

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

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 кВ города Зея в Амурской области с центром питания ПС Исток 35/10 кВ

Исполнитель

студент группы 942-узб

подпись, дата

Р.Н. Филонов

Руководитель

профессор,

доктор.техн.наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по безопасности и экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Филонова Романа Николаевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 кВ города Зея в Амурской области с центром питания ПС Исток 35/10 кВ

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы преддипломной практики, в том числе подробная однолинейная схема ПС Исток, однолинейная схема электрической сети 10 кВ, план расположения ТП 10/0,4 кВ, план расположения зданий рассматриваемой части города _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Анализ существующей системы электроснабжения поселка и источников питания, расчет электрических нагрузок, компенсация реактивной мощности ТП, выбор и проверка силовых трансформаторов ТП, расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования на подстанции Исток, выбор и проверка воздушных линий 10 кВ, расчет экономических показателей, безопасность и экологичность _____

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Подробная однолинейная схема существующей электрической сети 10 кВ с центром питания подстанция Исток, план расположения ТП города, подробная однолинейная схема подстанции Исток после реконструкции, подробная однолинейная схема электрической сети 10 кВ с центром питания подстанция Исток, план расположения оборудования ПС Исток после реконструкции. _____

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности и экологичности доцент, канд. техн. наук А.Б. Булгаков) _____

7. Дата выдачи задания: _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: профессор доктор. техн. наук Ю.В. Мясоедов _____

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 104 с., 7 рисунков, 23 таблицы, 87 формул, 22 источника, 2 приложения.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ ТРАНСФОРМАТОР, ЗАЗЕМЛЯЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, ЗАЩИТА ОБОРУДОВАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА

При выполнении данной работы основным вопросом, который будет в ней решаться это повышение надежности электроснабжения потребителей путем установки нового линейного и подстанционного оборудования на рассматриваемом участке сети в частности системы электроснабжения с центром питания ПС Исток в Амурской области города «Зея». Установка такого оборудования в системе электроснабжения позволит повысить уровень жизни населения, поднять на новый уровень экономическое значение района, поднимет экономическую привлекательность.

При выполнении данной работы проведено рассмотрение значительного количества задач таких как: определение расчетного значения нагрузок комплектных трансформаторных подстанций, определение расчетных нагрузок в узлах сети электроснабжения, определена расчетной мощности ПС Исток и выбор на основе данных о токах короткого замыкания основного оборудования на данной ПС. Так же в работе рассмотрен ряд дополнительных неотъемлемых задач

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВР – автоматическое включение резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВН – выключатель нагрузки;

КЗ – короткое замыкание;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

КУ – компенсирующее устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ОУ – огнетушитель углекислотный;

ПС – подстанция;

РЗ - релейная защита;

ТН – трансформатор напряжения;

ТО – токовая отсечка;

ТТ – трансформатор тока;

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Климатическая характеристика	9
2 Характеристика потребителей электроэнергии 0,4 кВ	10
3 Характеристика существующей схемы электроснабжения 10 кВ	12
4 Определение расчетных нагрузок на шинах 0,4 кВ КТП	18
5 Проверка коэффициентов загрузки трансформаторов КТП	22
6 Определение расчетных нагрузок на шинах 10 кВ КТП	24
7 Выбор компенсирующих устройств ПС Исток	28
8 Расчет токов короткого замыкания	30
9 Выбор оборудования РУ ПС Исток	36
9.1 Выбор выключателей 35 кВ	36
9.2 Выбор выключателей 10 кВ	37
9.3 Выбор разъединителей 35 кВ	38
9.4 Выбор трансформаторов тока	39
9.5 Выбор трансформаторов напряжения	42
9.6 Выбор жестких шин 10 кВ	44
10 Выбор типа и сечений питающих линий 10 кВ	47
11 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения	49
12 Проверка сечений ВЛ по термической стойкости и потере напряжения	51
13 Защита от прямых ударов молнии	55
14 Расчет сети заземления	57
15 Защита силовых трансформаторов ПС Исток	60
15.1 Защита от перегрузки	60
15.2 Максимальная токовая защита	61
15.3 Газовая защита	62
16 Защита понижающих трансформаторов 10/0,4 кВ	63
17 Автоматика применяемая на подстанции Исток	65

17.1 АВР	65
17.2 АЧР	67
18 Оценка экономической целесообразности реконструкции ПС Исток	69
19 Безопасность и экологичность	72
19.1 Безопасность работы	72
19.2 Экологичность работы	83
19.3 Чрезвычайные ситуации	86
Заключение	102
Библиографический список	103
Приложение А Расчет нагрузок 0,4 кВ	106
Приложение Б Расчет коэффициентов загрузки трансформаторов ТП	106

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время с появлением современных электротехнических материалов а также снижением стоимости их производства в электроэнергетике и появляется хорошая возможность выполнения модернизации электросетевого хозяйства, при этом учитывается то что в городском массиве стабильно происходит рост электрических нагрузок которая представляет собой электроприемники как жилищно-коммунального хозяйства так и небольшие промышленные производства которые требуют увеличения надежности и качества электроснабжения. Из этой проблемы возникают серьезная необходимость замены выходящего из строя устаревшего электрического оборудования.

Актуальность данной работы заключается в том, что в настоящее время срок службы электрических сетей напряжением 10 кВ с центром питания подстанции Исток города «Зея» Амурской области начинает превышать срок заложенной в него заводом – изготовителем. Оборудование находится в неудовлетворительном состоянии и требует скорейшее замены. Периодический выход из строя оборудования такого как воздушные линии и трансформаторные подстанции, коммутационные аппараты приводит к снижению количества отпускаемой в сеть электрической энергии и, следовательно, к убыткам. Оборудование нуждается в замене на более современные и надежные.

Следует отметить нетиповой исполнение распределительного устройства высокого напряжения на подстанции Исток которое также требует схемных решений для повышения надежности электроснабжения.

Замена оборудования на современное на подстанции Исток и в распределительных сетях позволит значительно снизить потери электроэнергии, финансовые потери от недоотпуска электроэнергии, повысить поднять надежность и качество электроснабжения потребителей.

Основной целью данной работы является разработка оптимального варианта реконструкции распределительных сетей напряжением 10 кВ центром

питания подстанции Исток а также с самой подстанции для повышения качества и надежности электроснабжения. Рассмотрим задачи, которые будут решаться в данной работе:

- 1) Разработка варианта развития электрической сети напряжением 10 кВ.
- 2) Определение с помощью вспомогательных коэффициентов расчетных нагрузок комплектных трансформаторных подстанций рассматриваемого района
- 3) Расчет электрических нагрузок на шинах низкого напряжения подстанции Исток, компенсация реактивной мощности и выбор силовых трансформаторов 35/10 кВ.
- 4) Выбор основного электротехнического оборудования на подстанции Исток с дополнительной его проверкой по условиям протекания токов короткого замыкания.
- 5) При этом следует отметить и сопутствующие задачи, решенные в данной работе: определение уставок защит, устанавливаемых на силовых трансформаторах, определение мер безопасности при эксплуатации электрооборудования

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Так как в данной работе выполняется выбор и проверка основного электротехнического оборудования как на подстанции Исток так и в распределительных сетях то следовательно он должен выполняться с учетом климатической характеристики района в котором это оборудование будет расположено.

Данные по климату в рассматриваемом районе представлены в таблице №1

Таблица 1 – Климатические условия района проектирования

Климатические данные	Величина
Район по ветру	III
Максимальный скоростной напор, (Н/м ²)	650
Максимальная скорость ветра, (м/с)	32
Район по гололеду	III
Толщина стенки гололеда (с плотностью 0,9 г/см), (мм)	20
Температура воздуха высшая, (град С)	41
Температура воздуха низшая, (град С)	-45
Температура воздуха среднегодовая, (град С)	0
Число грозных часов	49
Степень загрязнения атмосферы	I
Сейсмичность района, (бал.)	6

Приведенные данные будут использованы в дальнейших расчетах в основном при выборе и проверке основного оборудования

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ 0,4 кВ

Все электроприемники делятся по следующим критериям:

- 1) по режиму работы;
- 2) по номинальной мощности и напряжению;
- 3) по роду питающего тока;
- 4) по степени надежности.

По режиму работы различают следующие электроприемники:

С продолжительной и неизменной нагрузкой, а также мало меняющейся нагрузкой. Такие электроприемники характеризуются тем что при их работе температура электрооборудования не превышает допустимого значения, повторно-кратковременный нагрузкой, нагревательные аппараты, работающие в длительно продолжительном режиме работы с постоянной нагрузкой такие как электрическое отопление помещений.

Освещение: такие электроприемники характеризуется резким изменением тока нагрузки.

По номинальные мощности и напряжения питания различают электроприемники

Большой мощности

Малой и средней мощности

По роду питающего тока различают электроприемники

Переменного тока промышленной частоты

Переменного тока повышенной частоты

Постоянного тока

По степени надежности электроснабжения электроприемники разделяются на следующие категории

Потребители электроэнергии первой категории требуют для своего питания два независимых источника питания, т.к. перерыв в их электроснабжении может привести к значительному материальному ущербу, или может представлять опасность для жизни людей. В составе потребителей первой

категории может иметься особая группа питание которой должно быть осуществлено от трех независимых источников питания

Ко второй категории электроприемников относятся такие потребители перерыв в электроснабжении которых приводит массовому недоотпуску продукции, простоя механизмов транспорта. Для таких потребителей рекомендуется питание от двух независимых источников питания но допускается от одного источника питания при наличии резерва по стороне низкого напряжения. Допустимый перерыв питания таких потребителей должен быть не более чем время перевода на резервное питание обслуживающим персоналом.

К третьей категории относятся все остальные потребители электрической энергии, не указанные в 1 и 2 группах по надежности электроснабжения.

В основном в рассматриваемом районе электрических сетей города «Зея» преобладающее значение имеют объекты жилищно-коммунального хозяйства такие как жилые дома одноэтажные и многоэтажные, некоторую долю потребителей составляют гаражи складские помещения. Также имеются такие потребители как магазины аптеки различные организации и частные предприятия.

По режиму работы такие потребители относятся к электроприемникам с малой изменяющейся нагрузкой, по мощности и напряжению они относятся к средней мощности напряжением 380 Вольт, по роду электрического тока они относятся к электроприемникам переменного тока промышленной частоты 50 Герц

По надежности электроснабжения все потребители относятся к 2 и 3 группы 1 группа и ее особая категория в нагрузке отсутствует

3 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10 кВ

В данном разделе подробно рассматривается схема сети электроснабжения с центром питания ПС Исток города «Зея» Амурской области, рассмотрим подробно каждый фидер, отходящий от данной ПС:

Фидер №1 Имеет схему с двухсторонним питанием, второе питание на данный фидер может подаваться от соседней ПС «Северная». Количество ТП подключенных к данному фидеру составляет 3: №189, 120, 121 из которых только №12 является двух трансформаторной, остальные одно трансформаторные. Номинальная мощность трансформаторов составляет 400и 630 кВа. Трансформаторы относятся к устаревшему типу ТМ те имеют систему охлаждения в виде естественной циркуляции воздуха и масла, такой тип трансформаторов имеет расширительный бак и требует постоянного контроля за уровнем масла и периодической его доливки. Питание данных осуществляется от одно цепной воздушной линии электропередач выполненной голым стале – алюминиевым проводом марки АС 50/8 (сечением алюминиевой части составляет 50 мм² и стальной части 8 мм²), протяженность участков ВЛ составляет 0,3-0,5 км. К основным потребителям на данном фидере можно отнести к жилым домам административным помещениям, складским помещениям и т.д.

Фидер №3 Является наиболее загруженным из всех фидеров, подключенных к шинам низкого напряжения ПС Исток, он выполнен по лучевой схеме, количество трансформаторных подстанций, подключенных в данном случае составляет 8 №122, 123, 124, 125, 128, 129, 130, 131 (все они являются одно трансформаторными) номинальная мощность составляет от 160 до 40 кВа. Тип трансформаторов ТМ. Питание осуществляется от одно цепной воздушной линии электропередачи, выполненной самонесущим изолированным проводом типа СИПЗ сечением токоведущей части 70 мм².

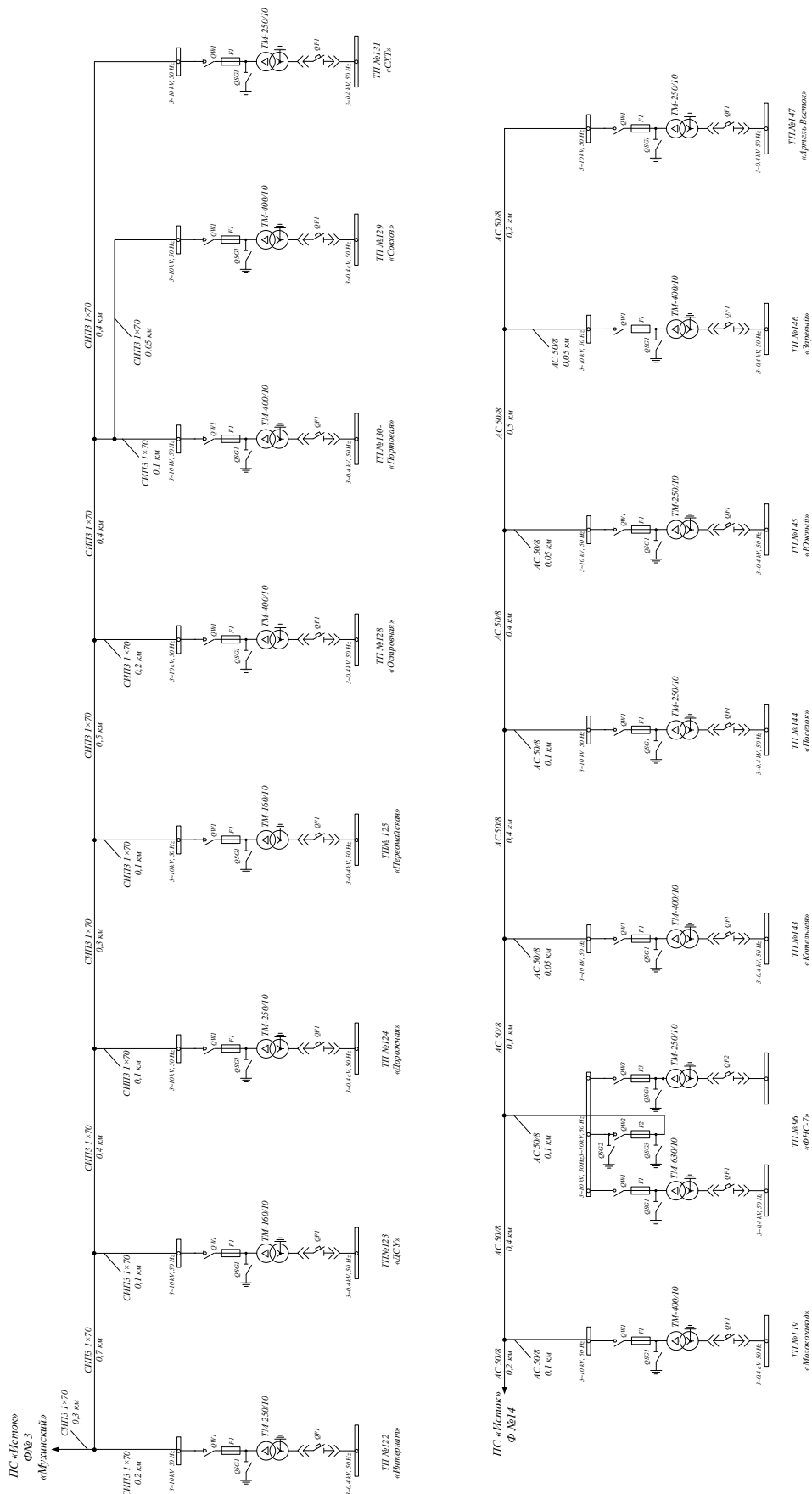


Рисунок 1 - Подробная однолинейная схема сети 10 кВ

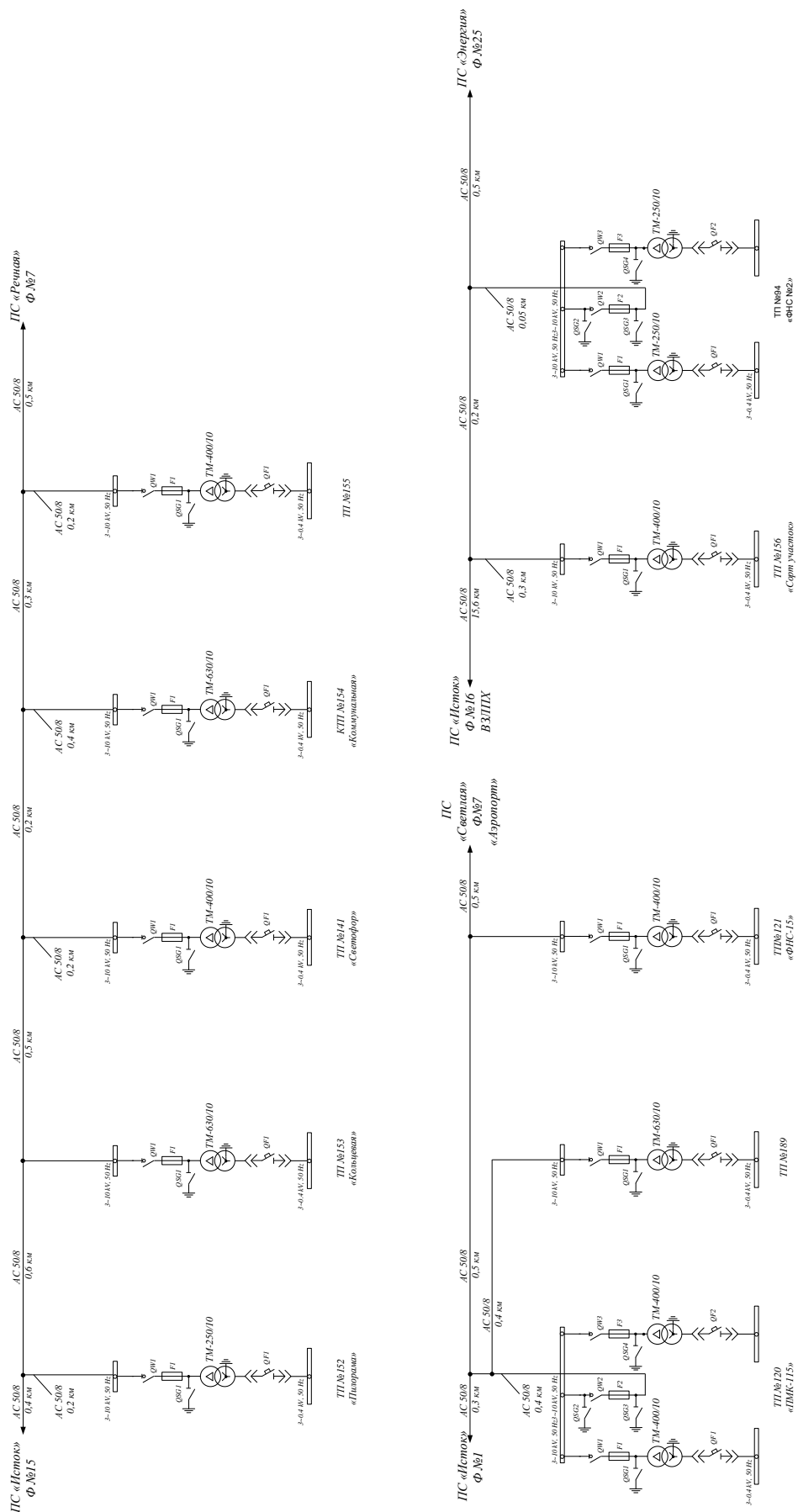


Рисунок 2 - Подробная однолинейная схема сети 10 кВ

К основным потребителям на данном фидере следует отнести объекты жилищно-коммунального хозяйства.

Фидер №14 В данном случае так же схема выполнена в виде луча и отсутствует резерв по питанию, на данном направлении получают питание такие одно трансформаторные ТП как №96, 119, 143, 144, 145, 146, 147. Все ТП являются одно трансформаторными, за исключением №96 (двух трансформаторная), номинальная мощность трансформаторов составляет 250-630 кВа (тип ТМ). Питание осуществляется по одноцепной воздушной линии электропередачи выполненной проводом марки АС 50/8, протяженность на различных участках составляет 0,1 - 0,5 км.

Фидер №15 выполнен по схеме с резервированием (второе питание может быть подано со стороны фидера №7 ПС «Речная»). Питание на данном направлении получают следующие ТП №144, 152, 153, 154, 155 –все они одно трансформаторные (номинальная мощность варьируется от 160 до 400 кВа), питание осуществляется по одно цепной воздушной линии электропередачи выполненной голым проводом марки АС 50/8, протяженность которой составляет 0,2-0,5 км.

Фидер №16 Имеет так же двухстороннее питание (резервирование осуществляется через фидер №25 ПС «Энергия»), данный фидер мало загружен, здесь подключено две ТП (одно трансформаторная №156 и двух трансформаторная №94) питание осуществляется от одно цепной ВЛ выполненной так же проводом марки АС 50/8, протяжённость которой составляет от 0,5 до 15,6 км.

Следует отметить что на всех трансформаторах ТП имеется устройство регулирования напряжения без возбуждения ПБВ в небольшом диапазоне, что позволяет подстраивать уровень напряжения под сезонное изменение нагрузки.

Принципиальная однолинейная схема ПС 35 кВ Исток представлена на рисунке 3.

По способу присоединения схема электрических соединений ПС Исток на стороне высокого напряжения относится к отпаечной, схема РУВН выполнена как одна секционированная система шин, что значительно повышает надежность электроснабжения потребителей. Например, при выходе из строя воздушной линии электропередачи есть возможность запитать отключенный трансформатор от оставшейся в работе ВЛ. В ходе выполнения данной работы изменение данного РУ не предусматривается тк она имеет высокую схемную надежность, тем не менее в работе рассматривается модернизация с заменой оборудования на более современное. На ПС установлено два силовых трансформатора номинальной мощностью 6300, типа ТМН, данный тип имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой РПН, позволяющее регулировать напряжение на стороне НН в широких пределах. Охлаждение данных типов трансформаторов осуществляется посредством естественной циркуляции масла внутри корпуса трансформатора и естественной циркуляции воздуха.

Распределительное устройство низкого напряжения в данном случае выполнено по типовой схеме две секции, объединенные секционным выключателем.

Следует отметить тот факт, что на ПС установлено устаревшее оборудование в частности высоковольтные выключатели и разъединители дальнейшая эксплуатация является нежелательной в связи с периодическим выходом из строя.

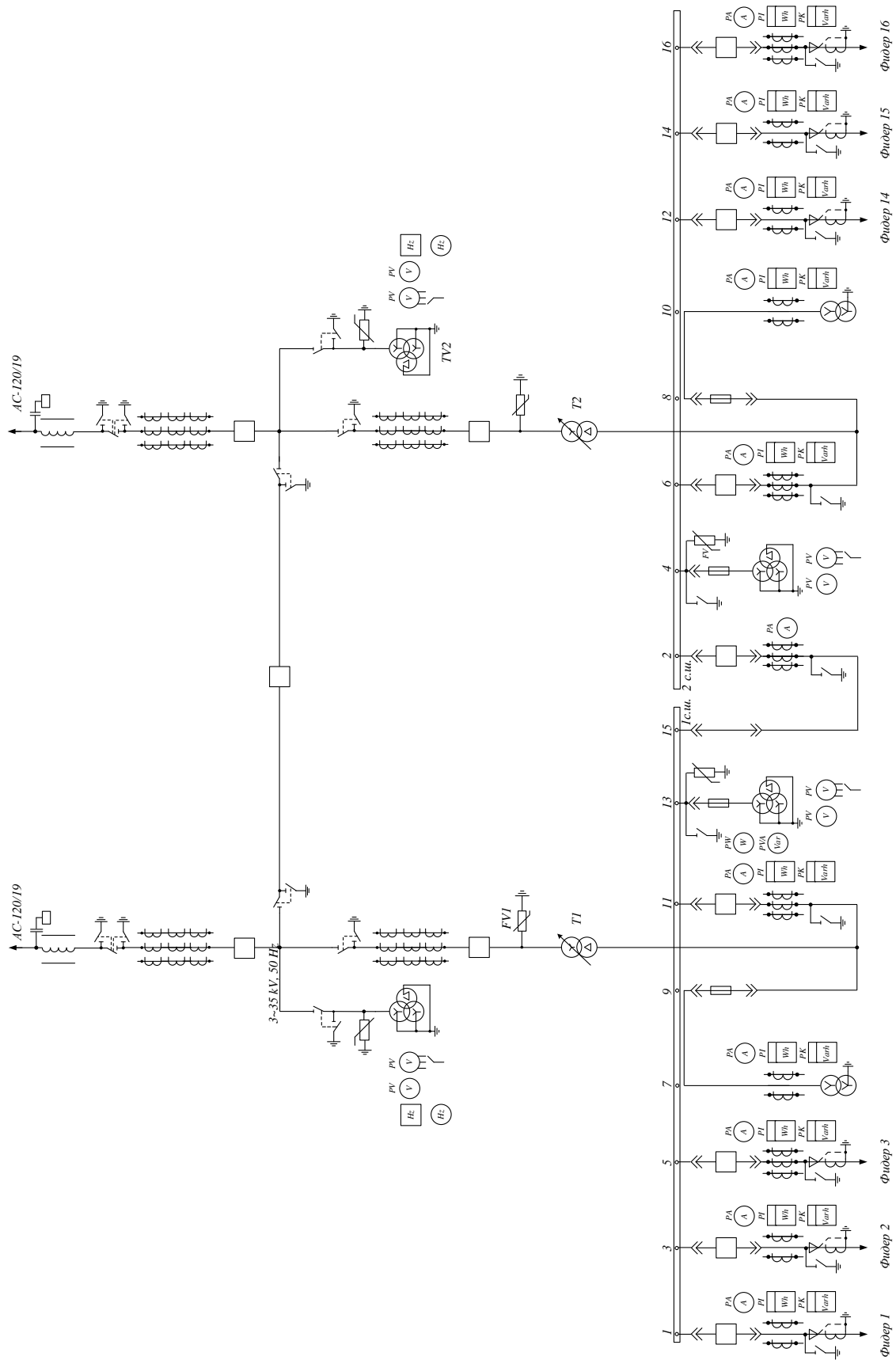


Рисунок 3 - Подробная однолинейная схема ПС Исток до реконструкции

4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 0,4 КВ КТП

Данный раздел посвящён расчету электрических нагрузок, которые определяются с целью дальнейшего выбора основного электротехнического оборудования такого как: электрические шины, электрические кабели, провода линий электропередач, трансформаторы комплектных трансформаторных подстанций, компенсирующие устройства, а также для определения уставок защит, устанавливаемых на электрооборудовании сети.

В данном разделе будет проведён расчёт нагрузок потребители подключенных комплектным трансформаторным подстанциям рассматриваемого района электрических сетей. При определении значения нагрузок будем пользоваться показаниями счетчиков электрической энергии, через которые можно определить среднюю мощность электрической энергии за определенный интервал времени потребленную различными потребителями.

Определяем среднюю мощность как [3]:

$$P_{CP} = \frac{W}{T} \quad (1)$$

где W – потребленная потребителем электроэнергия;

T – период наблюдения

Реактивную мощности можно определить:

$$Q_{CP} = P_{CP} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (2)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности потребителя (согласно справочным данным)

Рассмотрим на примере определение расчетной мощности фидера №1 ТП №120 за интервал времени равный 24 часам

$$P_{расч} = \frac{2670,96}{24} = 111029 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{расч} = P_{расч} \cdot tg \varphi = 111,29 \cdot 0,65 = 72,34 \text{ (кВАр)}$$

Аналогично по этим формулам проводится расчет остальных фидеров 0,4 кВ, и остальных ТП

Исходные и расчетные данные представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Данные о потребителях электроэнергии 0,4 кВ

Наименование ТП	№тр	Сном тр	№ фидера 0,4 кВ	Нагрузка	$P_{расч}$ (кВт)	$Q_{расч}$ (кВАр)
1	2	3	4	5	6	7
120	2	400	1	Бытовой	111,29	72,34
			2	ЖКХ	325,6	195,36
189	1	630	1	Бытовой	116,46	75,70
			2	ЖКХ	125,23	75,14
			3	Админ.	56,96	51,26
			4	Торгов.	11,66	8,17
121	1	400	1	ЖКХ	15,76	9,46
			2	Бытовой	252,31	164,00
			3	Торгов.	25,32	17,72
122	1	250	1	Бытовой	116,07	75,44
			2	Админ.	55,03	49,53
123	1	160	1	ЖКХ	26,07	15,64
			2	Торгов.	16,00	11,20
			3	Бытовой	34,93	22,71
124	1	250	1	Бытовой	159,47	103,65
125	1	160	1	Бытовой	112,23	72,95
128	1	400	1	Бытовой	157,32	102,26
			2	Торгов.	15,59	10,92
130	1	400	1	Бытовой	155,97	101,38
129	1	400	1	Бытовой	256,67	166,84
131	1	250	1	Админ.	54,94	49,44
			2	Бытовой	60,28	39,18
119	1	400	1	Бытовой	161,01	104,66
96	2	250,630	1	Админ.	116,37	104,73
			2	Бытовой	57,27	37,23
143	1	400	1	ЖКХ	190,89	114,54
			2	Бытовой	42,53	27,64
144	1	250	1	Бытовой	149,60	97,24
145	1	250	1	Бытовой	124,42	80,87
146	1	400	1	Бытовой	157,34	102,27
			2	ЖКХ	58,87	35,33
147	1	250	1	Бытовой	160,34	104,22
			2	Торгов.	25,63	17,94

1	2	3	4	5	6	7
152	1	250	1	Бытовой	188,67	122,63
			2	Торгов.	15,59	10,92
153	1	630	1	Бытовой	327,54	212,90
			2	Торгов.	14,97	10,48
141	1	400	1	Админ.	13,21	11,89
			2	Бытовой	139,95	90,97
154	1	630	1	Админ.	57,29	51,56
			2	Бытовой	201,65	131,07
155	1	400	1	Бытовой	136,51	88,73
94	2	250	1	Бытовой	190,98	124,13
156	1	400	1	Бытовой	126,77	82,40
			2	Торгов.	24,73	17,31

Предварительно проводим расчет общей активной, реактивной и полной мощности нагрузки от всех потребителей для каждой ТП по следующей формуле [3]:

$$P_p = P_{\max} + \sum P_{pi} \times k_{ci} = 28,28 \quad (3)$$

где P_{\max} – наибольшая нагрузка здания из числа питаемых подключенных к ТП;

P_{pi} – расчетная нагрузка каждого потребителя;

k_{ci} – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок для определенного потребителя.

В качестве примера возьмем КТП №120 и определим расчетную мощность отталкиваясь от того что большую долю в нагрузке занимает ЖКХ:

$$P_{pТП120} = P_{p.ЖКХ} + P_{p.БЫТ} \times k_c \quad (4)$$

$$P_{pТП120} = 325,6 + 111,29 \times 0,8 = 414,6 \text{ (кВт)}$$

Далее проводим расчет реактивной мощности нагрузки на шинах низкого напряжения КТП 120 по аналогичной формуле:

$$Q_{pТП7} = Q_{P.ЖКХ} + Q_{P.БЫТ} \times k_c \quad (5)$$

$$Q_{pТП7} = 195,36 + 72,34 \times 0,8 = 253,23 \text{ (кВАр)}$$

Полную мощность нагрузки определяем, как [3]:

$$S_{pТП120} = \sqrt{P_{pТП120}^2 + Q_{pТП120}^2} \quad (6)$$

$$S_{pТП120} = \sqrt{414,63^2 + 253,23^2} = 485,84 \text{ (кВА)}$$

Для остальных КТП производим такой же расчет с использованием соответствующих коэффициентов совмещения максимумов нагрузки. Полученные данные приведены в таблице 3. Подробный расчет приведен в приложении А.

Таблица 3 – Данные расчетной нагрузке на шинах 0,4 кВ ТП

Наименование ТП	$P_{pТП}$ (кВт)	$Q_{pТП}$ (кВт)	$S_{pТП}$ (кВАр)
120	414,6	253,23	485,84
189	273,29	183,34	329,10
121	285,17	185,74	340,33
122	160,09	115,07	197,16
123	68,59	42,77	80,83
124	159,47	103,65	190,19
125	112,23	72,95	133,85
128	169,79	110,99	202,85
130	155,97	101,38	186,03
129	256,67	166,84	306,13
131	104,23	78,74	130,63
119	161,01	188,44	247,86
96	162,19	134,52	210,71
143	224,90	136,65	263,16
144	149,60	97,24	178,42
145	124,42	80,87	148,40
146	204,44	130,53	242,56
147	180,85	118,57	216,25
152	201,14	131,36	240,24
153	339,52	221,29	405,27
141	150,53	100,48	180,98
154	247,48	172,32	301,57
155	136,51	88,73	162,81
94	190,98	124,13	227,77
156	146,56	96,25	175,34

Так же расчет приведен в приложении А

5 ПРОВЕРКА КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ КТП

Используя полученные данные проводим проверку установленных в настоящее время силовых трансформаторов по коэффициенту загрузки, по следующей формуле [1]:

$$k_{\text{факт}} = \frac{S_{\text{рТП}}}{n_{\text{Т}} \times S_{\text{Тном}}} \quad (7)$$

где $S_{\text{Тном}}$ - номинальная мощность выбранного трансформатора.

Значение коэффициента загрузки должно удовлетворять следующему условию, для одно трансформаторных подстанций:

$$k_{\text{факт}} \leq 0,9$$

для двух трансформаторных подстанций:

$$k_{\text{факт}} \leq 0,7$$

Рассмотри на примере ТП 120

$$k_{\text{факт}} = \frac{415,24}{2 \times 400} = 0,52$$

Коэффициент загрузки не превышает нормируемое значение, следовательно, замена данного трансформатора на более мощный не требуется, аналогично проводим проверку и для остальных ТП, результаты приведены в таблице 4

Таблица 4 – Проверка трансформаторов ТП

Наименование ТП	Nтр	Sном тр	$S_{\text{рТП}}$ (кВАр)	$k_{\text{факт}}$	Замена
1	2	3	4	5	6
120	2	400	485,84	0,61	нет

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
189	1	630	329,10	0,52	нет
121	1	400	340,33	0,84	нет
122	1	250	197,16	0,78	нет
123	1	160	80,83	0,50	нет
124	1	250	190,19	0,76	нет
125	1	160	133,85	0,83	нет
128	1	400	202,85	0,50	нет
130	1	400	186,03	0,46	нет
129	1	400	306,13	0,76	нет
131	1	250	130,63	0,52	нет
119	1	400	247,86	0,62	нет
96	2	250,630	210,71	0,42	нет
143	1	400	263,16	0,65	нет
144	1	250	178,42	0,71	нет
145	1	250	148,40	0,59	нет
146	1	400	242,56	0,60	нет
147	1	250	216,25	0,86	нет
152	1	250	240,24	0,9	нет
153	1	630	405,27	0,64	нет
141	1	400	180,98	0,45	нет
154	1	630	301,57	0,48	нет
155	1	400	162,81	0,40	нет
94	2	250	227,77	0,45	нет
156	1	400	175,34	0,44	нет

Расчет показывает, что в настоящее время коэффициенты загрузки силовых трансформаторов не превышают нормированное значение, а, следовательно, их замена не требуется. Подробный расчет приведен в приложении Б.

6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 10 КВ ТП

Для правильного выбора силового оборудования на подстанции Исток а также выбора соответствующего оборудования компенсации реактивной мощности необходимо знать данные о суммарной нагрузке на шинах низкого напряжения данной подстанции, для этого в данном разделе проводится расчет нагрузок на стороне высокого напряжения КТП и дальнейшего их суммирования и умножения в соответствующий коэффициент. Для расчёта мощности потребляемой КТП на стороне высокого напряжения необходимо использовать паспортные данные трансформаторов такие как мощность короткого замыкания а также мощность холостого хода и соответствующие коэффициенты фактической загрузки трансформаторов.

Паспортные данные приведены в таблице 5:

Таблица 5 – Характеристики трансформаторов 10/0,4 кВ

Тип трансформатора	Ток холостого хода (%)	Напряжение короткого замыкания (%)	Потери холостого хода (кВт)	Потери короткого замыкания (кВт)
ТМ-160/10	1,5	4,5	0,55	2,13
ТМ-250/10	1,0	4,5	0,7	2,72
ТМ-400/10	0,8	4,5	1,0	3,83
ТМ-630/10	0,6	5,5	1,15	6,38

Основываясь на указанных данных проводим расчет потерь в трансформаторах при расчетной нагрузке, потери активной мощности в трансформаторах определяются по следующей формуле [2]:

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_{зф}^2 + \Delta P_x \quad (8)$$

Потери реактивной мощности:

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_n^2}{100 \cdot S_{тном}} + \frac{I_x \cdot S_{тном}}{100} \quad (9)$$

где P_n - расчетная активная мощность нагрузки (кВт)

Q_n - расчетная реактивная мощность нагрузки (кВАр)

R - активное сопротивление трансформатора (ом)

X - реактивное сопротивление трансформатора (ом)

ΔP_x - потери активной мощности в режиме холостого хода трансформатора (кВт)

ΔQ_x - потери реактивной мощности в режиме холостого хода трансформатора (кВАр)

Приводим пример расчета на КТП 120:

$$\Delta P_m = 2 \cdot 3,83 \cdot 0,52^2 + 2 \cdot 1,0 = 4,07 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_m = 2 \cdot \frac{4,5 \cdot (415,24 \cdot 0,5)^2}{100 \cdot 400} + 2 \cdot \frac{0,8 \cdot 400}{100} = 16,1 \text{ (кВАр)}$$

Определяем полную мощность потерь в трансформаторах:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} \quad (10)$$

$$\Delta S_m = \sqrt{4,07^2 + 16,1^2} = 16,61 \text{ (кВА)}$$

Определяем мощность нагрузки на шинах высокого напряжения данной КТП путём сложения расчетной мощности нагрузки на шинах низкого напряжения и потерь мощности в трансформаторах:

$$P_{pвн} = P_{pнн} + \Delta P_m \quad (11)$$

$$Q_{pвн} = Q_{pнн} + \Delta Q_m \quad (12)$$

$$S_{pвн} = S_{pнн} + \Delta S_m \quad (13)$$

где $P_{pнн}$ - расчетная активная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения КТП (кВт)

$Q_{рвн}$ - расчетная реактивная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения КТП (кВАр)

$S_{рвн}$ - расчетная полная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения КТП (кВА)

Для КТП 120:

$$P_{рвн} = 414,63 + 4,07 = 418,7 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{рвн} = 253,23 + 16,1 = 269,33 \text{ (кВАр)}$$

$$S_{рвн} = 485,84 + 16,61 = 502,45 \text{ (кВА)}$$

Проводим расчет для остальных КТП результаты сводим в таблицу 6

Таблица 6 – Определение расчетных мощностей на стороне 10 кВ ТП

Наименование ТП	ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (кВАр)	ΔS_m (кВА)	$P_{рвн}$ (кВт)	$Q_{рвн}$ (кВАр)	$S_{рвн}$ (кВА)
120	4,07	16,10	16,61	418,70	269,33	502,45
189	2,35	10,31	10,57	275,64	193,66	339,67
121	2,95	12,35	12,70	288,12	198,09	353,02
122	1,82	7,14	7,37	161,92	122,21	204,53
123	0,95	3,76	3,88	69,53	46,52	84,71
124	1,82	7,10	7,33	161,29	110,75	197,52
125	1,60	5,97	6,18	113,83	78,92	140,03
128	1,69	6,46	6,69	171,48	117,46	209,54
130	1,59	5,96	6,17	157,57	107,35	192,21
129	2,59	10,62	10,93	259,26	177,46	317,05
131	1,19	4,49	4,64	105,42	83,23	135,27
119	1,62	6,16	6,37	162,63	194,60	254,24
96	3,64	5,92	6,95	165,82	140,44	217,66
143	2,22	8,90	9,17	227,12	145,55	272,33
144	1,69	6,56	6,77	151,29	103,79	185,19
145	1,39	5,32	5,49	125,81	86,19	153,89
146	2,01	7,93	8,18	206,46	138,45	250,73
147	2,12	8,41	8,67	182,97	126,98	224,92
152	2,46	9,80	10,10	203,60	141,16	250,34
153	3,03	13,84	14,17	342,55	235,12	419,44
141	1,56	5,78	5,98	152,09	106,26	186,96
154	2,13	9,14	9,40	249,62	181,46	310,96
155	1,45	5,33	5,52	137,96	94,05	168,33
94	2,21	8,32	8,60	193,18	132,45	236,37
156	1,53	5,64	5,85	148,09	101,89	181,19
Сумма				8858,98	6873,4	11200,61

На основании полученных данных проводится расчет мощности нагрузки на стороне низкого напряжения ПС Исток, данный расчет проводится с учетом коэффициента совмещения максимумов нагрузки ТП [3]:

$$P_{pПС} = k_C \cdot \Sigma P_{pвн} \quad (14)$$

$$Q_{pПС} = k_C \cdot \Sigma Q_{pвн} \quad (15)$$

$$S_{pПС} = k_C \cdot \Sigma S_{pвн} \quad (16)$$

где k_C - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов КТП.

$$P_{pПС} = 0,7 \cdot 8858,98 = 6201,4 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{pПС} = 0,7 \cdot 6873,4 = 4811,5 \text{ (кВАр)}$$

$$S_{pПС} = 0,7 \cdot 1120,61 = 7842,36 \text{ (кВА)}$$

Данные полученные в результате данного расчета используем при выборе силовых трансформаторов ПС Исток

7 ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПС Исток

Устройства компенсации реактивной мощности устанавливаемые на подстанции Исток позволяют вырабатывать реактивную энергию для потребителей непосредственно на шинах низкого напряжения, что благоприятно воздействует на режим работы электрической сети и позволяет снизить нагрузку электрического оборудования в связи с снижением токовой нагрузки. Устройства компенсации реактивной мощности в настоящее время повсеместно применяются на всех подстанциях независимо от класса напряжения начиная от 0,4 кВ. Устройства компенсации реактивной мощности в связи с значительным развитием в последнее время имеют небольшую себестоимость и очень быстро окупаются за счет снижения потерь электрической энергии в сети

Расчёт требуемой мощности КУ проводится по коэффициенту мощности задаваемому энергосистемой (МВАр):

$$Q_K = Q_P - P_P \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (17)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - предельный коэффициент мощности (согласно приказа министерства энергетики)

Q_P - расчетная реактивная мощность (кВАр).

P_P - расчетная активная мощность (кВт).

Требуемую мощность компенсирующих устройств, устанавливаемых на одну секцию шин 10 кВ определяем по формуле (МВАр):

$$Q_1 = \frac{Q_K}{2} \quad (18)$$

где Q_1 - мощность компенсирующих устройств необходимых к установке на одну секцию (МВАр)

Определяем мощность, потребляемую из сети после компенсации реактивной мощности те некомпенсированную [3]:

$$Q_{\text{неск}} = Q_P - Q_{\text{ном}} \quad (19)$$

где $Q_{\text{ном}}$ - номинальная мощность принятых компенсирующих устройств согласно паспортным данным устанавливаемым на обе секции.

Проводим расчет для ПС Исток, мощность компенсирующих устройств, требуемая:

$$Q_K = 4811,5 - 6201,4 \cdot 0,4 = 2330,25 \text{ (кВАр):}$$

Мощность КУ требуемая на одну секцию:

$$Q_{k1} = \frac{2330,25}{2} = 1165,13 \text{ (кВАр)}$$

В качестве компенсирующих устройств принимаем в данной работе установки, регулируемые типа ВАРНЕТ номинальной мощностью 1150 кВАр на каждую секцию 10 кВ (данное устройство имеет шаг регулирования 50 кВАр)

Реактивная мощность, потребляемая из сети:

$$Q_{\text{неск}} = Q_P - Q_{\text{ном}} \quad (20)$$

$$Q_{\text{неск}} = 4811,5 - 2 \cdot 1150 = 2511,5 \text{ (кВАр)}$$

На основе полученных данных о расчетной активной мощности нагрузки и некомпенсированной реактивной мощности на шинах низкого напряжения производится выбор мощности и типа трансформаторов ПС Исток в связи с ее реконструкцией

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Проектирование либо реконструкция любой системы электроснабжения, а также подстанции выполняется с помощью технических данных, таблиц и графиков, производится расчет и анализ работы этой системы в различных режимах включая и аварийной ситуации.

Частным случаем аварийной ситуации является тот при котором в сети возникают различные неисправности которые способны повредить силовое оборудование, чаще всего они связаны с металлическими короткими замыканиями когда между разными потенциалами подводимого напряжения подключается случайным образом электрическое сопротивление небольшой величины. Короткие замыкания возникают в различных ситуациях например при сбоях в работе автоматики либо защиты оборудования, ошибках обслуживающего персонала, повреждение оборудования из-за физического устаревания, стихийных воздействиях либо природных явлениях, диверсиях либо действиях вандалов.

Токи короткого замыкания по своей величине значительно превышают номинальные токи нагрузки под которые рассчитаны коммутационные аппараты поэтому происходит разрушение в слабых местах оборудования что в свою очередь ведет к механическим повреждениям либо пожарам. Для исключения повреждения электрического оборудования связи с действием токов короткого замыкания в данном разделе проводим расчёт уровней этих токов. Для определения уровней токов короткого замыкания могут использоваться несколько вариантов расчетов например: расчет в именованных единицах либо в относительных единицах, а также разновидностью расчетов является использование среднего ряда напряжений либо фактических коэффициентов трансформации.

В данном случае будем использовать метод именованных единиц как наиболее простой и для обеспечения меньшего количества расчетов также будем использовать средний ряд номинальных напряжений. Полученные

данные в ходе расчета токов короткого замыкания будут иметь важное значение при дальнейшем выборе коммутационного оборудования. Также основываясь на полученных данных можно будет правильно проверить коммутационное оборудование как по электродинамической а также и по термической стойкости к этим токам.

Расчетная схема замещения ПС Исток представлены на рисунке 4.

При определении сопротивления системы воспользуемся данными о токах короткого замыкания на РУ 35 кВ ПС «Светлая».

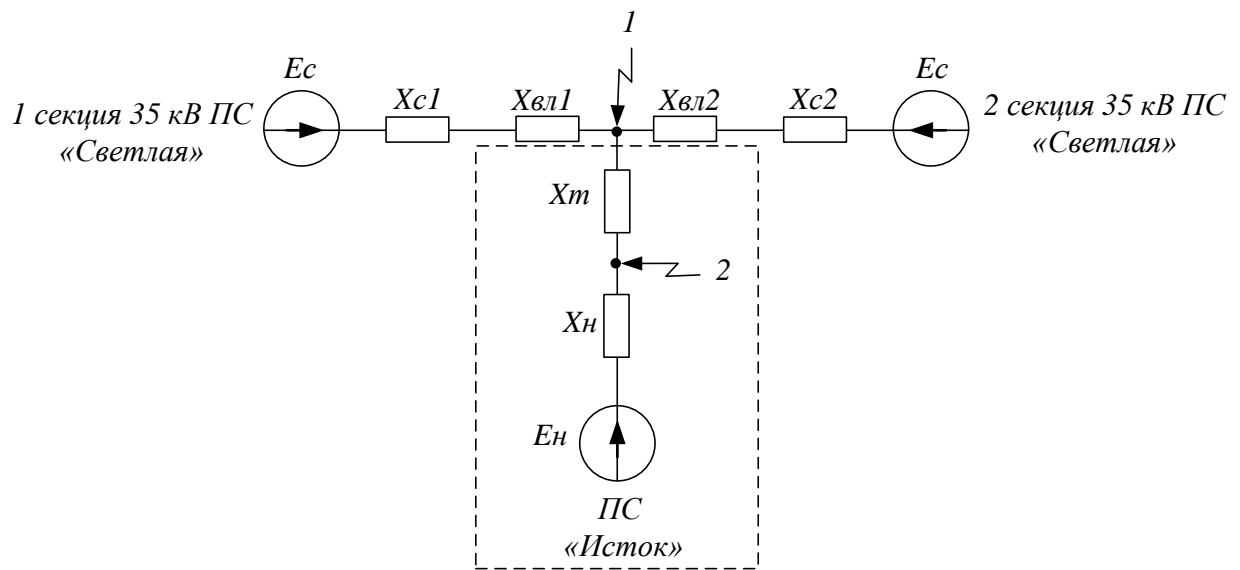


Рисунок 4 - Расчетная схема замещения ПС Исток

Определяем мощность короткого замыкания на шинах 35 кВ ПС «Светлая» по формуле [2]:

$$S_{кз} = \sqrt{3} \cdot U_{ср} \cdot I_{кз1} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 7,6 = 487,05 \text{ (МВА)} \quad (21)$$

где $S_{кз}$ – мощность короткого замыкания на шинах 35 кВ ПС

$U_{ср}$ – напряжение среднего ряда на стороне 35 кВ (кВ);

$I_{кз}$ – ток короткого замыкания на стороне 35 кВ (кА);

Расчет проводим на примере точки №1 (шины 35 кВ ПС Исток), все параметры приводятся к базисной ступени (РУ 35 кВ)

Сопротивление системы соответственно приведенное к базисной ступени:

$$X_{C1} = \frac{U_{CP}^2}{S_{K3}} = \frac{37^2}{487,05} = 2,81 \text{ (Ом)} \quad (22)$$

$$X_{C2} = X_{C1} = 2,81 \text{ (Ом)} \quad (23)$$

Сопротивление ВЛ (Светлая - Исток):

$$X_{ВЛ1} = X_0 \cdot L1 = 0,4 \cdot 2,9 = 1,16 \text{ (Ом)} \quad (24)$$

$$X_{ВЛ2} = X_{ВЛ1} = 1,16 \text{ (Ом)} \quad (25)$$

где X_0 – погонное индуктивное сопротивление ВЛ 35 кВ (Ом/км)

L – длина соответствующего участка воздушной линии (км);

Сопротивление трансформаторов ПС Исток, определяются по формуле (учитывается что оба трансформатора в работе) (Ом):

$$X_T = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{ном}} \cdot \frac{1}{2} \quad (26)$$

$$X_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{37^2}{6,3} \cdot \frac{1}{2} = 4,49 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление обобщенной нагрузки в относительных единицах определяется по следующей формуле:

$$X_H = \frac{x_{OH} U_{cp}^2}{S_H} \cdot K_{mp}^2 = \frac{0,35 \cdot 10,5^2}{\sqrt{6,2^2 + 2,5^2}} \cdot \frac{37^2}{10,5^2} = 34,07 \text{ (Ом)} \quad (27)$$

где x_{OH} – относительное значение сопротивление обобщенной нагрузки (о.е.)

S_H – мощность нагрузки (МВА)

U_{cp} – среднее номинальное напряжение со стороны нагрузки (кВ)

K_{mp} – коэффициент трансформации трансформатора

Определяем ЭДС системы как со стороны ПС «Светлая» приведенное к базовой ступени (кВ):

$$E_C = E_{CO} \cdot U_C = 1 \cdot 37 = 37 \quad (\text{кВ}) \quad (28)$$

где E_{CO} – относительное значение ЭДС энергосистемы (о.е.)

ЭДС обобщенной нагрузки приведенное к базовой ступени:

$$E_H = E_{HO} \cdot U_C = 0,85 \cdot 10,5 \cdot \frac{37}{10,5} = 31,45 \quad (\text{кВ}) \quad (29)$$

где E_{HO} – относительное значение ЭДС обобщенной нагрузки (о.е.)

Выполним преобразование схемы замещения относительно точки КЗ 1

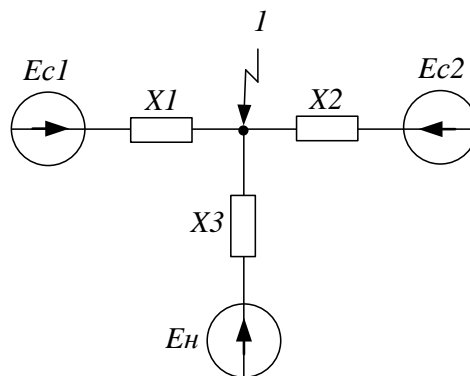


Рисунок 5 – Преобразование схемы замещения

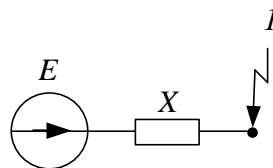


Рисунок 6 – Преобразование схемы замещения до эквивалентной схемы

Проводим расчет сопротивлений и ЭДС:

$$X1 = X_{C1} + X_{B/Л1} = 2,81 + 1,16 = 3,97 \quad (\text{о.е.})$$

$$X2 = X1 = 3,97 \quad (\text{о.е.})$$

$$X3 = X_H + X_T = 34,07 + 4,49 = 39,19 \quad (\text{о.е.})$$

Определяем результирующее сопротивление и ЭДС до точки короткого замыкания 1, по следующим формулам:

$$X = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3}} \quad (30)$$

$$X = \frac{1}{\frac{1}{3,97} + \frac{1}{3,97} + \frac{1}{39,19}} = 2,18$$

$$E = X \cdot \left(\frac{E_c}{X_1} + \frac{E_c}{X_2} + \frac{E_H}{X_3} \right) \quad (31)$$

$$E = 2,18 \cdot \left(\frac{37}{3,97} + \frac{37}{3,97} + \frac{31,45}{39,19} \right) = 36,62$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в точке К1:

$$I_{no} = \frac{E}{\sqrt{3} \cdot X} = \frac{36,62}{\sqrt{3} \cdot 2,18} = 9,69 \text{ (кА)} \quad (32)$$

Для точки К2 расчет проводится аналогично.

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-T_{os}}{T_a}} \quad (33)$$

где I_{at} – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в точке 1 (кА)

I_{no} – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени в точке 1 (кА)

T_{os} – собственное время отключения выключателя с учетом работы защиты (сек), в данном случае принимается 0,1 сек.

T_a – постоянная времени.

Постоянная времени для шин 35 кВ ПС Исток принимается равной:

$$T_a = 0,03$$

Апериодическая составляющая для точки 1:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot 9,69 \cdot e^{\frac{-0,1}{0,03}} = 0,489 \text{ (кА)} \quad (34)$$

Значение ударного тока короткого замыкания для точки 1 определяется по следующей формуле:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (35)$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 9,69 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 23,52 \text{ (кА)} \quad (36)$$

Проводим расчет интеграла Джоуля для точки 1 по следующей формуле:

$$B_{\kappa} = I_{no}^2 \cdot (T_{ov} + T_a) \quad (37)$$

где I_{no} - периодическая составляющая тока КЗ для точки 1 (кА);

$t_{отк}$ - время отключения выключателя для РУ 35 кВ (сек);

T_a - постоянная времени в рассматриваемой точке.

$$B_{\kappa} = 9,69^2 \cdot (0,1 + 0,03) = 12,206$$

Результаты расчета токов короткого замыкания с учетом для всех точек короткого замыкания сведены в таблицу 7:

Таблица 7 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка короткого замыкания	$I_{no},$ (кА)	$I_{at},$ (кА)	$I_{y\partial},$ (кА)	B_{κ}
1 (шины 35 кВ)	9,69	0,49	23,52	12,206
2 (шины 10 кВ)	13,8	0,65	33,5	24,76

9 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ ПС Исток

Выбор основного электротехнического оборудования для рассматриваемого центра питания подстанции Исток основывается на данных о нагрузках на шинах низкого напряжения данной подстанции, а также на данных об уровнях токов короткого замыкания во всех распределительных устройствах данной подстанции. Значения наибольших рабочих токов указаны в таблице 8.

9.1 Выбор выключателей 35 кВ

Максимальные рабочие токи в РУ ПС Исток определяем по условиям загрузки трансформаторов.

Таблица 8 – Наибольшие рабочие токи в РУ

Номинальное напряжение РУ (кВ)	Наибольший рабочий ток (А)
35	131,96
10	439,99

Принимаем для распределительного устройства высокого напряжения выключатель марки ВР35. Рассмотрим особенности данного выключателя.

Вакуумные выключатели наружные установки из серии ВР35 соответствует всем техническим требованиям и условиям ГОСТ, они предназначены для коммутации высоковольтных электрических сетей как в нормальном так и в аварийном режиме работы, в сетях трехфазного переменного тока с изолированной либо заземленной нейтралью.

Рассмотрим основные преимущества данного типа выключателей: по сравнению с устаревшими маслonaполненными выключателями они имеют большой механический ресурс циклов включения отключения, большой механический ресурс отключения токов короткого замыкания, использование современных вакуумных камер, снижение массы и габаритов выключателя по сравнению с маслonaполненными, использование современной полимерной изоляцией в конструкции выключателя, универсальность применения в

цепях переменного либо постоянного оперативного тока, имеют высокий гарантийный срок эксплуатации простоту монтажа регулировки, а также могут использоваться в различных диапазонах температуры от 60 до 50 градусов.

Пружинный привод имеет многофункциональность, простоту конструкции, что обеспечивает высокую его надежность при эксплуатации в различных условиях а также большой ресурс выключателя при включении и отключении выключателя происходит малое потребление электрической энергии.

Сравнение параметров показано в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор выключателя 35 кВ для ПС Исток

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3	4
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} = 131,96 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{n0} = 9,69 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 31 \text{ кА}$	$i_{yд} = 23,52 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{yд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{nt} = 9,69 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{nt}$
Номинальное значение апериодической составляющей, кА	$i_{ан} = 7,9 \text{ кА}$	$i_a = 0,49 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 31 \text{ кА}$	$i_{yд} = 23,52 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{yд}$
Термическая стойкость, кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 12,0206 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Данный тип выключателя предлагается к установке на все присоединения РУ 35 кВ ПС Исток.

9.2 Выбор выключателей 10 кВ.

Для РУ 10 кВ для ПС Исток первоначально принимаем для установки выключатель вакуумные ВВ-TEL10-31,5- 630

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор выключателя 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение (кВ)	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{номсети} = 10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток (А)	$I_{ном} = 630$ А	$I_{макс} = 439,99$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения (кА)	$I_{вкл} = 31,5$ кА	$I_{н0} = 13,8$ кА	$I_{вкл} \geq I_{н0}$
Наибольший пик тока включения (кА)	$i_{вкл} = 128$ кА	$i_{уд} = 33,5$ кА	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения (кА)	$I_{откл} = 31,5$ кА	$I_{нт} = 13,8$ кА	$I_{откл} \geq I_{нт}$
Номинальное значение апериодической составляющей (кА)	$i_{ан} = 8,48$ кА	$i_a = 0,65$ кА	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток (кА)	$i_{прскв} = 128$ кА	$i_{уд} = 33,5$ кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА ² с	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800$ кА ² с	$B_K = 24,76$ кА ² с	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$

Данный тип выключателя предлагается к установке на все присоединения.

9.3 Выбор разъединителей 35 кВ

На напряжении 35 кВ, по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РДЗ-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя принимаем – ПРНЗ.

Сравнение параметров показано в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ для ПС Исток

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{номсети} = 35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000$ А	$I_{макс} = 131,96$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 63$ кА	$i_{уд} = 33,5$ кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА ² с	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1875$ кА ² с	$B_K = 12,206$ кА ² с	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$

Данный тип разъединителя предлагается к установке на все присоединения РУ 35 кВ ПС Исток. Число заземляющих ножей определяется местом установки.

9.4 Выбор трансформаторов тока.

В данном разделе работы производится выбор трансформаторов тока на напряжении 35 и 10 кВ. Выбор основывается на расчетном токе нагрузки, проверка выполняется на основе расчета токов короткого замыкания по динамической термической стойкости. Дополнительная проверка трансформатора тока выполняется по его вторичной нагрузке, которая состоит из нагрузки приборов учета электрической энергии, амперметров, ваттметров, варметров, переходного сопротивления контактов, а также проводов соединяющих трансформатор тока с этими приборами [2]:

$$R_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_k \quad (38)$$

Сопротивление контактов принимается равным $r_k = 0,1$ Ом. Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (39)$$

где $\rho = 0,0283$ (Ом·мм²)/м – удельное сопротивление алюминия;

l - длина соединительных проводов, для РУ 35 и 10 кВ - 60 м ;

F - сечение соединительного провода, $F = 4$ мм².

Сопротивление соединительных проводов (для 35 и 10 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов подключенных ко вторичной обмотке определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{ПП}}}{I_2^2} \quad (40)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, $I_2=1\text{А}$.

В соответствии с техническими условиями для присоединения к электрическим сетям необходимо осуществлять установку приборов учета электрической энергии на границе балансовой принадлежности сетей, которые представляют собой линию раздела объектов энергетики между владельцами по признаку собственности, для чего используются многофункциональные приборы учета электрической энергии типа Рим к основным преимуществам данных приборов учета следует отнести простоту монтажа и установки. При этом данный счетчик имеет радиоканал для передачи данных о потреблении электрической энергии и нет необходимости снимать показания непосредственно с него.

Счетчики электрической энергии типа РИМ универсальные трансформаторные приборы которые могут выполнять многотарифный учет активной энергии а также имеет большое количество дополнительных функций, выполнять контроль качества электрической энергии.

Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы на напряжении 35, 10 кВ приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 и 10 кВ ПС Исток

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	РиМ 489.07	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 35 и 10 кВ $S_{\text{ПП}} = 0,62 \text{ ВА}$. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{проб}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 35 и 10 кВ):

$$R_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{проб}} + r_{\text{к}} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТОЛ-35-III для ПС Исток номинальным током 150 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 13.

Таблица 13 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ для ПС Исток

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные дан- ные	Условия выбо- ра
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{номсети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{номсети}}$
Номинальный ток	$I_{\text{ном}} = 150 \text{ А}$	$I_{\text{макс}} = 131,96 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{\text{прскв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 23,52 \text{ кА}$	$i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}$
Термическая стойкость, кА ² с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 7203 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 12,206 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
Номинальная вторичная нагрузка Z ₂ ном (Ом)	30 Ом	1,15 Ом	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$

Данный тип трансформатора тока проходит по всем параметрам, следовательно его оставляем.

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ для ПС Исток ТПЛК-10/600 с номинальным током первичной обмотки 600 А. Сравнение параметров трансформатора тока 10 кВ приведено в таблице 14.

Таблица 14 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные дан- ные	Условия выбо- ра
1	2	3	4
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{номсети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{номсети}}$
Номинальный ток	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$	$I_{\text{макс}} = 439,99 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{\text{прскв}} = 140 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 33,5 \text{ кА}$	$i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}$

1	2	3	4
Термическая стойкость, кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 58800$ кА ² с	$B_K = 24.76$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z _{2 ном} (Ом)	15 Ом	1,15 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Трансформатор проходит проверку по параметрам

9.5 Выбор трансформаторов напряжения.

В данном разделе выполняем выбор, и проверку трансформаторов напряжения условием которого является вторичная нагрузка то есть количество приборов подключенных к ним на стороне вторичного напряжения. При определении мощности нагрузки трансформатора напряжения необходимо отталкиваться от той ситуации, когда все приборы обеих секции подключены к одному из них. Проводим расчет вторичной нагрузки данного измерительного трансформатора результаты которого представлены в таблице 15

Проводим выбор трансформатора напряжения для РУ 35 кВ ПС Исток определяем мощность вторичной нагрузки. Данные представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ ПС Исток

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	РиМ 489.07	2	0,12
Счетчик РЭ			
Сумма			10,24

Принимаем к установке трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1.

Трансформатор напряжения выбранный для установки в распределительное устройство 35 кВ типа НАМИ-35 может использоваться в сетях трехфазного переменного тока промышленной частоты как с изолированной так и с компенсированной нейтралью. Он является источником питания и источником сигнала для измерительных приборов таких как приборы учета электрической энергии а также систем автоматики, защиты и сигнализации.

Проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Проверка выбранного ТН 35 кВ для ПС Исток

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 10,24 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам, следовательно, его оставляем.

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 10 кВ ПС Исток НАЛИ 10 УХЛ1.

Трансформатор напряжения 10 кВ представляет из себя группу антирезонансных измерительных трансформаторов напряжения, которые специально сконструированы для установки в комплектные распределительные устройства, либо в сборные камеры одностороннего обслуживания. Данные измерительные трансформаторы являются источником питания и сигналов для таких приборов как счетчики электрической энергии, устройства релейной по микропроцессорной защиты, автоматики, для контроля состояния изоляции в сетях 10 кВ с изолированной или заземленной нейтралью.

Определяем мощность вторичной нагрузки. Данные представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 10 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	РиМ 489.07	14	0,12
Счетчик РЭ			
Сумма			11,68

Таблица 18 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 11,68 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам, следовательно, его оставляем.

9.6 Выбор жестких шин 10 кВ.

Проводим проверку жестких шин на стороне низкого напряжения. Максимальный рабочий ток в данном РУ 10 кВ ПС Исток составляет 439,99 А. Принимаем сечение алюминиевой шины размерами 80×6 мм (4,8 см²) из которой изготовлены сборные шины РУ 10 кВ, длительно допустимый ток для данного сечения составляет 1850А. Шины установлены на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4м.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ (см²).

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{24,76}}{91} = 0,05 \quad (41)$$

где B_k – интеграл джоуля, рассчитан ранее при выборе выключателей.

C - коэффициент для алюминия 91

Проверяем шины на механическую прочность при коротком замыкании, определяем пролет с частотой собственных колебаний более 200 Гц

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{J}{q}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{25,6}{4,8}} = 0,95 \quad (42)$$

где J – момент инерции шины ($\text{см}^3 \times \text{см}$).

q - сечение проводника (см^2)

Момент инерции шины определяется по следующей формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \quad (\text{см}^3 \times \text{см}) \quad (43)$$

Принимаем пролет между изоляторами меньше расчетного (принимаем 0,9 м)

Определяем максимальное удельное усилие при трехфазном коротком замыкании на шинах низкого напряжения ПС Исток.

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\partial}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{33500^2}{0,4} = 48,59 \quad (\text{Н/м}) \quad (44)$$

где $i_{y\partial}$ – ударный ток короткого замыкания на шинах НН ПС Исток согласно расчетным данным (А).

a - расстояние между шинами разноименных фаз (м).

Момент сопротивления шин определяем по формуле:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,6 \cdot 8^2 \frac{1}{6} = 6,4 \quad (\text{см}^3) \quad (45)$$

Определяем расчетное напряжение в материале шин при протекании ударного тока короткого замыкания:

$$\sigma_p = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\partial}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{73020^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 29,22 \quad (\text{МПа}) \quad (46)$$

Вылиняем сравнение полученного значения с разрушающим напряжением для данного материала проводника:

$$\sigma_p \leq 0,6 \cdot \sigma_{разр}$$

$$29,22 \leq 0,6 \cdot 60 = 36,0$$

Расчет выполнен верно т.к. напряжение в материале при протекании тока короткого замыкания не превышает 60% от разрушающего.

10 ВЫБОР ТИПА И СЕЧЕНИЙ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ 10 КВ

При реконструкции воздушных линий электропередачи рассматриваемого района электрических сети напряжением 10 кВ в качестве перспективного проводника будем рассматривать самонесущий изолированный провод типа СИП-3 номинальным напряжением до 20 кВ, который применяется для воздушных линий. Данный проводник имеет значительное количество преимуществ по сравнению с голым проводом типа АС, которые повсеместно применяются в устаревших сетях. Рассмотрим преимущество самонесущего изолированного провода: это прежде всего высокий уровень надежности систем электроснабжения и низкая вероятность однофазного либо двухфазного короткого замыкания, дополнительные преимуществами данного проводника является сниженное индуктивное сопротивление по сравнению с голым проводом, следует отметить также и простоту монтажа данного типа провода.

Выбор сечения самонесущего изолированного провода выполняется по расчетному току нагрузки и сравнению его с длительно допустимым для выбранного сечения. После выбора стандартного значения сечения оно должно быть проверено по тепловому импульсу в следствии протекания токов короткого замыкания, а также по предельному значению потери напряжения в нём при протекании наибольшего рабочего тока.

Выбор по длительно допустимому току сводится к неравенству:

$$I_p \leq I_{\text{дд}} \quad (47)$$

где I_p – расчетный ток в сечении, А;

$I_{\text{дд}}$ - Длительно допустимый для выбранного сечения СИП

Расчетный ток в рассматриваемом сечении определяется по выражению:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (48)$$

где S_p – расчетная мощность на рассматриваемом участке ВЛ (кВА);

Рассмотрим выбор СИП на примере участка ПС Исток до ТП №120 «ПМК-115». В данном случае рассматривается вариант когда все ТП рассматриваемого участка запитаны от одного фидера (ремонтный режим работы сети), формула для расчета тока:

$$I_p = \frac{k_c \cdot \Sigma S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (49)$$

$$I_p = \frac{0,85 \cdot (337,31 + 502,45 + 350,57)}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,63 \text{ (А)}$$

Для полученного значения подбираем соответствующее сечение СИП. Принимаем сечение 35 мм² с предельным значением тока 160 А. Далее проводится расчет на остальных участках при этом необходимо учитывать тот факт что для простоты монтажа и удобства эксплуатации применяется одно сечение СИП на протяжении всего фидера.

Результаты расчета приведены в таблице 19:

Таблица 19 – Выбор типа и сечений проводников по длительно допустимому току

Участок	S_p (кВА)	I_p (А)	Сечение СИП	$I_{од}$ (А)
Фидер №1	1011,78	55,63	3×35	160
Фидер №3	1176,45	64,68	3×35	160
Фидер №14	1238,5	69,1	3×35	160
Фидер №15	1127,72	62,01	3×35	160
Фидер №16	373,19	20,52	3×35	160

Далее проводится проверка выбранных сечений по термической стойкости и по допустимой потере напряжения.

11 ПРОВЕРКА ЛИНИЙ 10 КВ ПО ДОПУСТИМОЙ ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ.

После выбора сечений проводников проводится проверка их по допустимой потере напряжения. Проверку выполняем на каждом отдельном фидере.

Потеря напряжения в участке линии определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (50)$$

где r_0 – активное сопротивление линии, Ом/км;

x_0 – реактивное сопротивление кабеля, Ом/км.

Рассмотрим подробно расчет потери напряжения на участке сети от РУ 10 кВ Исток до шин ВН ТП 156 – ТП 94

Определяем потерю напряжения на первом участке:

$$\Delta U_1 = \sqrt{3} \cdot \frac{\sqrt{(147,06 + 191,84)^2 + (101,18 + 131,53)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \cdot 15,6 \cdot (0,87 \cdot 0,56 + 0,4 \cdot 0,82) \cdot \frac{100}{10,5}$$

$$\Delta U_1 = 4,74 \text{ (\%)}$$

Далее проводим расчет потери напряжения на втором участке фидера

$$\Delta U_2 = \sqrt{3} \cdot \frac{\sqrt{(191,84)^2 + (131,53)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \cdot 0,25 \cdot (0,82 \cdot 0,56 + 0,4 \cdot 0,56) \cdot \frac{100}{10,5} = 0,36 \text{ (\%)}$$

Определяем полную потерю напряжения на участке от РУ 10 кВ Исток до шин ВН ТП 94 (наиболее удаленной на данном фидере)

$$\Delta U = \Delta U_1 + \Delta U_2 = 4,74 + 0,36 = 5,1 \text{ (\%)}$$

Полученное значение потери напряжения не превышает предельно допустимого 10 %, следовательно, сечение проводника на данном участке проходит данную проверку, далее проводим аналогичные расчеты на остальных участках, результаты приведены в таблице 20

Таблица 20 – Потеря напряжения на фидерах

Номер фидера	Наиболее удаленная ТП	Потеря напряжения (%)
1	121	2,34
3	131	8,15
14	147	9,13
15	155	6,48
16	94	5,1

Расчет потерь напряжения на каждом фидере показывает что наибольшее ее значение имеет место на фидере № 14, это связано с большой протяженностью и нагрузкой, при этом потеря не превышает предельно допустимого значения, следовательно все сечения проходят проверку.

12 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ВЛ ПО ТЕРМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ И ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

В данном разделе проводится расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ с целью определения минимального сечения по условиям термической стойкости.

Сопrotивление системы определяется по формуле (Ом):

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз10}} \quad (51)$$

где $I_{кз10}$ – ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ ПС Исток.

Активные и индуктивные сопротивления участков ЛЭП (Ом):

$$X_l = x_0 \cdot L \quad (52)$$

$$R_l = r_0 \cdot L \quad (53)$$

где x_0 , r_0 – удельное реактивное и активное сопротивление провода, Ом/км;

L – длина участка провода, км.

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени определяется по следующей формуле (кА):

$$I_{по} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (54)$$

Ток двухфазного короткого замыкания (кА):

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{по} \quad (55)$$

Определяем сопротивление системы:

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 0,44 \text{ (Ом)}$$

Расчет тока короткого замыкания проводим на примере точки короткого замыкания на шинах ВН ТП 156, при этом протяженность ВЛ составляет 15,9 км, марка проводника СИП 3 3×35:

$$X_l = 0,07 \cdot 15,9 = 1,11 \text{ (Ом)}$$

$$R_l = 0,98 \cdot 15,9 = 15,58 \text{ (Ом)}$$

Результирующее индуктивное сопротивление до точки КЗ

$$X_p = X_c + X_l$$

$$X_p = 0,44 + 1,11 = 1,55 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ

$$R_p = R_l$$

$$R_p = 15,58 \text{ (Ом)}$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{\text{по}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{15,58^2 + 1,55^2}} = 0,39 \text{ (кА)}$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{\text{по}2} = \frac{\sqrt{3}}{2} 0,39 = 0,34 \text{ (кА)}$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей:

$$T_a = \frac{1,55}{15,58 \cdot 314} = 0,003$$

Коэффициент затухания:

$$K_a = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,003}} = 1,14$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 0,39 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,003}} \right) = 0,68 \text{ (кА)}$$

По аналогичному алгоритму рассчитываются все остальные точки КЗ результаты расчетов сводятся в таблицу 21.

Таблица 21 – Расчет токов КЗ в сети 6 кВ

Точка КЗ	$I_{по}$ (кА)	$I_{по2}$ (кА)	$I_{y\partial}$ (кА)
шины ВН ТП 156	0,39	0,34	0,68
шины ВН ТП 120	4,38	3,92	8,76
шины ВН ТП 152	4,15	3,85	8,3
шины ВН ТП 119	6,18	5,35	12,36
шины ВН ТП 122	6,02	5,21	12,04

Полученные данные используем для проверки проводников на термическую стойкость.

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$S_T = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T} \quad (56)$$

где B_K - интеграл Джоуля;

C_T - температурный коэффициент, равный 95 для алюминия.

Рассмотрим пример расчёта интеграла Джоуля для точки короткого замыкания на шинах ВН ТП 156

$$B_K = 0,39^2 (1,055 + 0,003) = 0,161 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Далее рассчитывается термически стойкое к токам КЗ сечение для линии, питающей РП-1:

$$S_T = \frac{\sqrt{0,161}}{95} = 4,22(\text{мм}^2)$$

Полученное значение меньше сечения принятого на данном участке линии равном 35 мм², следовательно, оно проходит проверку следовательно его оставляем.

Для остальных точек КЗ расчёт ведётся аналогично, результаты сведены в таблицу 22.

Таблица 22 – Проверка сечений линий 10 кВ на термическую стойкость

Точка КЗ	$I_{по}$ (кА)	S_T (мм.кв.)	$S_{факт}$ (мм.кв.)
шины ВН ТП 156	0,39	4,22	35
шины ВН ТП 120	4,38	22,7	
шины ВН ТП 152	4,15	22,01	
шины ВН ТП 119	6,18	30,18	
шины ВН ТП 122	6,02	30,05	

Расчетные данные о термически стойком к КЗ сечении показывают что не все линии проходят данную проверку.

13 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ

В данном разделе рассматривается расчет молниезащиты ПС Исток в связи с реконструкцией и модернизацией Согласно ПУЭ открытые подстанции и ОРУ 20-500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молний. Защита подстанции от прямых ударов молний осуществляется стержневыми отдельностоящими молниеотводами.

Расчет молниезащиты поводится по следующим формулам:

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (57)$$

Эффективная высота молниеотвода (рассматриваются отдельно стоящие молниеотводы):

$$h_{эфл} = 0,85 \cdot 17 = 14,45 \text{ (м)}$$

Половина ширины внешней зоны защиты (радиус зоны на уровне земли):

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (58)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 = 13,1$$

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов (система М1-М4):

$$h_c = h_{эф} - (0,17 + 0,0002 \cdot h) \cdot (L - h) \quad (59)$$

$$h_c = 14,45 - (0,17 + 0,0002 \cdot 17) \cdot (38,0 - 17) = 11,85 \text{ (м)}$$

где L - расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внешней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right) \quad (60)$$

Для линейного портала (высота 9,45 м):

$$r_x = 17,09 \cdot \left(1 - \frac{9,45}{14,45}\right) = 9,29 \text{ (м)}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_c}\right) \tag{61}$$

где h_x - высота защищаемого объекта.

$$r_{cx} = 17,09 \cdot \left(1 - \frac{9,45}{11,85}\right) = 1,03 \text{ (м)}$$

14 РАСЧЕТ СЕТИ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры ПС Исток 55×40 (м)

Определяем общую площадь контура заземления:

$$S = (A+3) \cdot (B+3) \quad (62)$$

$$S = (55+3) \cdot (40+3) = 2716 \text{ (м}^2\text{)}$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов с сети заземления $d = 0,022$ (м)

Сечение вертикальных электродов определяется как:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (63)$$

$$F = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

Проверка сечения на термическую стойкость выполняется по следующей формуле:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}$$
$$F_{mc} = \sqrt{\frac{9690^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,8 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

где - I_M - максимальный ток короткого замыкания (кА)

T - наибольшее время работы защиты в РУ (сек)

β - коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку на термическую стойкость к токам короткого замыкания.

Проверка сечения на стойкость к коррозии:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (64)$$

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 1$$

где - a_k, b_k, c_k, d_k - справочные коэффициенты

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) \quad (65)$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)}$$

Принимаем первоначально расстояние между полосами в сети заземления:

$$l_{nn} = 5 \text{ (м)}$$

Общая длина полос в сети заземления:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}}(A+3) \quad (66)$$

$$L_n = \frac{(55+3)}{5}(40+3) + \frac{(40+3)}{5}(50+3) = 1086,4 \text{ (м)}$$

Число ячеек в сети заземления

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (67)$$

$$m = \frac{1086,4}{2 \cdot \sqrt{2716}} = 10,42$$

Принимаем число ячеек:

$$m = 11$$

Длина стороны ячейки определяется как:

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (68)$$

$$L_{я} = \frac{\sqrt{2716}}{11} = 4,74 \text{ (м)}$$

Длина горизонтальных полос в сети заземления:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} (m+1) \quad (69)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{2716} (11+1) = 1250,8 \text{ (м)}$$

Количество вертикальных электродов в сети заземления:

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} \quad (70)$$

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{2716}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 14,74$$

Принимаем целое значение:

$$n_g = 15$$

Принимаем стандартную длину вертикальных электродов $l_g = 4$ (м)

Определяем стационарное сопротивление сети заземления:

$$R_C = \rho \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_g \cdot n_g} \right) \quad (74)$$

$$R_C = 50 \cdot \left(0,42 \frac{1}{\sqrt{2716}} + \frac{1}{1250,8 + 4 \cdot 0 \cdot 15} \right) = 0,442 \text{ (Ом)}$$

где - A - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент импульсного сопротивления:

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2716}}{(21 + 320) \cdot (3,37 + 45)}} = 1,09 \quad (71)$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя окончательно:

$$R_H = R_C \cdot \alpha_H = 0,442 \cdot 1,09 = 0,482 \text{ (Ом)} \quad (72)$$

Полученное значение сопротивления не превышает предельного значения 0,5 Ом, следовательно расчет выполнен верно.

15 ЗАЩИТА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПС ИСТОК

В разделе рассматривается расчёт основных защит которые устанавливаются на силовых трансформаторах ПС Исток к таким защитам следует отнести защиту от перегрузки, максимальную токовую защиту, газовую защиту.

15.1 Защита от перегрузки.

Силовой трансформатор выбранного типа допускает перегрузку в течение длительного времени следовательно, при наличии оперативного персонала данная защита будет работать на сигнал, при отсутствии оперативного персонала на объекте где расположен силовой трансформатор контроль за перегрузкой может отсутствовать в таком случае защита работает на отключение трансформатора от сети. Данная защита согласно правилам устройства электроустановок должна устанавливаться на всех силовых трансформаторах мощностью от 400 кВА и более. Данная защита является симметричной и допускается установка ее только в одной фазе.

Ток срабатывания защиты от перегрузки определяется следующим образом:

$$I_{C3} = \frac{k_{omc}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{номBH} \quad (73)$$

$$I_{C3} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 131,96 = 173,2 \text{ (A)}$$

где k_{omc} – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05

k_{ϵ} – коэффициент возврата принятого токового реле;

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{\sqrt{3} \cdot 173,2}{(150/5)} = 9,99$$

Уставка на срабатывание реле времени принимаем равной 9 секунд.

15.2 Максимальная токовая защита.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты в случае установки ее стороне низкого напряжения трансформатора, выбирается исходя из величины тока нагрузки на которую рассчитан силовой трансформатор, выбирая защиту данного устройства стоит учесть тот факт что существуют и кратковременные пусковые токи от которых должна отстаиваться максимальная токовая защита, возникающие при запусках электрических вращающихся машин.

Ток срабатывания защиты на стороне 35 кВ ПС Исток:

$$I_{C3} = \frac{k_n \cdot k_{сам}}{k_g} \cdot I_{номВН}$$

$$I_{C3} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 131,96 = 296,91 \text{ (A)}$$

где k_f – коэффициент надежности;

$k_{сам}$ – коэффициент само запуска;

$$k_q = \frac{I^{(2)}_{к.мин}}{I_{C3}} \tag{74}$$

$$k_q = \frac{11,95 \cdot 10^3 \cdot (10,5 / 35)}{296,91} = 12,07$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{\sqrt{3} \cdot 296,91}{(150 / 5)} = 17,14 \text{ (A)}$$

Принятые уставки защиты принимаем для обоих трансформаторов ТМН 6300/35/10 ПС Исток

15.3 Газовая защита.

Газовая защита силового трансформатора основана на специальном газовом реле которое находится между основным баком трансформатора и расширительным баком, она представляет собой сосуд в котором расположено несколько поплавков вырезанных в наклонный трубопровод.

Трубопровод является звеном между расширительным баком и основным корпусом трансформатора. Газы образующиеся внутри корпуса трансформатора поднимаются вверх на пути этих газов находятся газовое реле с поплавками, при спокойном движении газов они замыкают первую ступень газового реле при этом случае короткого замыкания происходит бурное образование газов и при их движении через газовое реле замыкается второй его контакт который приводит к отключению трансформатора от сети.

Различают газовые реле различного исполнения в данной работе принимаем к установке на трансформаторы ТМН 6300/35/10 реле конструкции Бухгольца.

16 ЗАЩИТА ПОНИЖАЮЩИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 10/0,4 КВ

Силовые понижающие трансформаторы 10/0,4 кВ рассматриваемого участка сети также должны быть защищены от различного рода нештатных ситуаций, таких как короткие замыкания токи перегрузки либо различные другие повреждения.

При работе трансформаторов возможные различные однофазные двухфазные и трехфазные короткие замыкания которые приводят к повреждению оборудование. В любом случае такие короткие замыкания должны отключаться незамедлительно для снижения уровня воздействия этих токов на всё оборудование комплектной трансформаторной подстанции.

В качестве основного средства защиты от коротких замыканий а также от перегрузок трансформаторов в данной работе предусматривается установка высоковольтных предохранителей номинальным напряжением 10 кВ. Основным достоинством силовых предохранителей являются их дешевизна, простота конструкции, быстроедействие, безотказность при отключении токов короткого замыкания. Именно поэтому их широко применяют для защиты силовых трансформаторов 10 кВ. В данной работе в качестве предохранителей будем использовать высоковольтные вставки типа ПКТ которые комплектуются вместе с выключателями нагрузки устанавливаемыми на комплектных трансформаторных подстанциях.

Выбор предохранителей для выключателей нагрузки проводится по следующей формуле:

$$I_p = \frac{1,4 \cdot S_{mp}}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (75)$$

где S_{mp} – номинальная мощность силового трансформатора;

U – номинальное напряжение стороны ВН трансформатора;

Проводим расчет на примере ТП 120:

$$I_p = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 10,0} = 30,83(\text{А})$$

Принимаем тип предохранителя с ближайшим большим значением тока 31,5 А, тип предохранителя ПКТ-104, выбор предохранителей для остальных трансформаторов приведен в таблице 23

Таблица 23 – Выбор высоковольтных предохранителей 10 кВ

Наименование ТП	$S_{тр}$ (кВА)	I_p (А)	Номинальный ток предохранителя (А)	Тип предохранителя
120	400	30,83	31,5	ПКТ-104
189	630	48,55	50	ПКТ-104
121	400	30,83	31,5	ПКТ-104
122	250	19,27	20	ПКТ-104
123	160	12,33	16	ПКТ-104
124	250	19,27	20	ПКТ-104
125	160	12,33	16	ПКТ-104
128	400	30,83	31,5	ПКТ-104
130	400	30,83	31,5	ПКТ-104
129	400	30,83	31,5	ПКТ-104
131	250	19,27	20	ПКТ-104
119	400	30,83	31,5	ПКТ-104
96	250; 630	19,27; 48,55	20; 50	ПКТ-104
143	400	30,83	31,5	ПКТ-104
144	250	19,27	20	ПКТ-104
145	250	19,27	20	ПКТ-104
146	400	30,83	31,5	ПКТ-104
147	250	19,27	20	ПКТ-104
152	250	19,27	20	ПКТ-104
153	630	48,55	50	ПКТ-104
141	400	30,83	31,5	ПКТ-104
154	630	48,55	50	ПКТ-104
155	400	30,83	31,5	ПКТ-104
94	250	19,27	20	ПКТ-104
156	400	30,83	31,5	ПКТ-104

17 АВТОМАТИКА ПРИМЕНЯЕМАЯ НА ПОДСТАНЦИИ ИСТОК

В выпускной квалификационной работе рассмотрены следующие виды автоматики: АВР, АЧР.

17.1 АВР

В данной работе устройство АВР применяется как на стороне низкого напряжения 10 кВ подстанции Исток для увеличения параметров надежности электроснабжения потребителей. Рассмотрим подробно данное устройство.

Система АВР — это оборудование для автоматического ввода резерва. Такое устройство при нарушении параметров тока в основной сети самостоятельно производит переключение нагрузки на резервный ввод. При этом в качестве резервного источника выступает другая секция шин. В некоторых случаях наличие резервного питания и системы его ввода является обязательным.

Главное назначение устройства АВР заключается в обеспечении бесперебойного питания электроэнергией потребителей. Для этого система АВР должна отслеживать состояние основного питания. И при выявлении нарушений переходить на подачу электроэнергии потребителю от резервного ввода. При этом процесс восстановления электропитания должен происходить максимально быстро. Обязательным условием является однократность выполняемого действия. То есть не должно быть повторных срабатываний в случае одной и той же неисправности (не устранённые токи короткого замыкания и т.п.). Еще один важный момент - разрыв основной сети должен происходить до подключения резервной линии. обо всех изменениях устройство АВР должно информировать с помощью индикации параметров.

При любых отклонениях от заданных параметров автоматика дает команду на смену ввода. Таким отклонением от нормы может стать перенапряжение, падение напряжения, обрыв сети, перекося фаз или короткое замыкание. При этом устройство АВР проверяет выполнение целого ряда дополнительных условий. Во-первых, на защищаемом участке не должно быть не

устранённых неисправностей, иначе подключение резерва не имеет смысла и даже может представлять опасность. Во-вторых, основной ввод должен быть включен. Чтобы исключить ситуацию, когда не напряжение на основной линии пропало, а сам ввод был отключен намеренно. В-третьих, проверяется наличие напряжения на резервной линии, ведь вторая секция может быть обесточена или требуется время для подачи напряжения.

Если все условия удовлетворяются, устройство АВР размыкает основной ввод. Только после этого подключается резервный (секционный). Далее принцип работы АВР может развиваться по двум сценариям. Если предполагается наличие двух равноценных вводов, то будет осуществляться питание от резерва. В противном случае произойдет возврат на основной ввод, когда параметры электрического тока на нем восстановятся.

С технической точки зрения устройство АВР состоит из логической и коммутационной части. Первая из них отвечает за принятие решений, а вторая выполняет механическую функцию, то есть осуществляет переключение на практике. Но задач у автоматики несколько, поэтому стоит рассмотреть компоненты АВР более детально. На каждом из вводов находятся измерительные органы. При этом измерительная часть имеет регулируемую уставку, чтобы можно было задавать верхнюю и нижнюю границу рабочего напряжения. В задачи измерительной части входит постоянный контроль того или иного ввода.

Что касается логического реле, то оно тоже имеет регулировку выдержки срабатывания. К логической части также относится цепь однократности, которая представляет собой двухпозиционное реле. Еще один немаловажный элемент АВР - индикаторная (сигнальная) часть. Она реализуется на основе указательных реле. По сути, это важная составляющая защитной функции АВР, поскольку информирует обо всех изменениях и неисправностях в работе.

В отношении силовой части стоит сказать, что она может быть собрана на контакторах или автоматических выключателях. В любом случае силовая

часть должна полностью исключать возможность одновременного включения обоих вводов. Это возможно только при использовании сразу двух типов блокировки - электронной и механической.

Схема АВР на два ввода. Это самый простой вариант организации системы АВР. Реализуется на основе двух выключателей. В трехфазной сети схема строится с использованием реле контроля фаз. Принцип действия АВР на два ввода максимально простой. В нормальном режиме электрический ток подается через первый ввод. В случае нарушений контакт на первом вводе разомкнется, а на втором замкнется. Затем происходит обратный процесс, когда напряжение на основном вводе снова появляется. Особенность данной схемы заключается в том, что всегда существует приоритет первого ввода.

На подстанции Исток принимаем устройство АВР на стороне 10 кВ, а также принимаем автоматику восстановления нормального режима ВНР, т.е. при появлении стабильного напряжения на рабочем вводе она переводит питание секции на основное питание.

17.2 АЧР

АЧР - один из методов противоаварийной автоматики, направленный на повышение надежности работы электроэнергетической системы путём предотвращения образования лавины частоты и сохранения целостности этой системы. Метод заключается в отключении наименее важных потребителей электроэнергии при внезапно возникшем дефиците активной мощности в системе.

На ПС Исток применяется устройство АЧР рассмотрим его подробно, устройства АЧР срабатывают при понижении частоты ниже 49 Гц, продолжительность работы электрической системы составляет не больше 40 с. При менее 47 Гц – 10 с., меньше 46 Гц нельзя допустить, так при этом значении происходит явление «лавины напряжения», при котором происходит сбрасывание электростанцией нагрузки. «Лавина напряжения» способствует повышенному потреблению реактивной мощности что ведет к еще большим осложнениям в системе энергоснабжения.

Пониженная частота может вызвать механический резонанс проточной части турбины, влекущий механические повреждения лопаток турбины. Снижение частоты влечет снижение скорости вращения асинхронного двигателя и понижение производительности нагрузки, относящейся к собственному потреблению электростанции и питательных электронасосов, что чревато понижением мощности паровых турбин и влечет полное погашение системы. Это действие называется «лавиной частоты», за ней обычно следует появление «лавины напряжения». При понижении уровня частоты снижается подача давления масла маслонасосом к турбине электростанции, это приводит к посадке стопорных клапанов в аварийном режиме и отключению агрегата. Изменения параметров частоты всего на 0,2 Гц может способствовать неравномерному и неэкономичному распределению нагрузок агрегатов со статическими характеристиками регулирования. Изменение частоты может привести к непостоянной скорости работы электроприводов механизмов, что может вызвать появление брака производимых деталей. Аварийная частотная разгрузка является единственным средством поддержания частоты энергосистемы в разрешенных пределах при регулировании отключением потребителей, этот процесс происходит в случае отсутствия восстановления частоты путем применения нормальных средств регулирования частоты. Неравномерность АЧР, риски возникающие в результате снижения частоты очень важно предотвратить так, как это ведет к длительному процессу восстановления нормированного значения частоты и восстановлению рабочего состояния потребителей, а также появление лишних операций по включению и отключению коммутирующих аппаратов электроприемников, снижает надежную работу энергосистемы электроснабжения.

18 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ ИСТОК

В данном разделе проводится расчет капиталовложений на реконструкцию распределительных устройств подстанции Исток с последующим расчетом издержек.

Определяем стоимость РУ подстанции Исток:

$$K_{py} = (N_{яч35} \cdot K_{яч35} + N_{яч10} \cdot K_{яч10}) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (75)$$

где $K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2023 год

K_p - районный коэффициент: для ПС –1,3:

$N_{яч35}$ - количество ячеек выключателей 35 кВ:

$K_{яч35}$ - стоимость одной ячейки выключателя 35 кВ в ценах 2000 года:

$N_{яч10}$ - количество ячеек выключателей 10 кВ

$K_{яч10}$ - стоимость одной ячейки выключателя 10 кВ в ценах 2000 года:

$$K_{py} = (5 \cdot 0,79 + 13 \cdot 0,16) \cdot 12,21 \cdot 1,3 = 95,71 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем постоянную часть затрат:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (76)$$

где $K_{пост}$ - постоянная часть затрат в ценах 2000 года:

$$K_{пост} = 4,7 \cdot 12,21 \cdot 1,3 = 74,6 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем суммарные капиталовложения в подстанции Исток:

$$K_{nc} = K_{py} + K_{пост} \quad (77)$$

$$K_{nc} = 95,71 + 74,6 = 170,31 \text{ (млн. руб.)}$$

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{AM} = K_{ПС} \cdot \alpha_{ам} \quad (78)$$

где $\alpha_{ам}$ – нормы отчислений на амортизацию в год, о.е;

$K_{ПС}$ - капитальные вложения в подстанции Исток.

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} \quad (79)$$

где $T_{сл}$ - срок службы оборудования.

$$I_{AM} = 170,31 \cdot \frac{1}{20} = 8,52 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{ЭКС} = \alpha_{ЭК.ПС} \cdot K_{ПС} \quad (80)$$

где $\alpha_{ЭК.ПС} = 5,9\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций.

$$I_{ЭКС} = 170,31 \cdot 0,059 = 10,05 \text{ (млн. руб.)}$$

Проводим расчет приведенных годовых затрат по следующей формуле:

$$З = I_{\Sigma} + E \cdot K_{нс} \quad (81)$$

где I_{Σ} – суммарные годовые издержки;

E – норма дисконтирования (о.е.).

$$З = 8,52 + 10,05 + \frac{10,5}{100} \cdot 170,31 = 36,45 \text{ (млн. руб.)}$$

Таким образом произведенные расчеты показали, что стоимость реализации проекта по реконструкции подстанции Исток составляет 170,31 млн. руб. при этом издержки на амортизацию основного оборудования составят 8,52 млн. руб./год, а на его эксплуатацию 10,05 млн. руб./год.

19 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной работе рассматривается модернизация подстанции 35 кВ Исток в Амурской области, предполагается установка на данной ПС двух двухобмоточных трансформаторов типа ТМН 6300/35. Так же в работе рассматривается реконструкция данной ПС с установкой современного оборудования. Дополнительно в работе рассмотрен вопрос модернизации схемы электроснабжения с центром питания ПС Исток 35/6 кВ.

19.1 Безопасность

При реконструкции системы электроснабжения напряжением 10 кВ и центра питания подстанции Исток должны соблюдаться требования государственных нормативных документов и локальных документов монтажных организаций.

Рассмотрим основные требования техники безопасности при различного рода работах в электроустановках:

Общие требования охраны труда при работе в действующих электроустановках:

Работы в действующих электроустановках должны проводиться:

- по заданию на производство работы, определяющему содержание, место работы, время ее начала и окончания, условия безопасного проведения, состав бригады и работников, ответственных за безопасное выполнение работы - наряду-допуску;

- по распоряжению;

- на основании перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Капитальный ремонт электрооборудования напряжением выше 1000 В, работа на токоведущих частях без снятия напряжения в электроустановках напряжением выше 1000 В, должны выполняться по технологическим картам или проекту производства работ (далее - ППР), утвержденным руководите-

лем организации (обособленного подразделения) или техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

Не допускается самовольное проведение работ в действующих электроустановках, а также расширение рабочих мест и объема задания, определенных нарядом-допуском, распоряжением или утвержденным работодателем перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации

Выполнение работ в месте проведения работ по другому наряду-допуску должно согласовываться с работником, выдавшим первый наряд. Согласование оформляется до начала подготовки рабочего места по второму наряду записью «Согласовано» на лицевой стороне второго наряда-допуска, располагаемой в левом нижнем поле документа с подписями работников, согласующих документ.

В электроустановках напряжением до 1000В при работе под напряжением необходимо:

- снять напряжение с расположенных вблизи рабочего места других токоведущих частей, находящихся под напряжением, к которым возможно случайное прикосновение, или оградить их;

- работать в диэлектрических галошах или стоя на изолирующей подставке либо на резиновом диэлектрическом ковре;

- применять изолированный или изолирующий инструмент, предназначенный для работ под напряжением на токоведущих частях, и пользоваться диэлектрическими перчатками.

- Не допускается работать в одежде с короткими или засученными рукавами, а также использовать ножовки, напильники, металлические метры и другие металлические инструменты и приспособления, не предназначенные для выполнения работ под напряжением.

Не допускается при работе около не огражденных токоведущих частей располагаться так, чтобы эти части находились сзади работника или по обеим сторонам от него.

Работа в электроустановках должна производиться с применением электрозщитных средств, предназначенных для выполнения конкретного метода работ и класса напряжения электроустановки.

Работники, работающие в помещениях с электрооборудованием (за исключением щитов управления, релейных и им подобных), в ЗРУ и ОРУ, в подземных сооружениях, колодцах, туннелях, траншеях и котлованах, а также участвующие в обслуживании и ремонте ВЛ, должны пользоваться защитными касками.

Работники обязаны проходить обучение безопасным методам и приемам выполнения работ в электроустановках.

Работники, занятые на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда (в том числе на подземных работах), а также на работах, связанных с движением транспорта, должны проходить обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (для лиц в возрасте до 21 года - ежегодные) медицинские осмотры (обследования) для определения пригодности этих работников для выполнения поручаемой работы и предупреждения профессиональных заболеваний.

Работники должны проходить обучение по оказанию первой помощи пострадавшему на производстве до допуска к самостоятельной работе.

Электротехнический персонал кроме обучения оказанию первой помощи пострадавшему на производстве должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока с учетом специфики обслуживаемых (эксплуатируемых) электроустановок.

Работники, относящиеся к электротехническому и электротехнологическому персоналу, а также государственные инспекторы, осуществляющие контроль и надзор за соблюдением требований безопасности при эксплуатации электроустановок, специалисты по охране труда, контролирующие электроустановки, должны пройти проверку знаний требований Правил и других требований безопасности, предъявляемых к организации и выполнению работ в электроустановках в пределах требований, предъявляемых к со-

ответствующей должности или профессии, и иметь соответствующую группу по электробезопасности.

Работник обязан соблюдать требования Правил, инструкций по охране труда, указания, полученные при целевом инструктаже.

Работникам прошедшим проверку знаний требований Правил и других требований безопасности, предъявляемых к организации и выполнению работ в электроустановках, выдаются удостоверения о проверке знаний правил работы в электроустановках, результаты проверки знаний по охране труда в организациях электроэнергетики оформляются протоколом проверки знаний правил работы в электроустановках, форма которого предусмотрена приложением N 4 к Правилам, и учитываются в журнале учета проверки знаний правил работы в электроустановках, форма которого предусмотрена приложением N 5 к Правилам.

Результаты проверки знаний по охране труда для организаций, приобретающих электрическую энергию для собственных бытовых и производственных нужд, фиксируются в журнале учета проверки знаний правил работы в электроустановках, форма которого предусмотрена приложением N 6 к Правилам.

Работники, обладающие правом проведения специальных работ, должны иметь об этом запись в удостоверении о проверке знаний правил работы в электроустановках, форма которого предусмотрена приложением N 2 к Правилам.

К специальным работам относятся:

- работы, выполняемые на высоте более 5 м от поверхности земли, перекрытия или рабочего настила, над которым производятся работы непосредственно с конструкций или оборудования при их монтаже или ремонте с обязательным применением средств защиты от падения с высоты;

- работы без снятия напряжения с электроустановки, выполняемые с прикосновением к первичным токоведущим частям, находящимся под рабо-

чим напряжением, или на расстоянии от этих токоведущих частей менее допустимого (далее - работы под напряжением на токоведущих частях);

- испытания оборудования повышенным напряжением (за исключением работ с мегомметром);

- работы, выполняемые со снятием рабочего напряжения с электроустановки или ее части с прикосновением к токоведущим частям, находящимся под наведенным напряжением более 25 В на рабочем месте или на расстоянии от этих токоведущих частей менее допустимого (далее - работы под наведенным напряжением).

Стажировка, дублирование проводятся под контролем опытного работника, назначенного организационно-распорядительным документом (далее - ОРД).

Допуск к самостоятельной работе должен быть оформлен ОРД организации или обособленного подразделения.

Работник, в случае если он не имеет права принять меры по устранению нарушений требований Правил, представляющих опасность для людей, неисправностей электроустановок, машин, механизмов, приспособлений, инструмента, средств защиты, обязан сообщить об этом своему непосредственному руководителю.

Осмотры электроустановок

В электроустановках напряжением выше 1000 В работники из числа оперативного персонала, единолично обслуживающие электроустановки, и старшие по смене должны иметь группу по электробезопасности* IV, остальные работники в смене - группу III.

В электроустановках напряжением до 1000 В работники из числа оперативного персонала, единолично обслуживающие электроустановки, должны иметь группу III.

Вид оперативного обслуживания электроустановки, число работников из числа оперативного персонала в смене определяется руководителем органи-

зации или структурного подразделения и закрепляется соответствующим распоряжением.

В электроустановках не допускается приближение людей, механизмов и грузоподъемных машин к находящимся под напряжением не ограждённым токоведущим частям

Единоличный осмотр электроустановок, электротехнической части технологического оборудования может выполнять работник, имеющий группу не ниже III, из числа оперативного персонала, обслуживающего данную электроустановку в рабочее время или находящегося на дежурстве, либо работник из числа административно-технического персонала, имеющий группу V, для электроустановок напряжением выше 1000 В, и работник, имеющий группу IV, - для электроустановок напряжением до 1000 В и право единоличного осмотра на основании письменного распоряжения руководителя организации.

Работники, не обслуживающие электроустановки, могут допускаться в них в сопровождении оперативного персонала, имеющего группу IV, в электроустановках напряжением выше 1000 В, и имеющего группу III - в электроустановках напряжением до 1000 В, либо работника, имеющего право единоличного осмотра.

Сопровождающий работник должен следить за безопасностью людей, допущенных в электроустановки, и предупреждать их о запрещении приближаться к токоведущим частям.

При осмотре электроустановок разрешается открывать двери щитов, сборок, пультов управления и других устройств.

При осмотре электроустановок напряжением выше 1000 В не допускается входить в помещения, камеры, не оборудованные ограждениями (требования к установке ограждений приведены в Правилах устройства электроустановок) или барьерами, препятствующими приближению к токоведущим частям на расстояния менее указанных. Не допускается проникать за ограждения и барьеры электроустановок.

Не допускается выполнение какой-либо работы во время осмотра.

При замыкании на землю в электроустановках напряжением 3-35 кВ приближаться к месту замыкания на расстояние менее 4 м в ЗРУ и менее 8 м - в ОРУ и на ВЛ допускается только для оперативных переключений с целью ликвидации замыкания и освобождения людей, попавших под напряжение. При этом следует пользоваться электрозащитными средствами.

Отключать и включать разъединители, отделители и выключатели напряжением выше 1000 В с ручным приводом необходимо в диэлектрических перчатках.

Снимать и устанавливать предохранители следует при снятом напряжении.

Допускается снимать и устанавливать предохранители, находящиеся под напряжением, но без нагрузки.

Ключи должны быть пронумерованы и храниться в запираемом ящике. Один комплект должен быть запасным.

Ключи должны выдаваться под расписку:

работникам, имеющим право единоличного осмотра (в том числе оперативному персоналу)

Ключи подлежат возврату ежедневно по окончании осмотра или работы.

При работе в электроустановках, не имеющих местного оперативного персонала, ключи должны возвращаться не позднее следующего рабочего дня после осмотра или полного окончания работы.

Выдача и возврат ключей должны учитываться в специальном журнале произвольной формы или в оперативном журнале.

При несчастных случаях для освобождения пострадавшего от действия электрического тока напряжение должно быть снято немедленно без предварительного разрешения.

Под напряжением и под нагрузкой допускается заменять: предохранители во вторичных цепях, предохранители трансформаторов напряжения и предохранители пробочного типа.

При снятии и установке предохранителей под напряжением необходимо пользоваться:

- в электроустановках напряжением выше 1000 В - изолирующими клещами (штангой) с применением диэлектрических перчаток и средств защиты лица или глаз;

- в электроустановках напряжением до 1000 В - изолирующими клещами или диэлектрическими перчатками и средствами защиты лица и глаз.

Двери помещений электроустановок, камер, щитов и сборок, кроме тех, в которых проводятся работы, должны быть закрыты на замок.

Порядок хранения и выдачи ключей от электроустановок определяется распоряжением руководителя организации. Ключи от электроустановок должны находиться на учете у оперативного персонала. В электроустановках, не имеющих местного оперативного персонала, ключи могут быть на учете у административно-технического персонала.

Общие требования охраны труда при работе на коммутационных аппаратах:

Допуск к работе на коммутационном аппарате разрешается после выполнения технических мероприятий, предусмотренных правилами по охране труда, обеспечивающих безопасность работы, включая мероприятия, препятствующие ошибочному срабатыванию коммутационного аппарата.

Для пробных включений и отключений коммутационного аппарата при его наладке и регулировке разрешается при несданном наряде-допуске временная подача напряжения в цепи оперативного тока, силовые цепи привода, а также подача воздуха на выключатели.

Установку снятых предохранителей, включение отключенных автоматов и открытие задвижек для подачи воздуха, а также снятие на время опробования плакатов безопасности должен осуществлять оперативный персонал.

Операции по опробованию коммутационного аппарата имеет право осуществлять производитель работ, если на это получено разрешение выдавшего наряд-допуск и подтверждено записью в строке «Отдельные указания» наряда-допуска, либо оперативный персонал по требованию производителя работ.

После опробования, при необходимости продолжения работы на коммутационном аппарате, оперативным персоналом должны быть выполнены технические мероприятия, требуемые для допуска бригады к работе.

Общие требования охраны труда при работе в комплектных распределительных устройствах

При работе на оборудовании тележки или в отсеке шкафа КРУ тележку с оборудованием необходимо выкатить в ремонтное положение; шторку отсека, в котором токоведущие части остались под напряжением, запереть на замок и вывесить плакат безопасности «Стой! Напряжение»; на тележке или в отсеке, где предстоит работать, вывесить плакат «Работать здесь».

При работах вне КРУ на подключенном к нему оборудовании или на отходящих ВЛ и КЛ тележку с выключателем необходимо выкатить в ремонтное положение из шкафа; шторку или дверцы запереть на замок и на них вывесить плакаты «Не включать! Работают люди» или «Не включать! Работа на линии».

Оперировать выкатной тележкой КРУ с силовыми предохранителями разрешается под напряжением, но без нагрузки.

Устанавливать в контрольное положение тележку с выключателем для опробования и работы в цепях управления и защиты разрешается в тех случаях, когда работы вне КРУ на отходящих ВЛ, КВЛ и КЛ или на подключенном к ним оборудовании, включая механизмы, соединенные с электродвигателями, не проводятся или выполнено заземление в шкафу КРУ.

В РУ, оснащенных вакуумными выключателями, испытания дугогасительных камер повышенным напряжением с амплитудным значением

более 20 кВ необходимо выполнять с использованием специального экрана для защиты работников от возникающих рентгеновских излучений.

Общие требования охраны труда при работе на кабельных линиях:

Земляные работы на территории организаций, населенных пунктов, а также в охранных зонах подземных коммуникаций (электрокабели, кабели связи, газопроводы) должны начинаться только после получения письменного разрешения руководства организации, местного органа власти и владельца этих коммуникаций (соответственно). К разрешению должен быть приложен план (схема) размещения и глубины заложения коммуникаций (далее - план коммуникаций). Местонахождение подземных коммуникаций должно быть обозначено соответствующими знаками или надписями как на плане (схеме), так и на месте выполнения работ.

При обнаружении не отмеченных на планах коммуникаций кабелей, трубопроводов, подземных сооружений, а также боеприпасов земляные работы следует прекратить до выяснения их принадлежности и получения разрешения от соответствующих организаций на продолжение работ.

Применение землеройных машин, отбойных молотков, ломов и кирок для рыхления грунта над кабелем разрешается производить на глубину, при которой до кабеля остается слой грунта не менее 30 см. Остальной слой грунта должен удаляться вручную лопатами.

Перед началом раскопок КЛ должно быть произведено контрольное вскрытие линии под надзором персонала организации - владельца КЛ.

Открытые муфты должны укрепляться на доске, подвешенной с помощью проволоки или троса к перекинутым через траншею брускам, и закрываться коробами. Одна из стенок короба должна быть съемной и закрепляться без применения гвоздей. Запрещается использовать для подвешивания кабелей соседние кабели, трубопроводы. Кабели следует подвешивать таким образом, чтобы не происходило их смещение. На короба, закрывающие откопанные кабели, следует вывешивать плакат безопасности «Стоять! Напряжение».

Перед разрезанием кабеля или вскрытием муфт следует удостовериться в том, что работа будет выполняться на подлежащем ремонту кабеле, что этот кабель отключен и что выполнены технические мероприятия.

На рабочем месте подлежащий ремонту кабель определяется:

- при прокладке в туннеле, коллекторе, канале - прослеживанием, сверкой раскладки с чертежами и схемами, проверкой по биркам;
- при прокладке кабелей в земле - сверкой их расположения с чертежами прокладки.

Для этой цели должна быть предварительно прорыта контрольная траншея (шурф) поперек кабелей, позволяющая видеть все кабели.

Во всех случаях, когда отсутствует видимое повреждение кабеля, следует применять кабеле-искательный аппарат.

Перед разрезанием кабеля или вскрытием соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с помощью специального приспособления, состоящего из изолирующей штанги и стальной иглы или режущего наконечника. На КЛ с двухсторонним питанием отсутствие напряжения проверяется проколом дистанционным способом с двух сторон от места повреждения кабеля или соединительной муфты.

В туннелях, коллекторах, колодцах, траншеях, где проложено несколько кабелей, и на других кабельных сооружениях приспособление должно быть с дистанционным управлением. Приспособление должно обеспечить прокол или разрезание оболочки до жил с замыканием их между собой и заземлением. Кабель у места прокалывания предварительно должен быть закрыт экраном.

При перекатке барабана с кабелем необходимо принять меры против захвата его выступами частей одежды.

До начала работ по перекатке барабана следует закрепить концы кабеля и удалить торчащие из барабана гвозди.

Барабан с кабелем разрешается перекачивать только по горизонтальной поверхности по твердому грунту или настилу.

Перекладывать кабель и переносить муфты следует после отключения кабеля. Перекладывать кабель, находящийся под напряжением, разрешается при условиях:

- перекладываемый кабель должен иметь температуру не ниже 5 градусов С;
- муфты на перекладываемом участке кабеля должны быть укреплены хомутами на досках;
- для работы должны использоваться диэлектрические перчатки, поверхность которых для защиты от механических повреждений должны быть надежны брезентовые рукавицы;
- работа должна выполняться работниками, имеющими опыт прокладки, под надзором ответственного руководителя работ, имеющего группу V по электробезопасности, в электроустановках напряжением выше 1000 В и производителя работ, имеющего группу IV по электробезопасности, в электроустановках напряжением до 1000 В.

19.2 Экологичность.

На подстанции Исток устанавливаются 2 трансформатора марки ТМН 6300/35/10 с размерами (м) 4,25×3,42×4,08 и массой масла 5,35 т.

В данном разделе рассмотрим подробно расчет геометрических параметров маслоприемника.

Принимаем следующие условия:

- 1) Габариты данного маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1 м (при массе масла от 2 до 10 тонн) [11].
- 2) Маслоприемник должен предусматриваться закрытого типа, вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [11].

Маслоприемник масла выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [11];

3) Маслоприемник оборудуется специальной сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Рассмотрим подробно расчет маслоприемника. На рисунке 7 представлено схематичное изображение маслоприемника без отвода масла.

Находим объем масла в трансформаторе по формуле [21]:

$$V_{\text{прм}} = \frac{M}{\rho} \quad (82)$$

$$V_{\text{прм}} = \frac{5,35}{0,88} = 6,08 \text{ (м}^3\text{)}$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным 5,35 ТОНН.

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

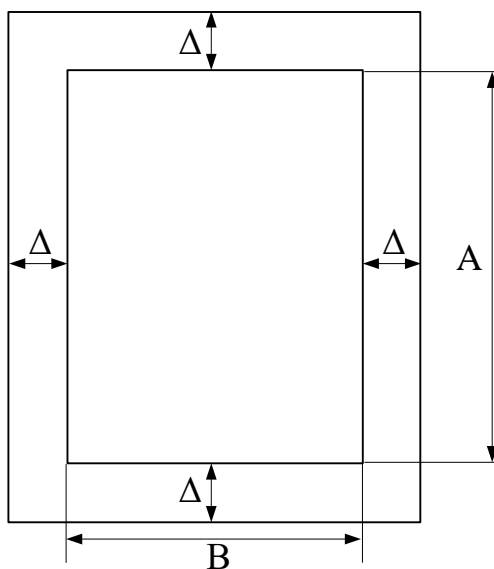


Рисунок 7 – Маслоприемник вид сверху

Находим площадь маслоприемника по формуле [21]:

$$S_{mn} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (83)$$

$$S_{mn} = (4,25 + 2 \cdot 1) \cdot (3,42 + 2 \cdot 1) = 33,88 \text{ (м}^2\text{)}$$

где A, B – длина и ширина трансформатора (м)

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника [11]:

Площадь боковой поверхности трансформатора [21]:

$$S_{\delta n} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (84)$$

$$S_{\delta n} = (4,25 + 3,42) \cdot 2 \cdot 4,08 = 62,59 \text{ (м}^2\text{)}$$

где H – высота трансформатора (м)

Нормированный коэффициент пожаротушения K_n и нормативное время тушения t соответственно равны [11]:

$$K_n = 0,2 \text{ (л/(с} \times \text{м}^2\text{))}$$

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Находим объем воды необходимый для тушения пожара [21]:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{\delta n}) \cdot 10^{-3} \quad (85)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (33,88 + 62,59) \cdot 10^{-3} = 34,73 \text{ (м}^3\text{)}$$

Находим объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды [21]:

$$V_{mmH_2O} = V_{mpm} + 0,8 \cdot V_{H_2O}$$

$$V_{mmH_2O} = 6,08 + 0,8 \cdot 34,73 = 33,86 \text{ (м}^3\text{)}$$

Находим глубину маслоприемника для приема всей жидкости $V_{\text{ммH}_2\text{O}}$ [21]:

$$H_{\text{мп}} = \frac{V_{\text{ммH}_2\text{O}}}{S_{\text{мп}}} \quad (86)$$

$$H_{\text{мп}} = \frac{33,86}{33,88} = 1,0 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки [11]:

$$H_{\text{г}} = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки [11]:

$$H_{\text{вп}} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника [11]:

$$H_{\text{нмп}} = H_{\text{мп}} + H_{\text{вп}} + H_{\text{г}} \quad (87)$$

$$H_{\text{нмп}} = 1,0 + 0,05 + 0,25 = 1,3 \text{ (м)}$$

19.3 Чрезвычайные ситуации

Пожарная безопасность на подстанции Исток предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

Основными системами пожарной безопасности на подстанции Исток являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара на подстанции Исток составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горячей среды; устранением образования в этой среде источника зажигания; поддержанием температуры

горящей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Противопожарная защита на подстанции Исток обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих, либо трудно горючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения, изоляцией горючей среды от оборудования;
- предотвращением распространения пожара за пределы;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными временем огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей из пожара;
- системами оповещения о пожаре;
- применением пожарной сигнализации;
- организацией пожарной охраны объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций, кабельных полуэтажей;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций при повреждении;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре (трансформаторного масла);
- применением огнепреграждающих устройств (ОЗП);
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам, огнезащитным перегородкам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара

внутри рассматриваемого помещения. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери, перегородки.

Виды пожарной техники, применяемые на подстанции Исток.

Пожарная техника, предназначенная для защиты электрооборудования, классифицируется на следующие группы: пожарные машины, средства пожарной и охранной сигнализации, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные специальные устройства.

На подстанции Исток применяются установки водяного, пенного, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой на подстанции Исток является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, она нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования в частности трансформаторов.

В РУ подстанции Исток определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

Проезжую часть по территории подстанции Исток необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Переносные огнетушители на подстанции Исток размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему [20].

Для размещения первичных средств тушения пожара в помещениях, на секциях РУ, а также на территории, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура углекислотных, химических, воздушно - пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

С наступлением морозов пенные огнетушители, находящиеся на улице, переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые ог-

нетушители допускается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева.

Требования организации подготовки персонала

Все ИТР, рабочие и служащие должны проходить подготовку по пожарной безопасности в целях приобретения и углубления пожарно-технических знаний об опасности технологического процесса, навыков в использовании имеющихся средств пожарной защиты, умения безопасно и правильно действовать при возникновении пожара и оказывать первую помощь пострадавшим.

Подготовка ИТР, рабочих и служащих по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводного инструктажа по пожарной безопасности;
- проводимых в структурных подразделениях регулярных инструктажей (первичного, периодического, внепланового и целевого), в тематику которых обязательно включаются вопросы пожарной безопасности;
- специальной подготовки персонала;
- занятий по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведения противопожарных тренировок;
- повышения знаний (квалификации) в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых совещаний (конференций) по противопожарной защите;
- изучения и проверки знаний правил пожарной безопасности. Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются "Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства".

На каждом энергетическом предприятии приказом первого руководителя устанавливаются:

Порядок, сроки и места проведения противопожарных инструктажей, занятий по пожарно-техническому минимуму и других форм обучения в соответствии с "Программой подготовки персонала по пожарной безопасности в электроэнергетической отрасли" и действующими нормативными документами по профессиональной подготовке персонала.

Список ИТР, рабочих и служащих соответствующих структурных подразделений, работники которых должны проходить обучение по программе пожарно-технического минимума.

Порядок и периодичность проверки знаний ИТР, рабочих и служащих по правилам пожарной безопасности с записью в личные удостоверения и соответствующие протоколы и журналы.

Все ИТР, рабочие и служащие, поступающие работать на энергетические предприятия, а также лица, принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственное обучение (практику), должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

Вводный инструктаж проводит специалист объектовой пожарной охраны, а при ее отсутствии - назначенный приказом по предприятию специалист или начальник структурного подразделения, принимающий нового работника. Вводный инструктаж по пожарной безопасности допускается проводить одновременно с вводным инструктажем по охране труда.

О проведении вводного инструктажа делается запись в специальном журнале.

Вводный инструктаж по пожарной безопасности проводится в специально оборудованном для этой цели помещении и ставит своей целью ознакомить вновь поступившего работника:

С общими правилами пожарной безопасности, которые следует выполнять на территории, в цехах и на других объектах энергетического предприятия или подстанции.

С особенностями пожарной безопасности на производственном участке или в службе, куда он направляется на работу.

С основными правилами применения первичных средств пожаротушения и мерами безопасности при пользовании ими.

С имеющимися средствами и системами извещения о пожаре и порядком вызова пожарной помощи.

С особенностями тушения пожара на электроустановках.

Лица, не прошедшие вводный инструктаж по пожарной безопасности, к работе не допускаются.

При проведении первичного, повторного (периодического) и внепланового инструктажей, которые проводятся на рабочем месте ответственным должностным лицом (производственного участка, мастерской, лаборатории, склада), в тематику их обязательно включаются вопросы по пожарной безопасности.

Указанные инструктажи должны проводиться при переводе рабочих и служащих из одного цеха в другой. О проведении указанных инструктажей производится запись в журнале.

Занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала проводятся в целях углубления знаний по пожарной безопасности с учетом особенностей технологического процесса производства, средств и методов борьбы с пожарами по специально разработанным программам.

По окончании подготовки по пожарно-техническому минимуму персонал сдает зачеты, которые оформляются соответствующим документом (протоколом, ведомостью).

В целях выявления нарушений противопожарного режима и правил пожарной безопасности в технологических процессах энергетических предприятий, а также привлечения персонала к проведению профилактических противопожарных мероприятий на этих предприятиях должны создаваться пожарно-технические комиссии.

Пожарно-технические комиссии назначаются приказом руководителя энергетического предприятия в составе: главного технического руководителя (председатель), начальника пожарной охраны (при ее наличии), начальника добровольного пожарного формирования (ДПФ), начальников основных производственных цехов, специалистов по водоснабжению и автоматическим установкам пожаротушения, а также других лиц по усмотрению руководителя предприятия.

Свою работу пожарно-технические комиссии должны проводить в соответствии с "Положением о пожарно-технических комиссиях на предприятиях и в организациях электроэнергетической отрасли".

Для проведения мероприятий по улучшению противопожарного режима, контролю за состоянием первичных средств пожаротушения и совершенствованию организации тушения возникших загораний и пожаров на энергетических предприятиях могут создаваться добровольные пожарные формирования (ДПФ). Организация и определение численного состава ДПФ, а также страхование его членов возлагаются на руководителя предприятия.

В состав ДПФ приказом по энергетическому предприятию включаются ИТР, рабочие и служащие на добровольных началах по их письменному заявлению.

Начальник ДПФ и его заместитель назначаются из специалистов или цеховой администрации. Начальник ДПФ планирует учебу, проведение тренировок и учений, а также работу по контролю за средствами пожаротушения.

Не реже 1 раза в год руководитель предприятий обязан заслушать отчет членов пожарно-технической комиссии и начальника ДПФ предприятия о проделанной работе за отчетный период.

Для обучения персонала предприятий быстрым и правильным действиям при ликвидации пожара, в том числе совместно с пожарными подразделениями, должны проводиться противопожарные тренировки в соответствии с требованиями "Инструкции по организации противопожарных тренировок на

предприятиях и в организациях электроэнергетики". Противопожарные тренировки допускается совмещать с противоаварийными тренировками.

Проведение противопожарных тренировок является одной из основных форм обучения персонала. Для приобретения практических навыков тушения реальных очагов горения первичными средствами пожаротушения и с помощью передвижной техники (пожарных автомашин, мотопомп и др.) следует использовать пожарные тренажеры на территории предприятий или полигоны энергосистем. Необходимо чередовать противопожарные тренировки на объекте и полигоне.

Порядок организации работ при ликвидации аварий

Аварийной ситуацией является изменение в нормальной работе оборудования, которое создает угрозу возникновения аварии. Признаки аварии определяются отраслевым нормативно-техническим документом.

Важным условием безаварийной работы является сохранение персоналом спокойствия при изменении режима или возникновении неполадок, дисциплинированное и сознательное выполнение указаний инструкций и распоряжений старшего персонала, недопущение суеты, растерянности, вмешательства в работу посторонних лиц.

При возникновении аварийной ситуации эксплуатационный персонал принимает меры по локализации и ликвидации создавшегося положения, обеспечивается безопасность людей и сохранность оборудования.

Все переключения в аварийных ситуациях производятся оперативным персоналом в соответствии с инструкциями предприятия при обязательном применении всех защитных средств.

При ликвидации аварии оперативный персонал производит необходимые операции с релейной защитой и автоматикой в соответствии с инструкциями предприятия.

Оперативный персонал контролирует работу автоматики; убедившись в ее неправильных действиях, переходит на ручное управление. В работу за-

щит оперативный персонал не вмешивается, и лишь при отказе действия защиты персонал выполняет ее функции.

Распоряжения, отдаваемые оперативному персоналу, должны быть краткими и понятными. Отдающий и принимающий команду должны четко представлять порядок производства всех намеченных операций и допустимость их выполнения по состоянию схемы и режиму оборудования. Полученная команда повторяется исполняющим ее работником. Исполнению подлежат только те распоряжения, которые получены от непосредственного руководителя, лично известного работнику, получающему распоряжение.

Эксплуатационный персонал регистрирует все обстоятельства возникновения аварии в установленном порядке.

О каждой операции по ликвидации аварии докладывается вышестоящему оперативному персоналу, не дожидаясь опроса. Руководство энергосистемы (объединенной, единой энергосистем), электростанции извещается о происшедшем и о принятых мерах после проведения тех операций, которые следует выполнять немедленно.

При ликвидации аварии все распоряжения диспетчера энергосистемы (объединенной, единой энергосистем) по вопросам, входящим в его компетенцию, выполняются немедленно, за исключением распоряжений, выполнение которых может представлять угрозу для безопасности людей и сохранности оборудования.

Если распоряжение диспетчера представляется подчиненному персоналу ошибочным, оперативный персонал указывает на это диспетчеру. В случае подтверждения диспетчером своего распоряжения персонал его выполняет.

В аварийной ситуации оперативный персонал обеспечивается первоочередной связью, а в случае необходимости по его требованию прерываются остальные переговоры.

Диспетчер энергосистемы срочно информируется начальником смены электростанции о возникновении аварии.

Начальник смены электростанции во время ликвидации обще станционной аварии находится, как правило, в помещении главного (центрального) щита управления, а уходя из него, указывает свое местонахождение.

Начальники смен тепловых цехов и старшие машинисты энергоблоков во время ликвидации аварии находятся, как правило, на своих рабочих местах (блочных или групповых щитах управления) и принимают все меры, направленные на поддержание нормальной работы оборудования, не допуская развития аварии в этих цехах (на энергоблоках).

Начальники смен цехов, покидая рабочее место, указывают свое местонахождение.

Местонахождение начальника смены электроцеха при ликвидации аварии определяется сложившейся обстановкой, о чем он уведомляет начальника смены электростанции и персонал центрального щита управления.

Местонахождение дежурного подстанции при ликвидации аварии определяется конкретной обстановкой. О местонахождении он сообщает вышестоящему оперативному персоналу.

Во время ликвидации аварии находящийся на дежурстве персонал, непосредственно обслуживающий оборудование, остается на рабочих местах, принимая все меры к сохранению оборудования в работе, а если это невозможно - к его отключению. Уходя, дежурный персонал сообщает о своем местонахождении вышестоящему оперативному персоналу. Рабочее место оставляется:

при явной опасности для жизни;

для оказания первой помощи пострадавшему при несчастном случае;

для принятия мер по сохранению целостности оборудования;

по распоряжению работника, руководящего ликвидацией аварии.

Диспетчер предприятия электрических сетей, если он одновременно не является и дежурным подстанции, при ликвидации аварии, как правило, находится в помещении диспетчерского пункта.

Персонал смены, на оборудовании которого режим не был нарушен, усиливает контроль за работой оборудования, внимательно следит за распоряжениями руководителя ликвидации аварии и готовится к действиям в случае распространения аварии на его участок, а при отсутствии связи - руководствуется указаниями инструкций.

Персонал, не имеющий постоянного рабочего места (обходчики, дежурные слесари, резервный персонал и др.), при возникновении аварии немедленно поступает в распоряжение непосредственного руководителя и по его указанию принимает участие в ликвидации аварии.

Приемка и сдача смены во время ликвидации аварии не производится; пришедший на смену оперативный персонал используется по усмотрению лица, руководящего ликвидацией аварии.

При аварии, которая требует длительного времени для ее ликвидации, допускается сдача смены по разрешению вышестоящего оперативного дежурного.

Начальник смены электростанции помимо сообщения об авариях и нарушениях режима на самой электростанции ставит в известность диспетчера энергосистемы также о следующих нарушениях: об автоматических включениях, отключениях, исчезновении напряжения, перегрузках и резких изменениях режима работы транзитных линий электропередачи и трансформаторов, по которым осуществляется связь электросетей различных напряжений, о возникновении несимметричных режимов на генераторах, линиях электропередачи, трансформаторах, резком снижении напряжения в контрольных точках, перегрузке генераторов и работе АВР, возникновении качаний, внешних признаках коротких замыканий как на электростанции, так и вблизи нее, о работе защит на отключение, работе АВР, АПВ, ЧАПВ, режимной автоматики, об отключении генерирующего оборудования.

Оперативный персонал электростанции может самостоятельно выполнять работы по ликвидации аварии с последующим уведомлением вышестоя-

ящего оперативного персонала независимо от наличия или потери связи с соответствующим диспетчером (начальником смены).

Примечание. Потерей связи считается не только нарушение всех видов связи, но и невозможность в течение 2 - 3 мин. связаться с вышестоящим оперативным персоналом из-за его занятости, плохой слышимости и перебоев в работе связи. Наряду с действиями по ликвидации аварии принимаются меры для восстановления связи.

В инструкции предприятия указываются операции, которые оперативный персонал проводит самостоятельно при потере связи, а также операции, которые самостоятельно не выполняются.

Оперативный персонал независимо от присутствия лиц административно-технического персонала, как правило, единолично принимает решения, осуществляя мероприятия по восстановлению нормального режима работы оборудования и ликвидации аварии. Распоряжения руководителей энергообъединения, электростанции, предприятия и их подразделений соответствующему оперативному персоналу по вопросам, входящим в компетенцию вышестоящего оперативного персонала, выполняются лишь по согласованию с последним.

Все оперативные переговоры с момента возникновения аварии и до ее ликвидации записываются на магнитофон или жесткий диск компьютера.

Находящиеся на диспетчерском пункте главный диспетчер, начальник центральной диспетчерской службы или их заместители берут руководство ликвидацией аварии на себя или поручают его другому работнику, если считают действия диспетчера неправильными. Передача руководства ликвидацией аварии оформляется в оперативном журнале.

При ликвидации аварии на электростанции начальники смен цехов (блоков) сообщают начальнику смены станции о всех нарушениях нормального режима работы и выполняют все его указания.

Весь персонал, находящийся во время аварии на электростанции, включая начальников цехов, выполняет распоряжения начальника смены станции в вопросах, связанных с ликвидацией аварии.

На электростанциях начальник цеха или его заместитель может отстранить от руководства ликвидацией аварии начальника смены соответствующего цеха, не справляющегося с ликвидацией аварии, приняв руководство сменой на себя или поручив его другому работнику. О замене необходимо поставить в известность начальника смены электростанции и оперативный персонал смены.

Работник, принявший руководство ликвидацией аварии на себя, принимает все обязанности отстраненного от руководства работника и оперативно подчиняется вышестоящему оперативному руководителю.

Передача руководства ликвидацией аварии оформляется записью в оперативном журнале. Персонал, отстраненный от ликвидации аварии, остается на своем рабочем месте и выполняет распоряжения и указания лица, принявшего на себя руководство ликвидацией аварии.

Во время аварии на щите управления блока, электростанции, подстанции, в помещении диспетчерского пункта предприятия или района электрических сетей энергосистемы, органов диспетчерского управления объединенными (единой) энергосистемами находятся лишь лица, непосредственно участвующие в ликвидации аварии, лица административно-технического персонала и специалисты технологических служб. Список таких лиц определяется в установленном порядке.

По окончании ликвидации аварии лицо, руководившее ликвидацией, составляет сообщение об аварии по установленной форме.

Ответственным за поддержание (регулирование) частоты электрического тока в ЕЭС в соответствии с требованиями ГОСТ является диспетчер ЦДУ ЕЭС или диспетчер ОДУ (энергосистемы) в изолированно работающей ОЭС (энергосистеме).

Кроме того, в поддержании нормального уровня частоты обязаны участвовать все энергосистемы, работающие параллельно.

Для этого каждая энергосистема (ОЭС) должна выполнять заданный суточный график сальдо-перетока мощности с коррекцией его величины в зависимости от уровня частоты.

Если для регулирования частоты в ЕЭС (ОЭС, энергосистеме) назначена отдельная электростанция или несколько электростанций, то диспетчер, ответственный за регулирование частоты, разгружая или загружая другие электростанции, обеспечивает ей необходимый регулировочный диапазон.

При снижении частоты в ЕЭС (ОЭС или энергосистеме) при потере генерирующей мощности или возрастании потребления диспетчеры энергосистем (ОДУ) не должны своими действиями отрицательно влиять на режим работы остальных энергосистем (ОЭС) - например, разгружать электростанции для сохранения своего сальдо-перетока мощности.

При снижении частоты в ЕЭС (ОЭС, энергосистеме) диспетчеры избыточных энергосистем не должны снижать выдачу, а дефицитных энергосистем - увеличивать прием своего сальдо-перетока мощности, а при недопустимо низком уровне частоты или дальнейшем ее снижении по команде диспетчера, регулирующего частоту, должны повысить задаваемые значения резервов мощности.

Диспетчер энергосистемы (ОЭС), в которой произошла потеря генерирующей мощности, должен использовать все имеющиеся собственные резервы мощности (по согласованию с вышестоящим диспетчером), а также через диспетчера, ответственного за регулирование частоты, найти и согласовать использование резервов мощности других энергосистем (ОЭС) с учетом пропускной способности связей.

При внезапном понижении частоты (в течение нескольких секунд, при потере значительной генерирующей мощности или выделении отдельных ОЭС, энергосистем, регионов или узлов с дефицитом мощности) на 0,1 Гц и более от предшествующего установившегося значения диспетчеры ЦДУ

ЕЭС, ОДУ, энергосистемы должны на основании показаний приборов диспетчерского пункта, опроса подчиненного оперативного персонала и сообщений с мест определить причины понижения частоты, выяснить состояние и режим работы контролируемых межсистемных и внутрисистемных связей и принять меры по восстановлению частоты до уровня, установленного ГОСТ (если не поступили другие указания или распоряжения руководства), путем использования резервов мощности в энергосистемах, не допуская при этом превышения допустимых перетоков мощности по контролируемым сечениям.

При потере генерирующей мощности, отключении энергоблоков, линий электропередачи или погашении подстанции начальник смены электростанции, диспетчер энергосистемы обязан немедленно сообщить вышестоящему диспетчеру об аварийных отключениях и принять меры по ликвидации нарушения.

При внезапном (в течение нескольких секунд) повышении частоты на 0,1 Гц и более против установившегося значения диспетчер ЦДУ ЕЭС, ОДУ, энергосистемы должны на основании показаний устройств телесигнализации на диспетчерском пункте, опроса и сообщений подчиненного оперативного персонала определить причины повышения частоты, выяснить состояние и режим работы межсистемных и внутрисистемных контролируемых связей, а при частоте более 50, 20 Гц принять меры по разгрузке электростанций (ГЭС, ТЭС, ТЭЦ) и переводу агрегатов ГАЭС в двигательный режим для снижения частоты.

В случае возникновения перегрузки контролируемых связей диспетчеры ОДУ должны самостоятельно принять меры по их разгрузке или перераспределению нагрузок электростанций, обеспечивающих снижение перетоков мощности до допустимых значений.

О всех произведенных действиях по изменению нагрузок электростанций, отключении оборудования электростанций начальники смен станций должны немедленно ставить в известность диспетчера энергосистемы, дис-

петчер энергосистемы - докладывать диспетчеру ОДУ, а диспетчер ОДУ - диспетчеру ЦДУ ЕЭС.

При повышении частоты выше 50,2 Гц диспетчеры ЦДУ ЕЭС, ОДУ, энергосистем должны принять меры по разгрузке электростанций для снижения частоты с контролем перетоков мощности по межсистемным и внутрисистемным связям.

При этом для сохранения устойчивости по конкретным связям диспетчеры ЦДУ ЕЭС, ОДУ, энергосистем должны разгружать электростанции в избыточной части и загружать электростанции (или отключать потребителей) в дефицитной части, добиваясь понижения общего уровня частоты и сохранения устойчивости по связям.

При исчерпании регулировочных возможностей на ГЭС и ТЭС и повышении частоты выше 50,4 Гц оперативный персонал энергосистемы и дежурный персонал электростанций с разрешения диспетчера энергосистемы, ОДУ, ЦДУ ЕЭС принимает меры по снижению частоты путем отключения энергоблоков тепловых электростанций и аварийной разгрузки АЭС с блоками типа ВВЭР на 5-10%.

При дальнейшем повышении частоты в отделившейся энергосистеме, ОЭС или изолированно работающем регионе и при достижении значения 51,5 Гц начальники смен электростанций должны самостоятельно приступить к глубокой разгрузке ТЭС путем перевода энергоблоков с турбонасосами на скользящие параметры пара, отключения котлов на дубль-блоках, а также отключать энергоблоки.

О произведенных действиях начальники смен электростанций должны немедленно ставить в известность диспетчера энергосистемы.

Диспетчеры энергосистемы, ОДУ, ЦДУ ЕЭС должны контролировать действия подчиненного персонала, а также режим контролируемых межсистемных и внутрисистемных связей. При этом должны быть запрещены или отменены операции, связанные с отключением или планируемым отключением указанных линий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении данной работы основным вопросом, который решался было повышение надежности электроснабжения потребителей путем установки нового линейного и подстанционного оборудования на рассматриваемом участке сети в частности системы электроснабжения с центром питания ПС Исток в Амурской области города «Зея». Установка такого оборудования в системе электроснабжения позволит повысить уровень жизни населения, поднять на новый уровень экономическое значение района и экономическую привлекательность.

При выполнении данной работы было рассмотрено значительное количество задач таких как: определение расчетного значения нагрузок комплектных трансформаторных подстанций, определение расчетных нагрузок в узлах сети электроснабжения, определена расчетной мощности ПС Исток и выбор на основе данных о токах короткого замыкания основного оборудования на данной ПС. Так же в работе рассмотрен ряд дополнительных неотъемлемых задач

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2008. – 430 с.
- 2 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,2011. – 383 с.
- 3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 880 с.
- 4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 592 с.
- 5 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
- 6 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.
- 7 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и до п.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.
- 8 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.
- 9 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.
- 10 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.
- 11 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

12 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2008.

13 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2006

14 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2009г. №21.

15 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2006. №10.

16 Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2006.

17 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008

18 Постановление Правительства РФ от 01.01.2016 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2016), 2016.

19 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2010 ОАО РАО «ЕЭС России».– М, 2010.

20 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

21 Булгаков А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: Учебное пособие. / А. Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд – во АмГУ, 2020. - 90

22 Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957)

ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет нагрузок 0,4 кВ

Наименование ТП	$P_{рТП}$ (кВт)	$Q_{рТП}$ (кВт)	$S_{рТП}$ (кВАр)
120	414,6	253,23	485,84
189	271,39	182,07	326,81
121	283,19	184,45	337,96
122	158,98	114,27	195,79
123	68,11	42,47	80,27
124	158,36	102,93	188,87
125	111,45	72,44	132,92
128	168,61	110,22	201,44
130	154,89	100,68	184,74
129	254,89	165,68	304,00
131	103,51	78,19	129,72
119	159,89	187,13	246,14
96	161,06	133,58	209,25
143	223,34	135,70	261,33
144	148,56	96,56	177,18
145	123,56	80,31	147,37
146	203,02	129,62	240,87
147	179,59	117,75	214,75
152	199,74	130,45	238,57
153	337,16	219,75	402,45
141	149,48	99,78	179,72
154	245,76	171,12	299,47
155	135,56	88,11	161,68
94	189,65	123,27	226,19
156	145,54	95,58	174,12

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расчет коэффициентов загрузки трансформаторов ТП

Наименование ТП	№тр	Сном тр	$S_{рТП}$ (кВАр)	$k_{факт}$	Замена
120	2	400	485,84	0,61	не требуется
189	1	630	326,81	0,52	не требуется
121	1	400	337,96	0,84	не требуется
122	1	250	195,79	0,78	не требуется
123	1	160	80,27	0,50	не требуется
124	1	250	188,87	0,76	не требуется
125	1	160	132,92	0,83	не требуется
128	1	400	201,44	0,50	не требуется
130	1	400	184,74	0,46	не требуется
129	1	400	304	0,76	не требуется
131	1	250	129,72	0,52	не требуется
119	1	400	246,14	0,62	не требуется
96	2	250,630	209,25	0,42	не требуется
143	1	400	261,33	0,65	не требуется
144	1	250	177,18	0,71	не требуется
145	1	250	147,37	0,59	не требуется
146	1	400	240,87	0,60	не требуется
147	1	250	214,75	0,86	не требуется
152	1	250	238,57	0,9	не требуется
153	1	630	402,45	0,64	не требуется
141	1	400	179,72	0,45	не требуется
154	1	630	299,47	0,48	не требуется
155	1	400	161,68	0,40	не требуется
94	2	250	226,19	0,45	не требуется
156	1	400	174,12	0,44	не требуется