88	Гаражи	кВт/блок	8		4	0,29

1	2	3	4	5	6	7
<i>ТП51</i>						
89	Многокварт. жилой дом	кВт/кв.	32		1,4	0,29
90	Магазин	кВт/м2.		55	0,25	0,75
91	Многокварт. жилой дом	кВт/кв.	36		1,33	0,29
92	Магазин	кВт/м2.		73	0,25	0,75
93	Гаражи	кВт/блок	3		2	0,2
94	ДВ Техно	кВт/м2.		120	0,054	0,43
<i>ТП-52</i>						
95	Однокварт. дома (газ)	кВт/кв.	38		1,4	0,29
96	Магазин	кВт/м2.		88	0,14	0,43

## 1.2 Общая характеристика потребителей города

Потребителями города являются коммунально-бытовые, бытовые, общественные и социально-значимые объекты. Потребители в свою очередь используют огромное множество различных электроприемников с разными нагрузками и режимами работы.

Электроприемники города классифицируются:

1) *По роду тока* – электроприемники трехфазного и однофазного тока с напряжением до 1 кВ.

2) *По степени надёжности* относятся к потребителям 1, 2 и 3 категории: – электроприемники 1 категории (котельная, КНС). Электроснабжение данных электроприемников должно быть предусмотрено от двух независимых источников, с автоматическим переключением на резерв.

– электроприемники 2 категории, к которым относятся школы, детские сады, больницы, многоэтажные жилые дома;

– электроприемники 3 категории, все оставшиеся потребители.

3) *По режиму работы* – с продолжительным режимом работы.

4) *По мощности* – электроприемники малой мощности до 6 МВт.

5) *По напряжению* – до 1 кВ.

6) *По частоте* – промышленной частоты 50 Гц.

### 1.3 Основные климатические и географические характеристики необходимые для реконструкции системы электроснабжения

Природно-климатические характеристики оказывают большое значение при проектировании системы электроснабжения любого населенного объекта. В первую очередь в зависимости от сейсмичности района, его температурного режима определяется тип распределительного устройства подстанции, конструктивное исполнение питающих линий, устанавливаемое электрооборудование.

Климат имеет муссонный характер – зима сухая и холодная, лето влажное и теплое. Основные характеристики климатических условий г. Облучье приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Климатические условия

Климатические условия	Расчетная величина
Район по гололеду	III
Нормативная стенка гололеда, мм	15
Район по ветру	II
Низшая температура воздуха, °С	- 42
Среднегодовая температура воздуха, °С	-0,6
Высшая температура воздуха, °С	+ 40
Число грозových часов в год	55
Степень загрязнения атмосферы	II
Температура при гололеде	- 1
Глубина промерзания грунтов, м	2
Сейсмичность района, баллы	8

### 1.4 Целесообразность реконструкции системы электроснабжения части города

На сегодняшний день электрические сети г. Облучья остро нуждаются в капитальной реконструкции. Во-первых, это связано с высокой изношенностью оборудования в сети 6/0,4 кВ, во-вторых с новыми требованиями к надежности и безопасности сети.

Питание города осуществляется по нескольким фидерам от ПС 220/35/6 кВ Облучье. Рассматриваемый центр города, электрическую сеть которого решено перевооружить в первую очередь питается по 2-м фидерам 6 кВ Ф-136 и Ф-140.

Электрическая сеть 6 и 0,4 кВ в г. Облучье практически полностью имеет воздушное исполнение с неизолированными проводами. Хотя для городов с многоэтажной застройкой электроснабжение должно осуществляться по кабельным трассам. Также воздушные линии загромождают много территории и портят эстетический вид города.

Большинство трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ имеют однотрансформаторное исполнение и зачастую бывают перегружены без регламентированного резерва, несмотря на то, что за годы функционирования на некоторые из них были подключены потребители не только 3-й, но и 2-й категории.

Так же отмечается, что на сегодня, гораздо возросло количество новой бытовой техники, которая ложит также свою нагрузку на существующие сети.

Таким образом, чтобы обеспечить высокую надежность сетей необходимо пересчитать нагрузки города в целом и рассмотреть возможность установки двухтрансформаторных подстанций с обеспечением полного резерва.

Исходя из перечисленного, целесообразность реконструкции системы электроснабжения очевидна.

## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Первый этап проектирования СЭС - расчёт электрических нагрузок. Расчётной называют нагрузку, по которой определяют и выбирают электрооборудование, мощность источников питания, сечение кабелей и проводов, мощность трансформаторов. Особенностью расчёта в городских системах является то, что полные данные обо всех электроприемниках не известны. Расчёт производится с помощью метода удельных электрических нагрузок.

### 2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей

При расчетах электрических нагрузок жилого дома основой расчета являются нагрузки квартир, отличающихся видом кухонной плиты, к которым добавляются нагрузки силовых электрических приемников.

Расчетная электрическая нагрузка квартир  $P_{\text{кв}}$ , 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.

$n$  – количество квартир.

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения и других санитарно-технических устройств  $P_{\text{ст.у}}$ , кВт, определяется по их установленной мощности с учетом коэффициента спроса  $k_c$ ;

$$P_{\text{ст.у}} = k_c \cdot \sum_1^n P_{\text{ст.у}}, \quad (2)$$

где  $k_c''$  – коэффициент спроса санитарно-технических устройств [24].

Для определения расчётной реактивной мощности используют выражение:

$$Q_{\text{р.ж.д}} = P_{\text{р.ж.д}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{жд}}, \quad (3)$$

где  $\operatorname{tg}\varphi_{\text{жсд}}$  – расчетный коэффициент реактивной мощности.

Расчетный ток на низкой стороне определяется по формуле:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_{p.\text{жсд}}^2 + Q_{p.\text{жсд}}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4}. \quad (4)$$

## 2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей

Действующая методика определения расчетной нагрузки общественных зданий и сооружений основана на применении соответствующих коэффициентов спроса для осветительной и силовой нагрузки, а также коэффициента совмещения для суммарной нагрузки.

В тех случаях, когда точных данных не имеется, определение расчетных нагрузок осуществляют по удельным показателям.

Электрическая нагрузка школ (детских садов) определяется по выражению:

$$P_{\text{шк. (д.с.)}} = P_{\text{шк. (д.с.) уд}} \cdot n, \quad (5)$$

где  $P_{\text{шк. (д.с.) уд}}$  – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников школы (детского сада), кВт/ребенка,  
 $n$  – количество детей.

Электрическая нагрузка гаражей определяется по выражению:

$$P_{\text{гар.}} = \sum_1^n P_{\text{гар}}, \quad (6)$$

где  $P_{\text{гар.}}$  – электрическая нагрузка одного гаража, кВт/гар.

Электрическая нагрузка магазинов (офисных помещений) определяется по выражению:

$$P_{\text{маг.}} = P_{\text{уд.}} \cdot S, \quad (7)$$

где  $P_{уд.}$  – удельная электрическая нагрузка предприятия, кВт/м<sup>2</sup>;

$S$  – площадь помещения, м<sup>2</sup>.

В качестве примера приведен расчет электрической нагрузки многоквартирных жилых домов по ул. Артельная. Все необходимые показатели для расчета берутся из таблицы 1.

Расчетная электрическая нагрузка:

$$P_{р.ж.д.} = P_{к.в.уд.} \cdot n = 2,4 \cdot 38 = 91,2 \text{ кВт},$$

Реактивная мощность:

$$Q_{р.ж.д.} = P_{р.ж.д.} \cdot \text{tg}\varphi = 91,2 \cdot 0,29 = 26,45 \text{ кВар}.$$

Аналогично произведен расчет по выражениям (1) – (7) для всех объектов расположенных на плане. Результаты расчета заносятся в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчет электрических нагрузок

№	Тип потребителя	$P_n$ , кВт	$\text{tg}\varphi$	Q, квар	S, кВА	
1	2	3	4	5	6	
<i>ТП 6</i>						
1	Одноквартирные дома (газ)	27	0,29	7,83	28,11	
2	Четырехквартирные дома (газ)	78,4	0,29	22,736	81,63	
3	Многокварт. жилые дома (12 кварт)	336	0,29	97,44	349,84	
4	Центральная котельная	30	0	9,6	31,5	
<i>ТП 7</i>						
5	Одноквартирные дома (газ)	66	0,29	19,14	68,72	66
6	Стадион	8	0,43	3,44	8,71	8
7	Одноквартирные дома (газ)	30,8	0,29	8,932	32,07	30,8
8	2-х квартирные дома (газ)	54	0,29	15,66	56,22	54

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
9	3-квартирные дома (газ)	40,5	0,29	11,745	42,17
10	Однокварт. жилые дома (газ)	76	0,29	22,04	79,13
11	Магазин «Удача»	10	0,7	7	12,21
12	Гаражные блоки	22	0,29	6,38	22,91
<i>ТП-22</i>					
13	Однокварт. жилые дома	28,8	0,2	5,76	29,37
14	Однокварт. жилые дома (газ)	34	0,2	6,8	34,67
15	Двухквартирные дома (электроплита)	39,2	0,29	11,368	40,82
16	Котельная	200	0,3	60	208,81
17	Школа	150	0,38	57	160,46
18	Одноквартирные дома (газ)	55,2	0,29	16,008	57,47
19	2-х квартирные дома (газ)	18	0,29	5,22	18,74
<i>ТП-8</i>					
20	Многokвартирные жилой	144	0,2	28,8	146,85
21	Поликлиника	92	0,38	34,96	98,42
22	Пенсионный фонд	13,5	0,57	7,695	15,54
23	КНС	165	0	0	165,0
24	Многokвартир. жилой дом	60,9	0,29	17,66	63,41
	Парикмахерская	4,5	0,25	1,13	4,64
25	Многokварт. жилой дом	3,24	0,57	1,85	3,73
26	Сбербанк	43,2	0,29	12,53	44,98
27	Многokварт. жилой дом	10,8	0,57	6,156	12,43
<i>ТП-19</i>					
28	Многokварт. жилой дом	108	0,2	21,6	110,14
29	Многokварт. жилой дом	31,5	0,29	9,135	32,80
30	Многokварт. жилой дом	108	0,2	21,6	110,14
31	Облучен. дистанция пути	52,5	0,57	29,93	60,43
32	Магазин «Император»	30	0,75	22,5	37,50
33	Общежитие	272	0,2	54,4	277,39
34	ДОСАФ	10,8	0,57	6,156	12,43
35	Студия красоты	7,5	0,25	1,875	7,73
36	Гаражи	6	0,2	1,2	6,12
37	Одноквартирные дома (газ)	9	0,2	1,8	9,18

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
38	Двухквартирные дома (электроплита)	20	0,2	4	20,40
39	Гаражи	10	0,2	2	10,20
<i>ТП-25</i>					
40	Многокварт. жилой дом	35,1	0,29	10,18	36,55
	Аптека	3,24	0,2	0,65	3,30
	Хозяйствен. Магазин	15,4	0,43	6,62	16,76
	Книжный	7,83	0,57	4,46	9,01
42	Многокварт. жилой дом	35,1	0,29	10,18	36,55
43	Многокварт. жилой дом	39,3	0,29	11,40	40,92
44	Многокварт. жилой дом	39,3	0,29	11,40	40,92
45	Многокварт. жилой дом Интернациональная 22 (электроплита)	138,6	0,2	27,72	141,34
46	Автомаг	16,2	0,57	9,23	18,65
47	Полиграф	15,12	0,57	8,62	17,40
48	Котельная	300	0	0	300,00
49	Магазин продов.	18,75	0,75	14,06	23,44
50	Магазин «Визит»	15	0,75	11,25	18,75
51	Гастроном	33,12	0,7	23,18	40,43
52	Клуб	46	0,43	19,78	50,07
53	Библиотека	2,7	0,57	1,54	3,11
<i>ТП26, ТП40</i>					
54	Ростелеком	57,6	0,57	32,832	66,30
55	Одноквартирные дома	130	0,29	37,7	135,36
56	Гаражи	16	0,29	4,64	16,66
57	Мировой суд	15,012	0,57	8,5568	17,28
58	Одноквартирные дома (газ)	135	0,29	39,15	140,56
59	Одноквартирные дома (газ)	112,5	0,29	32,625	117,14
60	Гаражи	6	0,2	1,2	6,12

1	2	3	4	5	6
<i>ТП-31</i>					
61	Спортзал	38,4	0,2	7,68	39,16
62	ДШИ	12	0,43	5,16	13,06
63	Казначейство	5,4	0,57	3,078	6,22
64	Магазин Славянка	15	0,75	11,25	18,75
65	Многокварт. жилой дом	31,5	0,2	6,3	32,12
66	Многокварт. жилой дом	83,7	0,2	16,74	85,36
67	Многокварт. жилой дом (электроплита)	109,2	0,29	31,668	113,70
68	Парихмахерская	4,5	0,25	1,125	4,64
69	Магазин	10,5	0,43	4,515	11,43
<i>ТП-33</i>					
70	Многокварт. жилой дом	48	0,29	13,92	49,98
71	Многокварт. жилой дом	76	0,29	22,04	79,13
72	Многокварт. жилой дом	70	0,29	20,3	72,88
73	Ателье	6,6	0,43	2,838	7,18
74	Детский сад	46	0,25	11,5	47,42
75	Многокварт. жилой дом	76	0,29	22,04	79,13
76	Кафе	97,2	0,33	32,076	102,36
77	Многокварт. жилой дом	84,15	0,29	24,40	87,62
78	Многокварт. жилой дом	58,8	0,29	17,052	61,22
79	Магазин	17,5	0,75	13,125	21,88
80	Однокварт. дома (газ)	50	0,2	10	50,99
81	Магазин	11,5	0,75	8,625	14,38
82	Гаражи	6	0,2	1,2	6,12
83	Однокварт. дома (газ)	54,6	0,29	15,83	56,85
84	Однокварт. дома (газ)	49,2	0,29	14,27	51,23
85	Магазин	12,04	0,43	5,18	13,11
<i>ТП37, ТП51</i>					
86	Многокварт. жилой дом	154,8	0,29	44,89	161,18
87	Многокварт. жилой дом	13,5	0,29	3,92	14,06
88	Гаражи	32	0,29	9,28	33,32

1	2	3	4	5	6
89	Многокварт. жилой дом	89,6	0,29	25,98	93,29
90	Магазин	13,75	0,75	10,31	17,19
91	Многокварт. жилой дом	97,2	0,29	28,19	101,20
92	Магазин	18,25	0,75	13,69	22,81
93	Гаражи	6	0,2	1,20	6,12
94	ДВ Техно	11,88	0,43	5,11	12,93
<i>ТП-52</i>					
95	Однокварт. дома (газ)	91,2	0,29	26,448	94,96
96	Магазин	12,32	0,43	5,2976	13,41

### 2.3 Расчет нагрузки электрического освещения

Помимо основной нагрузки потребителей к сети 0,4 кВ также будет подключаться нагрузка уличного освещения вдоль дорог. В данном случае при проектировании уличной сети нужно учесть, что необходимо применить энергоэффективные лампы для освещения.

Приближенно нагрузка уличного освещения определяется исходя из значения 7-10 кВт на 1 км погонной длины дорог и проездов по следующему выражению:

$$P_{\Sigma осв} = 10 \cdot L_i \cdot P_{уд}, (8)$$

где – длина освещаемых дорог и проездов, км.  $L$

Суммарная длина линий для рассматриваемого центра города, которую рекомендуется оснастить энергосберегающими наружными светильниками принимается 4,5 км.

$$P_{\Sigma осв} = 10 \cdot 4,5 \cdot 8,0 = 360 \text{ кВт}$$

Для осуществления современного освещения в городе приняты дуговые натриевые лампы ДНаЗ/СЭТ 150 номинальной мощностью 200 Вт.

Для ламп данной мощности применяется пускорегулирующая аппаратура типа 1 ДБИ – дроссель-балластная без КРМ, бесстартерная; потери в которой составляют 3 % от мощности лампы.

Коэффициент реактивной мощности .  $\cos \varphi = 0,85$

Освещение выполнено двухрядно в шахматном порядке, расстояние между фонарями  $l = 45$  м.

Общая расчетная нагрузка на фидерах Ф-136 и Ф-140 ВЛ 6 кВ:

Суммарную низковольтную нагрузку ЭП рассчитывается по следующим формулам:

$$P_{РАСЧ\Sigma H} = \sum P_{P.H.H} + \sum P_{P.O.H} \quad (9)$$

$$P_{РАСЧ\Sigma H} = 5547 + 360 = 5907 \text{ кВт.}$$

## 3 РЕКОНСТРУКЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ И СЕТЕЙ 0,4 кВ

### 3.1 Выбор месторасположения ТП

Схема распределительной сети зависит от категоричности потребителей по надежности электроснабжения. В рассматриваемой части города преобладают потребители второй и третьей категории, перерыв в электроснабжение которых не должен превышать 4 часа.

В городах наиболее рациональной считается петлевая и двухлучевая схема, которые и будут использоваться.

Месторасположение существующих ТП остается прежним, так как обслуживающей организации для их переноса требуются разрешения и дополнительные финансы под отвод земли, что является экономически нецелесообразным. Другой причиной отсутствия возможности смены расположения ТП являются стесненные условия – центральная часть города застроена без свободных участков земли.

В связи с приведенным доводом, месторасположение ТП не меняется, а, следовательно, считать центры нагрузок не является необходимым.

Существующие ТП располагаются так, чтобы линии 0,4 кВ имели наименьшую протяженность. Небольшая протяженность линий 0,4 кВ обеспечивает небольшие потери напряжения и мощности, что довольно важно в низковольтных сетях.

Схема питания зданий и жилых домов будет запитана по радиальному принципу. Следует учитывать возможность питания всех потребителей от одного трансформатора в утяжеленном или послеаварийном режимах.

Исходя из распределения нагрузок, принято, что при реконструкции следует взамен ТП26 и ТП40 – поставить одну общую ТП26, аналогично объединяем ТП 37 и 51- с оставлением номера ТП37.

Месторасположение ТП отмечено на плане (рисунок 2).



Рисунок 2 – Месторасположение ТП

Как видно из рисунка, большинство ТП сосредоточено в центре многоэтажной застройки.

### 3.2 Расчет и выбор линий напряжением 0,4 кВ

Электрическая сеть 0,4 кВ города Облучье имеет смешанный тип исполнения линий – это как кабельные сети (питание некоторых многоэтажных жилых домов, поликлиника), так и воздушные сети (питание отдельных магазинов, частного и гаражного секторов).

Следует отметить, что все воздушные линии 0,4 кВ выполнены неизолированным проводам АС-35. Для них целью реконструкции является замена АС на самонесущий изолированный провод (СИП 2А). Для ответвлений ВЛИ до 1 кВ к вводам в здания следует применить коаксиальные вводы.

На воздушных линиях электропередачи 0,4 -10 кВ все существующие деревянные опоры следует заменить на железобетонные опоры. Так как реконструируемые линии обслуживаются одной организацией, то возможна подвеска проводов 0,4 кВ и 6 кВ может осуществляться на одних опорах.

Для кабельной сети 0,4 кВ в ходе реконструкции – будет оценена целесообразность замены кабелей АБВГ на АПВБ, в зависимости от изношенности сети и проверки кабелей по длительно-допустимому току.

Выбирается необходимое количество линий для питания потребителей. При этом мощность распределяется по возможности равномерно, чтобы обеспечить схеме большую гибкость при оперативных включениях и отключениях. Трасса линии (для сети с ВЛ) выбирается так, чтобы не загромождать проезжую часть и обходится без дополнительных опор при устройстве вводов в здания.

Расчетная нагрузка линий до 1 кВ жилых домов определяется:

$$P_{p.l} = P_{зд.max} + \sum_1^n k_{yi} \cdot P_{зд.i}, \quad (10)$$

где - наибольшая нагрузка здания из числа зданий, кВт;  $P_{зд.max}$

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

$k_{yi}$  - коэффициент участия в максимуме.

Выбор сечения осуществляется по расчетному току. По справочным данным в зависимости от расчетного тока определяют ближайшее стандартное сечение. Это сечение приводится для конкретных условий среды и способа прокладки проводов. Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3}}, \quad (11)$$

где  $S_p$  – расчетная нагрузка линии, кВА;

$U_n$  – номинальное напряжение, кВ.

По расчетному току определяется сечение линий.

Выбранное сечение провода должно быть проверено:

- на допустимые токовые нагрузки по условию нагрева в нормальном и послеаварийном режимах;
- на термическую стойкость провода при токах КЗ;
- на допустимое отклонение напряжения у потребителя;
- на обеспечение надежного срабатывания плавких предохранителей или автоматических выключателей при однофазных и междуфазных КЗ.

СИП принимается к установке, если выполняется условие:

$$I_{\text{д.д.т}} \geq I_p; \quad (12)$$

Для определения сечения кабельной линии 0,4 кВ необходимо найти расчетный ток линии в нормальном режиме, и проверить его по току в послеаварийном режиме с учетом перегрузочной способности. Для определения тока в нормальном режиме необходимо найти точку размыкания петли, а для тока в послеаварийном режиме нужно разомкнуть петлю на головном участке.

Ток кабеля в нормальном режиме определяется по следующей формуле:

$$(13) I_{\text{н.р}} = \frac{\sqrt{P_{\text{р.л.н.р}}^2 + Q_{\text{р.л.н.р}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$$

Ток в послеаварийном режиме определяется по следующей формуле:

$$I_{\text{н/ав.р}} = \frac{\sqrt{P_{\text{р.л.н/ав.р}}^2 + Q_{\text{р.л.н/ав.р}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (14)$$

Далее выбираются ближайшее сечение кабеля по найденному току.

Так как длительно допустимые токи зависят от температуры окружающей среды и совместного прокладывания кабелей, то длительно допустимый ток пересчитывается для выбранного кабеля по формуле:

$$(15) I'_{\text{дл.доп}} = I_{\text{дл.доп}} \cdot K_1 \cdot K_2$$

где  $K_1$  – коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды ( $K_1 = 1,05$  при средней температуре 25 °С);

$K_2$  – коэффициент снижения токовой нагрузки при групповой однослойной или многослойной прокладке кабелей ( $K_2 = 1$ ).

Кабель принимается к установке, если выполняется условие:

$$I_{\text{н/ав.р}} \leq 1,3 \cdot I'_{\text{дл.доп}} \quad (16)$$

Выбранное сечение проверяется по потере напряжения, при этом отклонение напряжения у наиболее удаленного электропотребителя не должно превышать 5% в нормальном режиме, и 10% в послеаварийном режиме [5]. ±

Потери напряжения в линиях определяется по формуле:

$$\Delta U = \frac{I \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100 \% , (17)$$

где  $I$  – рабочий максимальный ток, А;

$L$  – длина линии, км;

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

$r_0$  и  $x_0$  – удельные активное и индуктивное сопротивление Ом/км.

Потери мощности в линии определяются по следующей формуле:

$$\Delta P = 3 \cdot I_p^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot 10^{-3} , (18)$$

где – расчетный ток участка, А.  $I_p$

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

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau$$

(19)

где – время потерь, час.  $\tau$

Время потерь определяется по формуле:

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

(20)

где  $T_m$  – число часов использования максимума нагрузки, час [13].

Линии электропередачи до 20 кВ на селитебной зоне территории городов, в районах застройки зданиями высотой 4 этажа и выше должны выполняться

кабельными. В районах застройки зданиями до 3 этажей линии электропередачи можно, как правило, выполнять воздушными.

Для рассматриваемого города – застройка смешенного характера, поэтому исходя из этого, рассматривается что, где и как лучше осуществить.

Результаты расчета воздушных линий 0,4 кВ сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Сечение провода на напряжение 0,4 кВ

№ ТП	№ фидера от ТП	L, км	S, кВА	I <sub>p</sub> , А	I <sub>длт</sub> , А	Сечение СИП 2А
1	2	3	4	5	6	7
ТП6	1	0,115	31,5	45,46	160	3x35+54,6
ТП6	2	0,510	71,43	103,10	160	3x35+54,6
ТП6	3	0,415	321,52	232,05	240	3x70+54,6
ТП7	1	0,440	77,37	111,67	195	3x50+54,6
ТП7	2	0,75	130,46	188,31	240	3x70+54,6
ТП7	3	0,825	113,66	164,06	195	3x50+54,6
ТП22	1	0,405	29,37	42,39	160	3x35+54,6
ТП22	2	0,840	75,42	108,86	160	3x35+54,6
ТП22	3	0,605	76,22	110,01	195	3x50+54,6
ТП19	3	0,150	30,59	44,16	160	3x35+54,6
ТП26	2	0,610	152,02	219,4	240	3x70+54,6
ТП26	4	0,585	140,56	202,9	240	3x70+54,6
ТП26	5	0,380	123,23	177,88	195	3x50+54,6
ТП33	7	0,45	70,35	101,55	195	3x50+54,6
ТП33	8	0,495	121,09	174,79	240	3x70+54,6
ТП37	2	0,210	109,54	158,11	195	3x50+54,6
ТП37	3	0,395	128,86	186,00	195	3x50+54,6
ТП52	1	0,470	108,28	156,29	195	3x50+54,6

Ниже приведен пример расчета сечения кабеля для участка ТП5–ВРУ дома №26 Интернациональная (99-ти квартирный дом) с прилегающим кафе. Результаты расчета для остальных участков и выбранные сечения кабельных линий 0,4 кВ сведены в таблицу 6.

$$P_{p.l.n.p} = 181,35 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.l.n.p} = 56,48 \text{ кВар};$$

$$I_{н.р} = \frac{\sqrt{181,35^2 + 54,48^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 137,08 \text{ А};$$

В послеаварийной режиме в работе остается 1 рабочий кабель:

$$I_{нав.р} = \frac{\sqrt{181,35^2 + 54,48^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 274,16 \text{ А};$$

К установке принимается силовой алюминиевый кабель с изоляцией из силанольноштитого полиэтилена, бронированный типа АВВГ сечением 95 мм<sup>2</sup> с длительно-допустимым током  $I_{дл.доп.} = 255 \text{ А}$ .

$$I'_{дл.доп} = 255 \cdot 1,05 \cdot 1 = 268 \text{ А};$$

Проверка выбранного кабеля:

$$I_{нав.р} \leq 1,3 \cdot I'_{дл.доп}$$

$$274,16 \leq 1,3 \cdot 268 \text{ А}$$

Условие выполняется, кабель выбран правильно.

Кабельные линии прокладываются в траншеях по серии А5-92.

По всей трассе кабели защищаются от механических повреждений красным кирпичом, а при пересечении с подземными коммуникациями и проезжей частью дорог кабели прокладываются в асбоцементных трубах.

Результаты выбора кабелей 0,4 кВ представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Выбор сечений кабельных линий 0,4 кВ

ТП	№Ф	$I_{н.р.}, \text{ А}$	$I_{а.р.}, \text{ А}$	$I_{дл.доп.}, \text{ А}$	$1,3 \cdot I'_{дл.доп.}, \text{ А}$	Сечение	Марка
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП6	4	36,07	36,07	70	-	10	АВВГ
ТП22	4	266,34	522,68	385	525	185	2хАВВГ
ТП8	1	211,97	211,97	255	-	95	АВВГ
ТП8	2	142,06	142,06	175	-	50	
ТП8	3	22,43	22,43	70	-	10	АВВГ
ТП8	4	238,16	238,16	255	-	95	АВВГ
ТП8	5	103,46	103,46	115	-	25	АВВГ

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП8	6	129,78	129,78	140	-	35	АВВГ
ТП19	1	182,57	365,15	295	402,6	120	2хАВВГ
ТП19	2	206,26	412,52	395	525	185	2хАВВГ
ТП25	1	94,33	94,33	115	-	25	АВВГ
ТП25	2	52,75	52,75	70	-	10	АВВГ
ТП25	3	118,13	118,13	140	-	35	АВВГ
ТП25	4	204,02	204,02	210	-	70	АВВГ
ТП25	5	253,70	507,39	395	525	185	2хАВВГ
ТП25	6	149,09	149,09	175	-	50	АВВГ
ТП26	1	35,89	35,89	70	-	10	АВВГ
ТП26	3	24,94	24,94	70	-	10	АВВГ
ТП31	1	56,52	56,52	70	-	10	АВВГ
ТП31	2	54,57	54,57	70	-	10	АВВГ
ТП31	3	169,57	169,57	175	-	50	АВВГ
ТП31	4	187,19	187,19	210	-	70	АВВГ
ТП33	1	186,36	186,36	210	-	70	АВВГ
ТП33	2	115,50	115,50	140	-	35	АВВГ
ТП33	3	68,44	68,44	70	-	10	АВВГ
ТП33	4	114,22	114,22	140	-	35	АВВГ
ТП33	5	137,08	274,16	255	348,4	95	АВВГ
ТП33	6	118,43	118,43	140	-	35	АВВГ
ТП37	1	301,03	301,03	335	-	150	АВВГ
ТП37	4	18,67	18,67	70	-	10	АВВГ

В ходе расчетов по кабельным сетям и данным, предоставленными сетевой организацией Еврейской Автономной области выяснено – что их замена не требуется. Сечения кабелей 0,4 кВ соответствуют рассчитанным нагрузкам, а износ кабельных сетей не превышает 80 %. Ремонтно-эксплуатационные работы производятся вовремя.

Если выбранное сечение провода не проходит проверку по падению напряжения, то принимаем к установке провод большего сечения.

Рассмотрим на примере ТП 6 фидер №2. На этой линии принят СИП 2А сечением 35. Найдем отклонение напряжения по формуле (17).

$$\Delta U = \frac{0,51 \cdot 103,1 \cdot \sqrt{3}}{380} \cdot (1,111 \cdot 0,96 + 0,0802 \cdot 0,28) = 2,6\%.$$

Отклонение напряжения находится в допустимых пределах, из чего делаем вывод о правильности выбранного сечения.

Определим потери мощности в линии:

$$\Delta P = 3 \cdot 103,1^2 \cdot 1,111 \cdot 0,51 \cdot 10^{-3} = 18,1 \text{ кВт.}$$

Подробный расчет произведен в программе Exce 1. Результаты проверки и измененные сечения сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Потери напряжения и мощности в линиях

Номер ТП	№ фидера	Длина линии, км	Ток линии	Потери напряжения, %	Потери мощности, кВт	Принятое сечение провода
1	2	3	4	5	6	7
ТП6	1	0,115	45,46	2,5	7,9	3x35+54,6
ТП6	2	0,510	103,10	2,52	18,07	3x35+54,6
ТП6	3	0,415	232,05	2,41	38,08	3x70+54,6
ТП7	1	0,440	111,67	1,76	13,53	3x50+54,6
ТП7	2	0,75	188,31	3,53	45,32	3x70+54,6
ТП7	3	0,825	164,06	4,84	54,76	3x50+54,6
ТП22	1	0,405	42,39	0,82	2,43	3x35+54,6
ТП22	2	0,840	108,86	4,39	33,18	3x35+54,6
ТП22	3	0,605	110,01	2,38	18,06	3x50+54,6
ТП19	3	0,150	44,16	0,32	0,97	3x35+54,6
ТП26	2	0,610	219,4	3,35	50,03	3x50+54,6
ТП26	4	0,585	202,9	2,97	41,04	3x35+54,6
ТП26	5	0,380	177,88	2,42	29,65	3x35+54,6
ТП33	7	0,45	101,55	1,63	11,44	3x50+54,6
ТП33	8	0,495	174,79	2,16	25,77	3x70+54,6
ТП37	2	0,210	158,11	1,19	12,95	3x50+54,6
ТП37	3	0,395	186,00	2,63	33,70	3x50+54,6
ТП52	1	0,470	156,29	2,63	28,31	3x50+54,6

Таким образом, были определены потери в линиях. Отклонения напряжения не превышают допустимых норм.

### 3.3 Выбор числа и мощности трансформаторов напряжением 6/0,4 кВ

Расчетная электрическая нагрузка линии 0,4 кВ при смешанном питании нагрузки на шинах ТП производится с учетом коэффициентов участия в максимуме нагрузки. Нагрузку самого мощного объекта выбирается за основную, а мощности остальных потребителей вводятся с учетом коэффициентов максимума. Т.е. нагрузка будет рассчитываться по выражению:

$$P_{p.l} = P_{зд.мах} + \sum k_{yi} \cdot P_{зд.i} \quad (21)$$

где  $k_{маxi}$  – коэффициент участия в максимуме нагрузки ( $k_{маxi} = 1$ ).

Аналогично осуществляется расчет и для реактивной нагрузки:

$$Q_{ш.мн} = Q_{зд.мах} + \sum_1^n k_{yi} \cdot Q_{зд.i}, \quad (22)$$

Полная мощность нагрузки ТП определяется по выражению:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{p.l}^2 + Q_{p.l}^2}, \quad (23)$$

Перегрузка трансформатора по условиям ПУЭ для масляных трансформаторов снабжающих потребителей 2-й категории не должна превышать 5%.

Ниже приведен пример расчета нагрузки на шинах ТП №6.

$$P_{p.l\Sigma} = 300 + 0,9 \cdot 27 + 0,9 \cdot 78,4 + 0,9 \cdot 33,6 = 427,26 \text{ кВт.}$$

$$Q_{p.l} = 96 + 0,9 \cdot 7,83 + 0,9 \cdot 22,736 + 0,9 \cdot 9,744 = 124,81 \text{ квар.}$$

$$S_{\Sigma 1} = \sqrt{427,26^2 + 124,81^2} = 445,12 \text{ кВА.}$$

На ТП №52 подключаем центральную нагрузку наружного освещения.

Результаты расчета сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Электрические нагрузки ТП

№ТП	$P_{л.р.}, \text{кВт}$	$Q_{р.л.}, \text{квар}$	$S_{\text{сумм}}, \text{кВА}$
ТП6	427,26	124,81	445,12
ТП7	284,17	87,107	297,22
ТП22	492,68	151,94	515,58
ТП8	528,28	107,92	539,19
ТП19	516,97	142,21	536,17
ТП25	698,54	156,02	715,76
ТП26	437,9	144,8	461,22
ТП31	290,1	81,931	301,45
ТП33	696,95	214,17	729,11
ТП37	408,76	132,8	429,79
ТП52	203,52	71,746	215,8

Расчетные мощности для всех трансформаторных подстанций получены в результате суммирования расчетных мощностей на линиях 0,4 кВ подходящих к ТП, с учетом коэффициента одновременности.

От рассматриваемых ТП питается нагрузка преимущественно второй и третьей категории надёжности.

Как отмечено ранее, с целью экономии, предлагается техперевооружение существующих ТП и объединение близко расположенных – если это технически выгодно.

Выбор мощности трансформаторов осуществляется по максимальной рабочей мощности:

$$S_{mp} \geq \frac{S_p}{K_3 \cdot N}, \quad (24)$$

где  $K_3$  – номинальный коэффициент загрузки трансформатора;

$N$  – количество трансформаторов.

Фактический коэффициент загрузки для однитрансформаторной ТП должен находиться в пределах:

$$0,7 \leq K_{зф} = S_p / (S_{нтр} \cdot N) \leq 0,9. (25)$$

Для двухтрансформаторной ТП должен находиться в пределах:

$$0,5 \leq K_{зф} = S_p / (S_{нтр} \cdot N) \leq 0,75. (26)$$

Нагрузочная способность выбранных трансформаторов проверяется по условиям работы в аварийном режиме и для двухтрансформаторных ТП определяется:

$$K_{з.н/ав} = S_p / S_{нтр} \leq 1,4. (27)$$

По формулам проверяется мощность выбранных трансформаторных подстанций с коммунально-бытовыми потребителями.

Произведем расчет для ТП №6:

$$S_{расч.ТП} = \frac{S'_{СУММ}}{k_{з.опт.} \cdot n_{тр.}} = \frac{445,12}{0,7 \cdot 2} = 317,94 \text{ кВА};$$

К установке принимается трансформатор ТМГ-400/6/0,4.

$$k_{з.нор.} = \frac{S_{СУММ}}{S_{ном.тр} \cdot n_{тр.}} = \frac{445,12}{400 \cdot 2} = 0,56;$$

$$0,5 \leq \leq 0,75; k_{з.нор.}$$

$$k_{з.н.ав.} = \frac{S_{СУММ}}{S_{ном.тр}} = \frac{445,12}{400} = 1,11;$$

$$1 \leq \leq 1,4 k_{з.н.ав.}$$

Результаты расчетов, выбранные мощности и марки трансформаторов заносятся в таблицу 8.

Таблица 8 – Исходные и расчетные данные для проверки трансформаторов

№ ТП	$S_p$ , кВА	N тр.	$K_3$	$S_{нтр}$ , кВА	$K_{3ф}$	$K_{3 п/ав}$
ТП6	317,94	2	0,5 – 0,75	400	0,56	1,11
ТП7	349,67	1	0,7 – 0,9	400	0,74	0,74
ТП22	368,27	2	0,5 – 0,75	400	0,64	1,29
ТП8	385,13	2	0,5 – 0,75	400	0,67	1,35
ТП19	382,98	2	0,5 – 0,75	400	0,67	1,34
ТП25	511,25	2	0,5 – 0,75	630	0,57	1,14
ТП26	329,44	2	0,5 – 0,75	400	0,58	1,15
ТП31	354,64	1	0,7 – 0,9	400	0,75	0,75
ТП33	520,80	2	0,5 – 0,75	630	0,58	1,16
ТП37	505,64	1	0,7 – 0,9	630	0,68	0,68
ТП52	154,14	2	0,5 – 0,75	160	0,67	1,35

В результате расчета видно, что по условиям работы в аварийном режиме выбранные трансформаторы соответствуют условию проверки.

В связи с тем, что произошло перераспределение нагрузок между ТП целесообразно реконструировать схему электроснабжения.

Таблица 9 – Марки и параметры выбранных трансформаторов

№ ТП	Марка	$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta P_k$ , кВт	$U_k$ , %	$I_x$ , %
ТП 25, ТП 33, ТП 37	ТМ - 630/6	2,27	7,6	5,5	2
ТП 6, ТП 7, ТП 22, ТП 8, ТП 19, ТП 26, ТП 31	ТМ - 400/6	1,05	5,5	4,5	2,1
ТП 52	ТМ 160/6	0,73	2,65	4,5	2,4

Замене подлежат все ТП.

### 3.4 Выбор типа ТП и ее конструктивное исполнение

Для городских и сельских условий в частных секторах наиболее приемлемой является подстанции типа КТПН. Они полностью комплектуются на заводах, а на месте установок просто монтируются.

В кварталах многоэтажной застройки устанавливаются ЗТП (закрытые трансформаторные подстанции), данный тип установки и преобладает в г. Облучье.

Пример электрической схемы ЗТП представлен на рисунке 3:

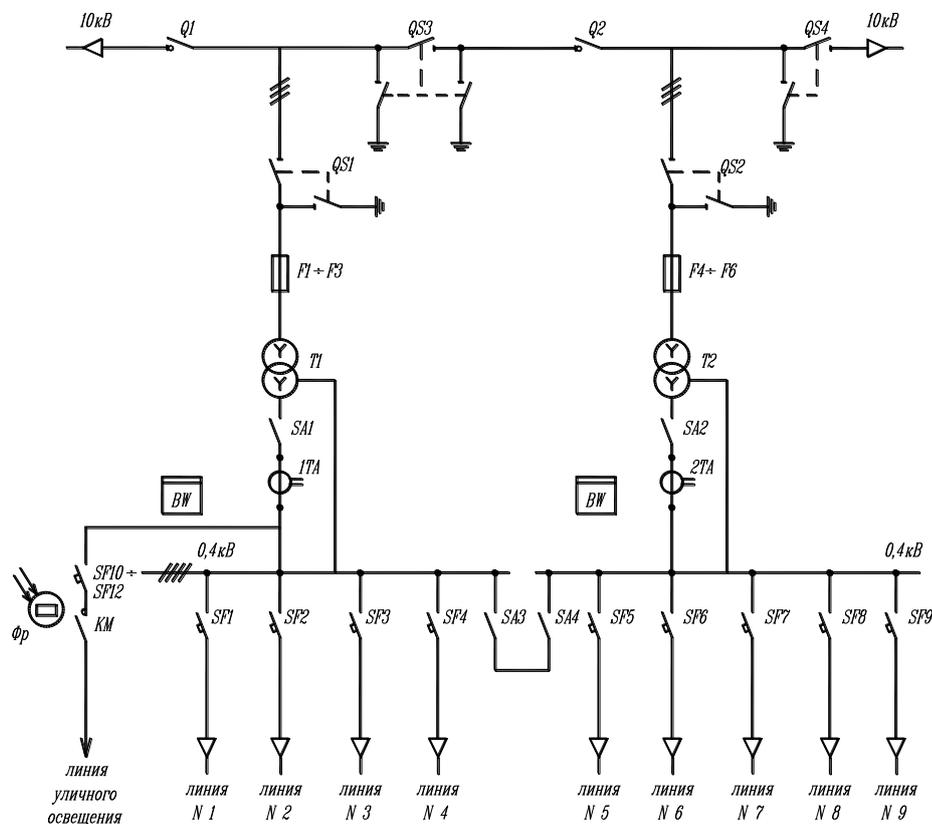


Рисунок 3 – Принципиальная схема ЗТП 6 кВ с 2-мя трансформаторами

Обслуживание ввода 6-10 кВ и щита 0,38 кВ осуществляется через двери отсеков, а осмотр и ремонт щита со стороны камеры трансформатора. Присоединение к сетям может быть выполнено транзитом.

ТП имеют закрытое исполнение простейшей конструкции, т.е. выполняются отдельстоящими одноэтажными зданиями. Несущие стены из кирпича, фундаменты из стандартных бетонных блоков. Силовые трансформаторы и щит 0,38 кВ располагаются в отдельных помещениях.

В ЗТП на стороне высокого напряжения силовой трансформатор присоединяется к линии через выключатель нагрузки и предохранители. В схеме ЗТП проходящего типа в цепях линий предусматриваются: разъединитель в линии основного питания и выключатель нагрузки в линии

резервного питания. Линии 0,4 кВ присоединяются к сборным шинам через автоматические выключатели. В схеме предусматриваются: защита от однофазных коротких замыканий на нулевой провод, защита от неполнофазных режимов, автоматическое управление уличным освещением.

Все оборудование подстанции размещается внутри помещений, в отсеках силового трансформатора РУ 6 и 0,4 кВ. Выводы линий 6 и 0,4 кВ выполняются воздушными и кабельными. ЗТП оборудуются соответствующими блокировками, обеспечивающими безопасное обслуживание. В ЗТП данной конструкции возможна замена оборудования на оборудование другой мощности, типа и других заводов-изготовителей без каких-либо переустройств ТП.

Для приема и распределения электроэнергии в общественных зданиях и жилых домов используются вводно-распределительные панели шкафного типа одностороннего обслуживания типа ВРУ, к которым и подходят линии от ТП.

## 4 РЕКОНСТРУКЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 6 КВ ЧАСТИ ГОРОДА ОБЛУЧЬЕ

Питающие сети 6-10 кВ используются в системах электроснабжения промышленных и коммунальных предприятиях, а так же для питания городской (сельской) распределительной сети общего пользования.

Распределительную сеть 6 кВ г. Облучье также планируется реконструировать. Это связано, прежде всего, с изменением требований, предъявляемых к надежности электроснабжения коммунально-бытовых потребителей, в частности жилых многоквартирных домов. А также с тем, что сеть 6 кВ проходит через центр города в воздушном исполнении с неизолированными проводами. Для увеличения надежности предлагается из 2-х фидеров создать кольцевую сеть с прокладкой кабеля 6 кВ.

Другая причина реконструкции обусловлена большой сложностью самой распределительной сети. Усложнение ее происходило постепенно по мере расширения границ городка. Вследствие этого сооружались новые ТП, а старые не демонтировались и продолжают работать по сей день.

В предыдущей характеристике схемы упоминалось о том, что весь центральный район города питается по 2-м магистральным фидерам, которые имеют очень большую протяженность. И теперь, когда нагрузки резко возросли, токи, протекающие по фидеру, значительно превышают значение длительно допустимого тока по нагреву. Из-за большой протяженности магистрального фидера и несоответствия его пропускной способности передаваемой мощности, в часы вечернего максимума даже в центральной части города у потребителей наблюдается чрезмерное снижение уровня напряжения до 215-220 В в однофазной сети, а в удаленных районах посадка напряжения еще более значительна.

Питающая сеть 6 кВ будет иметь смешанное исполнение, как и сеть 0,4 кВ. Линия 6 кВ Ф-136, питающая однострансформаторные подстанции, остает-

ся в воздушном исполнении, на ней неизолированный провод АС-50 заменяется на СИП-3.

Центральная электрическая сеть 6 кВ, объединяющая двухтрансформаторные подстанции, будет выполнена кабельными линиями. На плане отмечены опоры с муфтами, через которые осуществляются переходы из воздушной сети в кабельную сеть.

#### 4.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 6 кВ ТП

Нагрузка ТП приведенная к напряжению 6 кВ определяется с учётом потерь в трансформаторах.

Полные активные потери определяются по следующей формуле:

$$, (28) \Delta P_T = \Delta P_X + \left(\frac{S_{\Sigma ТП}}{S_{НОМ.Т}}\right)^2 \cdot \Delta P_K$$

где – активные потери холостого хода;  $\Delta P_X$

– активные потери короткого замыкания;  $\Delta P_K$

$S_{\Sigma ТП}$  - суммарная нагрузка ТП (табл. 7);

$S_{НОМ.Т}$  - номинальная мощность трансформатора.

Полные реактивные потери определяются по следующей формуле:

$$, (29) \Delta Q_T = \frac{U_{k\%} \cdot S_{\Sigma ТП}^2}{100 \cdot S_{НОМ.Т}} + \frac{I_{xx\%} \cdot S_{НОМ.Т}}{100}$$

Нагрузка ТП на шинах ВН:

$$(30) S_{ТП(10кВ)} = \sqrt{(P_{р.ТП} + 2 \cdot \Delta P_T)^2 + (Q_{р.ТП} + 2 \cdot \Delta Q_T)^2}$$

Для примера определим нагрузку, приведенную к высокой стороне ТП №6.

$$\Delta P_{T1} = 1,05 + \left(\frac{445,12}{400}\right)^2 \cdot 5,5 = 2,75 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{T1} = \frac{4,5 \cdot 445,12^2}{100 \cdot 400} + \frac{2 \cdot 400}{100} = 30,69 \text{ квар};$$

Нагрузка ТП №6 на шинах ВН:

$$\text{кВА. } S_{ТП(10кВ)} = \sqrt{(427,26 + 2 \cdot 2,75)^2 + (124,81 + 2 \cdot 30,69)^2} = 471,12$$

Результаты расчета сведены в таблицы 10.

Таблица 10 – Электрическая нагрузка на стороне ВН ТП

№ ТП	$P_{\Sigma(6кВ)}$ , кВт	$Q_{\Sigma(6кВ)}$ , квар	$S_{\Sigma(6кВ)}$ , кВА	$S_{мп}$ , кВА	$\Delta P_T$ , кВт	$\Delta Q_T$ , Квар
ТП6	432,77	186,18	471,12	2x400	2,75	30,69
ТП7	292,34	123,78	317,47	1x400	4,09	18,34
ТП22	499,35	228,55	549,17	2x400	3,33	38,30
ТП8	535,37	190,13	568,13	2x400	3,55	41,11
ТП19	524,01	223,70	569,76	2x400	3,52	40,74
ТП25	707,99	270,67	757,96	2x630	4,72	57,33
ТП26	443,66	209,47	490,62	2x400	2,88	32,33
ТП31	298,45	119,18	321,36	1x400	4,17	18,62
ТП33	706,58	332,19	780,77	2x630	4,81	59,01
ТП37	420,38	190,25	461,42	1x630	5,81	28,73
ТП52	207,39	105,62	232,74	2x160	1,94	16,94

Расчетные электрические нагрузки городских сетей определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к РУ 6 кВ, на коэффициент участия в максимуме нагрузок.

$$P_{pPY6кВ} = 0,75 \cdot \Sigma P_{ТП} = 3801,2 \text{ кВт};$$

$$Q_{pPY6кВ} = 0,75 \cdot \Sigma Q_{ТП} = 1634,8 \text{ квар};$$

## 4.2 Расчет потокараспределения в электрической сети 6 кВ и выбор сечений питающих линий

Для питания потребителей города Облучье используются питающие сети 6 кВ

Произведем выбор сечений линий 6 кВ.

Выбор производится аналогично выбору сечений линий 0,4 кВ. По условиям нагрева сечение провода не должно быть менее  $35 \text{ мм}^2$ .

Реконструкция линий производится по фидерам №136 и №140 6 кВ.

Потокараспределение считается на все участке и каждом ответвлении, отходящем от данного фидера. Схема замещения для расчета приведена на рисунке 3.

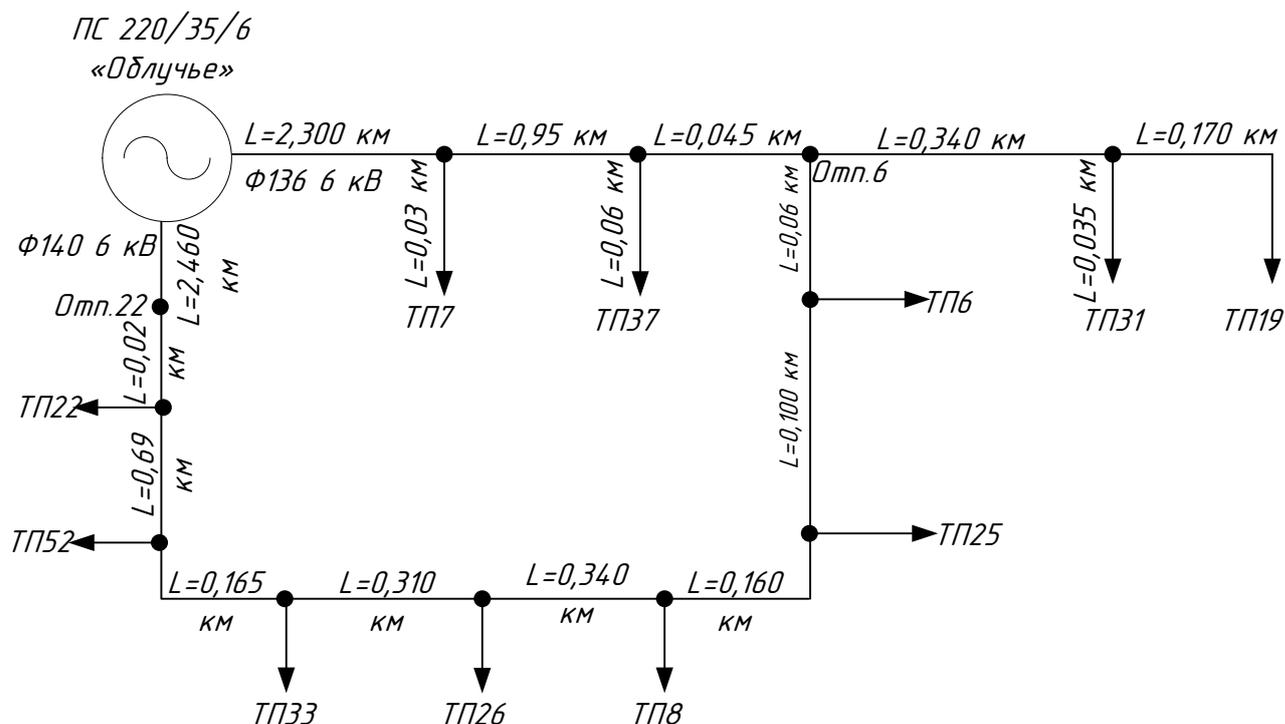


Рисунок 4 – Схема замещения для расчета потокараспределения

Приведем пример расчета сечения провода для головного участка Ф №140 ПС Облучье – отп. ТП22. Результаты расчета потораспределений и выбора сечений для остальных участков, в том числе и ответвлений от фидера, выполнены в Excel 2016 и сведены в таблицу 11.

$$\begin{aligned}
& P_{mn22} \cdot (l_2 + l_3 + l_4 + l_5 + l_6 + l_7 + l_8 + l_9 + l_{10}) + P_{mn52} (l_3 + l_4 + l_5 + l_6 + l_7 + l_8 + l_9 + l_{10}) + \\
& P_{mn33} (l_4 + l_5 + l_6 + l_7 + l_8 + l_9 + l_{10}) + P_{mn26} (l_5 + l_6 + l_7 + l_8 + l_9 + l_{10}) + \\
& P_8 (l_6 + l_7 + l_8 + l_9 + l_{10}) + P_{mn25} (l_7 + l_8 + l_9 + l_{10}) + P_{mn6} (l_8 + l_9 + l_{10}) + \\
P_{p.\Phi 140} = & \frac{P_{mn37} (l_9 + l_{10}) + P_{mn37} \cdot l_{10}}{L_{\text{СУММ}}} = \\
= & 4520 \text{ кВт};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& Q_{mn22} \cdot (l_2 + l_3 + l_4 + l_5 + l_6 + l_7 + l_8 + l_9 + l_{10}) + Q_{mn52} (l_3 + l_4 + l_5 + l_6 + l_7 + l_8 + l_9 + l_{10}) + \\
& Q_{mn33} (l_4 + l_5 + l_6 + l_7 + l_8 + l_9 + l_{10}) + Q_{mn26} (l_5 + l_6 + l_7 + l_8 + l_9 + l_{10}) + \\
& Q_8 (l_6 + l_7 + l_8 + l_9 + l_{10}) + Q_{mn25} (l_7 + l_8 + l_9 + l_{10}) + Q_{mn6} (l_8 + l_9 + l_{10}) + \\
Q_{p.\Phi 140} = & \frac{Q_{mn37} (l_9 + l_{10}) + Q_{mn37} \cdot l_{10}}{L_{\text{СУММ}}} = \\
= & 1980 \text{ кВар};
\end{aligned}$$

$$I_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3184,37^2 + 1377,63^2}}{\sqrt{3} \cdot 6} = 333,87 \text{ А};$$

Взамен провода АС принимается СИП 3 сечением 120 мм<sup>2</sup>.

$$I_{\text{н.р.}} \leq 1,35 \cdot I'_{\text{дл.доп.}};$$

$$333,87 \leq 1,35 \cdot 340 \text{ А.}$$

Таблица 11 – Выбор сечений и марок питающих линий 6 кВ

Участок	L <sub>уч.</sub> , км	P <sub>уч.</sub> , кВт	Q <sub>уч.</sub> , кВар	I <sub>н.р.</sub> , А	I <sub>дл.доп.</sub> , А	Сечение	Марка
1	2	3	4	5	6	7	8
ПС-отп.ТП22 (Φ-140)	2,46	3184,37	1377,63	333,87	340	120	СИП-3
отп.ТП22-ТП22	0,02	3184,37	1377,63	333,87	335	150	АПВПг
ТП22-ТП52	0,69	2685,02	1149,08	281,04	295	120	АПВПг
ТП52-ТП33	0,165	2477,63	1043,46	258,70	295	120	АПВПг
ТП33-ТП26	0,310	1771,05	711,27	183,65	210	70	АПВПг
ТП26-ТП8	0,340	1327,39	501,81	136,55	210	70	АПВПг
ТП8-ТП25	0,160	979,03	399,60	101,76	210	70	АПВПг

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП25-ТП6	0,100	1687,02	670,26	174,68	210	70	АПВПг
отп.ТП6-ТП6	0,06	2119,78	856,45	220,00	295	120	АПВПг
ПС-отп.ТП7 (Ф-136)	2,3	3330,39	1412,88	338,12	340	120	СИП-3
отп.ТП7-ТП7	0,03	292,34	123,78	30,55	160	35	СИП-3
отп.ТП7-отп.37	0,95	3038,04	1289,10	317,57	340	120	СИП-3
отп.ТП37- ТП37	0,06	420,38	190,25	44,40	160	35	СИП-3
отп.ТП37- отп.ТП6	0,045	2617,67	1098,84	273,19	300	95	СИП-3
отп.ТП6- отп.ТП31	0,34	822,46	342,87	85,75	160	35	СИП-3
отп.ТП31- ТП31	0,035	298,45	119,18	30,92	160	35	СИП-3
отп.ТП31- ТП19	0,170	524,01	223,70	54,83	160	35	СИП-3

Далее осуществляется проверка, принятых кабелей проводов по потере напряжения и потерям электроэнергии в сетях 6 кВ.

Таблица 12– Потери напряжения и мощности в линиях

Номер ТП	L, км	Ip, А	r <sub>0</sub> , Ом/км	Потери напряжения, %	Потери энергии кВт*ч	Принятый провод
1	2	3	4	5	6	7
ПС-отп.ТП22 (Ф-140)	2,46	333,87	0,369	9,86	637465,69	СИП 3 (1x120)
отп.ТП22- ТП22	0,02	333,87	0,2	0,04	2809,02	АПВПГ (3x150)
ТП22-ТП52	0,69	281,04	0,24	1,34	82401,89	АПВПГ (3x120)
ТП52-ТП33	0,165	258,70	0,24	0,29	16696,62	АПВПГ (3x120)
ТП33-ТП26	0,310	183,65	0,42	0,66	27665,17	АПВПГ (3x70)
ТП26-ТП8	0,340	136,55	0,42	0,54	16774,60	АПВПГ (3x70)
ТП8-ТП25	0,160	101,76	0,42	0,19	4383,93	АПВПГ (3x70)

1	2	3	4	5	6	7
ТП25-ТП6	0,100	174,68	0,42	0,20	8073,77	АПВПГ (3x70)
отп.ТП6-ТП6	0,06	220,00	0,24	0,09	4390,85	АПВПГ (3x120)
ПС-отп.ТП7 (Ф-136)	2,3	338,12	0,369	9,34	611274,77	СИП 3 (1x120)
отп.ТП7-ТП7	0,03	30,55	0,986	0,03	173,92	СИП 3 (1x35)
отп.ТП7- отп.37	0,95	317,57	0,369	3,62	222725,25	СИП 3 (1x120)
отп.ТП37- ТП37	0,06	44,40	0,986	0,08	734,74	СИП 3 (1x35)
отп.ТП37- отп.ТП6	0,045	273,19	0,466	0,18	9859,81	СИП 3 (1x95)
отп.ТП6- отп.ТП31	0,34	85,75	0,986	0,83	15529,76	СИП 3 (1x35)
отп.ТП31- ТП31	0,035	30,92	0,986	0,03	207,86	СИП 3 (1x35)
отп.ТП31- ТП19	0,170	54,83	0,986	0,26	3174,70	СИП 3 (1x35)

Суммарные потери электроэнергии:

$$\Delta W_{\Sigma \text{ВЛ } 6 \text{ кВ}} = 1664,34 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Как было сказано выше, в качестве питающих линий будем использовать СИП-3 6 кВ и кабель АПВПГ.

Применение изолированных проводов позволяет уменьшить трудозатраты по выполнению нормативных требований к устройству заземлений, что особенно важно при реконструкции или расширении существующих низковольтных сетей, выполненных на железобетонных опорах.

Прокладка кабеля и создание кольцевой сети – позволит увеличить надежность и высокую пропускную способность.

## 5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для выбора коммутационного оборудования и проверки его на динамическую и термическую стойкость к действию токов короткого замыкания, а также для выбора и проверки уставок релейной защиты и автоматики необходимо произвести расчет токов КЗ. Причем, нужно рассчитать токи КЗ отдельно для высоковольтной и низковольтной сети.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока в месте КЗ составляет:

$$I_{\Pi 0} = \frac{E''_{\text{ЭК}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X_{\text{R}}^2 + R_{\text{R}}^2}} \quad (31)$$

Ударный ток в месте КЗ определится как:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi 0} \cdot K_{\text{уд}} \quad (32)$$

где  $K_{\text{уд}}$  – ударный коэффициент, который можно определить в общем случае как:

$$K_{\text{уд}} = (1 + e^{-0,01/T}) \quad (33)$$

Параметры элементов схемы замещения при расчете токов КЗ в именованных единицах будут равны каталожным данным.

Для определения сопротивления системы необходимо знать ток короткого замыкания на шинах РУ 6 кВ ПС Облучье. Таким образом, сопротивление системы определится как:

$$(34) X_c = \frac{U_{\text{cp}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}}}$$

При электроснабжении электроустановки от энергосистемы через понижающий трансформатор начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ ( $I_{\Pi 0}$ ) без учета подпитки от электродвигателей следует определять по формуле:

$$I_{\text{П0}} = \frac{U_{\text{СРНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} \quad (35)$$

Начальное значение периодической составляющей тока однофазного КЗ от системы, следует рассчитывать по формуле:

$$I_{\text{П0}}^{(1)} = \frac{U_{\text{СРНН}} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}} \quad (36)$$

### 5.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 6 кВ

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

Расчет тока КЗ произведен:

- 1) на шинах 6 кВ ПС Облучье
- 2) Ф 140 от ПС до ТП-22;
- 3) на шинах остальных ТП.

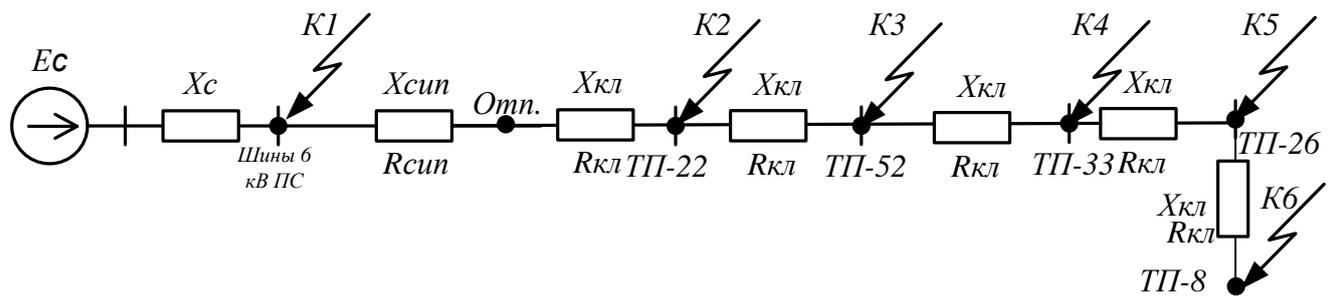


Рисунок 5 – Схема замещения участка 6 кВ

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

$$X_c = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{отк}}} \quad (37)$$

где  $I_{\text{отк}}$  – отключающая способность выключателя на головном участке сети.

$$I_{\text{отк}} = 12,5 \text{ кА}$$

$$\text{Ом } X_c = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 12,5} = 0,291$$

Расчет производится для т.К2, для остальных точек расчет аналогичен и выполнен в программе Excel 2010, результаты расчетов представлены в таблице 12.

Длины линий:

- длина линии от ПС до отп.22:  $L_{отп22.л} = 2,46$  км

- длина линии отп.22 до ТП22:  $L_{отп22.л} = 0,02$  км

Удельные сопротивления линий от ПС до отп.22:

СИП 3 1x120 мм:

$$x_{СИП3-120} = 0,278 \text{ Ом/км}, \quad r_{СИП3-120} = 0,369 \text{ Ом/км}$$

Удельные сопротивления линий от отп.22 до ТП 22:

АПВПГ (3x150):

$$x_{кл150} = 0,074 \text{ Ом/км}, \quad r_{кл150} = 0,2 \text{ Ом/км}$$

Активные и индуктивные сопротивления линий:

$$\text{Ом}; X_{ПС-отп.22} = L_{отп.22.л} \cdot x_{СИП3-120} = 2,46 \cdot 0,278 = 0,684$$

$$\text{Ом}; X_{отп.22-ТП22} = L_{отп.22-ТП22} \cdot x_{кл150} = 0,02 \cdot 0,074 = 0,0015$$

$$R_{ПС-отп.22} = 0,908 \text{ Ом};$$

$$R_{отп.22-ТП22} = 0,004 \text{ Ом.}$$

Полное индуктивное и активное сопротивления до характерных точек КЗ:

$$X_{\Sigma ТП22} = X_C + X_{отп.22} + X_{ТП22} = 0,291 + 0,684 + 0,0015 = 0,9765 \text{ Ом};$$

$$R_{\Sigma ТП22} = R_{ПС-отп.22} + R_{отп.22-ТП22} = 0,912 \text{ Ом};$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени:

$$I_{ПО.К1}^{(3)} = \frac{U_{СРНН}}{\sqrt{3} \cdot X_C} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 0,291} = 12,5 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ПО.К2}}^{(3)} = \frac{U_{\text{СРНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma\Pi22}^2 + X_{\Sigma\Pi22}^2}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,912^2 + 0,9765^2}} = 2,74 \text{ кА}$$

Определим постоянную затухания аperiodической составляющей:

$$T_{\text{ак1}} = 0,015 \text{ с}$$

$$\text{с } T_{\text{ак2}} = \frac{X_{\Sigma\Pi22}}{\omega \cdot R_{\Sigma\Pi22}} = \frac{0,9765}{314 \cdot 0,912} = 0,0034$$

Коэффициент затухания аperiodической составляющей:

$$\lambda_{\text{к1}} = e^{\frac{-0,01}{T_{\text{ак1}}}} = e^{\frac{-0,01}{0,015}} = 0,513$$

$$\lambda_{\text{к2}} = e^{\frac{-0,01}{T_{\text{ак2}}}} = e^{\frac{-0,01}{0,0034}} = 0,053$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$i_{\text{удк1}} = (1 + \lambda_{\text{к1}}) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО.К1}}^{(3)} = 1,513 \cdot \sqrt{2} \cdot 12,5 = 26,75 \text{ кА}$$

$$i_{\text{удк2}} = (1 + \lambda_{\text{к2}}) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО.К2}}^{(3)} = 1,053 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,74 = 4,08 \text{ кА}$$

Далее рассчитывается двухфазный ток короткого замыкания, он необходим при выборе средств релейной защиты и автоматики.

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$; (38) I_{\text{к}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{к}}^{(3)}$$

$$I_{\text{ПО.К1}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{ПО.К1}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 12,5 = 10,82 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ПО.К2}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,74 = 2,37 \text{ кА}$$

Таблица 13 – Результаты расчета токов КЗ на участках 6 кВ

Т. КЗ	$I_{\text{к}}^{(3)}$ , кА	$I_{\text{к}}^{(2)}$ , кА	$T_a$	$k_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}}$ , кА
-------	---------------------------	---------------------------	-------	-----------------	----------------------

K1	12,5	10,82	0,015	1,513	26,75
K2	2,74	2,37	0,0034	1,053	4,08
K3	2,41	2,09	0,003	1,035	3,53
K4	2,36	2,04	2,0029	1,032	3,44
K5	2,19	1,9	0,0027	1,024	3,17
K6	2,04	1,76	0,0026	1,017	2,93

Рассчитанные значения токов трехфазного и двухфазного КЗ используются для выбора устройств РЗА.

### 5.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ

При расчетах токов КЗ в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ допускается:

- использовать упрощенные методы расчетов, если их погрешность не превышает 10%;
- максимально упрощать и эквивалентировать всю внешнюю сеть по отношению к месту КЗ и индивидуально учитывать только автономные источники электроэнергии и электродвигатели, непосредственно примыкающие к месту КЗ;
- принимать коэффициенты трансформации трансформаторов равными отношению средних номинальных напряжений тех ступеней напряжения сетей, которые связывают трансформаторы;
  - не учитывать ток намагничивания трансформаторов;
  - не учитывать насыщение магнитных систем электрических машин;
  - не учитывать влияние синхронных и асинхронных электродвигателей или комплексной нагрузки, если их суммарный номинальный ток не превышает 1% начального значения периодической составляющей тока в месте КЗ, рассчитанного без учета электродвигателей или комплексной нагрузки [23].

Произведен расчет токов КЗ.

Параметры элементов схемы замещения при расчете токов КЗ в именованных единицах будут равны каталожным данным, при чём сопротивления принимаем в мОм.

Рассчитаем ток трёхфазного КЗ на шинах 0,4 кВ ТП №6 и ток однофазного КЗ на самом дальнем ВРУ питающегося от удалённой ТП №8.

Для расчета необходимо знать сопротивление системы, приведенное к стороне 0,4 кВ, которое мы определим по формуле:

$$X_C = \frac{U_{срнн}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{кз} \cdot U_{срвн}}, \quad (39)$$

где – ток КЗ на шинах 6 кВ ТП №6.  $I_{кз}$

$$X_C = \frac{400^2}{\sqrt{3} \cdot 2,74 \cdot 6300} = 5,351 \text{ мОм}$$

Определим остальные параметры схемы замещения.

Для ТП с трансформаторами ТМ-400/6:

$$R_T = \frac{U_{НОМ}^2 \cdot \Delta P_{КЗ}}{S_{ТНОМ}^2} = \frac{0,4^2 \cdot 5,5}{400^2} = 5,5 \text{ мОм.} \quad (40)$$

$$Z_T = \frac{U_{НОМ}^2 \cdot u_k}{S_{ТНОМ}} = \frac{0,4^2 \cdot 0,045}{400} = 18,0 \text{ мОм.} \quad (41)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{18,0^2 - 5,5^2} = 17,14 \text{ мОм.} \quad (42)$$

Переходное сопротивление принимаем  $R_{перех}=15$  мОм. Активное сопротивление автоматического выключателя с учётом сопротивления контактов  $R_{ав}=0,41$  мОм, реактивное сопротивление  $X_{ав}=0,13$  мОм

Для шин принимаем сопротивления:  $X_{ШТП} = 0,06$  мОм, мОм.  $R_{ШТП} = 0,1$

Суммарные сопротивления до точки КЗ:

$$X_{1СУМ} = X_C + X_T + X_{ШТП} + X_{ав} = 5,351 + 17,14 + 0,06 + 0,13 = 22,681 \text{ мОм.}$$

$$R_{1СУМ} = R_T + R_{ШТП} + R_{ПЕР} + R_{ав} = 5,5 + 0,1 + 15 + 0,41 = 21,01 \text{ мОм.}$$

Определим ток трехфазного КЗ в начальный момент времени:

$$I_{ТП6}^{(3)} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1СУМ} + X_{1СУМ}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{21,01^2 + 22,681^2}} = 7,47 \text{ кА.}$$

$$T_{аТП6} = \frac{X_{\Sigma}}{\omega \cdot R_{\Sigma}} = \frac{22,681}{314 \cdot 21,01} = 0,0035 \text{ с}$$

$$\lambda_{ТП6} = e^{\frac{-0,01}{T_{ТП6}}} = e^{\frac{-0,01}{0,003}} = 0,057$$

Ударный ток определяется по выражению:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot (1 + \lambda_{ТП1}) \cdot I_T^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,057 \cdot 7,47 = 11,17 \text{ кА.}$$

Далее определяется ток однофазного КЗ.

Сопротивления прямой последовательности схемы замещения для ТП №8:

$$X_C = \frac{400^2}{\sqrt{3} \cdot 2,04 \cdot 6300} = 7,19 \text{ МОм}$$

Сопротивление трансформаторов на ТП №8 мощностью 400 кВА:

$$R_T = \frac{0,4^2 \cdot 5,5}{400^2} = 5,5 \text{ МОм.}$$

$$Z_T = \frac{U_{НОМ}^2 \cdot u_k}{S_{ТНОМ}} = \frac{0,4^2 \cdot 0,045}{400} = 18 \text{ МОм.}$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{18^2 - 5,5^2} = 17,14 \text{ МОм.}$$

Определим сопротивление кабельной линии от ТП 8 до ввода одного из жилых домов по ул. Садовая 3. Линия имеет сечение  $95 \text{ мм}^2$ , удельное активное сопротивление  $0,31 \text{ Ом/км}$ , удельное реактивное сопротивление  $0,06 \text{ Ом/км}$ , длина петли ориентировочно  $400 \text{ м}$ .

$$X_{кл} = 0,4 \cdot 0,06 = 24 \text{ МОм}$$

$$R_{СИП2} = 0,4 \cdot 0,31 = 124 \text{ МОм}$$

Остальные параметры схемы замещения такие же.

Ток однофазного КЗ в начальный момент времени:

$$I_{\text{ТП65-ЖД}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 129,5 + 377,5)^2 + (2 \cdot 48,33 + 96,33)^2}} = 1,04 \text{ кА}$$

Для остальных конечных точек на шинах 0,4 кВ расчет производить не обязательно. Значения токов КЗ будут меньше.

## 6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ РУ 6 КВ

В ходе реконструкции линий Ф136 и Ф140 6 кВ ПС 220/35/6 кВ «Облучье», питающих центральную часть г. Облучье, рассматривается возможность замены оборудования в ячейке КРУ, приходящегося на Ф140 и Ф136.

Предполагается замена выключателя 6 кВ, трансформаторов тока 6 кВ совместно с приборами учета.

### 6.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель — коммутационный аппарат, предназначенный для оперативных включений и отключений отдельных цепей или электрооборудования в энергосистеме, в нормальных или аварийных режимах, при ручном дистанционном или автоматическом управлении.

Выбор осуществляется по напряжению, которое остается 6 кВ.

При выборе по номинальному току требуется соблюдать условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ан.ном}} \quad (43)$$

где  $I_{\text{раб.мах}}$  — максимально возможный рабочий ток присоединения.

По динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{мах}} \quad (44)$$

где  $i_{\text{мах}}$  — максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_K = I_{\text{нО}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (45)$$

где  $t_{\text{откл}}$  — время отключения выключателя;

$T_a$  — постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Номинальное значение тока проходящего через выключатель на Ф136:

$$I_{ном136} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{3330,4^2 + 1413^2}}{\sqrt{3} \cdot 6} = 348,1 \text{ А}$$

Номинальное значение тока проходящего через выключатель на Ф140:

$$I_{ном140} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{3184,37^2 + 1377,63^2}}{\sqrt{3} \cdot 6} = 334 \text{ А}$$

Выбираются вакуумные выключатели на стороне 6 кВ.

Выбираем вакуумный выключатель типа ВВЭМ -10-20/630-У3.

$$12,5 \leq 20 \text{ А.}$$

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя по формуле (45):

$$B_K = 12,5^2 \cdot (0,015 + 1,2 + 0,03) = 190,3 \text{ кА}^2\text{с.}$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{К.в} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с. (46)}$$

Сопоставление приведено в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор и проверка выборе выключателей 6 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	ВВЭМ -10-20/630-У3	
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рmax} = 348,1 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{уд} = 26,75 \text{ кА}$	$i_{скв} = 52 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_K = 190,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К.ном} \geq B_K$
$I_{но} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$I_{нт} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$

## 6.2 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для понижения первичного тока до стандартной величины и для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока выбираются по классу напряжения и максимальному рабочему току. Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей. Также трансформаторы тока выбираются по конструкции и классу точности и проверяются по динамической устойчивости, по термической устойчивости и по вторичной нагрузке [13].

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

Трансформаторы тока выбираются с вторичным током 5 А и двумя сердечниками.

1) Проверка по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{1ном} \cdot K_{эд}, \quad (47)$$

где  $K_{эд}$  – кратность электродинамической стойкости (по каталогу);

$I_{1ном}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока.

2) Проверка по термической стойкости:

$$B_K \leq (K_m \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_m, \quad (48)$$

где  $K_m$  – кратность термической стойкости;

$t_m$  – время термической стойкости.

3) Проверка по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (49)$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Сопrotивление вторичной нагрузки ( $Z_2$ ) определяется по формуле:

$$Z_2 = Z_{приб} + Z_{пров} + Z_K, (50)$$

где  $Z_K$  – переходное сопротивление контактов, принимают 0,05 Ом при установке до трех приборов и 0,1 Ом при установке более 3-х приборов;

$Z_{приб}$  – сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов и реле;

$Z_{пров}$  – сопротивление соединительных проводов.

Прежде чем приступить к проверке трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов.

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

Приборы данной серии подключаются непосредственно к трансформаторам тока или трансформаторам напряжения, они имеют возможность установки по интерфейсу RS485 и индуцируют значения измеряемых сигналов с учетом установленных коэффициентов трансформации.

Выбирается трансформатор тока 6 кВ.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 6 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	-	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	ЦЭ6850М	0,1	-	0,1
Счетчик РЭ				
ИТОГО		1,6	0,5	1,6

Из таблицы 15 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Выбираем ТТ ТОЛ-6, который предназначен для установки в КРУ, с первичным током 400 А.

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ в точке К1 по формулам (45), (46):

$$B_K = 12,5^2 \cdot (3 + 0,015) = 463,58 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Мощность вторичной обмотки  $S_{2H} = 30 \text{ ВА}$ .

Номинальное сопротивление вторичной обмотки определяется как:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом} \quad (51)$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1,6}{25} = 0,064 \quad (52)$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  – вторичный номинальный ток приборов.

Выбирается провод АКРВГ сечением  $q=4 \text{ мм}^2$  с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением  $\rho=0,0283$ . Длина проводов принимается  $l=55 \text{ м}$ .

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q} = \frac{0,0283 \cdot 55}{4} = 0,389 \text{ Ом}, \quad (53)$$

Расчетное значение вторичной нагрузки по формуле (50):

$$Z_2 = 0,064 + 0,389 + 0,1 = 0,553 \text{ Ом}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных трансформатора тока 6 кВ приведено в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор трансформатора тока 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном.р} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном.р}$
$I_{ном} = 400 \text{ А}$	$I_{рmax} = 348,1 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$Z_{2H} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{Нр} = 0,553 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Нр}$
$B_{Кн} = 2975,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Кр} = 463,58 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Кн} \geq B_{Кр}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 26,75 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$

Выбранный трансформатор тока соответствует расчетным условиям.

Полную замену ячейки КРУ 6 кВ осуществляется нет необходимости, она соответствует современным требованиям.

## 7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА АППАРАТУРЫ ТП

Для обеспечения надежной и постоянной работы электрической аппаратуры и токоведущих частей, установленных на трансформаторных подстанциях, необходимо выбрать их по условиям длительной работы и проверить по режиму протекания через них максимальных токов КЗ.

### 7.1 Выбор предохранителей

Для защиты трансформатора от токов короткого замыкания на высокой стороне устанавливаются предохранители.

Выбор предохранителей производится по:

- напряжению;
- току предохранителя (основания);
- номинальному току плавкой вставки.

Номинальный ток плавкой вставки выбирается так, чтобы в нормальном режиме и при допустимых перегрузках отключения не происходило, а при длительных перегрузках и КЗ цепь отключалась возможно быстрее. При этом соблюдаются условия избирательности защиты.

Номинальный ток предохранителя согласуется с выбранным номинальным током плавкой вставки [13].

Предохранители выбранные по нормальному режиму, проверяются по предельно отключаемому току.

Ток плавкой вставки предохранителя определяется выражением:

$$I_{пл.вст} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} \times U_{ном}}, \quad (54)$$

где – номинальная мощность трансформатора;  $S_{тр}$

– номинальное напряжение сети.  $U_{ном}$

Ток плавкой вставки округляется до ближайшего стандартного значения в большую сторону.

Например, для трансформатора 400 кВА, установленного на ТП №6:

$$I_{пл.вст} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 6} = 38,5 \text{ А};$$

Примем к установке кварцевый токоограничивающий предохранитель типа ПКТ-102, результаты проверки сведены в таблицу 17.

Таблица 17 - Выбор предохранителей на стороне 6 кВ ТП 6/0,4

Паспортные данные	Расчётные данные	Условия проверки
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_p$
$I_{ном.} = 40 \text{ А}$	$I_{пл.вст} = 38,5 \text{ А}$	$I_{ном.} \geq I_{пл.вст}$
$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{по} = 2,74 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{откл.ном} \geq I_{по}$

Выбор предохранителей для ТП с другими значениями номинальной мощности трансформатора выполняется аналогично. Результаты выбора предохранителей сведены в таблицу 18.

Таблица 18 - Предохранители на стороне 6 кВ

№ ТП	$S_{тр}$ , кВА	$I_{расч}$ , А	$I_{пл.вст}$	Марка
ТП 25, ТП 33, ТП 37	ТМ - 630/6	60,6	80	ПКТ-103
ТП 6, ТП 7, ТП 22, ТП 8, ТП 19, ТП 26, ТП 31	ТМ - 400/6	38,5	40	ПКТ-102
ТП 52	ТМ 160/6	15,4	20	ПКТ-101

Предохранители типа ПКТ (с кварцевым песком) изготавливают на напряжения (6÷35) кВ и номинальные токи (40 ÷ 400) А. Наиболее широкое распространение получили предохранители ПКТ-101 на 6 кВ, устанавливаемые на стороне высшего напряжения сельских трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ.

Также на каждой ТП выбираем предохранители по расчетному току, для защиты распределительных линий 0,4 кВ, при условии:

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР}, \quad (55)$$

где – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;  $I_B$

$I_{номПР}$  – номинальный ток предохранителя.

Расчетный ток определяем по формуле:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$$

где – максимальная мощность, которая может протекать через оборудование, т.е. с учётом аварийных ситуаций.  $S_{\Sigma}$

Расчет и выбор предохранителей покажем на примере линии Ф1 от ТП №6. Для данного фидера расчетный ток равен 45,47 А.

Выбирается плавкая вставка предохранителя на номинальный ток 50 А. К установке принимается предохранитель марки ПН2-100.

Расчетные токи для всех фидеров определены в п. 3.2.

Выбор предохранителей на стороне 0,4 кВ сведен в таблицу 19.

Таблица 19 – Выбор предохранителей

Номер ТП	№ фидера	Ток линии	Тип предохранителя	$I_{номПР}, А$	$I_B, А$
1	2	3	4	5	6
ТП6	1	45,47	ПН2-100	100	50
	2	103,10	ПН2-250	250	150
	3	232,05	ПН2-250	250	250
	4	36,07	ПН2-100	100	40
ТП7	1	111,67	ПН2-250	250	150
	2	188,31	ПН2-250	250	200
	3	164,06	ПН2-250	250	200
ТП22	1	42,39	ПН2-100	100	50
	2	108,86	ПН2-250	250	150
	3	110,01	ПН2-250	250	150
	4	266,34	ПН2-400	400	300
ТП8	1	211,97	ПН2-250	250	250
	2	142,06	ПН2-250	250	150
	3	22,43	ПН2-100	100	31,5
	4	238,16	ПН2-250	250	250
	5	103,46	ПН2-250	250	150

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6
ТП19	1	182,57	ПН2-250	250	200
	2	206,26	ПН2-250	250	250
	3	44,16	ПН2-100	100	50
ТП25	1	94,33	ПН2-100	100	100
	2	52,75	ПН2-100	100	63
	3	118,13	ПН2-250	250	150
	4	204,02	ПН2-250	250	250
	5	203,70	ПН2-250	250	250
	6	149,09	ПН2-250	250	150
ТП26	1	95,70	ПН2-100	100	100
	2	219,42	ПН2-250	250	250
	3	24,94	ПН2-100	100	31,5
	4	202,89	ПН2-250	250	250
	5	177,88	ПН2-250	250	200
ТП31	1	56,52	ПН2-100	100	63
	2	54,57	ПН2-100	100	63
	3	169,57	ПН2-250	250	200
	4	187,19	ПН2-250	250	200
ТП33	1	186,36	ПН2-250	250	200
	2	115,50	ПН2-250	250	150
	3	68,44	ПН2-100	100	80
	4	114,22	ПН2-250	250	150
	5	137,08	ПН2-250	250	150
	6	118,43	ПН2-250	250	150
	7	101,55	ПН2-250	250	150
	8	174,79	ПН2-250	250	200
ТП37	1	301,03	ПН2-400	400	400
	2	158,11	ПН2-250	250	150
	3	186,00	ПН2-250	250	200
	4	18,67	ПН2-100	100	31,5
ТП52	1	156,29	ПН2-250	250	200

После выбора предохранители необходимо проверить по следующим параметрам:

- по согласованию с сечением проводника;
- по разрушающему действию трехфазных токов КЗ;
- по чувствительности к токам КЗ [13].

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{дл.доп}. \quad (56)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$(57) I_{но}^{(3)} \leq I_{отк}$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$(58) I_{но}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B$$

Проверим предохранители на ТП №6: ПН2-250/150.

Его справочные данные:

$$I_{отк} = 40 \text{ кА}, \text{ А. } I_B = 250$$

Длительно допустимый ток защищаемой линии  $I_{дл.доп} = 160 \text{ А}$ .

$$\text{Токи КЗ кА. } I_{но}^{(3)} = 7,47$$

Проверка по согласованию с сечением проводника:

$$150 \leq 3 \cdot 160 \text{ А}$$

Проверка по разрушающему действию трехфазных токов КЗ:

$$7,47 \leq 40 \text{ А}$$

Проверка по чувствительности к токам КЗ:

$$1,04 \geq 3 \cdot 0,25 \text{ А.}$$

Так как все условия выполняются, то можно сделать вывод, что предохранитель выбран правильно.

Предохранители с меньшим номинальным током имеют большую отключающую способность, т.е. они также пройдут по всем условиям.

## 7.2 Выбор автоматических выключателей

Для защиты отходящих от ТП линий 0,4 кВ используются автоматические выключатели типа ВА. Выключатели предназначены для проведения тока цепи в нормальных режимах и для автоматического отключения электроустановок при перегрузках и токах КЗ, чрезмерных понижениях напряжения и других аварийных режимах. Возможно использование автоматов для нечастых (6-30 раз в сутки) оперативных включений и отключений цепей.

Выбор автоматических выключателей производится по напряжению, номинальному току; конструктивному исполнению; коммутационной способности; включаемому току; термической стойкости.

На каждой ТП выбираются автоматические выключатели по расчетному току:

$$I_{\text{ном. расч}} \geq I_{\text{р.}}, \quad (59)$$

где  $I_{\text{р}}$  – максимальный рабочий ток.

Номинальный ток расцепителя должен быть не меньше наибольшего расчетного тока нагрузки, длительно протекающего по защищаемому элементу.

Расчет приведен на примере ТП №6.

$$I_{\text{р}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{445,1}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 642,5 \text{ А}$$

Принимается автоматический выключатель серии ВА53-41 с  $I_{\text{ном.в}} = 1000 \text{ А}$ .

Результаты расчета сводятся в таблицу 20.

Таблица 20 – Выбор автоматических выключателей

№ ТП	$S_{ТП}$ , кВА.	$I_p$ , А	$I_{ном. расц}$ , А	Марка выключателя
ТП6	445,12	642,49	1000	ВА53-41
ТП7	297,22	429,01	630	ВА53-41
ТП22	515,58	744,19	1000	ВА53-41
ТП8	539,19	778,27	1000	ВА53-41
ТП19	536,17	773,92	1000	ВА53-41
ТП25	715,76	933,13	1000	ВА53-41
ТП26	461,22	665,74	1000	ВА53-41
ТП31	301,45	435,12	630	ВА53-41
ТП33	729,11	952,42	1000	ВА53-41
ТП37	429,79	620,37	630	ВА53-41
ТП52	215,8	311,48	630	ВА53-41

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

$$i_{уд} \leq i_{дин}$$

Наименьшая предельная коммутационная способность выбранных автоматических выключателей 135 кА, что явно больше максимального тока трехфазного КЗ, поэтому проверку проводить не обязательно.

### 7.3 Выбор выключателей нагрузки

Выключатель нагрузки (ВН) – это простейший высоковольтный выключатель, который используется для отключения и включения цепей, находящихся под нагрузкой. Дугогасительные устройства данных выключателей рассчитаны на гашение маломощной дуги, возникающей при отключении тока нагрузки. Их нельзя применять для отключения токов короткого замыкания. Чтобы разорвать цепь в случае возникновения короткого замыкания, последовательно с выключением нагрузки устанавливаются высоковольтные предохранители ПКТ.

Для городских сетей с воздушными и кабельными сетями в ЗТП 6/0,4 кВ на стороне высшего напряжения предполагается установка вакуумных выключателей нагрузки с пружинным приводом типа ВНР-10/630-20.

Технические характеристики данного вида выключателя нагрузки приведены в таблице 21.

Таблица 21 - Основные технические характеристики ВНР-10/630/20

Наименование параметра	Значение параметра
Номинальное напряжение и соответствующее ему наибольшее рабочее, , кВ $U_{ном}$	10/12
Номинальная частота тока, Гц	50
Номинальный рабочий ток, , А $I_{ном.}$	630
Ток динамической стойкости, кА $I_{дин.}$	51
Ток термической стойкости , кА $I_{терм.}$	20
Испытательное одноминутное напряжение, кВ:- для ножей заземления	42

Выбор и проверка выключателей нагрузки осуществляется по следующим условиям:

- по номинальному напряжению;
- по номинальному току;
- по электродинамической стойкости;
- по термической стойкости.

Осуществим проверку ВН на примере ТП №8.

Ток, проходящий через выключатель нагрузки, будет следующий:

$$I_{раб.мах.} = \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 6} = 38,5 \text{ А}$$

$$I_{ном} \geq I_{раб.мах} \quad (60)$$

$$630 \geq 38,5 \text{ кА}$$

Условие проверки выполняется.

Проверка на термическую стойкость выключателя нагрузки осуществляется по формуле (52):

$$B_k = 2,04^2 \cdot (1 + 0,15 + 0,0026) = 4,8 \text{ кА}^2\text{с}$$

Номинальная термическая стойкость:

$$B_{кном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 10^2 \cdot 1 = 100 > 4,8 \text{ кА}^2\text{с}$$

Проверка на электродинамическую стойкость осуществляется согласно условию:

$$i_{уд} < i_{дин}, \quad (61)$$

В данном случае условие выполняется:  $2,93 < 51 \text{ кА}$

Результаты расчета сведены в таблицу 22.

Таблица 22 – Проверка выключателя нагрузки на ТП

Паспортные данные	Расчётные данные	Условия проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_p$
$I_{ном.} = 630 \text{ А}$	$I_{раб. макс.} = 38,5 \text{ А}$	$I_{ном.} \geq I_{раб. макс.}$
$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд.кз.Σ} = 2,93 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{у.КЗ}$
$B_{кном} = 100 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.расч} = 4,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{красч} < B_{кном}$

Таким образом, так как все условия выбора выключателей нагрузки соблюдаются.

На остальных проектируемых ТП также к установке принимается ВНР-10/630/20. Проверка выключателей нагрузки для остальных ТП осуществляется аналогично, для всех условия выполняются.

#### 7.4 Выбор разъединителей

Согласно схемы ТП 6/0,4 кВ на стороне высшего напряжения, на подходящих к ТП линиям устанавливается разъединитель типа РЛНД-1-6 с приводом типа ПРНЗ-6.

Разъединитель устанавливается на конечных и отпаечных опорах.

Технические характеристики данного вида разъединителей приведены в таблице 23.

Таблица 23 - Технические характеристики разъединителей РЛНД-1-6/400

Наименование параметра	Значение параметра
Номинальное напряжение и соответствующее ему наибольшее рабочее, кВ	6/10
Номинальная частота тока, Гц	50
Номинальный рабочий ток, А	400
Ток динамической стойкости, кА	25
Ток термической стойкости, кА	10
Время протекания термической стойкости:	
- для главных ножей	4
- для ножей заземления	1

Проверка разъединителей осуществляется аналогично выключателям нагрузки.

Проверка разъединителей приведена также на примере отп. ТП №22.

$$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$$

$$400 \geq 333,87 \text{ кА}$$

Условие проверки выполняется.

Проверка на термическую стойкость разъединителя:

$$B_K = 2,36^2 \cdot (1 + 0,12 + 0,0034) = 6,26 \text{ кА}^2\text{с}$$

Номинальная термическая стойкость:

$$B_{K.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 10^2 \cdot 4 = 400 > 6,26 \text{ кА}^2\text{с}$$

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq i_{дин} \rightarrow 4,08 \leq 25 \text{ кА}$$

Результаты расчета сведены в таблицу 24.

Таблица 24 – Проверка разъединителя РЛНД-1-6

Паспортные данные	Расчётные данные	Условия проверки
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_p$
$I_{ном.} = 400 \text{ А}$	$I_{раб. макс.} = 333,87 \text{ А}$	$I_{ном.} \geq I_{раб. макс.}$
$i_{дин} = 25 \text{ кА}$	$i_{уд.кз.Σ} = 4,08 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{у.кз}$
$B_{кном} = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.расч} = 6,26 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.расч} < B_{к.ном}$

Таким образом, так как все условия выбора разъединителя соблюдаются, то по результатам проверки замену проводить не требуется.

На остальных существующих ТП также принят разъединитель марки РЛНД-1-6/400. Проверка разъединителей для остальных ТП осуществляется аналогично, для всех разъединителей условия выполняются.

## 8 ГРОЗОЗАЩИТА ПОДСТАНЦИЙ И СЕТИ 6/0,4 КВ

Здания и сооружения, имеющие металлические конструкции или металлическую кровлю, защищаются от прямых ударов молнии путем надежного заземления (импульсное сопротивление заземления не более 10 Ом).

От атмосферных перенапряжений трансформаторы 6/0,4 кВ потребительских подстанций типа КТП и ЗТП согласно типовому проекту защищаются комплектом ограничителем перенапряжения со стороны высшего напряжения. Аппараты защиты устанавливаются на шкафу устройства ввода высокого напряжения.

На ВЛИ до 1 кВ должны быть выполнены заземляющие устройства, предназначенные для повторного заземления несущего нулевого провода, защиты от атмосферных перенапряжений, заземления электрооборудования, установленного на опорах ВЛИ, заземления разрядников.

В городах с одно-, двухэтажной и многэтажной застройкой заземляющие устройства на ВЛИ должны иметь сопротивления не более 30 Ом, а расстояния между ними не более 100 метров (при числе грозových часов более 40).

Кроме того, заземляющие устройства должны быть выполнены на опорах с ответвлениями к вводам в помещения, в которых может быть сосредоточено большое количество людей или которые представляют большую хозяйственную ценность.

### 8.1 Молниезащита ТП 6/0,4 кВ

В соответствии с ПУЭ п. 4.2.134 защита ЗТП (КТПБК) от прямых ударов молнии обеспечивается присоединением нижних видимых выпусков арматуры каркаса БКТП, предусматриваемых заводом-изготовителем КТПБК, к наружному контуру заземления.

Для защиты здания от прямых ударов молнии в районах с числом грозových часов в году более 20, необходимо выполнить сетку на плите кровли, соединенную с заземляющим устройством.

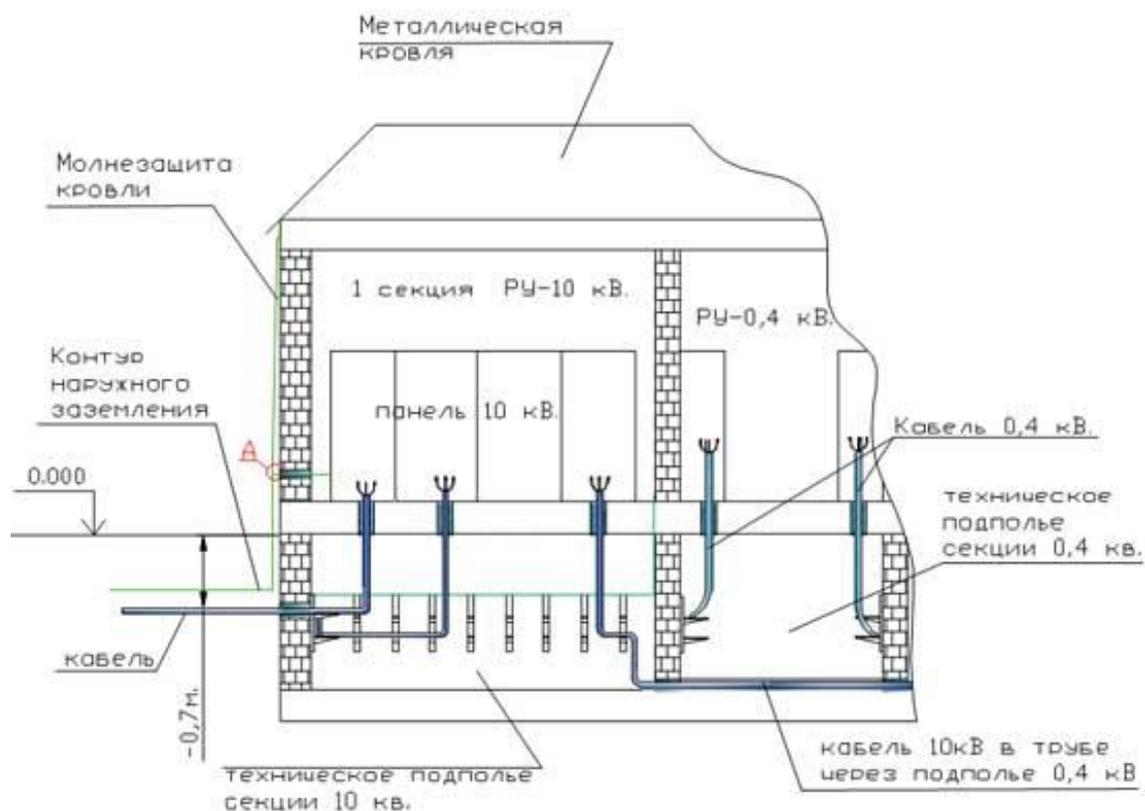


Рисунок 6 - Разрез трансформаторной подстанции с нанесением молние-защиты

В случае с металлической кровлей молниезащиту трансформаторной подстанции выполняют следующим образом: с диаметрально противоположных сторон выполняют связь кровли с наружным контуром заземления, т.е. в местах ввода стальной полосы в здание ТП. На разрезе вторая связь кровли с заземлителем не показана. В качестве проводника следует применять проволоку диаметром 8мм.

Проложенная полоса заземления по наружной стене здания должна быть защищена от механических повреждений и коррозии согласно ПУЭ7 п. 1.7.130.

## 8.2 Расчет контура заземления ТП

Трансформаторная подстанция состоит из трех помещений: распределительное устройство 6 (10) кВ, распределительное устройство 0,4 кВ и камера трансформатора. Иногда РУ объединяют в одно общее помещение.

В каждом помещении по периметру прокладывают полосу заземления, т.к. все металлические части не находящиеся под напряжением должны быть

заземлены, а это обрамление каналов, люки подполья, крепежные элементы барьеров, шинный мост, возможность присоединения переносных заземлений.

Заземление представляет собой преднамеренное соединение ее с заземляющим устройством с целью сохранения на ней достаточно низкого потенциала и обеспечение нормальной работы элементов в выбранном режиме.

Требования, предъявляемые ПУЭ к заземлениям электроустановки – заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей.

Расчет контура заземления выполнен из условия удельного электрического сопротивления грунта 150 Омм. Общее сопротивление не более 15 Ом. Учитывая, что удельное сопротивление земли более 100 Омм, сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 40 Ом. ..

В качестве естественного заземлителя будет использована металлическая технологическая конструкция, частично погруженная в землю.

Заземлитель предполагается выполнить из вертикальных электродов из водогазопроводной трубы длиной  $L=3$  метра, диаметром  $d=32$  мм, верхние концы которых соединяются с помощью горизонтального электрода – стальной полосы сечением 4x40 мм длиной 50 м, уложенной в землю на глубине  $t=0,8$  м. Глубина заложения вертикального электрода от поверхности земли 0,7 метров.

Удельное сопротивление грунта (расчетное):

$$\rho_p = k_c \cdot k_1 \cdot \rho_{изм} , (62)$$

где – коэффициент сезонности и коэффициент, учитывающий при какой влажности грунта производились измерения;  $k_c \cdot k_1$

$\rho_{изм}$  – удельное сопротивление грунта, Омм. ·

Сопротивление одного круглого стержня, погруженного вертикально в землю, определяется по формуле:

$$R_{\text{в}} = \frac{\rho_p}{2 \cdot \pi L} \cdot \left( \ln \frac{2 \cdot L}{d} + 0,5 \ln \frac{4 \cdot t + L}{4 \cdot t - L} \right) \quad (63)$$

где  $L$  – длина электрода, м;

$d$  – диаметр электрода, м;

$t$  – заглубление заземлителя (расстояние от поверхности земли до середины заземлителя), м.

Расчетное сопротивление растеканию горизонтального электрода:

$$R_{\text{г}} = \frac{\rho_p}{2 \cdot \pi L} \cdot \ln \frac{L^2}{0,5 \cdot b \cdot t} \quad (64)$$

где  $L_2$  – длина всего электрода, м;

$b_2$  – ширина электрода, м ;

$t_2$  – глубина залегания электрода, м.

Далее имея ввиду, что принятый заземлитель контурный, учитывая число вертикальных электродов и отношение  $a/L_{\text{в}}$  определяем по таблицам коэффициенты использования электродов заземлителя – вертикальных и горизонтального.

Сопротивление группового заземлителя определяется по формуле:

$$R_{\text{гп}} = \frac{R_{\text{в}} \cdot R_{\text{г}}}{R_{\text{в}} \cdot \eta_{\text{г}} + R_{\text{г}} \cdot n \cdot \eta_{\text{в}}} \quad (65)$$

где  $n$  – количество вертикальных электродов;

$\eta_{\text{в}}$  – коэффициент использования вертикального электрода;

$\eta_{\text{г}}$  – коэффициент использования горизонтального электрода.

Если величина сопротивления группового заземлителя окажется больше, чем требуемое (40 Ом согласно ПУЭ), необходимо увеличить в контуре заземлителя количество вертикальных электродов.

Производится расчет заземления по вышеперечисленным формулам.

Удельное сопротивление грунта для г. Облучья – буроземы, умеренно увлажненный песок принимаем 60 Ом (справочное значение), тогда расчетное сопротивление будет иметь значение:

$$\rho_p = 1,5 \cdot 60 = 90 \text{ Ом}$$

Находится сопротивление одного вертикального электрода, длина его принимается равной 3 м.:

$$R_{\epsilon} = \frac{108}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot 3}{0,032} + 0,5 \lg \frac{4 \cdot 1,8 + 3}{4 \cdot 1,8 - 3} \right) = 11,8 \text{ Ом}$$

Для горизонтального электрода:

$$\rho_p = 3 \cdot 50 = 150 \text{ Ом}$$

$$R_{\epsilon} = \frac{150}{2 \cdot 3,14 \cdot 50} \cdot \ln \frac{50^2}{0,5 \cdot 0,04 \cdot 0,8} = 5,7 \text{ Ом}$$

Расстояние между вертикальными электродами принимаем равным 6 м, тогда исходя из того, что:

$$\frac{a}{L_{\epsilon}} = \frac{6}{3} = 2$$

Определяем по таблицам [8] коэффициенты использования заземлителей, приняв количество вертикальных электродов  $n = 8$ .

$$\eta_{\epsilon} = 0,43, \eta_2 = 0,89$$

Находим сопротивление группового заземлителя:

$$R_{gp} = \frac{11,8 \cdot 5,7}{11,8 \cdot 0,43 + 5,7 \cdot 8 \cdot 0,89} = 1,47 \text{ Ом}$$

Расчетное сопротивление группового заземлителя соответствует требованиям п.1.7.101 ПУЭ ( $R_{gp} \leq 4 \text{ Ом}$ ). Следовательно, проектируемый контурный заземлитель для трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ, состоящий из 8 вертикальных электродов и горизонтального заземлителя длиной 50 м, может быть принят к установке.

### 8.3 Выбор и проверка ОПН 6 кВ

Основным средством защиты ПС от набегающих волн перенапряжения являются ОПН. Ограничитель перенапряжений, являясь средством ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования подстанций, линий и электрических машин, повышения надежности работы защищаемого объекта, не должен снижать надежности за счет собственного повреждения.

Выбор ОПН, как правило, выполняется в два этапа:

- 1) предварительный выбор;
- 2) после изучения влияющих факторов, окончательный выбор.

Главным обстоятельством, определяющим безаварийную работу ограничителей, является длительное допустимое рабочее напряжение на аппарате.

Также одним из основных параметров, определяющих электрические характеристики нелинейных ограничителей перенапряжений, является величина импульсного (разрядного) тока  $I_p$ , допустимого через варисторы.

Предварительный выбор ОПН будет производиться по следующим условиям:

- 1) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в электрической сети:

$$U_{н.д.опн} \geq 1,05 \cdot \frac{U_{н.р.с}}{\sqrt{3}} \quad (66)$$

- 2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

$$U \leq \frac{U_{\max.p}}{K_B} \quad (67)$$

где  $K_B$  – коэффициент зависимости от времени  $\tau$  (ГОСТ Р 53735.5).

- 3) По амплитуде коммутационного тока:

$$I_k \leq I_{\text{разр}}, \quad (68)$$

где (69)  $I_K = \frac{U - U_{ост}}{Z_B}$

$U_{ост}$  – остающееся напряжение на ОПН;

$Z_B$  – волновое сопротивление провода относительно земли.

Установку ОПН по данному проекту необходимо выполнить на всех реконструируемых трансформаторных подстанциях 6/0,4 кВ.

На стороне 6 кВ выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-П-6/7,2/10/1(2) III УХЛ1 с классом напряжения 6 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Основные характеристики ОПН на стороне 6 кВ

Характеристика	Значение
Класс напряжения сети, кВ	6,9
Номинальное напряжение ОПН, кВ	8,6
Наибольшее длительно допустимое рабочее $U$ , кВ	6,9
Остающееся напряжение при коммут.токе $U_{ост}$ , кВ	23,0
Номинальный разрядный ток, кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), кА	400
Длина пути утечки внешней изоляции, см	22,5
Удельная поглощаемая энергия одного импульса, кДж/кВ(U нр), не менее	2,0



Рисунок 7 - ОПН-П-6/7,2/10/1(2) III УХЛ1

Произведем проверку выбранных ОПН 6 кВ (предварительный выбор).

1) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в электрической сети (66):

$$U_{нрo} \geq 1,05 \cdot \frac{6,9}{\sqrt{3}} \rightarrow 8,6 \geq 4,18 \text{ кВ}$$

2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН (67):

$$8,6 \leq \frac{23}{1,3} \rightarrow 8,6 \leq 17,69 \text{ кВ}$$

3) По амплитуде коммутационного тока (68),(69):

$$I_K = \frac{U - U_{ocт}}{Z_B} = \frac{36 - 23}{10} = 1,3 \text{ кА}$$

$$1,3 \leq 10 \text{ кА}$$

ОПН 6 кВ проходят предварительную проверку.

Окончательный выбор ОПН производится с учетом требований ПУЭ, ПТЭ, руководящих указаний по защите от перенапряжений, а также неэлектрических воздействий. К последним весьма условно можно отнести:

- взрывобезопасность, длину пути утечки внешней изоляции ОПН, механические воздействия, климатическое исполнение и категорию размещения, температуру окружающей среды, а также вибрации, допустимый уровень частичных разрядов.

## 9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В условиях эксплуатации объекта системы электроснабжения возможны повреждения отдельных элементов. В ряде случаев повреждение должно быть ликвидировано в течение долей секунды, поэтому для определения места повреждения и подачи сигнала на отключение соответствующих выключателей устанавливаются специальные автоматические устройства, называемые устройствами релейной защиты.

### 9.1 Перечень защит

Защита силовых трансформаторов предусматривается в составе: основная защита, резервная защита и защита стороны НН.

Комплект основной защиты включает следующие защиты и устройства:

- дифференциальную токовую защиту от всех видов КЗ;
- цепи газовой защиты трансформатора и его устройства РПН;
- максимальная токовая защита от перегрузки;
- цепи технологических защит трансформатора.

Комплект резервных защит ВН трансформаторов должен содержать:

- двухступенчатую токовую защиту от многофазных КЗ с пуском по напряжению (ТО и МТЗ);
- цепи газовой защиты трансформатора и его устройства РПН;
- защита от неполнофазного режима;
- цепи автоматического ускорения резервных защит.

На стороне НН трансформаторов предусматривается максимальная токовая защита с возможностью пуска по напряжению и защита минимального напряжения.

Комплекс РЗА элементов ЗРУ 6 кВ выполняется с использованием также микропроцессорных устройств, которые размещаются непосредственно в шкафах РУ внутренней установки.

На отходящих линиях 6 кВ (фидерах) устанавливаются:

- двухступенчатая максимальная токовая защита, содержащая токовую отсечку (ТО) и МТЗ с автоматическим ускорением;
- защита от дуговых замыканий в ячейках ЗРУ 6 кВ (ЗДЗ).

## 9.2 Расчет защит

Для линий в сетях 6 кВ с изолированной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю.

К установке принимается терминал защиты SEPAM 1000+ S20 производства «Таврида Электрик».

Воздушные линии составляют основную часть элементов электрических сетей, наиболее подверженную влиянию внешних факторов.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполняется в виде токовой отсечки, а вторая – в виде МТЗ с независимой или зависимой выдержкой времени.

### 1) Первая ступень МТЗ (токовая отсечка)

Токовая отсечка является разновидностью токовой защиты, позволяющей обеспечить быстрое отключение КЗ. Токовые отсечки подразделяются на отсечки мгновенного действия и отсечки с выдержкой времени (около 0,3-0,6 с.).

Токовая отсечка отстраивается от максимального тока КЗ:

$$I_{TO} = K_H \cdot I_{KЗ.max.}^{(3)}, \quad (70)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности.

Определим ток срабатывания отсечки:

$$I_{TO} = 1,2 \cdot 12,5 = 14,88 \text{ кА}$$

### 2) Вторая ступень МТЗ

Максимальная токовая защита приводится в действие при увеличении тока в линии сверх некоторого значения, определяемого условиями избирательности.

Ток срабатывания защиты отстраивается от максимального рабочего тока нагрузки:

$$I_{сз} = \frac{k_{над} \cdot k_{зан}}{k_{возв}} \cdot I_{раб}, \quad (71)$$

где – коэффициент надёжности защиты ( $k_{над}$ ),  $k_{над} = 1,1$

$k_{зан}$  – коэффициент запаса ( $k_{зан} = 2,5$

$k_{возв}$  – коэффициент возврата ( $k_{возв} = 0,9$

$I_{раб}$  – максимальный рабочий ток.

Тогда для реконструируемой отходящей линии:

$$I_{сз} = \frac{1,1 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 334 = 1020,5 \text{ А};$$

Определяем коэффициент чувствительности защиты:

$$k_{ч} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{сз}}, \quad (72)$$

где - величина двухфазного КЗ.  $I_{кз}^{(2)}$

Тогда для ТП №22:

$$k_{ч} = \frac{2370}{1020,5} = 2,3.$$

Коэффициент чувствительности защиты должен быть равен не менее двум. Из расчета видно, что защита проходит по условиям чувствительности.

Чувствительность соответствует заданным условиям.

Окончательное значение уставок уточниться в процессе эксплуатации.

### 3) Токовая защита от ЗНЗ

Для сетей с изолированной нейтралью вместо расчёта однофазного тока КЗ принято рассчитывать ток замыкания на землю (ЗНЗ).

Произведём расчёт тока ЗНЗ по следующей формуле:

$$I_{\text{ЗНЗ}} = \frac{U_{\text{НОМ}} \cdot l_{\Sigma}}{10} = \frac{6,3 \cdot 5,44}{10} = 3,42 \text{ А, (73)}$$

где - номинальное напряжение сети;  $U_{\text{НОМ}}$

$l_{\Sigma}$  - суммарная длина СИП 6 кВ.

В нашем случае, ток ЗНЗ равен 3,42 А. Следовательно, данный вид защиты выполняется с действием на сигнал, а не на отключение, потому что ток ЗНЗ не превышает значение 5 А.

### 9.3 Защита трансформатора 6/0,4кВ

Как отмечено ранее, защиту трансформаторов со стороны высокого напряжения выполним предохранителем типа ПКТ -101, ПКТ-102 и ПКТ-103 на 6 кВ.

Плавкие предохранители выполняют операцию автоматического отключения цепи при превышении определенного значения тока.

После срабатывания предохранителя необходимо снять плавкую вставку или патрон, чтобы подготовить аппарат для дальнейшей работы.

Ценными свойствами плавких предохранителей является простота устройства, относительно низкая стоимость, быстрое отключение цепи при коротких замыканиях, способность предохранителей типа ПК ограничивать ток в цепи при К.З.

Наибольшее распространение получили кварцевые предохранители.

В кварцевых предохранителях (ПК) патрон заполнен кварцевым песком, где дуга гасится путем удлинения, дробления и соприкосновения с твердым диэлектриком.

Защиту трансформаторов ТП со стороны низкого напряжения – 0,4 кВ выполним автоматическими выключателями типа ВА.

Выбор и проверка данного оборудования выполнен в п.7.1 и п.7.2 данного проекта.

#### **9.4 Релейная защита ввода**

Вводной вакуумный выключатель 6 кВ следует оборудовать комплектным устройством защит и автоматики SEPAM 1000+ B21, которое обеспечивает следующую защиту – МТЗ с выдержкой времени 1,2 с.

Кроме вышеперечисленных защит на отключение вводного выключателя 6кВ действуют общесекционные защиты и элементы автоматики, к которым относятся:

- Дуговая защита присоединений;
- АВР и дуговая защита собственной ячейки.

Комплектные устройства защиты и автоматики вводного выключателя 6 кВ расположены в шкафу ячеек ЗРУ6 кВ. Кроме устройства защиты в шкафу ячеек расположены автоматы питания цепей привод, промежуточное реле внешнего отключения, промежуточное реле гашения поля, преобразователь энергии и тока.

При работе любых защит вводного выключателя 6 кВ сигналы отключения отражаются устройством SEPAM 1000+ в виде соответствующей сигнализации на блоке управления и на измерительном блоке, кроме того срабатывает внутреннее реле «аварийное отключение» с выдачей сигнала на панель центральной сигнализации и в операторную.

Защита шин секции организована с использованием органа МТЗ блока SEPAM 1000+ с запретом пусковых органов МТЗ присоединений, подключенных к секции. Сигналы от пусковых органов присоединений для блокирования действия защиты шин подаются на вход.

## 9.5 Автоматика

Микропроцессорные устройства защиты и автоматики Сириуссодержат программную логическую часть, выполняющую функцию АПВ и АВР.

Эффективным мероприятием, позволяющим повысить надёжность питания электропотребителей, является автоматическое повторное включение (АПВ) элементов электроснабжения, которые были до этого отключены релейной защитой.

При снятии напряжения с повреждённой цепи электрическая прочность изоляции в месте повреждения быстро восстанавливается, и цепь может быть вновь включена в работу. АПВ двукратного действия предусматриваем на отходящих фидерах напряжением не более 10 кВ согласно ПУЭ. АПВ однократного действия предусматриваем на вводах напряжением 6 кВ при раздельной работе трансформаторов, необходимой для автоматического восстановления их нормальной работы после аварийных отключений, несвязанных с внутренними повреждениями трансформатора [3].

Устройства АПВ выполнены так, что исключена возможность многократного включения на КЗ при любой неисправности в схеме устройства.

Сущность АПВ состоит в том, что элемент системы электроснабжения, отключившейся при срабатывании релейной защиты, через определенное время (0,5-1,5 с) снова включается под напряжение, если нет запрета на включение или причина отключения элемента исчезла.

Устройство АПВ работает в едином комплекте с релейной защитой. При срабатывании релейной защиты на любом отходящем фидере ПС выключается выключатель и происходит пуск устройства АПВ, вызывая кратковременное срабатывание. Через некоторый промежуток времени  $t_{АПВ}$  устройство вновь включает линию. Если короткое замыкание самоликвидировалось, то включение линии будет успешным, и она останется в работе. Если же КЗ оказалось устойчивым, то после включения выключателя линия вновь отключается релейной защитой и остаётся в отключенном состоянии до устранения повреждения ремонтным персоналом.

Для ускорения восстановления нормального режима работы электропередачи выдержку времени устройства АПВ принимаем минимальной.

Согласно ПУЭ устройства АВР предусматривается для восстановления питания потребителей путем автоматического присоединения резервного источника питания при отключении рабочего источника питания, которое приводит к обесточиванию электроустановок потребителя и для автоматического включения резервного оборудования при отключении рабочего оборудования, приводящем к нарушению нормального технологического процесса.

Устройство АВР должно подключать резервный источник питания при исчезновении по любой причине питания от рабочего источника. Исчезновение напряжения на шинах может быть вызвано короткими замыканиями в питающей сети высшего напряжения, в рабочем трансформаторе, на его шинах низшего напряжения и присоединенной к шинам распределительной сети, а так же произвольным отключением одного выключателя рабочего трансформатора. Включение резервного источника должно происходить после деионизации среды в случае неустойчивого короткого замыкания на сборных шинах, поэтому требуется, чтобы  $t_{\text{АВР}} > t_{\text{д.с.}}$ . Это условие в сетях до 10 кВ выполняется автоматически, так как собственное время включения выбранных выключателей превышает время деионизации среды. Также устройство АВР должно контролировать наличие напряжения на резервном источнике, отключенное состояние рабочего источника и быть отстроенным по времени от максимальных токовых защит присоединений. При включении резервного источника на устойчивое КЗ релейная защита должна обеспечить его отключение от поврежденного участка, чтобы сохранилось питание других присоединений.

Устройства АВР устанавливаются на секционных выключателях на ЗРУ 6 кВ. Секционный выключатель нормально отключен и включается под действием средств АВР при отключении любого трансформатора 4 МВА. АВР также срабатывает при обесточивании одной из шин.

Действие устройств АПВ и АВР необходимо согласовать следующим образом. При коротком замыкании на одной из линий поврежденная линия

отключается релейной защитой. Устройства автоматики должны попытаться восстановить электроснабжение потребителей от своего источника питания путём АПВ. В случае успешного АПВ электроснабжение потребителей восстанавливается и АВР не требуется. Если же АПВ неуспешно, то должно сработать устройство АВР и подключить потребители к резервному источнику питания. Следовательно, выдержка времени у АПВ должна быть меньше, чем у АВР. Примем  $t_{АПВ} = 1$  с.

## 10 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ СИСТЕМЫ СЭС РАЙОНА ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

Электрическая сеть 6 и 0,4 имеет смешанный тип исполнения, т.е. как отмечено ранее сети выполняются воздушными и кабельными линиями.

Что касается сетей 6 кВ, то взамен воздушной линии, по центральной части города есть необходимость в прокладке кабельных линий и взаиморезервирующего кольца по Ф136 и Ф140.

При прокладке кабельных линий непосредственно в земле кабели должны прокладываться в траншеях и иметь снизу подсыпку, а сверху засыпку слоем мелкой земли, не содержащей камней, строительного мусора и шлака.

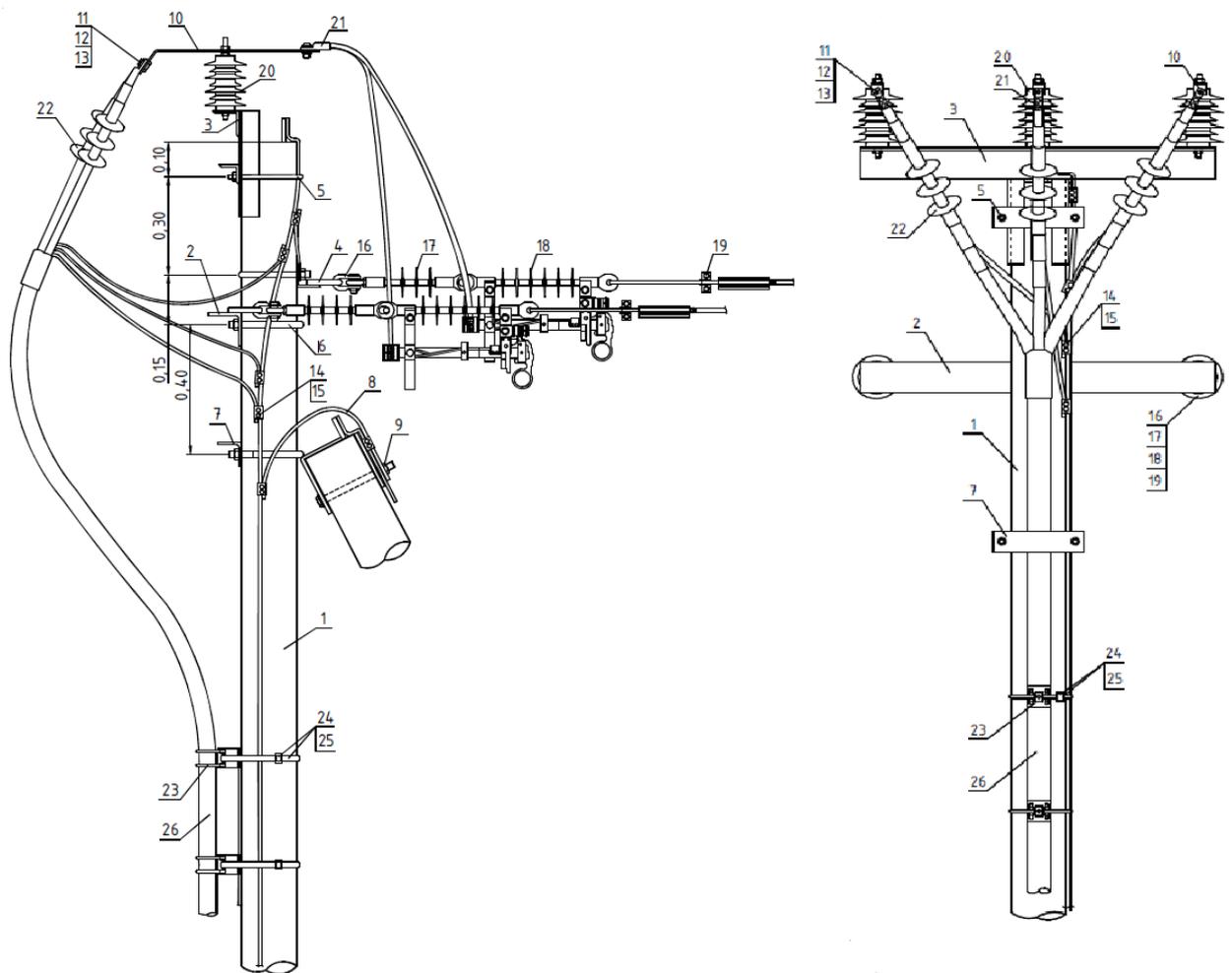
Кабели на протяжении трассы защищаются от механических повреждений путем покрытия обыкновенным красным кирпичом в один слой поперек трассы кабелей. В траншеях с количеством кабелей не более 2-х допускается применять вместо кирпича сигнальные пластиковые ленты.

Для сети 6 кВ к прокладке принят кабель АПВПг. Кабель с алюминиевой токопроводящей жилой с изоляцией жил из сшитого полиэтилена, оболочкой из сшитого полиэтилена, герметизированный.

Переходы между воздушными и кабельными линиями осуществляется по средствам мачтовых концевых муфт типа НОТ1.1203 (производство ENSTO) для трехжильных кабелей, которые располагают на опорах на расстоянии от земли (рисунок 8):

- не менее 3 м - для ВЛ до 1 кВ,
- не менее 4,5 м - для ВЛ 6-10 кВ.

Для защиты от механических повреждений концы кабельных перемычек на расстоянии 2 м от земли прокладывают в трубе или закрывают коробом.



1 – стойка, 2,3,4 – траверса, 5,6 – хомут, 7 – крепление подкоса, 8 – проводник заземляющий, 9-13 – крепежные элементы, 14 – зажим плащечный, 15 кожух защитный, 16 – скоба, 17 – изолятор, 18 – разъединитель, 19 – зажим натяжной, 20 – ОПН, 21 – кабельный наконечник, 22 – концевая муфта, 23 – дистанционный бандаж, 24 – бандажная лента, 25 –скрепа, 26 - кабель

Рисунок 8 – Вывод кабеля на опору для присоединения к ВЛ

Что касается воздушной линии, то все неизолированные провода заменяются на СИП-3 (самонесущий изолированный провод). Воздушная линия по 6 кВ идет по Ф140 до отп. ТП22, а также по Ф136 до ТП19.

Воздушные линии электропередачи напряжением 6-20 кВ с защищенными проводами представляют собой ВЛЭП, выполненные на опорах с применением железобетонных, деревянных или металлических стоек. На опорах посредством специальной арматуры подвешены защищенные провода. Крепление проводов к опорам осуществляется в основном с помощью траверс

(оголовков) и изоляторов. Соединения и ответвления проводов осуществляются с помощью соединительных и ответвительных зажимов. Помимо линейной арматуры неотъемлемой частью конструкций опор являются устройства грозозащиты ВЛЗ.

При применении защищенных проводов могут быть использованы конструкции опор ВЛ действующих проектов повторного применения.

Защищенные провода изготавливаются из термоупрочненного алюминиевого сплава. Провод покрыт изолирующей оболочкой из атмосферостойкого светостабилизированного полиэтилена и имеет круглую форму сечения. В конструкции провода может присутствовать водонабухающий слой расположенный под изолирующей оболочкой.

Для крепления защищенных проводов к траверсам и другим металлоконструкциям опор, для соединения проводов между собой и выполнения ответвлений предусмотрено использование арматуры компании ENSTO.

На ВЛЗ 6-10 кВ для крепления защищенных проводов предусматривается применение штыревых и подвесных (натяжных) изоляторов. Материалом изготовления может быть керамика, стекло или полимерные композиции [18].

Возможно применение 2-х видов штыревых изоляторов. Первый вид - это традиционные изоляторы с канавкой для провода на верхней поверхности головки изолятора. На таких изоляторах возможно крепление как защищенных так и неизолированных проводов. Второй вид - изоляторы со сквозной втулкой в теле головки изолятора для закладки в нее защищенного провода.

Штыревые изоляторы имеют следующие марки:

- керамические со втулкой в головке – SDI37;
- керамические с канавкой на головке – SDI30.

Необходимо отметить следующие особенности применения штыревых изоляторов со втулками для закладки защищенного провода. Первая особенность – закладка защищенного провода во втулку изолятора возможна

только на промежуточных опорах прямых участков ВЛЗ. На угловых промежуточных опорах защищенный провод необходимо крепить к шейке изолятора с внешней стороны угла поворота оси ВЛЗ. Вторая особенность – при монтаже изоляторы со втулками позволяют отказаться от применения раскаточных роликов на промежуточных опорах и производить раскатку защищенного провода прямо на штыревых изоляторах.

Крепление защищенного провода к штыревым изоляторам осуществляется спиральными вязками по две вязки на изолятор (по одной в сторону каждого пролета).

Что касается подвесных изоляторов то предпочтение следует отдавать полимерным изоляторам.

Подвесные изоляторы имеют следующие марки:

- гирлянды подвесных стеклянных изоляторов – SH193;
- подвесные полимерные изоляторы – SDI90.

На опорах анкерного типа защищенные провода крепятся посредством натяжных зажимов. Виды натяжных зажимов:

- натяжные клиновые зажимы – SO235, SO236;
- натяжные зажимы типа – SO85, SO105 и SO146.

При выборе натяжных зажимов необходимо учитывать особенности каждого вида. Клиновые натяжные зажимы SO235 и SO236 для защищенных проводов имеют пластиковые клинья, предназначенные для предотвращения повреждения защитного слоя провода в месте его крепления. Таким образом, клиновые зажимы не требуют снятия защитного изоляционного слоя с провода при анкерном креплении в натяжном зажиме.

Поэтому, применение клиновых натяжных зажимов является более предпочтительным как с точки зрения упрощения монтажа, так и с точки зрения эксплуатационной долговечности ВЛЗ.

Натяжные зажимы типа SO85, SO105 и SO146 в своей конструкции не имеют элементов, предназначенных для предохранения защитного слоя провода в месте крепления, поэтому при монтаже эти зажимы требуют снятия

защитного слоя с провода [18].

В качестве поддерживающих зажимов для защищенных проводов предусмотрено применение зажимов типа SO181.5. Неотъемлемой частью зажима является прокалывающий элемент, предназначенный для выноса потенциала защищенного провода на корпус зажима. Особенностью зажимов SO181.5 является возможность раскатки провода диаметром до 30 мм прямо в зажиме. Это позволяет отказаться от раскаточных роликов и упрощает монтаж проводов в целом.

Соединительные зажимы служат главным образом для соединения защищенных проводов в пролете. Возможно применение двух видов соединительных зажимов:

- прессуемые соединительные зажимы типа SJ;
- автоматические соединительные зажимы типа CIL.

Прессуемые зажимы требуют при монтаже применение специальных пресс-клещей с соответствующими матрицами для опрессовки. Автоматические зажимы монтируются вручную без применения пресс-клещей.

Для выполнения ответвлений и соединения защищенных проводов в шлейфах на опорах анкерного типа предусматривается применение следующих ответвительных зажимов:

- прокалывающие ответвительные зажимы SL25.2;
- плащечные ответвительные зажимы различных модификаций SL37, SL39, SL4, SL8, SL14.

В виду того, что прокалывающие зажимы SL25.2 при монтаже не требуют снятия защитного слоя с провода, их применение является более приоритетным. Сохранение защитного слоя провода в месте установки ответвительного зажима предохраняет контактное соединение от воздействия окружающей среды и повышает надежность работы ВЛЗ в целом.

Ответвительные зажимы, не имеющие интегрированного изолирующего корпуса необходимо закрывать защитными пластиковыми кожухами SP15 и SP16.

Конструктивное исполнение проводов, защищенных изоляцией, на напряжение 6 кВ – одножильное.

Воздушные линии электропередачи 6-20 кВ с защищенными проводами имеют ряд преимуществ по сравнению с традиционными ВЛ с неизолированными проводами, в том числе:

1. Высокая надежность и бесперебойность энергообеспечения потребителей (исключаются короткие замыкания из-за схлестывания проводов, случайных перекрытий и т.п.).

2. Повышенная надежность в зонах интенсивного гололедообразования, меньший вес и меньшая интенсивность налипания снега, инея, гололеда.

3. Уменьшение расстояний между проводами на опорах и в пролете, в том числе, в местах пересечений и сближений с другими ВЛ, а также при их совместной подвеске на общих опорах.

4. Общее снижение электрических потерь в линиях электропередачи за счет уменьшения реактивного сопротивления.

5. Обеспечение бесперебойной работы линии в случаях падения веток и небольших деревьев на провода.

6. Сокращение ширины просеки.

7. Значительное снижение случаев вандализма и воровства. Защищенные провода не пригодны для вторичной переработки с целью получения цветного металла.

8. Значительно снижается возможность возникновения пожаров.

9. Значительное сокращение эксплуатационных расходов за счет уменьшения объемов расчистки трасс.

10. Сокращение общих эксплуатационных расходов в связи с меньшей повреждаемостью ВЛЗ [18].

## 11 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА

Целью данного раздела является оценка экономической эффективности инвестиционного проекта и влияние на себестоимость передачи электроэнергии потребителей. Для достижения этих целей решаются следующие задачи:

- 1) Определение затрат на реализацию проекта;
- 2) Определение технико-экономических показателей электрических сетей;
- 3) Стоимостная оценка результатов реконструкции объекта.

Для системы электроснабжения г. Облучье необходимо, в первую очередь, определить общие затраты на реконструкцию внутреннего электроснабжения центральной части города. В результате проектирования было выбрано все необходимое электрооборудование 6/0,4 кВ, которое требуется к установке.

### 11.1 Стоимостные показатели по устанавливаемому оборудованию

Исходные данные по стоимости энергетического оборудования взяты по прайс-листам сайтов-производителей на 2017 года и приведены в таблицах 26-27.

Таблица 26 - Исходные данные по стоимости трансформаторов и ТП 6 кВ

№ТП	Тип трансформаторов	N	Стоимость т-ра, тыс. руб. ед.	Стоимость КТП (ЗТП), тыс. руб.
ТП 6, ТП22, ТП8, ТП19, ТП26	ТМ-400/6	2	198,150	536,840
ТП 7, ТП31	ТМ-400/6	1	198,150	142,287
ТП 37	ТМГ-630/6	1	317,220	157,339
ТП 25, ТП33	ТМГ-630/6	2	317,220	713,607
ТП52	ТМ-160/6	2	119,340	476,393

Исполнение КТП – однострансформаторные ТП №7, №31 и №37, двухтрансформаторная ТП №52.

Исполнение ЗТП – остальные двухтрансформаторные ТП.

Таблица 27 – Исходные данные по устанавливаемому оборудованию

Наименование	Марка	Количество, шт.	Стоимость, тыс. руб.	Общая стоимость, тыс. руб.
Автоматические выключатели	ВА53-41	11	69,38	763,18
Предохранители 0,4 кВ:	ПН2-100	13	0,08	1,04
	ПН2-250	32	0,125	4
	ПН2-400	2	0,322	0,644
Предохранители 6 кВ	ПКТ-101	1	1,665	1,665
	ПКТ-102	7	2,250	15,75
	ПКТ-103	3	3,53	10,59
Итого				796,87

При расчете капиталовложений в электроснабжение города также учитывается цена 1 метра провода (кабеля), где стоимость на прямую зависит от сечения провода и стоимость монтажных работ на реконструкцию электрической сети.

Данные по стоимости 1 м линий 6 кВ представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Исходные данные по линиям 6 кВ

Сечение провода (кабеля)	Длина, км	Удельная стоимость, руб/ м	Общая стоимость, тыс. руб.
Кабели			
АПвПГ (3x150)	0,02	1001,58	20,03
АПвПГ (3x120)	0,915	985,84	902,04
АПвПГ (3x70)	0,91	671,76	611,30
ИТОГО	1,845		1533,4
Провод			
СИП-3 (1x120)	4,76	120,41	573,15
СИП-3 (1x95)	0,045	100,21	4,51
СИП-3 (1x35)	0,635	34,98	22,21
ИТОГО	5,44		599,87

Данные по стоимости 1 м воздушных линий 0,4 кВ представлены в таблице 29. Кабельные сети 0,4 кВ решено не реконструировать, так как они удовлетворяют проверкам, нормам и требованиям.

Таблица 29 – Исходные данные по воздушным линиям 0,4 кВ

Сечение СИП-2А	Длина, км	Удельная стоимость, руб/ м	Общая стоимость, тыс. руб.
3х35+1х54,6	2,02	143,89	290,66
3х50+1х54,6	3,775	179,5	677,61
3х70+54,6	2,855	232,85	664,79
ИТОГО	8,65		1633,06

### 11.2 Затраты на реализацию проекта

Для реконструкции системы электроснабжения необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Они используются на строительные-монтажные работы, приобретение технологического оборудования и прочие нужды (транспортные расходы, инвентарь и т.д.)

#### 1) Расчет капиталовложений в сети 6 и 0,4 кВ

В капитальные вложения на сооружение линий входят: затраты на провода СИП и кабели АПвПГ, питающие КТП и потребителей, на их прокладку и монтаж. Цены на воздушные и кабельные линии рассчитываются без коэффициента инфляции, т.к. взяты из прайс-листов на 2017 год.

В данном проекте учитываются воздушная линия по 6 кВ, которая идет от ПС Облучье по Ф140 до отп. ТП22, а также по Ф136 до ТП19 ВЛ, кабельное кольцо и воздушные линии от КТП до потребителей.

Капиталовложение на демонтаж и сооружение воздушных линий 6/0,4 кВ определяются:

$$K_{ВЛ} = K_{ж/б} + K_{СИП} + K_{СМР} + K_{тран} + K_{демонтаж} \quad (74)$$

где – стоимость ж/б опор, руб. (принимается СВ-105-5 – 10000 руб за 1 опору, СВ-95-5 – 7600 руб. за 1 опору);  $K_{ж/б}$

$K_{СИП}$  - стоимость провода СИП, руб.

$K_{СМР}$  - стоимость строительно-монтажных работ, (12,5 %  $K_{оборуд.}$ ), руб;

$K_{тран}$  – стоимость транспортировки к месту установки (5 %  $K_{ж/б.опор.}$ ), руб;

$K_{демонтаж}$  – стоимость демонтажа деревянных опор, (6 %  $K_{опор.}$ ), руб.

Капиталовложение на сооружение кабельных линий 6 кВ определяются:

$$K_{КЛ} = K_{кабеля} + K_{муфт} + K_{СМР} \quad (75)$$

где – стоимость кабеля, тыс.руб.;  $K_{кл}$

$K_{муфт}$  – стоимость муфт и сцепной арматуры, тыс.руб. (10% $K_{кабеля}$ );

$K_{СМР}$  - стоимость строительно-монтажных работ, (50 %  $K_{оборуд.}$ ), руб.

Капиталовложения в КЛ 6 кВ:

$$K_{КЛ6кВ} = 1533,4 + 153,34 + 766,7 = 2453,44 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения в ВЛ 6 кВ:

$$K_{ВЛ6кВ} = 1200 + 599,87 + 225,0 + 60,0 + 72,0 = 2156,87 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения в ВЛ 0,4 кВ:

$$K_{ВЛ0,4кВ} = 1460,0 + 1633,06 + 279,6 + 73,04 + 87,6 = 3093,06 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные капиталовложения в линии 6 кВ и ВЛ 0,4 кВ:

$$K_{линий} = K_{КЛ6кВ} + K_{ВЛ6кВ} + K_{ВЛ0,4кВ} = 7703,37 \text{ тыс.руб}$$

## 2) Расчет капиталовложений на реконструкцию КТП 6/0,4 кВ

Стоимость реконструкции КТП зависит от его типа и мощности, количества, а также уровня номинального напряжения силового трансформатора. Данные к расчету принимаются по таблицам 26 и 27.

Капитальные затраты на КТП будут определяться по формуле:

$$K_{КТП} = K_{ТРС} + K_{КТП} + (K_{ПКТ} + K_{АВ} + K_{ПН}) + K_{СМР} + K_{тран} + K_{демонтаж} \quad (76)$$

где – стоимость силового трансформатора, руб.;  $K_{ТРС}$

$(K_{ПКТ} + K_{АВ} + K_{ПН})$  – стоимость предохранителей, выключателей, руб.

$K_{СМР}$  – стоимость строительного-монтажных работ, (50 %  $K_{оборуд.}$ ), руб;  
 $K_{тран}$  – стоимость транспортировки к месту установки (1 %  $K_{оборуд.}$ ), руб;  
 $K_{демонтаж}$  – стоимость демонтажа, (2 %  $K_{оборуд.}$ ), руб;

$$K_{ТП} = 1784,79 + 2026,466 + 796,87 + 2304,063 + 46,08 + 38,11 = 6996,381 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем суммарные капиталовложения в реконструкцию сети электроснабжения:

$$K_{\Sigma} = K_{линий} + K_{КТП} = 7703,37 + 6996,381 = 14699,75 \text{ тыс.руб. (77)}$$

### 11.3 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки вычисляются по формуле:

$$I = I_{P.O.} + I_A + I_{\Delta W}, \text{ (78)}$$

где – издержки на ремонт и эксплуатацию электрооборудования;  $I_{P.O.}$

$I_A$  – ежегодные издержки на амортизацию;

$I_{\Delta W}$  – стоимость потерь электроэнергии в сети.

#### 1) Определение амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции;

для  $i$ -го вида оборудования определяются по формуле:

$$I_A = \sum_i K_i \cdot \frac{1}{T_{сл ам, i}}, \text{ (79)}$$

где  $T_{сл}$  – срок службы соответствующего оборудования ( $T_{сл} = 25$  лет).

$$I_A = \frac{K_{\Sigma}}{T} = \frac{14699,75 \cdot 10^3}{25} = 588 \text{ тыс. руб.}$$

#### 2) Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования:

$$I_{P.O.} = I_{P.O.ВЛ} + I_{P.O.КТП} = \alpha_{P.O.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{P.O.КТП} \cdot K_{КТП}, \text{ (80)}$$

где  $\alpha_{P.O.ВЛ} = 0,008$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ВЛ [28, табл.6.2];

$\alpha_{P.O.КЛ} = 0,0023$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт кабельных линий [28, табл.6.2];

$\alpha_{P.O.ТП} = 0,0059$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ТП [28, табл.6.2].

$$I_{P.O.} = 0,008 \cdot (2156,87 + 3093,06) \cdot 10^3 + 0,023 \cdot 2453,44 \cdot 10^3 + 0,059 \cdot 6996,381 \cdot 10^3 = 511,215 \text{ тыс. руб.}$$

3) Стоимость потерь электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (81)$$

где  $\Delta W$  – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W} = 627,01 \text{ руб}/(\text{МВт}\cdot\text{ч})$  – удельная стоимость потерь электроэнергии на территории г. Облучья ЕАО на 1 полугодие 2018 год.

Потери электроэнергии вычисляются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{КТП}, \quad (82)$$

где – потери мощности в ВЛ 6 кВ;  $\Delta W_{ВЛ}$

$\Delta W_{КТП}$  – потери мощности в трансформаторах.

Где потери мощности в трансформаторе вычисляются, МВт\*ч:

$$\Delta W_{ТП} = \Delta P_x \cdot T_{год} + \Delta P_{кз} \cdot k_{з.факт} \cdot \tau, \quad (83)$$

$$\Delta W_{\Sigma ТП} = 241,819 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\Sigma ВЛ 6кВ} = 1664,342 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\Sigma} = 241,819 + 1664,342 = 1906,161 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W} = 1906,161 \cdot 627,01 = 1195,18 \text{ тыс.руб.}$$

Исходя из данных электросетевой компании, потери электроэнергии на 2016-2017 гг. были больше, а, следовательно, и расходы на потери были гораздо выше.

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{экспл.}} = I_{\text{P.O.}} + I_A + I_{\Delta W} = 588 + 511,215 + 1195,18 = 2295,395 \text{ тыс.руб.}$$

Таким образом, определены эксплуатационные издержки для схемы внутреннего электроснабжения села после реконструкции.

Приведенные затраты (затраты за 1 год) находим по формуле:

$$Z = E_H \cdot K + I \quad (84)$$

где  $E_H = 0,1$  – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений.

$$Z = 0,1 \cdot 14699,75 + 2295,395 = 3764,37 \text{ тыс.руб.}$$

#### 11.4 Оценка экономической эффективности инвестиционного проекта

Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности проекта является оценка выручки от реализации проекта [33]. Для реконструкции такая оценка не представляет затруднений и определяется в зависимости от объемов продаж электроэнергии потребителю в год  $t$  по формуле:

$$O_{Pt} = W_t \cdot \sum_{i=1}^N T_i \cdot D_i, \quad (85)$$

где – полезно отпущенная потребителю электроэнергия, МВт·ч;  $W_t$

$N = 1$  – число потребителей (один населенный пункт);

$T_i$  – одноставочный тариф для  $i$ -го потребителя (для Еврейской Автономной области на 1 полугодие 2018 год) 2,55 руб/кВт·ч.

– доля  $D_i$   $i$ -го ЭП в годовом потреблении, о.е.

Определяем суммарную электроэнергию, передаваемую ЭП:

$$W = \sum P_{\text{ср.год.}} \cdot T_{\Gamma}, \quad (86)$$

где – среднегодовая потребленная электроэнергия, приходящаяся на Ф136 и Ф140, кВт (с п.4.1);  $\Sigma P_{cp.год}$ .

$T_{г}$  – число часов использования в году, ч.

$$W = 3,8 \cdot 2700 = 10260 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

$$O_{pt} = 10260 \cdot 2,55 \cdot 1 = 26163 \text{ тыс.руб.}$$

При этом срок окупаемости инвестиций в реконструкцию составит:

$$T_{ок} = \frac{K}{O_{шт}} = \frac{14699,75 \cdot 10^3}{26163 \cdot 10^3} \approx 0,6 \text{ года (87)}$$

Таким образом, средствами потребителей – реконструкция окупит себя через полгода функционирования обновленной сети.

В сетевой организации обычно заранее происходит планирование бюджета на техперевооружение сетей, и общая сумма на эти цели уже заложена в тарифах на оплату электроэнергии.

## 12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 12.1 Безопасность проекта

В данной бакалаврской работе осуществляется реконструкция системы внутреннего электроснабжения г. Облучья Облученского района Еврейской Автономной области. Проект включает в себя: реконструкцию электрической сети 6/0,4 кВ центральной части города с заменой устаревших трансформаторных подстанций.

Исходя из требований ПУЭ, для реконструируемых сетей в населенных пунктах, линии электропередачи следует выполнять самонесущими изолированными проводами (СИП). Поэтому все воздушные линии сетей 6 и 0,4 кВ в г. Облучье, выполненные сталеалюминевыми проводами (АС) предусматривается заменить на СИП. Также предполагается строительство кольцевой кабельной сети 6 кВ по центру города.

В данном разделе работы рассматриваются вопросы техники безопасности при монтаже самонесущих изолированных проводов и работе на опорах, вопросы охраны окружающей среды и основные противопожарные мероприятия в трансформаторных подстанциях.

### 12.1 Безопасность

Безопасность труда в строительстве и эксплуатации электроустановок следует производить в соответствии со СНиП 12-03-01, требования которых учитывают условия безопасности труда, предупреждение производственного травматизма, профессиональных заболеваний, пожаров и взрывов.

Строительные, монтажные, наладочные работы и эксплуатацию электроустановок при реконструкции системы электроснабжения г. Облучье следует производить в соответствии с требованиями "Правил безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ" РД 34.03.285-97 и "Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" 2014 г. (ПОТ ЭЭ).

### 12.1.1 Техника безопасности при монтажных работах СИП

Работы по монтажу и наладке ВЛ 10/0,4 кВ необходимо осуществлять в соответствии с рабочей документацией, придерживаясь соответствующих правил безопасности.

При прохождении ВЛИ по лесным массивам и зеленым насаждениям вырубка просек не требуется. При этом расстояние от проводов до деревьев и кустов при наибольшей стреле провеса СИП или наибольшем отклонении должно быть не менее 0,3 м.

К работам допускается только специально обученный персонал. Все электромонтажные работы следует выполнять, в две стадии:

1. Работы по монтажу опорных конструкций;
2. Работы по монтажу проводов.

Мероприятия и ограничения для обеспечения техники безопасности:

1) Просека по трассе ВЛ должна быть очищена от вырубленных деревьев и кустарников. Сжигание сучьев и других порубочных остатков следует производить в разрешенный для этого период времени.

2) Запрещается производство работ или нахождение рабочих под монтируемым оборудованием.

3) Металлические корпуса части оборудования должны быть заземлены.

4) Работы следует производить в защитной каске и перчатках, а в качестве обуви использовать резиновые сапоги.

5) Запрещается поправлять витки провода на барабане во время его раскатки

6) При подвеске, визировании и закреплении проводов в городском округе, на участке необходимо разместить соответствующие плакаты и выставить наблюдающих.

7) Запрещаются монтажные работы при приближении и во время грозы.

8) Запрещается натяжение проводов СИП при скорости ветра более 10-12 м/с.

### 12.1.2 Техника безопасности при прокладке кабеля

В процессе реконструкции системы электроснабжения центральной части г. Облучье – принято решение осуществить строительство кабельных линий 6 кВ, при этом выбран наиболее распространенный способ прокладки кабеля - это прокладка кабеля в траншеях. В свою очередь этот способ имеет недостаток, который заключается в возможности механического повреждения кабелей, находящихся в земле, а так же в возникновении несчастных случаев с людьми при производстве земляных работ на кабельной трассе или вблизи нее. В связи с этим необходимо рассмотреть основные правила, для обеспечения безопасности при прокладке кабельной линии.

В данном проекте прокладка кабельных линий осуществлена в соответствии с планом, в котором указывается трасса линии. В реальной реализации к такому проекту будет идти геодезическая съемка данной трассы.

В соответствии с ПТБ, при работе с кабельными линиями (их монтаже, ремонте и демонтаже) следует выполнять следующие требования:

1) Рытье траншеи для прокладки кабелей разрешается только после получения руководителем работ письменного разрешения от организации, эксплуатирующей подземные коммуникации (кабели, газопроводы и т. п.), находящиеся в районе прохождения трассы вновь прокладываемого кабеля. На чертеже трассы кабеля точно указывают все пересекаемые подземные коммуникации; места пересечений должны быть обозначены и указаны производителем работ в натуре на местности.

2) Пересекаемые подземные коммуникации разрешается вскрывать при рытье траншеи только в присутствии производителя работ или мастера. Вскрытие пересекаемых действующих кабельных линий допускается выполнять только в присутствии наблюдающего от организации, эксплуатирующей действующую линию. Наблюдающий обязан прекратить работу, если он сочтет ее выполнение опасным для работающих.

В непосредственной близости от действующих подземных коммуникаций грунт разрабатывают вручную лопатами без резких ударов.

3) К выкапыванию траншеи можно приступать только после того, как будет проверено по плану или с помощью пробивных шурфов (если плана нет) отсутствие на трассе или в опасной близости от нее подземных сооружений, трубных коммуникаций или других кабелей. Для осуществления этой цели по плану проверяют расположение подземных сооружений, а при отсутствии плана делают пробные шурфы шириной 350 мм поперек намеченной трассы. Шурфы необходимо рыть с большой осторожностью, чтобы не повредить кабели, трубы или иные сооружения, которые могут оказаться в земле.

4) При рытье траншей учитывают допустимые откосы для соответствующих грунтов и в необходимых случаях надежно закрепляют стенки траншей и котлованов от обрушения. Грунт, вынимаемый из траншеи, размещают не ближе 0,5 м от бровки траншеи или котлована по одну сторону. По другую сторону размещают материал дорожного покрытия.

5) Механизмы, лебедки, кабельные барабаны и другие грузы разрешается размещать только за пределами призмы естественного обрушения грунта, при этом расстояние от края траншеи до грузов должно быть не менее глубины траншеи. Если этого сделать никак, то стенки должны быть закреплены.

6) Не допускается пользоваться креплением стенок траншеи для спуска в нее. При глубине траншеи более 1 м для спуска в траншею должны быть установлены лестницы или стремянки. В тех местах, где происходит движение людей и транспорта, траншея должна быть ограждена или должны быть вывешены предупредительные плакаты, а в темное время суток в этих местах должны быть установлены предупредительные огни.

7) Разгрузку и перекачивание барабанов с кабелем, а так же разматывание кабеля с барабанов и прокладку его необходимо производить в брезентовых рукавицах. Перед началом перекачивания барабана или размотки кабеля необходимо удалить из щек барабана торчащие гвозди и приняты меры по предотвращению захватывания одежды рабочих выступающими частями барабана. Необходимо также перед началом перекачки прочно закрепить конец кабеля.

Размотку кабеля разрешается производить только при наличии приспособления для притормаживания барабана. Допускается для этой цели применять доску, кабельный барабан с раскаточным валом (осью) должен быть установлен на домкратах или специальной тележке.

7) При необходимости прогрева кабеля перед прокладкой допускается применять напряжение не выше 250 В, при напряжении выше 42 В броня и оболочка кабеля, а также все металлические корпуса аппаратов, применяемых при прогреве, должны быть заземлены.

8) При размотке кабеля лебедкой по роликам, а также при раскатке вручную на поворотах трассы устанавливают угловые ролики, поддерживать кабель на поворотах трассы вручную запрещается. Не разрешается также при раскатке кабеля ставить рабочих внутри углов поворота трассы.

9) При механизированной протяжке кабеля особое внимание следует обращать на зачаливание конца кабеля к тросу лебедки или тянущего механизма — оно должно быть надежным и не должно допускать срыва кабеля во время тяжения. При этом с помощью динамометра контролируют усилие тяжения, которое не должно превышать допустимого.

В конце размотки барабана, когда на нем остается несколько витков, необходимо притормозить барабан во избежание удара концом кабеля. Запрещается производить раскатку и протяжку кабеля с приставных лестниц и стремянкок. При протяжке кабеля внутри помещений через проем в стене рабочие должны быть поставлены по обе стороны проема. При затяжке кабеля в трубы следует соблюдать предосторожность против затягивания в трубу руки или одежды рабочего вместе с кабелем. Поддерживать кабель перед проемом или трубой следует не ближе чем за 1 м.

При монтаже кабельных заделок с применением лаков и эпоксидного компаунда следует руководствоваться инструкцией, предусматривающей меры защиты против токсичности этих материалов.

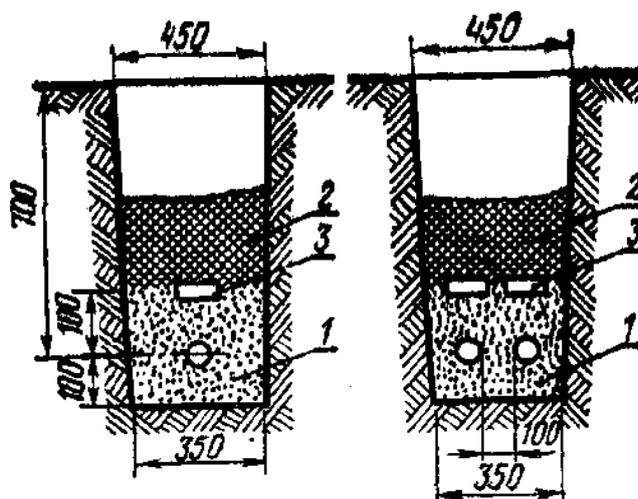
При монтаже кабельных заделок с применением мастики разогрев ее производят в специальных кастрюлях с крышкой и носиком для слива. Темпе-

ратуру мастики при разогреве контролируют по термометру. Температуру должен определить и указать руководитель работ (прораб, мастер).

Мастику нельзя доводить до кипения. Запрещается производить разогрев мастики в закрытой банке. Летом банку с мастикой слегка подогревают, предварительно сняв крышку, до текучего состояния и переливают осторожно в кастрюлю.

Допускаются следующие расстояния при прокладке кабельных линий. Расстояние между кабелем и фундаментами зданий не менее 0,6 м, а между силовыми кабелями и кабелями связи - 0,5 м, [8].

Глубина траншей должна быть не менее 0,7 м, а ширина такой, чтобы расстояние между несколькими параллельно проложенными в ней кабелями напряжением до 10 кВ было не менее 100 мм, а от стенки траншеи до ближайшего крайнего кабеля - не менее 50 мм, [8]. На рисунке 1 представлен разрез траншеи при прокладке кабеля.



1 — песок или просеянная земля; 3 — грунтовая земля; 3 — кирпичи.

Рисунок 9 - Разрез траншеи при прокладке кабеля:

В местах будущего расположения кабельных соединительных муфт траншеи расширяют, образуя котлованы. Котлован для одной кабельной муфты кабеля напряжением до 10 кВ должен быть шириной 1,5 и длиной 2,5 м. Ширина котлована для каждой следующей рядом укладываемой муфты должна увеличиваться на 350 мм, [8].

В проекте приняты следующие расстояния при прокладке кабеля в траншее:

Глубина траншеи – 0,8 м;

Ширина траншеи – 0,7 м;

Ширина котлована – 1,5 м;

Длина котлована – 2,5 м.

К месту укладки кабеля доставляют в барабанах на специальных кабельных транспортерах или на автомашинах, оборудованных устройством для погрузки, транспортирования и выгрузки барабана с кабелем. Выгружать барабаны с кабелем надо осторожно, чтобы не повредить его и не нанести травму работающему персоналу. Категорически запрещается сбрасывать барабаны с кабелем с автомашин или с кабельных транспортеров, так как механическое повреждение кабеля может привести к короткому замыканию, что в свою очередь опасно для жизни. Выгрузка кабеля осуществляется на максимально близком расстоянии от места раскатки, но так, чтобы он не мешал движению рабочих, не создавал угрозы падения в траншею и был удобно расположен для раскатки.

В данном проекте предполагается использовать петлевой способ раскатки кабеля. Для этого барабан с кабелем устанавливают не в начале траншеи, а на середине ее длины; половину кабеля с барабана сматывают сверху в одну сторону, а оставшуюся половину сматывают снизу барабана в другую сторону петель, занесенной через барабан.

При использовании этого способа раскатки соблюдаются допустимые радиусы изгибов кабеля, а также необходимо исключить скручивание. В траншею кабель кладут волнообразно, с тем, чтобы создать некоторый запас кабеля по длине, необходимый для компенсации продольных напряжений, которые могут возникнуть вследствие осадки грунта или температурных изменений. Так же запас кабеля необходим и на случай его пробоя. Тогда удаляют поврежденный участок и устанавливают соединительную муфту, на что и используется за счет запаса требуемое количество кабеля. Запрещается создавать

запас кабеля в виде кольцеобразно уложенных витков, так как они в процессе эксплуатации будут перегреваться, и кабель после непродолжительной работы может выйти из строя. Монтируемый кабель после раскатки снимают с роликов и укладывают на дно траншеи, а ролики удаляют из траншеи.

Каждая кабельная линия замаркирована, т.е. имеет присвоенный ей номер или наименование, указанные на бирках, прикрепляемых к кабелю у всех муфт и заделок, а также через каждые 20 м на прямых участках линии. Бирки изготавливают в виде пластмассовых, алюминиевых или стальных пластинок (круглых – диаметром 75 мм и прямоугольных - размером 120×40 мм).

Таким образом, рассмотрены основные вопросы техники безопасности, которые обязательно должны быть соблюдены подрядной организацией.

## **12.2 Экологичность**

Под экологичностью проекта понимается воздействие электрической сети г. Облучья на окружающую среду в целом, и на жителей в частности.

Проект разработан с учетом требований законодательства об охране природы и основ земельного законодательства Российской Федерации.

Реконструируемые ВЛ и строящиеся КЛ в г. Облучья предназначены для передачи электроэнергии напряжением 6/0,4 кВ. Указанный технологический процесс является безотходным и не сопровождается вредными выбросами в окружающую природную среду (как воздушную, так и водную), также воздействие электромагнитных полей (ЭМП) для сетей 6/0,4 кВ будет минимальным.

ВЛ и КЛ 6/0,4 кВ не является источником шума.

В результате реализации планируемой деятельности необходимо установить арендные обязательства на использование земельных ресурсов. Краткосрочная аренда (временное пользование) - для организации строительства, долгосрочная аренда (постоянное пользование) под проектируемые объекты.

При выполнении земляных работ может образоваться лишний грунт, который должен вывозиться с трассы в пониженные места рельефа или разравниваться на месте, исключая тем самым, заболачивание, размывы и засоление нарушенных земель.

Во время строительства и эксплуатации линий и ТП 6/0,4 кВ г. Облучье при условии соблюдения всех проектных решений и строительных норм, изменения состояния и свойств грунтов не произойдет (земли, на которых размещаются рассматриваемые объекты, не подвергаются ощутимому нарушению, затоплению, подтоплению, иссушению).

Мероприятия и ограничения направленные на сохранение природной среды от вредных воздействий при реализации проекта:

1. В течении всего периода строительства и эксплуатации проектируемых объектов исключается создание новых автомобильных дорог.

2. Выполнение строительно-монтажных работ исключительно в пределах полосы отвода.

3. График использования и передвижения строительных машин и механизмов составляется таким образом, чтобы исключить или минимизировать холостые перегоны техники, не связанные непосредственным выполнением строительных работ.

4. Выполнять своевременную рекультивацию земель, нарушаемых при строительстве объекта:

- снятие и использование почвенного слоя для рекультивации нарушенных земель.

- уборку строительного мусора

- засыпка и выравнивание рытвин и ям, включающая окончательную планировку бульдозером.

5. Оттаивание грунта в зимних условиях с помощью пожогов запрещается.

6. Во избежание шума, издаваемого машинами, запрещена работа механизмами в ночное и вечернее время суток.

7. Работа транспорта на холостом ходу запрещается, во избежание загрязнения воздуха окисью углерода и окисью азота.

При строительстве новых воздушных линий электропередач и трансформаторных подстанций, как и при любом другом виде деятельности, возник-

кают определенные экологические опасности. Эти опасности можно избежать или минимизировать их отрицательные последствия, если следовать рекомендациям по охране окружающей среды.

Рассматривая вопрос экологичности, стоит отметить, что при несоблюдении определенных правил и норм из всего оборудования, установленного в ТП, наибольшую опасность окружающей среде могут нанести трансформаторы, которые заливаются трансформаторным маслом.

Однако, для данных трансформаторов в ТП масса масла в одном баке менее 600 кг, поэтому установка маслоприемников не требуется (26, глава 4).

### **12.3 Чрезвычайные ситуации**

Наиболее опасной чрезвычайной ситуацией, которая может произойти в системе электроснабжения г. Облучье - пожар в ТП 6/0,4 кВ, пожар на воздушной линии.

Ниже рассмотрены случаи – возможные пожары в реконструируемой системе электроснабжения города и правила их тушения.

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов. При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться “Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций”.

Тушение пожаров на воздушных линиях электропередачи:

При пожаре на деревянных конструкциях опор действующих ВЛ до 10 кВ включительно и опор линий связи или радиофикации может проводиться тушение их под напряжением водой с соблюдением требований электробезопасности и минимально допустимых расстояний.

При пожаре на конструкциях опор ВЛ напряжением выше 10 кВ линии должны быть отключены коммутационными аппаратами и заземлены дежур-

ным персоналом на электрических станциях или трансформаторных подстанциях и при необходимости вблизи места пожара.

Тушение пожара на масло- и мастиконаполненном оборудовании (силовых и измерительных трансформаторах, вводах, конденсаторах связи, кабельных муфтах), смонтированном на опорах ВЛ напряжением до 110 кВ, может проводиться под напряжением распыленной водой с соблюдением требований правил электробезопасности и минимально допустимых расстояний.

Тушение низовых пожаров около опор ВЛ, а также на трассе этих линий в пределах охранных зон может проводиться без отключения линий электропередачи с соблюдением безопасных расстояний до проводов. При этом может использоваться вода или другие огнетушащие средства.

Тушение пожаров на торфяниках в пределах охранных зон ВЛ напряжением 10 кВ и выше должно производиться со снятием напряжения и заземлением линий на подстанциях и при необходимости вблизи места пожара.

Работники организаций и подразделений по чрезвычайным ситуациям, пожарные автомобили и другая техника должны располагаться в стороне от мест возможных подземных пожаров и провалов грунта.

При тушении пожаров на трассах в коридоре параллельных ВЛ необходимо соблюдать безопасные расстояния до проводов линий, находящихся под напряжением. При этом пожарная техника должна заземляться.

При возникновении пожара на трассе ВЛ в зоне радиоактивного загрязнения местности должны приниматься дополнительные меры по защите персонала и сокращению времени тушения пожара. При этом должны использоваться средства индивидуальной защиты от ионизирующих излучений с последующей их дезактивацией в установленном порядке.

При необходимости тушения наземных пожаров на трассах ВЛ напряжением 6-35 кВ включительно вблизи возможных мест падения проводов на землю эти линии должны быть отключены дежурным персоналом электростанции или подстанции в кратчайшее время и заземлены. При этом пожарная техника должна быть установлена вне охранной зоны ВЛ и заземляться с по-

мощью переносных заземлителей, но не ближе 20 м от места видимого замыкания на землю.

При ликвидации горения подвижного состава на электрифицированном участке железной дороги либо участке дорожного транспорта руководитель тушения пожара и должностные лица обязаны принять меры, обеспечивающие нахождение работников и сторонних лиц на расстоянии от проводов и других токоведущих частей контактной сети и воздушных линий, в том числе линий автоблокировки и продольного электроснабжения напряжением 6–10 кВ, не менее 2 м; от оборванных проводов контактной сети и воздушных линий, а также мест их замыкания на землю - на расстоянии не менее 10 м.

#### Тушение пожаров на ТП

Тушение пожаров на отдельностоящих ТП напряжением 6 кВ по всей схеме электроснабжения п. Биракан должно проводиться со снятием напряжения, путем отключения выключателя питающей линии на подстанции или ближайшего к месту пожара коммутационного аппарата (выключателя или выключателя нагрузки) в закрытых ТП или секционирующих КРУ 6 кВ.

Разъединитель перед ТП должен быть отключен дежурным или электротехническим персоналом организации (объекта), имеющим право оперативных переключений. При наличии на разъединителе стационарных заземляющих ножей в сторону ТП необходимо включать их быстро с помощью дополнительной рукоятки-трубы к приводу с использованием диэлектрических перчаток и бот.

Не допускается отключать под нагрузкой горящий силовой трансформатор ТП установленным перед ним разъединителем 6-10 кВ во избежание возникновения электрической дуги на разъединителе из-за возможного выброса масла из трансформатора и попадания его на персонал по причине незначительного расстояния между ТП и приводом разъединителя.

Допускается тушить горящий силовой трансформатор и другое электрооборудование ТП до 110 кВ включительно без снятия напряжения водой из пожарных стволов путем подачи ее от пожарной техники с предварительным

заземлением стволов и насосов пожарных автомобилей переносными заземляющими устройствами, применением индивидуальных электрозащитных средств (диэлектрических перчаток и бот) и минимально допустимых.

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

На случай возникновения пожара на распределительной подстанции будут применяться следующие средства пожаротушения: четыре углекислотных (ОУ-8) огнетушителя, два ящика с песком объёмом 0,5 м<sup>3</sup> расположенных вблизи трансформаторов и укомплектованные совковыми лопатами.

Регулярный контроль за содержанием, поддержанием хорошего эстетического вида и постоянной готовностью к действию первичных средств тушения пожара должны осуществлять назначенные для этого лица. Порядок обслуживания и применения огнетушителей должен соответствовать техническим условиям предприятий-изготовителей, а также требованиям “Типовой инструкции по содержанию и применению первичных средств пожаротушения на объектах энергетической отрасли”. Применять средства тушения пожара для каких-либо других целей запрещается.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения бакалаврской работы был разработан вариант реконструкции схемы электроснабжения центральной части города Облучье Еврейской Автономной области.

Спроектированная система электроснабжения характеризуется высокой надежностью, минимальными потерями в сети и новейшим электрооборудованием, отвечающим современным требованиям в электроэнергетике.

При реконструкции внутреннего электроснабжения 6 кВ произведена замена КТП и выключателей в ячейках РУ 6 кВ на ПС, заменены неизолированные провода АС на самонесущие изолированные провода по Ф136, выбрано конструктивное исполнение сети. Для увеличения надежности схемы электроснабжения по Ф136 и Ф140 создано взаиморезервирующее кольцо.

Для защиты линий 6 кВ была выбрана микропроцессорная защита на базе терминала SEPAM.

В разделе «Безопасность и экологичность» рассмотрены вопросы безопасности эксплуатации оборудования 6 кВ.

В организационно-экономической части определена инвестиционная привлекательность и срок окупаемости проекта.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Автоматический выключатель ВА 53-41 [Электронный ресурс]: Режим доступа: <http://www.expoelectro.ru/cat/product/vik1/va53-41.html> - 23.01.2018.
- 2 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений / Т.В. Анчарова, Е.Д. Стебунова, М.А. Рашевская. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2016. - 416 с.
- 3 Гологорский Е.Г. Справочник по строительству и реконструкции линий электропередачи 0,4-750 кВ/ под. ред. Е.Г. Гологорского. – М.: ЭНАС, 2007 – 560 с.
- 4 Гловацкий В.Г. Современные средства релейной защиты и автоматики энергосетей: [Электронный ресурс]/ В.Г. Гловацкий, И.В. Понамарев. – М. 2006 г.
- 5 ГОСТ Р 32144-2013 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения; введен 2014.07.01
- 6 ГОСТ Р 53735.5 – 2009 Разрядники вентильные и ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока на номинальные напряжения 3-750 кВ; введ. 2011.01.01. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2011. – 86 с.
- 7 Григорьев В.В. Справочные материалы по электрооборудованию систем электроснабжения/ В.В. Григорьев, Э.А. Киреева: - М. Энергоатомиздат, 2002 г. – 486 с.
- 8 Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учебное пособие для вузов/ П.А. Долин – М.: Знак, 2000 г. – 440 с.
- 9 Информация о порядке закупки ОАО «ДРСК» электрической энергии для компенсации потерь в сетях: [Электронный ресурс]. Режим доступа : [http://drsk.ru/source/files/content/2017/247\\_s.pdf](http://drsk.ru/source/files/content/2017/247_s.pdf)- 25.01.2018

- 10 Кабышев А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения. Справочные материалы по электрооборудованию: Учебное пособие/ А.В. Кабышев, С.Г. Обухов – Томск: Том.политех.ун-т, 2005. – 168 с.
- 11 Киреева Э.А. Электроснабжение жилых и общественных зданий/ Э.А. Киреева, С.А. Цырук: - М. НТФ «Энергопрогресс», 2005 г. – 96 с.
- 12 Козлов В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие. – Ленинград: Энергия, 1977. – 280 с.
- 13 Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов: учеб. пособие для студ. учреждений сред. проф. образования / Е.А. Конюхова. — 10-е изд., стер. - М.: Издательский центр «Академия», 2013. — 320 с.
- 14 Микропроцессорные устройства релейной защиты Seram [Электронный ресурс]: Режим доступа: <http://leg.co.ua/info/rzaia/mikroprocessornye-ustroystva-releynoy-zaschity-seram.html> - 23.01.2018
- 15 Нормы от отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38 – 500 кВ. N 14278ТМ-Т1. (утв. Минтопэнерго 20.05.1994).
- 16 Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: учебное пособие/ Г.Н. Ополева – М.: ФОРУМ-М, 2006. – 480 с.
- 17 Пособие по проектированию воздушных линий электропередачи напряжением 0,38-20 кВ с самонесущими изолированными и защищенными проводами. Книга 2. Система самонесущих изолированных проводов напряжением до 1 кВ с изолированным нулевым несущим проводником. – Санкт-Петербург, ENSTO, 2013. – 259 с.
- 18 Пособие по проектированию воздушных линий электропередачи напряжением 0,38-20 кВ с самонесущими изолированными и защищенными проводами. Книга 4. Одноцепные и двухцепные железобетонные опоры. – Санкт-Петербург, ENSTO, 2011. – 180 с.
- 19 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Минтруда и соц. защитой РФ №328н от 24 июля 2013 г.

- 20 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минэнерго России – СПб: ООО Альтернативная полиграфия. 2003. – 312 с.
- 21 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.
- 22 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности на энергетических предприятиях. М., 2000.
- 23 РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору оборудования. М., 2001.
- 24 РД 34.20.185-94 с изм.от 1999. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. М., 1999.
- 25 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений/ под ред. Н.Н. Тиходеева – 2-ое изд. – Санкт-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.
- 26 Сибикин, Ю. Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин. - М.: Форум, Инфра-М, 2015. - 384 с.
- 27 СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. М., 2003.
- 28 Справочник по проектированию электрических сетей/ под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012– 392 с.
- 29 Справочник по проектированию электроснабжения/ под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 30 СТО 56947007-29.240.037-2010 Э кологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании. ОАО «ФСК ЕЭС», 2010.
- 31 Типовой проект 3.407-150 «Заземляющее устройство опор ВЛ 0,38-10, 20 и 35 кВ»

32 Трансформаторы силовые масляные типа ТМ [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://uztt.ru/transformatoryi>– 20.01.2018

33 Фёдоров А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: учебное пособие/ А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова – М.: Энергоатомиздат, 1987 – 368 с.

34 Шабад М.А. Защита от однофазных замыканий на землю в сетях 6-35 кВ. - Москва: НТФ «Энергопрогресс», 2007

35 Экономика и управление энергетическими предприятиями/ под ред. Н.Н. Кожевникова. – М.: Академия, 2004. – 432 с.

36 Электротехнический справочник: В 4-х т. Т4/ под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г.Герасимова и др. (гл. ред. А.И.Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 696 с.