

МИНОБРНАУКИ РОССИИ  
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) программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ 2016 г.  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция системы внешнего электроснабжения  
Константиновского района для повышения надежности электроснабжения

Исполнитель

студент группы 242об4

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Ф.В. Гаврилов

Руководитель

доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

П.П. Проценко

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 99 с., 11 рисунков, 21 таблица, 23 использованных источника, 3 приложения.

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

Для обеспечения надёжного электроснабжения потребителей Константиновского района необходима реконструкция системы внешнего электроснабжения, которая заключается в изменении схемы питания подстанции 110/35/10 кВ Береговая. Для этого сооружается ВЛ 110 кВ Узловая-Береговая. В ходе проектирования рассчитаны токи короткого замыкания для выбора и проверки высоковольтного электрооборудования, выбрано сечение проводов ВЛ, электрическая схема. Определена надёжность работы подстанции Береговая. Определены параметры заземляющих устройств подстанции, зоны защиты от прямых ударов молнии, рассмотрен расчет релейной защиты трансформаторов. Сделан вывод об экономической эффективности выпускной квалификационной работы.

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

АВР	-	автоматический ввод резерва
АПВ	-	автоматически повторное включение
ВЛ	-	воздушная линия
ДЗТ	-	дифференциальная защита трансформатора
КРУ	-	комплектное распределительное устройство
К.З.	-	короткое замыкание
ЛС	-	линии связи
ОПН	-	ограничители перенапряжения
ОРУ	-	открытое распределительное устройство
ПС	-	подстанция
РЗ и А	-	релейная защита и автоматика
РУ	-	распределительное устройство
ТТ	-	трансформатор тока
ТН	-	трансформатор напряжения
ЭН	-	электрические нагрузки
ЧС	-	чрезвычайные ситуации

## СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	8
1 Географическая и климатическая характеристика Константиновского района	10
2 Характеристика потребителей электроэнергии	11
2.2 Анализ существующей схемы внешнего электроснабжения Константиновского района	12
2.2 Анализ состояния оборудования и обоснование необходимости реконструкции	12
3 Расчёт электрических нагрузок	15
4 Выбор марки и сечения проводов	21
4.1 Выбор сечения провода питающей линии 110 кВ	21
4.2 Проверка выбранного сечения провода ВЛ 110 кВ	23
4.3 Выбор трансформаторов на ПС Береговая	23
5 Конструктивные решения по реконструкции ПС Береговая	27
6 Расчет токов короткого замыкания	28
7 Выбор и проверка оборудования	32
7.1 Выбор и проверка выключателей 110 кВ	33
7.2 Выбор разъединителей	36
7.3 Выбор трансформаторов тока	36
7.4 Выбор трансформаторов тока	41
7.5 Выбор ошиновки	42
7.6 Выбор ОПН	44
7.7 Выбор высокочастотных заградителей	48
8 Молниезащита подстанции Береговая	48
9 Оценка надежности предлагаемой схемы электроснабжения	53

9.1 Расчет показателей надежности существующей схемы электроснабжения	53
9.2 Расчет показателей надежности реконструируемой схемы электроснабжения	56
9.3 Сравнение показателей надежности схем подстанции до и после реконструкции	59
10 Релейная защита и автоматика	59
10.1 Расчет дифференциальной защиты трансформатора	60
10.2 Газовая защита трансформатора	67
10.3 Расчет защиты трансформатора от перегрузки	69
10.4 Расчет максимальной токовой защиты трансформатора	70
10.5 Автоматическое повторное включение	71
11 Выбор системы оперативного тока	72
12 Технико-экономическое обоснование принятого варианта проектирования системы внешнего электроснабжения подстанции Береговая	75
13 Выбор системы оперативного тока	79
13.1 Безопасность работы	79
13.2 Экологичность	87
13.3 Чрезвычайные ситуации	92
Заключение	95
Библиографический список	97

## ВВЕДЕНИЕ

Для обеспечения надёжного и качественного электроснабжения потребителей Константиновского района необходима реконструкция системы внешнего электроснабжения, так как имеющегося в настоящее время резервирования по сети 35 кВ, недостаточно, кроме того, техническое состояние электрооборудования неудовлетворительное. Это подтверждается целым рядом фактов.

Для повышения надёжности электроснабжения потребителей рассматриваемого района, требуется создать второе питание ПС Узловая, напряжении 110 кВ, для чего предлагается соорудить вторую ВЛ 110 кВ Узловая-Береговая.

Не лучше обстоит дело и с оборудованием подстанции Береговая, которая была введена в эксплуатацию в 1982 году. Трансформаторы ТМ–6300/35, установленные на подстанции, давно выслужили свой срок, так как были выпущены в 1985 году. К недостаткам подстанции относится и морально устаревшее коммутационное оборудование, а именно: два масляных баковых выключателя 35 кВ – МКП-35М.

В процессе создания реконструкции необходимо решить следующие задачи:

- 1) рассчитать электрические нагрузки подстанции 110/35/10 кВ Береговая;
- 2) разработать схему внешнего электроснабжения с учётом требований по надёжности;
- 3) спроектировать систему молниезащиты ПС Береговая;

При проектировании необходимо также учесть местные климатические условия, так как от климатических условий во многом зависит выбор электрического оборудования.

Цель выпускной квалификационной работы – предусмотреть реконструкцию системы внешнего электроснабжения Константиновского района, реали

зация которой позволила бы повысить уровень надёжности и бесперебойности электроснабжения потребителей с одновременным снижением относительных потерь электроэнергии.

Надёжность системы внешнего электроснабжения Константиновского района далеко не достаточна, поэтому необходимо широкое внедрение мероприятий по её повышению.

В экономической части выпускной квалификационной работы выполнить расчёт экономической эффективности предлагаемого проекта реконструкции с определением затрат, необходимых для реализации инвестиционного проекта.

## **1 Географическая и климатическая характеристика Константиновского района**

Константиновский район расположен в южной части Амурской области. На севере граничит с Тамбовским районом, на востоке - с Михайловским. С юго-запада омывается водами реки Амур, по фарватеру которой проходит государственная граница с КНР.

Площадь района – 1,8 тыс. кв.км. Район образован в 1944 году. Центр района - село Константиновка, расположенное в 104 км от областного центра

В настоящее время в районе 16 населенных пунктов, объединенных 11 сельсоветами.

Численность населения Константиновского района по состоянию на 01.01.2015 составила 12628 человек, что на 51 человек меньше по сравнению с соответствующим периодом прошлого года.

Район относится к муссонному с чертами резкой континентальности агроклиматическому району. Среднегодовая температура воздуха в пределах +1,1°С - +1,6°С, средняя температура вегетационного периода 15,9° С, его продолжительность в среднем 162 дня, безморозного -136 дней, средняя высота снежного покрова -21 см.

Почвы - бурые лесные и лугово-черноземовидные. Растительный комплекс - луговой с небольшими массивами бело-березовых лесов с примесью осины, ивы, дуба, черной березы и зарослей лещины. На островах Амура произрастает виноград, красная смородина, лимонник. Ядро фаунистического комплекса образует светлый хорь (редко), длиннохвостый суслик, енотовидная собака, даурский хомячок, полевая мышь, лисица и серые полевки. Из птиц характерны дрофы (редко), уссурийский фазан, немой перепел, пегий лунь, обыкновенная пустельга, черный коршун, полевой жаворонок. Среди рыб преобладают серебряный карась, амурский сом, щука, чебак, пескарь.

Ископаемые - глины и строительные пески, минеральная вода, качают из скважины из двух скважин, расположенных в разных местах райцентра.

В выпускной квалификационной работе все расчеты производятся с учетом особенностей окружающей среды и местных климатических условий Константиновского района. Ниже приведены основные характеристики климатических условий и их расчетная величина:

район по гололеду	2
нормативная стенка гололеда, мм	10
район по ветру	3
низшая температура воздуха	- 45
высшая температура воздуха	+ 43
число грозových часов в год	45
высота снежного покрова, макс/средн.,см	45/15
степень загрязнения атмосферы	1
глубина промерзания грунтов, м	2,5
сейсмичность района, баллы	6.

## **2 Характеристика потребителей электроэнергии**

Несмотря на влияние кризисных процессов, в развитии экономики района наблюдались и положительные тенденции. Темпы экономического роста в 2014-2015 годах по ряду видов экономической деятельности сохранились, позитивные изменения происходили и в социальной сфере.

Основой экономики района является сельское хозяйство.

Агропромышленный комплекс района включает 10 крупных и средних сельскохозяйственных предприятий, 37 КФК, около 5 тыс. личных подсобных хозяйств. В данной отрасли задействовано 780 работающих.

Структура экономики района состоит из следующих отраслей: сельское хозяйство, промышленность, транспорт, связь, строительство, торговля и общественное питание, коммунальное хозяйство.

В сфере жилищно-коммунального хозяйства работают 10 организаций, в том числе: 7 – ресурсоснабжающие, оказывающие услуги по теплоснабжению, водоснабжению и водоотведению, энергоснабжающая организация ОАО «ДРС К», две управляющие компании.

В районе работает центральная районная больница, поликлиника, 2 амбулатории и 11 фельдшерско-акушерских пунктов.

В Константиновском районе функционируют в качестве юридических лиц: 10 общеобразовательных организаций, 1 дошкольное образовательное учреждение, 3 организации дополнительного образования детей. Из 14 организаций функционируют в статусе бюджетных – 7, в статусе автономных - 7. В районе функционирует 32 учреждения культуры.

## 2.2 Анализ существующей схемы внешнего электроснабжения Константиновского района

Электроснабжение Константиновского района осуществляется от ПС 110/35/10 кВ Узловая, ПС 35/10 кВ Береговая, 35/10 ПС Орловка, и ПС 35/10 кВ Луговая.

ПС Узловая является транзитной подстанцией. ПС Береговая является проходной ПС и питается по одноцепной воздушной линии 35 кВ от ПС Узловая, данная линия выполнена проводом АС–70 и имеет длину 20,47 км. Поскольку ПС Береговая питает не только потребителей III категории по надёжности электроснабжения, но и II и I категорий, то существующая схема внешнего электроснабжения Константиновского района не обеспечивает требуемого уровня надёжности электроснабжения. Так как при отключении воздушной линии 35 кВ Узловая-Береговая, которая в свою очередь питает ПС 35/10 Орловка и Луговая, не обеспечивается надёжность электроснабжения потребителей.

## 2.2 Анализ состояния оборудования и обоснование необходимости реконструкции

Существующая схема питания константиновского района, приведенная на рисунке 1, с точки зрения надёжности электроснабжения крайне ненадежна.

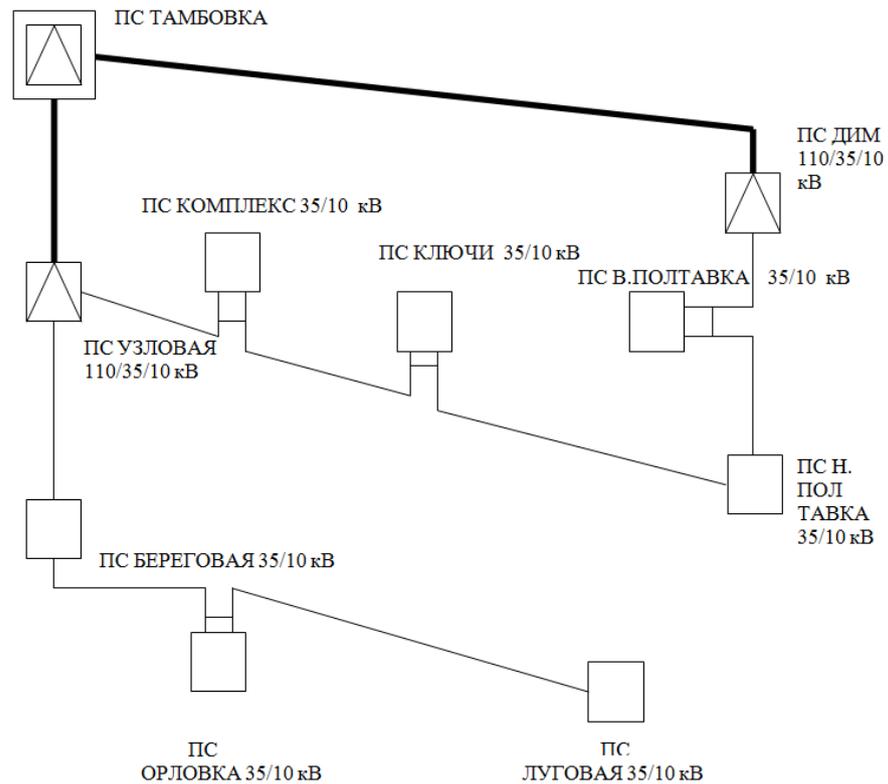


Рисунок 1 - Существующая схема питания Константиновского района

Обрыв единственной питающей одноцепной ВЛ 35 кВ Узловая-Береговая приведет к погашению трех ПС 35/10 кВ (ПС Береговая, ПС Орловка, ПС Луговая), что не соответствует требованиям ПУЭ [1] по электроснабжению электроприемников I и II категории.

Электрическая нагрузка потребителей, питание которых намечено от шин 35 и 10 кВ ПС Береговая, приведена в таблице 1.

Таблица 1 - Электрическая нагрузка потребителей

Потребитель	Нагрузка по годам в МВт	
	2010 год	2015 год
Шины 35 кВ	4.62	6.35
Шины 10 кВ	6.51	7.47
Итого	11.13	13.82

Предлагаемая реконструкция сети, приведенная на рисунке 2.

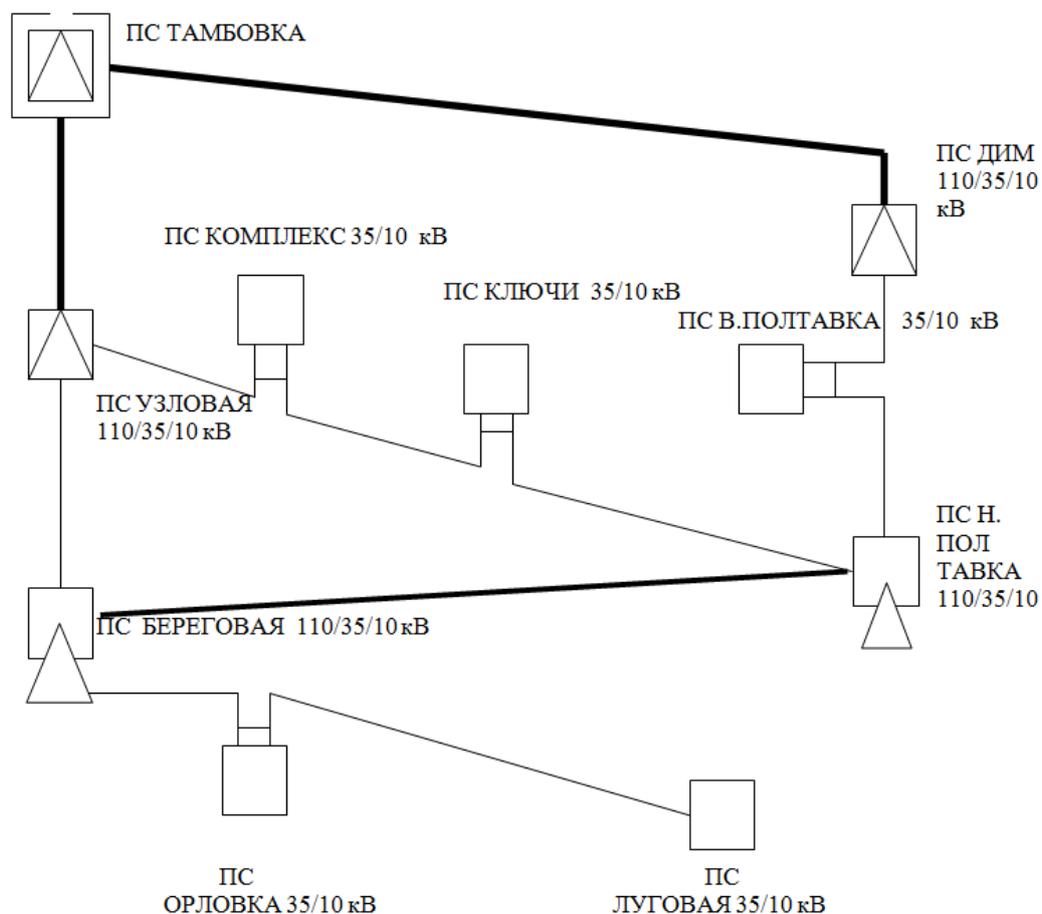


Рисунок 2 – Реконструкция схемы питания Константиновского района

У данной схемы имеется ряд преимуществ:

Во-первых, обеспечивается резервирование питающей линии ВЛ 110 кВ Нижняя Полтавка-Береговая существующей ВЛ 35 кВ Узловая-Береговая, что в целом повышает надежность электроснабжения;

Во-вторых, дает возможность вывода в ремонт одной из линий;

В-третьих, переход на более высокую степень напряжения позволит увеличить объем передачи электроэнергии при дальнейшем росте электрических нагрузок, а также снизить потери в ЛЭП.

Исходя из величин электрической нагрузки, на ПС Береговая предусматривается замена трансформаторов с 6,3 МВА на установку двух трансформаторов мощностью по 10 МВА.

От ПС 110/35/10 кВ Береговая предусматриваются выход линий 35 кВ на ПС Орловка и ПС Луговая.

Учитывая количество присоединений, приняты следующие принципиальные схемы распределительных устройств:

схема ОРУ 110 кВ принята № 110-4Н с выключателями в цепях трансформаторов и неавтоматической перемычкой со стороны линий.

на стороне 35 кВ принята схема № 35-9 - одна рабочая секционированная выключателем система шин с оборудованием 4 линейных ячеек 35 кВ.

на стороне 10 кВ принята схема № 10-1 - одна, секционированная выключателем, система шин с оборудованием 14 линейных ячеек 10 кВ.

В нормальном режиме трансформаторы на напряжение 35 и 10 кВ работают отдельно (один на нагрузку 35 кВ, другой на нагрузку 10 кВ). В случае отключения одного из трансформаторов ввод резерва (АВР) обеспечивает включение секционных выключателей 35 и 10 кВ.

### **3 Расчёт электрических нагрузок**

Для выбора электрооборудования, оценки эффективности его работы и работы сети в целом необходимо иметь данные по электрическим нагрузкам.

Расчёт электрических нагрузок по показаниям измерительных счётчиков электроэнергии будет проведён в следующем порядке:

- 1) находится потребление электроэнергии за каждый час;
- 2) определяется средняя нагрузка за каждый час и за сутки;
- 3) рассчитываются эффективные, максимальные и минимальные значения нагрузок.

Данные измерительных счётчиков электроэнергии потребляемой константиновским районом необходимо брать на ПС Узловая с ВЛ 35 кВ Узловая-Береговая.

Потребление электроэнергии за  $i$ -ый час определяется по формуле:

$$W_i = W_{\text{посл}} - W_{\text{пред}}, \quad (1)$$

где  $W_{\text{посл}}$  – показания счётчика за рассматриваемый час;

$W_{\text{пред}}$  – показания счётчика за предыдущий час.

Данные по показаниям счётчиков за дни контрольных замеров (15.06.15 и 16.12.15) приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Показания счётчиков ВЛ 35 кВ Узловая-Береговая

Дата	15.06.15		16.12.15	
Часы	Активная энергия, (W)	Реактивная энергия, (V)	Активная энергия, (W)	Реактивная энергия, (V)
0	6252,53	3065,28	7631,44	3698,34
1	6252,61	3065,32	7631,62	3698,44
2	6252,70	3065,37	7631,81	3698,55
3	6252,76	3065,40	7631,98	3698,64
4	6252,81	3065,43	7632,10	3698,71
5	6252,92	3065,48	7632,42	3698,84
6	6252,00	3065,51	7632,61	3698,92
7	6253,11	3065,56	7632,94	3699,07
8	6253,20	3065,60	7633,16	3699,17
9	6253,32	3065,65	7633,43	3699,30
10	6253,41	3065,69	7633,62	3699,38
11	6253,54	3065,76	7633,95	3699,53
12	6253,64	3065,81	7634,17	3699,64
13	6253,76	3065,87	7634,38	3699,74
14	6253,87	3065,92	7634,58	3699,83
15	6253,99	3065,98	7634,81	3699,95
16	6254,09	3066,02	7635,02	3700,05
17	6254,18	3066,06	7635,21	3700,14
18	6254,29	3066,11	7635,43	3700,25
19	6254,37	3066,16	7635,61	3700,34
20	6254,44	3066,19	7635,77	3700,42
21	6254,53	3066,23	7635,96	3700,51
22	6254,68	3066,30	7636,21	3700,63
23	6254,86	3066,33	7636,48	3700,76
24	6254,97	3066,37	7636,70	3700,87

Средняя часовая мощность нагрузки:

$$P_{cp,i} = \frac{(W_i - W_{i-1}) \cdot K_{TT} \cdot K_{TH}}{T}, \quad (2)$$

$$Q_{cp,i} = \frac{(V_i - V_{i-1}) \cdot K_{TT} \cdot K_{TH}}{T}, \quad (3)$$

здесь  $W_i$ ,  $V_i$  – потребление активной и реактивной энергии за  $i$ -ый час;

$K_{ТТ}$ ,  $K_{ТН}$  – коэффициенты трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения  $K_{ТТ}=200/5=40$ ;  $K_{ТН}=110000/100=1100$ ;

$T$  – продолжительность замера, в данном случае  $T= 1$  ч.

Для примера проведём расчёт первого часа съёма показаний:

$$P_{cp.1} = \frac{(6252,61 - 6252,53) \cdot 40 \cdot 1100}{1} = 3520 \text{ кВт},$$

$$Q_{cp.1} = \frac{(3065,32 - 3065,28) \cdot 40 \cdot 1100}{1} = 1760 \text{ кВар}$$

Остальные расчёты выполняются аналогично.

Значения рассчитанных по формулам часовых нагрузок приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Суточные нагрузки ПС Береговая

Дата	15.06.15		16.12.15	
	Р, кВт	Q, кВар	Р, кВт	Q, кВар
1	2	3	4	5
1	3520	1760	7920	4400
2	3960	2200	8360	4840
3	2640	1320	7480	3960
4	2200	1320	5280	3080
5	4840	2200	14080	5720
6	3520	1320	8360	3520
7	4840	2200	14520	6600
8	3960	1760	9680	4400
9	5280	2200	11880	5720
10	3960	1760	8360	3520
11	5720	3080	14520	6600
12	4400	2200	9680	4840
13	5280	2640	9240	4400
14	4840	2200	8800	3960
15	5280	2640	10120	5280
16	4400	1760	9240	4400
17	3960	1760	8360	3960
18	4840	2200	9580	4840
19	3520	2200	7920	3960

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
20	3080	1320	7040	3520
21	3960	1760	8360	3960
22	6600	3080	11000	5280
23	7920	1320	11880	5720
24	4840	1760	9680	4840
$\Sigma$	107360	47960	231440	111320

Среднесуточная нагрузка рассчитывается по формулам:

$$P_{cp} = \frac{\Sigma P_{cp,i}}{24}; \quad (4)$$

$$Q_{cp} = \frac{\Sigma Q_{cp,i}}{24}. \quad (5)$$

Находим коэффициент реактивной мощности по формуле:

$$tg \varphi = \frac{Q_{cp}}{P_{cp}}$$

На основании данных таблицы 3 по формулам (4) и (5) рассчитаны среднесуточные нагрузки ПС Береговая, результаты показаны в таблице 4.

Кроме средних значений мощности для дальнейшего проектирования необходимо знать эффективные значения мощности, которые находятся по формулам:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T_H} \Sigma (P_{cp,i}^2 \cdot t_i)}; \quad (6)$$

$$Q_{эф} = P_{эф} \cdot tg \varphi, \quad (7)$$

где  $P_{cp,i}$ ,  $Q_{cp,i}$  – среднее значение  $i$ -ой ступени графиков активной и реактивной нагрузки, в данном случае средние нагрузки за  $i$ -ый час;

$t_i$  – продолжительность  $i$ -ой ступени графика нагрузки, в данном случае

один час;

$T_n$  – продолжительность графика нагрузки, 24 ч.

Рассчитанные по формулам (6 и 7) значения приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Средние и эффективные значения нагрузки

Дата	$P_{cp}$ , кВт	$Q_{cp}$ , кВАр	$tg\varphi$	$P_{эф}$ , кВт	$Q_{эф}$ , кВАр
15.06.15	4473,3	1998,3	0,45	4633,9	2085,3
16.12.15	9643,3	4638,3	0,48	9905,7	4754,7

Максимальные значения мощности определяются по выражению:

$$P_{max} = P_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}), \quad (8)$$

где  $t_{\beta}$  – коэффициент Стьюдента  $t_{\beta}=2$ ;

$K_{\phi}$  – коэффициент формы графика электрической нагрузки, который можно определить следующим образом:

$$K_{\phi} = \frac{P_{эф}}{P_{cp}}. \quad (9)$$

Значения максимальной мощности, рассчитанная по вышеприведенным формулам, приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Максимальные значения нагрузки

Дата	$P_{max}$ , кВт	$Q_{max}$ , кВАр	$K_{\phi}$
15.06.15	7028,9	3163	1,04
16.12.15	14402,8	6913,3	1,03

Для правильного выбора направления реконструкции и для определения оптимального состава электрооборудования необходимо знать нагрузки не только в текущий момент времени, но и на перспективу. Поэтому найдём значения мощностей, прогнозируемых на 2020 год.

Среднюю прогнозируемую мощность на 2020 год можно определить по формуле сложных процентов:

$$P_{\text{ср}}^{\text{прог}} = P_{\text{ср}}^{\text{баз}} \cdot (1 + \varepsilon)^{2020-2013}, \quad (10)$$

где  $P_{\text{ср}}^{\text{баз}}$  – средняя базовая мощность, в данном случае средняя за 2013 год;  
 $\varepsilon=0,03$  – относительный прирост нагрузки для «Амурских ЭС» по информации, предоставленной филиалом АО «ДРСК»-«Амурские ЭС».

Средняя мощность, которая будет потребляться на реконструируемой подстанции зимой 2020 года:

$$P_{\text{ср}}^{\text{прог}} = 9643,3 \cdot (1 + 0,03)^{2020-2013} = 11860 \text{ кВт.}$$

Определим прогнозируемую эффективную мощность ПС для зимнего периода:

$$P_{\text{эф}}^{\text{прог}} = P_{\text{ср}}^{\text{прог}} \cdot k_{\text{ф}}, \quad (11)$$

$$P_{\text{эф}}^{\text{прог}} = 11860 \cdot 1,03 = 12215,8 \text{ кВт.}$$

Определим прогнозируемую максимальную мощность ПС Береговая для зимнего периода:

$$P_{\text{max}}^{\text{прог}} = P_{\text{ср}}^{\text{прог}} \cdot k_{\text{max}}, \quad (12)$$

где  $k_{\text{max}} = \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{ср}}} = \frac{14402,8}{9643,3} = 1,49$  - коэффициент максимума.

$$P_{\text{max}}^{\text{прог}} = 11860 \cdot 1,49 = 17671,4 \text{ кВт.}$$

Аналогичным образом были спрогнозированы нагрузки для летнего периода на 2020 год, результаты расчётов приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Нагрузка подстанции Береговая на 2020 г.

Период	$P_{\text{ср}}$ , кВт	$Q_{\text{ср}}$ , кВАр	$P_{\text{эф}}$ , кВт	$Q_{\text{эф}}$ , кВАр	$P_{\text{max}}$ , кВт	$Q_{\text{max}}$ , кВАр
Зима	11860	5692,8	12215,8	5863,6	17671,4	8482,3
Лето	5501,6	2475,7	5721,7	2574,8	8637,5	3886,9

#### 4 Выбор марки и сечения проводов

В данном подразделе будет произведен выбор сечения и марки провода для проектируемой одноцепной воздушной линии 110 кВ связывающей подстанции Узловая и Береговая. На воздушных линиях напряжением 110 кВ предусматривается применение только сталеалюминевых проводов.

Самый важный параметр линии это сечение провода. Чем выше сечение провода воздушной линии электропередачи, тем выше затраты на ее сооружение и отчисления от них. Но в свою очередь уменьшаются потери.

##### 4.1 Выбор сечения провода питающей линии 110 кВ

В настоящее время для выбора сечений проводов линий электропередачи используется метод экономических токовых интервалов.

Расчётная токовая нагрузка линии:

$$I_p = I_{нб} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (13)$$

где  $I_{нб}$  – ток в линии на пятый год ее эксплуатации в нормальном режиме, определяемый для линий питающей и распределительной сети из расчёта режима, соответствующего максимуму нагрузки энергосистемы;

$\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

$\alpha_T$  – коэффициент, учитывающий число использования максимальной нагрузки линии  $T_{нб}$  и коэффициент ее попадания в максимум нагрузки энергосистемы  $K_M$ .

Ток в линии на пятый год ее эксплуатации:

$$I_{нб} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot n_{ц}}, \quad (14)$$

где  $S_{max}$  – максимальная мощность, передаваемая по линии, МВА;

$U$  – напряжение на линии, кВ;

$n_{ц}$  – число цепей линии.

При  $T_{нб}=3500$  ч и  $K_m=1$  принимается  $\alpha_T=1,0$ .

Максимальный и расчётный токи:

$$I_{нб} = \frac{\sqrt{17671,4^2 + 8482,3^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 102,9 \text{ А};$$

$$I_p = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 102,9 = 108 \text{ А}.$$

Для выбора сечения проводов необходимо предварительно выбрать материал опор воздушных линий, в данном случае предпочтение отдано железобетонным опорам, исходя из следующих предпосылок:

1) использование деревянных опор повлечёт за собой большой ряд проблем, т.к. в Амурской области наблюдается массовое загнивание стоек и траверс деревянных опор при отсутствии в Дальневосточном регионе заводов по пропитке древесины, высока вероятность поражения опор низовыми пожарами, линии на деревянных опорах обладают низкой грозоупорностью.

2) при использовании железобетонных опор, закрепляемых в сверленных котлованах, приходится дополнительно подвозить грунт для отсыпки банкеток, необходимых по условию устойчивости в пучинистых грунтах, но в данном случае грунты малопучинистые;

3) линии 110 кВ на железобетонных промежуточных свободностоящих опорах дешевле линий с металлическими опорами примерно на 15 %;

4) затраты на эксплуатацию ВЛ на железобетонных опорах меньше чем при использовании стальных опор.

Сечения проводов ВЛ 110 кВ выбирается по экономическим токовым интервалам: для одноцепных ЛЭП 110 кВ на железобетонных опорах, расположенных на Дальнем Востоке во II районе по гололеду, при расчётных токах равных 108 А принимается сечение провода, равное 120 мм<sup>2</sup>.

Таким образом, линию 110 кВ Узловая-Береговая необходимо выполнить проводами АС–120/19.

## 4.2 Проверка выбранного сечения провода ВЛ 110 кВ

Проверке по условиям короны подлежат воздушные линии 220 кВ и выше, прокладываемые по трассам с отметками выше 1500 метров над уровнем моря. При более низких отметках проверка не производится, т.к. экономические интервалы токов подсчитаны для сечений, равных или больших минимально допустимых по условиям короны.

Выбранное сечение необходимо проверить на нагрев длительно допустимым током в наиболее тяжёлом режиме работы. При этом сравниваются максимально возможные токи в линиях с допустимыми токовыми нагрузками проводов.

Максимально возможное значение тока возникает в данном случае при отключении одной из двух линий, подходящих к ПС Береговая, тогда по оставшейся в работе ВЛ будет протекать максимальная мощность:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{17671,4^2 + 8482,3^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 102,9 \text{ А.}$$

Найденное значение гораздо меньше длительного допустимого тока для провода АС-120/19, который равен 390 А. Следовательно, недопустимого перегрева проводов во всех режимах работы на любой линии не произойдет.

## 4.3 Выбор трансформаторов на ПС Береговая

Выбор номинальной мощности силовых трансформаторов на ПС Береговая производится по средней активной и некомпенсированной реактивной мощностям нагрузки. Мощность силового трансформатора определяется именно по средней мощности, так как силовой трансформатор рассчитан на перегрузки и способен выдержать кратковременные пики нагрузки.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{PT} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot K_3^{OPT}}, \quad (15)$$

где  $D_{c\delta}$  - средняя нагрузка в зимний период, МВт;

$Q_{i \hat{a} \hat{n} \hat{e}}$  - некомпенсированная мощность, текущая от источника мощности через трансформатор, МВар;

$n_{\delta}$  - число трансформаторов;

$\hat{E}_3^{i i \delta}$  - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора.

Для снижения потерь электроэнергии, потерь напряжения целесообразно снизить поток реактивной мощности, передаваемый из питающей сети 110 кВ в сеть 10 кВ. Для этого на подстанции Береговая на стороне 10 кВ требуется установить компенсирующие устройства для поддержания экономически целесообразного значения коэффициента реактивной мощности  $\text{tg}\varphi_3$ , который лежит в пределах 0,4.

Исходя из экономически целесообразного значения коэффициента мощности, определяется требуемая мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{КУ}}^{\text{ТР}} = Q_{\text{max}} - P_{\text{max}} \cdot \text{tg}\varphi_3. \quad (16)$$

Требуемая мощность КУ:

$$Q_{\text{КУ}}^{\text{ТР}} = 8482,3 - 17671,4 \cdot 0,4 = 1413,7 \text{ кВар.}$$

Требуемая мощность компенсирующих устройств приходящаяся на одну секцию шин подстанции, кВар:

$$Q_{\text{КУ.СШ}}^{\text{ТР}} = \frac{Q_{\text{КУ}}^{\text{ТР}}}{2}, \quad (17)$$

$$Q_{\text{КУ.СШ}}^{\text{ТР}} = \frac{1413,7}{2} = 706,85 \text{ кВар}$$

По значениям требуемой мощности компенсирующих устройств далее выбираются конкретные компенсирующие устройства, и определяется их фактическое значение мощности по формуле:

$$Q_{ку}^{\phi} = S \cdot 2 \quad (18)$$

где  $S$  – Мощность батарей конденсаторов.

Цифра 2 указывает на то, что расчет ведется для двух секций шин.

На шинах 10 кВ подстанции устанавливаем батареи конденсаторов У КЛ – 10,5 – 900У3 по одной на каждую секцию шин.

$$Q_{ку}^{\phi} = 900 \cdot 2 = 1800 \text{ кВар}$$

Нескомпенсированная реактивная мощность нагрузки подстанции с учётом выбранных КУ:

$$Q_{неск} = Q_{\max} - Q_{ку}^{\phi}, \quad (19)$$

где  $Q_{ку}^{\phi}$  – фактически установленная мощность КУ.

$$Q_{неск} = 8482,3 - 18000 = 6682,3 \text{ кВАр.}$$

Теперь можно определить расчётную мощность силовых трансформаторов:

$$S_{\text{т.расч}} = \frac{\sqrt{11860^2 + 6682,3^2}}{2 \cdot 0,7} = 9723,5 \text{ кВА,}$$

Для замены на подстанции выбираем силовые трансформаторы ТДТН–10000/110/35/10.

Выбранные силовые трансформаторы необходимо проверить по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы:

$$K_{\text{норм}}^3 = \frac{\sqrt{P_{\text{ср.3}}^2 + Q_{\text{неск.3}}^2}}{n_{\text{т}} \cdot S_{\text{т.ном}}}; \quad (20)$$

$$K_{\text{п/ав}}^3 = \frac{\sqrt{P_{\text{ср.3}}^2 + Q_{\text{неск.3}}^2}}{S_{\text{т.ном}}}, \quad (21)$$

где  $K_{\text{норм}}^3$  – коэффициент загрузки в нормальном режиме, для обеспечения наиболее экономичного режима работы при соблюдении технических ограничений должен лежать в пределах от 0,5 до 0,7;

$K_{\text{п/ав}}^3$  – коэффициент загрузки в послеаварийном режиме, не должен превышать 1,4;

$S_{\text{т.ном.}}$  – номинальная мощность трансформатора.

Проверка выбранных трансформаторов:

$$K_{\text{норм.з}}^3 = \frac{\sqrt{11860^2 + 6682,3^2}}{2 \cdot 10000} = 0,68;$$

$$K_{\text{п/ав.з}}^3 = \frac{\sqrt{11860^2 + 6913,3^2}}{10000} = 1,36.$$

Видно, что устанавливаемые трансформаторы в нормальном режиме будут работать с удовлетворительным уровнем загрузки, а в послеаварийном будет наблюдаться некоторая перегрузка сверх допустимой. Поэтому в послеаварийном режиме будет необходимо отключать незначительную часть потребителей III категории.

Поскольку в летний период наблюдается значительно снижение нагрузки, то имеется целесообразность в проверке загрузки силовых трансформаторов летом. Если летом при одновременной работе двух трансформаторов коэффициент загрузки будет менее 0,85, то один из трансформаторов можно будет отключить. При оценке коэффициента загрузки нужно знать, сколько конденсаторных установок остаются в работе летом, для этого выполняется расчёт компенсации реактивной мощности, исходя из коэффициента мощности (0,4):

$$Q_{\text{кул}}^{\text{тр}} = 3886,9 - 8637,5 \cdot 0,4 = 431,9 \text{ кВАр.}$$

$$Q_{\text{неспк Л}} = 3886,9 - 1800 = 2086,9 \text{ кВАр;}$$

$$K_{\text{норм.л}}^3 = \frac{\sqrt{5501,6^2 + 2086,9^2}}{2 \cdot 10000} = 0,294;$$

$$K_{\text{н/ав.3}}^3 = \frac{\sqrt{5501,6^2 + 2086,9^2}}{10000} = 0,588.$$

Как и предполагалось: в летнем периоде один из двух трансформаторов надо отключать.

### **5 Конструктивные решения по реконструкции ПС Береговая**

Для обеспечения требуемой надёжности на подстанции Береговая необходима реконструкция распределительного устройства 110 кВ. Принятая схема РУ – «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». На ПС Береговая произведена замена силовых трансформаторов на ТДТН–10000/110 и выбраны на элегазовые выключатели типа ВЭБ 110-40/2500 УХЛ, отвечающие всем современным требованиям.

На выключателях линий 110 кВ предусматривается АПВ. Управление разъединителями – механическое. Аварийная и предупреждающая сигнализация выполнена с повторностью действия и центральным съёмом сигнала. Для защиты оборудования подстанции от прямых ударов молнии необходима установка молниеотводов на опорах отходящих линий 110 и 35 кВ.

Упрощенная электрическая схема ПС Береговая после реконструкции приведена на рисунке 3.

Распределительное устройство 110 кВ выполняется открытым. Для ОРУ 110 кВ предварительно намечены к установке элегазовые выключатели со встроенными трансформаторами тока.

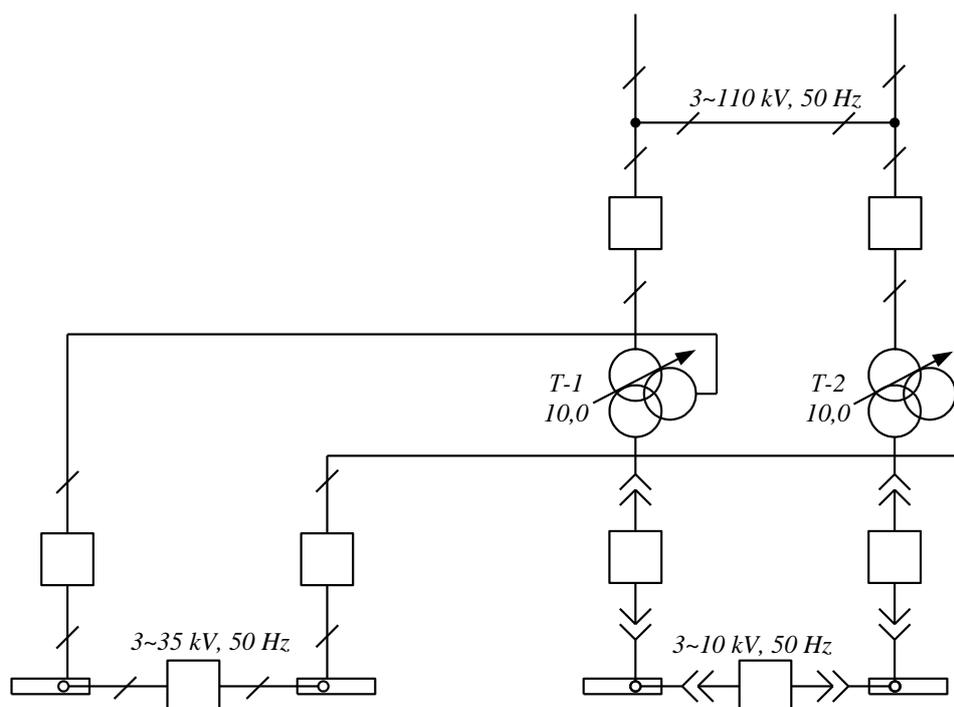


Рисунок 3 – Упрощенная электрическая схема ПС Береговая после реконструкции

### 6 Расчет токов короткого замыкания

Как правило, электрооборудование выбирается в два этапа. Первый – предварительный выбор электрооборудования по параметрам продолжительных режимов, включая режимы допустимых перегрузок. Второй – проверка предварительно выбранного электрооборудования по параметрам (условиям) кратковременных режимов, определяющим из которых является режим расчетного короткого замыкания (КЗ).

По режиму КЗ электрооборудование проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а коммутационные аппараты – на коммутационную способность. При этом предварительно нужно правильно определить расчетные условия КЗ, учитываемые параметры электрооборудования, выбрать метод расчета токов КЗ и выбора электрооборудования.

Расчет токов КЗ в сети 10, 35, 110 кВ выполнен в соответствии с ГОСТ Р 52735-2007 «Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ» [3].

При расчёте токов короткого замыкания будем считать, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузки учитывать не будем, как и активное сопротивление цепи.

Расчет проведем в именованных единицах с учетом точных коэффициентов трансформации.

Схема замещения сети для расчёта токов КЗ на шинах 110, 35 и 10 кВ подстанции Береговая показана на рисунке 4.

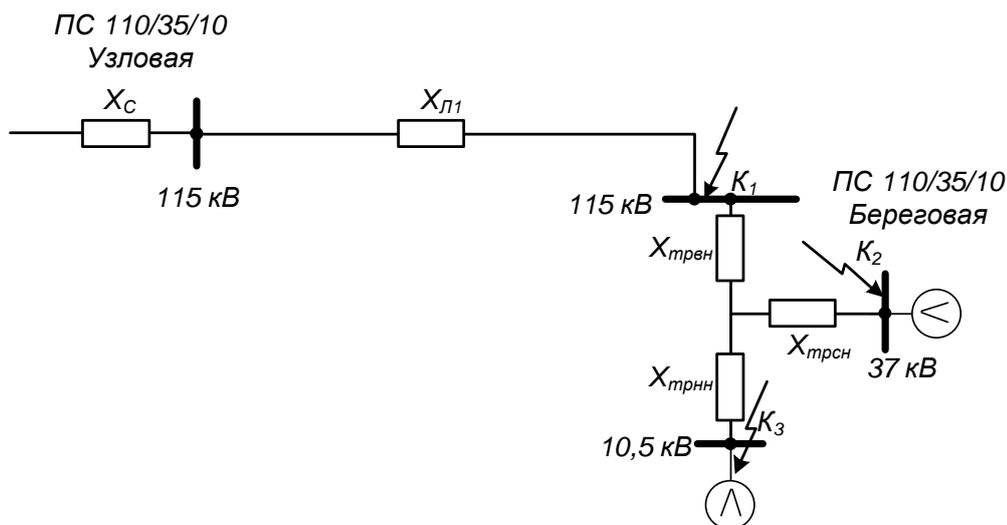


Рисунок 4 – Схема замещения для расчёта токов КЗ на шинах ПС Береговая

Сопротивление  $X_C$  ПС Узловая равно 7,5 Ом,

Сопротивление ВЛ 110 кВ Узловая-Береговая найдём по формуле:

$$X_{Л1} = x_{уд} \cdot L, \quad (22)$$

где  $x_{уд} = 0,414$  Ом/км – удельное сопротивление провода АС–120/19;

$L = 20,5$  км – длина ВЛ 110 кВ Узловая -Береговая.

$$X_{Л1} = 0,414 \cdot 20,5 = 24,84 \text{ Ом.}$$

При приближенных расчётах начальное действующее значение периодической составляющей тока в месте КЗ допускается определять, приняв в соответствии с теоремой об активном двухполюснике ЭДС всех источников энергии равными нулю и используя формулу:

$$I_{п0} = \frac{c \cdot U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot X_{эк}}; \quad (23)$$

где  $I_{п0}$  – периодическая составляющая тока КЗ в начальный момент времени;

$X_{эк}$  – результирующее эквивалентное сопротивление цепи КЗ;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение (линейное) сети, кВ;

$c$  – коэффициент, который рекомендуется принимать равным:

$c = 1,1$  – при определении максимального значения тока КЗ;

$c = 1,0$  – при определении минимального значения тока КЗ.

Начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания при КЗ в точке  $K_1$  (шины 110 кВ ПС Береговая):

$$I_{п0 K1 \max} = \frac{1,1 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot (24,84 + 7,5)} = 2,258 \text{ кА};$$

$$I_{п0 K1 \min} = \frac{1,0 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot (24,84 + 7,5)} = 2,053 \text{ кА}.$$

Для трансформатора ТДТН–10000/110/35/10 [11, с. 286]:

$$X_{ТВН} = 142,2 \text{ Ом}$$

$$X_{ТСН} = 0 \text{ Ом}$$

$$X_{ТНН} = 82,7 \text{ Ом}$$

Результирующее сопротивление цепи КЗ для расчётной точки  $K_2$ :

$$X_{эк2} = X_C + X_L + X_{ТВН}, \quad (24)$$

Результирующие эквивалентные сопротивления цепи КЗ для расчётной точки  $K_2$ :

$$X_{эк2} = 24,84 + 7,5 + 142,2 = 174,54 \text{ Ом};$$

Начальные действующие значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ в максимальном и минимальном режимах для расчётной точки К<sub>2</sub>:

$$I_{п0\ K2\ max} = \frac{1,1 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot 174,54} \cdot \frac{115}{37} = 1,3 \text{ кА};$$

$$I_{п0\ K2\ min} = \frac{1,0 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot 174,54} \cdot \frac{115}{37} = 1,18 \text{ кА}.$$

Результирующее сопротивление цепи КЗ для расчётной точки К<sub>3</sub>:

$$X_{экз} = X_C + X_L + X_{ТВН} + X_{ТНН}, \quad (25)$$

Результирующие эквивалентное сопротивления цепи КЗ для расчётной точки К<sub>3</sub>:

$$X_{экз} = 24,84 + 7,5 + 142,2 + 82,7 = 257,24 \text{ Ом};$$

Начальные действующие значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ в максимальном и минимальном режимах для расчётной точки К<sub>3</sub>:

$$I_{п0\ K3\ max} = \frac{1,1 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot 257,24} \cdot \frac{115}{10,5} = 3,11 \text{ кА};$$

$$I_{п0\ K3\ min} = \frac{1,0 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot 257,24} \cdot \frac{115}{10,5} = 2,83 \text{ кА}.$$

Ударные токи определяются следующим образом:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{п0}, \quad (26)$$

где  $K_{уд}$  – ударный коэффициент, который можно найти по [21, с. 150].

Ударные токи для всех расчётных точек:

$$i_{уд\ K1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 2,258 = 5,748 \text{ кА};$$

$$i_{уд\ K2} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 1,3 = 3,125 \text{ кА};$$

$$i_{уд\ K3} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 3,11 = 7,04 \text{ кА}.$$

Ток двухфазного КЗ, необходимый при расчёте РЗиА:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_K^{(3)}; \quad (27)$$

$$I_{K1\ min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,053 = 1,778 \text{ кА};$$

$$I_{K2\ min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,18 = 1,022 \text{ кА};$$

$$I_{K3\ min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,83 = 2,45 \text{ кА};$$

Данные расчёта сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Токи коротких замыканий

Точка КЗ	$I_K^{(3)}$ , кА		$I_K^{(2)}$ , кА	$i_y$ , кА
	max	min	min	
K1	2,258	2,053	1,778	5,748
K2	1,3	1,18	1,022	3,125
K3	3,11	2,83	2,45	7,04

## 7 Выбор и проверка оборудования

Силовое электрооборудование должно быть выбрано по условиям работы в максимальном нагрузочном режиме (режим зимнего максимума) и проверено на термическую и электродинамическую стойкость при расчетном коротком замыкании (трехфазное КЗ на шинах распределительного устройства, в котором устанавливается проверяемое оборудование).

Необходимые для выбора оборудования максимальные рабочие токи находят по формулам:

$$I_{\max.тр} = 1,4 \cdot \frac{S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad (28)$$

$$I_{\max.\text{ВЛ}} = \frac{S_{\text{ВЛ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (29)$$

где  $I_{\max.\text{тр}}$  – максимальный рабочий ток в цепи трансформатора с учётом 40%-ой допустимой перегрузки [21, с. 214];

$I_{\max.\text{ВЛ}}$  – максимальный рабочий ток, текущий по ВЛ;

$S_{\text{ВЛ}}$  – максимальная мощность, текущая по ВЛ, МВА.

Максимальные рабочие токи на стороне 110 кВ ПС Береговая и для ВЛ 110 кВ Узловая-Береговая:

$$I_{\max.\text{тр.110}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,5 \text{ А};$$

$$I_{\max.\text{ВЛ}} = 102,9 \text{ А}.$$

### 7.1 Выбор и проверка выключателей 110 кВ

К выключателям высокого напряжения предъявляются следующие требования: надежное отключение токов любой величины – от десятков ампер до номинального тока отключения; быстрота действия, то есть наименьшее время отключения; пригодность для автоматического повторного включения, то есть быстрое включение сразу после отключения; удобство ревизии и осмотра контактов и механической части; взрыво- и пожаробезопасность; удобство транспортировки и обслуживания.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

напряжение установки:  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ ;

длительный ток:  $I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}$ ,  $I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$ ;

отключающая способность:  $I_{\text{но}} \leq I_{\text{откл ном}}$ .

Предварительно принятый к установке тип выключателя – ВЭБ-110-40/2500УХЛ1. Данный выключатель предназначен для эксплуатации в открытых распределительных устройствах в сетях переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 110 кВ в районах с умеренным и холодным кли

матом, диапазон рабочих температур от +55 до – 55. Выключатель имеет пружинный привод типа ППрК и встроенные трансформаторы тока (каталог высоковольтной аппаратуры).

Принимая во внимание значительную удаленность реконструируемой подстанции от источников питания, тепловой импульс определяется по формуле:

$$W_k = I_{п0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (30)$$

где  $I_{п0}$  – начальное действующее значение периодической составляющей тока а

трехфазного КЗ в месте установки выключателя;

$t_{откл}$  – время отключения КЗ;

$T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ [21, с. 150].

Определение времени отключения КЗ:

$$t_{откл} = t_{р.з.} + t_{отк.в.}, \quad (31)$$

где  $t_{р.з.} = 1,5$  с – время срабатывания релейной защиты на стороне высокого напряжения с учётом селективности;

$t_{отк.в.} = 0,07$  с – полное время отключения выключателя [9, с. 44].

$$t_{откл} = 1,5 + 0,07 = 1,57 \text{ с};$$

$$W_k = 2,258^2 \cdot (1,57 + 0,05) = 8,26 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения дугогасящих контактов  $\tau$ :

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}; \quad (32)$$

$$\tau = t_{з. \text{ min}} + t_{с.в.}, \quad (33)$$

где  $t_{з. \min}$  – минимальное время действия релейной защиты, 0,01 с;  
 $t_{с.В}=0,04$  с – собственное время отключения выключателя [9, с. 44]

$$\tau=0,01+0,04=0,05 \text{ с};$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 2,258 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,05}} = 1,18 \text{ кА.}$$

Номинально допустимая величина апериодической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}, \quad (34)$$

где  $\beta_{ном}=0,32$  – номинальное относительное содержание апериодической составляющей в отключаемом токе [9, с. 44];

$I_{откл.ном}=40$  кА – номинальный ток отключения выключателя ВЭБ-110-40/2500УХЛ1 [9, с. 44].

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,32 \cdot 40 = 18,1 \text{ кА.}$$

Результаты выбора выключателей 110 кВ и его проверки сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ (ВЭБ-110-40/2500УХЛ1)

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{сети \text{ ном}}=110$ кВ	$U_{ном}=110$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сети \text{ ном}}$
$I_{\max}=102,9$ А	$I_{ном}=2500$ А	$I_{ном} \geq I_{\max}$
$I_{п0}=2,258$ кА	$I_{вкл}=40$ кА	$I_{вкл} \geq I_{п0}$
$i_{уд}=5,748$ кА	$i_{вкл}=40$ кА	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
$I_{п0}=2,258$ кА	$I_{пр.скв}=40$ кА	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
$i_{уд}=5,748$ кА	$i_{пр.скв}=40$ кА	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
$B_k=8,26$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{откл}=40^2 \cdot 1,57=2512$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} \geq B_k$
$I_{п0}=2,258$ кА	$I_{откл.ном}=40$ кА	$I_{откл.ном} > I_{п0}$
$i_{ат}=1,18$ кА	$i_{а.ном}=18,1$ кА	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Выключатели ВЭБ-110-40/2500 УХЛ1 полностью удовлетворяют всем условиям выбора и проверки.

## 7.2 Выбор разъединителей

При выборе разъединителя учитываем место его установки, он будет установлен в ОРУ 110 кВ, сразу предусматриваем заземляющие ножи. Выбор производится по напряжению сети, длительному току, электродинамической и термической стойкости.

Выбираем разъединители: РНДЗ-1<sup>6</sup>-110/1000 УХЛ1 и РНДЗ-2<sup>6</sup>-110/1000 УХЛ1 – разъединители для наружной установки трехполюсные двухколонковые с одним и двумя заземляющими ножами с двигательным приводом ПР-У1. Проверка осуществлена в таблице 8.

Таблица 8 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ (РНДЗ-110/1000УХЛ1)

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{\text{сети ном}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$
$I_{\text{max}}=102,9 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=1000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
$i_{\text{уд}}=5,748 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с.}}=40 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с.}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к}}=8,26 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}}=40^2 \cdot 1,57=2512 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}}$

## 7.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи.

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту).

ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ [26, с.66].

На стороне ВН выберем трансформатор тока ТГФ-110 [26, с.156]. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Меркурий 230 ART2	-	-	-
Ваттметр				
Варметр				
Счетчик АЭ				
Счетчик РЭ				
ИТОГО		7,5		7,5

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_2 = \sum r_{\text{ПРИБ.}} + r_{\text{ПР}} + r_K; \quad (35)$$

$$r_{\text{ПР}} = r_{2\text{НОМ}} - \sum r_{\text{ПРИБ}} - r_K; \quad (36)$$

где  $r_{\text{ПР}}$  - сопротивление проводов;

$r_{2\text{НОМ}} = 20 \text{ Ом}$  - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока [26, с.168];

$\sum r_{\text{ПРИБ}}$  - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН:

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{7,5}{1} = 7,5 \text{ Ом}, \quad (37)$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора,  $I_2 = 1 \text{ А}$  [26, с.168]. Переходное сопротивление контактов принимается равным  $r_K = 0,1 \text{ Ом}$ .

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{np} = 20 - 7,5 - 0,1 = 11,5 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}} = \frac{0,0283 \cdot 80}{11,5} = 0,2 \text{ мм}^2, \quad (38)$$

где  $l$  - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения,

$$l = 80 \text{ м [30, с.375];}$$

$\rho = 0,0283$  - удельное сопротивление материала (алюминий).

Принимаем кабель АКРНГ с сечением  $4 \text{ мм}^2$ , тогда сопротивление про вода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{q} = \frac{0,0283 \cdot 80}{4} = 0,6 \text{ Ом.} \quad (39)$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 7,5 + 0,6 + 0,1 = 8,2 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 11

Таблица 11 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 100 \text{ А}$	$I_{pmax} = 73,5 \text{ А}$	$I_H \geq I_{pmax}$
$Z_{2H} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2)	$Z_{Hp} = 0,528 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hp}$
$B_{KH} = 2512 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 8,26 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{kp}$
$I_{дин} = 30 \text{ кА}$	$I_{уд} = 5,748 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

Как видно из результатов ТТ соответствует данным условиям и может б ыть принят к установке.

На стороне СН выберем трансформатор тока ТОЛ – 35Б-II [26, с.166]. С остав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Цепь	Тип	Нагрузка, В·А по фаз ам
--------	------	-----	-------------------------

			А	В	С
Амперметр	Ввод 35 кВ	Ртутный 230	-	-	-
Ваттметр					
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
ИТОГО					
Амперметр	Секционный выключатель	Ртутный 230	7,5	-	7,5
Итого					
Амперметр	На отходящих линиях 35 кВ	Ртутный 230		-	
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
ИТОГО					

Выбираем шинный ТТ:

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_2 = \sum r_{\text{ПРИБ.}} + r_{\text{ПР}} + r_K ; \quad (40)$$

$$r_{\text{ПР}} = r_{2\text{НОМ}} - \sum r_{\text{ПРИБ}} - r_K, \quad (41)$$

где  $r_{\text{ПР}}$  - сопротивление проводов;

$r_{2\text{НОМ}} = 30 \text{ Ом}$  - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока [26, с.166];

$\sum r_{\text{ПРИБ}}$  - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН:

$$Z_2 = \frac{30}{25} = 1,2 ;$$

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{7,5}{25} = 0,3 \text{ Ом}, \quad (42)$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора,  $I_2=5 \text{ А}$ . [26, с.168].

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $r_K = 0,1 \text{ Ом}$ .

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{np} = 1,2 - 0,3 - 0,1 = 0,8 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}} = \frac{0,0283 \cdot 50}{0,8} = 1,77 \text{ мм}^2, \quad (43)$$

где  $l$  - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения,

$$l = 50 \text{ м [30, с.375];}$$

$\rho = 0,0283$  - удельное сопротивление материала (алюминий).

Принимаем кабель АКРНГ с сечением  $4 \text{ мм}^2$ , тогда сопротивление про  
вода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{q} = \frac{0,0283 \cdot 50}{4} = 0,4 \quad (44)$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,3 + 0,4 + 0,1 = 0,8 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 13.

Таблица 13 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данны е	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 200 \text{ А}$	$I_P = 163,5 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2НОМ} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{уд} = 8,4 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 27,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_T \geq B_K$

Как видно из результатов ТТ соответствует данным условиям и может б  
ыть принят к установке.

На секционном выключателе производим аналогичный расчет и выбирае  
м трансформатор тока ТОЛ – 35Б/200-П.

#### 7.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или  $100/\sqrt{3}$  В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. Класс точности ТН для питания счётчиков принимается равным 0,5.

Трансформаторы напряжения выбираются:

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

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

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

Суммарная вторичная нагрузка каждого из двух трансформаторов напряжения 110 кВ образована двумя вольтметрами Э335 ( $S=2$  ВА) и четырьмя счётчиками Альфа ( $S=3,6$  ВА):

$$S_{2\Sigma}=2 \cdot 2 + 3,6 \cdot 4 = 18,4 \text{ ВА.}$$

Для ОРУ 110 кВ выбираем трансформаторы напряжения НКФ-110-57 их проверка дана в таблице 14.

Таблица 14 – Проверка трансформаторов напряжения НКФ-110-57

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст}=110$ кВ	$U_{ном}=110$ кВ	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$S_{2расч Л}=18,4$ В·А	$S_{2ном}=400$ В·А	$S_{2ном} \geq S_{2расч}$

При отключении одного из двух ТН 110 кВ суммарная вторичная нагрузка, лежащая на включенный ТН, составит 36,8 ВА, что меньше номинальной мощности вторичной обмотки одного трансформатора напряжения НКФ-110-57.

Условия эксплуатации:

- температура окружающего воздуха от  $-45^{\circ}\text{C}$  до  $+45^{\circ}\text{C}$ ;
- максимальная скорость ветра при отсутствии гололеда 40 м/с;
- максимальная скорость ветра при наличии гололеда 15 м/с;
- толщина стенки гололеда 20 мм;
- высота установки над уровнем моря до 1000 м.

### 7.5 Выбор ошиновки

В РУ 110 кВ применяем принимаем гибкие шины АС 70/11, допустимый ток  $I_{\text{доп}} = 265$  А, диаметр провода  $d = 11,4$  мм и жесткие шины трубчатого сечения с наружным диаметром  $D = 16$  мм, внутренним -  $d = 13$  мм,  $I_{\text{доп}} = 295$  А. Сечение шин проверяется на нагрев (по допустимому току), на термическое действие тока КЗ, на электродинамическое действие тока КЗ (при  $I_{\text{п0}} \geq 20$  кА) и по условиям короны (при  $U \geq 35$  кВ) [21, с. 232–233].

Так как сборные шины по экономической плотности тока не выбираются [21, с. 232–233], то сечение принимается по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}}. \quad (45)$$

Максимальная нагрузка на шинах 110 кВ реконструируемой подстанции составляет 102,9 А.

Проверка шин на сжигание не требуется, так как  $I_{\text{п0 max}} = 2,258$  кА, что меньше 20 кА. Согласно ПУЭ проверка на электродинамическую стойкость при токе КЗ меньше 20 кА не производится.

Проверка выбранного сечения на термическое действие тока КЗ [21, с. 233]:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{91} \cdot 10^3, \quad (46)$$

где  $q_{\text{min}}$  – минимальное сечение гибких алюминиевых шин по условию термической стойкости.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{8,26}}{91} \cdot 10^3 = 31,6 \text{ мм}^2 < q = 70 \text{ мм}^2.$$

Проверку по условиям коронирования можно было бы не проводить, т.к. выбранное сечение превышает минимально допустимое сечение по короне, но с учётом того, что на ОРУ 110 кВ расстояние между проводами меньше, чем на ВЛ, то проверку желательно выполнить.

Условие проверки [21, с. 238]:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (47)$$

где  $E_0$  – максимальное значение начальной критической напряжённости электрического поля;

$E$  – напряжённость электрического поля около поверхности нерасщепленного провода.

Напряжённости определяются по следующим формулам [21, с. 237]:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (48)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{1,26D}{r_0}}, \quad (49)$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов  $m=0,82$ );

$r_0$  – радиус провода, см;

$D=200$  см – расстояние между фазами на ОРУ 110 кВ.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,57}} \right) = 34,69 \text{ кВ/см},$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 35}{0,57 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 200}{0,57}} = 25,382 \text{ кВ/см},$$

Проверка выполнения условия отсутствия короны:

$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 25,382 = 27,16 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 34,69 = 31,22 \text{ кВ/см}$ .  
Таким образом, ошиновка ОРУ 110 кВ коронировать не будет.

## 7.6 Выбор ОПН

Нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН) являются одними из основных элементов подстанции, обеспечивающими защиту оборудования распределительного устройства и линий от коммутационных и грозовых перенапряжений.

Ограничители перенапряжения для сетей 110 кВ с заземленной нейтралью применяются для защиты оборудования подстанций от перенапряжений, возникающих в результате грозовых разрядов. Так же, эти устройства защищают подстанции от коммутационных перенапряжений.

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

Благодаря своей нелинейности ОПН обеспечивают более глубокое ограничение перенапряжений по сравнению с разрядниками.

Чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения  $U_{н.р.}$ , которое для сетей 110 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,15 \cdot U_{ном.сети}; \quad (50)$$

$$U_{н.р.} = 1,15 \cdot 110 = 126,5 \text{ кВ}.$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент  $K_B$ , учитывающий увеличение

е величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,48.

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{p.n.p.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (51)$$

$$U_{p.n.p.} = \frac{126,5}{1,48} = 85,5 \text{ кВ}.$$

По дл и т е л ь н о м у д о п у с т и м о м у н а п р я ж е н и я в ы б и р а е м О П Н - П 1 - 110/88/10/2 УХЛ [21, с.33].

При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, которая предварительно определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U - U_{ocm}}{Z} \right) \cdot U_{ocm} \cdot 2T \cdot n, \quad (52)$$

где  $U$  – величина неограниченных перенапряжения,  $U = 274 \text{ кВ}$ ;

$U_{ocm}$  – остающееся напряжение на ограничителе,  $U_{ocm} = 214 \text{ кВ}$ ;

$Z$  – волновое сопротивление линии,  $Z = 490 \text{ Ом}$  [32, с.201];

$T$  – время распространения волны;

$n$  – количество последовательных токовых импульсов.

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (53)$$

где  $\beta$  – коэффициент затухания волны;

$c$  – скорость распространения волны;

$l$  – длина защищенного подхода.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 3000000} \cdot 10^6 = 1,1 \text{ мкс.}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(274 - 214)}{490} \cdot 214 \cdot 2 \cdot 1,1 \cdot 2 = 115,3 \text{ кДж.}$$

Определяем удельную энергоёмкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}; \tag{54}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{115,3}{110} = 1,05 \text{ кДж/кВ.}$$

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН-П1(2)-110/88/10/2 УХЛ.

Выберем ОПН на стороне 35 кВ

Расчётная величина максимального допустимого на ограничителе напряжения  $U_{нр}$  для сетей 35 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot U_{ном.сети}; \tag{55}$$

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot 35 = 42 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{42}{1,22} = 34,4 \text{ кВ.}$$

По дл и т е л ь н о м у д о п у с т и м о м у н а п р я ж е н и я в ы б и р а е м О П Н - П 1 - 35/40,5/10/3 УХЛ1 [21, с. 32].

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{2,3}{0,91 \cdot 3000000} \cdot 10^6 = 0,8 \text{ мкс.}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(116 - 96)}{500} \cdot 96 \cdot 2 \cdot 0,8 \cdot 3 = 18,4 \text{ кДж.}$$

Определяем удельную энергоёмкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{18,4}{35} = 0,53 \text{ кДж/кВ.}$$

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН-П-35/40,5/10/3 УХЛ.

Выберем ОПН на стороне 10 кВ

$$U_{н.р.} = 1,1 \cdot 10 = 11 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{11}{0,9} = 12,2 \text{ кВ.}$$

По длительному допустимому напряжению выбираем ОПН-П-10/12,7/1 УХЛ1 [21, с.32].

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{2}{0,91 \cdot 3000000} \cdot 10^6 = 0,7 \text{ мкс.}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(47,8 - 31)}{470} \cdot 31 \cdot 2 \cdot 0,7 \cdot 2 = 3,1 \text{ кДж.}$$

Определяем удельную энергоёмкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{3,1}{10} = 0,31 \text{ кДж/кВ.}$$

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН-П-10/12,7/1 УХЛ1.

## **7.7 Выбор высокочастотных заградителей**

Высокочастотные заградители серии ВЗ с естественным воздушным охлаждением предназначены для создания высокочастотных каналов связи по высоковольтным линиям электропередач.

Заградители предназначены для работы в следующих условиях: воздействие климатических факторов внешней среды - для длительной работы в исполнении “УХЛ”, “У” или “Т” категории 1, высота установки над уровнем моря - не более 1000 м, окружающая среда - не взрывоопасная, не содержащая агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию, не насыщенная токопроводящей пылью.

ВЗ состоит из реактора, элемента настройки и защитного устройства. В качестве защитного устройства используется ограничитель перенапряжения нелинейного типа ОПН без искровых промежутков, обеспечивающий эффективную защиту от перенапряжений. Выводы ОПН выполнены из немагнитной стали.

В качестве элемента настройки используется элемент настройки типа ЭНЗ. Для повышения электрической прочности элементов изделия и защиты их от воздействия окружающей внешней среды, внутренность корпуса ЭНЗ заполнена электроизоляционным компаундом.

Выбираем ВЧЗ марки ВЗ-630-0,5 – высокочастотный заградитель на номинальный ток 630 А, с индуктивностью 0,5 мГ.

## **8 Молниезащита подстанции Береговая**

В современной практике молниезащиты используются различные типы молниеотводов. Для защиты территории подстанции обычно используют стержневые молниеотводы. Они устанавливаются на линейных порталах, а также на отдельно стоящих конструкциях.

Защита подстанции Береговая от ударов молнии осуществляется тремя молниеотводами установленными на концевых опорах: ВЛ-110 кВ типа У110-4 высотой 29 + 5 метров и ВЛ-35 кВ типа У35-2 высотой 22 + 5 метров.

Так как используются несколько молниеотводов различной высоты, то зону защиты определяют как зону защиты попарно взятых соседних молниеотводов. Два молниеотвода рассматриваются как совместно действующие, если расстояние между любыми из стержней не превышает  $4h$  для зоны A.

Зона защиты двойного стержневого молниеотвода высотой до 150м при расстоянии между молниеотводами, равном  $L$ , изображена на рисунке 5. Часть зоны защиты между стержневыми молниеотводами в сечении, проходящем через оси молниеотводов, является совместной, а остальные ее части называются торцевыми.

Определение очертаний торцевых частей зоны защиты выполняется по расчетным формулам, используемым для построения зоны защиты одиночных молниеотводов.

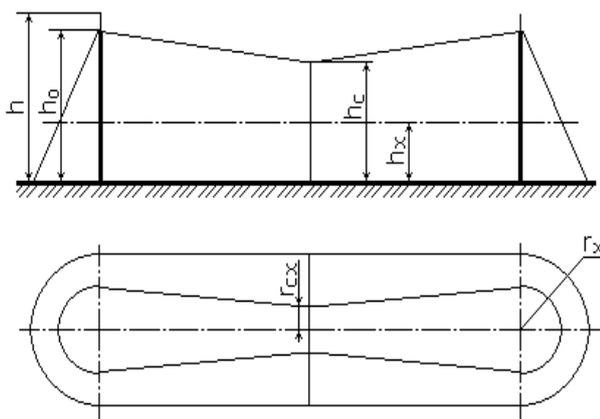


Рисунок 5 – Зоны защиты двойного стержневого молниеотвода

В плане торцевые части представляют собой полуокружности радиусом  $r_0$  или  $r_x$ , которые ограничиваются плоскостями, проходящими через оси молниеотводов перпендикулярно линии, соединяющей их основания.

Совместная часть зоны защиты ограничивается сверху ломаной линией, которую можно построить по трем точкам: две из них лежат на молниеотводах на высоте  $h_0$ , а третья расположена посередине между ними на высоте  $h_c$ .

Зоны защиты двойного стержневого молниеотвода имеют следующие габариты: зона A: при  $L > h$

$$h_0 = 0.85 \cdot h_m, \quad (56)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h_m, \quad (57)$$

$$h_c = h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h)(L - h); \text{ м} \quad (58)$$

$$r_x = r_0 \left( 1 - \frac{h_x}{h_0} \right) \quad \text{м}, \quad (59)$$

где  $h_0$  – высота зоны защиты единичного молниеотвода, м ;

$h$  – фактическая высота молниеотвода, м;

$r_0$  – радиус зоны защиты на уровне земли, м;

$h_c$  - высота зоны защиты посередине между молниеотводами, м;

$L$  -расстояние между молниеотводами, м;

$r_x$  —радиус зоны защиты на высоте  $h_x$  ;

$h_x$  – высота защищаемого объекта от уровня земли, м.

Основным условием защищенности объектов высотой  $h_x$  с надежностью, соответствующей зонам защиты A и B, является выполнение неравенства  $r_{cx} > 0$  для всех попарно взятых молниеотводов .

Расчет по формулам (44–47) производится для защиты объектов подстанции Береговая, находящиеся на высоте  $h_x$  от уровня земли:

11 м для порталов ОРУ 110кВ;

8 м для порталов 35 кВ ;

6 м для остального оборудования.

Рассматривается зона защиты парных молниеотводов ,установленных на опоре ВЛ-110 кВ ( 34 м) и на опоре ВЛ-35 кВ ( 27 м). Расстояние  $L$  между молниеотводами 80 метров.

Для молниеотвода высотой 34 метра:

$$h_0 = 0.85 \cdot h = 0,85 \cdot 34 = 29 \text{ м}$$

$$r_{o1} = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h = (1.1 - 0.002 \cdot 34) \cdot 34 = 35 \text{ м}$$

$$h_{c1} = h_o - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} h)(L - h) = 29 - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 34) \cdot (80 - 34) = 20.7 \text{ м}$$

Определяется  $r_x$  для зоны защиты на высоте  $h_x - 11 \text{ м}, 8 \text{ м}, 6 \text{ м}.$ :

$$r_{x11} = r_o \left( 1 - \frac{h_x}{h_o} \right) = 35 \left( 1 - \frac{11}{29} \right) = 21.7 \text{ м}$$

$$r_{x12} = r_o \left( 1 - \frac{h_x}{h_o} \right) = 35 \left( 1 - \frac{8}{29} \right) = 25.34 \text{ м}$$

$$r_{x13} = r_o \left( 1 - \frac{h_x}{h_c} \right) = 35 \left( 1 - \frac{6}{29} \right) = 27.75 \text{ м}$$

Для молниеотвода высотой 27 метра:

$$h_o = 0.85 \cdot h = 0.85 \cdot 27 = 23 \text{ м}$$

$$r_{o2} = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h = (1.1 - 0.002 \cdot 27) \cdot 27 = 28 \text{ м}$$

$$h_{c1} = h_o - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} h) \cdot (L - h) = 23 - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 27) \cdot (80 - 27) = 13.5 \text{ м}$$

Определяется  $r_x$  для зоны защиты на высоте  $h_x - 11 \text{ м}, 8 \text{ м}, 6 \text{ м}.$ :

$$r_{x21} = r_o \left( 1 - \frac{h_x}{h_o} \right) = 28 \left( 1 - \frac{11}{23} \right) = 14.6 \text{ м}$$

$$r_{x22} = r_o \left( 1 - \frac{h_x}{h_o} \right) = 28 \left( 1 - \frac{8}{23} \right) = 18.2 \text{ м}$$

$$r_{x23} = r_o \left( 1 - \frac{h_x}{h_o} \right) = 28 \left( 1 - \frac{6}{23} \right) = 20.7 \text{ м}$$

Значения  $h_c$  и  $r_{co}$  определяются как средние между соответствующими параметрами молниеотводов.

$$h_c = (h_{c1} + h_{c2}) / 2 = (13,5 + 20,7) / 2 = 17,1 \text{ м}$$

$$r_{co} = (r_{01} + r_{02}) / 2 = (35 + 28) / 2 = 31,5 \text{ м}$$

Половина ширины зоны защиты  $r_{cx}$  на соответствующих уровнях над уровнем земли для молниеотводов различной высоты определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_{co} \frac{h_c - h_x}{h_c} \text{ м.} \quad (60)$$

Для уровней 11; 8; 6 метров  $r_{cx}$  соответственно равны:

$$r_{cx11} = 31,5 \cdot (17,1 - 11) / 17,1 = 11,23 \text{ м}$$

$$r_{cx8} = 31,5 \cdot (17,1 - 8) / 17,1 = 16,7 \text{ м}$$

$$r_{cx6} = 31,5 \cdot (17,1 - 6) / 17,1 = 20,44 \text{ м}$$

Аналогично производится расчет для парных молниеотводов высотами : 27 м – 27 м и высотами 27 м – 34 м и расстояниями - 19 и 80 метров соответственно.

Результаты расчета парных молниеотводов сведены в таблицу 15.

Таблица 15 – Габариты зоны защиты парных молниеотводов

Молниеотводы	Расстояние, м	Ширина половины горизонтального сечения $r_{cx}$ на высоте $h_x$ , м		
		11	8	6
1-2	80,0	11,23	16,7	20,44
1-3	80,0	11,23	16,7	20,44
2-3	19,0	5,18	11,4	15,5

Из результатов расчета видно, что основное условие защищенности объектов высотой  $h_x$  с надежностью, соответствующей зоне защиты  $\Delta$  выполняется. Для всех попарно взятых молниеотводов  $r_{cx} > 0$ .

Зоны защиты молниеотводов вынесены на листе графической части выпускной квалификационной работы.

## 9 Оценка надежности предлагаемой схемы электроснабжения

В данном подразделе оценим надежность предлагаемой схемы электроснабжения и сравним показатели надежности схем электроснабжения до и после реконструкции относительно шин 35 кВ. Также определим количество недоотпущенной электроэнергии и предполагаемый ущерб.

### 9.1 Расчет показателей надежности существующей схемы электроснабжения

Справочные данные элементов для подстанции Береговая для расчета представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Данные для расчета

Элемент схемы	$\omega$ , 1/год	Tв, ч
Выключатели 110 кВ, (маслянно-баковые) В11; В21	0,005	40
ВЛ 110 кВ, (одноцепная L=55,7 км) Л1	0,007	11
Тр-р 10000/110, Т1; Т2	0,014	70
Выключатели 35 кВ, (маслянно-баковые) В12; В22	0,002	30

На подстанции Береговая показатели надежности определим аналитическим методом. На рисунке 6 приведена расчетная существующая схема подстанции Береговая.

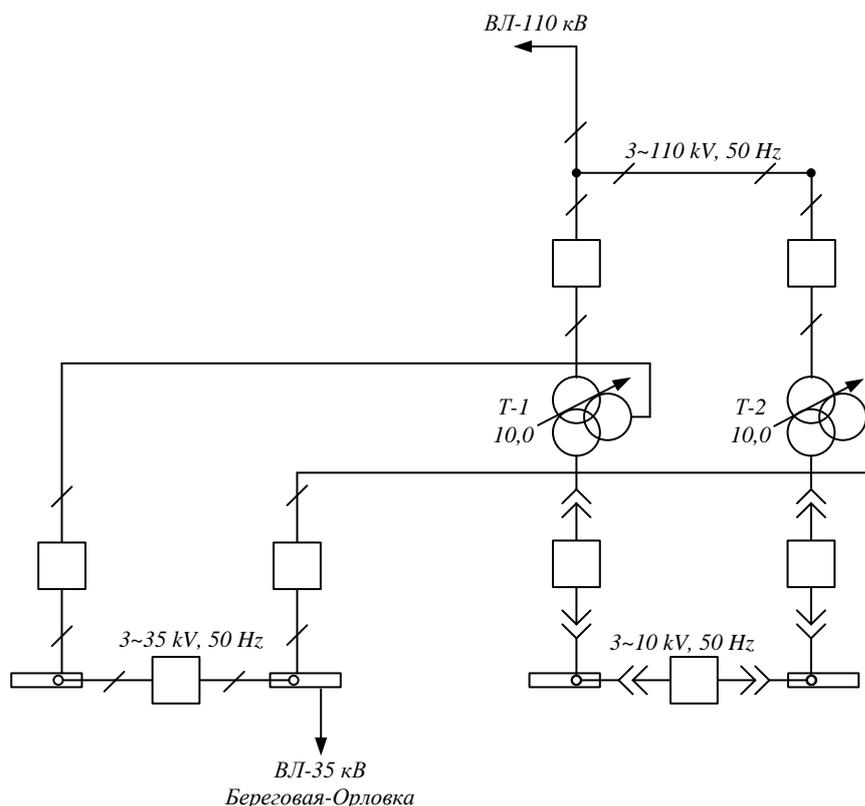


Рисунок 6 – Расчетная существующая схема подстанции Береговая  
Составим схему замещения полного погашения относительно шин 35 кВ  
рисунок 7.

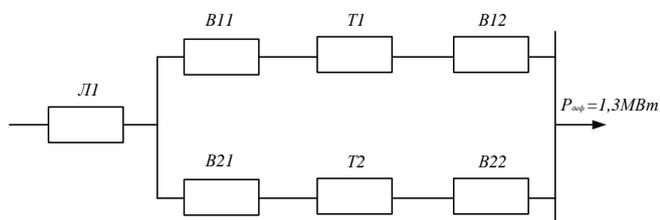


Рисунок 7 – Схема замещения

Для определения вероятности полного погашения схемы, необходимо найти вероятность отказа каждого элемента сети. После этого необходимо сложить последовательно соединённые элементы, а затем параллельно. В данной схеме элементы В11, Т1 и В12, также В21, Т2 и В22 соединены последовательно. Для полного погашения данной сети должен отказать  $L1=q_I$  или  $(B11 \text{ или } T1 \text{ или } B12)=q_{II}$  и  $(B21 \text{ или } T2 \text{ или } B22)=q_{III}$ .

Вероятность отказа элемента определяется:

$$q = \frac{\omega \cdot T_B}{8760}, \quad (61)$$

Вероятность преднамеренных отключений элемента определяется:

Определим показатели надежности для элемента В11.

Вероятность отказа элемента 2:

$$q_{B11} = \frac{0,005 \cdot 40}{8760} = 0,023 \cdot 10^{-3}$$

Показатели надежности элементов для подстанции Береговая приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Показатели надежности элементов подстанции Береговая

Элемент	$\omega$ , 1/год	Tв, ч	q
В11; В21	0,005	40	$0,023 \cdot 10^{-3}$
Л1 (L=55,7 км)	0,007	11	$0,49 \cdot 10^{-3}$
T1; T2	0,014	70	$0,112 \cdot 10^{-3}$
В12; В22	0,002	30	$0,007 \cdot 10^{-3}$

Найдем вероятность отказа последовательно соединённых элементов В11, Т1, В12 и В21, Т2, В22.

$$q_{II} = q_{B11} + q_{T1} + q_{B12}, \quad (62)$$

$$q_{III} = q_{B21} + q_{T2} + q_{B22}, \quad (63)$$

$$q_{II} = (0,023 + 0,112 + 0,007) \cdot 10^{-3} = 0,142 \cdot 10^{-3}$$

$$q_{III} = (0,023 + 0,112 + 0,007) \cdot 10^{-3} = 0,142 \cdot 10^{-3}$$

Найдем вероятность отказа параллельно соединённых элементов  $q_{II}$  и  $q_{III}$ .

$$q_{\Sigma} = q_{II} \cdot q_{III}, \quad (64)$$

$$q_{\Sigma} = 0,142 \cdot 10^{-3} \cdot 0,142 \cdot 10^{-3} = 0,02 \cdot 10^{-6}$$

Определим полную вероятность полного отказа схемы.

$$q_{полн} = q_{\Sigma} + q_{Л1}, \quad (65)$$

$$q_{полн} = 0,02 \cdot 10^{-6} + 0,49 \cdot 10^{-3} \approx 0,49 \cdot 10^{-3}$$

Определим недоотпуск электроэнергии при дефиците мощности 1,3 МВт, который появляется из-за отключения ВЛ 35 кВ Береговая - Орловка, при прекращении питания ПС Узловая по высокой стороне (110 кВ).

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{нед} = P_{деф} \cdot q_{полн} \cdot T, \quad (66)$$

$$W_{нед} = 2,9 \cdot 10^3 \cdot 0,49 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 \approx 12447 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Основной ущерб определяется по выражению:

$$Y_{осн} = y_0 \cdot W_{нед}, \quad (67)$$

где  $Y_0$  – средняя величина удельного основного ущерба (для сельского хозяйства  $Y_0=1,5$  у.е./кВт·ч)

$$Y_{осн} = 1,5 \cdot 12447 = 18670,5 \text{ у.е.}$$

## 9.2 Расчет показателей надежности реконструируемой схемы электроснабжения

Справочные данные элементов для подстанции Береговая для расчета представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Данные для расчета

Элемент схемы	$\omega$ , 1/год	$T_B$ , ч
Выключатели 110 кВ, (элегазовые) В11; В21	0,001	20

ВЛ 110 кВ, (одноцепная L=55,7 км) Л1	0,007	11
ВЛ 110 кВ, (одноцепная L=60 км) Л2	0,007	11
Тр-р 10000/110, Т1; Т2	0,014	70
Выключатели 35 кВ, (маслянно-баковые) В12; В22	0,002	30

На рисунке 8 приведена расчетная реконструируемая схема подстанции Береговая.

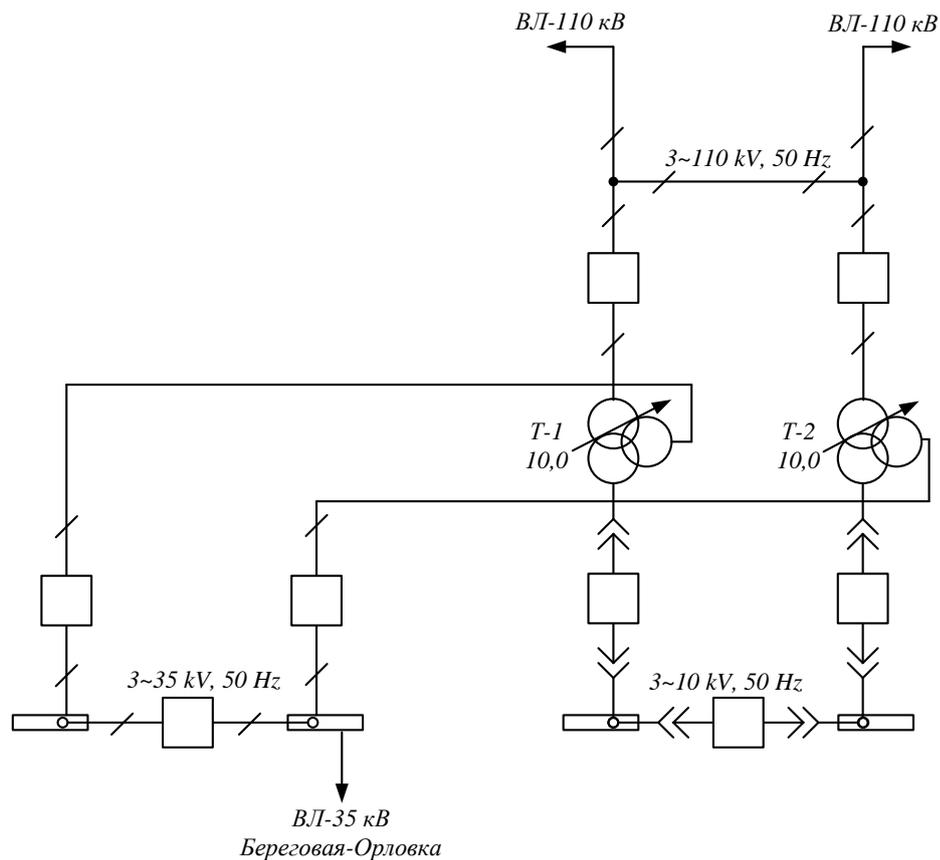


Рисунок 8 – Расчетная реконструируемая схема подстанции Береговая

Составим схему замещения полного погашения относительно шин 35 кВ рисунок 9.

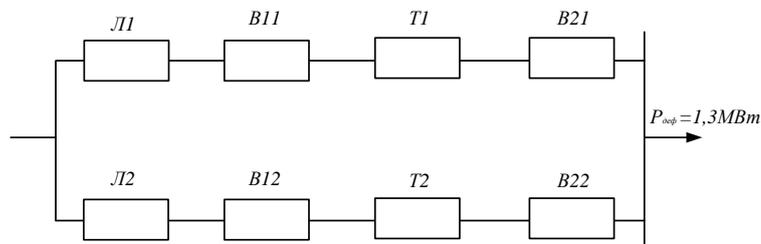


Рисунок 9 – Схема замещения

Для определения вероятности полного погашения схемы, необходимо найти вероятность отказа каждого элемента сети. После этого необходимо сло

жить последовательно соединённые элементы, а затем параллельно. В данной схеме элементы Л1, В11, Т1 и В12, также Л2, В21, Т2 и В22 соединены последовательно. Для полного погашения данной сети должен отказать (Л1 или В11 или Т1 или В12)= $q_I$  и (Л2 или В21 или Т2 или В22)= $q_{II}$ .

Показатели надежности элементов для подстанции Береговая приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Показатели надежности элементов подстанции Береговая

Элемент	$\omega$ , 1/год	$T_B$ , ч	$q$
В11; В21	0,001	20	$0,0023 \cdot 10^{-3}$
Л1 (L=55,7 км)	0,007	11	$0,49 \cdot 10^{-3}$
Л2 (L=60 км)	0,007	11	$0,53 \cdot 10^{-3}$
Т1; Т2	0,014	70	$0,112 \cdot 10^{-3}$
В12; В22	0,002	30	$0,007 \cdot 10^{-3}$

Найдем вероятность отказа последовательно соединённых элементов Л1, В11, Т1, В12 и Л2, В21, Т2, В22.

$$q_I = (0,49 + 0,0023 + 0,112 + 0,007) \cdot 10^{-3} = 0,6113 \cdot 10^{-3}$$

$$q_{II} = (0,53 + 0,0023 + 0,112 + 0,007) \cdot 10^{-3} = 0,6513 \cdot 10^{-3}$$

Определим полную вероятность полного отказа схемы.

$$q_{полн} = 0,6113 \cdot 10^{-3} \cdot 0,6513 \cdot 10^{-3} \approx 0,42 \cdot 10^{-6}$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{неот} = 2,9 \cdot 10^3 \cdot 0,42 \cdot 10^{-6} \cdot 8760 \approx 11 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Основной ущерб:

$$Y_{осн} = 1,5 \cdot 11 = 16,5 \text{ у.е.}$$

### 9.3 Сравнение показателей надежности схем подстанции до и после реконструкции

Сравнение показателей надежности схем подстанции Береговая до и после реконструкции приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Сравнение показателей надежности

Показатели	До реконструкции	После реконструкции
$\varrho_{\text{полн}}$	$0,49 \cdot 10^{-3}$	$0,42 \cdot 10^{-6}$
$W_{\text{нед}}$	12447 кВт·ч	11 кВт·ч
$U_{\text{осн}}$	18670,5 у.е.	16,5 у.е.

При сравнении показателей надежности схем подстанции, очевидно, что надежность электроснабжения после реконструкции увеличилась, также значительно уменьшился недоотпуск электроэнергии, что положительно сказывается на предполагаемом ущербе.

#### 10 Релейная защита и автоматика

При проектировании устройств релейной защиты трансформатора должны быть рассмотрены все возможные виды его повреждений и ненормальных режимов:

- многофазные замыкания в обмотках и на выводах;
- однофазные замыкания в обмотках (включая витковые) и на выводах;
- внешние короткие замыкания;
- перегрузка обмоток;
- возгорание масла;
- понижение уровня масла.

Так как на подстанции Береговая устанавливаются два отдельно работающих трансформатора мощностью 10 МВА, то предусматриваем следующие виды защит:

- для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на их выводах – дифференциальную защиту;
- для защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ и резервирования действия защиты от внутренних повреждений – максимальную ток

овую защиту без пуска или с пуском минимального напряжения, устанавливаемую со стороны питания;

– для защиты от токов в обмотках, обусловленных перегрузкой – токовую защиту, выполняемую с одним токовым реле с действием на сигнал с выдержкой времени;

– для защиты от витковых замыканий в обмотках и понижения уровня масла – газовую защиту, действующую на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании;

– для сигнализации о повышении температуры масла ставится термосигнализатор с действием на сигнал.

Для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле предусматриваются отдельные газовое реле и реле давления. Защита от понижения уровня масла должна выполняться в виде отдельного реле уровня в расширителе трансформатора.

На газовую защиту трансформаторов не должны возлагаться функции датчиков пуска установки пожаротушения. Пуск схемы пожаротушения должен осуществляться от специального устройства обнаружения пожара.

### **10.1 Расчет дифференциальной защиты трансформатора**

Защитой от всех видов коротких замыканий и на выводах трансформатора, включая витковые замыкания в обмотках является продольная дифференциальная токовая защита.

В защите используются реле типа ДЗТ-11. Реле серии ДЗТ –11 характеризуется наличием тормозной обмотки в НТТ (насыщающегося трансформатора тока) реле, что дает возможность обеспечить торможение от тока в одном комплекте (или от суммарного тока в одной группе комплектов) трансформаторов тока.

Расчет выполняется в следующем порядке.

Определяются номинальные токи обмоток трансформатора, соответствующие его проходной мощности.

Номинальный ток обмотки ВН трансформатора определяется по формуле:

$$I_{\text{ном.110}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{В}}} \quad (68)$$

где  $S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность трансформатора;  
 $U_{\text{В}}$  - номинальное напряжение обмотки ВН.

$$I_{\text{ном.110}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{В}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,5 \text{ A}$$

Номинальный ток обмотки СН трансформатора определяется по формуле:

$$I_{\text{ном.35}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{С}}} \quad (69)$$

где  $U_{\text{С}}$  - номинальное напряжение обмотки СН.

$$I_{\text{ном.35}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{С}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 150 \text{ A}$$

Номинальный ток обмотки НН трансформатора определяется по формуле:

$$I_{\text{ном.10}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}} \quad (70)$$

$$I_{\text{ном.10}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 525 \text{ A}$$

Вторичный ток в плечах защиты определяется по формуле:

$$I_{\text{ном.В}} = \frac{I_{\text{ном}} \cdot k_{\text{сх}}}{K_{\text{I}}} \text{ A}, \quad (71)$$

где  $k_{сх}$  – коэффициент схемы, равный 1 при соединении ТТ в звезду, и  $\sqrt{3}$  при соединении в треугольник;

$K_I$  – коэффициент трансформации ТТ.

Расчет дифференциальной защиты начинается с определения коэффициентов трансформации трансформаторов тока, учитывая схему соединения обмоток силового трансформатора. Это производится следующим образом. Определяются первичные токи для всех сторон защищаемого трансформатора соответствующие его номинальной мощности. По этим токам находятся соответственно вторичные токи в плечах защиты, исходя из коэффициентов трансформации трансформаторов тока  $K_I$  и коэффициентов схемы  $K_{сх}$  (таблица 21).

Таблица 21 – Расчёт вторичных токов ТТ

	Обозначение и расчётная формула	Числовое значение для стороны		
		110кВ	35кВ	10кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	$I_{НОМ}, А$	50,5	150	525
Схема соединения трансформаторов тока		$\Delta$	$\Delta$	Y
Коэффициент схемы	$K_{сх}$	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	1
Коэффициент трансформации ТТ	$K_I$	100/5	300/5	600/5
Тип трансформатора тока		ТФЗМ-110Б-III - 100/5	ТВ-35-III-300/5	ТЛМ-10-600/5
Вторичный ток в цепях защиты, А	$I_{2НОМ} = \frac{I_{НОМ} \cdot K_{сх}}{K_I}$	$\frac{50,5 \cdot \sqrt{3}}{100/5} = 4,37$	$\frac{150 \cdot \sqrt{3}}{300/5} = 4,33$	$\frac{525 \cdot 1}{600/5} = 4,375$

Тормозную обмотку целесообразно включить на сумму токов трансформаторов тока, установленных на сторонах среднего и низшего напряжений, так как при подключении тормозной обмотки только к трансформаторам тока, установленным на одной из сторон (среднего или низшего напряжения) защищаемого трансформатора, определяющим условием для выбора тока срабатывания защиты остается отстройка от внешнего КЗ. Минимальный ток срабатывания

я защиты определяется по условию отстройки от броска тока намагничивания при включении ненагруженного трансформатора под напряжение:

$$I_{с.з.мин} = 1,5 \cdot I_{ном110}, \quad (72)$$

$$I_{с.з.мин} = 1,5 \cdot 50,5 = 75,75 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле на основной стороне определяется:

$$I_{ср.р.осн.} = \frac{I_{ср.з.мин} \cdot K_{сх}}{K_1}, \quad (73)$$

$$I_{ср.р.осн.} = \frac{75,75 \cdot \sqrt{3}}{100/5} = 6,56 \text{ А}$$

Определяются числа витков рабочей обмотки НТТ реле для основной стороны 110 кВ (стороны с наибольшим вторичным током в плече защиты) и для других сторон – 35 и 10 кВ, исходя из значения минимального тока срабатывания защиты. Расчеты производятся по формулам:

$$\omega_{осн.расч.} = \frac{F_{ср.р.}}{I_{ср.р.осн}}, \quad (74)$$

где  $F_{ср.р.}$  - магнитодвижущая сила (МДС) срабатывания реле, по данным завода  $F_{ср.р} = 100 \text{ А}$ .

$$\omega_{осн.расч.} = \frac{100}{6,56} = 15,24$$

Принимается число витков обмотки НТТ реле для основной стороны  $\omega_{осн.} = \omega_{Дур} = 15$  витков.

Число витков рабочей обмотки НТТ реле для стороны 35 кВ:

$$\omega_{Грасч.} = \omega_{осн.} \cdot \frac{I_{ном.в.110}}{I_{ном.в.35}}, \quad (75)$$

$$\omega_{\text{Ирасч.}} = 15 \cdot \frac{4,37}{4,33} = 15,13$$

Принимается число витков обмотки НТТ реле для стороны 35 кВ  
 $\omega_{\text{I}} = \omega_{\text{Iур}} = 15$  витков.

Число витков рабочей обмотки НТТ реле для стороны 10 кВ:

$$\omega_{\text{Ирасч.}} = \omega_{\text{осн.}} \cdot \frac{I_{\text{НОМ.В.110}}}{I_{\text{НОМ.В.10}}}, \quad (76)$$

$$\omega_{\text{Ирасч.}} = 15 \cdot \frac{4,37}{4,375} = 14,98$$

Принимается число витков обмотки НТТ реле для стороны 10 кВ  
 $\omega_{\text{II}} = \omega_{\text{Iур}} = 15$  витков.

Принимаются к использованию следующие числа витков:  $\omega_{\text{IIур}} = 15$  витков, что соответствует минимальному току срабатывания защиты:

$$I_{\text{с.з.мин}} = (100/15) \cdot ((100/5)/\sqrt{3}) = 76,98 \text{ А,}$$

Выбирается необходимое число витков тормозной обмотки НТТ реле. Для этого рассматриваются внешние КЗ между тремя фазами в максимальном режиме работы системы. При включении тормозной обмотки на сумму токов трансформаторов тока, установленных на сторонах среднего и низшего напряжений, расчетным является КЗ на стороне НН при параллельной работе трансформаторов. Исходя из значений токов КЗ, определяется первичный ток небаланса и необходимое число витков тормозной обмотки.

Первичный максимальный ток (в работе два трансформатора), проходящий через трансформатор при внешнем КЗ (см. п. 1.7.4) в точке К-3 равен 3,11 кА.

Определяется максимальный расчетный ток небаланса:

$$I_{\text{нбрас.}} = I_{k.\text{max}} \cdot \left( k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U \alpha \cdot k_{\text{тока}} + \Delta U \beta \cdot k_{\text{ток}\beta} + \frac{\omega_{1\text{расч}} - \omega_1}{\omega_{1\text{расч}}} \cdot k_{\text{ток}1} + \frac{\omega_{11\text{расч}} - \omega_1}{\omega_{11\text{расч}}} \cdot k_{\text{ток}1} \right) \quad (77)$$

где  $k_{\text{пер}}$  - коэффициент, учитывающий переходный режим для ДЗТ-11 = 1;  
 $k_{\text{одн}}$  - коэффициент однотипности трансформаторов тока,  $k_{\text{пер}}=1$ ;  
 $\varepsilon$  - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока;  
 $\Delta U \alpha, \Delta U \beta$  - относительные погрешности, обусловленные регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемые равными половине используемого диапазона регулирования на соответствующей стороне;

$k_{\text{ток}\alpha}, k_{\text{ток}\beta}$  - коэффициенты токораспределения, равные отношению слагающих тока расчетного внешнего КЗ, проходящих на сторонах, где производится регулирование напряжения, к току на стороне, где рассматривается КЗ;

$\omega_{\text{Iрасч}}, \omega_{\text{IIрасч}}$  - расчетные числа витков обмоток НТТ реле для не основных сторон;

$k_{\text{ток}1}, k_{\text{ток}11}$  - коэффициенты токораспределения, равные отношению слагающих тока расчетного внешнего КЗ, проходящих на сторонах, где используются соответственно числа витков  $\omega_1, \omega_{11}$  обмоток НТТ реле, к току на стороне где рассматривается КЗ.

$$I_{\text{нб.расч.}} = 3110 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 0,5 + 0,05 \cdot 0,5 + \left( \frac{15,13 - 15}{15,13} \cdot 0,5 - \frac{14,98 - 15}{14,98} \cdot 1 \right)) = 655 \text{ A.}$$

Рассчитывается число витков тормозной обмотки НТТ реле:

$$\omega_{\text{расч.торм}} = k_{\text{отс}} \cdot \frac{I_{\text{нб.расч.}} \cdot \omega_{\text{раб.расч.}}}{I_{\text{торм}} \cdot \text{tg} \alpha} \quad (78)$$

где  $k_{\text{отс}}$  - коэффициент отстройки,  $k_{\text{отс}}=1,5$ :

$I_{\text{торм}}$  - результирующий ток в тормозной обмотке, определяется:

$$I_{\text{торм}} = I_{\text{торм.нн}} - I_{\text{торм.сн}} \cdot \frac{I_{2\text{ном},35}}{I_{2\text{ном},10}} \quad (79)$$

где  $I_{\text{торм.нн}}$ ,  $I_{\text{торм.сн}}$  - первичный тормозной ток соответственно на сторонах низшего и среднего напряжений при рассматриваемом внешнем КЗ на стороне низшего напряжения, приведенный к расчетной стороне.

$$I_{\text{торм}} = 3110 - (3110/2) \cdot (4,33/4,375) = 1571 \text{ А},$$

$$\omega_{\text{расч.торм}} = (1,5 \cdot 655 \cdot 14,98) / (1571 \cdot 0,75) = 12,5.$$

Принимается  $\omega_{\text{расч.торм}} = \omega_{\text{T}} = 13$  витков.

Минимальный коэффициент чувствительности при коротком замыкании в зоне защиты (торможение отсутствует) определяем по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к min}}^{(m)} \cdot K_{\text{сxn}}^{(m)}}{I_{\text{сз}} \cdot K_{\text{сx}}^{(3)}}, \quad (80)$$

где  $I_{\text{к min}}^{(m)}$  - минимальное значение периодической составляющей суммарного тока КЗ рассматриваемого вида (m) в защищаемой зоне, приведенного к стороне основного питания  $I_{\text{кз min}}^{(3)} = 2830 \text{ А}$ ;

$I_{\text{сз}}$  - ток срабатывания защиты, приведенного к стороне основного питания;

$K_{\text{сxn}}^{(m)}$  - коэффициент схемы, определяется видом повреждения (m), схемой соединения трансформаторов тока защиты на рассматриваемой стороне (n) и схемой соединения обмоток защищаемого трансформатора:

$K_{\text{сx}}^{(3)}$  - коэффициент схемы для замыкания между тремя фазами.

$$k_{\text{ч. min}} = \frac{2830}{75,75} = 37,36 > 2,$$

То есть защита, выполненная с реле серии ДЗТ-11, обеспечивает необходимый по ПУЭ, коэффициент чувствительности при питании со стороны 110 кВ.

Как следует из приведенных расчетов, во всех рассмотренных случаях КЗ в защищаемой зоне как при отсутствии, так и при наличии торможения, защита выполненная с реле серии ДЗТ-11 обеспечивает допустимый по ПУЭ коэффициент чувствительности.

## 10.2 Газовая защита трансформатора

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в баке поврежденного трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения и в зависимости от этого действовать на сигнал или на отключение. Существует три вида конструкции газового реле - поплавковые, лопостные и чашечные [33].

Опыт эксплуатации реле с поплавками выявил ряд их конструктивных недостатков, приводящих к излишней работе при внешних КЗ и ложной работе при вибрациях некоторых трансформаторов, внешними вибрациями и повреждении герметичности поплавков. В реле с лопастью нижний поплавок заменен специальной поворачивающейся пластиной. Более совершенно реле РГЧЗ-66 с чашкообразными элементами 1 и 2 (рис.10, б).

Основным элементом газовой защиты является газовое реле КSG, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем (рис.10,а).

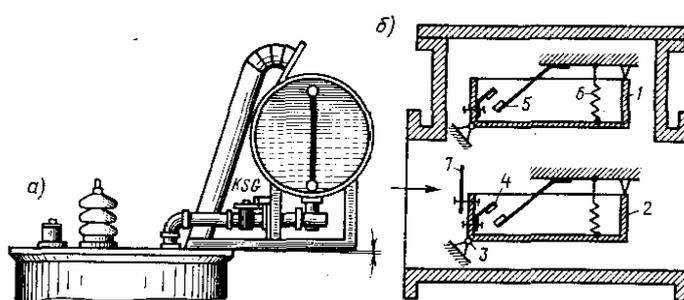


Рисунок 10 – Установка реле газовой защиты трансформатора

Элементы выполнены в виде плоскодонных алюминиевых чашек вращающихся вместе с подвижными контактами 4 вокруг осей 3. Эти контакты замыкаются с неподвижными контактами 5 при опускании чашек. В нормальном

режиме при наличии масла в кожухе реле чашки удерживаются пружинами 6 в положении, указанном на рисунке. Система отрегулирована так, что масса чашки с маслом является достаточной для преодоления силы пружины при отсутствии масла в кожухе реле. Поэтому понижение уровня масла сопровождается опусканием чашек и замыканием соответствующих контактов. Сначала опускается верхняя чашка и реле действует на сигнал.

При интенсивном газообразовании возникает сильный поток масла и газов из бака в расширитель через газовое реле. На пути потока находится лопасть 7, действующая вместе с нижней чашкой на общий контакт. Лопасть поворачивается и замыкает контакт в цепи отключения трансформатора, если скорость движения масла и газов достигает определенного значения, установленного на реле. Предусмотрены три уставки срабатывания отключающего элемента по скорости потока масла: 0,6 - 0,9; 1,2 м/с. При этом время срабатывания реле составляет  $t_{с.р.} = 0,05 \dots 0,5$  с. Уставка по скорости потока масла определяется мощностью и характером охлаждения трансформатора.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых - не реагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений [20].

Необходимо также отметить, что начальная стадия виткового замыкания может и не сопровождаться появлением дуги и газообразованием. В таком случае газовая защита не действует, и витковые замыкания в трансформаторе могут длительно оставаться незамеченными. Можно создать защиту, позволяющую обнаружить витковые замыкания в начальной стадии и при отсутствии газообразования. Одна из таких защит основана на изменении пространственного распределения поля рассеяния обмоток.

На трансформаторе ТДТН-10000/110 и его устройстве РПН типа РС-4/200 используется газовое реле соответственно типа РГЧЗ-66 и RS-1000.

### 10.3 Расчет защиты трансформатора от перегрузки

Перегрузка обычно является симметричным режимом, характеризующимся появлением больших токов во всех фазах. Поэтому защита от перегрузки выполняется одним реле тока, внесенным в цепь одного из трансформаторов тока. Защиту от перегрузки устанавливаем со стороны питания (на стороне 110 кВ трансформатора).

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

$$I_{с.з.} = \frac{K_{отс} \cdot I_{ном}}{K_{в}}, \quad (81)$$

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

$K_{в}$  – коэффициент возврата,  $0,8 \div 0,85$ .

$$I_{с.з.} = \frac{1,05 \cdot 50,5}{0,8} = 66,3 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.} \cdot K_{сх}}{K_{т}} = \frac{66,3 \cdot \sqrt{3}}{100/5} = 5,74 \text{ А,}$$

следовательно, для защиты трансформаторов от перегрузки применяем токовые реле типа РТ-40/6.

Время срабатывания защиты принимаем равным  $t_{с.з.}=8$  с и выбираем реле времени РВ-235 с диапазоном уставок  $0,5\div 9$  с.

#### 10.4 Расчет максимальной токовой защиты трансформатора

МТЗ устанавливается со стороны питания силового трансформатора. Ток срабатывания защиты определяется по выражению:

$$I_{с.з.} = \frac{K_H \cdot K_{сам} \cdot I_{р.мах}}{K_B}, \quad (82)$$

где  $I_{р.мах}$  – максимальный рабочий ток, А;

$K_H$  – коэффициент надёжности,  $1,2\div 1,3$ ;

$K_{сам}$  – коэффициент самозапуска, принимается равным 1,25;

$K_B=0,8$  – коэффициент возврата для реле типа РТ-40.

Определяем ток срабатывания МТЗ:

$$I_{с.з.} = \frac{1,2 \cdot 1,25 \cdot 73,5}{0,8} = 137,8 \text{ А.}$$

Проверяем чувствительность МТЗ по минимальному току короткого замыкания в месте установки защиты:

$$K_{ч.} = \frac{I_{КЗ\min}^{(2)}}{I_{с.з.}} \geq 1,5, \quad (83)$$

где  $I_{КЗ\min}^{(2)}$  – ток двухфазного КЗ в минимальном режиме работы при КЗ на стороне 10 кВ ПС Береговая, приведённый к стороне 110 кВ.

$$I_{КЗ.\min}^{(2)} = 5142 \cdot \frac{10}{110} = 467,5 \text{ А.}$$

$$K_{ч.} = \frac{467,5}{137,8} = 3,4 > 1,5.$$

Определяем ток срабатывания реле:

$$I_{c.p.} = \frac{I_{c.з.} \cdot K_{cx}}{K_I} = \frac{137,8 \cdot \sqrt{3}}{100/5} = 11,93 \text{ А},$$

принимается реле РТ-40/12, уставка срабатывания реле 12 А.

### 10.5 Автоматическое повторное включение

В соответствии с ПУЭ устройствами АПВ должны оборудоваться:

– все воздушные и кабельно-воздушные линии напряжением выше 1000В;

– понижающие трансформаторы, работающие одиночно, когда их отключение приводит к обесточиванию потребителей, причем иногда разрешается работа АПВ и при действии защит от внутренних повреждений.

Устройства АПВ должны выполняться с соблюдением следующих требований:

– пуск устройства АПВ должен происходить от несоответствия положения ключа управления и выключателя;

– при отключении линии вручную АПВ должно автоматически выводиться из действия;

– должна обеспечиваться однократность (или двухкратность) действия АПВ;

– после успешного действия устройства АПВ должно автоматически приходиться в состояние готовности к повторному действию;

– должна обеспечиваться блокировка от многократных включений выключателя.

Обычно в распределительных сетях с односторонним питанием устройства АПВ выполняются трехфазными однократного (реже двухкратного) действия. В зависимости от типа привода и наличия оперативного постоянного тока устройства АПВ выполняются:

– при наличии механического (пружинного или грузового) привода - механические;

– при наличии постоянного оперативного тока и соленоидного привода - электрические с реле РПВ-58.

Выдержка времени работы АПВ должна быть минимальной, но по условиям деионизации среды в выключателе не менее  $(0,15 \pm 0,2)$  сек.

## **11 Выбор системы оперативного тока**

Оперативный ток на электрических станциях и подстанциях служит для питания вторичных устройств, к которым относятся оперативные цепи защиты, автоматики и телемеханики, аппаратура дистанционного управления, аварийная и предупредительная сигнализация. При нарушениях нормальной работы станции (подстанции) оперативный ток используется так же для аварийного освещения и электроснабжения электродвигателей – генераторов оперативной связи и особо ответственных механизмов СН, например аварийных масляных насосов систем регулирования, смазки, уплотнений турбогенераторов и синхронных компенсаторов, которые обеспечивают сохранения оборудования в работоспособном состоянии.

От источника оперативного тока требуется повышенная надежность, их мощность должна быть достаточна для действия, вторичных устройств и самых тяжелых авариях, а напряжение должно отличаться высокой стабильностью. Требования повышенной надежности приводят к необходимости резервирования источников тока и распределительных сетей.

Наиболее надежными источниками питания оперативных цепей является аккумуляторные батареи. Постоянный оперативный ток от аккумуляторных батарей широко применяется на электрических станциях разных типов и крупных подстанциях 330 кВ и выше. Оперативный ток распределяется между отдельными присоединениями централизованно.

Недостаток применение постоянного оперативного тока – большая стоимость как самих аккумуляторных батарей, так и сети, которая при централизованном распределении получается очень сложной и сильно разветвленной. А

аккумуляторные батареи требуют специально оборудованного помещения, эксплуатация их достаточно сложна.

Внедрение в установках переменного и выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих аккумуляторных батарей. При этом также уменьшается разветвленность оперативных цепей. В настоящее время электропромышленностью выпускаются серийно релейная аппаратура и приводы выключателей, короткозамыкателей, отделителей для работы непосредственно на переменном оперативном токе и от выпрямительных устройств в установках напряжением 3 – 10, 35 и 110 кВ. Разработаны схемы защиты элементов станций и подстанций с питанием оперативных цепей выпрямленным током и специальные выпрямительные устройства.

В качестве источников переменного оперативного тока используются трансформаторы СН, трансформаторы тока, питающие цепи релейной защиты, трансформаторы напряжения, предварительно заряженные конденсаторы.

Выпрямленный оперативный ток позволяет применять аппараты оперативных цепей и схемы, аналогичные применяемым в установках постоянного оперативного тока. В качестве источников выпрямленного оперативного тока используется ТСН, трансформатор тока и напряжения совместно с выпрямительными блоками питания и предварительно заряженными конденсаторами.

К системам оперативного тока предъявляют требования высокой надежности при КЗ и других аномальных режимах в цепях главного тока.

Применяются следующие системы оперативного тока на подстанциях:

- постоянный оперативный ток – система питания оперативных цепей, при которой в качестве источника питания используется аккумуляторная батарея;
- переменный оперативный ток – система питания оперативных цепей, при которой в качестве основных источников питания используются измерительные трансформаторы тока защищаемых присоединений, измерительные трансформаторы напряжения, трансформаторы собственных нужд. В качестве д

ополнительных источников питания импульсного действия используются предварительно заряженные конденсаторы;

- выпрямленный оперативный ток – система питания оперативных цепей переменным током, в которой переменный ток преобразуется в постоянный (выпрямленный) с помощью блоков питания и выпрямительных силовых устройств. В качестве дополнительных источников питания импульсного действия могут использоваться предварительно заряженные конденсаторы;

- смешанная система оперативного тока – система питания оперативных цепей, при которой используются разные системы оперативного тока (постоянный и выпрямленный, переменный и выпрямленный).

В системах оперативного тока различают:

- зависимое питание, когда работа системы питания оперативных цепей зависит от режима работы данной электроустановки (подстанции);

- независимое питание, когда работа системы питания оперативных цепей не зависит от режима работы данной электроустановки.

К независимым системам относится, например, постоянный оперативный ток.

Для выпрямления переменного тока используются:

- блоки питания стабилизированные типа БПНС-2 совместно с токовыми типами БПТ-1002 – для питания цепей защиты, автоматики, управления;

- блоки питания нестабилизированные типа БПН-1002 – для питания цепей сигнализации и блокировки, что уменьшает разветвленность цепей оперативного тока и обеспечивает возможность выдачи всей мощности стабилизированных блоков для срабатывания защиты и отключения выключателей;

- блоки БПН-1002 вместо БПНС-2 – для питания цепей защиты, автоматики, управления, когда возможность их использования подтверждена расчетом и не требуется стабилизация оперативного напряжения (например, при отсутствии АЧР);

- силовые выпрямительные устройств ТЧ на УКП и УКПК с индуктивным

накопителем – для питания включающих электромагнитов приводов масляных выключателей. Индуктивный накопитель обеспечивает включение выключателя на короткое замыкание при зависимом питании цепей включения.

## **12 Технико-экономическое обоснование принятого варианта проектирования системы внешнего электроснабжения подстанции Береговая**

Экономическим показателем, по которым выбирается оптимальный вариант, являются эквивалентные годовые расходы.

Эквивалентные среднегодовые расходы определяются по следующей формуле:

$$Z_{\text{ср.г}} = EЧК + И \quad (84)$$

где  $E$ – норматив дисконтирования  $E = 0,1$ ;

$K$ – капитальные вложения;

$I$  – суммарные эксплуатационные издержки.

Затраты выбранного варианта:

$$Z_{\text{ср.г1}} = 71382,85 \text{ тыс.руб.}$$

Оценка экономической эффективности проекта

Расчет экономической эффективности проекта заключается в оценке экономической эффективности проекта за расчетный период времени.

Расчетный период времени – это срок реализации проекта, этот срок выбирается в зависимости от нормативного срока эксплуатации наибольшей по весу стоимости объекта основных фондов, используемых в проекте. Так как наибольший вес в проекте – это оборудования подстанций, а их нормативный срок эксплуатации 20 лет, то расчетный период равен 20 годам.

Для того чтобы рассчитать эффективность проекта необходимо оценить выручку от реализации проекта. Выручка от реализации должна компенсировать все затраты в течении расчетного периода, имеющегося в проекте. Ранее б

были рассчитаны себестоимости передачи  $I_{\Sigma} - I_{\Delta\sigma}$  и потерь электроэнергии  $I_{\Delta\sigma}$ .

Проводился расчет технических потерь, для этого случая будет соблюдено равенство: себестоимость потерь 1 кВт/ч будет равна тарифу на потери 1 кВт/ч.

Согласно постановлению Правительства РФ на потребительских рынках электрической энергии и тепловой энергии применяются следующие виды регулируемых цен и тарифов.

- 1) Устанавливаемые Федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий (например, в РФ это ФСТ);
- 2) двухставочный тариф, включающий в себя ставку за 1 киловатт-час электрической мощности;
- 3) одноставочный (двухставочный) тариф, дифференцированный по зонам (часам) суток.

При использовании метода экономически обоснованных расходов (затрат) тарифы рассчитываются на основе размера необходимой валовой выручки организации, осуществляющей регулируемую деятельность, от реализации каждого вида продукции (услуг) и расчетного объема производства соответствующего вида продукции (услуг) за расчетный период регулирования.

Необходимая валовая выручка на период регулирования, для покрытия обоснованных расходов на производство регулируемого вида деятельности, с учетом корректировки по избытку средств и возмещению недостатка средств.

В необходимую валовую выручку включаются следующие расходы:

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции, включают следующие составляющие расходов:

- 1) на топливо;
- 2) на покупаемую электрическую и тепловую энергию;
- 3) на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;

- 4) на сырьё и материалы;
- 5) на ремонт основных средств;
- 6) на оплату труда и отчисления на социальные нужды;
- 7) на амортизацию основных средств и нематериальных активов;
- 8) прочие расходы, связанные с производством и реализацией продукции, определяются ФСТ.

Расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включают в себя следующие основные группы расходов:

- капитальные вложения (инвестиции) на расширенное воспроизводство;
- выплата дивидендов и других доходов из прибыли после уплаты налогов;
- взносы в установленные (складочные) капиталы организаций;
- прочие экономически обоснованные расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включая затраты организаций на предоставление работникам льгот, гарантий и компенсаций в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями.

В необходимую валовую выручку включается сумма налога на прибыль организаций.

В отдельную группу выделяются расходы на оплату услуг организаций, осуществляющих регулируемую деятельность. Расходы на оплату указанных услуг определяются на основе тарифов, установленных регулирующими органами, и объема оказываемых в расчетном периоде регулирования услуг.

Экономически обоснованный средний одноставочный тариф продажи электрической энергии, поставляемый на региональный рынок от ПЭ, рассчитывается по формуле:

$$T_{cp} = \frac{HBB^{\vartheta}}{\mathcal{E}_{omn}}, \text{ руб/тыс.кВт*ч}, \quad (85)$$

где  $HBB^{\vartheta}$  - необходимая валовая выручка на производство электроэнергии;

$\mathcal{E}_{omn}$  - отпуск электроэнергии в сеть от ПЭ.

Расчет выручки от реализации продукции в год  $T$ , рассчитывается следующим образом:

$$O_{pt} = I_{\Sigma t} + K_{обт} + K_{процт}, \text{ тыс. руб.}, \quad (86)$$

где  $I_{\Sigma t}$  – полная себестоимость электроэнергии, которая была рассчитана для момента времени после завершения строительства и возврата денежных средств;

$K_{процт}$  – проценты инвестируемому в проект капиталу, по ставке рефинансирования, принятый 10%;

$K_{обт}$  – оборотный капитал, содержащий запасы, дебиторскую и кредиторскую задолженность, определяемый по формуле:

$$K_{обт} = 0,02 \cdot K_t + 0,1 \cdot I_{\Sigma t} + 0,02 \cdot 0,3 \cdot K_t \quad (87)$$

$$K_{обт} = 0,02 \cdot 1145563,15 + 0,1 \cdot 21499,32 + 0,02 \cdot 0,3 \cdot 1145563,15 = \\ = 31934, \text{ тыс.руб.};$$

$$O_{pt} = 21499,3 + 31934 + 13974 = 67407,65, \text{ тыс.руб.}$$

Балансовая прибыль:

$$ПБ_t = O_{pt} - I_{\Sigma t}; \quad (88)$$

$$ПБ_t = 67407,65 - 21499,32 = 45908. \quad (89)$$

Налог на прибыль:

$$H_t = ПБ_t \cdot \alpha, \quad (90)$$

где  $\alpha$  – налог на прибыль, равный 0,24.

$$H_t = 45908 \cdot 0,24 = 11018.$$

Чистая прибыль:

$$P_{\text{ч}} = ПБ_t - H_t + I_{\text{амт}}; \quad (91)$$

$$P_{\text{ч}} = 45908 - 11018 + 11851,08 = 46741.$$

### 13 Выбор системы оперативного тока

В выпускной квалификационной работе рассмотрены вопросы реконструкции системы внешнего электроснабжения Константиновского района, обслуживаемой неудовлетворительным уровнем надёжности электроснабжения некоторых потребителей и наличием значительного количества устаревшего электрооборудования. Для повышения надёжности снабжения потребителей электроэнергией было принято решение о строительстве ВЛ 110 кВ от подстанции Узловая до ПС Береговая, сечение провода – АС–120/19. Длина возводимой ВЛ 110 кВ Узловая-Береговая – 25 км. Изменение системы внешнего электроснабжения в рассматриваемом районе требует реконструкции распределительного устройства 110 кВ на ПС Береговая, которое в настоящее время выполнено с одной секционированной системой. Новая схема РУ 110 кВ – два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий. Кроме того, по рассчитанным электрическим и тепловым нагрузкам было выбрано современное оборудование 110 кВ для подстанции «Береговая» и проверено на стойкость к токам КЗ.

В данном разделе работы рассматриваются вопросы, касающиеся безопасности проведения мероприятий по реконструкции подстанции 110/35/10 кВ, оценки влияния данной подстанции на окружающую среду, обеспечения пожарной безопасности, как в ходе модернизации подстанций, так и в процессе эксплуатации.

#### 13.1 Безопасность работы

При проектировании новых электрических подстанций, а также при создании проектов реконструкции уже существующих подстанций обеспечение безопасности при осуществлении проектов и в ходе дальнейшей эксплуатации энергообъектов является обязательным требованием.

Безопасность при реконструкции подстанции

При монтаже и реконструкции подстанций, при осмотрах, ремонтах и ревизиях необходимо соблюдать «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок». При выполнении строительных и монтажных работ в действующих электроустановках должны соблюдаться требования строительных норм и правил, регламентирующих технику безопасности в строительстве.

При производстве всего комплекса строительного-монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением подъёмных сооружений, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения строительного-монтажных работ, выполняемых в ходе реконструкции, должны соответствовать требованиям, предусмотренным в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Работы вблизи оборудования, находящегося под напряжением, должны выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от токоведущих частей машин и аппаратов, находящихся под напряжением, до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности.

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

Подъёмные сооружения предназначенные для выполнения строительных и грузоподъёмных работ, должны обладать достаточной грузоподъёмностью, обеспечивающей безопасное выполнение работ. При подъёме должны соблюдаться «Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъёмные сооружения».

Безопасность при перемещении грузов и производстве строительно-монтажных работ самоходными кранами обеспечивают лица, ответственные за эти работы.

Категорически запрещается [6]:

а) допускать к работе на подъёмных сооружениях работников, не имеющих документов для работы на этих сооружениях;

б) работать на подъёмных сооружениях, имеющих неисправности;

в) пользоваться неисправными стропами и грузозахватными средствами, не имеющими бирок с указанием срока проверки;

г) поднимать груз, находящийся в стороне от свободно висящего крюка, а также превышающий грузоподъёмность подъёмного сооружения;

д) выполнять работы под линиями электропередачи;

е) выполнять работы вблизи установок, находящихся под высоким напряжением, без оформления наряда-допуска.

Перед подъемом элементов и блоков подстанции необходимо проверить состояние болтовых соединений и наличие раскрепления всех частей, так как на этом элементе (блоке) могут оказаться другие конструкции, которые были вложены на период хранения.

Обеспечение безопасности при выполнении электромонтажных и сварочных работ:

перед началом работы нужно проверить исправность механизмов и приспособлений, инструмента, лестниц и т.п.;

транспортировка и подъем электрических аппаратов, колонок изоляторов должны быть полностью механизированы;

на высоте выше 2 метров работы должны выполняться с применением стремянок и лестниц, а при высоте более 4 метров – только с лесов или со специальных механизмов, работать под настилами запрещается;

приступая к сварным работам, необходимо проверить исправность аппаратуры, изоляцию сварных проводов и электродержателя, надежность всех контактных соединений;

выполнять сварку под открытым небом во время дождя и грозы запрещается;

основным мероприятием по защите от поражения электрическим током во время работы с электроинструментом является защитное заземление.

Безопасность при эксплуатации элегазовых выключателей ВЭБ-110-40/2500 УХЛ1

Выключатель предназначен для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также работы в цикле АПВ в сетях трехфазного переменного тока частоты 50Гц с номинальным напряжением 110кВ.

Длина пути утечки внешней изоляции соответствует нормам для подстанционной изоляции, категория исполнения П\*: на 110кВ – не менее 280 см.

Выключатели серии ВЭБ относятся к электрическим коммутационным аппаратам высокого напряжения, в которых гасящей и изолирующей средой является элегаз ( $SF_6$ ).

Выключатель состоит из трех полюсов, установленных на общей раме и механически связанных друг с другом посредством передаточного устройства. Все три полюса выключателя управляются одним пружинным приводом типа ППрК-2000СМ.

Принцип работы выключателей основан на гашении электрической дуги потоком элегаза, который создается за счет перепада давления, обеспечиваемого тепловой энергией дуги, а также поршневым устройством. Включение выключателя осуществляется за счет пружин привода, а отключение – за счет энергии пружины отключающего устройства выключателя.

При эксплуатации выключателя следует соблюдать следующие меры безопасности:

- каждый работник, допускаемый к работе с выключателем, должен пройти соответствующий инструктаж, подробно ознакомиться с устройством выключателя и руководством по эксплуатации;
- запрещается производить разборку выключателя при наличии в н

их газа под давлением;

- ремонтные работы и обслуживание производить при отсутствии и напряжения на выводах выключателя, на силовых цепях, цепях управления и обогрева привода;

- для исключения непреднамеренных срабатываний при ремонтах выключателя стопорить сцепляюще-расцепляющее устройства привода задвижками;

- динамические операции включения и отключения выключателя разрешается производить только при рабочем давлении элегаза;

- снятие и установка деталей междуполюсной связи производить в отключенном положении механизмов при разгруженной отключающей пружине;

- при осмотрах изоляторов с применением лестниц, очистке наружной поверхности от грязи давление в выключателе должно быть снижено до 0,03...0,05 МПа (0,3...0,5 кг/кв.см) с последующим наполнением элегазом до 0,4 МПа (4,0 кг/кв.см)

- монтажные и наладочные работы на высоте должны производиться из корзины подъемника или со специальных лесов, обслуживающий персонал при этом должен быть пристегнут к страховочным местам;

- оперативное включение и отключение выключателя следует выполнять, пользуясь только дистанционным управлением, местное управление выключателем допускается выполнять только после вывода его из работы;

- перед установкой ручки на вал редуктора следует отключить автоматический выключатель SF «Автомат взвода пружин»;

- при медленном довключении выключателя при наладке, во избежание разрыва цепи привода не допускайте «перевключения» выключателя больше, чем это требуется для обеспечения фиксации ведомого рычага во включенном положении;

- отключенное положение определяется по положению тяг, вала при

вода и механическим указателем положения выключателя.

Элегаз – химическое соединение, образованное одним атомом серы и шестью атомами фосфора. Этот газ был создан в лаборатории и в естественном состоянии не встречается. Элегаз нашел свое применение в электроэнергетике благодаря очень хорошим свойствам гашения электрической дуги. Он намного эффективнее воздушной среды способствует гашению дуги, поэтому некоторые производители используют его в распределительных устройствах, как высоковольтных, так и низковольтных.

При работе с чистым элегазом возникает ряд специфических требований по технике безопасности:

- чистый элегаз - инертный газ, не имеет ни цвета, ни запаха, в 5 раз тяжелее воздуха, не поддерживает горения, не взрывоопасен, не ядовит;
- допустимая концентрация элегаза в помещении: 0,08 % (0,005 г/л) - при длительном пребывании человека в помещении, 1% - при кратковременном пребывании в помещении;
- к смертельному исходу может привести кратковременное пребывание человека в помещении с концентрацией 20 %;
- заполнение выключателя элегазом только при наличии на редукторе баллона или газотехнологической установки поверенного манометра, контролируя показания манометра и сигнализатора выключателя. При отсутствии показаний одного или обоих приборов немедленно прекратите заполнение до выяснения причины и устранения не исправности;
- ревизия и ремонт элегазового выключателя, связанные со вскрытием бака, должны производиться в специальных помещениях (эти помещения должны быть изолированы от улицы и других помещений; они должны быть особыми чистыми; должны быть приняты меры, исключающие попадание пыли; стены и потолок должны быть окрашены пыленеобразующей краской; полы не должны выделять пыль; уборка помещения должна производиться мокрым или вакуумным способом);

- при дозаполнении выключателя элегазом до рабочего избыточного давления необходимо соблюдать следующие меры безопасности:

- персонал должен находиться с наветренной стороны оборудования;
- шланги и редуктор после окончания работ должны продуваться сжатым воздухом;
- должны применяться индивидуальные средства защиты (резиновые перчатки, каски, х/б костюм).

- работы по дозаправке производятся на месте установки выключателей (ОРУ).

При работе с элегазом необходимо соблюдать требования безопасности не только с чистым элегазом, но и с элегазом, загрязненным продуктами его разложения (при ремонте выключателей, которые отключали токи короткого замыкания или токи нагрузки).

В результате актов коммутации, при взаимодействии с электрической дугой происходит нагревание элегаза с выбросом токсичных веществ. Газообразные продукты разложения элегаза ядовиты и обладают резким, специфическим запахом. Утечки элегаза возможны как при работе энергетического оборудования, так и во время проведения работ по обслуживанию. Токсичные осадки и накапливаются внутри технологического оборудования, которое при своей утилизации требует соблюдения определенных мер безопасности:

- присутствие в воздухе даже небольших количеств газообразных продуктов разложения элегаза имеет следующие признаки:

- едкий или неприятный запах (запах тухлых яиц);
- раздражение слизистой оболочки носа, рта, глаз и т.п.

- эти признаки наблюдаются сразу и намного раньше какой-либо токсической реакции;

- если обнаружен едкий или неприятный запах, персонал должен немедленно покинуть помещение, которое затем должно быть тщательно проветрено;

- при работах по вскрытию выключателя персонал должен применять индивидуальные средства защиты:

- защитная каска
- перчатки резиновые
- герметичные очки с бесцветным стеклом
- защитный фартук
- респиратор типа РПТ марки В
- костюм х/б или комбинезон.

- рукава одежды должны быть плотно застегнуты или завязаны, брюки напущены на ботинки;

- откачка элегаза из выключателя производится следующим образом:

- один конец шланга, длиной не менее 8 метров, опущен в резервуар с нейтрализующим раствором, второй конец с насадкой наворачивается на выпускной клапан выключателя до появления отдельных всплывающих пузырей, не допуская бурного выделения пузырей из раствора;

- после того, как давление элегаза в выключателе сравняется с атмосферным, отсоедините шланг от выключателя;

- заполните выключатель сухим азотом до рабочего давления;

- стравить азот в соответствии с предыдущими пунктами настоящей инструкции, после чего произведите вакуумирование выключателя с выбросом газа через нейтрализующий раствор в вытяжную систему вентиляции.

- резервуар с нейтрализующим раствором должен быть объемом не менее 50 л и высотой не менее 0,8 м (нейтрализующий раствор должен представлять собой раствор NaOH (KOH или NaCO) в соотношении 0,2 кг на 10 л воды; срок годности раствора - 1 сутки);

- сразу, после вскрытия выключателя, при помощи пылесоса с бумажным фильтром, тщательно собираются твердые продукты разложения элегаза (прилипшие продукты разложения ("серый порошок") собираются при пом

ощи щетки и пылесоса с соблюдением осторожности, не допуская разлетания пыли);

- все узлы и детали выключателя, находившиеся в среде разложившегося элегаза, твердые продукты разложения в фильтре пылесоса, соединительные шланги и арматура, щетки, протирочный материал, инструменты и другие предметы, соприкасавшиеся с загрязненным элегазом, должны подвергнуться нейтрализации в течение 24 ч;

- после нейтрализации резиновые детали, протирочный материал, фильтра пылесоса дальнейшему использованию не подлежат (остальные предметы и инструмент, после нейтрализации, промываются водой, сушатся и могут быть использованы в дальнейшей работе; при попадании на кожу твердых продуктов разложения элегаза, они должны немедленно смываться большим количеством воды).

## 13.2 Экологичность

### 13.2.1 Влияние элегаза на окружающую среду

В последнее десятилетие, при использовании газов в промышленности, стали уделять большое внимание воздействию их на окружающую среду, в частности воздействия их на атмосферу.

Вещества, загрязняющие атмосферу, образующиеся в результате деятельности человека (к их числу относится и элегаз), делятся на две категории по их с воздействию:

- истощение стратосферного озона (дыры в озоновом слое);
- глобальное потепление (парниковый эффект).

Галогеносодержащие газы, попадая в атмосферу земли, под воздействием ультрафиолетового излучения разлагаются, и освободившиеся атомы галогенов вступают в реакцию с озоном, разрушая при этом озоновый слой земли. При попадании элегаза в атмосферу благодаря особенностям спектра ультрафиолетового поглощения молекулы  $SF_6$  практически не происходит ее разрушения в верхних слоях атмосферы, а образовавшееся незначительное количество

атомов фтора вступают в реакцию не с озоном, а с молекулами воды с образованием HF [7].

Со временем в процессе эксплуатации элегазового оборудования, в результате производства коммутаций в элегазе образуются газообразные твердые продукты разложения (фториды), являющиеся результатом взаимодействия его при высоких температурах с парами воды, примесями кислорода, парами металла и материала камеры.

Около 90% фторидов задерживаются фильтром, часть твердых фторидов оседает на внутренних стенках камеры, а оставшаяся часть газообразных фторидов находится в элегазе.

Источником загрязнения атмосферы являются так же продукты горения трансформаторного масла, которым заполнено маслонеполненное оборудование (силовые трансформаторы, ТН, ТТ. реакторы), образующиеся в результате его возгорания в аварийных ситуациях.

Этим маслом является минеральное масло, которое содержит полихлорбифенил.

Полихлорбифенил - это не что иное, как хлорированный углеводород, относящийся к ядовитым синтетическим органическим соединениям. При высоких температурах, из масла происходит выделение хлора, который оказывает вредное воздействие на все живые организмы.

При вдыхании человеком происходит сильное отравление, парализующее дыхание [7].

### 13.2.2 Расчет маслоприемников

Трансформаторное масло не только является источником пожарной опасности, но и может причинить вред окружающей среде. Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслонеполненных силовых трансформаторов должны быть выполнены маслоприемники и маслоборники. Объем маслоприемника должен быть рассчитан на одновременный прием 100% масла, содержащегося в корпусе трансформатора.

На реконструируемой подстанции 110/35/10 кВ установлены два силовых трансформатора ТДТН–10000/110. Приведем расчет маслоприемника с отводом масла для трансформатора ТНТМ-10000/110 подстанции Береговая, габариты которого следующие: Длина трансформатора 6,4 м, ширина – 3,7 м, высота – 5,5 м [4, с. 150].

Так как масса масла в трансформаторах ТДТН–10000/110 равна 15 т /4, с. 150/, что меньше 20 т, то маслоприемники под трансформаторы выполняются без отвода масла /3, п. 4.2.69/. В этом случае они выполняются заглубленной конструкции и закрываются металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

Также должны соблюдаться следующие требования:

а) габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на 1,5 м /3, п. 4.2.69/;

б) объем маслоприемника без отвода масла должен быть рассчитан на прием 100% объема масла, залитого в трансформатор, и 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью 0,2 л/с·м<sup>2</sup> в течение 30 мин;

в) устройство маслоприемника должно исключать переток масла и воды из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и др. подземным сооружениям, распространение пожара;

г) удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике.

При образовании на гравийной засыпке твердых отложений от нефтепродуктов толщиной не менее 3 мм или появлении растительности и в случае невозможности ее промывки, должна осуществляться полная или частичная зам

ена гравия. Отчистка гравийной засыпки маслоприемника приводит к избеганию налипания на поверхности щебня осадков, атмосферных загрязнений, песка.

Маслоприемник должен проверяться не реже 2 раз в год, а также после обильных дождей, таяния снега или тушения пожара.

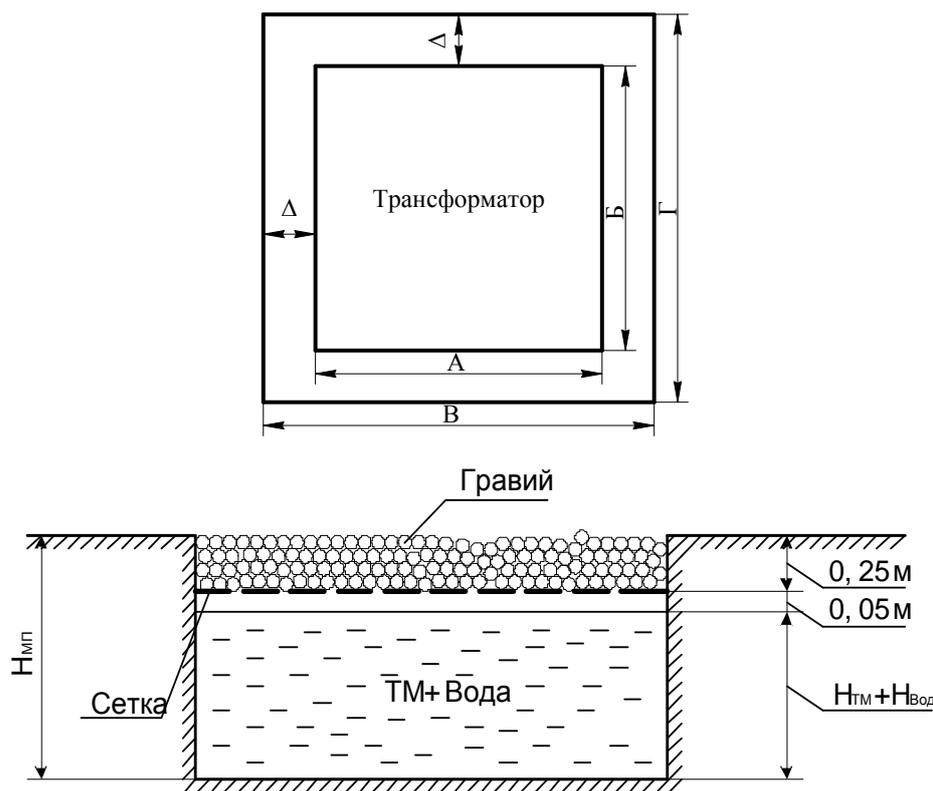


Рисунок 11 - Габариты маслоприёмника.

Определим габариты маслоприемника:

$$S_{мп} = (A+2 \cdot \delta) \cdot (B+2 \cdot \delta), \quad (91)$$

где  $S_{мп}$  – площадь маслоприемника;

$\delta$  – величина, на которую габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора, зависит от массы трансформаторного масла согласно [3, п. 4.2.69]:

$$\delta = 1,5 \text{ м.}$$

$$S_{мп} = (6,4 + 2 \cdot 1,5) \cdot (3,7 + 2 \cdot 1,5) = 62,98 \text{ м}^2.$$

Объем масла:

$$V_{\text{TM}} = M/\rho,$$

где  $\rho$  – плотность трансформаторного масла, равная  $0,88 \cdot 10^3$  кг/м<sup>3</sup>.

$$V_{\text{TM}} = 15000 / (0,88 \cdot 10^3) = 17,05 \text{ м}^3.$$

Объем воды для средств пожаротушения:

$$V_{\text{воды}} = I_{\text{п}} \cdot t \cdot (S_{\text{мп}} + S_{\text{бт}}), \quad (92)$$

где согласно /3, п. 4.2.69/:

$I_{\text{п}}$  – коэффициент интенсивности пожаротушения, равный  $0,2 \cdot 10^{-3}$  м<sup>3</sup>/с·м<sup>2</sup>;

$t$  – время пожаротушения, равное 1800 с;

$S_{\text{бт}}$  – площадь боковых поверхностей трансформатора, м<sup>2</sup>;

$$S_{\text{бт}} = 2 \cdot (A+B) \cdot H = 2 \cdot (6,4 + 3,7) \cdot 5,5 = 111,1 \text{ м}^2,$$

$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (62,98 + 111,1) = 62,67 \text{ м}^3.$$

Объем воздушного зазора:

$$V_{\text{вз}} = S_{\text{мп}} \cdot h_{\text{вз}}, \quad (93)$$

где  $h_{\text{вз}}$  – высота воздушного зазора, равный 0,05 м.

$$V_{\text{вз}} = 62,98 \cdot 0,05 = 3,149 \text{ м}^3.$$

Объем слоя гравия:

$$V_{\text{гр}} = S_{\text{мп}} \cdot h_{\text{гр}}, \quad (94)$$

где  $h_{\text{гр}}$  – высота слоя гравия, равная 0,25 м.

$$V_{\text{гр}} = 62,98 \cdot 0,25 = 15,745 \text{ м}^3.$$

Определим объем маслоприемника:

$$V_{\text{мп}} = V_{\text{TM}} + 0,8 \cdot V_{\text{воды}} + V_{\text{вз}} + V_{\text{гр}}, \quad (95)$$

где  $V_{мп}$  – объем маслоприемника;  
 $V_{тм}$  – объем масла;  
 $V_{воды}$  – объем воды;  
 $V_{вз}$  – объем воздушного зазора;  
 $V_{гр}$  – объем слоя гравия.

$$V_{мп} = 17,05 + 0,8 \cdot 62,67 + 3,149 + 15,745 = 86,1 \text{ м}^3.$$

Определяем высоту маслоприёмника:

$$h_{мп} = h_{мп(тм+H_2O)} + h_{вз} + h_{гр}, \quad (96)$$

$$h_{мп(тм+H_2O)} = (V_{тм} + V_{воды} \cdot 0,8) / S_{мп}, \quad (97)$$

$$h_{мп} = ((17,05 + 62,67 \cdot 0,8) / 62,98) + 0,05 + 0,25 = 1,37 \text{ м}.$$

Вывод: Высота маслоприемника  $h_{мп} = 1,37$  м, объем  $V_{мп} = 86,1 \text{ м}^3$ .

### 13.3 Чрезвычайные ситуации

В процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования могут возникать различные непредвиденные ситуации, которые могут привести к тяжелым последствиям. Одной из самых опасных ситуаций является возникновение пожара на подстанции.

Наличие на подстанциях маслonaполненного оборудования требует специальных противопожарных мероприятий и принятия особых мер при пожаре.

Для уменьшения нагрева прямыми лучами солнца трансформаторы, реакторы и конденсаторы наружной установки должны окрашиваться в светлые тона красками, стойкими к атмосферным воздействиям и воздействию масла.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях трансформаторов в соответствии с ПУЭ на реконструируемых подстанциях устроены все необходимые маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

В пределах бортовых сооружений маслоприемника гравийная засыпка должна содержаться в чистом состоянии. При обнаружении свежих капель мас

ла на гравийной засыпке или маслоприемнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

Рассматриваем обеспечение пожарной безопасности на подстанции 110/35/10 кВ Береговая.

Успех быстрой локализации и ликвидации пожара в его начальной стадии зависит от наличия первичных средств тушения пожара и умения пользоваться ими. Основными огнегасительными средствами и веществами являются вода, пена, песок, инертные газы, сухие (твёрдые) огнегасительные вещества, в油очные и асбестовые полотна.

Для размещения первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и пожарного инвентаря в производственных и складских помещениях, не оборудованных внутренним противопожарным водопроводом и автоматическими установками пожаротушения, а также на территории предприятий (организаций), не имеющих наружного противопожарного водопровода, или при удалении зданий (сооружений), наружных технологических установок этих предприятий на расстояние более 100 м от наружных пожарных водоемов-источников, должны оборудоваться пожарные щиты.

Класс пожара на подстанции Береговая можно отнести к классу Е – пожары, связанные с горением электроустановок. Поэтому на подстанции необходимо принять к установке пожарные щиты типа ЩП-Е, т.е. щит пожарный для очагов пожара класса Е. Пожарные щиты комплектуются первичными средствами пожаротушения, немеханизированными пожарным инструментом и инвентарем. На подстанции Береговая пожарный щит ЩП-Е должен быть оснащен [2]:

а) Порошковым огнетушителем (ОП) 10/9 (вместимость, л/масса огнетушащего состава, кг). Рекомендуется устанавливать один огнетушитель данного вида, но при его отсутствии и при соответствующем обосновании допускается устанавливать два огнетушителя ОП 5/4;

б) Углекислотным огнетушителем (ОУ) 5/3 (вместимость, л/масса огнетушащего состава, кг) в количестве двух. Этот вид огнетушителей используется для тушения электроустановок, находящихся под током;

в) Крюком с деревянной рукояткой. В комплект щита входит один крюк;

г) Комплектом для резки электропроводов, в который входят ножницы, диэлектрические боты и коврик. Предусматривается один комплект для ЩП-Е;

д) Асбестовым полотном, грубошерстной тканью или войлоком (1 шт.) Асбестовые полотна, грубошерстные ткани или войлок должны быть размером не менее 1×1 м и предназначены для тушения пожара веществ и материалов на площади не более 50% от площади применяемого полотна, горение которых не может происходить без доступа воздуха. Асбестовое полотно, грубошерстные ткани или войлок должны храниться в водонепроницаемых закрывающихся футлярах. Указанные средства должны не реже одного раза в 3 месяца просушиваться и очищаться от пыли;

е) Лопатой совковой в количестве одной;

ж) Ящиком с песком (1 шт.).

Песок используем для тушения небольших очагов воспламенения кабелей, электропроводки и горючих жидкостей: мазута, масла, красок и т.п. Хранят его в ящиках вместе с лопатой. На ОРУ ящики с песком ставим у трансформаторов. Ящики вместимостью 0,5 м<sup>3</sup>. Песок должен быть всегда сухим и рыхлым [2].

Бочки для хранения воды, устанавливаемые рядом с пожарным щитом, должны иметь объем не менее 0,2 м<sup>3</sup> и комплектоваться ведрами [2].

Огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие отопительных и нагревательных приборов и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Для указания местонахождения первичных средств тушения пожара устанавливаем знаки по действующему государственному стандарту на видных местах.

Регулярный контроль за содержанием, поддержанием хорошего эстетического вида и постоянной готовностью к действию первичных средств тушения пожара подстанции Береговая должны осуществлять назначенные для этого лица, а также работники объектовой пожарной охраны и члены добровольных пожарных формирований объекта.

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.

Так как трансформаторы ТДТН-10000/110/35/10 установлены на открытом воздухе, то между ними необходимо установить разделительные перегородки. Разделительные перегородки должны иметь предел огнестойкости не менее 1,5 ч, ширину не менее ширины маслоприемника (гравийной подсыпки) и высоту не менее высоты вводов высшего напряжения. Перегородки устанавливаем за пределами маслоприемника. Расстояние в свету между трансформаторами и перегородкой должно быть не менее 1,5 м.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассматриваемые ВЛ 110 кВ Узловая-Береговая и подстанция 110/35/10 кВ Береговая спроектированы в соответствии с действующими нормами и пра

вилами, выполнение которых обеспечивает безопасное обслуживание линий электропередачи 110 кВ и подстанций с высшим уровнем напряжения 110 кВ, включая правила взрыво- и пожаробезопасности, и не вызывает глобальных экологических воздействий на окружающую среду.

Спроектированная линия выполнена на железобетонных промежуточных опорах ПБ110-1 и анкерно-угловых опорах УБ110-1 с подвеской проводов АС-120/19.

Было выполнено реконструирование электрической части ОРУ 110 подстанции 110/35/10 кВ Береговая. Открытое распределительное устройство 110 кВ в ПС Береговая выполнено по схеме «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». Был произведён выбор современной коммутационной аппаратуры (элегазовых выключателей 110 кВ). На реконструируемой подстанции рассчитана система молниезащиты, выполненная тремя молниеотводами установленными на опорах отходящих ВЛ 110 кВ и ВЛ 35 кВ.

В экономическом разделе выпускной квалификационной работы была произведена оценка эффективности инвестиций в реконструкцию. Расчёты показали, что инвестиционный проект удовлетворяет требованиям включения его в инвестиционную программу филиала «Амурские электрические сети». Затраты на реализацию предлагаемого инвестиционного проекта окупятся на 10 году с начала эксплуатации сооружаемых объектов

В разделе «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы рассмотрены вопросы электробезопасности на реконструируемой ПС 110/35/10 кВ, перечислены мероприятия по её обеспечению, выполнен расчёт маслоприёмника. Определены мероприятия для обеспечения пожарной безопасности на подстанции.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Блок В.М. Посибие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей ВУЗов: учеб. пособие / В.М. Блок, Г.К. Обушев и др.; под ред. В.М. Блок. – 2-е изд. – М.: «высшая школа», 1990. – 383 с.
2. Гловацкий В.Г. Современные средства релейной защиты и автоматики электросетей / В.Г. Гловацкий, И.В. Пономарев. – «Энергомашвин», 2004. –260 с.
3. ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2008. – 39 с.
4. ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2006. – 47 с.
5. Гук Ю.Б. Теория и расчет надежности систем электроснабжения/ Ю.Б. Гук, Н.А. Казак, А.В. Мясников; под ред. Р.Я. Федосенко. – М.: «Энергия», 1999. –176с.
6. Киреева Э.А., Орлов В.В, Старкова Л.Е. «Электроснабжение промышленных предприятий». Москва НТФ «энергетик », 2003.
7. Макаров Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110 1150 кВ. Т.2. Москва , 2003.- 398с.
8. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И.Т. Крючков.– М.: Энергоатомиздат, 1989.–608с.
9. Нормативы численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей распределительных электрических сетей / Российское открытое акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». М.: 2004 г.

10. ООО НПФ Новые технологии [Электронный ресурс]. – М., 2014. – Режим доступа : <http://www.kolchck.ru/>. – 26.05.2014.
11. Повзик Я. С. Пожарная тактика. – М.: ЗАО «СПЕЦТЕХНИКА», 2004. - 416 с.
12. Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование / Г. Е. Поспелов, В.Т. Федин.– М.: Выш. шк., 1988.–308с.
13. Приказ Минпромэнерго РФ от 22.02.2007 № 49. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии.
14. РД-34-20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей.
15. РД 153.-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.
16. РД 153-34.0-49.101-2003. Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий.
17. РД 153-34.3-20.671-97. Типовая инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 0,38 кВ с самонесущими изолированными проводами.
18. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. –М.: Издательский центр «Академия», 2005.–448с.
19. Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99 / под науч. ред. Н.Н. Тиходеева. – 2-е изд. – С.-Пб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.
20. СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве.

21. СП 31-110-2003. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий

22. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.– 320с.

23. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/ М.А. Шабад. – Спб.: ПЭИПК, 2003. –4-е изд., перераб. и доп. – 350 стр., ил.

24. Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭВ.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.