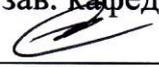


Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И. о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 08 » 02 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

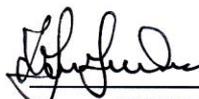
на тему: Реконструкция системы электроснабжения жилого района города
Зея Амурской области с центром питания от подстанции Исток.

Исполнитель
студент группы 442узб

 01.02.2018
подпись дата

В.А. Якимов

Руководитель
профессор,
канд. техн. наук.

 5.02.2018
подпись дата

Ю.В. Мясоедов

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

 02.02.2018
подпись дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
доцент, канд. техн. наук

 6.02.2018
подпись дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2018

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетика

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 30 » 10 2017 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Якимова Вячеслава Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения жилого района города Зея Амурской области с центром питания от подстанции Исток
(утверждена приказом от 27.10.2017 № 2651-уч.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 31.09.2018г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Нагрузка по фидерам и по ТП, схемы электрических соединений части города Зея, схема ПС Исток.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика климатическая города Зеи, характеристика потребителей электроэнергии 0,4 кВ, характеристика существующей распределительной сети 10 кВ, определение расчётных нагрузок на шинах 0,4 и 10 кВ КТП, выбор компенсирующих устройств ПС «Исток», выбор силовых трансформаторов 35/10 кВ, расчёт токов КЗ, выбор основного электротехнического оборудования ПС «Исток», выбор типа и сечения питающих линий 10 кВ, проверка линий 10 кВ на термическую стойкость и по допустимой потере напряжения, молниезащита, расчёт сети заземления, защита силовых трансформаторов, защита понижающих трансформаторов 10/04 кВ, безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части, 22 таблицы, программный продукт Mathcad.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Безопасность и экологичность:

Булгаков Андрей Борисович, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 8.09.2017

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович

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

Профессор, доктор технических наук

Задание принял к исполнению (дата): 9.09.2017

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 77 с., 7 рисунков, 22 таблиц, 83 формул, 21 источников, 0 приложений.

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

- 1 Климатическая характеристика объектов реконструкции
- 2 Характеристика потребителей электроэнергии 0,4 кВ
- 3 Характеристика существующей распределительной сети 10 кВ
- 4 Определение расчетных нагрузок на шинах 0,4 кВ КТП
- 5 Проверка коэффициентов загрузки трансформаторов КТП
- 6 Определение расчетных нагрузок на шинах 10 кВ КТП
- 7 Выбор компенсирующих устройств ПС «Исток»
- 8 Выбор типа, количества и мощности силовых трансформаторов 35/10 ПС «Исток»
- 9 Расчет токов короткого замыкания
- 10 Выбор основного электротехнического оборудования ПС «Исток»
 - 10.1 Выбор и проверка выключателей 35 кВ
 - 10.2 Выбор и проверка выключателей 10 кВ
 - 10.3 Выбор и проверка разъединителей 35 кВ
 - 10.4 Выбор и проверка трансформаторов тока
 - 10.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения
 - 10.6 Выбор и проверка жестких шин 10 кВ
- 11 Выбор типа и сечений питающих линий 10 кВ
- 12 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения
- 13 Проверка линий 10 кВ на термическую стойкость
- 14 Защита от прямых ударов молнии
- 15 Расчет сети заземления
- 16 Защита силовых трансформаторов ПС «Исток»
 - 16.1 Защита от перегрузки.
 - 16.2 Максимальная токовая защита.
 - 16.3 Газовая защита.

17 Защита понижающих трансформаторов 10/0,4 кВ

18 Безопасность и экологичность

18.1 Безопасность

18.2 Экологичность

18.3 Чрезвычайные ситуации

Заключение

Библиографический список

Приложение А Расчет нагрузок 0,4 кВ

Приложение Б Расчет трансформаторов 10/0,4 кВ

Приложение В Определение расчетных нагрузок 10 кВ

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 выпускной квалификационной работы заключается в том что в настоящее время срок службы электрических сетей напряжением 10 кВ с центром питания под станции «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.

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-кратковременной 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, тк 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.

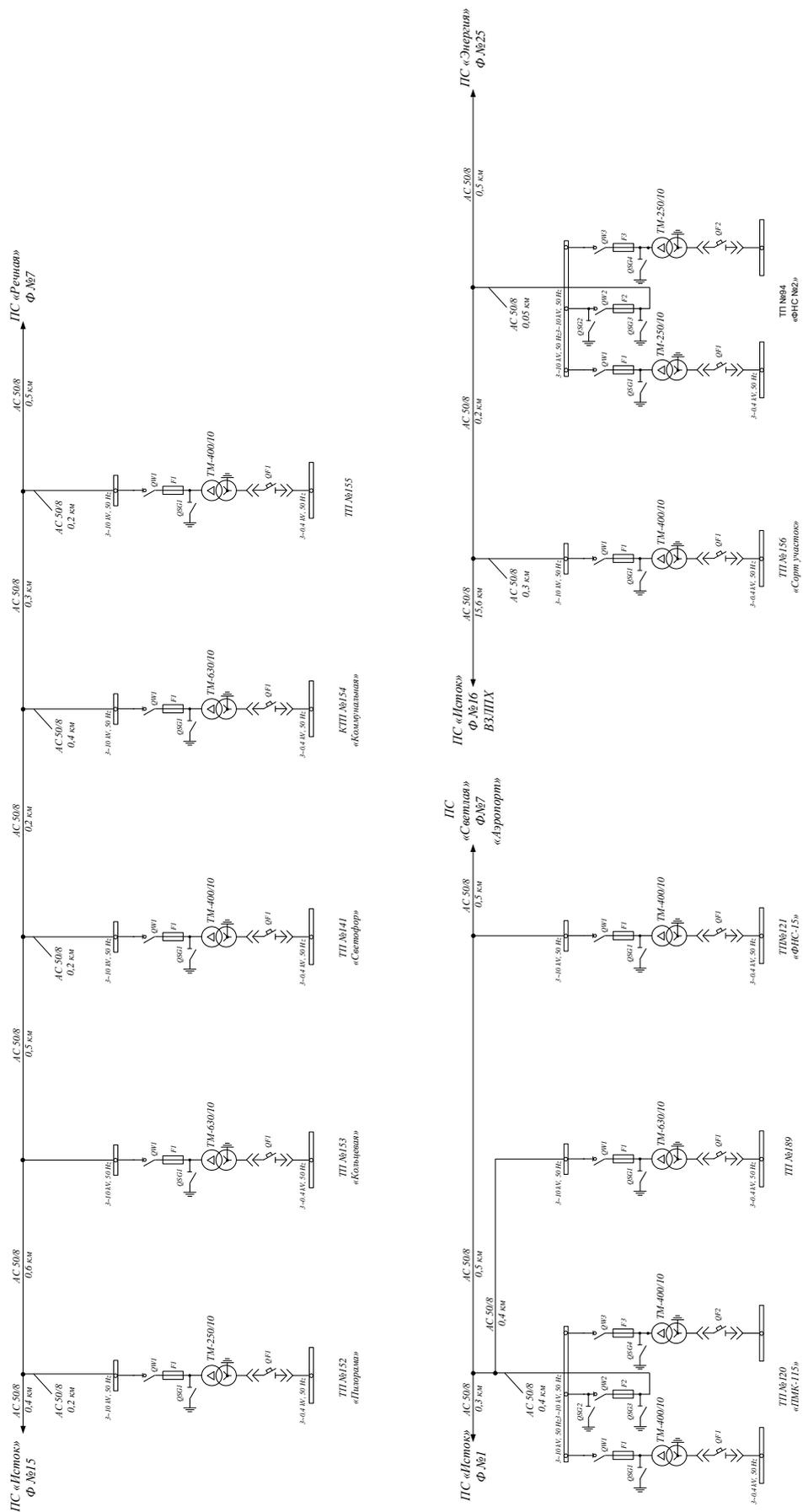


Рисунок – 2 Подробная однолинейная схема сети 10 кВ

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 тупиковой, два блока линии трансформатор, без ремонтной перемычки, что значительно снижает надежность электроснабжения потребителей. Например при выходе из строя воздушной линии электропередачи нет возможности запитать отключенный трансформатор от оставшейся в работе ВЛ. В ходе выполнения данной работы предусматривается изменение данного РУ на схему «одна секционированная выключателем система шин». На ПС установлено два силовых трансформатора номинальной мощностью 6300 и 4000 кВа, 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.

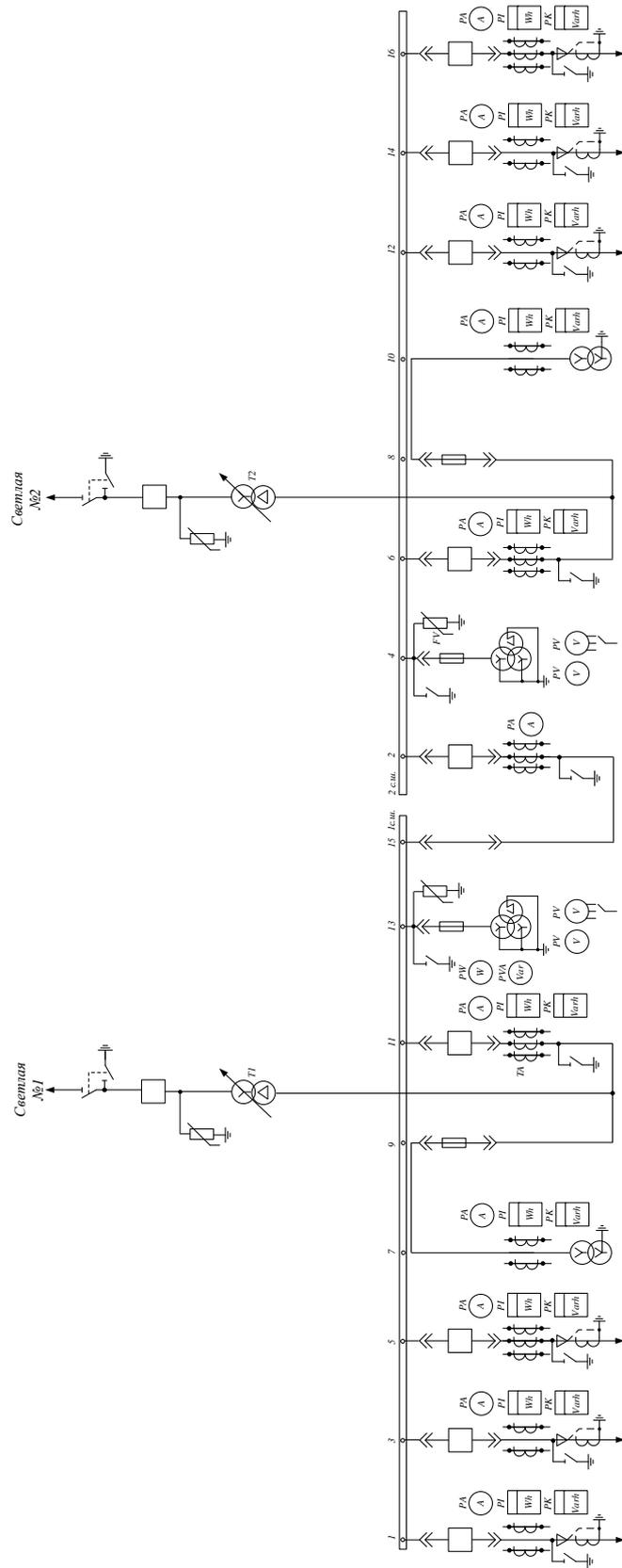


Рисунок – 3 Подробная однолинейная схема ПС «Исток» до реконструкции

4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 0,4 КВ КТП

Данный раздел выпускной квалификационной работы посвящён расчёту 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:

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

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	Nтр	Sном тр	№ фидера 0,4 кВ	Нагрузка	$P_{расч}$ (кВт)	$Q_{расч}$ (кВАр)
120	2	400	1	Бытовой	111,29	72,34
			2	ЖКХ	325,6	195,36
189	1	630	1	Бытовой	115,65	75,17
			2	ЖКХ	124,36	74,62
			3	Админ.	56,56	50,90
			4	Торгов.	11,58	8,11
121	1	400	1	ЖКХ	15,65	9,39
			2	Бытовой	250,56	162,86
			3	Торгов.	25,14	17,60
122	1	250	1	Бытовой	115,26	74,92
			2	Админ.	54,65	49,19
123	1	160	1	ЖКХ	25,89	15,53
			2	Торгов.	15,89	11,12
			3	Бытовой	34,69	22,55
124	1	250	1	Бытовой	158,36	102,93
125	1	160	1	Бытовой	111,45	72,44
128	1	400	1	Бытовой	156,23	101,55
			2	Торгов.	15,48	10,84
130	1	400	1	Бытовой	154,89	100,68
129	1	400	1	Бытовой	254,89	165,68
131	1	250	1	Админ.	54,56	49,10
			2	Бытовой	59,86	38,91
119	1	400	1	Бытовой	159,89	103,93
96	2	250,630	1	Админ.	115,56	104,00
			2	Бытовой	56,87	36,97
143	1	400	1	ЖКХ	189,56	113,74
			2	Бытовой	42,23	27,45
144	1	250	1	Бытовой	148,56	96,56
145	1	250	1	Бытовой	123,56	80,31
146	1	400	1	Бытовой	156,25	101,56

			2	ЖКХ	58,46	35,08
147	1	250	1	Бытовой	159,23	103,50
			2	Торгов.	25,45	17,82
152	1	250	1	Бытовой	187,36	121,78
			2	Торгов.	15,48	10,84
153	1	630	1	Бытовой	325,26	211,42
			2	Торгов.	14,87	10,41
141	1	400	1	Админ.	13,12	11,81
			2	Бытовой	138,98	90,34
154	1	630	1	Админ.	56,89	51,20
			2	Бытовой	200,25	130,16
155	1	400	1	Бытовой	135,56	88,11
94	2	250	1	Бытовой	189,65	123,27
156	1	400	1	Бытовой	125,89	81,83
			2	Торгов.	24,56	17,19

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

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

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:

$$P_{p\text{ТП}120} = P_{p.\text{ЖКХ}} + P_{p.\text{БЫГ}} \times k_c \quad (4)$$

$$P_{p\text{ТП}120} = 325,6 + 111,29 \times 0,8 = 414,6 \text{ (кВт)}$$

Далее проводим расчет реактивной мощности нагрузки на шинах низкого напряжения КТП 7 по аналогичной формуле:

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

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

Полную мощность нагрузки определяем, как:

$$S_{pТП20} = \sqrt{P_{pТП20}^2 + Q_{pТП20}^2} \quad (6)$$

$$S_{pТП20} = \sqrt{414,63^2 + 253,23^2} = 485,84 \text{ (кВА)}$$

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

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

Наименование ТП	$P_{pТП}$ (кВт)	$Q_{pТП}$ (кВт)	$S_{pТП}$ (кВАр)
120	414,63	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

5 ПРОВЕРКА КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ КТП

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

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

где $S_{\text{Тн.м}}$ - 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:

$$k_{\text{факт}} \leq 0,7$$

Рассмотрим 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, ана-

логично проводим проверку и для остальных ТП, результаты приведены в таблице 4

Таблица 4 – Проверка трансформаторов ТП

Наименование ТП	Nтр	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

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

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 /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:

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

Потери реактивной мощности:

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_n^2}{100 \cdot S_{тно.м}} + \frac{I_x \cdot S_{тно.м}}{100} \quad 24$$

(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:

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

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

$$S_{рвн} = S_{рнн} + \Delta S_m \quad (13)$$

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

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

$S_{рнн}$ - 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	2,33	10,24	10,50	273,72	192,31	337,31
121	2,93	12,26	12,61	286,12	196,71	350,57
122	1,81	7,09	7,32	160,79	121,36	203,11
123	0,94	3,73	3,85	69,05	46,20	84,12
124	1,81	7,05	7,28	160,17	109,98	196,15
125	1,59	5,93	6,14	113,04	78,37	139,06
128	1,68	6,42	6,64	170,29	116,64	208,08
130	1,58	5,92	6,13	156,47	106,60	190,87
129	2,57	10,55	10,85	257,46	176,23	314,85
131	1,18	4,46	4,61	104,69	82,65	134,33
119	1,61	6,12	6,33	161,50	193,25	252,47
96	3,61	5,88	6,90	164,67	139,46	216,15
143	2,20	8,84	9,11	225,54	144,54	270,44

144	1,68	6,51	6,72	150,24	103,07	183,90
145	1,38	5,28	5,45	124,94	85,59	152,82
146	2,00	7,87	8,12	205,02	137,49	248,99
147	2,11	8,35	8,61	181,70	126,10	223,36
152	2,44	9,73	10,03	202,18	140,18	248,60
153	3,01	13,74	14,07	340,17	233,49	416,52
141	1,55	5,74	5,94	151,03	105,52	185,66
154	2,12	9,08	9,33	247,88	180,20	308,80
155	1,44	5,29	5,48	137,00	93,40	167,16
94	2,19	8,26	8,54	191,84	131,53	234,73
156	1,52	5,60	5,81	147,06	101,18	179,93
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

$$P_{рПС} = k_C \cdot \Sigma P_{рвн} \quad (14)$$

$$Q_{рПС} = k_C \cdot \Sigma Q_{рвн} \quad (15)$$

$$S_{рПС} = k_C \cdot \Sigma S_{рвн} \quad (16)$$

где k_C - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов КТП.

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

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

$$S_{рПС} = 0,7 \cdot 11200,61 = 7842,36 \text{ (кВА)}$$

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 применяется 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):

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

где $tg \varphi$ - 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:

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

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 ВЫБОР ТИПА, КОЛИЧЕСТВА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 35/10 ПС «ИСТОК»

Как говорилось ранее в данной работе будет рассматриваться не только реконструкция системы электроснабжения с центром питания подстанции «Исток» но также реконструкция и самой подстанции. Планируется замена всего основного электротехнического оборудования на ней в частности и силовых трансформаторов которые в свою очередь исчерпали свои ресурсы и периодически выходят из строя создавая проблемы и увеличивая издержки на эксплуатацию данного оборудования. Исходя из вышесказанного в данном разделе будет рассматриваться расчет и выбор типа номинальной мощности силовых двухобмоточных трансформаторов для указанного центра питания

Расчетная мощность трансформатора определяется по следующей формуле (кВА):

$$S_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{n_T \cdot K_3} \quad (21)$$

где S_p – расчётная мощность трансформатора (кВА);

P_p – расчетная активная мощность на шинах низкого напряжения ПС «Исток» (согласно расчетным данным) (кВт);

Q_p – расчетная реактивная мощность на шинах низкого напряжения ПС «Исток» (кВАр);

n_T – количество трансформаторов принятое в соответствии с категорией электроснабжения подключенных потребителей

K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов оптимальный.

Выполняем проверку трансформаторов:

$$K_H = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{n_T \cdot S_{Тном}} \quad (22)$$

$$K_A = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{ТЮМ}} \quad (23)$$

Определяем расчетную мощность трансформаторов устанавливаемых на подстанции «Исток» в связи с реконструкцией:

$$S_p = \frac{\sqrt{6201,4^2 + 2511,5^2}}{2 \cdot 0,7} = 4356,25 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке трансформатор типа ТМН - 6300/35/10 номинальной мощностью 6300 кВа, определяем коэффициенты загрузки:

$$K_H = \frac{\sqrt{6201,4^2 + 2511,5^2}}{2 \cdot 6300} = 0,615$$

$$K_A = \frac{\sqrt{6201,4^2 + 2511,5^2}}{6300} = 1,23$$

Расчет показывает что коэффициенты загрузки трансформаторов будут позволять в будущем увеличивать нагрузку на них в связи с подключением новых потребителей либо роста существующих нагрузок, что создает приличный задел для развития данного района. Также полученные данные о номинальной мощности и типах силовых трансформаторов позволит в дальнейших расчетах произвести правильный расчёт токов короткого замыкания с последующим выбором коммутационного измерительного оборудования

9 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».

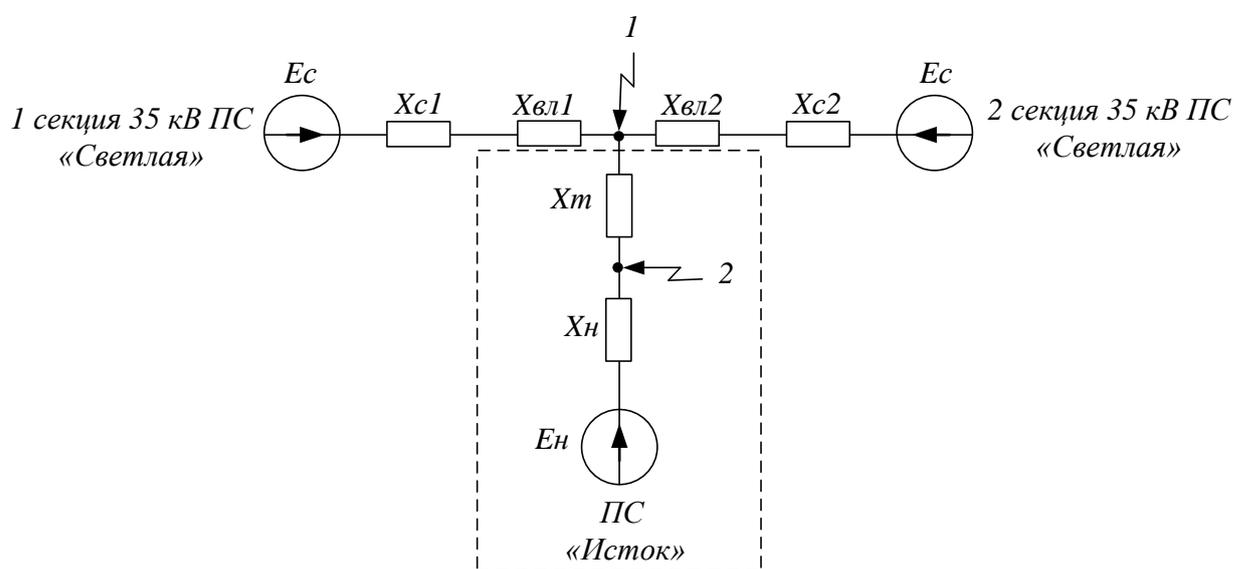


Рисунок 4 - Расчетная схема замещения ПС «Исток»

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

$$S_{KЗ} = \sqrt{3} \cdot U_{CP} \cdot I_{KЗ1} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 7,6 = 487,05 \text{ (MBA)} \quad (24)$$

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

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

$I_{KЗ}$ – 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:

$$X_{C1} = \frac{U_{CP}^2}{S_{K3}} = \frac{37^2}{487,05} = 2,81 \text{ (Ом)} \quad (25)$$

$$X_{C2} = X_{C1} = 2,81 \text{ (Ом)} \quad (26)$$

Сопротивление ВЛ (Светлая - Исток):

$$X_{ВЛ1} = X_0 \cdot L = 0,4 \cdot 2,9 = 1,16 \text{ (Ом)} \quad (27)$$

$$X_{ВЛ2} = X_{ВЛ1} = 1,16 \text{ (Ом)} \quad (28)$$

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):

$$X_T = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМ}} \cdot \frac{1}{2} \quad (29)$$

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

Сопротивление обобщенной нагрузки в относительных единицах определяется по следующей формуле:

$$X_H = \frac{x_{OH} U_{CP}^2}{S_H} \cdot K_{mp}^2 = \frac{0,35 \cdot 10,5^2}{\sqrt{6,2^2 + 2,5^2}} \cdot \frac{37^2}{10,5^2} = 34,07 \text{ (Ом)} \quad (30)$$

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):

$$E_C = E_{CO} \cdot U_C = 1 \cdot 37 = 37 \text{ (кВ)} \quad (31)$$

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

ЭДС обобщенной нагрузки приведенное к базовой ступени:

$$E_H = E_{HO} \cdot U_C = 0,85 \cdot 10,5 \cdot \frac{37}{10,5} = 31,45 \text{ (кВ)} \quad (32)$$

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

Выполним преобразование схемы замещения относительно точки КЗ 1

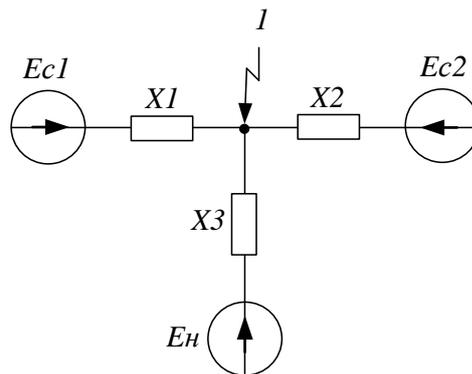


Рисунок 5 – Преобразование схемы замещения

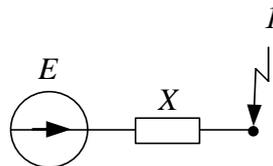


Рисунок 6 – Преобразование схемы замещения до эквивалентной схемы

Проводим расчет сопротивлений и ЭДС:

$$X1 = X_{C1} + X_{B/T1} = 2,81 + 1,16 = 3,97 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = X1 = 3,97 \text{ (о.е.)}$$

$$X_3 = X_H + X_T = 34,07 + 4,49 = 39,19 \text{ (о.е.)}$$

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

$$X = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3}} \quad (33)$$

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

$$E = X \cdot \left(\frac{E_c}{X_1} + \frac{E_c}{X_2} + \frac{E_H}{X_3} \right) \quad (34)$$

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

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в точке К1:

$$I_{no} = \frac{E}{\sqrt{3} \cdot X} = \frac{36,62}{\sqrt{3} \cdot 2,18} = 9,69 \text{ (кА)} \quad (35)$$

Для точки К2 расчет проводится аналогично.

Значение апериодической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-T_{ог}}{T_a}} \quad (36)$$

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

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

$T_{ог}$ – 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:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot 9,69 \cdot e^{\frac{-0,1}{0,03}} = 0,489 \text{ (кА)} \quad (37)$$

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

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (38)$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 9,69 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 23,52 \text{ (кА)} \quad (39)$$

Проводим расчет интеграла Джоуля для точки 1 по следующей формуле:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (T_{os} + T_a) \quad (40)$$

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

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

T_a - постоянная времени в рассматриваемой точке.

$$B_k = 9,69^2 \cdot (0,1 + 0,03) = 12,206$$

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_k
1 (шины 35 кВ)	9,69	0,49	23,52	12,206
2 (шины 10 кВ)	13,8	0,65	33,5	24,76

С использованием полученных данных проводим выбор и проверку оборудования ПС «Исток»

10 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.

10.1 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	$i_{вкл} = 31 \text{ кА}$	$i_{уд} = 23,52 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
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	$i_{прскв} = 31 \text{ кА}$	$i_{уд} = 23,52 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 12,0206 \frac{\text{кА}^2}{\text{с}}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

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

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

Данный тип выключателя предлагается к установке на все присоединения.

10.3 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 дан- ные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{макс} = 131,96 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} = 33,5 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 12,206 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

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

10.4 Выбор трансформаторов тока.

В данном разделе работы производится выбор трансформаторов тока на напряжении 35 и 10 кВ.

Выбор основывается на расчетном токи 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:

$$R_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (41)$$

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

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (42)$$

где $\rho = 0,0283 \text{ (Ом} \cdot \text{мм}^2\text{)/м}$ – удельное сопротивление алюминия;

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

F - сечение соединительного провода, $F = 4 \text{ мм}^2$.

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:

$$r_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{ПП}}}{I_2^2} \quad (43)$$

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 данные 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 $S_{\text{ПР}} = 0,62$ ВА. Тогда сопротивление приборов:

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

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

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

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 данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}} = 35$ кВ	$U_{\text{номсети}} = 35$ кВ	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{номсети}}$
Номинальный ток	$I_{\text{ном}} = 150$ А	$I_{\text{макс}} = 131,96$ А	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{\text{прскв}} = 125$ кА	$i_{\text{уд}} = 23,52$ кА	$i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}$
Термическая стойкость, кА ² с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 7203$ кА ² с	$B_{\text{к}} = 12,206$ кА ² 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 данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 600 \text{ А}$	$I_{макс} = 439,99 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140 \text{ кА}$	$i_{уд} = 33,5 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 58800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 24,76 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z2 ном (Ом)	15 Ом	1,15 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Трансформатор проходит проверку по параметрам

10.5 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.

10.6 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 допусти-

мый 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 ($см^2$).

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{24,76}}{91} = 0,05 \quad (44)$$

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

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{J}{q}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{25,6}{4,8}} = 0,95 \quad (45)$$

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

q - сечение проводника ($см^2$)

Момент инерции шины определяется по следующей формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \quad (см^3 \times см) \quad (46)$$

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

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

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{33500^2}{0,4} = 48,59 \quad (Н/м) \quad (47)$$

где i_{y0} – 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:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,6 \cdot 8^2 \frac{1}{6} = 6,4 \text{ (см}^3\text{)} \quad (48)$$

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

$$\sigma_p = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{73020^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 29,22 \text{ (МПа)} \quad (49)$$

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 тк напряжение в материале при протекании тока короткого замыкания не превышает 60% от разрушающего.

11 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:

$$I_p \leq I_{\text{до}} \quad (50)$$

где I_p – расчетный ток в сечении, А;

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

Расчетный ток в рассматриваемом сечении определяется по выражению:

$$I_P = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (51)$$

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:

$$I_P = \frac{k_C \cdot \Sigma S_P}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (52)$$

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

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	$I_{\text{до}}$ (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.

12 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:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (53)$$

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:

$$\Delta U1 = \sqrt{3} \cdot \frac{\sqrt{(147,06 + 191,84)^2 + (101,18 + 131,53)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \cdot 15,6 \cdot (0,87 \cdot 0,56 + 0,4 \cdot 0,82) \cdot \frac{100}{10,5}$$

$$\Delta U1 = 4,74 \text{ (\%)}$$

Далее проводим расчет потери напряжения на втором участке фидера

$$\Delta U2 = \sqrt{3} \cdot \frac{\sqrt{(191,84)^2 + (131,53)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \cdot 0,25 \cdot (0,82 \cdot 0,56 + 0,4 \cdot 0,56) \cdot \frac{100}{10,5} = 0,36 \text{ (\%)}$$

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

$$\Delta U = \Delta U1 + \Delta U2 = 4,74 + 0,36 = 5,1 (\%)$$

Полученное значение потери напряжения на 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.

13 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):

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз10}} \quad (54)$$

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

Активные и индуктивные сопротивления участков ЛЭП (Ом):

$$X_l = x_0 \cdot L \quad (55)$$

$$R_l = r_0 \cdot L \quad (56)$$

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):

$$I_{по} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (57)$$

Ток двухфазного короткого замыкания (кА):

$$I_{поз} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{по} \quad (58)$$

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:

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

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

Резльтирующее индуктивное сопротивление до точки КЗ

$$X_p = X_c + X_n$$

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

Резльтирующее активное сопротивление до точки КЗ

$$R_p = R_n$$

$$R_p = 15,58 \text{ (Ом)}$$

Ток трехфазного КЗ:

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

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} 0,39 = 0,34 \text{ (кА)}$$

Постоянная затухания апериодической 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:

$$S_T = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T} \quad (59)$$

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.

14 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:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (60)$$

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):

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (61)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 = 17,09$$

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

$$h_c = h_{эф} - (0,17 + 0,0002 \cdot h) \cdot (L - h) \quad (62)$$

$$h_c = 14,45 - (0,17 + 0,0002 \cdot 17) \cdot (42,6 - 17) = 11,85 \text{ (м)}$$

где L - расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внешней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right) \quad (63)$$

Для линейного портала (высота 9,45 м):

$$r_x = 17,09 \cdot \left(1 - \frac{9,45}{14,45}\right) = 4,74 \text{ (м)}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_c}\right) \tag{64}$$

где h_x - высота защищаемого объекта.

$$r_{cx} = 17,09 \cdot \left(1 - \frac{9,45}{11,85}\right) = 9,79 \text{ (м)}$$

Подробный расчет молниезащиты показан в графической части.

15 РАСЧЕТ СЕТИ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры ПС «Исток» 55×40 (м)

Определяем общую площадь контура заземления:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (55 + 3) \cdot (40 + 3) = 2716 \text{ (м}^2\text{)} \quad (65)$$

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

Сечение вертикальных электродов определяется как:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (66)$$

Проверка сечения на термическую стойкость выполняется по следующей формуле:

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

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:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (67)$$

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

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

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot S_{\text{сп}} \cdot (S_{\text{сп}} + d) = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)} \quad (68)$$

Принимаем первоначально расстояние между полосами в сети заземления:

$$l_{nn} = 5 \text{ (м)}$$

Общая длина полос в сети заземления:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}}(A+3) = \frac{(55+3)}{5}(40+3) + \frac{(40+3)}{5}(50+3) = 1086,4 \text{ (м)} \quad (69)$$

Число ячеек в сети заземления

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{1086,4}{2 \cdot \sqrt{2716}} = 10,42 \quad (70)$$

Принимаем число ячеек:

$$m = 11$$

Длина стороны ячейки определяется как:

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{2716}}{11} = 4,74 \text{ (м)} \quad (71)$$

Длина горизонтальных полос в сети заземления:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S}(m+1) = 2 \cdot \sqrt{2716}(11+1) = 1250,8 \text{ (м)} \quad (72)$$

Количество вертикальных электродов в сети заземления:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{2716}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 14,74 \quad (73)$$

Принимаем целое значение:

$$n_e = 15$$

Принимаем стандартную длину вертикальных электродов $l_e = 4 \text{ (м)}$

Определяем стационарное сопротивление сети заземления:

$$R_C = \rho \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_g \cdot n_g} \right) = 50 \cdot \left(0,42 \frac{1}{\sqrt{2716}} + \frac{1}{1250,8 + 4,0 \cdot 15} \right) = 0,442 \text{ (Ом)} \quad (74)$$

где - A - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент импульсного сопротивления:

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2716}}{(21 + 320) \cdot (3,37 + 45)}} = 1,09 \quad (75)$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя окончательно:

$$R_H = R_C \cdot \alpha_H = 0,442 \cdot 1,09 = 0,482 \text{ (Ом)} \quad (76)$$

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

16 ЗАЩИТА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПС «ИСТОК»

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

16.1 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:

$$I_{CЗ} = \frac{k_{отс}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{номВН} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 131,96 = 173,2 \text{ (А)} \quad (77)$$

где $k_{отс}$ – 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.

16.2 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»:

$$I_{C3} = \frac{k_n \cdot k_{сам}}{k_\epsilon} \cdot I_{номВН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 131,96 = 296,91 (\text{А})$$

где k_n – коэффициент надежности;

$k_{сам}$ – коэффициент само запуска;

$$k_n = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{C3}} = \frac{11,95 \cdot 10^3 \cdot (10,5/35)}{296,91} = 12,07 \quad (78)$$

Ток срабатывания защиты:

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

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

16.3 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.

17 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 оборудования. 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.

18 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

18.1 Безопасность работы

В данной работе рассматривается модернизация подстанции 35 кВ «Исток» в Амурской области, предполагается установка на данной ПС двух двух-обмоточных 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.

При производстве работ должны соблюдаться требования государственных НТД и локальных документов монтажных организаций:

1. Инструкций по охране труда для каждой профессии и на отдельные виды работ.
2. Правил безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ /РД 153-34.3-03.285-2002/.
3. Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов /ПБ-10-382-00/.
4. Межотраслевых правил по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов /ПОТ РМ 007-98/.
5. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования».
6. Инструкция по организации и производству работ повышенной опасности /СО 34.03.284-96/

Рассмотрим основные требования техники безопасности при работах в распределительных устройствах:

При выполнении работы на выкаткой тележке выключателя шкафа комплектного распределительного устройства необходимо выкатить ее в специально ремонтное положение, при этом шторки отсека в котором остались токоведущие части под напряжением должны быть заперты на замок,

вывешен соответствующий плакат «стой напряжение» на тележке где предстоит работать вывешен плакат «работать здесь».

При выполнении работ вне комплектного распределительного устройства то есть на подключённом к нему оборудовании тележку выключателя необходимо выкатить в ремонтное положение из шкафа, при этом разрешается при наличии блокировки между заземляющими ножами и тележкой устанавливать ее в испытательное положение, при отсутствии такой блокировки устанавливать тележку в испытательное положение можно при условии запираания шторок на замок.

Устанавливать в испытательное положение тележки выключателя для опробования допускается только в случае когда работы вне комплектного распределительного устройства не проводится либо выполнено заземление в шкафу комплектного распределительного устройства.

Рассмотрим основные требования техники безопасности при работах в трансформаторных подстанциях:

При выполнении работ в комплектных трансформаторных подстанциях без отключения источника питания напряжением выше 1000 В допускается выполнять только осмотр и ремонт которые возможно выполнить стоя на площадке при условии соблюдения определенных расстояний до токоведущих частей находящихся под напряжением. При условии что это расстояние меньше допустимых данная работа должна выполняться с соответствующим отключением электрооборудования.

Допуск работников на комплектные трансформаторные подстанции независимо от того присутствует напряжение на них или нет должен выполняться только после их отключения коммутационными аппаратами при этом если не исключена подача напряжения 380 В то должны быть отключены коммутационные аппараты с противоположной стороны и приняты меры против самопроизвольного включения коммутационных аппаратов. На трансформаторных подстанциях и других устройствах не имеющих стационарных ограждений приводы разъединителей либо выключателей нагрузки

должны быть заперты на замок, стационарные лестницы и площадки обслуживания должны быть заблокированы с разъединителями из также заперты на замок.

18.2 Экологичность работы.

На подстанции «Исток» устанавливаются 2 трансформатора марки ТМН 6300/35 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.

2) Маслоприемник должен предусматриваться закрытого типа вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения.

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

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.

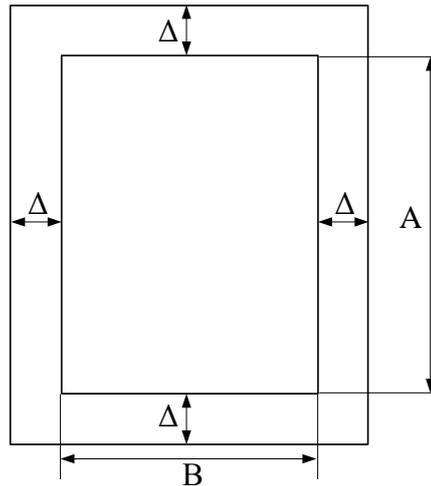


Рисунок 7 – Маслоприемник вид сверху

Находим объем масла в трансформаторе по формуле:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} = \frac{5,35}{0,88} = 6,07 \text{ (м}^3\text{)} \quad (79)$$

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

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

Находим площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{\text{мн}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) = (4,25 + 2 \cdot 1) \cdot (3,42 + 2 \cdot 1) = 33,87 \text{ (м}^2\text{)} \quad (80)$$

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

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника [12]:

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\text{бн}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H = (4,25 + 3,42) \cdot 2 \cdot 4,08 = 62,58 \text{ (м}^2\text{)} \quad (80)$$

где H – высота трансформатора (м)

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

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

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Находим объем воды необходимый для тушения пожара

$$V_{H2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{\text{м}} + S_{\text{бн}}) \cdot 10^{-3} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (33,87 + 62,58) \cdot 10^{-3} = 34,72 \text{ (м}^3) \quad (81)$$

Находим объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды

$$V_{\text{ммH}2O} = V_{\text{трм}} + 0,8 \cdot V_{H2O} = 6,07 + 0,8 \cdot 34,72 = 33,85 \text{ (м}^3)$$

Находим глубину маслоприемника для приема всей жидкости $V_{\text{ммH}2O}$

$$H_{\text{м}} = \frac{V_{\text{ммH}2O}}{S_{\text{м}}} = \frac{33,85}{33,87} = 1,0 \text{ (м)} \quad (82)$$

Высота гравийной подушки [11]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки [11]:

$$H_{\text{ен}} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника

$$H_{\text{н.м}} = H_{\text{м}} + H_{\text{ен}} + H_z = 1,0 + 0,05 + 0,25 = 1,3 \text{ (м)} \quad (83)$$

18.3 Чрезвычайные ситуации

В данном разделе работы рассматриваются различные чрезвычайные ситуации которые могут возникать на объектах электроэнергетики. Именно поэтому для снижения возникновения пожарной ситуации на подстанции

«Исток» предусмотрена установка вакуумных пожаро безопасных выключателей по сравнению с устаревшими маслonaполненными выключателями.

При этом существенно снижается уровень возникновения пожара на подстанции. Мерами предупреждения возникновения пожара на подстанции является организационно технические мероприятия включающие себя комплекс технических средств предназначенных для исключения возможности возникновения пожара на подстанции.

Основными методами снижения вероятности возгорания электрооборудования является предупреждение возникновения горючей среды, устранение возгорания, поддержание температуры горячей среды ниже температуры воспламенения, а также поддержание в горючей среде минимального давления по условиям возникновения пожара.

Рассмотрим подробно противопожарную защиту подстанции «Исток» которая обеспечивается следующими мероприятиями: минимальным количеством горючих веществ и материалов, снижением количества горючих веществ и их специальным размещением, предотвращением и предупреждением распространения возгорания за пределы очага, применением различного типа и средств тушения пожара, применением оборудования конструкций сооружений с требуемым уровнем огнестойкости и горючести.

При ликвидации пожарных ситуации на подстанции «Исток» большое значение уделяется противопожарным преградам а также и специальным разрывам которые предназначены для снижения скорости распространения огня как внутри здания так и его снаружи.

Рассмотрим подробно типы пожарной техники которые применяются для защиты распределительного устройства подстанции «Исток», это в частности пожарные машины, средства пожарной сигнализации, огнетушители, различное пожарное оборудование, инструмент, пожарные спасательные устройства, также пожарные гидранты. Следует отметить высокую эффективность тушения пожаров водой которая попадая в зону горения очень сильно испаряется и отнимает большое количество тепла от горючих ве-

ществ.

Для размещения первичных средств тушения пожара на ПС «Исток» в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура (краны, клапаны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована. С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C [21].

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева [21].

