

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Модернизация подстанции «Строительная» Сергачского высоковольтного РЭС 110/10 кВ с заменой выключателей 10 кВ и установкой резервного трансформатора 10/0,4 кВ

Студент

Д.А. Гришин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

И.В. Горохов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

## Аннотация

Выпускная квалификационная работа содержит 57 страниц пояснительной записки, 19 таблиц, 2 рисунка и 6 листов графической части.

Целью выпускной квалификационной работы является модернизация подстанции Строительная (далее – ПС «Строительная») 110/10 кВ с заменой выключателей 10 кВ и установкой резервного трансформатора собственных нужд 10/0,4 кВ.

В ходе выпускной квалификационной работы произведен анализ технического состояния ПС «Строительная», который показал необходимость её модернизации. Выбранное для реализации поставленных целей оборудование отвечает современным техническим требованиям.

Данная выпускная квалификационная работа состоит из 4 разделов:

- в первом дана общая характеристика ПС «Строительная» и приведены обоснования для ее модернизации;
- второй раздел посвящен выбору оптимального оборудования, необходимого для модернизации;
- в разделе «Безопасность и охрана труда» произведена оценка безопасности и экологичности проекта, рассмотрены вопросы электробезопасности и пожарной безопасности;
- в разделе «Экономическая часть» выполнен расчет технико-экономических показателей данного проекта.

## Содержание

Введение.....	4
1. Анализ ПС «Строительная».....	6
1.1 Характеристика ПС «Строительная».....	6
1.2 Обоснование решений по модернизации подстанции .....	13
2. Выбор оборудования для ПС 110/10 кВ «Строительная» .....	16
2.1. Выбор трансформатора собственных нужд .....	16
2.2. Выбор выключателей 10 кВ.....	21
3. Безопасность и охрана труда.....	32
3.1. Безопасность и экологичность проекта .....	32
3.2. Электробезопасность.....	35
3.3. Пожарная безопасность.....	36
3.4. Мероприятия по улучшению условий и охраны труда на предприятии .....	38
4. Экономическая часть .....	42
Заключение .....	54
Список используемых источников.....	55

## Введение

В последние годы наметился рост потребления электроэнергии. В целом по стране, на конец 2021 года, рост потребления электроэнергии в сравнении с предыдущим годом составил 1,7%. Это произошло за счёт некоторого подъёма промышленного и сельскохозяйственного производства, а также, за счёт широкого применения населением различных бытовых электроприборов. Задача электроснабжения потребителей заключается в бесперебойном обеспечении последних качественной электроэнергией.

По Сергачским электрическим сетям ОАО "Нижновэнерго" 6 промышленных предприятий увеличили потребление электроэнергии и производят своевременные платежи.

Кроме действующих предприятий открылось новое предприятие ООО «Рассвет», которое является одним из самых крупных производителей ягод в России. Для хранения продукции на предприятии функционируют холодильные установки, требующие дополнительных мощностей в поставке качественной электроэнергии.

А также на градообразующем предприятии АО «Сергачский сахарный завод» произошла реконструкция оборудования в плане замены на более современное.

После спада в потреблении электроэнергии в 90-х годах, энергосистема имеет некоторые трудности в обеспечении потребителей, связанные:

- с модернизацией подстанций (ПС) – из-за недостаточной мощности трансформаторов или недостаточной надёжности их питания;
- с реконструкцией линий электропередач – из-за недостаточности их пропускной способности;
- со строительством новых линий электропередач и ПС – для электроснабжения потребителей или повышения надёжности энергосистемы;

- с повышением требований к качеству электроэнергии и увеличением категоричности электроснабжения из-за применения ЭВМ и внедрения новых технологических процессов на предприятиях;
- с моральным и физическим старением электрооборудования.

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрена модернизация ПС «Строительная» 110/10кВ.

При проектировании ПС «Строительная» намечены следующие решения:

- модернизация КРУН 10 кВ с заменых масляных выключателей на вакуумные;
- установка второго силового трансформатора собственных нужд 10/0,4 кВ.

## **1 Анализ ПС «Строительная»**

### **1.1 Характеристика ПС «Строительная»**

Подстанция 110/10 кВ «Строительная» располагается на юго-востоке Нижегородской области. Она является проходной (транзитной), понижающей подстанцией. ПС «Строительная» была построена в 1985 году и функционирует в настоящее время. «За работой подстанции следит один человек из дежурно-оперативного персонала. За годы эксплуатации подстанции возросли нагрузки, а также, устарело оборудование.

Понижающая подстанция (ПС) 110/10 кВ «Строительная» располагается на территории города Сергача и принадлежит ОАО «МРСК Центра и Приволжья» филиалу "Нижновэнерго" Производственному отделению «Сергачские электрические сети». Питание ПС осуществляется от одной воздушной линии электропередачи 110 кВ с ПС 220/110/35/10 «Сергачская». Питающая линия подстанции «Строительная» выполнена проводами марки АС-120/19.

Потребители подстанции имеют вторую и третью категории. Список потребителей 10 кВ с маркой проводов линии, питающихся от секции шин 10 кВ подстанции, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень потребителей подстанции «Строительная» и характеристика распределительной сети 10 кВ

Юридические и физические потребители	Код линии	Марка провода линии
Секция шин 10кВ		
Сергачская нефтебаза ОАО "Нижегороднефтепродукт", АО «Сергачский элеватор», частный сектор	ВЛ1002	АС-50/8
МБОУ «СОШ №5», пос. Молодежный	ВЛ1003	АС-70/11
Частный сектор ООО «Сергачская швейная фабрика», ГБУЗ НО «Сергачская ЦРБ», АЗС Лукойл, ТФ Сергачагросервис, МП «Водоканал» КНС.	ВЛ1004	АС-70/11
ОАО «Сергачский сахарный завод»	ВЛ1005	АС-50/8
АО «Сергачский элеватор», частный сектор	ВЛ1007	АС-50/8

В РУ на ПС «Строительная» применяется электрооборудование, основной перечень которого приведён в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень используемого силового электрооборудования ПС

Электрооборудование	Напряжение, кВ	Тип	Кол-во, шт	Коэффициент трансформации
Выключатели	10	ВК-10/630-20	6	
Трансформаторы тока	10	ТЛМ-10-2УЗ	2	800/5
	10	ТЛМ-10-2УЗ	10	150/5
Трансформаторы напряжения	10	НТМИ-10	2	10/0,4
Разрядники вентильные	10	РВП-10	2	
Ячейки КРУН-10 кВ		КРУН К59 У1	7	
Трансформатор	10/0,4	ТМ-63	1	

Район сети 110 кВ, в который входит ПС «Строительная», включает в себя: ПС «Сергачская», ПС «Андреевская», ПС «Спасское», ПС «Ачка», ПС «Пильна», ПС «Кузьминка», ПС «Медяны», ПС «Салганы», ПС «Сеченово» и

ПС «Полюс». Источником питания для этих ПС в нормальном режиме служит ПС «Сергачская» 220/110/35/10 кВ.» [6]

Таблица 3 – Марки трансформаторов и схемы РУ подстанций сетевого района 110 кВ

Подстанция	Тип трансформаторов	Схема РУ
Андреевка	ТМН-6300/110	Блочная с неавт. переключкой
Спасское	ТДТН-10000/110	Блочная с авт. переключкой
Ачка	ТМН-6300/110	Мостик
Пильна	ТДТН-16000/110	Блочная с неавт. переключкой
Полюс	ТМН-6300/110	Блочная с неавт. переключкой
Строительная	ТМН-6300/110	Блочная с неавт. переключкой
Кузьминка	ТМН-6300/110	Блочная с неавт. переключкой
Сергач	ТДТН-10000/110	Блочная с авт. переключкой
Медяны	ТМН-2500/110	Блочная с авт. переключкой
Салганы	ТДТН-10000/110	Блочная с неавт. переключкой

Список потребителей 10 кВ с маркой провода линии, питающихся от Сц.Ш.-10 кВ подстанции, приведены в таблице 4.



Таблица 4 – Характеристики потребителей 10 кВ ПС «Строительная»

Код линии	Юридические и физические потребители	Расстояние от подстанции до электропотребителя, км	Категория эл. снабжения потребителя	Марка провода линии
Секция шин 10кВ				
ВЛ1002	Сергачская нефтебаза ОАО "Нижегороднефтепродукт", АО «Сергачский элеватор»,	15,3	3	АС-50/8
ВЛ1003	МБОУ «СОШ №5», пос. Молодежный	5	3	АС-70/11
ВЛ1004	Частный сектор, ООО «Сергачская швейная фабрика», ГБУЗ НО «Сергачская ЦРБ», АЗС Лукойл, ТФ	17,4	3	АС-70/11
ВЛ1005	ОАО «Сергачский сахарный завод»	3,7	2	АС-50/8
ВЛ1007	АО «Сергачский элеватор», частный сектор	15,3	3	АС-50/8

Исходной информацией для проверки электрооборудования по длительно допустимому току служат почасовые замеры, величины максимума нагрузки по каждому присоединению ПС «Строительная» за 17 июня 2021 г. Результаты почасовых замеров по каждому присоединению приведены в таблицах 5 и 6.

Таблица 5 – Почасовые замеры параметров силового трансформатора ПС «Строительная» за 17 июня 2021 г.

Часы	Трансформатор Т-1					
	Ввод 110 кВ			Ввод 10 кВ		
	$U$ , кВ	$I$ , А	$P$ , МВт	$U$ ,кВ	$I$ , А	$P$ , МВт
1	113	15	3,2	10,8	145	3,2
2	113	15	3,2	10,8	145	3,2
3	114	13	3,2	10,8	130	3,2
4	114	12	3,3	10,8	120	3,3
5	113	12	3,5	10,8	120	3,5
6	113	12	3,7	10,8	125	3,7
7	112	15	3,7	10,5	145	3,7
8	111	16	3,9	10,2	160	3,9
9	112	16	4,1	10,2	160	4,1
10	110	17	4,1	10,2	165	4,1
11	112	17	4,1	10,2	165	4,1
12	113	17	4,1	10,2	165	4,1
13	110	17	4,1	10,2	168	4,1
14	110	17	4,1	10,2	168	4,1
15	111	17	4,1	10,2	168	4,1
16	111	17	4,1	10,2	168	4,1
17	110	17	4,2	10,3	165	4,2
18	112	17	4,2	10,4	168	4,2
19	112	17	4,2	10,4	168	4,2
20	112	17	4,2	10,4	168	4,2
21	112	17	4,2	10,4	168	4,2
22	112	16	4,2	10,4	155	4,2
23	113	16	3,7	10,5	155	3,7
24	114	15	3,5	10,7	145	3,5
Наибольший ток присоединения I,А.	-	17	-	-	168	-

При расчете полной нагрузки на шинах подстанции необходимо также учесть расход электроэнергии на собственные нужды.

Таблица 6 – Почасовые замеры параметров отходящих ВЛ 10 кВ и трансформаторов собственных нужд и ПС «Строительная» за 17 июня 2021 г.

Часы	Линии 10кВ СШ 10кВ:					Собственные нужды	
	ВЛ 1002	ВЛ 1003	ВЛ 1004	ВЛ 1007	ВЛ 1005	ТСН-1	
	I, А	I, А	I, А	I, А	I, А	I, А	U, В
1	24	21	88	12	0	30	380
2	24	21	88	12	0	30	380
3	22	18	80	10	0	30	380
4	22	18	70	10	0	30	380
5	22	18	70	10	0	30	380
6	22	18	75	10	0	30	380
7	24	21	80	10	0	34	380
8	24	21	88	27	0	33	380
9	24	21	88	27	0	33	380
10	24	21	93	27	0	33	380
11	24	21	93	27	0	33	380
12	24	21	93	27	0	33	380
13	24	21	96	27	0	33	380
14	24	21	96	27	0	33	380
15	24	21	96	27	0	33	380
16	24	21	96	27	0	33	380
17	24	21	93	27	0	33	380
18	24	21	96	27	0	33	380
19	24	21	96	27	0	33	380
20	24	21	96	27	0	33	380
21	24	21	96	27	0	33	380
22	22	18	88	27	0	33	380
23	22	18	88	27	0	33	380
24	22	18	80	25	0	33	380
I <sub>max</sub>	24	21	96	27	0	34	-

Схема района электросетей 110 кВ. представлена на рисунке 1.

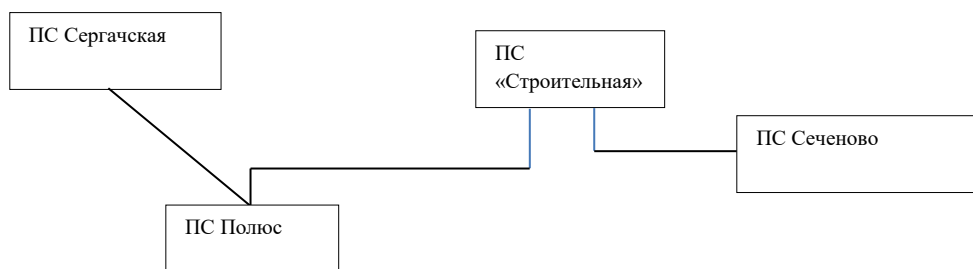


Рисунок 1 – Схема района сети 110 кВ

«Основными составляющими, определяющими тип подстанции, являются:

- местоположение;
- назначение и роль в энергосистеме;
- число и мощность установленных трансформаторов;
- классы напряжения.

Подстанции можно разделить на три категории:

- по упрощенным схемам, без выключателей по стороне высокого напряжения;
- транзитные, с небольшим числом ВЛ и выключателей на стороне ВН.
- узловые, высокой мощности коммутационные узлы системы.

По назначению можно разделить на следующие основные группы:

- Потребительские, для питания потребителей, территориально примыкающих к ПС.
- Системные, для отбора мощности и управлением перетоков мощности в энергосистеме.» [1,3,21]

ПС «Строительная» является однитрансформаторной, транзитной подстанцией без выключателей на стороне 110 кВ, с неавтоматической секционной переключкой. При эксплуатации допускается установка одного

трансформатора в начальный период, если обеспечивается дополнительное питания потребителей по напряжению 10 кВ.

Все оборудование в цепях трансформаторов с учетом на будущее должны, быть рассчитаны по номинальному току, току перегрузки и току КЗ на установку более мощных силовых трансформаторов, следующей по стандартной шкале номинальной мощности. Установка одного трансформатора на подстанции допускается, если обеспечивается нужная степень надежности потребителей. Силовой трансформатор имеет встроенное устройство регулировки под напряжением (РПН). ПС «Строительная» на случай аварии получает питание по стороне 10 кВ по ВЛ –1004 от ПС Ачка.

Модернизация ПС «Строительная» планируется под увеличение мощности на Сергачском сахарном заводе и строительство газовых котельных в микрорайонах Юбилейном и Молодежном города Сергача.

При модернизации ПС «Строительная» действующее оборудование заменяется на новое, более безопасное, современное и удобное в эксплуатации.

## **1.2 Обоснование решений по модернизации подстанции**

Модернизация ПС «Строительная» производится для улучшения надежности электроснабжения потребителей, питаемых от подстанции, а также, для повышения пропускной способности. Число потребителей ПС растёт с каждым годом и, значит, растут нагрузки. Проведя анализ, можем предположить возможное увеличение нагрузки подстанции в ближайшие 6 – 10 лет на 10%.

«Основное направление модернизации - необходимо произвести замену морально и физически устаревшего коммутационного и вспомогательного электрооборудования на более современное. За счет внедрения нового оборудования увеличится надёжность снабжения

потребителей подстанции, а также уменьшатся затраты на трудовые и материальные ресурсы, на капитальные и текущие ремонты для поддержания оборудования в состоянии эксплуатационной готовности. За счет замены старого оборудования уменьшится ущерб, который является следствием внеплановых отключений. Установка современного оборудования снизит вероятность аварийных ситуаций, которые могут повлечь за собой неблагоприятный исход – травмирование обслуживающего персонала или его гибель.» [21]

В ходе модернизации предусматривается установка трансформатора собственных нужд мощностью 63кВА для бесперебойного питания защит РЗА, оперативных цепей управления коммутационными аппаратами 10 кВ, цепей питания электромагнитной блокировки, телемеханики, обогревов и освещения ОРУ.

Для уточнения нагрузок использованы схемы распределительных электрических сетей ОДГ, а также схемы ВЛ-10кВ в проектируемой зоне и работающих подстанций.

На стороне 10 кВ принимается одна система шин с оборудованием 6 линейных ячеек КРУН 10 кВ, так как в ближайшее время реконструкция ПС и схемы по 10 кВ не будет проводиться.

РУ 10кВ укомплектовано шкафами КРУН серии К-59 У1 по каталогу комплектных распределительных устройств серии К-59 У1. Все решения связаны с повышением удобства для эксплуатации ПС, заменой коммутационных аппаратов, после чего будут производиться испытание оборудования повышенным напряжением.

Для невозможности ошибочных действий персонала при производстве оперативных переключений, на ПС предусмотрена электромагнитная и механическая блокировка элементов РУ 110 и 10 кВ.

Оперативное обслуживание ПС осуществляется постоянным дежурным персоналом. Ремонтно-эксплуатационное обслуживание ПС и ВЛ осуществляется персоналом службы ЛЭП и Сергачской группы подстанций

ПО «Сергачские электросети». Коммутационное оборудование ПС находится в управлении оперативного персонала и в ведении диспетчера ОДС, кроме линейных разъединителей 110 кВ, которые находятся в управлении ОДС ПО «Сергачские электросети». Рабочее место оперативного и ремонтного персонала находится в помещении в ОПУ.

Выводы по разделу 1:

Потребители подстанции имеют вторую и третью категории. Список потребителей 10 кВс маркой проводов линии, питающихся от секции шин 10 кВ подстанции В ходе модернизации предусматривается установка трансформатора собственных нужд мощностью 63кВА для бесперебойного питания защит РЗиА, оперативных цепей управления коммутационными аппаратами 10 кВ, цепей питания электромагнитной блокировки, телемеханики, обогревов и освещения ОРУ. Для невозможности ошибочных действий персонала при производстве оперативных переключений, на ПС предусмотрена электромагнитная и механическая блокировка.

## 2 Выбор оборудования для ПС 110/10 кВ «Строительная»

### 2.1 Выбор трансформатора собственных нужд

К потребителям собственных нужд (СН) подстанции относятся:

- Освещение зданий и конструкций на ОРУ-110 кВ и КРУН-10кВ;
- Вентиляторы охлаждения силового трансформатора;
- Обогревы приводов открыто установленных выключателей;
- Отопление и вентиляция помещений;
- Подогрев шкафов КРУ, релейных шкафов;
- Зарядные устройства и многое другое.

Для питания СН на подстанции будем использовать два ТСН. Они, в свою очередь, питаются от секций шин 10 кВ – ТСН 1 и с отходящей ВЛ 1004 – ТСН 2. ТСН у нас наружной установки и стоят отдельно от КРУН 10 кВ. Потребители и их мощности представлены в таблице 7.

Приняв для двигателей  $\cos\phi = 0,85$ , определим  $Q_{уст}$  по формуле:

$$Q_{уст} = P_{уст} * \sqrt{1 + \cos^2\phi}. \quad (1)$$

Для остальных потребителей  $\cos\phi=1$ .



Таблица 7 – Нагрузка потребителей собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность			$\cos\phi$	$\text{tg}\phi$	Нагрузка	
	$P$ , кВт	Кол-во, шт	$P_{\Sigma}$ , кВт			$P_{\text{уст}}$ , кВт	$Q_{\text{уст}}$ , кВАр
Электродвигатели обдува трансформатора ТМН 6300/110	2	8	16	0,85	0,62	16	9,92
Электродвигатель завода включающих пружин	0,75	1	0,75	0,85	0,62	0,75	0,465
Обогрев приводов ОД и КЗ	4,4	7	30,8	1	0	30,8	0
Обогрев шкафов КРУН-10 кВ	1	14	14	1	0	14	0
Обогрев РЗА	3	1	3	1	0	3	0
Отопление, освещение ОПУ	3	1	3	1	0	3	0
Отопление и освещение КРУН 10 кВ	5	1	5	1	0	5	0
Освещение ОРУ-110	0,5	4	16	1	0	2	0
Освещение ОРУ-35, КРУН	0,5	4	16	1	0	2	0
ВАЗП 380-40	15	1	15	1	0	15	0
Телемеханика, связь	1	1	1	1	0	1	0
Обогрев РПН Т-2	1	3	3	1	0	3	0
Шинки управления и сигнализации	0,5	2	1	1	0	1	0
Всего						96,55	10,385

«Потребители СН классифицируются по длительности включения. Определение суммарной расчетной мощности потребителей СН будем производить с учетом  $K_c$  - коэффициента спроса, который учитывает использование требуемой мощности и одновременной их работы. Значение  $K_c$  - коэффициента спроса принимаем равным 0,8.» [15]

Полную расчётную мощность потребителей собственных нужд подстанции определяем по формуле:

$$S_{\text{расч.}i} = K_c \cdot \sqrt{\left(\sum P_{\text{уст.}i}\right)^2 + \left(\sum Q_{\text{уст.}i}\right)^2} \quad (2)$$

где  $i$  - вид потребителя

Чтобы трансформатор нам подошел, номинальная мощность должна соответствовать условию:

$$S_{\text{ТСН}} \geq \frac{S_{\text{расч}}}{1,4}, \quad (3)$$

$$S_{\text{ТСН}} \geq \frac{77,6}{1,4} = 55,4 \text{ кВА}$$

Таким образом подойдет трансформатор собственных нужд типа ТМ-63, с мощностью:

$$S_{\text{ТСН}} = 63 \text{ кВА}$$

«Для удобства при оперативном обслуживании щит СН устанавливается в закрытом помещении ОПУ и часть в шкафу СН в КРУН 10 кВ. Он выполняется по схеме системы шин, секционированной АВР по СН 0,4 кВ.

Для повышения надежности питания СН потребители собственных нужд в нормальном режиме питаются от одной секции шин 0,4 кВ.

На подстанции требуется установка двух ТСН. Возможны следующие варианты их эксплуатации:

- ТСН 1 питает всю нагрузку собственных нужд, а ТСН 2 находится в автоматическом резерве.

- ТСН 1 и ТСН 2 работают совместно с нагрузкой 50–70% от номинальной мощности.

Чтобы мы могли обеспечить надежную работу устройств РЗА и коммутационного оборудования подстанции рекомендуют использовать постоянный оперативный ток. Опыт внедрения современных устройств РЗА на микропроцессорной базе показал - на ПС с напряжением 110 кВ не обеспечивается быстродействие дифференциальной защитой силовых трансформаторов. Опыт эксплуатации показывает использование на строящихся и модернизируемых подстанциях, в качестве оперативного тока, только постоянный, но в некоторых случаях разрешается отступать от правил и использовать выпрямленный. Таким образом, из экономических соображений, выбираю выпрямленный оперативный ток.» [4]

«Если посмотреть ПУЭ, на всех ПС следует устанавливать, как минимум два ТСН. Мощность одного ТСН не должна превышать 63кВа. Также согласно ПУЭ, на ПС с выпрямленным оперативным током ТСН должны присоединяться через предохранители или выключатели к шинам 10кВ. Так же, в экономических целях, выбираю подключение через предохранители.

Шины СН на напряжении 0,4 кВ будут секционированы автоматическим выключателем с устройством АВР. В качестве системы заземления сети 0,4 кВ принимаю систему TN-C.» [19]

На рисунке 2 изображена схема соединения СН подстанции

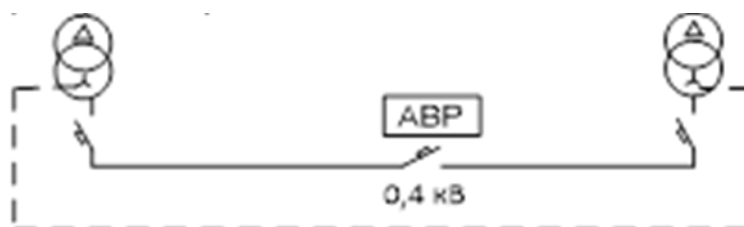


Рисунок 2 – Выбранная схема соединений СН ПС

Таким образом, будем устанавливать трансформатор серии ТМ-63-10/0,4 кВ. «Трансформатор серии ТМ-63-10/0,4 кВ предназначен для работы в электросетях напряжением 6 или 10 кВ в открытых электроустановках в условиях умеренного климата (исполнение У1 и УХЛ1 по ГОСТ 15150-69) и служит для понижения высокого напряжения питающей электросети до установленного уровня потребления.» [15,17]

Технические характеристики и габаритные размеры выбранного для модернизации подстанции трансформатора указаны в таблицах 8 и 9.

Таблица 8 – Технические характеристики трансформатора

Тип трансформатора	Схема и группа соединения	Потери короткого замыкания, Вт	Напряжение короткого замыкания, %	Потери холостого хода, Вт
ТМ-63-10/0,4	У/У <sub>Н</sub> -0; Д/У <sub>Н</sub> -11; У/З <sub>Н</sub> -11	1270	4,5	200

Таблица 9 – Габаритные размеры трансформатора

Тип трансформатора/ Характеристики	L, мм	B, мм	H, мм	Установочные размеры, мм	Масса масла, кг	Полная масса, кг	ПБВ
ТМ-63-10/0,4	1003	562	1063	400 x 400	85	390	±2 × 2,5%
Стандарты – ГОСТ 11677-85 (IEC 76/76)							
ТУ 16-93 (ВГЕИ.672133.002)							

## 2.2 Выбор выключателей 10 кВ

Расчёт токов короткого замыкания (КЗ) производим для выбора электрооборудования на низкое напряжение 10 кВ, а также для расчёта релейной защиты.

Для выбора электрооборудования подстанции надо рассчитать сверхпереходный ток КЗ на шинах НН. При расчёте тока КЗ на стороне 10 кВ нагрузка будет суммарная, на всей секции шин 10 кВ, т.к. этот режим является более тяжёлым, т.е.  $S_{н10} = 4,2 + j3,5$  МВА. Определим сопротивления нагрузки.

Сопротивление нагрузки при КЗ на шинах 10 кВ:

$$x_{н*} = x_{н} \cdot \frac{U_{\phi}^2}{S_{н10}}, \quad (4)$$

где  $U_{\phi}$  - базисное напряжение, т.е. номинальное напряжение той ступени, где находится данный элемент, принимаем  $U_{\phi} = 10$  кВ.

$$x_{н} = 0,35 \cdot \frac{10^2}{\sqrt{4,2^2 + 3,5^2}} = 1,17 \text{ Ом}$$

«При расчёте сверхпереходного тока КЗ, ЭДС нагрузки учитывается как 85% от среднего номинального напряжения (т.е. номинального, завышенного на 5%) на которое включена нагрузка. При расчёте КЗ на шинах 10кВ ЭДС нагрузки определим по формуле:

$$E_{нагр10} = 0,85 \cdot U_{ном} \cdot 1,05 = 0,85 \cdot 10 \cdot 1,05 = 8,925 \text{ кВ}$$

ЭДС системы в схеме замещения равно номинальному напряжению, т.е.  $E = U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$ . А сопротивление системы определим по отключающей способности выключателя со стороны системы по формуле

$$x_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{к}}''} \quad (5)$$

где  $U_c$  - номинальное напряжение системы,  $U_c = 110 \text{ кВ}$ ;

$I_{\text{к}}''$  - номинальный ток отключения выключателя со стороны системы, принимаем  $I_{\text{к}}'' = 40 \text{ кА}$ .

$$x_c = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 40} = 1,59 \text{ Ом}$$

Для выбора силового оборудования сделаем дополнительные расчёты. Определим ударный ток КЗ ( $i_{\text{уд}}$ ), действующее значение апериодической составляющей тока КЗ в момент начала расхождения подвижных контактов выключателя ( $i_{\text{ат}}$ ) и тепловой импульс тока ( $B_{\text{к}}$ ).» [12]

Значение ударного тока определяется по формуле

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I'' \cdot k_y \quad (6)$$

где  $I''$  - периодическая составляющая тока КЗ в начальный момент времени;

$k_y$  - ударный коэффициент, принимаемый в зависимости от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ ( $T_a$ , сек).

В таблице 10 покажем принимаемые значения  $T_a$  и  $k_y$ .

Таблица 10 – Значения ударного коэффициента

Место КЗ	$T_a$ , сек	$k_y$
Шины 10 кВ	0,05	1,82

«Действующее значение аperiodической составляющей тока КЗ в момент начала расхождения дугогасительных контактов выключателя определяется по формуле

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I'' \cdot e^{-t_{отк}/T_a} \quad (7)$$

где  $t_{отк}$  - время отключения тока КЗ, сек.

Определяется по формуле

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{отк.в.} \quad (8)$$

где  $t_{рз}$  - время действия основной релейной защиты.» [12]

В таблице 11 укажем все необходимые данные для расчёта токов времени.

Таблица 11 – Время отключения тока КЗ

Назначение и место установки выключателя	$t_{рз}$ , сек	$t_{отк.в.}$ , сек	$t_{отк}$ , сек
РУ-10 кВ, вводной выключатель	0,5	0,07	0,57
РУ-10 кВ, выключатель отходящей ЛЭП	0,1	0,07	0,17

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле

$$B_k = (I'')^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (9)$$

Расчёт токов КЗ производим по вышеуказанным формулам, результаты расчётов заносим в таблицу 12.

Таблица 12 – Результаты расчёта токов КЗ

Место КЗ	Назначение выключателя	$B_K, \text{кА}^2\text{с}$	$i_{ат}, \text{кА}$	$I \{, \text{кА}$	$i_{уд}, \text{кА}$
Шины 10 кВ	Вводной выключатель	24,72	0,000100	6,314	16,25
	Выключатель отходящей ЛЭП	8,77	0,298001		

Для выбора оборудования ввода 10 кВ рабочий максимальный ток определим как максимальный ток секции шин:

$$I_{\max}=168 \text{ А}$$

«Выбор выключателей производится по:

- Номинальному напряжению

$$U_{\text{ном.с}} \leq U_{\text{ном}} \quad (10)$$

где  $U_{\text{ном.с}}$ - номинальное напряжение линии, в которой расположены выключатель;

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение выключателя.

- Длительному току

– нормального режима

$$I_{\text{норм.расч.}} \leq I_{\text{ном}} \quad (11)$$

где  $I_{\text{ном}}$ - длительный номинальный ток выключателя.

– форсированного режима



$$I_{\text{прод.расч.}} = I_{\text{max}} \leq K_{\text{ПГ}} \cdot I_{\text{ном}} \quad (12)$$

где  $I_{\text{max}}$ - рабочий максимальный ток продолжительного режима цепи, в которой устанавливается выключатель;

$K_{\text{ПГ}}$ - нормированный коэффициент возможной перегрузки выключателя при данном продолжительном режиме его работы.

### 3) Отключающей способности выключателя

– действующего значения симметричного тока отключения

$$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{н.откл}} \quad (13)$$

где  $I_{\text{н.откл}}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА;

$I_{\text{п0}}$ - начальный периодический сверхпереходный ток КЗ, проходящий через выключатель в момент расхождения контактов;

– аperiodической составляющей тока КЗ

$$i_{a\tau} \leq \frac{\sqrt{2}\beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{н.откл}}}{100} = i_{\text{расч.}\tau} \quad (14)$$

где  $\beta_{\text{н}}$  - коэффициент, зависящий от величины  $\tau$ , определяемой:

$$\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{св}} \quad (15)$$

При  $\tau < 0,09\text{с}$ ,  $\beta_{\text{н}}$  определяется по кривым  $\beta_{\text{н}} = f(\tau)$ , а при  $\tau > 0,09\text{с}$   $\beta_{\text{н}} = 0$ .

Если условие не выполняется, допускается проверка по полному току КЗ:

$$(\sqrt{2}I_{\text{п0}} + i_{a\tau}) = I_{\text{полн.КЗ}} I'_{\text{откл.ном}} = \sqrt{2}I_{\text{откл.ном}} \cdot (1 + \beta_{\text{н}}/100) \quad (16)$$

- Включающей способности

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}} \quad (17)$$

$$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{вкл}} \quad (18)$$

где  $i_{уд}$  - ударный ток короткого замыкания, кА

- Динамической стойкости

$$i_{уд} \leq i_{дин} \quad (19)$$

$$I_{п0} \leq I_{дин} \quad (20)$$

где  $i_{дин}$  - номинальный ток электродинамической стойкости выключателя (амплитудное значение предельного полного тока, допустимого для рассматриваемого аппарата).

- Термической стойкости выключателя

$$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \quad (21)$$

где  $B_k$  - интеграл Джоуля тока КЗ, характеризующий количество теплоты,  $кА^2 \cdot с$ , выделяющейся в аппарате за время короткого замыкания;

$I_{терм}$  - предельный ток термической стойкости, который данный аппарат может выдержать без повреждения в течение предельного времени термической стойкости ( $t_{терм}$ ).» [21]

Результаты выбора выключателей заносим в таблицу 13.

До модернизации подстанции были установлены масляные выключатели ВК-10-630-20. Заменяем их на более современные – вакуумные.

«В современной энергетике вакуумные выключатели имеют широкое применение, зарекомендовав себя как надежное и долговечное оборудование. Они имеют ряд преимуществ перед масляными выключателями, а именно: полная взрыво- и пожаробезопасность, возможность осуществления быстродействия и применения для работы в любых циклах АПВ, надежное отключение токов КЗ линий, малая масса, малые размеры, малая мощность привода, возможность замены дугогасительной камеры, простота эксплуатации» [13].

Таблица 13 – Сводная таблица по выбору выключателей

Наименование и тип аппарата	Условие выбора	Расчётные данные	Технические параметры	Проверка условия
Вводной выключатель 10 кВ ВБУЭ-10- 20/630УХЛ2	$U_{\text{ном.с}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном.с}} = 10\text{кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10\text{кВ}$	$10 = 10\text{кВ}$
	$I_{\text{норм.расч.}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{норм.расч.}} = 168\text{А}$	$I_{\text{ном}} = 630\text{А}$	$168 < 630\text{А}$
	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{max}} = 297\text{А}$	$I_{\text{ном}} = 630\text{А}$	$297 < 630\text{А}$
	$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{н.откл}}$	$I_{\text{п0}} = 6,314\text{кА}$	$I_{\text{н.откл}} = 20\text{кА}$	$6,314 < 20\text{кА}$
	$I_{\text{полн.кз}} I'_{\text{откл.ном}}$	$I_{\text{полн.кз}} = 8,93\text{кА}$	$I'_{\text{откл.ном}} = 28,3$	$8,93 < 28,3\text{кА}$
	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$	$i_{\text{уд}} = 16,25\text{кА}$	$i_{\text{вкл}} = 20\text{кА}$	$16,25 < 20\text{кА}$
	$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{вкл}}$	$I_{\text{п0}} = 6,314\text{кА}$	$I_{\text{вкл}} = 20\text{кА}$	$6,314 < 20\text{кА}$
	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$	$i_{\text{уд}} = 16,25\text{кА}$	$i_{\text{дин}} = 51\text{кА}$	$16,25 < 51\text{кА}$
	$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}$	$I_{\text{п0}} = 6,314\text{кА}$	$I_{\text{дин}} = 51\text{кА}$	$6,314 < 51\text{кА}$
	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$	$B_{\text{к}} = 24,72\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} =$ $20^2 \cdot 3 = 1200 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$24,72 < 1200$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
Выключатель отходящей ЛЭП 10 кВ ВБУЭ-10- 20/630УХЛ2	$U_{\text{ном.с}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном.с}} = 10\text{кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10\text{кВ}$	$10 = 10\text{кВ}$
	$I_{\text{норм.расч.}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{норм.расч.}} = 129\text{А}$	$I_{\text{ном}} = 630\text{А}$	$129 < 630\text{А}$
	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{max}} = 129\text{А}$	$I_{\text{ном}} = 630\text{А}$	$129 < 630\text{А}$
	$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{н.откл}}$	$I_{\text{п0}} = 6,314\text{кА}$	$I_{\text{н.откл}} = 20\text{кА}$	$6,314 < 20\text{кА}$
	$I_{\text{полн.кз}} I'_{\text{откл.ном}}$	$I_{\text{полн.кз}} = 8,93\text{кА}$	$I'_{\text{откл.ном}} = 28,3$	$8,93 < 28,3\text{кА}$
	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$	$i_{\text{уд}} = 16,25\text{кА}$	$i_{\text{вкл}} = 20\text{кА}$	$16,25 < 20\text{кА}$
	$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{вкл}}$	$I_{\text{п0}} = 6,314\text{кА}$	$I_{\text{вкл}} = 20\text{кА}$	$6,314 < 20\text{кА}$
	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$	$i_{\text{уд}} = 16,25\text{кА}$	$i_{\text{дин}} = 51\text{кА}$	$16,25 < 51\text{кА}$
	$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}$	$I_{\text{п0}} = 6,314\text{кА}$	$I_{\text{дин}} = 51\text{кА}$	$6,314 < 51\text{кА}$
	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$	$B_{\text{к}} = 24,72\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} =$ $20^2 \cdot 3 = 1200 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$24,72 < 1200$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

«В современной России промышленность выпускает множество вакуумных выключателей различных марок и серий. Принцип работы у них один и тот же. Отличие состоит в конструктивном исполнении, и каждый из них имеет свои преимущества и недостатки» [13].

Проведем сравнение выключателей двух заводов изготовителей, сравним их технические характеристики и особенности для обоснования выбора одного из них.

Для сравнения возьмем выключатели разных промышленных групп: ООО «Таврида электрик» марки ВВ/TEL-10-20/1000У2 и группы компаний «Электроцит» ТМ Самара марки ВВУ-10-20/1000У2.

«Эти вакуумные выключатели используются для эксплуатации в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц, номинальным напряжением 10 кВ с изолированной нейтралью в нормальных и аварийных режимах.

Вакуумный выключатель ВВ/TEL применяют в ячейках КРУН внутренней и наружной установки, а также в камерах КСО, как при новом строительстве, так и при замене выключателей прежних лет выпуска. В основе конструктивного решения выключателя лежит использование пофазных электромагнитных приводов с «магнитной защелкой», механически связанных с валом. Параллельно соединенные катушки электромагнитных приводов фаз выключателя при выполнении команд подключаются к предварительно заряженным конденсаторам в блоках управления. Такая конструкция позволяет достичь следующих основных отличительных особенностей вакуумных выключателей ВВ/TEL:

- высокий коммутационный и механический ресурс,
- отсутствие необходимости в проведении текущих, средних и капитальных ремонтов,
- питание от сети постоянного, выпрямленного и переменного оперативного тока в широком диапазоне напряжений,
- малое потребление мощности по цепям оперативного питания,
- высокое быстродействие при включении и отключении,

- возможность отключения при потере оперативного питания,
- совместимость с любыми существующими типами ячеек КРУН,
- допускается работа в любом пространственном положении,
- малые габариты и вес,
- все вакуумные выключатели серии ВВ/TEL полностью испытаны на соответствие требований российских стандартов и имеют сертификаты соответствия системы ГОСТ.» [3,4]

«Вакуумный выключатель ВБУ изготавливаются с двумя типами приводов: пружинно - моторными и электромагнитными. У каждого привода есть достоинства и недостатки. Если анализировать мировой опыт, в распределительных электрических сетях установлены вакуумные выключатели с пружинно-моторными приводами. У пружинно-моторных приводов меньший по сравнению с электромагнитными приводами коммутационный ресурс, но обеспечено ручное включение выключателя под нагрузкой, даже при полном отсутствии питания на шинках управления, кроме того пружинно - моторные привода потребляют для заводки пружины включения очень маленький ток 1,5 А, это упрощает схему цепей вторичной коммутации ячейки и позволяет обойтись без установки дорогостоящих и требующих обслуживания аккумуляторов или блоков аварийного питания включения. Электромагнитные же привода применяют там, где требуется большой коммутационный и механический ресурс и не требует дополнительного обслуживания и регулировок в процессе всего срока службы.

Выключатель ВВУ имеет следующие неоспоримые преимущества:

- универсальность - возможность установки электромагнитных или пружинно - моторных приводов,
- возможность ручного включения выключателя под нагрузкой,
- наличие встроенных в привод выключателей расцепителей,
- простота конструкции,
- высокая надежность,

- легко встраивается в различные типы КРУН,
- возможность установки привода отдельно от выключателя,
- высокий коммутационный ресурс,
- хороший теплоотвод рабочих поверхностей,
- лучшее среди всех отечественных и зарубежных выключателей соотношение «цена – качество»,
- выключатели сертифицированы по системе ГОСТ.» [2,3]

Характеристики выключателей обеих промышленных групп приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Сравнительные характеристики вакуумных выключателей

Параметр	ВВ/TEL-10-20/1000У2	ВВУ-10-20/1000У2
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Номинальный ток, А	1000	1000
Номинальный ток отключения, кА	20	20
Ток электродинамической стойкости, кА	51	52
Собственное время отключения, С мах	0,015	0,03
Полное время отключения, С мах	0,025	0,07
Собственное время включения, С мах	0,07	0,03
Механический ресурс цикл включено-отключено	50000	50000
Коммутационный ресурс цикл «включено-отключено»		
При номинальном токе	50000	50000
При номинальном токе отключения	100	100
Масса, кг	35	69
Цена, руб.	123150	105000

«Как видно из таблицы выключатели обладают практически одинаковыми техническими характеристиками и выбор приходится обосновывать исходя из эксплуатационных и экономических соображений.»

Стоит отметить, что вакуумный выключатель марки ВБУ имеет разборную конструкцию, то есть он более ремонтпригоден. У вакуумных выключателей марки ВВ/TEL пофазные электромагнитные привода, что усложняет и удорожает конструкцию. Как указано в инструкции к вакуумному выключателю марки ВБУ он не требует дополнительных регулировок на протяжении всего срока службы (так же в случае износа контактов). Очень важно, что у этого выключателя обеспечивается воздушная изоляция между верхним и нижним токосъемом камеры, что позволяет изготовить исключительно сбалансированную по теплоотводу конструкцию. Кроме всего вакуумный выключатель с электромагнитным приводом почти на 20 тыс.руб дешевле, чем выключатель марки ВВ/TEL. Таким образом, для модернизации ПС «Строительная» выбираем выключатель марки ВБУ, поскольку он дешевле и более ремонтпригоден.» [3,6]

Выводы по разделу 2:

В современной энергетике вакуумные выключатели имеют широкое применение, зарекомендовав себя как надежное и долговечное оборудование. Они имеют ряд преимуществ перед масляными выключателями, а именно: полная взрыво- и пожаробезопасность, возможность осуществления быстродействия и применения для работы в любых циклах АПВ, надежное отключение токов КЗ линий, малая масса, малые размеры, малая мощность привода, возможность замены дугогасительной камеры, простота эксплуатации.

### **3 Безопасность и охрана труда**

В настоящее время большое внимание уделяется безопасности обслуживающего персонала и вопросам экологии. Рассмотрим эти направления относительно подстанции 110/10 кВ «Строительная».

Распределительное устройство на 110 кВ выполнено открытым способом. РУ 10кВ выполнено на базе КРУН серии К-59. На подстанции установлен трансформатор ТМН-6300/110-85 У1.

#### **3.1 Безопасность и экологичность проекта**

«В последние годы вопросы экологии приобретают всё большую актуальность. Нарушения требований охраны окружающей среды могут привести к возникновению или усилению существующих негативных процессов в природе, и как следствие, снижению надёжности и срока службы сооружаемой ПС.

При модернизации ПС 110/10 кВ «Строительная» ущерб природе может быть нанесен, в основном только при эксплуатации ПС, ввиду концентрации большого количества горючего масла. Сам процесс модернизации ПС не оказывает значительного влияния на уровень загрязнения окружающей среды и не является постоянным фактором, определяющим экологическую обстановку в районе модернизации. Необходимо учесть, что при производстве работ не требуется устройство временных дорог и подъездов, вырубки леса и временного отчуждения сельскохозяйственных земель.» [5,8,16]

«ПС 110/10 кВ представляет собой открытое распределительное устройство ВН (110 кВ) и комплектное распределительное устройство наружного исполнения (НН 10 кВ).

Принимается обслуживание ПС силами местного дежурного персонала с дежурством на дому. Такой график подразумевает активное дежурство



(нахождение непосредственно на ПС) ежедневно с 7<sup>00</sup> до 13<sup>30</sup>, далее дежурство на дому. Также нахождение дежурного персонала на ПС необходимо при производстве оперативных переключений и производстве работ на территории ПС силами ремонтного персонала службы ПС. Самому дежурному персоналу запрещается производство ремонтных работ [16,22].

На дежурный и обслуживающий персонал согласно ГОСТ-12.0.-003-94 могут воздействовать следующие опасные факторы, которые могут привести к травматизму и профзаболеваниям:

- повышенное значение напряжения в электрической цепи, которые могут пройти через тело человека;
- повышенный уровень шума.

Дополнительно к вышеуказанному ГОСТу предлагается добавить следующие опасные производственные факторы, учтённые в отраслевой технической документации:

- падение предметов с высоты;
- воздействие повышенных температур (от возникшей электрической дуги) при аварийных повреждениях во время производства оперативных переключений;
- возможность отравления продуктами горения во время пожара на маслonaполненном оборудовании;
- возможность поражения глаз твёрдыми частицами при аварийных повреждениях оборудования.

Профессиональные заболевания обслуживающего персонала ПС встречаются крайне редко. Они возможны при несоблюдении санитарных норм и правил в следующих случаях:

- отравление угарным газом в плохо вентилируемых помещениях, а также при работах по разогреванию заливочных компаундов, мастик, пайке металла;
- отравление окислами свинца при пайке свинцовыми припоями;
- отравление при покраске нитроэмалями и работе с растворителями;

- отравление газом при работе в кабельных колодцах;
- заболевание органов дыхания при работе в сильно задымленных помещениях.» [16,19]

«Предупреждение профессиональных заболеваний достигается путем соблюдения правил производственной санитарии и мер личной гигиены.

Микроклимат в помещении характеризуется температурой воздуха, относительной влажностью и скоростью движения воздуха.

Исходя из малого времени пребывания дежурного персонала на рабочем месте и условий его работы применяется естественная вентиляция служебного помещения (площадь помещения 12 кв.м.)

Технологические процессы не сопровождаются выделением в воздух рабочей зоны вредных веществ в виде паров, газов и пыли.

Отопление у ОПУ предусматривается электрическое, с использованием ТЭН. Температуру в помещении поддерживает обслуживающий персонал в пределах оптимальной (20-22 С) или допустимой (17-22С).» [16,21]

«Источником шума и вибрации на территории ПС являются силовые трансформаторы. Непосредственно на рабочем месте, в ОПУ, источником шума может быть звуковая сигнализация и радио или телефонная связь. Согласно ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности» уровень шума в помещениях с телефонной связью не должен превышать 65дБ, этот уровень значительно ниже.

На территории ОРУ 110/10 кВ. источник шума – силовой трансформатор, имеет систему охлаждения с естественной циркуляцией масла и общий уровень шума также не превышает 65 дБ.» [13,16]

## 3.2 Электробезопасность

«В процессе монтажа, наладки и эксплуатации оборудования существует вероятность поражения электрическим током обслуживающего персонала.

Наиболее опасные для обслуживающего персонала места на территории ПС заносятся в специальный "Перечень опасных мест". К опасным местам на ПС можно отнести:

- блочное оборудование РУ – из-за уменьшенных расстояний между отдельными единицами оборудования в блоке;
- ячейки КРУН – 10 кВ. – из-за неудобства эвакуации персонала из коридора КРУН в случае возникновения аварийных ситуаций;
- ячейки линий, имеющих двойное питание (кольцующиеся ВЛ – 10 кВ. и линии к которым подключены посторонние источники питания – дизельные электрогенераторы);
- "негабаритные" места на ПС (места, где не соблюдаются установленные правилами габаритные расстояния от токоведущих частей до земли);
- неисправная блокировка безопасности или её отсутствие.

Запрещается производство переключений на оборудовании ПС без применения средств защиты.» [9,11]

«В конструкции КРУН серии К-59 1У. предусмотрены следующие меры, обеспечивающие возможность безопасного обслуживания:

- все находящиеся под высоким напряжением оборудование размещено внутри ячеек со сплошной металлической оболочкой и при нормальной эксплуатации недоступно для прикосновения;
- выключатели и их приводы, а также некоторые виды другого электрооборудования установлены на выдвижных элементах (выкатных тележках), что позволяет производить ревизию и ремонт выключателей и оборудования вне ячеек, вдали от токоведущих частей,

- находящихся под напряжением;
- при выкатывании выдвижных элементов в ремонтное положение доступ к оставшимся под напряжением токоведущим частям перекрывается автоматически действующими металлическими шторками. Предусмотрена возможность запираания шторок при их закрытом положении висячим замком;
  - для наблюдения за состоянием встроенного в ячейки оборудования, без снятия напряжения с главных цепей, дверные проемы задних стенок снабжены предохранительными перегородками;
  - ячейки КРУН оборудованы стационарными заземляющими разъединителями, что позволяет отказаться от установки переносных заземлителей;
  - ячейки КРУН оборудованы системой электромеханической блокировки;
  - коридор управления КРУН оборудован общим освещением.

Перемещение по территории ОРУ и в целом на ПС возможно только с разрешения диспетчера предприятия.» [11,20]

### **3.3 Пожарная безопасность**

Пожарную опасность на ПС представляет маслонаполненное оборудование из-за горючести трансформаторного масла. Основной причиной возникновения пожара может быть аварийное повреждение маслонаполненного оборудования, сопровождающееся возникновением электрической дуги (основного источника возгорания). Для предотвращения возможности возникновения пожара на ПС, согласно ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования» применяются следующие мероприятия:

- применение оборудования, устройств, при эксплуатации которых не образуются источники зажигания;

- применение электрооборудования, соответствующего пожаро- и взрывоопасным зонам, группе и категории взрывоопасности смеси, в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.011 и ПУЭ;
- применение в конструкции электрооборудования быстродействующего защитного отключения;
- устройство молниезащиты зданий, сооружений, оборудования;
- устройство аварийного слива горючих жидкостей (трансформаторного масла);

«Практически весь объем горючего масла на подстанции сконцентрирован в силовых трансформаторах. Согласно «Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий Р1 153.-34.-0-03.301-00» под трансформаторами должны быть выполнены маслоприемные устройства, маслопроводы, которые должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения.

В пределах бортовых ограждений маслоприемника гравийная засыпка должна содержаться в чистом состоянии и не реже одного раза в год промываться.

Бортовые ограждения маслоприемных устройств должны выполняться по всему периметру гравийной засыпки без разрывов высотой не менее 150 мм. над землей.

В местах выкатки трансформаторов бортовое ограждение должно выполняться из материала, легко убираемого при ремонтах с последующим восстановлением его целостности.» [10,14]

«Для подавления очагов возгорания на ПС, общей площадью до 200 м<sup>2</sup> предусмотрены следующие первичные средства пожаротушения:

- огнетушители углекислотные типа ОУ-5 – 4 штуки (или порошковые, типа ОП-5) – в КРУН-10 кВ. и ОПУ;
- ящики с песком, ёмкостью не менее 0,5 м<sup>3</sup> – 3 штуки, оборудованных совковыми лопатами – на ОРУ-110кВ;

- кошма или полотно асбестовое размерами 2\*1,5 или 2\*2 метра.

При тушении пожара огнетушителями, необходимо соблюдать безопасные расстояния, указанные в таблице 15. Допускается использование других видов огнетушителей, имеющих сертификаты и соответствующих техническим условиям заводов изготовителей. Тушение пенными огнетушителями не допускается. [3,10]

Таблица 15 – Виды огнетушителей, применяемые для тушения оборудования, находящегося под напряжением

Напряжение кВ	Безопасное расстояние до электроустановки	Вид огнетушителей
До 10	Не менее 1 метра	углекислотный
До 1	Не менее 1 метра	порошковый
До 0.4	Не менее 1 метра	хладоновый

Действия дежурного персонала при возникновении пожара определены в "Оперативной карточке пожаротушения". Оперативная карточка пожаротушения представляет собой документ, указывающий действия по вызову пожарной команды, экстренному отключению оборудования (на котором произошло возгорание и при необходимости, находящееся рядом), по тушению пожара до прибытия пожарной команды, план размещения и заземления пожарной машины, расположение водозаборных колодцев или водоёмов и схему кабельных каналов.» [10]

### **3.4 Мероприятия по улучшению условий и охраны труда на предприятии**

«В инструкцию по охране труда для обслуживающего персонала в целях предупреждения производственных травм внесены следующие мероприятия:

- для защиты от падения предметов с высоты персонал обязан применять защитные каски во время нахождения на территории ПС.
- для защиты от воздействия повышенных температур персонал обязан применять огнезащитный костюм (плащ) во время производства оперативных переключений.
- для защиты от воздействия продуктов сгорания применяется фильтрующий противогаз марки ГП – 5 с гопкалитовым патроном (для защиты от СО).
- для защиты глаз от попадания твёрдых частиц применяются специальные защитные очки.»[16]

«Для защиты персонала от поражения электрическим током применяются следующие мероприятия.

Заземление всех металлических нетоковедущих частей на территории ПС, включая металлические ограждения, которые могут оказаться под напряжением вследствие нарушения нормальной работы оборудования.

Использование средств защиты:

- переносные заземления, необходимого сечения (по 2 на каждый класс напряжения);
- указатели напряжения (по 2 на каждый класс напряжения);
- изолирующие штанги (по 2 на каждый класс напряжения);
- диэлектрические перчатки (2 пары);
- диэлектрические боты (1 пара);
- диэлектрические коврики (перед каждой ячейкой в КРУН-10 кВ.).

Использование защитных ограждений токоведущих частей.

Соблюдение габаритных расстояний от токоведущих частей до земли или других токоведущих частей.

Соблюдение персоналом допустимых расстояний до токоведущих частей, находящихся под напряжением;

Использование блокировки безопасности, исключаяющей:

- включение заземляющих ножей на оборудование, находящееся под

напряжением;

- подачу напряжения на токоведущие части при включённых заземляющих ножах или открытых защитных ограждениях;
- проникновение за защитные ограждения без снятия напряжения с токоведущих частей

Использование сигнализации наличия (отсутствия) напряжения на мнемосхеме ПС.» [11]

Производство переключений на оборудовании ПС только по бланкам переключения, под руководством диспетчера предприятия.

Применение предупреждающих плакатов и надписей на защитных ограждениях оборудования, находящегося под напряжением.

Периодические инструктажи по безопасному производству работ и проверка знаний правил техники безопасности, правил технической эксплуатации и др.

«Для повышения безопасности эксплуатации электросетей с изолированной нейтралью предлагается применение метода автоматического заземления повреждённой фазы (АШФ).» [8,10]

Защитное шунтирование представляет собой искусственное соединение повреждённой фазы с землёй в одной или нескольких заведомо заданных точках электросети, обуславливающих снижение напряжения повреждённой фазы, относительно земли и тока через место замыкания на землю, до допустимых по условиям электробезопасности значений.

«АШФ всегда повышает электробезопасность при повреждении изоляции на незаземлённых железобетонных опорах, а также обрыве проводов и падении их на землю, особенно в условиях высокого удельного сопротивления грунта.

Для предупреждения ошибочных действий при переключениях дополнительно к блокировке используется цветовая раскраска. Привода разъединителей окрашиваются в черный цвет, привода заземляющих ножей – в красный.



Для обозначения фаз на ОРУ также применяется цветовая раскраска. Согласно ПУЭ шины должны быть обозначены при переменном трехфазном токе: шины фазы А- желтым цветом, фазы В- зеленым, фазы С- красным.

Цветовое обозначение должно быть выполнено по всей длине шин. Все металлические части ОРУ должны быть окрашены или иметь другое антикоррозийное покрытие.

При реконструкции ПС должны быть соблюдены наименьшие расстояния различных элементов ОРУ. На территории ОРУ должен быть предусмотрен проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно – ремонтных механизмов и приспособлений, а также передвижных лабораторий; габарит проезда должен быть не менее 4 м по ширине и высоте.

Территория ОРУ и подстанции должны быть ограждены внешним забором высотой 1.8-2.0 м.»[10]

Выводы по разделу 3:

В настоящее время большое внимание уделяется безопасности обслуживающего персонала и вопросам экологии. На дежурный и обслуживающий персонал согласно ГОСТ-12.0.-003-94 могут воздействовать следующие опасные факторы, которые могут привести к травматизму и профзаболеваниям:

- повышенное значение напряжения в электрической цепи, которые могут пройти через тело человека;
- повышенный уровень шума.

Основной причиной возникновения пожара может быть аварийное повреждение маслonaполненного оборудования, сопровождающееся возникновением электрической дуги.

#### **4 Экономическая часть**

Установка нового современного оборудования в ходе модернизации подстанции «Строительная» приводит к уменьшению трудовых и материальных затрат на техническую эксплуатацию. Увеличение надежности устанавливаемого оборудования уменьшит убытки, являющиеся следствием внеплановых отключений объектов, которые влекут за собой нарушение производственного процесса, простой технологического оборудования, снизят коэффициент использования основных фондов предприятия. За счет внедрения нового оборудования, отвечающего всем современным требованиям, уменьшаются расходы трудовых и материальных ресурсов на ремонт и поддержание оборудования подстанции в состоянии эксплуатационной готовности.

Устанавливаемое на подстанции современное оборудование снижает затраты на техническое обслуживание и ремонт оборудования, и первые десять лет не потребует проведения капитальных и текущих ремонтов.

Составим локальную смету на приобретение и монтаж оборудования, устанавливаемого в ходе модернизации подстанции 110/10 кВ «Строительная» и сводим в таблицу 16.

Таблица 16 – Локальная смета на электрооборудование трансформаторной подстанции

Наименование работ и затрат	Кол-во, шт	Стоимость, тыс.руб.			
		Единицы		Общая	
		оборудования	монтажных работ	оборудования	монтажных работ
Трансформатор ТМ-63/10/0,4	1	116,55	105	116,55	105
Выключатель ВВУ-10-20/1000У2	6	105,0	155	630,0	930
Итого				746,55	1035
Всего по расчёту				1781,55	

Цена на оборудование взята из каталога, прайс-листов и Интернет-ресурсов на 2021 год.

Расчет годовых эксплуатационных издержек производят по формуле:

$$ИЭ = А + Т_p + С_3 \quad (22)$$

где А-амортизационные отчисления, тыс. руб;

Т<sub>р</sub>-стоимость текущего ремонта, тыс. руб;

С<sub>3</sub>-заработная плата, тыс. руб.

$$А = КВ * Н_{ам.} / 100 \%, \quad (23)$$

где Н<sub>ам.</sub> - норма отчислений на амортизацию, %.

$$А = 1781,55 * 11,1 / 100\% = 197,75 \text{ тыс. руб.}$$

$$Т_p = КВ * Н_{тр.} / 100\%, \quad (24)$$

где  $N_{\text{тр}}$  - норма отчислений на текущий ремонт, %.

$$T_p = 1781,55 \cdot 8,5 / 100\% = 151,43 \text{ тыс. руб.}$$

«На базе годовой трудоёмкости текущих и капитальных ремонтов электрооборудования определяется число ремонтного персонала. Чтобы определить годовую трудоёмкость текущих и капитальных ремонтов необходимо определить структуру ремонтного цикла каждой единицы оборудования.

Рассчитаем плановую продолжительность ремонтного цикла и межремонтного периода для электрооборудования по следующим формулам:

$$T_{\text{ПЛ}} = T_{\text{ТАБЛ}} \cdot \beta_p \cdot \beta_k \cdot \beta_{\text{И}} \cdot \beta_{\text{От}} \cdot \beta_{\text{Слет}}; \quad (25)$$

$$t_{\text{ПЛ}} = t_{\text{ТАБЛ}} \cdot \beta_p \cdot \beta_k \cdot \beta_{\text{И}} \cdot \beta_{\text{От}t} \cdot \beta_{\text{Смес}}; \quad (26)$$

где  $T_{\text{ТАБЛ}}$  и  $t_{\text{ТАБЛ}}$  – табличные значения продолжительности ремонтного цикла и межремонтного периода;

$\beta_p = \frac{2}{K_{\text{см}}}$  – коэффициент, определяемый сменностью работы оборудования;

$K_{\text{см}}$  – коэффициент сменности работы оборудования, зададимся  $K_{\text{см}}=1,75$ , тогда  $\beta_p=1,14$ ;

$\beta_k$  – коэффициент поправки,  $\beta_k=1$ ;

$\beta_{\text{И}}$  – коэффициент использования оборудования  $\beta_{\text{И}}=0,9$ ;

$\beta_{\text{О}}$  – коэффициент, учитывающий степень ответственности основного оборудования;  $\beta_{\text{От}}=0,85$  для ремонтного цикла,  $\beta_{\text{От}t}=0,7$  для межремонтного периода;

$\beta_{\text{С}}$  – коэффициент поправки для стационарного оборудования  $\beta_{\text{С}}=1$ .»

[11]

Проведём расчёт для нашего проекта:

$$T_{\text{ПЛ}} = 12 \cdot 1,14 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 0,85 \cdot 1 = 10,46 \text{ лет};$$

$$t_{\text{ПЛ}} = 36 \cdot 1,14 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 0,7 \cdot 1 = 25,85 \text{ мес.}$$

Полученные значения округляем, тогда получим:  $T_{\text{ПЛ}}=10$ лет, а  $t_{\text{ПЛ}}=26$ мес.

«Расчётные коэффициенты для определения структуры ремонтного цикла электрооборудования, а также плановые продолжительности ремонтного цикла и плановые продолжительности межремонтного периода электрооборудования приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Плановая продолжительность ремонтного цикла и межремонтного периода

Наименование и тип электрооборудования	$T_{\text{ТАБЛ}}$ ,лет	$t_{\text{ТАБЛ}}$ ,мес.	$\beta_P$	$\beta_K$	$\beta_{II}$	$\beta_{OT}$	$\beta_{Ot}$	$\beta_C$	$T_{\text{ПЛ}}$ ,лет	$t_{\text{ПЛ}}$ ,мес.
Трансформатор ТМ-63-10/0,4	12	36	1,14	1	0,9	0,85	0,7	1	10	26
Выключатели 10 кВ ВВУ-10-20/1000У2	12	36	1,14	1	0,9	0,85	0,7	1	10	26

Формула для определения количества текущих ремонтов в структуре ремонтного цикла:

$$n_{\text{ТР}} = \frac{T_{\text{ПЛ}} \cdot 12}{t_{\text{ПЛ}}} - 1. \quad (27)$$

Проведём расчёт для нашего проекта:

$$n_{\text{ТР}} = \frac{T_{\text{ПЛ}} \cdot 12}{t_{\text{ПЛ}}} - 1 = \frac{10 \cdot 12}{26} - 1 \approx 4 \text{ шт.}$$

Ремонтный цикл электрооборудования приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Структура ремонтного цикла электрооборудования

Наименование и тип электрооборудования	Структура ремонтного цикла	$T_{ПЛ}$ , лет	$t_{ПЛ}$ , мес.	$n_{ТР}$ , шт.
Трансформатор ТМ-63-10/0,4	К-Т <sub>1</sub> - Т <sub>2</sub> - Т <sub>3</sub> - Т <sub>4</sub> -К	10	26	4
Выключатели 10 кВ ВВУ-10-20/1000У2	К-Т <sub>1</sub> - Т <sub>2</sub> - Т <sub>3</sub> - Т <sub>4</sub> -К	10	26	4

Годовая трудоёмкость капитальных ремонтов и годовая трудоёмкость текущих ремонтов определяются по формулам соответственно:

$$T_{ГКР} = \frac{n \cdot t_{КР}}{T_{ПЛ}}; \quad (28)$$

$$T_{ГТР} = \frac{n \cdot n_{ТР} \cdot t_{ТР}}{T_{ПЛ}};$$

где  $n$  – количество единиц однотипного оборудования;

$t_{КР}$  – трудоёмкость выполнения капитального ремонта единицы оборудования;

$t_{ТР}$  – трудоёмкость выполнения текущего ремонта единицы оборудования.

Годовая трудоемкость текущих и капитальных ремонтов оборудования подстанции приведена в таблице 19.» [2,13]

Таблица 19 – Годовая трудоёмкость текущих и капитальных ремонтов

Наименование и тип электрооборудования	$n$ , шт.	$T_{ПЛ}$ , лет	$t_{ПЛ}$ , мес.	$n_{ТР}$ , шт.	$t_{КР}$ , чел.·ч	$t_{ТР}$ , чел.·ч	$\frac{T_{ГКР}}{\text{год}}$ , чел.·ч	$\frac{T_{ГТР}}{\text{год}}$ , чел.·ч
Трансформатор ТМ-63-10/0,4	1	10	24	4	460	200	46	80
Выключатели 10 кВ ВВУ-10-20/1000У2	6	10	24	4	200	50	0	120
ИТОГО:							46	200

«Для проведения капитальных и текущих ремонтов определим численность персонала по формуле:

$$Ч_{РЕМ} = Ч_{КР} + Ч_{ТР} = \frac{T_{ГКР} + T_{ГТР}}{\Phi_{ЭФ} \cdot K_{ВН}}; \quad (29)$$

где  $Ч_{КР}$  – численность персонала для проведения капитальных ремонтов;

$Ч_{ТР}$  – численность персонала для проведения текущих ремонтов;

$\Phi_{ЭФ}$  – годовой эффективный фонд рабочего времени, принимаем

$\Phi_{ЭФ}=2000$  час/год;

$K_{ВН}$  – коэффициент перевыполнения норм, принимаем  $K_{ВН}=1,2$ .

Для проведения технического обслуживания численность персонала находится по формуле:

$$Ч_{ТО} = \frac{T_{ГТО}}{\Phi_{ЭФ} \cdot K_{ВН}}; \quad (30)$$

где  $T_{ГТО}$  – годовая трудоёмкость технического обслуживания оборудования

$$T_{ГТО} = 0,1 \cdot T_{ГТР} \cdot n_{СМ}; \quad (31)$$

где  $n_{СМ}$  – количество смен,  $n_{СМ}=2$ ;

$K_{ВН}=1,0$ , так как обслуживающий персонал находится на повременной системе оплаты труда.

Численность персонала для ремонтов и обслуживания:

$$Ч_{РЕМ} = Ч_{КР} + Ч_{ТР} = \frac{T_{ГКР} + T_{ГТР}}{\Phi_{ЭФ} \cdot K_{ВН}} = \frac{46 + 200}{2000 \cdot 1,2} \approx 1 \text{ чел.}; \quad (32)$$

$$Ч_{ТО} = \frac{T_{ГТО}}{\Phi_{ЭФ} \cdot K_{ВН}} = \frac{0,1 \cdot 200 \cdot 2}{2000 \cdot 1} \approx 1 \text{ чел.}$$

Рассчитаем заработную плату ремонтного и обслуживающего персонала. Общий фонд заработной платы складывается из основной заработной платы, дополнительной заработной платы и начислений в размере единого социального налога. Расчёт произведём отдельно для ремонтного и обслуживающего персонала, приняв средний тарифный разряд 4 для всего обслуживающего персонала.» [18]

«Основная заработная плата определяется по формуле:

$$C_0 = K_{чТС} \cdot T; \quad (33)$$

где  $K_{чТС} = 5 \cdot МРОТ \cdot ТК$  – часовая тарифная ставка;

$МРОТ = 12792$  руб./мес. =  $76,14$  руб./час – минимальный размер оплаты труда, если в месяце 21 восьмичасовой рабочий день;

$ТК$  – средний тарифный коэффициент;

$T$  – трудоёмкость работ.» [18]

Дополнительная заработная плата составляет 15% от основной:

$$C_D = 0,15 \cdot C_0. \quad (34)$$

Начисления на заработную плату в размере единого социального налога определяются по формуле:



$$C_H = 0,26 \cdot (C_0 + C_D). \quad (35)$$

Общие затраты на заработную плату:

$$C_3 = C_{ЗКР} + C_{ЗТР} + C_{ЗТО}; \quad (36)$$

где  $C_{ЗКР}$  – затраты на заработную плату персонала для проведения капитальных ремонтов;

$C_{ЗТР}$  – затраты на заработную плату персонала для проведения текущих ремонтов;

$C_{ЗТО}$  – затраты на заработную плату обслуживающего персонала.

Приведём пример расчёта заработной платы персонала по ремонту и обслуживанию трансформатора собственных нужд ТМ-63-10/0,4 (аналогично производятся расчеты относительно обслуживания выключателей).

«Фонд основной заработной платы персонала для проведения текущих ремонтов:

$$\begin{aligned} C_{ОТР} &= 5 * МРОТ * ТК_4 * T_{ГТР} = 5 * 76,14 * 1,33 * 80 = 40506,48 \frac{\text{руб}}{\text{год}} \\ &= 40,506 \frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}} \end{aligned}$$

Фонд основной заработной платы персонала для проведения капитальных ремонтов:

$$\begin{aligned} C_{ОКР} &= 5 * МРОТ * ТК_4 * T_{ГКР} = 5 * 76,14 * 1,33 * 46 = 23291,23 \frac{\text{руб}}{\text{год}} \\ &= 23,291 \frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}} \end{aligned}$$

Фонд дополнительной заработной платы персонала для проведения текущих ремонтов:

$$C_{\text{ДТР}} = 0,15 * 40,506 = 6,076 \frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}}$$

Фонд дополнительной заработной платы персонала для проведения капитальных ремонтов:

$$C_{\text{ДКР}} = 0,15 * 23,291 = 3,494 \frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}}$$

Фонд начислений на заработную плату персонала для проведения текущих ремонтов:

$$C_{\text{НТР}} = 0,26 * (40,506 + 6,076) = 12,111 \frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}}$$

Фонд начислений на заработную плату персонала для проведения капитальных ремонтов:

$$C_{\text{НКР}} = 0,26 * (23,291 + 3,494) = 6,964 \frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}}$$

Затраты на заработную плату персонала для проведения текущих ремонтов:

$$C_{\text{ЗТР}} = 40,506 + 6,076 + 12,111 = 58,693 \frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}}$$

Затраты на заработную плату персонала для проведения капитальных ремонтов:

$$C_{\text{ЗКР}} = 23,291 + 3,494 + 6,964 = 33,749 \frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}}$$

Фонд основной заработной платы обслуживающего персонала:

$$C_{OTO} = 5 * MPOТ * TK_4 * 0,1 * T_{ГТР} * n_{CM} = 5 * 76,14 * 1,33 * 0,1 * 80 * 2$$

$$= 8,101 \frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}}$$

Фонд дополнительной заработной платы обслуживающего персонала:

$$C_{ДТО} = 0,15 * 8,101 = 1,215 \frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}}$$

Фонд начислений на заработную плату обслуживающего персонала:

$$C_{НТО} = 0,26 * (8,101 + 1,215) = 2,422 \frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}}$$

Затраты на заработную плату обслуживающего персонала:

$$C_{ЗТО} = 8,101 + 1,215 + 2,422 = 11,738 \frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}}$$

Общие затраты на заработную плату:

$$C_{З_1} = 58,693 + 33,749 + 11,738 = 104,18 \frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}}$$

Затраты на заработную плату персонала по ремонту и обслуживанию выключателей:

$$C_{З_2} = 88,041 + 0 + 17,608 = 105,65 \frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}}$$

Общие затраты на заработную плату персонала по ремонту и обслуживанию трансформатора и выключателей:

$$C_3 = 104,18 + 105,65 = 209,83 \frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}}$$

Эксплуатационные издержки будут равны:

$$\text{ИЭ} = 197,75 + 151,43 + 209,83 = 559,01 \frac{\text{тыс.руб.}}{\text{год}}$$

Исходя из возможности дополнительного отпуска электроэнергии потребителям за счет увеличения надежности в работе подстанции планируется экономическая выгода.

Дополнительный отпуск электроэнергии в связи с подключением нагрузок определяется в зависимости от числа часов использования максимума:

$$W = P * T_{\max} * T_{\text{Э}} \quad (37)$$

где  $P = 0,5$  МВт – средняя присоединяемая нагрузка;

$T_{\max} = 3000$  ч – средняя величина по всем потребителям;

$T_{\text{Э}} = 3,84$  руб. /кВт\*ч – тариф на электроэнергию.» [8]

$$W = 500 * 3000 * 3,84 = 5760 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет срока окупаемости

$$T = (KB + \text{ИЭ}) / W, \quad (38)$$

$$T = (1781,55 + 559,01) / 5760 = 0,41 \text{ года}$$

Итак, получаем, что наш проект модернизации ПС «Строительная» окупится менее чем за год.

Выводы по разделу 4:

Увеличение надежности устанавливаемого оборудования уменьшит убытки, являющиеся следствием внеплановых отключений объектов, которые влекут за собой нарушение производственного процесса, простой технологического оборудования, снизят коэффициент использования основных фондов предприятия. За счет внедрения нового оборудования, отвечающего всем современным требованиям, уменьшаются расходы трудовых и материальных ресурсов на ремонт и поддержание оборудования подстанции в состоянии эксплуатационной готовности. На базе годовой трудоёмкости текущих и капитальных ремонтов электрооборудования определяется число ремонтного персонала. Чтобы определить годовую трудоёмкость текущих и капитальных ремонтов необходимо определить структуру ремонтного цикла каждой единицы оборудования.

## Заключение

В ходе модернизации ПС 110/10 «Строительная» была произведена замена устаревшего коммутационного и вспомогательного электрооборудования на более современное.

Цель работы - улучшение надежности снабжения потребителей, питаемых от данной ПС, а также, повышение безопасности работы оперативного и обслуживающего персонала.

Для достижения поставленной цели была произведена замена масляных выключателей 10 кВ на современные вакуумные, установка дополнительного трансформатора собственных нужд.

За счет установки нового оборудования увеличилась надёжность электроснабжения потребителей, а также уменьшатся расходы трудовых и материальных ресурсов на ремонты и поддержание оборудования в состоянии эксплуатационной готовности. За счет увеличения надежности вновь устанавливаемого оборудования уменьшится ущерб, являющийся следствием внеплановых отключений. Применение современного оборудования снизит вероятность аварийных ситуаций. Резервное питание защит РЗА, оперативных цепей управления коммутационными аппаратами 10 кВ, цепей питания электромагнитной блокировки, телемеханики, обогрева и освещения ОРУ обеспечит безопасность при оперативных переключениях и техническом обслуживании оборудования.

Исходя из возможности дополнительного отпуска электроэнергии потребителям за счет увеличения надежности в работе подстанции планируется экономическая выгода.

Итак, получаем, что наш проект модернизации ПС «Строительная» окупится менее чем за год.

Из всего вышеизложенного следует, что модернизация подстанции целесообразна.

## Список используемых источников

1. БалтСтройкомплект. [Электронный ресурс]: БалтСтройкомплект. URL: <http://bpks.ru/pricelist/product.230868> (дата обращения 27.09.2021).
2. Вакуумные выключатели 10 кВ. [Электронный ресурс]: Российская группа компаний «Таврида Электрик». URL: <https://www.tavrida.com/ter/> (дата обращения 02.10.2021)
3. Выключатели вакуумные типа ВВ-10. [Электронный ресурс]: Машинформ.ру. Технические характеристики промышленного оборудования. URL: <https://electro.mashinform.ru/vyklyuchateli-vakuumnye/vyklyuchateli-vakuumnye-tipa-vv-10-obj38.html> (дата обращения 27.09.2021).
4. Каталог. [Электронный ресурс]: ЗАО «Группа компаний «Электрощит» ТМ «Самара». URL: <http://www.electroshield.ru/catalog/> (дата обращения 03.10.2021)
5. Комбин Н.Н. Экономический эффект от замены высоковольтных масляных выключателей на вакуумные // Научное сообщество студентов XXI столетия. Экономические науки: сб. ст. по мат. XLVII междунар. студ. науч.-практ. конф. № 10(47).
6. Лисовский Г. С., Хейфиц М.Э. Главные схемы и электротехническое оборудование подстанций 35-750 кВ. Москва: Энергия, 1977. 464с.
7. Михайлова О.В., Осокин В.Л., Новикова Г.В., Кириллов Н.К. Светотехника: учебное пособие. Княгинино: НГИЭИ, 2013. 380 с.
8. Оболенский, Н. В., Осокин, В. Л. Практикум по теплотехнике. Княгинино: НГИЭИ, 2010. 237 с.
9. Осокин В.Л., Семёнов Д.А. Светотехника и электротехнология: учебно-методическое пособие для курсового проектирования. Княгинино: НГИЭИ, 2012. 158 с.
10. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. [Электронный ресурс]: Приказ Минэнерго РФ

от 19 июня 2003 г. № 229 (ред. 13.02. 2019 года). URL: <https://base.garant.ru/186039/> / (дата обращения 27.09.2021).

11. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Седьмое издание. [Электронный ресурс]: Электротехнический интернет-портал. URL: [https://www.elec.ru/viewer?url=/library/direction/pue\\_7.pdf/](https://www.elec.ru/viewer?url=/library/direction/pue_7.pdf/) (дата обращения 01.10.2021).

12. Сбитнев, Е.А., Осокин, В. Л., Семенов, Д. А. Электрические сети и системы: учебно-методический комплекс. Княгинино: НГИЭИ, 2012. 136 с.

13. Серебряков, А. С., Семенов, Д. А. Основы автоматики: учебное пособие. Княгинино: НГИЭИ, 2012. 200с.

14. Синенко, Л.С. Электроснабжение: Учеб. Пособие по курсовому и дипломному проектированию : в 2 – х ч. Ч. 2 / Л.С. Синенко, [и др.]. – Красноярск :Сиб. федер. ун–т; Политехн. Ин–т, 2007. – 212 с

15. Синенко, Л.С. Электроснабжение: Учеб. Пособие по курсовому и дипломному проектированию: В 2 ч. Ч. 1 / Л.С. Синенко, [и др.]. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2005. – 135 с.

16. СПИНЫ и ГОСТы. Справочный ресурс. [Электронный ресурс]: СПИНЫ и ГОСТы. Справочный ресурс. URL: <http://www.snip-info.ru/> (дата обращения 08.09.2021).

17. Справочник инженера-электрика сельскохозяйственного производства: учебное пособие. М.: Информагротех, 2009. 536 с.

18. Справочник по проектированию электроснабжения. Электроустановки промышленных предприятий / Под общ. ред. В.И. Круповича – М. : Энергия, 1980. – 456 с.

19. Справочник по проектированию электроснабжения/ Под ред. Ю.Г. Барыбина – М. : Энергоатомиздат, 1990 – 576с.

20. СТО 4.2–07–2014. Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной и научной деятельности. – Взамен СТО 4.2–07–2012; дата введ. 27.02.2014. – Красноярск : БИК СФУ, 2014. – 57 с.



21. Трансформаторы серии ТМ-63-10(6)/0,4 В. [Электронный ресурс]: Проектирование и поставка электротехнической продукции. URL: <https://fsk-nsk.ru/transformatory/transformatory-silovye-raspredelitelnye-maslyanye-tm-tmg/novaya-gruppa-tovarov/tm-63-10-6-0-4-kv> (дата обращения 15.09.2021).

22. Четошникова, Л.М. Релейная защита в системах электроснабжения: методические указания к выполнению курсовой работы. / Л.М. Четошникова – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2013. – 60 с.