

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 города Томмот Республики Саха (Якутия) с центром питания подстанция Левобережная

Исполнитель

студент группы 842-об3

подпись, дата

М.Е. Зарубина

Руководитель

профессор

доктор. техн. наук

подпись, дата

Н.В. Савина

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2022

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 Зарубиной Марии Евгеньевны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения города Томмот Республики Саха (Якутия) с центром питания подстанция Левобережная

(утверждено приказом от 15.03.2022 № 506-Уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Подробная однолинейная схема подстанции Левобережная 35/10 кВ, однолинейная схема электрической сети 10 кВ, план расположения ТП 10/0,4кВ

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Расчет электрических нагрузок, выбор силовых трансформаторов ТП, расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования на подстанции Левобережная

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов формата А1

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: Савина Наталья Викторовна зав. кафедрой энергетики, профессор доктор. техн. наук

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 126 стр. , 15 рисунков, 46 таблиц, 135 формул, 30 источников, 2 приложения.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ПОТРЕБИТЕЛЬ, УДЕЛЬНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ КОЭФФИЦИЕНТ СОВМЕЩЕНИЯ МАКСИМУМОВ НАГРУЗКИ, КОЭФФИЦИЕНТ ЗАГРУЗКИ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ ТРАНСФОРМАТОР, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНО УСТРОЙСТВО.

В выпускной квалификационной работе проведен анализ состояния электрических сетей рассматриваемого района города Томмот, определены недостатки схемы электроснабжения, разработаны мероприятия по устранению недостатков в частности ненадёжной схемы электроснабжения. Проведен расчет нагрузок как существующих так и вновь вводимы потребителей и определена мощность нагрузки на шинах каждой ТП, далее по результатам расчетов на основании данных о коэффициентах загрузки проведена замена трансформаторов на тех ТП где это было необходимо, определены мощности нагрузки на стороне ВН ТП и выбран новый провод для сети 6 кВ.

Проведена реконструкция распределительных устройств высокого и низкого напряжения ПС Левобережная, на основании расчета токов короткого замыкания и токов нагрузки выбрано новое оборудование.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Характеристика города Томмот	10
1.1 Краткое описание города Томмот	10
1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности	10
1.3 Характеристика потребителей электроэнергии части города	12
2 Анализ существующей системы электроснабжения города Томмот	13
2.1 Источник питания и его анализ	13
2.2 Характеристика схемы электроснабжения 10 кВ восточной части города Томмот и ее анализ	16
2.3 Оценка целесообразности реконструкции системы электроснабжения восточной части города Томмот и источника питания	20
3 Расчет электрических нагрузок	22
3.1 Цель расчета	22
3.2 Расчет электрических нагрузок 0,4 кВ существующих электроприемников	22
3.3 Расчет нагрузок вновь вводимых электроприемников	32
4 Низковольтное электроснабжение	33
4.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения	33
4.2 Выбор площади сечений и количества линий	33
4.3 Расчет наружного освещения	35
5 Проверка существующих ТП	37
5.1 Расчет электрических нагрузок ТП	37
5.2 Расчет коэффициентов загрузки трансформаторов существующих ТП	38
5.3 Выбор трансформаторов ТП при реконструкции	42
5.4 Расчет нагрузок ТП на стороне 10 кВ	44
6 Разработка варианта реконструкции системы электроснабжения части города и его анализ	47
6.1 Расчет потокораспределения в сети 10 кВ	50

6.2 Выбор СИП напряжением 10 кВ	54
7 Определение суммарной нагрузки района	55
8 Прогнозирование электрических нагрузок	56
9 Выбор компенсирующих устройств ПС Левобережная	57
10 Проверка коэффициентов загрузки трансформаторов подстанции Левобережная	59
11 Реконструкция распределительных устройств подстанции Левобережная	61
12 Расчет токов короткого замыкания	63
12.1 Расчет токов короткого замыкания на шинах подстанции Левобережная	63
12.2 Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 10 кВ	68
13 Выбор оборудования подстанции Левобережная	72
13.1 Выбор выключателей 35 кВ	73
13.2 Выбор выключателей 10 кВ	74
13.3 Выбор разъединителей	76
13.4 Выбор трансформаторов тока	76
13.5 Выбор трансформаторов напряжения	80
13.6 Выбор гибких шин	81
13.7 Выбор жестких шин	82
13.8 Выбор опорных изоляторов 10 кВ	84
13.9 Выбор трансформатора собственных нужд	85
13.10 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ	85
13.11 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 10 кВ	86
13.12 Выбор системы оперативного тока	86
14 Защита от прямых ударов молнии ПС Левобережная	87
15 Расчет сети заземления	89
16 Проверка линий 10 кВ	93
16.1 Проверка линий 10 кВ на термическую стойкость	93

16.2 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения	94
17 Защита силовых трансформаторов подстанции Левобережная	95
17.1 Газовая защита	95
17.2 Защита от перегрузки	95
17.3 Максимальная токовая защита	96
17.4 Защита понижающих трансформаторов 10/0,4 кВ	97
18 Автоматика на ПС Левобережная	98
18.1 Автоматический ввод резерва	98
18.2 Автоматическое повторное включение	99
18.3 Автоматическая частотная разгрузка	99
19 Оценка экономической целесообразности принятого варианта реконструкции системы электроснабжения с центром питания подстанция Левобережная	101
20 Безопасность и экологичность	104
20.1 Безопасность	104
20.2 Экологичность	117
20.3 Чрезвычайные ситуации	121
Заключение	123
Библиографический список	124
Приложение А Определение расчетных нагрузок ТП	127
Приложение Б Выбор проводников ВЛ 0,4 кВ	128

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВР – автоматика ввода резерва;

АПВ – автоматика повторного включения;

ВН – выключатель нагрузки;

КЗ – короткое замыкание;

ТП – комплектная трансформаторная подстанция;

КУ – компенсирующее устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ОУ – огнетушитель углекислотный;

ПС – понижающая электрическая подстанция;

СВ – секционный выключатель;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

ТО – токовая отсечка.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в городском электроснабжении происходит тенденция замены устаревшего оборудования как линейного так и подстанционного на более современное, это происходит благодаря появлению современных материалов и оборудования которые в значительной степени надежнее и экономичнее своих устаревших аналогов.

В восточной части города Томмот республики САХА (Якутия) в настоящее время существует проблема надежности электроснабжения потребителей, в частности она складывается из двух факторов это схемная надежность те отключение потребителей происходит из за отсутствия резервирования питания на основном источнике а так же на фидере в сети 10 кВ, вторым фактором является физический износ оборудования как же на самом источнике питания подстанции Левобережная так и в системе электроснабжения. Сочетание двух факторов приводит к неудовлетворительному качеству и надежности электроснабжения, периодическому отключению потребителей, и соответствующим убыткам энерго-снабжающей организации. Для устранения данной проблемы в рассматриваемой части системы электроснабжения, в данной работе предусматривается реконструкция системы электроснабжения с применением современного оборудования, с учетом всех требований по качеству и надёжности питания потребителей

Актуальность работы заключается в том что вопрос реконструкции систем электроснабжения восточной части города Томмот давно остро стоит перед энерго-снабжающей организацией, а в настоящее время с появлением современного оборудования и материалов появляется возможность выполнить реконструкцию в минимальные сроки с минимальными затратами средств.

Цель работы – реконструкция системы электроснабжения восточной части города Томмот в республике САХА (Якутия), с для повышения надежности и эффективности электроснабжения потребителей

Задачи решаемые в данной работе:

Задачи решаемые в данной работе:

1) определение недостатков в существующие системе электроснабжения и определение направлений для их решения.

2) Разработка мер по устранению низкой надежности электроснабжения потребителей данного района города Томмот

3) Выбор соответствующей схемы электроснабжения и оборудования для реализации новой схемы электроснабжения

Используемое лицензионное программное обеспечение MS Word, Excel, Visio. Mat soft: Mathcad.

Используемое свободно распространяемое программное обеспечение: Google Chrome

Графическая часть работы включает 6 листов формата А1.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ГОРОДА ТОММОТ

1.1 Краткое описание города Томмот

Численность населения города составляет 9034, площадь составляет 9 км². Крупных потребителей электрической энергии в городе нет, в основном жилая застройка.

Город Томмот выполняет функции транспортного центра. Население занято в транспортно-распределительных, заготовительных организациях внегородского значения. Через город проходит Амуро - Якутская железнодорожная магистраль и магистраль Лена. 22 апреля 2006 года сдан в эксплуатацию построенный в черте города железнодорожный мост через р. Алдан. В городе — Левобережная пристань, нефтебаза, деревообрабатывающие производства, пищекомбинат, центральная усадьба совхоза Пятилетка, основные производства — молочное скотоводство, земледелие, овощи и картофелеводство. Имеются дом культуры, дом пионеров, средние, неполные средние общеобразовательные и музыкальная школы, интернат санаторного типа, учреждения здравоохранения, торговли и бытового обслуживания.

В 2010-х вблизи Томмота развивается добыча урана - Эльконская группа месторождений.

В выпускной квалификационной работе будет рассматриваться система электроснабжения восточной части города Томмот в качестве объекта реконструкции

1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности

Выбор электрических коммутационных аппаратов и проводников, проектирование конструкций распределительных устройств ПС и линий электропередачи должно выполняться с учетом климатических условий района в котором они будут установлены.

Число грозových часов в году необходимо для оценки грозových перенапряжений. Продолжительность зимних и летних дней в году учитывается при расчетах электрических нагрузок.

Рассмотрим климатические условия района расположения реконструируемых объектов и предполагаемых к реконструкции в республике САХА (Якутия) [21].

Климат территории резко-континентальный с продолжительной (более шести месяцев) суровой зимой и теплым летом. Среднегодовая температура – 8,5 градусов.

Абсолютный минимум температуры равен – 61 град.

Абсолютный максимум + 38 град.

Наибольшая за зиму высота снежного покрова – 52 см, иногда достигает 70-78 см.

За год выпадает 379 мм осадков, из них 307 мм выпадает в теплый период года (с апреля по октябрь). В холодный период – 72 мм.

Среднегодовая относительная влажность воздуха – 64 %. Самые сухие месяцы – апрель и май (65%). Максимальные среднемесячные значения (80%) отмечаются в зимние месяцы.

Число часов грозовой активности: 20-40 час.

Наибольший скоростной нормативный напор ветра согласно ПУЭ равен 400 Па. Соответствующая скорость ветра составляет 25 м/с. Район по ветру – I. Преобладающее направление ветров – северо-западное.

Район по гололеду – II. Нормативная толщина стенки гололёда согласно ПУЭ для высоты 10 м равна 15 мм. Температура при образовании гололеда минус 10°C.

Почвы в районе расположения района буротаежные, болотистые. Глубина промерзания 3,20 м.

Для удобства основные климатические характеристики района представлены в таблице 1 [29].

Указанные в таблице 1 данные используем в дальнейших расчетах и при выборе оборудования, как на самой ПС Левобережная так и при выборе основного электротехнического оборудования системы электроснабжения напряжением 10 кВ.

Таблица 1 – Климатические условия района проектирования

Климатические условия	Величина
Район по ветру	I
Максимальный скоростной напор, (Н/м ²)	400
Максимальная скорость ветра, (м/с)	25
Район по гололеду	II
Толщина стенки гололеда (с плотностью 0,9 г/см ³), (мм)	15
Температура воздуха максимальная (°С)	38
Температура воздуха минимальная (°С)	-61
Температура воздуха среднегодовая, (°С)	-8,5
Число грозových часов	20-40
Степень загрязнения атмосферы	II
Состав грунта	Болотные почвы, буротаежные, луговые
Преобладающее направление ветров	Северо - Западное

1.3 Характеристика потребителей электроэнергии части города

В районе расположения подстанции Левобережная, основную долю потребителей электрической энергии составляют объекты жилищно-коммунального назначения, в частности это отдельные жилые дома как частные так и многоквартирные. Дополнительно следует отметить значительное количество частных гаражей, различные магазины, парикмахерские и другие объекты индивидуального предпринимательства. На рассматриваемой территории расположены административные здания и различные склады, общественные здания. Так же следует отметить и наружное освещение улиц которое используется в рассматриваемом районе повсеместно.

Теперь необходимо провести классификацию электроприемников которые расположены в рассматриваемой части города: по режимам работы относим их к потребителям с мало изменяющейся или практически неизменной нагрузкой, по роду тока все потребители рассматриваемой части города относятся к потребителям промышленной частоты переменного тока, относим их так же к потребителям средней и малой мощности номинальным напряжением 0,4 кВ. По надежности электроснабжения основную часть занимают потребители третьей категории (гаражи, частные дома), остальные вторую категорию, потребители первой категории и ее отдельной группы в нагрузке отсутствуют

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА ТОММОТ

2.1 Источники питания и их анализ

ПС Левобережная является единственным источником питания рассматриваемой части города Томмот. В данной работе рассматривается вопрос реконструкции системы электроснабжения восточной части города Томмот в республике САХА (Якутия) где основной проблемой является физический износ оборудования как в сетях, так и на источнике питания, однако дополнительной проблемой надежности в рассматриваемой части сети является схема источника питания в котором на стороне ВН и НН имеется всего одна секция шин, подробная однолинейная схема данного источника питания – ПС Левобережная представлена на рисунке 1.

Данный факт накладывает ограничения на нормальную работу потребителей при выводе в ремонт данных секций, в таком случае требуется полное отключение ПС, для данного режима работы должно осуществляться резервирование питания со стороны 10 кВ соседних ПС, однако осуществить такое резервирование не представляется возможным из экономических соображений т.к. рядом расположенных ПС нет.

Для решения вопроса надежности на источнике питания в данной работе предусматривается замена изношенных трансформаторов на современные с соответствующим расширением распределительного устройства высокого и низкого напряжения.

Выбор силовых трансформаторов будет выполняться на основе данных о расчетных нагрузках на шинах низкого напряжения данной ПС с учетом компенсации реактивной мощности.

Питание на указанную ПС Левобережная поступает по одноцепной воздушной линии электропередачи проводом АС 95/16 протяженностью 16,3 км со стороны смежной ПС 35/10 кВ Промзона.

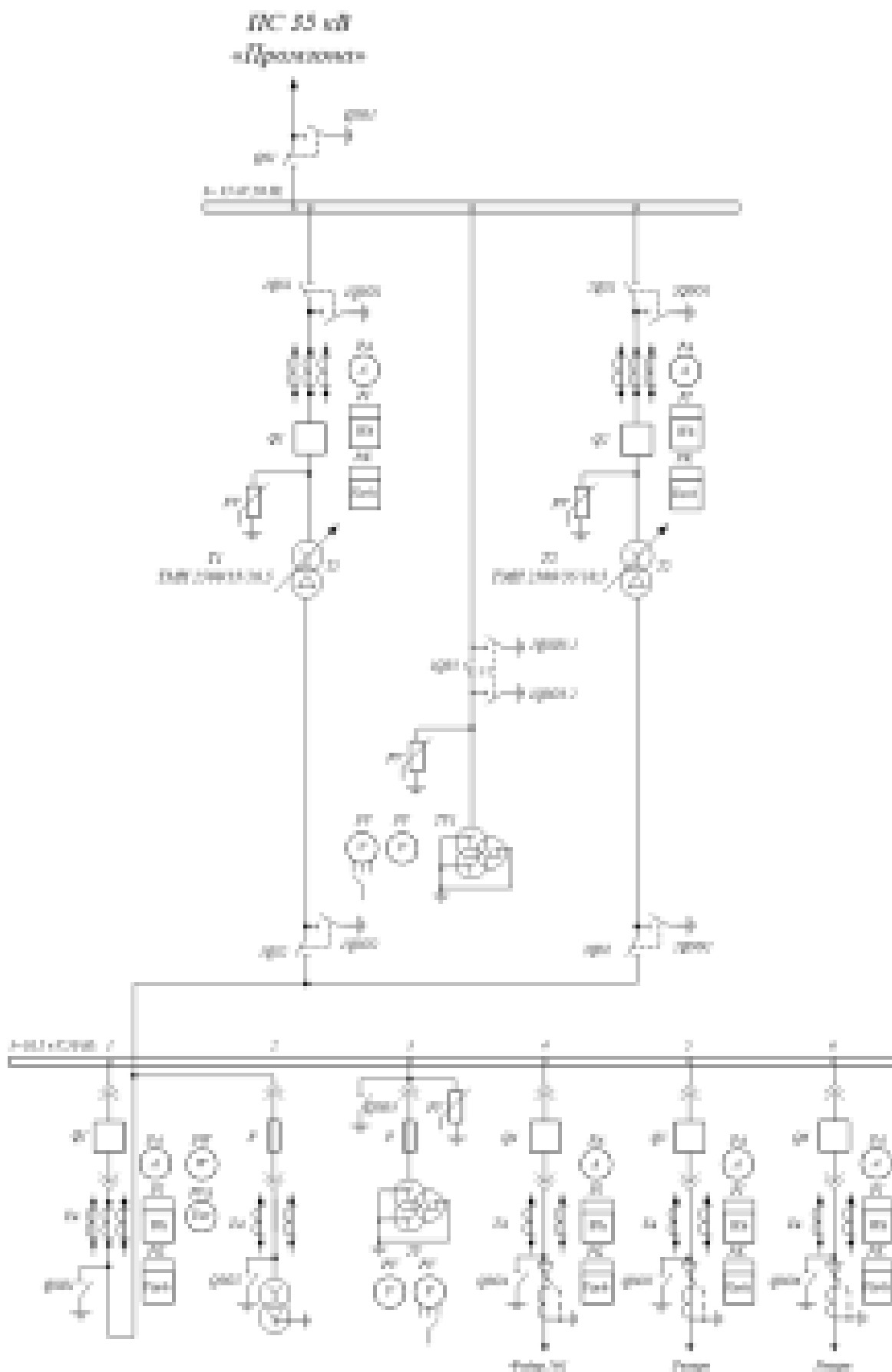


Рисунок 1 – Существующая подробная однолинейная схема ПС Левобережная

Рассмотрим подробно схему распределительных устройств высокого и низкого напряжения ПС Левобережная:

РУВН: выполнено по не типовой схеме «одна секция шин», при этом как указывалось ранее данная схема РУ имеет низкую надежность электроснабжения т.к. при отключении данной секции либо в ремонт, либо при коротком замыкании происходит полное погашение всех подключенных потребителей что неприемлемо. В качестве силового оборудования на источнике питания расположены два трансформатора типа ТМН 2500/35/10,5 номинальной мощностью 2500 кВА, номинальным напряжением высокой стороны 35 кВ и низкой стороны 10,5 кВ, система охлаждения – естественная циркуляция воздуха и масла, на данных трансформаторах установлено устройство регулирования напряжения под нагрузкой РПН которое позволяет изменять напряжение на стороне НН в различных режимах работы. Оба трансформатора подключаются к РУНН через один ввод. Технические характеристики силовых трансформаторов приведены в таблице 2.

Так же в качестве оборудования 35 кВ установленного на данной ПС имеются выключатели разъединители, дополнительно установлен трансформатор напряжения для определения напряжения и ненормальных режимов работы сети, для учета электрической энергии.

Таблица 2 – Технические характеристики ТМН 2500/35/10

Параметр	Значение
Полная мощность	2500 кВА
Номинальное линейное напряжение обмотки высокого напряжения	35,0 кВ
Номинальное линейное напряжение обмотки низкого напряжения	10,5 кВ
Ток холостого хода	0,33 %
Напряжение короткого замыкания	7,2 %
Потери холостого хода	3,8 кВт
Потери короткого замыкания	28,5 кВт
Регулирование напряжения	РПН

На стороне низкого напряжения имеется распределительное устройство в виде одной секции шин на которой имеется 6 ячеек включая ввод, трансформатор напряжения, ТСН, а так же 3 отходящих присоединения (2 из которых являются резервными). Основная проблема данного распределительного устройства это невозможность вывода секции в ремонт без отключения потребителей, при этом в случае короткого замыкания на ней, так же происходит их отключение, восстановление нормального режима может быть выполнено после ремонтно - восстановительных работ.

В данной работе планируется выполнить замену всего электротехнического оборудования ПС Левобережная на современное, а так же выполнить реконструкцию распределительных устройств с заменой РУ ВН на «сдвоенный блок с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», РУ НН на «одну секционированную систему шин».

2.2 Характеристика схемы электроснабжения 10 кВ восточной части города Томмот и ее анализ

В данном разделе работы проводим анализ существующей системы электроснабжения рассматриваемого участка сети, для этого на рисунке 2 представлено взаимное географическое расположение трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, на рисунке 3 подробная однолинейная схема.

От подстанции Левобережная получает питание один фидер № 1, питающий трансформаторные подстанции в рассматриваемой части города, при этом общее количество ТП получающих питание от него составляет 9, имеются как одно так и двух-трансформаторные ТП.

Рассмотрим подробно характеристики данного фидера:

- Схема питания: магистральная разветвленная
- Общее количество подключённых ТП: 9 шт
- Тип трансформаторов и их номинальная мощность: ТМ 40-630 кВА
- Суммарная протяженность участков ВЛ: 5,3 км
- Резервирование: отсутствует
- Тип опор ВЛ: деревянные

Магистраль выполнена воздушной линией электропередачи с использованием неизолированного провода марки АС с использованием деревянных опор.

- Основные недостатки системы электроснабжения потребителей данного фидера: материал используемого проводника ВЛ провод АС который в настоящее время практически не используется в современных системах электроснабжения т.к. существуют новые типы с лучшими характеристиками например СИП, при использовании провода АС высока вероятность повреждения ВЛ из за коротких трехфазных, двухфазных и однофазных замыканий (ввиду отсутствия изолирующей оболочки) вследствие природных условий либо человеческого фактора, так же к недостаткам данного типа проводника можно отнести большие потери напряжения по сравнению с СИП ввиду большего реактивного сопротивления. Следует отметить что используемые в настоящее время на трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ силовые трансформаторы типа ТМ так же имеют множество недостатков по сравнению с современными сухими, к ним можно отнести следующие: необходимость периодического контроля наличия масла в расширительном и в основном баке, вероятность возникновения пожара вследствие разгерметизации, повышенный шум и потери мощности данного типа трансформаторов, необходимость периодического контроля состояния масла и.т.д. Современные типы трансформаторов типа ТСЛ, которые предполагается устанавливать на реконструируемых ТП в данной работе, лишены указанных недостатков, а так же имеют меньшую стоимость.

Дополнительно следует отметить неудовлетворительное состояние воздушных линий электропередачи, в некоторых случаях имеет место проседание грунта под опорами, загнивание оснований и подпорок, перекосы и.т.д., все указанные недостатки следует учесть при реконструкции системы электроснабжения с целью повышения надежности электроснабжения потребителей.

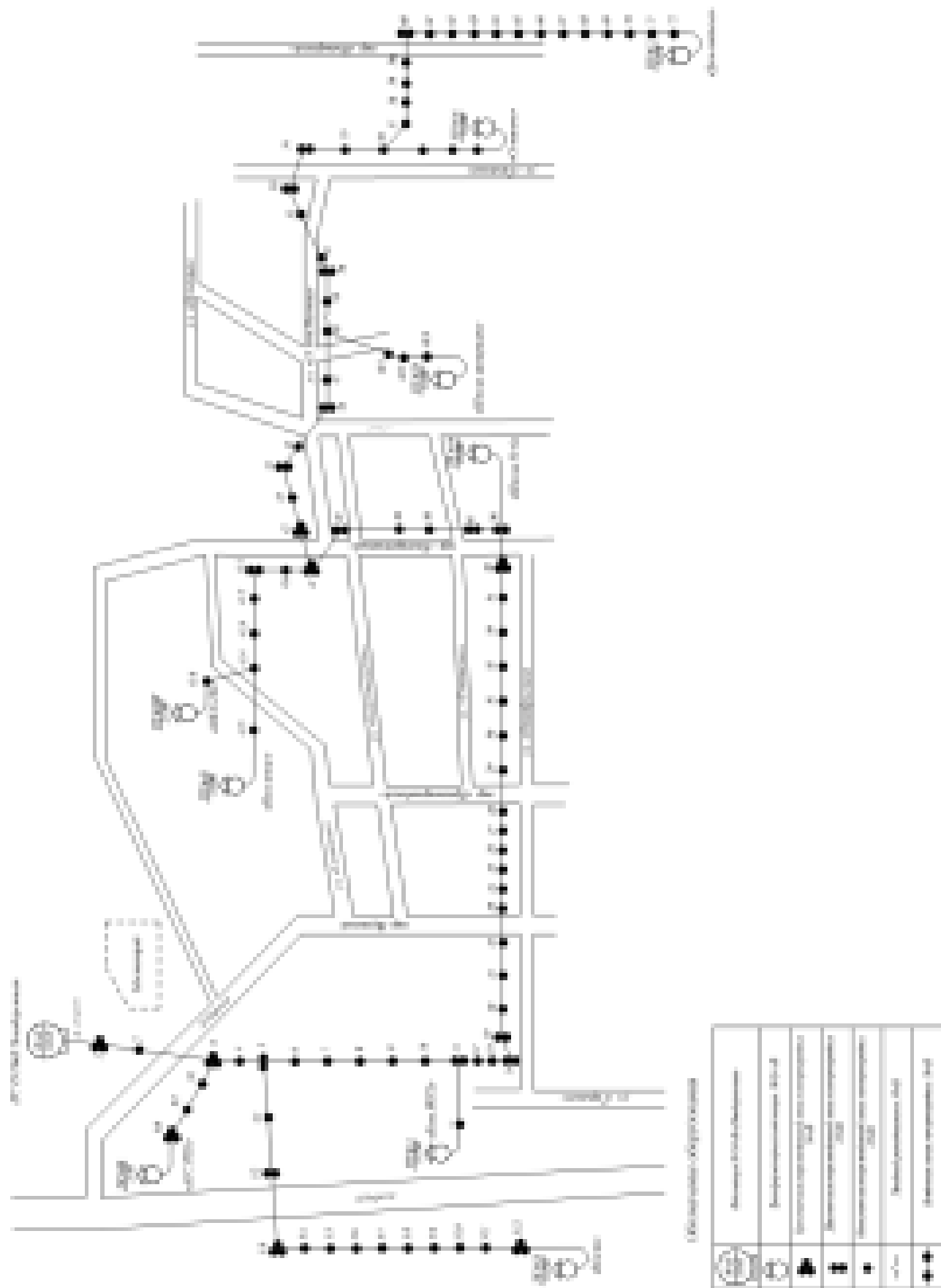


Рисунок 2 – Поопорная схема сети

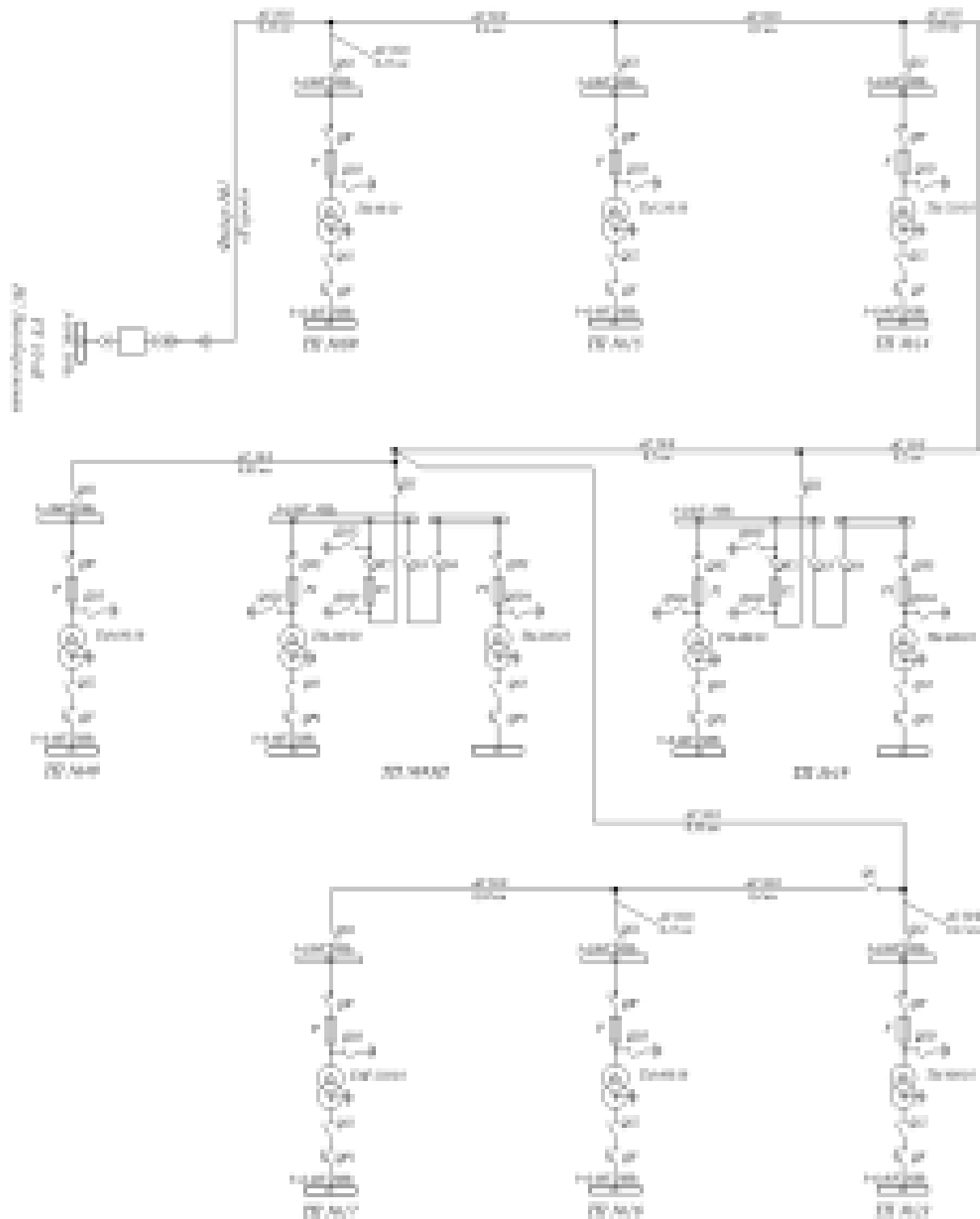


Рисунок 3 – Подробная однолинейная схема существующей электрической сети 10 кВ фидер №1 «Город»

Выполним анализ существующей системы электроснабжения 10 кВ: схема питания трансформаторных подстанций не имеет резервирования что отрицательно сказывается на надежности, при этом состояние электрических сетей а в частности физический и моральный износ приводят к частым отключениям потребителей, можно сделать вывод о том что необходима замена устаревшего оборудования на более технологичное, современное которое имеет ряд преимуществ и позволит сделать задел для подключения дополнительных потребителей в будущем, сама схема питания ТП может быть оставлена прежней.

Низковольтная сеть к существующим ТП выполнена воздушными линиями с неизолированным проводом марки АС 30 лет назад, и в настоящее время срок их службы исчерпан, требуется реконструкция данных проводников на новые изолированные типа СИП, данная замена позволит повысить надежность электроснабжения и снизить потери энергии, исключить набросы.

2.3 Оценка целесообразности реконструкции системы электроснабжения восточной части города Томмот и источника питания.

Как указывалось ранее наиболее часто встречающейся проблемой в рассматриваемом участке районных электрических сетей является повсеместный выход из строя оборудования напрямую связанный с физическим износом.

Основная масса электротехнического оборудования, эксплуатируемого на линиях электропередачи так и на ПС Левобережная, практически полностью исчерпала свой ресурс и требуется скорейшая его замена на более современное и надежное, к примеру на ВЛ 10 кВ используются деревянные опоры для которых характерным является загнивание оснований, на трансформаторных подстанциях напряжением 10/0,4 кВ требуется замена силовых трансформаторов в связи с периодическим выходом их из строя связанным с различными нагревами контактных соединений, снижение изоляционных свойств применяемых материалов, периодическими течами масла. Защитное и коммутационное оборудование на указанных ТП так же не справляется с

возложенными на него обязанностями, при возникновении различных ненормальных режимов работы в том числе коротких замыканий данные устройства не отработывают должным образом и не отключают повреждение.

На источнике питания ПС Левобережной имеется аналогичная проблема такая же как и в системе электроснабжения 10 кВ, требуется установка современного оборудования которое бы отвечало всем предъявляемым требованиям надёжности и качества электроснабжения потребителей.

Вторая проблема относительно надёжности электроснабжения заключается в том что все потребители в частности ТП 10/0,4 кВ получают питание по одному фидеру и поэтому замена оборудования позволит в значительной степени снизить вероятность отключения потребителей при различных нештатных ситуациях.

3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

3.1 Цель расчета

Целью данного расчета является определение фактического уровня нагрузок на трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ рассматриваемой части города Томмот, с дальнейшим определением коэффициентов загрузки указанного оборудования. Полученные данные так же являются основой для дальнейшей реконструкции системы электроснабжения и источника питания ПС Левобережная.

Порядок расчета предусматривает определение расчетных мощностей двигаясь снизу от потребителя вверх до источника питания.

При расчёте электрических нагрузок применяется метод удельных электрических нагрузок

3.2 Расчет электрических нагрузок 0,4 кВ существующих электроприемников

В данном разделе проводим расчет нагрузок 0,4 кВ приведенных к шинам соответствующего напряжения комплектных трансформаторных подстанций рассматриваемого района электрических сетей.

Данный расчет является основой для определения таких важных данных как расчетная активная и реактивная мощность нагрузки потребителей, через полученные данные проводится расчет коэффициентов загрузки трансформаторов на ТП и принимается решение об их замене при необходимости на более мощные.

Расчет проводится на основании справочных данных от единичной мощности нагрузки которая потом умножается на соответствующее количество потребителей, при этом потребители могут иметь разные характеристики поэтому применяется коэффициент совмещения максимумов нагрузки который предусматривает долю участия каждого потребителя в этом максимуме.

Так же в расчете учитывается совмещение максимумов нагрузки отдельных трансформаторных подстанций через специальный коэффициент, зависящий в свою очередь от количества данных ТП.

Для начала расчета в таблице 3 приводим данные о потребителях которые в настоящее время подключены к шинам низкого напряжения каждой ТП рассматриваемого района электрических сетей.

Таблица 3 – Данные о потребителях

№ ТП	Потребитель	Количество единиц
1	2	3
14	Гаражный массив	160 гаражей
	Административное здание	500 м ²
	Складское помещение	2000 м ²
	Коттедж	16 шт.
	Многоквартирный дом (2 этажа 16 квартир)	2 шт.
	Освещение улицы	0,5 км
15	Коттедж	25 шт.
	Гаражный массив	25 гаражей
	Складское помещение	500 м ²
16	Коттедж	60 шт.
	Гараж	50 шт.
	Освещение улицы	0,6 км
	Магазин	100 м ²
17	Административное здание	800 м ²
	Гараж	20 шт.
	Освещение улицы	0,4 км
	Коттедж	10 шт.
19	Школа	400 мест
	Детский сад	150 мест
	Почта	300 м ²
	Магазин	50 м ²
	Коттедж	40 шт.
	Гараж	30 шт.
	Многоквартирный дом (2 этажа 16 квартир)	4 шт.
	Освещение улицы	0,5 км
23	Коттедж	40 шт.
	Школа интернат	300 мест
	Многоквартирный дом (2 этажа 16 квартир)	6 шт.
	Гараж	36 шт.

1	2	3
23	Складское помещение	400 м ²
	Торговый центр	200 м ²
	Освещение улицы	0,9 км
49	Детский сад	300 мест
	Многоквартирный дом (2 этажа 16 квартир)	9 шт.
	Коттедж	60 шт.
	Гараж	62 шт.
	Магазин	200 м ²
	Административное здание	400 м ²
	Освещение улицы	0,7 км
93П	Административное здание	800 м ²
	Складское помещение	2000 м ²
	Освещение улицы	0,8 км
	Гаражный массив	120 гаражей
	Коттедж	25 шт.
	Гостиница	80 мест
89	Кафе	30 мест
	Административное здание	200 м ²
	Гараж	4 шт.
	Освещение улицы	0,8 км

Характеристика нагрузки приведена в таблице 4, 5, 6.

Таблица 4 – Данные об удельной мощности коттеджей (кВт/ед.) [1]

Потребитель	Количество (шт.)									
	1-3	6	9	12	15	18	24	40	60	100
Коттедж с эл. плитой до 10,5 кВт (tgφ = 0,2)	14,5	8,6	7,2	6,5	5,8	5,5	4,7	3,9	3,3	2,6

Таблица 5 – Данные об удельной мощности квартир (кВт/ед.) [8]

Потребитель	Количество (шт.)									
	1-3	6	9	12	15	18	24	40	60	100
Квартира с эл. плитой до 8,5 кВт (tgφ = 0,2)	10	5,9	4,9	4,3	3,9	3,7	3,1	2,6	2,1	1,5

Таблица 6 – Данные нагрузке остальных потребителей [3]

Потребитель	Удельная мощность	Коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi$
Гараж	0,2 (кВт/ед.)	0,62
Административное здание	0,054 (кВт/м ²)	0,57
Торговое помещение	0,25 (кВт/м ²)	0,75
Гостиница	0,46 (кВт/место)	0,62
Складское помещение	0,008 (кВт/м ²)	0,38
Кафе	1,04 (кВт/место)	0,2
Школа	0,17 (кВт/место)	0,43
Детский сад	0,46 (кВт/место)	0,25
Почта	0,054 (кВт/м ²)	0,57
Освещение улиц	2,0 (кВт/км)	0,3

Проводим расчет электрических нагрузок на примере ТП №19, экспликация зданий подключенных к ТП представлена на рисунке 4, обозначение потребителей на плане представлено в таблице 7.

Таблица - 7 Обозначение потребителей на плане и их количество

№ ТП	Номер фидера	Потребитель	Кол-во	Номер на плане	
19	1	Школа	1	1	
	2	Детский сад	1	2	
	3	Многоквартирный дом (2 этажа 16 квартир)	4	5	
			Магазин	1	4
	4	Коттедж	31	6	
			Гараж	31	7
	5	Почта	1	3	
			Коттедж	10	6
			Гараж	3	7



Рисунок 4 – План расположения зданий

В рассматриваемом районе электрических сетей городская нагрузка является смешанной и следовательно ее необходимо считать по определенной формуле которая учитывает долю каждого отдельного потребителя в максимуме нагрузки, данная формула выглядит следующим образом [1]:

$$P_{P0,4} = P_{max} + \sum P_{идi} \cdot k_{yi} \quad (1)$$

где P_{max} – активная мощность потребителя с наибольшей нагрузкой;
 $P_{доi}$ – активная мощность остальных потребителей;

$k_{доi}$ – коэффициент участия в максимуме нагрузки остальных потребителей.

Активация мощность нагрузки для многоквартирных домов и коттеджей:

$$P_{мкд} = P_{кв,уд} \cdot n_{кв} \quad (2)$$

$$P_{котт} = P_{котт,уд} \cdot n_{котт} \quad (3)$$

где $P_{кв,уд}$, $P_{котт,уд}$ – активная расчетная мощность нагрузки одной квартиры, одного коттеджа

$n_{кв}$, $n_{котт}$ – количество квартир, коттеджей.

Реактивация мощность многоквартирных домов и коттеджей:

$$Q_{мкд} = P_{кв,уд} \cdot tg\varphi_{кв} \quad (4)$$

$$Q_{котт} = P_{котт,уд} \cdot tg\varphi_{котт} \quad (5)$$

где $tg\varphi_{кв}$, $tg\varphi_{котт}$ – коэффициент мощности квартир и частных домов.

Для торговых помещений (магазинов) активная расчетная мощность определяется как:

$$P_{торг} = P_{торг,уд} \cdot M_{торг} \quad (6)$$

где $P_{торг,уд}$ – удельная расчетная активная мощность;

$M_{торг}$ – площадь помещения (м²).

Реактивация мощность торгового помещения:

$$Q_{торг} = P_{торг} \cdot tg\varphi_{торг} \quad (7)$$

где $\cos \varphi_{\text{торг}}$ – коэффициент мощности торговых помещений (магазинов).

Для школы:

$$P_{\text{шк}} = P_{\text{шк.уд}} \cdot N_{\text{шк}} \quad (8)$$

где $P_{\text{шк.уд}}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на одно место в школе (кВт/место);

$N_{\text{шк}}$ – количество мест в школе.

Реактивная мощность школы:

$$Q_{\text{шк}} = P_{\text{шк}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{шк}} \quad (9)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{\text{шк}}$ – коэффициент мощности для школы.

Для детского сада:

$$P_{\text{дет}} = P_{\text{дет.уд}} \cdot N_{\text{дет}} \quad (10)$$

где $P_{\text{дет.уд}}$ – удельная расчетная активная мощность (кВт/место);

$N_{\text{дет}}$ – количество мест в детском саду.

Реактивная мощность детского сада:

$$Q_{\text{дет}} = P_{\text{дет}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{дет}} \quad (11)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{\text{дет}}$ – коэффициент мощности для детского сада.

Для гаражей:

$$P_{\text{гар}} = P_{\text{гар.уд}} \cdot N_{\text{гар}} \quad (12)$$

где $P_{\text{гар.уд}}$ – удельная расчетная активная мощность (кВт/ед.);

$N_{\text{гар}}$ – количество гаражей (ед.).

Реактивная мощность гаражей:

$$Q_{Pgar} = P_{Pgar} \cdot tg\phi_{gar} \quad (13)$$

где $tg\phi_{gar}$ – коэффициент мощности для гаража.

Для административного здания (почты):

$$P_{Padm} = P_{adm,уд} \cdot M_{adm} \quad (14)$$

где $P_{adm,уд}$ – удельная расчетная активная мощность;

M_{adm} – площадь административного помещения (м²).

Реактивная мощность административных зданий:

$$Q_{Padm} = P_{Padm} \cdot tg\phi_{adm} \quad (15)$$

где $tg\phi_{adm}$ – коэффициент мощности для административного помещения.

Для освещения улиц:

$$P_{Pосв} = P_{осв,уд} \cdot L \quad (16)$$

где $P_{осв,уд}$ – удельная расчетная активная мощность;

L – длина улицы (км).

Реактивная мощность освещения улиц:

$$Q_{Pосв} = P_{Pосв} \cdot tg\phi_{осв} \quad (17)$$

где $tg\phi_{осв}$ – коэффициент мощности для осветительных установок .

Выполняем расчет нагрузок на примере фидера №3 ТП 19 [1]:

$$P_{Pэстл} = P_{кв,уд} \cdot n_{кв} \quad (18)$$

$$P_{Pэстл} = 16 \cdot 4 \cdot 2,1 = 134,4 \text{ (кВт)}$$

Расчет реактивной мощности:

$$Q_{P_{жмлт}} = P_{кв.зд} \cdot n_{кв} \cdot tg\varphi_{жмлт} \quad (19)$$

$$Q_{P_{жмлт}} = 16 \cdot 4 \cdot 2,1 \cdot 0,2 = 26,88 \text{ (квар)}$$

Расчет активной мощности:

$$P_{P_{торг}} = 0,25 \cdot 50 = 12,5 \text{ (кВт)}$$

Расчет реактивной мощности:

$$Q_{P_{торг}} = 12,5 \cdot 0,75 = 9,38 \text{ (квар)}$$

Учитывая то что максимальное значение мощности имеется у жилых зданий следовательно при расчете общей нагрузки коэффициент совмещения максимума нагрузки должен применяться к остальным потребителям в частности к магазину [7]:

$$P_{P0,4} = P_{P_{жмлт}} + P_{P_{торг}} \cdot k_y \quad (20)$$

$$Q_{P0,4} = Q_{P_{жмлт}} + Q_{P_{торг}} \cdot k_y \quad (21)$$

$$P_{P0,4} = 134,4 + 12,5 \cdot 0,6 = 141,9 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{P0,4} = 26,88 + 9,38 \cdot 0,6 = 32,51 \text{ (квар)}$$

При этом полная расчетная мощность нагрузки фидера №3 ТП №19 определяется по следующей формуле:

$$S_{P0,4} = \sqrt{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2} \quad (22)$$

$$S_{P0,4} = \sqrt{141,89^2 + 32,51^2} = 145,58 \text{ (кВА)}$$

Для остальных фидеров данной и остальных ТП расчет проводится по аналогичным формулам, результаты расчета приведены в таблице 8

Таблица 8 - Определение расчетных нагрузок ТП

Номер фидера	$P_{расч}$ (кВт)	$Q_{расч}$ (квар)	$S_{расч}$ (кВА)
1	2	3	4
ТП №14			
1	32	19,84	37,65
2	36,6	19,04	41,26
3	75,2	15,04	76,69
4	99,2	19,84	101,16
ТП №15			
1	117,5	23,5	119,83
2	9,0	4,62	10,12
ТП №16			
1	198	39,6	201,92
2	31,00	22,47	38,29
ТП №17			
1	43,2	24,624	49,73
2	72	14,4	73,43
ТП №19			
1	68	29,24	74,02
2	69	17,25	71,12
3	141,89	32,51	145,58
4	148,8	31,06	152,01
5	82,02	20,12	84,45
ТП №23			
1	156	31,2	159,09
2	51	21,93	55,52
3	144	28,8	146,85
4	56,24	40,91	69,55
ТП №49			
1	2	3	4
1	138	34,5	142,25
2	216	43,2	220,28
3	198	39,6	201,92
4	59,04	39,42	70,99
ТП №93II			
1	24	14,88	28,24
2	117,5	23,5	119,83
3	36,8	22,81	43,30

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4
ТП №89			
	10,8	6,15	12,43
	31,2	6,24	31,82

Расчет так же приведен в приложении А

3.3 Расчет нагрузок вновь вводимых электроприемников

В рассматриваемом районе электрических сетей в настоящее время предусматривается подключение новых потребителей в частности в районе расположения ТП 15 и 16 планируется возвести коттеджный массив, в районе расположения ТП 14 и 17 предусматривается подключить новые административные помещения, расчет данных потребителей будет произведен в разделе 5.2

4 НИЗКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

4.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения

В рассматриваемой системе электроснабжения проблемы встречающиеся в низковольтном электроснабжении 0,4 кВ заключаются в устаревании и физическом износе оборудования, трасса прохождения линий электропередач и их количество может быть оставлено без изменений т.к. в их изменении нет необходимости.

4.2 Выбор площади сечений и количества линий

В данном разделе рассматривается расчет площади сечений и материала проводника для ВЛ 0,4 кВ которыми выполнено низковольтное электроснабжение восточной части города Томмот. В настоящее время сети 0,4 кВ выполнены в виде одно цепных линий электропередачи, при этом в данном разделе предусматривается выбор нового типа проводника в виде самонесущего изолированного провода типа СИП-2

Выбор проводим по условию [7]:

$$I_p \leq I_{\text{нн}} \quad (23)$$

где I_p – расчетный ток в сечении фидера;

Расчетный ток в рассматриваемом сечении определяется по выражению:

$$I_{p0,4} = \frac{S_{p0,4}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (24)$$

где $S_{p0,4}$ – расчетная мощность в сечении проводника с учетом всех подключенных к фидеру потребителей определена для каждого фидера в разделе расчета электрических нагрузок;

U_n – номинальное линейное напряжение.

Проводим выбор сечения проводника на примере фидера №3 ТП №19

$$I_{p0,4} = \frac{145,58}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 210,12 \quad (\text{А})$$

Для полученного значения подбираем соответствующее сечение СИП-2, принимаем сечение 3×70+1×95, при этом длительно допустимый ток для данного сечения составляет 240 А, проверяем условие:

$$210,12 \leq 240$$

Условие выполняется следовательно проводник выбран верно, для остальных фидеров сечение выбирается по аналогичному алгоритму, результаты расчета приведены в таблице 9

Таблица 9 - Выбор проводников ВЛ 0,4 кВ

Номер фидера	$I_{p0,4}(\text{А})$	Принятое сечение СИП-2	$I_{дл}(\text{А})$
1	2	3	4
ТП №14			
1	54,41	3×16+1×25	105
2	59,62	3×16+1×25	105
3	110,82	3×25+1×35	130
4	146,18	3×35+1×50	160
ТП №15			
1	173,16	3×50+1×70	195
2	14,62	3×16+1×25	105
ТП №16			
1	291,79		
2	55,33	3×16+1×25	105
ТП №17			
1	71,86	3×16+1×25	105
2	106,11	3×25+1×35	130
ТП №19			
1	106,97	3×25+1×35	130
2	102,77	3×16+1×25	105
3	210,38	3×70+1×95	240
4	219,67	3×70+1×95	240
5	122,04	3×25+1×35	130
ТП №23			
1	229,90	3×70+1×95	240
2	80,23	3×16+1×25	105

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4
3	212,21	3×70+1×95	240
4	100,51	3×16+1×25	105
ТП №49			
1	205,56	3×70+1×95	240
2	318,32	3×120+1×95	340
3	291,79	3×120+1×95	340
4	102,59	3×16+1×25	105
ТП №93П			
1	40,81	3×16+1×25	105
2	173,16	3×50+1×70	195
3	62,57	3×16+1×25	105
ТП №89			
1	17,96	3×16+1×25	105
2	45,98	3×16+1×25	105

Расчет так же приведен в приложении Б

4.3 Расчет наружного освещения

В данном разделе проводим расчет нагрузок от системы освещения улиц

Для освещения улиц активная расчетная мощность определяется как [8]:

$$P_{Pocв} = P_{ocв,уд} \cdot L \quad (25)$$

где $P_{ocв,уд}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один километр освещаемой улицы;

L – длина улицы (км).

Реактивная мощность нагрузки освещения улиц (применяются энергосберегающие лампы):

$$Q_{Pocв} = P_{Pocв} \cdot tg\varphi_{ocв} \quad (26)$$

где $tg\varphi_{ocв}$ – коэффициент мощности для осветительных установок [8].

Проводим расчет на примере нагрузки освещения подключенной к ТП 14, протяженность участка освещаемой улицы составляет 0,5 км

$$P_{Pocв} = 10 \cdot 0,5 = 5,0 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{расч} = 5,0 \cdot 0,7 = 3,5 \text{ (квар)}$$

Аналогично проводим расчет для остальных ТП, результаты сводим в таблицу 10

Таблица - 10 Расчет нагрузки освещения

Номер ТП	Протяженность улицы (км)	$P_{расч}$ (кВт)	$Q_{расч}$ (квар)
14	0,8	5,00	3,50
16	0,6	6,00	4,20
17	0,4	4,00	2,80
19	0,5	5,00	3,50
23	0,9	9,00	6,30
49	0,7	7,00	4,90
93П	0,8	8,00	5,60
89	0,8	8,00	5,60

Осветительные установки будут подключаться к соответствующим ТП согласно таблице 3, 10.

5 ПРОВЕРКА СУЩЕСТВУЮЩИХ ТП

5.1 Расчет электрических нагрузок ТП

В данном разделе проводим расчет мощности нагрузки на стороне низкого напряжения существующих ТП в рассматриваемой системе электроснабжения при этом отталкиваемся от данных полученных в разделе расчета электрических нагрузок, цель раздела определить мощность нагрузки на каждой существующей ТП. Проверка режимов работы существующих ТП осуществляется по коэффициенту загрузки

Расчётная мощность нагрузки на шинах НН ТП допускается определять по следующей формуле [21]:

$$P_{P_{\text{нн}}} = k \cdot \sum P_{P_{0,4}} \quad (27)$$

$$Q_{P_{\text{нн}}} = k \cdot \sum Q_{P_{0,4}} \quad (28)$$

где $P_{P_{0,4}}$ – расчетная активная мощность нагрузки отходящего фидера 0,4 кВ;

$Q_{P_{0,4}}$ – расчетная реактивная мощность нагрузки отходящего фидера 0,4 кВ;

k – коэффициент совмещения максимумов нагрузки отдельных фидеров [21].

Проводим данный расчет на примере ТП №19 с учетом нагрузки освещения:

$$P_{P_{\text{нн}}} = 0,9 \cdot (68,0 + 69,0 + 141,9 + 148,8 + 82,02 + 5,0) = 458,74 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{P_{\text{нн}}} = 0,9 \cdot (29,24 + 17,25 + 32,51 + 31,06 + 20,12 + 3,5) = 117,16 \text{ (квар)}$$

Полная мощность нагрузки соответственно:

$$S_{P_{\text{нн}}} = \sqrt{P_{P_{\text{нн}}}^2 + Q_{P_{\text{нн}}}^2} \quad (29)$$

$$S_{P_{max}} = \sqrt{458,74^2 + 117,76^2} = 473,61 \text{ (кВА)}$$

По аналогичным формулам проводится расчет нагрузок остальных ТП, результаты сводим в таблицу 11.

Таблица 11 – Расчетная мощность нагрузки существующих ТП

№ ТП	$P_{P_{max}}$ (кВт)	$Q_{P_{max}}$ (квар)	$S_{P_{max}}$ (кВА)	tgφ
14	218,7	66,38	228,55	0,30
15	113,85	25,308	116,63	0,22
16	206,1	55,863	213,54	0,27
17	103,68	35,12	109,47	0,34
19	458,74	117,16	473,61	0,26
23	366,52	110,56	382,83	0,30
49	549,94	141,05	567,74	0,26
93П	160,47	55,07	169,66	0,34
89	37,80	11,15	39,41	0,29

Предельный коэффициент реактивной мощности для номинального напряжения 0,4 кВ (согласно приказа Минэнерго) составляет 0,35, при этом на всех ТП данный коэффициент ниже следовательно установка компенсирующих устройств не требуется.

5.2 Расчет коэффициентов загрузки трансформаторов существующих ТП

При реконструкции системы электроснабжения и определения ее актуальности необходимо иметь данные о фактической загрузке оборудования, с целью принятия решения о его замене, поэтому в данном разделе проводим расчет коэффициентов загрузки трансформаторов ТП в рассматриваемой части электрической сети.

Коэффициент загрузки для нормального режима работы рассчитывается как [3]:

$$K_{эф} = \frac{\sqrt{P_{P_{max}}^2 + Q_{P_{max}}^2}}{S_{номтр} \cdot N} \quad (30)$$

где $S_{\text{номтр}}$ – номинальная мощность трансформатора ТП.

N – количество трансформаторов ТП.

$P_{\text{рнн}}$ – суммарная активная расчетная мощность нагрузки ТП.

$Q_{\text{рнн}}$ – суммарная реактивная расчетная мощность нагрузки ТП.

Коэффициент загрузки для послеаварийного режима работы рассчитывается как (для двух трансформаторных ТП):

$$K_{\text{эфн}} = \frac{\sqrt{P_{\text{рнн}}^2 + Q_{\text{рнн}}^2}}{S_{\text{номтр}}} \quad (31)$$

Значение данного параметра должно удовлетворять условию:

$k_{\text{эф}} \leq 0$, для одно трансформаторной ТП, для двух трансформаторной ТП
 $k_{\text{эф}} \leq 0,7$, для двух трансформаторной ТП в послеаварийном режиме $k_{\text{эфпа}} \leq 1,4$

На примере ТП 49:

$$K_{\text{эф}} = \frac{\sqrt{549,94^2 + 141,05^2}}{630 \cdot 1} = 0,91$$

Коэффициент загрузки превышает нормативное значение 0,9 следовательно требуется замена оборудования, так же проводим данный расчет для остальных ТП, сводим результаты в таблицу 12.

Таблица 12 – Расчет коэффициентов загрузки ТП

Номер ТП	N (шт.)	Тип трансформатора	$S_{\text{номтр}}$ (кВА)	$K_{\text{эф}}$	$K_{\text{эфпа}}$
14	1	ТМН 250/10/0,4	250	0,91	
15	1	ТМН 250/10/0,4	250	0,47	
16	1	ТМН 400/10/0,4	400	0,53	
17	1	ТМН 250/10/0,4	250	0,44	
19	2	ТМН 400/10/0,4	400	0,59	1,18
23	1	ТМН 400/10/0,4	400	0,96	
49	1	ТМН 630/10/0,4	630	0,90	
93П	2	ТМН 160/10/0,4	160	0,53	1,06
89	1	ТМН 40/10/0,4	40	0,99	

По плану развития города в данном районе планируется точечная загрузка расположение вновь вводимых электроприемников указать на плане рисунке 5

Данные дополнительных электроприемников представлена в таблице 13

Таблица 13 – Данные о дополнительных потребителях ТП

№ ТП	Дополнительный Потребитель	Количество единиц
14	Административное здание	800 м ²
15	Коттедж	16 шт.
16	Коттедж	16 шт.
17	Административное здание	300 м ²

По аналогичным формулам проводим расчет коэффициентов загрузки с учетом дополнительных потребителей, результаты расчетов приведены в таблице 14, 15:

Таблица 14 – Расчетная мощность нагрузки существующих ТП с учетом подключения новых потребителей

№ ТП	$P_{\text{расч}}$ (кВт)	$Q_{\text{расч}}$ (квар)	$S_{\text{расч}}$ (кВА)
14	261,90	91,00	277,26
15	182,65	39,07	186,78
16	274,90	69,62	283,58
17	119,88	127,46	174,98

Таблица 15 – Расчет нагрузок существующих ТП с учетом подключения новых потребителей

Номер ТП	N(шт.)	Тип трансформатора	$S_{\text{номтр}}$ (кВА)	$K_{\text{эф}}$
14	1	ТМН 250/10/0,4	250	1,11
15	1	ТМН 250/10/0,4	250	0,74
16	1	ТМН 400/10/0,4	400	0,7
17	1	ТМН 250/10/0,4	250	0,69

Дополнительные потребители позволяют повысить коэффициент загрузки ТП 15, 16, 17 до нормативного значения при этом на ТП 14 данный параметр указывает на перегрузку, следовательно для нее требуется замена оборудования

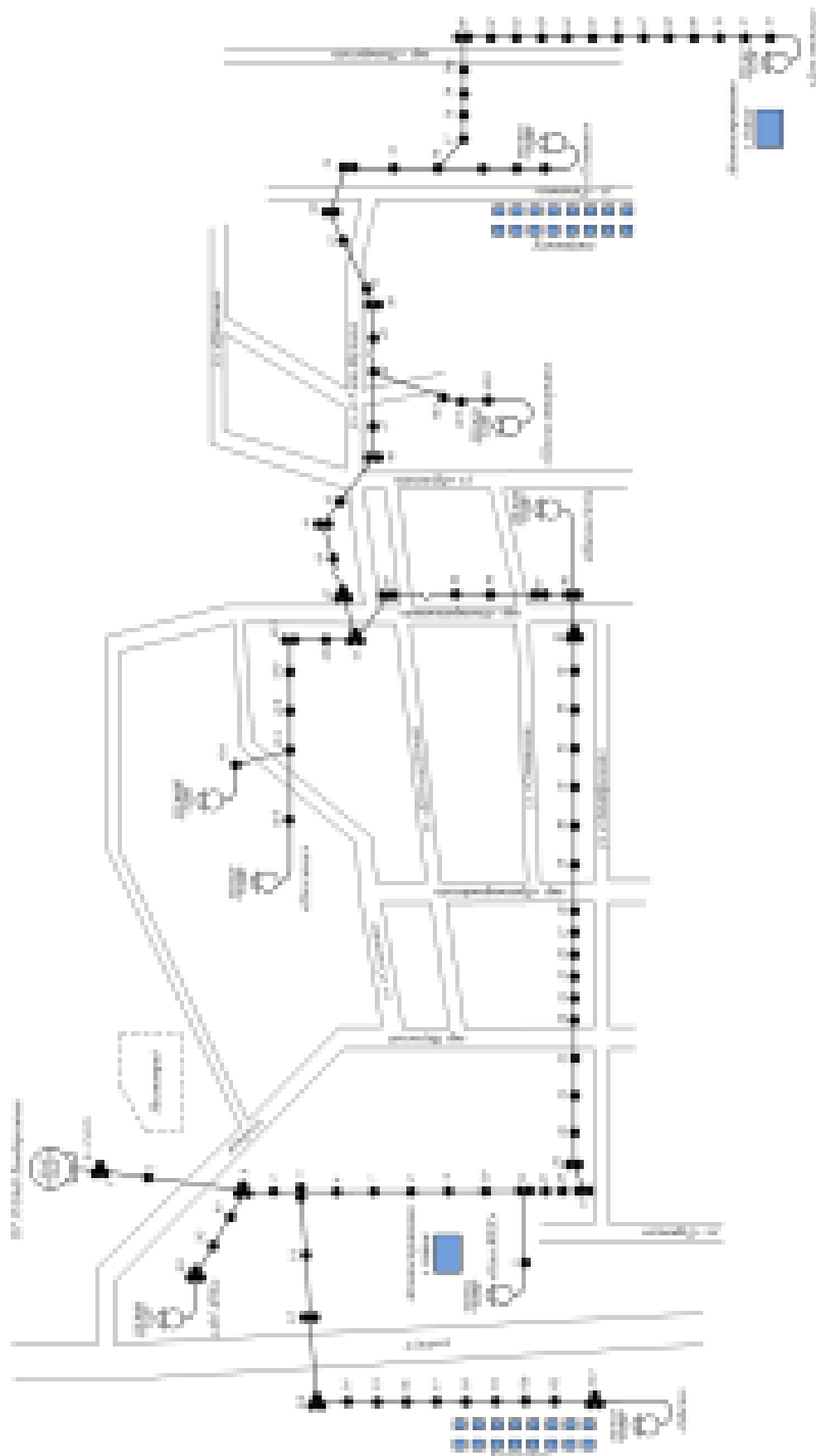


Рисунок 5 - Дополнительные потребители

Как видно из расчетов на некоторых ТП имеется проблема с высокой загрузкой трансформаторов следовательно далее проводим выбор данного оборудования для этих ТП, так же имеются и трансформаторы имеющие очень низкий коэффициент загрузки - ТП 93П на ней так же проводим замену трансформаторов.

5.3 Выбор трансформаторов ТП при реконструкции

В данном разделе при реконструкции проводим выбор и проверку силовых трансформаторов на ТП где коэффициент загрузки имеет значение выше нормативного. На тех ТП где данный параметр имеет низкое значение реконструкцию проводим так же.

Расчетная требуемая мощность трансформаторов [18]:

$$S_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{расч}}^2}}{K_z \cdot N} \quad (32)$$

где K_z - нормативный коэффициент загрузки;

N – количество трансформаторов

На примере ТП 89:

$$S_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{37,80^2 + 11,15^2}}{0,9 \cdot 1} = 42,16 \quad (\text{кВА})$$

Принимаем равное или большее из стандартного ряда мощностей – 63 кВА.

Пересчитываем коэффициент загрузки:

$$K_{\text{эф}} = \frac{\sqrt{37,80^2 + 11,15^2}}{63 \cdot 1} = 0,63 \leq 0,9$$

Расчет и выбор номинальной мощности трансформатора ТП проведен верно т.к. коэффициент загрузки имеет приемлемое значение следовательно трансформатор с данной номинальной мощностью принимаем к установке на ТП 89, аналогично проводим расчет и выбор оборудования на остальных ТП, где это необходимо, с занесением данных в таблицу 16.

Таблица 16 – Расчет и выбор номинальной мощности трансформаторов

Номер ТП	$S_{\text{расч}}(\text{кВА})$	$S_{\text{транс}}(\text{кВА})$	N (шт.)	$S_{\text{транс}}(\text{кВА})$	$K_{\text{эф}}$
14	277,26	308,07	1	400	0,69
23	382,83	425,37	1	630	0,61
89	39,41	42,16	1	63	0,63

Расчет выполнен верно т.к. полученные значения коэффициентов имеют приемлемое значение не превышающее нормативного значения. Рассмотрим подробно тип трансформаторов которые предполагается устанавливать на реконструируемых ТП.

В данной работе, в качестве силовых трансформаторов на реконструируемых ТП, предполагается устанавливать современный тип данного оборудования с литой изоляцией обмоток высокого и низкого напряжения типа ТС.

Рассмотрим основные достоинства силовых трансформаторов с литой изоляцией в частности это очень высокая стойкость к током короткого замыкания, также очень высокая огнестойкость, дополнительно следует отметить высокую экологичность связанную с отсутствием трансформаторного масла. Соответственно отсутствует вероятность растекания трансформаторного масла при разгерметизации трансформатора.

Также к достоинствам относятся низкие потери электроэнергии и мощности, так же трансформаторы имеют высокую динамическую стойкость к протеканию токов короткого замыкания.

Современные изоляционные материалы позволяют организовать высокое тепло отведение от обмоток трансформатора.

Также к достоинствам данного типа трансформаторов относится высокая допустимая степень перегрузки.

Для дальнейших расчетов приводим основные необходимые данные о технических характеристиках (потерях активной мощности в режиме холостого

хода и короткого замыкания, напряжении короткого замыкания и токе холостого хода) данных трансформаторов приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Технические характеристики трансформаторов ТС

Тип	i_{xx} (%)	$u_{кз}$ (%)	$\Delta P'_k$ (кВт)	$\Delta P'_x$ (кВт)
ТС-63/10/0,4	0,8	4,5	0,3	1,28
ТС-160/10/0,4	0,7	4,0	0,75	2,5
ТС-400/10/0,4	0,6	4,0	1,0	3,9
ТС-630/10/0,4	0,4	6,0	1,15	6,65

5.4 Расчет нагрузок ТП на стороне 10 кВ

Для дальнейших расчетов по выбору оборудования как на самой подстанции Левобережная так и на линиях электропередачи рассматриваемой электрической сети необходимо знать мощность нагрузки в узлах 10 кВ где подключаются трансформаторные подстанции. Данная нагрузка определяется суммой мощности на стороне НН ТП и потерь в трансформаторах

Расчет потерь активной и реактивной мощности в трансформаторах ТП проводим по следующим формулам [1]:

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_{\text{эф}}^2 + \Delta P_x \quad (33)$$

$$\Delta Q_m = \frac{u_{кз\%} \cdot S_{\text{полн}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}} + \frac{i_{xx\%} \cdot S_{\text{ном.тр}}}{100} \quad (34)$$

где $S_{\text{полн}}$ - расчетная полная мощность нагрузки 0,4 кВ ТП;

$u_{кз\%}$ - напряжение короткого замыкания (%);

$i_{xx\%}$ - ток холостого хода;

$\Delta P'_k, \Delta P'_x$ - потери активной мощности в режиме КЗ и ХХ (кВт).

На примере ТП 14 (тип трансформатора ТС 400/10/0,4, ток холостого хода 0,6%, напряжение короткого замыкания 4%, потери короткого замыкания 3,9 кВт, потери холостого хода 1,0 кВт

$$\Delta P_m = 3,9 \cdot 0,69^2 + 1,0 = 2,87 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_m = \frac{4,0 \cdot 277,26^2}{100 \cdot 400} + \frac{0,6 \cdot 400}{100} = 10,08 \text{ (квар)}$$

Полную мощность потерь определяем по следующей формуле:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} \quad (35)$$

$$\Delta S_m = \sqrt{2,87^2 + 10,08^2} = 10,48 \text{ (кВА)}$$

Нагрузка на стороне ВН ТП складывается из нагрузки на стороне НН и потерь в силовых трансформаторах, формула для ее расчета выглядит следующим образом:

$$P_{p_m} = P_{p_{nn}} + \Delta P_m \quad (36)$$

$$Q_{p_m} = Q_{p_{nn}} + \Delta Q_m \quad (37)$$

$$S_{p_m} = S_{p_{nn}} + \Delta S_m \quad (38)$$

Проводим расчет на примере ТП 14:

$$P_{p_m} = 261,9 + 2,87 = 264,77 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p_m} = 91,00 + 10,08 = 101,08 \text{ (квар)}$$

$$S_{p_m} = 277,26 + 10,48 = 287,74 \text{ (кВА)}$$

Расчёт данных параметров для остальных ТП сводим в таблицу 18.

Таблица 18 – Расчет потерь в трансформаторах и нагрузки ВН ТП

ТП	$\Delta P_{\text{тн}}$ (кВт)	$\Delta Q_{\text{тн}}$ (квар)	$\Delta S_{\text{тн}}$ (кВА)	$P_{\text{наг}}$ (кВт)	$Q_{\text{наг}}$ (квар)	$S_{\text{наг}}$ (кВА)
1	2	3	4	5	6	7
14	2,87	10,08	10,48	264,77	101,08	287,74
15	1,92	6,72	6,99	184,57	45,79	193,77
16	2,92	10,21	10,62	277,82	79,83	294,20
17	1,80	6,30	6,55	121,68	133,76	181,53
19	4,70	15,79	16,48	463,44	132,95	490,09
23	3,80	12,76	13,32	370,32	123,32	396,15
49	5,64	18,93	19,75	555,58	159,98	587,49
93П	1,69	5,66	5,90	162,16	60,73	175,56
89	0,39	1,31	1,37	38,19	12,46	40,78
Сумма	25,73	87,76	91,46	2438,53	849,9	2647,31

Далее по полученным данным проводим расчёт мощности нагрузки на шинах низкого напряжения ПС Левобережная

6 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЧАСТИ ГОРОДА И ЕГО АНАЛИЗ

В данном разделе проводим разработку варианта реконструкции системы электроснабжения города Томмот для повышения надежности электроснабжения потребителей. В настоящее время питание рассматриваемой части города осуществляется от одного фидера при этом резервирование отсутствует, т.к. в данной работе далее будет проводиться реконструкция питающей ПС Левобережная с установкой двух секций шин на стороне низкого напряжения вместо одной существующей, следовательно имеется возможность организации резервирования от второго фидера данной ПС.

В качестве варианта реконструкции наиболее оптимальным с точки зрения надёжности является организация петлевой схемы вместо существующей радиальной, как показано на рисунке 6, 7

Рассмотрим подробно план реконструкции: в данном случае организуется дополнительная воздушная линия электропередачи 10 кВ (указана красным на рисунке) от РУНН ПС Левобережная до отпайки на ТП 93П, для разделения питания города на части при этом, при необходимости питание в аварийной ситуации или из за ремонтных работ может быть организовано от одной питающей линии.

При реконструкции ПС Левобережная вторая вновь вводимая ВЛ 10 кВ будет подключаться на вторую секцию шин 10 кВ. Персонал оперативно выездной бригады может при необходимости переключать питание как от одного так и от другого фидера либо оставлять питание от обоих.

При организации второго питания части города к дополнительному оборудованию относится одно цепная ВЛ 10 кВ протяженностью 0,45 км а так же дополнительная ячейка выключателя 10 кВ на ПС Левобережная.

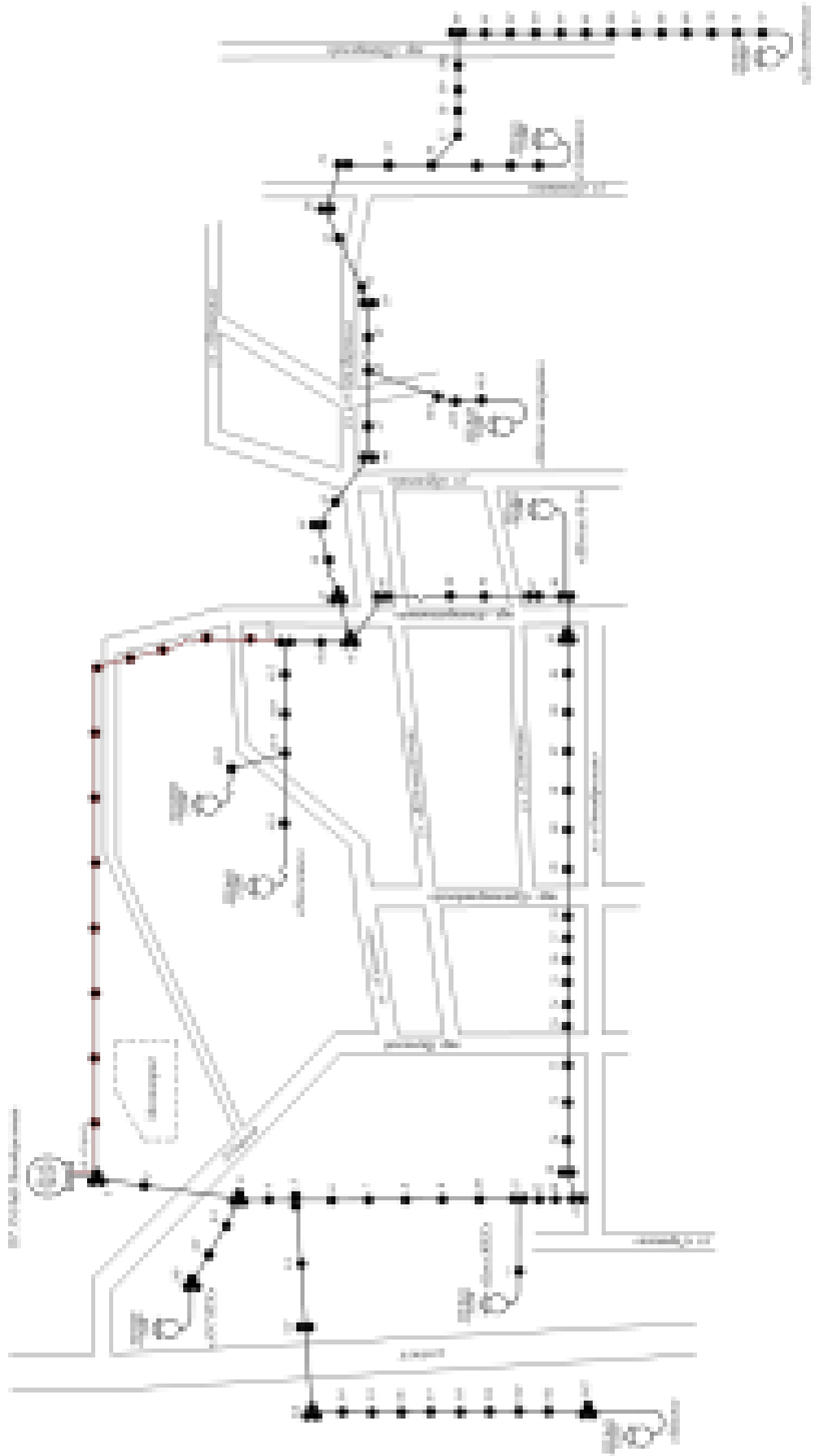


Рисунок 6 – План реконструкции сети

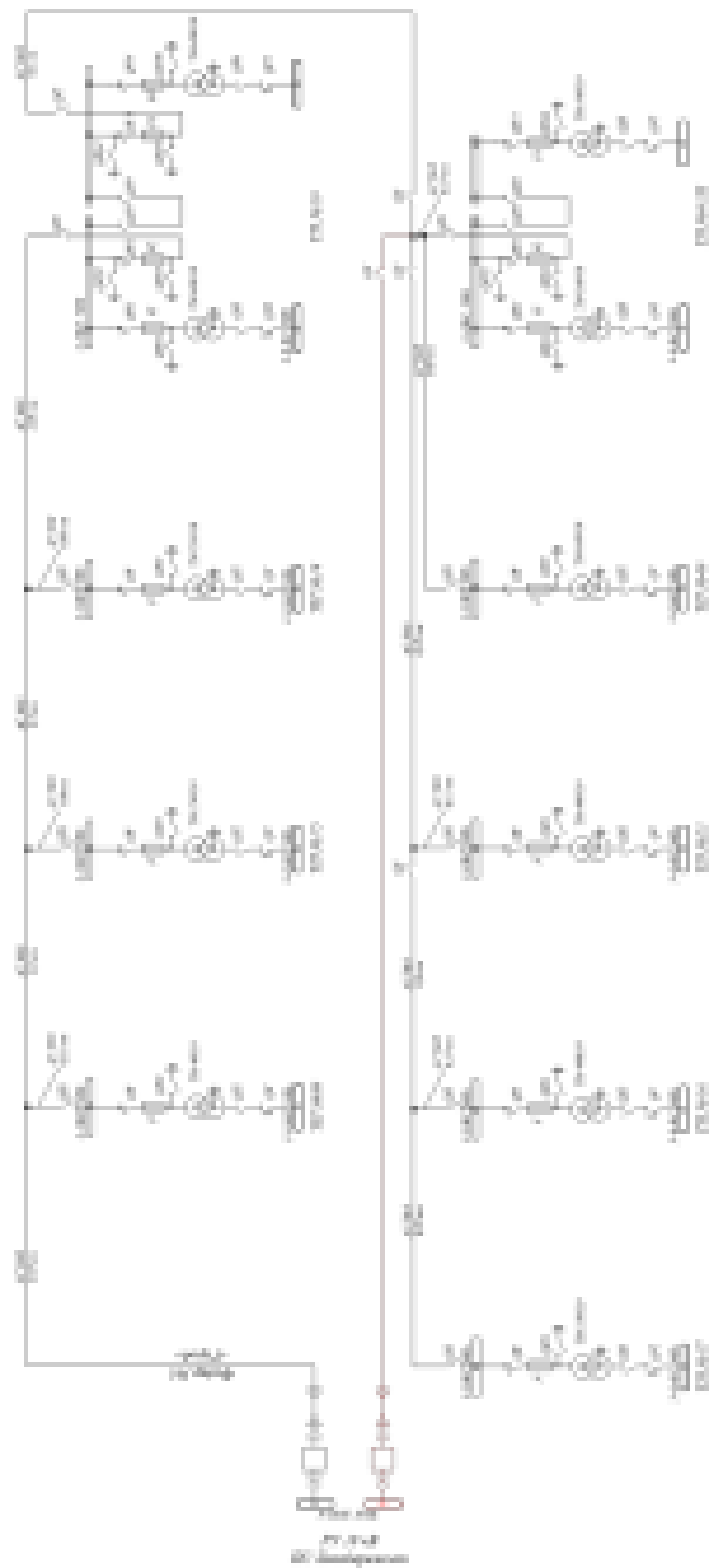


Рисунок 7 – Однолинейная схема сети после реконструкции

6.1 Расчет потокораспределения в сети 10 кВ

Для дальнейшего выбора проводников линий электропередачи в данном разделе проводим расчет потокораспределения в рассматриваемой системе электроснабжения после реконструкции. Для выполнения расчетов на рисунке 8 представлен граф сети с указанием нумерации точек нагрузки а так же протяженности участков ВЛ.

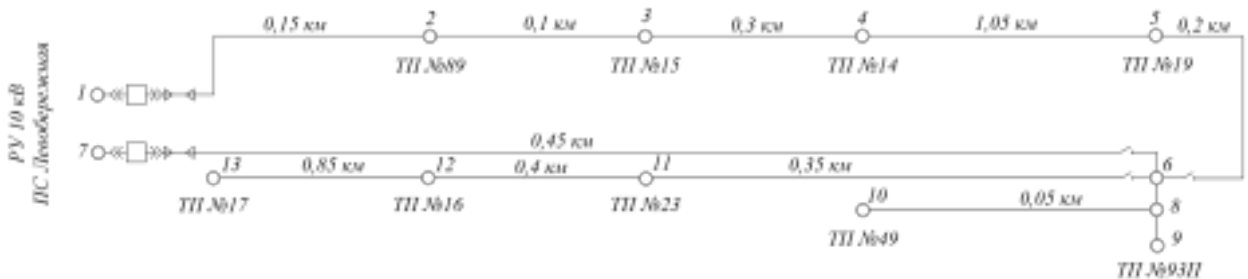


Рисунок 8 – Структурная схема сети

Проводим расчет потоков мощности на головных участках по следующей формуле с целью последующего определения точки потокораздела [3] на примере активной мощности:

$$P_{12} = \frac{P_2 \cdot l_{27} + P_3 \cdot l_{37} + P_4 \cdot l_{47} + P_5 \cdot l_{57} + P_6 \cdot l_{67}}{l_{17}} \quad (39)$$

$$P_{76} = \frac{P_6 \cdot l_{61} + P_5 \cdot l_{51} + P_4 \cdot l_{41} + P_3 \cdot l_{31} + P_2 \cdot l_{21}}{l_{17}} \quad (40)$$

где P_2 - расчетная полная мощность нагрузки в соответствующем узле №2
 l_{27} - протяженность участка ВЛ от узла 2 до узла 7

Определяем потоки активной мощности на остальных участках по следующей формуле:

$$P_{33} = P_{13} - P_2 \quad (41)$$

$$P_{34} = P_{23} - P_3 \quad (42)$$

$$P_{25} = P_{34} - P_4 \quad (43)$$

$$P_{56} = P_{25} - P_5 \quad (44)$$

$$P_{65} = P_{56} - P_6 \quad (45)$$

Суммарная мощность нагрузки в узле 6 составит:

$$P_6 = P_9 + P_{10} + P_{11} + P_{12} + P_{13} \quad (46)$$

Выполняем расчет

$$P_{12} = \frac{38,19 \cdot 2,1 + 184,57 \cdot 2,0 + 264,77 \cdot 1,7 + 463,44 \cdot 0,65 + 1487,56 \cdot 0,45}{2,25} = 831,14 \quad (\text{кВА})$$

$$P_{70} = \frac{1487,56 \cdot 1,8 + 463,4 \cdot 1,6 + 264,77 \cdot 0,55 + 184,57 \cdot 0,25 + 38,19 \cdot 0,15}{2,25} = 1607,15 \quad (\text{кВА})$$

$$P_{23} = 831,14 - 38,19 = 792,95 \quad (\text{кВА})$$

$$P_{14} = 792,95 - 184,57 = 608,38 \quad (\text{кВА})$$

$$P_{45} = 608,38 - 264,77 = 343,61 \quad (\text{кВА})$$

$$P_{56} = 343,61 - 463,44 = -119,83 \quad (\text{кВА})$$

$$P_{65} = 1607,15 - 1487,56 = 119,83 \quad (\text{кВА})$$

$$P_6 = 162,16 + 555,58 + 370,32 + 277,82 + 121,68 = 1487,56 \quad (\text{кВА})$$

Аналогично проводится расчет потокораспределения и для реактивной мощности, согласно расчетам точка потокораздела находится в узле №5 далее разделяем сеть на два участка (размыкаем участок 5-6) и так же проводим расчет потоков мощности по аналогичным формулам, результаты расчета приведены в таблице 19 (при этом учитываем коэффициентов совмещения максимумов нагрузки ТП)

Таблица 19 – Расчет потоков мощности после разделения

Участок	P (кВт)	Q (квар)	Участок	P (кВт)	Q (квар)
1-2	950,97	292,28	8-9	162,16	60,73
2-3	912,78	279,82	8-10	555,58	159,98
3-4	728,21	234,03	6-11	769,82	336,91
4-5	463,44	132,95	11-12	399,5	213,59
7-6	1487,56	557,62	12-13	121,68	133,76
6-8	1487,56	557,62	5-6	отключен	

Далее проводим расчет потоков мощности в послеаварийном или ремонтном режиме работы при отключении головных участков, так же учитываем коэффициент совмещения максимумов нагрузки, результаты расчета приведены в таблицах 20, 21

Таблица 20 – Расчет потоков мощности при отключении участка 1-2

Участок	P (кВт)	Q (квар)	Участок	P (кВт)	Q (квар)
1-2	0	0	8-9	162,16	60,73
2-3	38,19	12,46	8-10	555,58	159,98
3-4	222,76	58,25	6-11	769,82	336,91
4-5	487,53	159,33	11-12	399,5	213,59
7-6	2438,53	849,9	12-13	121,68	133,76
6-8	1487,56	557,62	5-6	950,97	292,28

Таблица 21 – Расчет потоков мощности после разделения 7-6

Участок	P (кВт)	Q (квар)	Участок	P (кВт)	Q (квар)
1-2	2438,53	849,9	8-9	162,16	60,73
2-3	2400,34	837,44	8-10	555,58	159,98
3-4	2215,77	791,65	6-11	769,82	336,91
4-5	1951	690,57	11-12	399,5	213,59
7-6	0	0	12-13	121,68	133,76
6-8	1487,56	557,62	5-6	1487,56	557,62

На основании полученных данных определяем максимальные потоки мощности в сечениях и проводим расчет токовой нагрузки по следующей формуле:

$$I_{pji} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (47)$$

где U_n - номинальное линейное напряжение ВЛ.

На примере участка 1-2 (максимальная мощность в сечении составляет 2024,28 кВА)

$$I_{p12} = \frac{\sqrt{2438,53^2 + 849,9^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 122,27 \quad (A)$$

Аналогично проводим расчет токов в сечениях для остальных участков, результаты расчета приведены в таблице 22

Таблица 22 – Расчет максимальных потоков мощности и токов в сечениях

Участок	I_p (A)	Участок	I_p (A)
1-2	122,42	8-9	10,15
2-3	120,53	8-10	33,96
3-4	111,57	6-11	42,84
4-5	98,27	11-12	24,75
7-6	122,42	12-13	10,49
6-8	39,70	5-6	75,60

Таким образом определены максимальные значения токов в сечениях системы электроснабжения 10 кВ после реконструкции.

6.2 Выбор СИП напряжением 10 кВ

При модернизации системы электроснабжения проводим замену проводников воздушных линий электропередачи на современный тип с покрытыми изоляцией жилами, применяем проводник типа СИП-3

Выбор сечений ВЛ проводится по методу сравнения длительно допустимого тока принятого проводника с расчетным значением, с последующей проверкой по термической стойкости и потере напряжения.

Выбор проводим по условию [21]:

$$I_p \leq I_{\text{дл}} \quad (48)$$

где I_p – расчетный ток в сечении;

Для примера проводим расчет тока в сечении на участке РУ 10 кВ ПС Левобережная – ТП 89 максимальное значение расчетного тока составило согласно расчетам:

$$I_{1,2} = 122,42 \text{ (А)}$$

Для полученного значения подбираем соответствующее сечение СИП-3 номинальным напряжением 20 кВ. Принимаем минимальное сечение 3×35 которое имеет длительно допустимый ток 200 А, данный тип проводника принимаем для данного участка, аналогично проводим расчет и выбор проводников для остальных участков, результаты приведены в таблице 23:

Таблица 23 – Выбор проводников ВЛ

Участок	I_p (А)	Марка и сечение проводника	Длительный ток (А)
1-2	122,42	СИП3 3х35мм ²	200
2-3	120,53	СИП3 3х35мм ²	200
3-4	111,57	СИП3 3х35мм ²	200
4-5	98,27	СИП3 3х35мм ²	200
7-6	122,42	СИП3 3х35мм ²	200
6-8	39,70	СИП3 3х35мм ²	200
8-9	10,15	СИП3 3х35мм ²	200
8-10	33,96	СИП3 3х35мм ²	200
6-11	42,84	СИП3 3х35мм ²	200
11-12	24,75	СИП3 3х35мм ²	200
12-13	10,49	СИП3 3х35мм ²	200
5-6	75,60	СИП3 3х35мм ²	200

Расчет показало что все проводники проходят проверку по длительному токи их оставляем для дальнейшей разработки.

7 ОПРЕДЕЛЕНИЕ СУММАРНОЙ НАГРУЗКИ РАЙОНА

Цель данного раздела определить суммарную мощность нагрузки рассматриваемого района электрических сетей при этом данное значение определяется с учетом коэффициента совмещения максимумов нагрузки зависящем соответственно от количества трансформаторов.

Определяем расчетную мощность нагрузки на шинах 10 кВ ПС Левобережная по следующей формуле:

$$P_{r\Sigma} = k_o \cdot \sum P_{r,i} \quad (49)$$

$$Q_{r\Sigma} = k_o \cdot \sum Q_{r,i} \quad (50)$$

$$S_{r\Sigma} = k_o \cdot \sum S_{r,i} \quad (51)$$

где k_o - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов ТП.

$$P_{r\Sigma} = 0,8 \cdot 2438,53 = 1951,23 \quad (\text{кВт})$$

$$Q_{r\Sigma} = 0,8 \cdot 849,9 = 679,92 \quad (\text{квар})$$

$$S_{r\Sigma} = 0,8 \cdot 2647,31 = 2117,84 \quad (\text{кВА})$$

Используем полученные данные в дальнейших расчетах при выборе компенсирующих устройств и проверке коэффициентов загрузки силовых трансформаторов ПС Левобережная.

8 ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В данном разделе проводим прогнозирование электрических нагрузок в рассматриваемом районе по формуле сложных процентов:

$$P_{\text{сп}} = P_{\rho\Sigma} \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon}{100}\right)^T \quad (52)$$

$$Q_{\text{сп}} = Q_{\rho\Sigma} \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon}{100}\right)^T \quad (53)$$

$$S_{\text{сп}} = S_{\rho\Sigma} \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon}{100}\right)^T \quad (54)$$

где ε - относительный прирост нагрузки для рассматриваемого согласно данным контрольного замера за несколько лет (%).

T - период прогнозирования (лет):

Проводим расчет на перспективу в 10 лет:

$$P_{\text{сп}} = 1951,23 \cdot \left(1 + \frac{1,13}{100}\right)^{10} = 2322,13 \quad (\text{кВт})$$

$$Q_{\text{сп}} = 679,92 \cdot \left(1 + \frac{1,13}{100}\right)^{10} = 809,11 \quad (\text{квар})$$

$$S_{\text{сп}} = 2117,84 \cdot \left(1 + \frac{1,13}{100}\right)^{10} = 2546,23 \quad (\text{кВА})$$

9 ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПС ЛЕВОБЕРЕЖНАЯ

Расчёт требуемой мощности КУ проводится по коэффициенту мощности задаваемому энергосистемой [1]:

$$Q_k = Q_{p\Sigma} - P_{p\Sigma} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (55)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - предельный коэффициент мощности (согласно приказа министерства энергетики от 23 июня 2015 г. № 380)

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

$$Q_1 = \frac{Q_k}{2} \quad (56)$$

где Q_1 - мощность компенсирующих устройств необходимых к установке на одну секцию.

Далее выбираем мощность компенсирующего устройства из стандартного ряда производимых промышленностью мощностей для данного типа устройств и определяем мощность которая будет потребляться из сети (некомпенсированная мощность) по следующей формуле:

$$Q_{\text{мск}} = Q_{p\Sigma} - Q_{\text{шнн}} \quad (57)$$

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

Проводим расчет для ПС Левобережная, мощность компенсирующих устройств, требуемая (с учетом всех потребителей, подключенных к шинам низкого напряжения):

$$Q_k = 809,11 - 2322,13 \cdot 0,4 = -119,74 \text{ (квар)}$$

Расчет показывает что требуемая мощность компенсирующих устройств которые необходимо установить на ПС Левобережная является отрицательной это означает что вся необходимая реактивная мощность для потребителей может быть получена из сети и установка данных устройств не требуется.

Далее проводим расчет коэффициентов загрузки силовых трансформаторов на ПС Левобережная.

10 ПРОВЕРКА КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОДСТАНЦИИ ЛЕВОБЕРЕЖНАЯ

В данном разделе проводим проверку установленных в настоящее время силовых трансформаторов по коэффициенту загрузки при работе с расчетными значениями нагрузки. В настоящее время на подстанции Левобережная установлены трансформаторы ТМН 2500/35/10 в количестве 2 шт.

Коэффициент загрузки для нормального режима работы рассчитывается по следующей формуле:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{P_{зр}^2 + Q_{зр}^2}}{n_T \cdot S_{ном}} \quad (58)$$

где $P_{зр}$ - расчетная прогнозируемая активная мощность на шинах низкого напряжения подстанции Левобережная согласно расчетным данным.

$Q_{зр}$ - расчетная прогнозируемая реактивная мощность на шинах низкого напряжения подстанции Левобережная согласно расчетным данным.

$S_{ном}$ - номинальная полная мощность силового трансформатора установленного на ПС Левобережная в настоящее время.

n_T - количество силовых трансформаторов.

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{2322,13^2 + 809,11^2}}{2 \cdot 2500} = 0,51$$

Для после аварийного режима коэффициент загрузки определяется по следующей формуле:

$$K_{зфав} = \frac{\sqrt{P_{зр}^2 + Q_{зр}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{ном}} \quad (59)$$

$$K_{\text{зпвн}} = \frac{\sqrt{2322,13^2 + 809,11^2}}{2500} = 1,02$$

Нормативное значение коэффициента загрузки для нормального режима работы ПС составляет 0,5-0,7, для послеаварийного соответственно 1-1,4, следовательно можно сделать вывод том что замена силовых трансформаторов на ПС Левобережная не требуется т.к. они вполне справляются с нагрузкой, так же следует отметить тот факт что существует возможность отключения одного трансформатора в режиме минимальных нагрузок для сохранения его ресурса и приведения коэффициента загрузки к нормативному значению

11 РЕКОНСТРУКЦИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ПОДСТАНЦИИ ЛЕВОБЕРЕЖНАЯ

Учитывая все недостатки схемы распределительных устройств которые в настоящее время эксплуатируются на ПС Левобережная в данной работе предполагается их замена на типовые решения которые в значительной степени повысят надежность электроснабжения потребителей рассматриваемого района электрических сетей.

Распределительное устройство высокого напряжения при реконструкции принимаем по схеме 4Н – «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», данная схема применяется для тупиковых или ответвительных двух трансформаторных ПС номинальным напряжением 35-220 кВ, при этом учитывая то что в настоящее время ПС питается от одной ВЛ 35 кВ в дальнейшем будет иметься возможность для подключения второй цепи питающей ВЛ со стороны ПС Промзона что так же позволит повысить надежность электроснабжения потребителей.

Достоинство данного распределительного устройства является простота конструкции и минимальное количество коммутационных аппаратов что определяет минимальные затраты на эксплуатацию данного РУ.

На стороне низкого напряжения ПС Левобережная в настоящее время имеется одна секция шин что негативно влияет на надежность электроснабжения, учитывая тот факт что в данной работе предполагается подключение второго отходящего фидера для питания потребителей рассматриваемого района, рациональным будет организовать РУНН по схеме «две секции шин с секционным выключателем и устройством АВР». Данная схема РУ отлично зарекомендовала себя практически на всех ПС подобного типа благодаря своей надежности и простоте обслуживания, наличие выкатных ячеек выключателей позволяет оперативно выводить присоединение в ремонт, быстро заменять выключатель при необходимости. Подробная однолинейная схема ПС Левобережная после реконструкции представлена на рисунке 9.

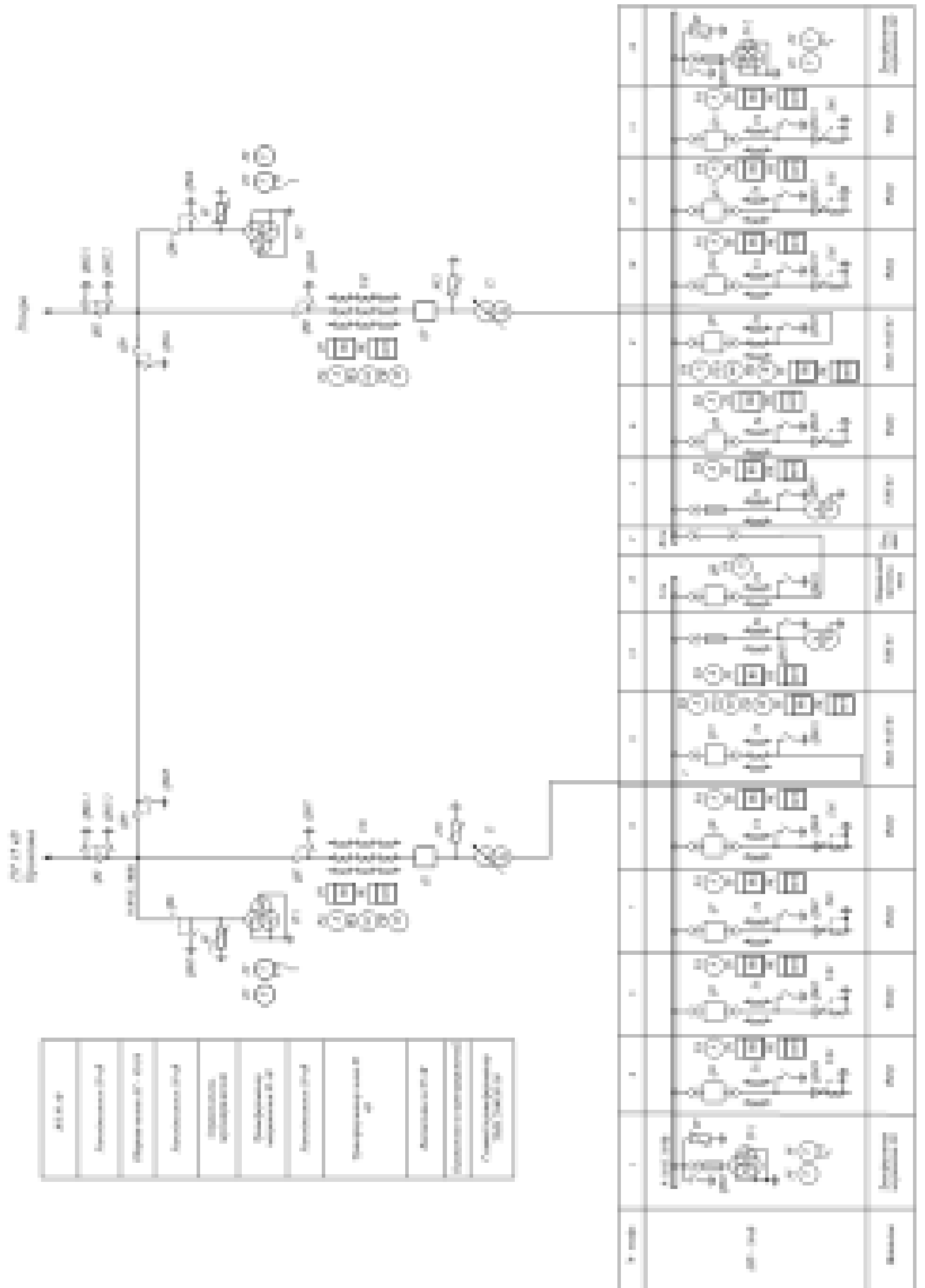


Рисунок 9 - Принятая однолинейная схема ПС Левобережная

12 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Данный раздел посвящен определению уровней токов короткого замыкания как на питающей подстанции Левобережная так и в системе электроснабжения 10 кВ. Данный расчет необходим для дальнейшей проверки выбираемого оборудования как линейного так и подстанционного по условиям термической динамической и коммутационной стойкости.

12.1 Расчет токов короткого замыкания на шинах подстанции Левобережная

Расчет проводится приближенным методом с использованием относительных единиц. Расчетная схема с указанием точек короткого замыкания представлена на рисунке 10.

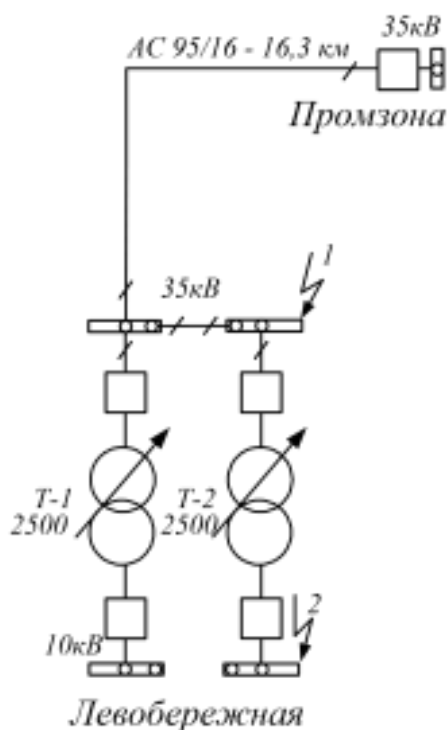


Рисунок 10 – Расчетные места КЗ

На рисунке 11 представлена схема замещения участка сети для расчета токов КЗ.

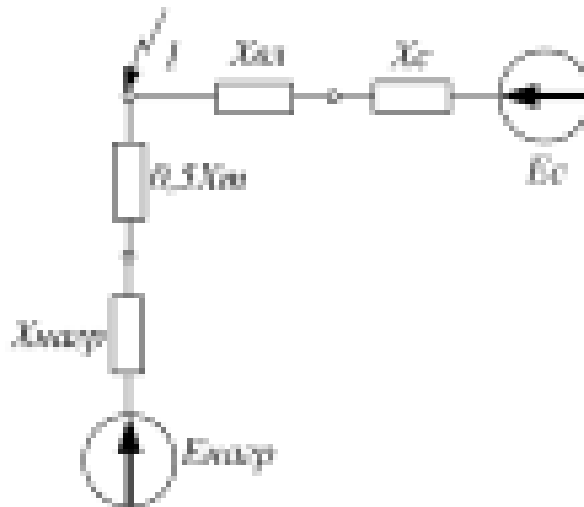


Рисунок 11 – Схема замещения участка сети с указанием расчетной точки КЗ 1

Принимаем базисные условия [5]:

- 1) базисная мощность $S_n = 100$ (МВА),
- 2) базисное напряжение 35 кВ $U_{35} = 37$,
- 3) базисное напряжение 10 кВ $U_{10} = 10,5$.
- 4) ЭДС и сопротивление нагрузки 0,85 и 0,35 (о.е.)

Базисный ток :

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot U_b} \quad (60)$$

где I_b , U_b – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

$$I_{б35} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 2,5 \quad (\text{кА})$$

$$I_{б10} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 8,8 \quad (\text{кА})$$

Сопrotивление энергосистемы со стороны шин 35 кВ подстанции Промзона:

$$X_c = \frac{S_6}{S_c} \quad (61)$$

где S_c – мощность короткого замыкания на шинах 35 кВ ПС Промзона

$$X_c = \frac{100}{506,3} = 0,3 \quad (\text{о.е.})$$

Сопrotивление ВЛ:

$$X_{\text{вл}} = x_{\text{ул}} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ф}}^2} \quad (62)$$

где $x_{\text{ул}}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

l – длина ВЛ (км)

$$X_{\text{вл}} = 0,4 \cdot 16,3 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,48 \quad (\text{о.е.})$$

Сопrotивление обобщенной нагрузки (о.е.):

$$X_{\text{нагр}} = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_{\rho \Sigma}} \quad (63)$$

где S_{ρ} – мощность нагрузки (МВА)

$$X_{\text{нагр}} = 0,35 \cdot \frac{100}{2,1} = 19,55 \quad (\text{о.е.})$$

Определяем сопротивление обмотки трансформаторов:

$$X_{\Gamma} = \frac{u_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} \quad (64)$$

$$X_T = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{100}{2,5} = 0,55 \quad (\text{о.е.})$$

где $U_{кз}$ – напряжение короткого замыкания силового трансформатора подстанции Левобережная

Преобразование схемы:

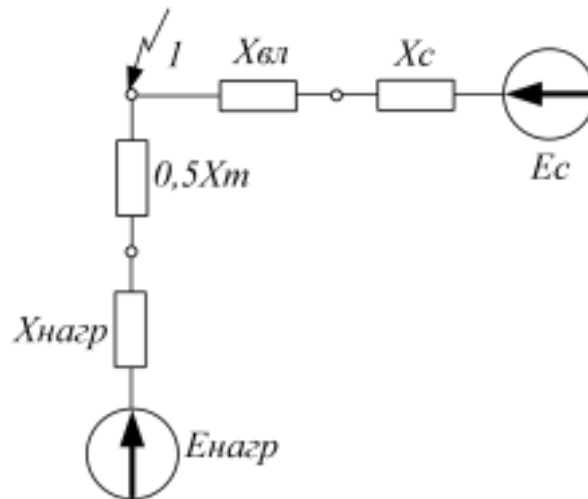


Рисунок 12 – Сворачивание схемы замещения

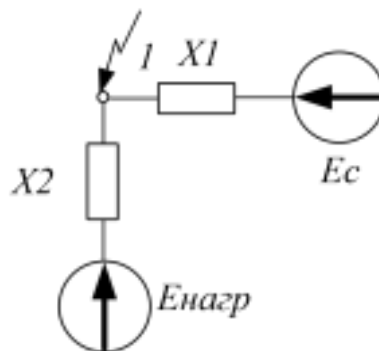


Рисунок 13 – Сворачивание схемы замещения

$$X1 = X_c + X_{вл} \quad (65)$$

$$X1 = 0,3 + 0,48 = 0,78 \quad (\text{о.е.})$$

$$X2 = 0,5 \cdot X_T + X_H \quad (66)$$

$$X2 = 0,5 \cdot 0,55 + 19,55 = 19,83 \quad (\text{о.е.})$$

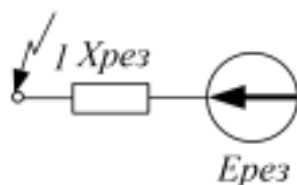


Рисунок 14 – Сворачивание схемы замещения

$$X_{рез} = \frac{X1 \cdot X2}{X1 + X2} \quad (67)$$

$$X_{рез} = \frac{0,78 \cdot 19,83}{0,78 + 19,83} = 0,75 \quad (\text{о.е.})$$

$$E_{рез} = \frac{E_c \cdot X2 + E_{нар} \cdot X1}{X2 + X1} \quad (68)$$

$$E_{рез} = \frac{1 \cdot 19,83 + 0,85 \cdot 0,78}{19,83 + 0,78} = 0,97 \quad (\text{о.е.})$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{но} = \frac{E_{рез}}{X_{рез}} \cdot I_{б35} \quad (69)$$

$$I_{но} = \frac{0,97}{0,75} \cdot 2,5 = 3,23 \quad (\text{кА})$$

Апериодическая составляющая:

$$I_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{но} \cdot e^{-\frac{t_{от}}{T_{ст}}} \quad (70)$$

где $t_{от}$ – время отключения выключателя с учетом минимального времени работы защиты.

$T_{ст}$ – постоянная времени (определяется по справочным данным).

$$I_{ат} = \sqrt{2} \cdot 3,23 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,03}} = 0,62 \quad (\text{кА})$$

Ударный ток:

$$I_{\text{зд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_{\text{в}}}} \right) \quad (71)$$

$$I_{\text{зд}} = \sqrt{2} \cdot 3,23 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 7,84 \quad (\text{кА})$$

Расчет теплового импульса (с учетом максимального времени работы защиты):

$$B_{\text{к}} = I_{\text{но}}^2 \cdot (t_{\text{ОВ}} + T_{\text{д}}) \quad (72)$$

где $t_{\text{ОВ}}$ – время отключения выключателя с учетом максимального времени работы защиты.

$$B_{\text{к}} = 3,23^2 \cdot (2 + 0,03) = 20,86 \quad (\text{кА}^2\text{с})$$

Аналогично проводится расчет и для второй точки короткого замыкания, Результаты сводятся в таблицу 24:

Таблица 24 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{\text{нз}}, (\text{кА})$	$I_{\text{з}}, (\text{кА})$	$I_{\text{зд}}, (\text{кА})$	$B_{\text{к}}, (\text{кА}^2\text{с})$
1	3,23	0,62	7,84	20,86
2	6,26	1,19	15,19	78,38

Далее проводим выбор и проверку подстанционного оборудования на подстанции Левобережная.

12.2 Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 10 кВ

В данном разделе проводим расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 10 кВ с целью дальнейшей проверки ВЛ по термической стойкости к данным токам.

Расчетные точки короткого замыкания принимаем на шинах высокого напряжения ближайших к источнику питания ТП. Расчет проводим в

именованных единицах. Для примера проводим расчет токов короткого замыкания на шинах ВН ТП 245, протяженность КЛ от источника до ТП составляет 800 м. Схема замещения представлена на рисунке 15

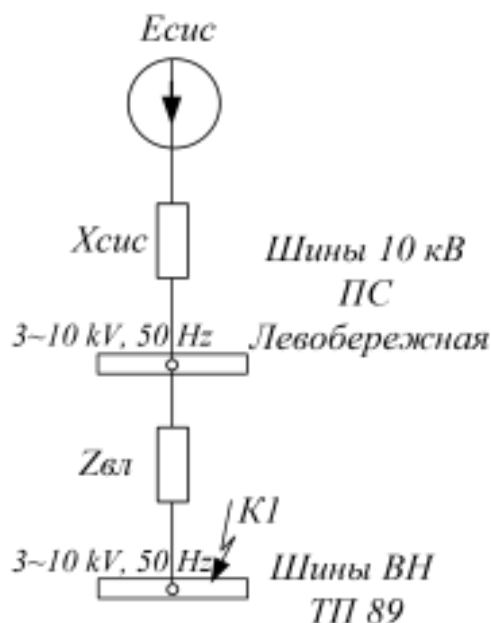


Рисунок 15 – Схема замещения участка сети

Активные и индуктивные сопротивления ВЛ:

$$X_{\text{вт}} = x_{\text{л}} \cdot l \tag{73}$$

$$R_{\text{вт}} = r_{\text{л}} \cdot l \tag{74}$$

где $x_{\text{л}}, r_{\text{л}}$ - удельное реактивное и активное сопротивление ВЛ.

$$X_{\text{вт}} = 0,17 \cdot 0,3 = 0,05 \text{ (Ом)}$$

$$R_{\text{вт}} = 0,99 \cdot 0,3 = 0,3 \text{ (Ом)}$$

Определяем сопротивление энергосистемы со стороны шин 10 кВ источника питания подстанции Левобережная:

$$X_c = \frac{U_{\text{ф}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{вт}}} \tag{75}$$

где $U_{\text{ср}}$ - напряжение среднего ряда, принимается равным 10,5 кВ.

$I_{\text{кз}}$ - ток трехфазного короткого замыкания на шинах 10 кВ подстанции Левобережная рассчитан далее.

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 6,26} = 0,97 \quad (\text{Ом})$$

89 Результирующее активное сопротивление до точки КЗ на шинах ВН ТП

$$X_p = X_c + X_{\text{ав}} \quad (76)$$

$$X_p = 0,97 + 0,05 = 1,02 \quad (\text{Ом})$$

$$R_p = R_{\text{св}} = 0,3 \quad (\text{Ом}) \quad (77)$$

Определяем периодическую составляющую тока короткого замыкания по следующей формуле :

$$I_{\text{м}} = \frac{U_{\text{ф}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (78)$$

$$I_{\text{м}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,3^2 + 1,02^2}} = 5,7 \quad (\text{кА})$$

Проводим расчет постоянной времени для каждой точки КЗ:

$$T_a = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (79)$$

где ω - синхронная частота напряжения сети 314 рад/с.

$$T_a = \frac{1,02}{314 \cdot 0,3} = 0,006$$

Выполняем расчет теплового импульса, при этом время протекания тока короткого замыкания должно учитывать полное время отключения

выключателя и время работы защиты с учетом ступеней селективности, принимается равным 0,6 сек:

$$B_k = I_{\text{от}}^2 \cdot (T_{\text{от}} + T_a) \quad (80)$$

где $T_{\text{от}}$ - полное время отключение выключателя сек.

$$B_k = 5,7^2 \cdot (0,6 + 0,004) = 16,49 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

По аналогичным формулам проводится расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ на остальных ближайших ТП, результаты расчета сводим в таблицу 25.

Таблица 25 – Расчет токов КЗ и теплового импульса

Точка КЗ	$I_{\text{от}}$ (кА)	B_k (кА ² с)
Шины ВН ТП89	5,7	19,49
Шины ВН ТП 93П	4,3	11,09

Полученные данные далее будут необходимы при проверке выбранных ВЛ по термической стойкости к токам КЗ.

13 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ ЛЕВОБЕРЕЖНАЯ

При реконструкции ПС Левобережная принята типовая схема распределительного устройства высокого напряжения 4Н «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», подробная однолинейная схема подстанции Левобережная после реконструкции представлена на графическом листе.

В связи с реконструкцией и модернизацией подстанции Левобережная в данном разделе проводим расчет, выбор и проверку основного необходимого оборудования.

Определяем максимальный рабочий ток РУ 35 кВ подстанции Левобережная для выключателей Q1, 2 и трансформаторов тока ТА1, 2 (расчетный ток определяется из условия утяжеленного режима работы)

$$I_{\text{н}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (81)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора (МВА);

$U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение (кВ);

$$I_{\text{н}} = \frac{1,4 \cdot 2,5}{\sqrt{3} \cdot 35} = 58,0 \quad (\text{А})$$

Определяем максимальный рабочий ток для вводных выключателей 10 кВ Q8, 11 (расчетный ток определяется из условия утяжеленного режима работы)

$$I_{\text{ввод}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (82)$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{1,4 \cdot 2,5}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 192,1 \quad (\text{А})$$

Определяем максимальный рабочий ток для секционного выключателя 10 кВ:

$$I_{\text{сек}} = \frac{I_{\text{макс}}}{2} \quad (83)$$

$$I_{\text{сек}} = \frac{192,1}{2} = 96,05 \quad (\text{А})$$

Определяем максимальный рабочий ток для отходящего присоединения 10 кВ на примере фидера №1, расчетный ток определяем из условия ремонтного режима работы

$$I_{\phi 1} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (84)$$

$$I_{\phi 1} = \frac{2117,84}{\sqrt{3} \cdot 10} = 122,42 \quad (\text{А})$$

Для остальных присоединений ток определяется аналогично.

13.1 Выбор выключателей 35 кВ

Принимаем по номинальному току и напряжению элегазовый выключатель марки ВГБ-35-12,5/630 УХЛ1

Результаты выбора показаны в таблице 26.

Таблица 26 – Выбор выключателя 35 кВ Q1, 2

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}$	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{расч.ном} = 35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{расч.ном}$
$I_{ном}$	$I_{ном} = 630$ А	$I_{расч.} = 58,0$ А	$I_{ном} > I_{расч.}$
Условия проверки			
$I_{отс.з}$	$I_{отс.з} = 12,5$ кА	$i_{отс.з} = 3,23$ кА	$I_{отс.з} > I_{отс.з}$
$I_{отс.д}$	$I_{отс.д} = 12,5$ кА	$i_{отс.д} = 3,23$ кА	$I_{отс.д} \geq I_{отс.д}$
$i_{отс.д}$	$i_{отс.д} = 31$ кА	$i_{отс.д} = 7,84$ кА	$i_{отс.д} \geq i_{отс.д}$
$i_{отс.з}$	$i_{отс.з} = 7,9$ кА	$i_{отс.з} = 0,62$ кА	$i_{отс.з} > i_{отс.з}$
$i_{отс.з}$	$i_{отс.з} = 31$ кА	$i_{отс.з} = 7,84$ кА	$i_{отс.з} \geq i_{отс.з}$
Термическая стойкость	5000 кА ² с	$H_{отс.з} = 20,86$ кА ² с	$I_{отс.з}^2 \cdot t_{отс.з} \geq B_K$

Выключатель прошел проверку

13.2 Выбор выключателей 10 кВ.

В качестве вводных выключателей 10 кВ принимаем вакуумные типа ВРС-10-31,5-630 в комплекте КРУ типа КУ-6С, Результаты выбора показаны в таблице 27.

Таблица 27 – Выбор вводных выключателей 10 кВ Q8, 11

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}$	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{расч.ном} = 10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{расч.ном}$
$I_{ном}$	$I_{ном} = 630$ А	$I_{расч.} = 192,1$ А	$I_{ном} > I_{расч.}$
Условия проверки			
$I_{отс.з}$	$I_{отс.з} = 31,5$ кА	$i_{отс.з} = 5,25$ кА	$I_{отс.з} > I_{отс.з}$
$I_{отс.д}$	$I_{отс.д} = 31,5$ кА	$i_{отс.д} = 6,26$ кА	$I_{отс.д} \geq I_{отс.д}$
$i_{отс.д}$	$i_{отс.д} = 128$ кА	$i_{отс.д} = 15,19$ кА	$i_{отс.д} \geq i_{отс.д}$
$i_{отс.з}$	$i_{отс.з} = 8,8$ кА	$i_{отс.з} = 1,15$ кА	$i_{отс.з} > i_{отс.з}$
$i_{отс.з}$	$i_{отс.з} = 128$ кА	$i_{отс.з} = 15,19$ кА	$i_{отс.з} \geq i_{отс.з}$
Термическая стойкость	4800 кА ² с	$H_{отс.з} = 78,38$ кА ² с	$I_{отс.з}^2 \cdot t_{отс.з} \geq B_K$

Выключатель прошел проверку

В качестве секционного выключателя 10 кВ принимаем так же вакуумный типа ВРС-10-31,5-630 в комплекте КРУ типа КУ-6С, Результаты выбора показаны в таблице 28.

Таблица 28 – Выбор секционного выключателя 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3	4
$U_{ном}$	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{расчет} = 10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{конструкция}$
$I_{ном}$	$I_{ном} = 630$ А	$I_{расч} = 96,105$ А	$I_{ном} > I_{расч}$
Условия проверки			
$I_{откл}$	$I_{откл} = 315$ кА	$I_{от} = 8,26$ кА	$I_{откл} > I_{от}$
$I_{уст}$	$I_{уст} = 315$ кА	$I_{уст} = 6,26$ кА	$I_{уст} \geq I_{уст}$
$i_{откл}$	$i_{откл} = 128$ кА	$i_{от} = 15,19$ кА	$i_{откл} \geq i_{от}$
$i_{уст}$	$i_{уст} = 8,48$ кА	$i_{уст} = 1,18$ кА	$i_{уст} > i_{уст}$
$i_{уст.кв}$	$i_{уст.кв} = 128$ кА	$i_{уст} = 15,19$ кА	$i_{уст.кв} \geq i_{уст}$
Термическая стойкость	4800 кА ² с	$B_{от} = 78,58$ кА ² с	$I_{уст}^2 \cdot t_{уст} \geq B_K$

Выключатель прошел проверку

В качестве выключателя 10 кВ отходящего присоединения так же принимаем вакуумный типа ВРС-10-31,5-630 в комплекте КРУ типа КУ-6С, Результаты выбора показаны в таблице 29.

Таблица 29 – Выбор выключателя присоединения 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3	4
$U_{ном}$	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{расчет} = 10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{конструкция}$
$I_{ном}$	$I_{ном} = 630$ А	$I_{расч} = 122,42$ А	$I_{ном} > I_{расч}$
Условия проверки			
$I_{откл}$	$I_{откл} = 315$ кА	$I_{от} = 11,77$ кА	$I_{откл} > I_{от}$
$I_{уст}$	$I_{уст} = 315$ кА	$I_{уст} = 11,77$ кА	$I_{уст} \geq I_{уст}$
$i_{откл}$	$i_{откл} = 128$ кА	$i_{от} = 28,57$ кА	$i_{откл} \geq i_{от}$
$i_{уст}$	$i_{уст} = 8,48$ кА	$i_{уст} = 2,29$ кА	$i_{уст} > i_{уст}$
$i_{уст.кв}$	$i_{уст.кв} = 128$ кА	$i_{уст} = 28,51$ кА	$i_{уст.кв} \geq i_{уст}$
Термическая стойкость	4800 кА ² с	$B_{от} = 281,22$ кА ² с	$I_{уст}^2 \cdot t_{уст} \geq B_K$

Выключатель прошел проверку, на всех отходящих присоединениях устанавливается данный выключатель

13.3 Выбор разъединителей.

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

Результаты выбора показаны в таблице 30.

Таблица 30 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ QS1

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}$	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{рабочая} = 35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{рабочая}$
$I_{ном}$	$I_{ном} = 1000$ А	$I_{расч} = 82,0$ А	$I_{ном} > I_{расч}$
Условия проверки			
$i_{проект}$	$i_{проект} = 6,3$ кА	$i_{расч} = 7,84$ кА	$i_{проект} \geq i_{расч}$
Термическая стойкость	1875 кА ² с	$H_{расч} = 20,86$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Разъединитель прошел проверку

Таблица 31 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ QS 3, 4, 7, 8

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}$	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{рабочая} = 35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{рабочая}$
$I_{ном}$	$I_{ном} = 1000$ А	$I_{расч} = 58,0$ А	$I_{ном} > I_{расч}$
Условия проверки			
$i_{проект}$	$i_{проект} = 6,3$ кА	$i_{расч} = 7,84$ кА	$i_{проект} \geq i_{расч}$
Термическая стойкость	1875 кА ² с	$H_{расч} = 20,86$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Разъединитель прошел проверку

13.4 Выбор трансформаторов тока.

Вторичная нагрузка ТТ [6]:

$$Z_2 \approx R_2 = r_{провод} + r_{проб} + r_k \quad (85)$$

Сопротивление контактов $r_k = 0,1$ Ом. Сопротивление проводов:

$$r_{провод} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (86)$$

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

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

F - сечение провода, $F = 4$ мм².

Сопротивление проводов (для 35 и 10 кВ):

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

Сопротивление приборов [6]:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} \quad (87)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток

Принимаем измерительный комплекс Меркурий 201.8.

Расчет нагрузки 35, 10 кВ приведен в таблице 32.

Таблица 32 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 и 10 кВ подстанции Левобережная

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 201.8	0,12
Счетчик РЭ		
Ваттметр	СК3021-1	0,5
Варметр	СК3021-1	0,5
Сумма		1,62

Сопротивление приборов [6]:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I^2}$$

$$r_{проб} = \frac{1,62}{5^2} = 0,06 \text{ (Ом)}$$

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

$$Z_2 = r_{пров} + r_{проб} + r_k$$

$$Z_2 = 0,43 + 0,06 + 0,1 = 0,59 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТОЛ-35-III. Сравнение параметров приведено в таблице 33.

Таблица 33 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ ТА1, 2

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные		Условия выбора
$U_{ном}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{выбранный} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{выбранный}$	
$I_{ном}$	$I_{ном} = 75 \text{ А}$	$I_{выбранный} = 58,0 \text{ А}$	$I_{ном} > I_{выбранный}$	
Условия проверки				
$i_{пробит}$	$i_{пробит} = 125 \text{ кА}$	$i_{от} = 14,71 \text{ кА}$	$i_{пробит} \geq i_{от}$	
Термическая стойкость	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7203 \text{ кА}^2\text{с}$	$H_{от} = 20,86 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$	
Номинальная вторичная нагрузка	30 Ом	0,59 Ом	$Z_{2нагр} > Z_2$	

Трансформатор тока прошел проверку

Принимаем трансформатор тока 10 кВ типа ТПЛК-10/200 для установки в вводные ячейки 10 кВ. Сравнение параметров приведено в таблице 34.

Таблица 34 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ для вводного выключателя

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные		Условия выбора
$U_{ном}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{выбранный} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{выбранный}$	
$I_{ном}$	$I_{ном} = 200 \text{ А}$	$I_{выбранный} = 192,1 \text{ А}$	$I_{ном} > I_{выбранный}$	
Условия проверки				
$i_{пробит}$	$i_{пробит} = 140 \text{ кА}$	$i_{от} = 15,19 \text{ кА}$	$i_{пробит} \geq i_{от}$	
Термическая стойкость	58800 кА ² с	$H_{от} = 78,38 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$	
Номинальная вторичная нагрузка	15 Ом	0,59 Ом	$Z_{2нагр} > Z_2$	

Трансформатор тока прошел проверку

Принимаем трансформатор тока 10 кВ типа ТПЛК-10/100 для установки в ячейку секционного выключателя 10 кВ. Сравнение параметров приведено в таблице 35.

Таблица 35 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ для секционного выключателя

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные		Условия выбора
1	2	3	4	
$U_{ном}$	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{расч} = 10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{расч}$	
$I_{ном}$	$I_{ном} = 100$ А	$I_{расч} = 96,05$ А	$I_{ном} > I_{расч}$	
Условия проверки				
	$i_{уст} = 140$ кА	$i_{от} = 15,19$ кА	$i_{уст} \geq i_{от}$	
$i_{уст}$				
Термическая стойкость	58800 кА ² с	$B_z = 78,38$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$	
Номинальная вторичная нагрузка	15 Ом	0,55 Ом	$Z_{2ном} > Z_2$	
Условия выбора				

Трансформатор тока прошел проверку

Принимаем трансформатор тока 10 кВ типа ТПЛК-10/150 для установки в ячейку присоединения 10 кВ. Сравнение параметров приведено в таблице 36.

Таблица 36 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ для присоединения

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные		Условия выбора
1	2	3	4	
$U_{ном}$	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{расч} = 10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{расч}$	
$I_{ном}$	$I_{ном} = 150$ А	$I_{расч} = 122,42$ А	$I_{ном} > I_{расч}$	
Условия проверки				
	$i_{уст} = 140$ кА	$i_{от} = 15,19$ кА	$i_{уст} \geq i_{от}$	
Термическая стойкость	58800 кА ² с	$B_z = 78,38$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$	
Номинальная вторичная нагрузка	15 Ом	0,55 Ом	$Z_{2ном} > Z_2$	
Условия выбора				

Трансформатор тока прошел проверку

Аналогично проводим расчет и выбор трансформаторов тока для остальных присоединений, результаты расчета приведены в таблице 37

Таблица 37 – Выбор ТТ 10 кВ для присоединений

Присоединение	$I_{н.н.н}$ (А)	$I_{н.н.н}$ (А)	Тип принятого ТТ
Фидер №1	150	122,42	ТПЛК-10/150
Фидер №2	150	122,42	ТПЛК-10/150

13.5 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбирают по нагрузке:

$$S_{\text{нагр}} > S_2$$

где $S_{\text{нагр}}$ - номинальная мощность вторичных цепей;

S_2 - нагрузка приборов.

Выбираем трансформатор напряжения на ОРУ 35 кВ.

Данные по нагрузке представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ подстанции Левобережная

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	СК3021-1	2	1,5
Ваттметр	СК3021-1	2	1,5
Счетчик АЭ	Меркурий 201.8	2	4
Счетчик РЭ			
Сумма			18

Принимаем НАМИ 35 УХЛ1.

Проводим проверку, данные приведены в таблице 39.

Таблица 39 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75$ ВА	$S_2 = 18$ ВА	$S_{2ном} > S_2$

ТН прошел проверку

Выбираем ТН 10 кВ типа НАМИ 10 УХЛ1.

Данные по нагрузке представлены в таблице 40.

Таблица 40 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
1	2	3	4
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	СК3021-1	2	1,5
Ваттметр	СК3021-1	2	1,5
Счетчик АЭ	Меркурий 201.8	11	4
Счетчик РЭ			
Сумма			54

Таблица 41 – Проверка выбранных трансформаторов напряжения 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75$ ВА	$S_2 = 54$ ВА	$S_{2ном} > S_2$

ТН прошел проверку

13.6 Выбор гибких шин

Для РУ 35 кВ применяем провода такие же как для питающей линии АС-95/16 мм² Проверку на корону гибкой ошиновки 35 кВ проводить не требуется. Т.к. произошло изменение нагрузки то проводим сравнение расчетного тока нагрузки на стороне ВН подстанции с длительно допустимым значением для существующего типа шин. Расчетный ток ВН составляет 82,0 А, при этом длительно допустимый для провода АС 95/16 составляет 330 А, следовательно шины проходят проверку

13.7 Выбор жестких шин

Проводим выбор жестких шин марки АДО на стороне низкого напряжения подстанции Левобережная. Максимальный рабочий ток составляет 192,1 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 50 × 5 мм (2,5 см²), длительно допустимый ток для данной шины составляет 910 А. Шины устанавливаем плашмя, расстояние между фазами составляет 0,4 м.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ [6]:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \quad (88)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{78,38}}{91} = 0,97 \quad (\text{см}^2)$$

где B_k – интеграл джоуля.

C – коэффициент для алюминия.

Проверка механической прочности

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{J}{q}} \quad (89)$$

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{5,21}{2,5}} = 1,12 \quad (\text{м})$$

где J – момент инерции шины (см³×см).

q – сечение проводника (см²)

Момент инерции:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} \quad (90)$$

$$J = 0,5 \cdot 5^3 \frac{1}{12} = 5,21 \quad (\text{см}^3 \times \text{см})$$

Наибольшее усилие:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} \quad (91)$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{15190^2}{0,4} = 54,41 \quad (\text{Н/м})$$

где $i_{\text{уд}}$ – ударный ток короткого замыкания (А).

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

Момент инерции:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} \quad (92)$$

$$W = 0,5 \cdot 5^2 \frac{1}{6} = 2,08 \quad (\text{см}^3)$$

Механическое напряжение в проводе:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \quad (93)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{15190^2 \cdot 1,1^2}{2,08 \cdot 0,4} = 28,7 \quad (\text{МПа})$$

где $i_{\text{уд}}$ - ударный ток КЗ на шинах 10 кВ рассчитанный ранее (А)

При расчете напряжения все длины приведены в метры.

Разрушающее напряжение для принятого материала составляет 60 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего.

13.8 Выбор опорных изоляторов 10 кВ.

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{полосетты}}$$

2) по допустимой нагрузке:

$$F_{\text{разр}} \cdot 0,6 \geq F_{\text{расч}}$$

где $F_{\text{разр}}$ – разрушающее усилие для выбранного типа изолятора (Н).

$F_{\text{расч}}$ – расчетное усилие в рассматриваемом РУ 10 кВ (Н).

Рассмотрим подробно расчет усилия воздействующего на опорные изоляторы в РУ 10 кВ подстанции Левобережная, при горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила, определяется как [6]:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{уб}}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (94)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{15190^2 \cdot 1,1}{0,3} \cdot 10^{-7} = 59,85 \quad (\text{Н})$$

Выбираем по номинальному напряжению опорный изолятор типа ОСК 8-10 УХЛ2 с номинальным разрушающим усилием 8000 Н, проверяем неравенство:

$$8000 \cdot 0,6 = 4800 \geq 59,85$$

Условие выполняется следовательно данный тип изолятора принимаем для установки в РУ 10 кВ подстанции Левобережная

13.9 Выбор трансформатора собственных нужд

Проводим выбор мощности и типа ТСН. В таблице 42 приведены мощности нагрузки электроприемников на подстанции Левобережная.

Таблица 42 – Расчетная нагрузка для выбора мощности ТСН

Тип потребителя	Расчетная мощность потребителей (кВА)
Электродвигатели завода включающих пружин В-35 кВ	1,38×2
Обогрев приводов выключателей В-35 кВ	1,6×2
Электродвигатели завода включающих пружин В-10 кВ	0,33×11
Обогрев РУ 10 кВ	10,0
Освещение коридора РУ 10 кВ	0,8
Освещение ячеек РУ 10 кВ	0,8
Освещение РУ 35кВ	2,0
Расчетная полная мощность потребителей собственных нужд $S_{нз}$	23,19

По расчетной мощности электроприемников определяем мощность трансформатора собственных нужд подстанции Левобережная:

$$S_p = \frac{S_{нз}}{n_T \cdot K_3^{омв}} \quad (95)$$
$$S_p = \frac{23,19}{2 \cdot 0,7} = 16,56 \quad (\text{кВА})$$

По расчетной мощности выбираем трансформатор типа ТСЗ 25/10 номинальной мощностью 25 кВА. Трансформатор имеет сухое защищенное исполнение.

13.10 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ

Принимаем ОПН - 35 - УХЛ1 номинальным напряжением 35 кВ

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 43.

Таблица 43 – Выбор и проверка ОПН 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{расчет} = 35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{расчет}$
Условия проверки			
Наибольшее рабочее напряжение $U_{вр}$ (кВ)	25,56	22,2	$U_{вр} \geq U_{расчет}$

ОПН 35 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке в РУ 35 кВ.

13.11 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 10 кВ

Принимаем к установке ОПН-10 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 44.

Таблица 44 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение фазное	$U_{ном} = 5,77$ кВ	$U_{расчет} = 5,77$ кВ	$U_{ном} \geq U_{расчет}$
Условия проверки			
Наибольшее рабочее фазное напряжение $U_{вр}$ (кВ)	6,58	6,27	$U_{вр} \geq U_{расчет}$

ОПН 10 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке в РУ 35 кВ.

13.12 Выбор системы оперативного тока

Питание оперативных цепей управления, цепей РЗ и других устройств, от которых зависит отключение поврежденных элементов энергосистемы и ликвидация ненормальных режимов, должно отличаться особой надежностью. Поэтому главное требование, которому должен отвечать источник оперативного тока, состоит в том, чтобы во время любых повреждений и ненормальных режимов напряжение источника оперативного тока и его мощность всегда имели достаточное значение как для безотказного действия устройств РЗ, автоматики, телемеханики и сигнализации, так и для надежного отключения и включения соответствующих выключателей. В качестве системы оперативного тока принимаем основанную на переменном токе и использованием в качестве источников питания трансформаторы собственных нужд.

14 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ ПС ЛЕВОБЕРЕЖНАЯ

В данном разделе рассмотрим расчет системы молниезащиты которая в данном случае представляет собой систему состоящую из четырех отдельно стоящих молниеотводов размещенных по периметру ПС, для каждой пары молниеотводов высота которых принимается 17 м проводится расчет зон молниезащиты которые далее выносятся на лист графической части работы. Проводим расчет параметров системы молниезащиты.

Эффективная высота отдельно стоящего молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (96)$$

Эффективная высота молниеотвода в данном случае:

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

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

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (97)$$

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

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов (на примере М1-М2):

$$h_c = h_{эф} - (0,17 + 0,0002 \cdot h) \cdot (L - h) \quad (98)$$

$$h_c = 14,45 - (0,17 + 0,0002 \cdot 17) \cdot (29,0 - 17) = 11,85 \text{ (м)}$$

где L - расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внешней зоны на уровне защищаемого объекта-портала:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\phi}}\right) \quad (99)$$

Для линейного портала (высота 9,45 м):

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

Половина ширины внутренней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_c}\right) \quad (100)$$

где h_c - высота защищаемого объекта.

$$r_{cx} = 17,09 \cdot \left(1 - \frac{9,45}{11,85}\right) = 0,7 \quad (\text{м})$$

Аналогично проводится расчет для остальных пар молниеотводов, результаты расчета приведены в таблице 45

Таблица 45 – Расчет параметров молниезащиты

Система молниеотводов	L (м)	h (м)	r_{ϕ} (м)	h_c (м)	r_0 (м)	r_x (м)	r_{cx} (м)
1-2	29,0	17,0	14,45	11,85	17,09	4,74	0,7
1-3	28,0	17,0	14,45	12,0	17,09	4,74	0,83
3-4	29,0	17,0	14,45	11,85	17,09	4,74	0,7
2-4	28,0	17,0	14,45	12,0	17,09	4,74	0,83

Подробный расчет молниезащиты показан в графической части работы.

15 РАСЧЕТ СЕТИ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Система заземления ПС Левобережная представляет собой сети из горизонтальных и вертикальных электродов расположенных на небольшой глубине, при этом геометрические параметры данного устройства зависят от необходимого уровня сопротивления которое необходимо достичь при проектировании, а так же от удельного сопротивления грунта в том месте где данное устройство будет расположено. В данном разделе проводим расчет геометрических параметров и различных характеристик заземляющего устройства ПС Левобережная

Размеры ПС Левобережная 44,5×36 (м)

Определяем площадь контура заземления ПС:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) \quad (101)$$

$$S = (44,5 + 3) \cdot (36 + 3) = 2716 \text{ (м}^2\text{)}$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов $d = 0,022 \text{ (м)}$

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (102)$$

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

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{\text{тс}} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (103)$$

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{3,37^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,8 \cdot 10^{-5} \quad (\text{M}^2)$$

где - I_w - максимальный ток однофазного короткого замыкания (кА)

T - предельное время работы защиты выключателя (сек)

β - справочный коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку по термической стойкости

Проверка сечения по коррозионной стойкости:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^2 + c_k \cdot \ln(240) + d_k \quad (104)$$

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^2 - 0,05 \cdot \ln(240) + d_k = 1$$

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

$$F_{exp} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) \quad (105)$$

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

Принимаем первоначально расстояние между полосами $l_{mm} = 5$ (М)

Общая длина полос в сетке:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{mm}}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_{mm}}(A+3) \quad (106)$$

$$L_n = \frac{(44,5+3)}{5}(36+3) + \frac{(36+3)}{5}(44,5+3) = 1086,4 \quad (\text{M})$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_s}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (107)$$

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

Принимаем число ячеек: $m = 11$

Длина стороны ячейки

$$L_s = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{2716}}{11} = 4,74 \text{ (м)} \quad (108)$$

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S}(m+1) = 2 \cdot \sqrt{2716}(11+1) = 1250,8 \text{ (м)} \quad (109)$$

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_v = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{2716}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 14,74 \quad (110)$$

Принимаем: $n_v = 15$

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

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_c = \rho \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_v \cdot n_v} \right) \quad (111)$$

$$R_c = 50 \cdot \left(0,42 \frac{1}{\sqrt{2716}} + \frac{1}{1250,8 + 4,0 \cdot 15} \right) = 0,44 \text{ (Ом)}$$

где - A - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент:

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (112)$$

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2716}}{(21 + 320) \cdot (6,26 + 45)}} = 1,7$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{\text{и}} = R_{\text{з}} \cdot \alpha_H \quad (113)$$

$$R_{\text{и}} = 0,44 \cdot 1,7 = 0,75 \text{ (Ом)}$$

Предельное значения для класса напряжения 35 кВ составляет 4 Ом, при этом расчетное значение меньше предельного следовательно расчет окончен.

16 ПРОВЕРКА ЛИНИЙ 10 КВ

16.1 Проверка линий 10 кВ на термическую стойкость.

Проверка проводников сводится к сравнению термически стойкого сечения с фактическим по выражению:

$$S_T \leq S_{\text{факт}} \quad (114)$$

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$S_T = \frac{\sqrt{B_k}}{c} \quad (115)$$

где B_k - тепловой импульс, расчётная формула приведена выше.

c - температурный коэффициент для проводников СИП.

Для примера рассчитается термически стойкое к токам КЗ сечение для ВЛ участка сети РУ 10 кВ Левобережная – шины ВН ТП 89:

$$S_T = \frac{\sqrt{19,49}}{95} = 33,5 \quad (\text{мм}^2)$$

Сравниваем фактическое сечение с термически стойким по условию

$$S_T \leq S_{\text{факт}} \quad (116)$$

$$34,5 \leq 35$$

Условие выполняется следовательно сечение проходит проверку. Для второй точки КЗ так же определяем термически стойкое сечение (шины ВН ТП 92П):

$$S_T = \frac{\sqrt{11,09}}{95} = 30,2 \quad (\text{мм}^2)$$

Сравниваем фактическое сечение с термически стойким по условию

$$S_p \leq S_{\text{доп.кв}} \quad (117)$$

$$31,2 \leq 35$$

Все принятые сечения проходят проверку их оставляем для дальнейшей проверки по потере напряжения

16.2 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения.

В данном подразделе проводится расчет потери напряжения в наиболее удаленной точке сети каждого фидера, если потеря напряжения превысит предельное значение следовательно требуется увеличение сечения проводника.

Потеря напряжения в участке ВЛ определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (118)$$

где r_0, x_0 - удельное реактивное и активное сопротивление линии;

L – длина участка линии, км.

Расчет проводим на примере участка ПС Левобережная – ТП 17, определяем потерю напряжения на каждом из участков, при этом для примера проводим расчет на участке отп. ТП 17- ТП 17:

Потеря напряжения в участке:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 10,49 \cdot 0,85 \cdot (0,99 \cdot 0,92 + 0,17 \cdot 0,33) \cdot \frac{100}{10500} = 0,1 \quad (\%)$$

По аналогичной формуле проводится расчет потери напряжения на каждом участке фидера, суммарное значение потери напряжения не должно превышать 5%, результаты расчета для обоих фидеров сводим в таблицу 46.

Таблица 46 – Расчет потерь напряжения

Фидер	ΔU (%)
1	4,18
2	3,4

Все принятые сечения проводников проходят проверку, расчет окончен

17 ЗАЩИТА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОДСТАНЦИИ ЛЕВОБЕРЕЖНАЯ

В качестве защит, устанавливаемых на трансформаторах подстанции Левобережная принимаем следующие:

Газовая защита – основная защита от однофазных и многофазных коротких замыканий внутри трансформатора

Максимальная токовая защита – резервная защита многофазных коротких замыканий как внутри трансформатора, так и на его выводах

Защита от перегрузки – защита, предупреждающая перегрузку трансформатора свыше номинального тока.

Рассмотрим расчет и выбор уставок указанных защит.

17.1 Газовая защита

На силовых трансформаторных подстанции Левобережная применяются специальные газовые реле которые располагаются между основным баком трансформатора и расширительным баком.

Принцип работы газового реле заключается в прохождении через него потока масла либо потока газа при возникновении какой-либо неисправности в силовом трансформаторе. При возникновении повреждения внутри бака трансформатора происходит бурное газообразование после чего газ поднимаются к расширительному баку проходя через газовое реле.

Если поток газов незначительный то реле не отключает силовой трансформатор в противном случае при коротком замыкании через газовое реле проходит значительное количество газа и происходит отключение силового трансформатора газовой защитой.

В качестве газового реле применяем реле РГЧЗ для трансформаторов подстанции Левобережная

17.2 Защита от перегрузки

Ток срабатывания защиты от перегрузки на подстанции Левобережная с действием на отключение определяется следующим образом [18]:

$$I_{C3} = \frac{k_{отс}}{k_v} \cdot I_{номВН} \quad (119)$$

$$I_{C3T1} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 41,29 = 54,19 \quad (A)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки принятого типа реле.
 k_v – коэффициент возврата принятого типа реле

Ток срабатывания для реле для трансформаторов:

$$I_{CP} = \frac{\sqrt{3} \cdot 54,19}{(75/5)} = 6,26$$

17.3 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита устанавливается на всех трансформаторах 35 кВ подстанции Левобережная.

Ток срабатывания защиты на стороне 35 кВ трансформаторов ПС Левобережная:

$$I_{C3} = \frac{k_n \cdot k_{сам}}{k_v} \cdot I_{номВН} \quad (120)$$

$$I_{C3T} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 41,29 = 92,9 \quad (A)$$

где k_n – коэффициент надежности;

$k_{сам}$ – коэффициент само запуска;

$$k_v = \frac{I^{(3)}_к}{I_{C3}} \quad (121)$$

$$k_v = \frac{6,26 \cdot 10^3 \cdot (10,5 / 35)}{92,9} = 19,25$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{\sqrt{3} \cdot 92,9}{(75 / 5)} = 10,72 \quad (\text{А})$$

Защита проходит проверку по чувствительности.

Питание цепей автоматики, управления и сигнализации при этом производится переменным током от шин собственных нужд подстанции через стабилизаторы напряжения.

17.4 Защита понижающих трансформаторов 10/0,4 кВ

В данной работе рассматривается защита понижающих трансформаторов комплектных трансформаторных подстанций от различных аварийных и нештатных ситуаций связанных с возникновением перенапряжений и коротких замыканий. Борьба с таким родом нештатных ситуаций будет производиться установкой различных типов защиты.

Рассмотрим виды нештатных ситуаций на комплектных трансформаторных подстанциях: это однофазные короткие замыкания между витками обмоток, однофазные короткие замыкания на землю, междуфазные короткие замыкания, внутренние повреждения такие как нагрев магнитопровода и пожар в стали.

Исходя из вышесказанного применяем данные защитные устройства на всех трансформаторах рассматриваемого района. Используя в качестве высоковольтных предохранителей типа ППН-6 которые устанавливаются совместно с выключателями нагрузки

18 АВТОМАТИКА НА ПС ЛЕВОБЕРЕЖНАЯ

На ПС левобережная применяются различные типы автоматики в частности это:

- 1) Автоматический ввод резерва (АВР)
- 2) Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ)
- 3) Автоматическое повторное включение (АПВ)
- 4) Автоматическая частотная разгрузка

Рассмотрим подробно некоторые из них

18.1 Автоматический ввод резерва

Автоматический ввод резерва применяется на шинах низкого напряжения рассматриваемой подстанции Левобережная, принцип работы данного устройства заключается в том что при отсутствии напряжения на какой-либо из секции шин происходит включение секционного выключателя действием автоматики ввода резерва.

Данная автоматика предназначена для повышения надежности электроснабжения всех потребителей которые подключены к шинам низкого напряжения данной подстанции. Также следует отметить что обязательным условием работы данного устройства является то что данная автоматика должна быть связана с другими автоматическими устройствами в частности с различными защитами которые установлены на силовых трансформаторах так как в некоторых случаях автоматический ввод резерва должен запрещается например при коротком замыкании на шинах секции.

Автоматика ввода резерва может вводится в работу либо выводится из неё посредством специального ключа управления например при выводе в ремонт силового трансформатора секции запитываются через секционный выключатель и при этом соответственно автоматика ввода резерва выводится из работы. При этом коммутационные аппараты, которые включаются действием автоматического ввода резерва должны иметь соответствующий контроль исправности силовых цепей.

18.2 Автоматическое повторное включение

Данная автоматика применяется на воздушных линиях электропередач, суть её работы заключается в том что после отключения воздушной линии электропередач действием защиты от однофазных коротких замыканий через некоторое время подается импульс от данной автоматики на повторное включение коммутационного аппарата и подачу напряжения на воздушную линию электропередачи при этом следует отметить что в большинстве случаев повторное включение линии под напряжение является успешным и соответственно потребители электрической энергии практически не чувствуют кратковременного отключения.

Однофазные короткие замыкания могут быть вызваны падением деревьев на провода либо по каким-то другим ситуациям при которых короткое замыкание само ликвидируется и соответственно появляется возможность повторного включения коммутационного аппарата и постановки под напряжение воздушной линии электропередач.

Время отсутствия напряжения регламентируется в зависимости от уровня напряжения воздушной линии электропередач и закладывается в автоматику повторного включения.

Таким образом после отключения коммутационного аппарата происходит специальная выдержка времени на то чтобы короткое замыкание само ликвидировались и только после этого происходит повторное включение.

Соответственно если при повторном включении короткое замыкание не устранилось происходит полное отключение воздушной линии электропередачи для исключения развития короткого замыкания.

18.3 Автоматическая частотная разгрузка

Данная автоматика предназначена для сохранения синхронной работы электрооборудования электростанций если происходит не баланс активной мощности в системе электроснабжения.

Смысл работы данной автоматики заключается в том что если мощность нагрузки в системе электроснабжения превышает мощность генерации то

происходит снижение частоты при этом электростанции при понижении частоты соответственно снижает выработку электрической энергии и таким образом происходит дальнейшее снижение частоты электрического тока.

Если не остановить данный процесс то происходит снижение частоты электрического тока с возможностью возникновения чрезвычайной ситуации и остановки генерирующего оборудования на электростанциях.

Поэтому для предотвращения данной ситуации и существует автоматическая частотная разгрузка работа которой заключается в отключении потребителей электрической энергии на подстанции при снижении частоты электрического тока до определённого предела.

Количество отключаемых потребителей зависит от уровня частоты в системе электроснабжения и тем самым количество отключаемых потребителей соответственно зависит от того насколько сильно произошло снижение частоты электрического тока. После отключения части потребителей если частота электрического тока в системе электроснабжения не изменилась соответственно происходит дальнейшее отключение потребителей поэтапно.

Данная автоматика применяется на большинстве подстанции и позволяет сохранять частоту электрического тока в допустимых пределах.

19 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ ЛЕВОБЕРЕЖНАЯ

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

Определяем стоимость РУ подстанции Левобережная:

$$K_{ру} = (N_{яч35} \cdot K_{яч35} + N_{яч10} \cdot K_{яч10}) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (122)$$

где $K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2022 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:

$$K_{ру} = (2 \cdot 0,79 + 11 \cdot 0,16) \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 18,58 \quad (\text{млн. руб.})$$

Определяем постоянную часть затрат:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (123)$$

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

$$K_{пост} = 4,7 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 26,15 \quad (\text{млн. руб.})$$

Определяем суммарные капиталовложения в подстанции Левобережная:

$$K_{ис} = K_{пу} + K_{мостп} \quad (124)$$

$$K_{ис} = 18,58 + 26,15 = 44,73 \text{ (млн. руб.)}$$

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{AM} = K_{ис} \cdot \alpha_{ам} \quad (125)$$

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

$K_{ис}$ - капитальные вложения в подстанции Левобережная.

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} \quad (126)$$

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

$$I_{AM} = 44,73 \cdot \frac{1}{20} = 2,24 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{экс} = \alpha_{экс.ис} \cdot K_{ис} \quad (127)$$

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

$$I_{экс} = 44,73 \cdot 0,059 = 2,64 \text{ (млн. руб.)}$$

Проводим расчет приведенных годовых затрат по следующей формуле:

$$Z = I_{AM} + I_{ЭКС} + E \cdot K_{ос} \quad (128)$$

где I_{Σ} – суммарные годовые издержки;

E – норма дисконтирования [9] (о.е.).

$$Z = 2,24 + 2,65 + \frac{10,5}{100} \cdot 44,73 = 9,58 \quad (\text{млн. руб.})$$

Таким образом произведенные расчеты показали, что стоимость реализации проекта по реконструкции подстанции Левобережная составляет 44,73 млн. руб. при этом издержки на амортизацию основного оборудования составят 2,24 млн. руб./год, а на его эксплуатацию 2,64 млн. руб./год.

\

20 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

20.1 Безопасность

В данном разделе будем рассматривать безопасное выполнение работ в распределительных устройствах различного номинального напряжения в данной системе электроснабжения.

Распределительное устройство и электрооборудование расположенное на них в соответствии с нормативно-технической документации должны соответствовать всем требованиям предъявляемым к данным электроустановкам в частности они должны выдерживать определённые короткие замыкания перенапряжением а также должны соответствовать всем нормированным перегрузкам которые могут возникать в данных электроустановках. Все распределительные устройства в рассматриваемом районе электрической сети должны соответствовать схемам электрических соединений также документации которая регламентирует работу данных распределительных устройств как в нормальных так и аварийных режимах работы электрической сети. Все распределительные устройства в рассматриваемом районе электрических сетей должны быть укомплектованы средствами защиты в том числе и индивидуальными средствами защиты для защиты персонала от поражения электрическим током а также от воздействия электромагнитных полей.

Периодически должно проверяться соответствие со стороны эксплуатирующей организации классы изоляции электрического оборудования которое эксплуатируется в данной системе электроснабжения номинального напряжения электрической сети а также должны проверяться и устройство защиты от различных нештатных ситуаций в том числе от перенапряжений и я не должны соответствовать уровню изоляции электрооборудования.

Соответственно при проектировании вновь вводимых воздушных линий электропередач либо другого какого-то электрического оборудования в зонах с загрязнённой атмосферой должно быть выбрано соответствующее

оборудование с усиленной изоляцией которая соответственно и будет обеспечивать высокую степень надёжности и при электроснабжении потребителей рассматриваемые района электрических сетей.

В случае если в системе электроснабжения используются изоляция которая не стойка загрязнению относительно атмосферных осадков соответственно должны принимать специальные меры которые будут обеспечивать высокую надёжность электроснабжения всех потребителей которые подключены от данного распределительного устройства при этом должны приниматься такие меры как чистка изоляции покрытия различными гидрофобными составами там должны приниматься меры по противодействию проникновению пыли и либо вредных газов в распределительное устройство также следует отметить что в распределительных устройствах наружного исполнения все шкафы должны иметь специальные уплотнения и обработанные специальными также для снижения воздействия атмосферного воздуха на изоляцию должны применяться различные подогревы с ручным или автоматическим включением.

Температура в помещениях распределительных устройств в рассматриваемой системе электроснабжения должна периодически контролироваться и не должна превышать 40 градусов в летнее время в случае если температура в помещениях распределительных устройств усиливается либо увеличивается по каким-либо фактам соответственно должны приниматься определенные меры для снижения данной температуры и доведение её до нормативного значения.

Для коммутационных аппаратов которые используются в распределительных устройствах всех уровней напряжения которые рассматриваются в данной работе соответственно температура должна соответствовать нормативно-техническим документам согласно заводу изготовителю.

Также следует отметить что для всех распределительных устройств как комплектного исполнения так и открытого исполнения должны приниматься

меры по недопущению проникновения различных животных в помещении привет. Он также для закрытых распределительных устройств должно применяться специальные покрытия полов которые предотвращают образование различные пыли.

Для обеспечения надежной работы изоляции распределительных устройств в обязательном порядке при выполнении ремонтов должны быть обеспечены следующие мероприятия в том числе стены пол и потолок должны прописываться специальным жидкостью которая предотвращает образование пыли при этом для закрытых распределительных устройств в обязательном порядке должна применяться приточно-вытяжная вентиляция которая выполняется таким образом чтобы отвод воздуха производился снизу а также следует отметить что приточная вентиляция должна быть обеспечена специальными фильтрами которые предотвращают загрязнение изоляции и распределительных устройств а также предотвращает возникновение чрезвычайных ситуаций.

Обязательным условием эксплуатации распределительных устройств является периодическая уборка помещений с использованием влажных методов уборки либо с использованием вакуумных уборщиков уборок.

Также для комплектных распределительных устройств допустимым является установка специальной системой приточно-вытяжной вентиляции которая будет оборудована сигнализации а также включение вентиляторов может происходить в автоматическом режиме при повышении температуры до определённого значения происходит включения вентиляторов и обратно при снижении температуры до нижнего предела соответственно происходит отключение вентиляторов при этом следует отметить что уставки включения-отключения должны рассчитываться непосредственно для определённой электроустановки.

Отдельно следует отметить что для безопасного выполнения работ на открытых распределительных устройствах должны приниматься меры по

недопущению распространение кустарников и травы на территории открытого распределительного устройства.

Также на открытых распределительных устройствах в частности на рассматриваемой подстанции в обязательном порядке кабельные каналы в которых проложены электро кабели должны быть организованы с использованием специальных несгораемых плит при этом в тех местах где электрические кабели как контрольной так и силы выходят из этих лотков соответственно должна быть организована огнезащитная перегородка при этом все не плотности в кабельных каналов соответственно должны быть уплотнены специальными несгораемые материалами.

Для надёжной работы электрооборудования распределительных устройств должна быть организована система дренажей периодические беспрепятственный отвод воды от электрооборудования.

Всё электрооборудование расположенное на территории открытого распределительного устройства а также в помещении закрытого распределительного устройства включая различные устройства по приёму масла а также масло сборники различные гравийные посыпки масла отвода дренажи должны в обязательном порядке содержаться в исправном состоянии иначе появляются вероятность возникновения чрезвычайной ситуации.

На всех установка на которых имеются уровне масла в частности на силовых трансформаторах либо иных каких-то измерительных трансформаторах тока и напряжения в обязательном порядке должны быть нанесены допустимые диапазоны на указателях уровня жидкости соответственно при любых режимах работы в частности уровень масла в силовом трансформаторе независимо от того в каком температурном диапазоне он работает должен находиться в середине шкалы или не выходить за её пределы.

Следует отметить что при проведении профилактических тепловизионных контролей электрооборудования соответственно они должны выполняться по специальному графику утвержденному руководителем

организации, при этом должны использоваться как различные устройства тепловизионного контроля так и различные другие методы для определения нагрева контактных соединений либо поверхностей.

К примеру могут использоваться различные индикаторные краски которые имеют свойство в значительной степени меняют свой цвет при нагреве до определённой температуры также должны быть использованы специальные тепловизоры которые позволяют своевременно выявить нагрев каких-либо контактных соединений и предотвратить возникновение чрезвычайной ситуации.

Согласно графика проведения тепловизионного контроля оперативный персонал должен постоянно следить за нормальным режимом работы электрооборудования распределительных устройств и переводить периодически производить тепловизионный контроль.

В случае если происходит выявление нагрева какого-либо контактного соединения соответственно согласно нормативной документации определяется его характер то есть может быть аварийный дефект может быть развившийся дефект а может быть и нормальная ситуация поэтому и зависимости от степени нагрева поверхности либо контактного соединения принимается решение по выводу в ремонт данного электрооборудования либо по усилению контроля за данным объектом.

При выявлении значительного нагрева поверхности либо контактного соединения оперативный персонал в обязательном порядке должен уведомить об этом вышестоящий оперативный персонал к примеру электрических сетей и соответственно вместе с ним принимать решение о необходимости вывода данного электрооборудования либо об усилении контроля за работой данного оборудования.

Также следует отметить для безопасного выполнения оперативных переключений в распределительных устройствах рассматриваемого объекта обязательным условием является наличие оперативной блокировки которая предотвращает возникновение вероятности ошибочных переключений

оперативного персонала при операциях с различными коммутационными аппаратами в том числе выкатными тележками в комплектных распределительных устройствах разъединителями выключателями либо заземляющими ножами.

Рассмотрим подробно безопасные методы выполнения работы при выполнении оперативных переключений с использованием оперативной блокировки.

Оперативная блокировка включает в себя включает вектора магнитной блокировки которые вставляются в специальную штепсельный разъём который расположен на любом коммутационного аппарате соответственно использующим электромагнитную блокировку.

В нормальном состоянии коммутационный аппарат находится в заблокированном состоянии и операции с ними могут быть выполнены пока штепсельный разъём оперативной блокировки не будет составлять специальные ключ электромагнитной блокировки.

Электромагнитная блокировка и представляет себя катушку с двумя выводами для подключения переменного напряжения а также внутри расположен специальный цветок в виде магнитопровода.

В случае если на коммутационными аппарате имеется разрешение на операцию соответственно при вставлении ключа электромагнитной блокировки штепсельный разъём электромагнитной блокировки подается питание на катушку включали к магнитной блокировки и соответственно шток который находится в ключе притягивает Востока расположены в специальном разъёме тем самым происходит разблокирование коммутационного аппарата.

Соответственно если схема электрических соединений какого-то распределительного устройства не соответствует тем операциям которые могут быть выполнены в частности отключение разъединителя не может быть выполнена в по причине включенного выключателя в его цепи соответственно абсолютном разъёме электромагнитной блокировки не будет напряжения и

соответственно она будет давать запрет на операции с данным коммутационным аппаратом.

Рассмотрим подробно какие блокировки по каким схемам работают в распределительных устройствах рассматриваемого объекта системы электроснабжения.

К примеру операции с выключателями могут производиться в любом случае так как выключатель предназначен для включения отключения как номинальных токов так и токов короткого замыкания в автоматическом режиме при этом следует отметить что операции с разъединителями могут быть выполнены только по к этим причинам следует отнести отключенное положение выключателя в цепи данного разъединителя так как разъединители не предназначены для отключения номинальных токов они предназначены только для отключения малых токов согласно типовой инструкции завода-изготовителя.

Также разъединитель не может быть включен если в его цепи включены заземляющие ножи это условия блокировки закладывается в схему оперативной блокировки и соответственно не даёт разрешение при попытке выполнения данной операции оперативным персоналом в рассматриваемой электроустановке.

Таким образом операции с разъединителями блокируются в том случае если включен выключатель либо заземляющий нож в цепи данного разъединителя.

Рассмотрим операции при выполнении которых требуется воздействия на привод заземляющих ножей при этом также следует отметить что блокирование данного коммутационного аппарата происходит по причине либо включенного выключателя в цепи данного заземляющего ножа либо включенного разъединителя в цепи данного заземляющего ножа.

Следует отметить что на современных системах электроснабжения есть возможность определения наличия напряжения на тех только ведущих частях которые должны быть заземлены при этом также при включении заземляющих

ножей происходит блокирование в том случае если на этих токоведущих частях находится напряжение и включение заземляющих умножения может быть выполнена по причине безопасного выполнения работ.

Рассмотрим подробно также работу оперативной блокировки при операциях с выкатными тележками комплектных распределительных устройств которые который используется на рассматриваемом объекте реконструкции.

Положение тележки может меняться из рабочего положения в контрольной и в Ремонтное соответственно при переводе тележки выключателя из рабочего положения в Ремонтное происходит размыкание силовых контактов представляющих собой двойной разъединитель но при этом оперативная блокировка запрещает данные операции в случае если выключатель находится во включённом положении.

Таким образом она предотвращает возникновение короткого замыкания в виду размыкания большого тока и коммутационный аппаратом который для этого не предназначен.

Перевод тележки выключателя в Ремонтное положение тока может быть выполнены случай если выключатель находится в отключенном положении и только в этом случае оперативная блокировка даёт добро на отключение разъединителей в цепи данного выключателя.

Также следует отметить наличие заземляющих ножей в ячейке выключателей комплектных распределительных устройств которые таким же образом сблокированы с другими коммутационными аппаратами и включения заземляющих ножей запрещается оперативной блокировкой в случае если на этих токоведущих частях имеется напряжение которое контролируется специальные релейная защита и автоматика.

Также следует отметить что при выполнении схемы оперативной блокировки на распределительных устройствах рассматриваемого объекта реконструкции их логика работы Должна соответствовать требованиям техники безопасности при выполнении оперативных переключений во всех электроустановках данного объекта реконструкции.

Также следует отметить что для подготовки рабочего места и заземления токоведущих частей которые должны быть соответственно предварительно обесточены и которым будут прикасаться работники выполняющие ремонт данных электроустановках должны быть организованы специальные стационарные заземляющие ножи которые будут позволять выполнять безопасно различные работы в этих электроустановках но также следует отметить что в некоторых распределительных устройствах по условиям компоновке электрооборудования установка заземляющих Ножей не может быть организована в таком случае для данных распределительных устройств предусматривается наличие переносных заземлений которые выполняют те же функции что и заземляющие ножи Однако они могут переставляется в различные в зависимости от того где требуется заземление токоведущих частей.

Требования к переносным заземлением на заключается в том что сечение только ведущих частей заземляющего устройства зависит от степени напряжения электроустановки например в электроустановках низкого напряжения тока ведущей части переносного заземления должны выполняться менее Толстой материалом чем в электроустановках выше 1000в.

Соответственно существуют некоторые требования накладываемые на переносное заземление в частности каждая переносное заземление в обязательном порядке должна иметь маркировку которая выполнена на металлической плате и хорошо читаемая также должно быть указано номинальное напряжение для которого используется данная переносное заземление и сечение токопроводящей части для соответствия установки в которой она будет установлена.

Переносные заземления выполняется медными проводниками с использованием различных струбцин при этом обязательно особенностью является наличие защитной прозрачной оболочки поверх медного проводника а также должны быть в исправном состоянии все струбцины расположенные на данном переносном заземлении.

Следует отметить что для безопасного выполнения оперативных переключений в электроустановках рассматриваемого объекта реконструкции все рукоятки заземляющих ножей расположенные на коммутационных аппаратах в обязательном порядке должны быть окрашены в красный цвет сами заземляющие ножи должны окрашиваться в чёрный цвет таким образом оперативный персонал определяется визуально С каким коммутационных аппаратов в настоящее время ему приходится работать данная методика окраски в значительной степени снижает вероятность ошибочных переключений в электроустановках снижая риск возникновения чрезвычайной ситуации к минимальному его значению.

Для безопасного выполнения ремонтных работ в электроустановках а также выполнение оперативных переключений в электроустановках все распределительные устройства в том числе и закрытые на рассматриваемом объекте реконструкции должны быть обеспечены либо стационарными заземляющими ножами либо специальными переносными заземлением также в данных распределительных устройствах должны находиться и средства оказания первой помощи пострадавшему в случае возникновения нештатной ситуации либо несчастного случая также сюда следует отнести и наличие различных средств индивидуальной защиты включая диэлектрические перчатки диэлектрические боты различные средства для контроля уровня напряжения и различные штанги и также следует отметить что во всех электроустановках должны находиться в исправном состоянии и в полном объеме в соответствии с нормативными документами средства первичного пожаротушения.

Рассмотрим подробно о применении различных средств индивидуальной защиты при выполнении оперативных переключений либо при выполнении ремонтных работ которые обеспечивают безопасное выполнение данной работы.

Частности при выполнении каких-либо работ в электроустановках частности оперативных переключений оперативный персонал в обязательном порядке должен пользоваться диэлектрическими перчатками которые являются

дополнительными средствами защиты оперативного персонала при этом Перед тем как использовать данные средства защиты в обязательном порядке они проверяются на отсутствие каких-либо повреждений на их поверхности также должен проверяться и испытание то есть если перчатки просрочены соответственно пользоваться ими нельзя.

Перчатки перед началом использования следует проверить на герметичность таким образом что они скатываются в рулон и проверяется отсутствие выхода воздуха из диэлектрических перчаток после чего они могут быть использованы по назначению.

Указатели напряжения обеспечивающие безопасность выполнения работы могут иметь различные конструктивные исполнения в частности они могут быть однополюсные но также и двухполюсные.

Правила применения указателя напряжения следующие: предварительно перед началом использования данного устройства необходимо осмотреть его на предмет каких-либо повреждений также проверяется соответственно и срок испытания данного оборудования в частности данные указателей не должны быть просроченным только в этом случае может быть проведена их применение непосредственно на определенные электроустановки.

В случае если проверка проведена успешно и указатель может быть использован соответственно Предварительно он пробует на исправность на заведомо находящихся под напряжением токоведущих частях при этом только ведущим частям которые заведомо находится под напряжением допускается только индикаторным концом данного указателя.

При использовании указателя напряжения в обязательном порядке должны использоваться диэлектрические перчатки это касается электроустановок выше 1000 В.

После того как указатель напряжения проверен на токоведущих частях которые заведомо находятся под напряжением соответственно индикаторным концом оперативный персонал прикасается к тем токоведущим частям которые должны быть заземлены и в случае если указатель напряжения показывает

отсутствие напряжения соответственно дается разрешение на включение заземляющих ножей либо на установку переносного заземления в данной электроустановке где будут выполняться необходимые виды работ.

В системе электроснабжения в качестве обслуживающего персонала могут быть оперативно выездные бригады при этом переносные заземления а также средства оказания первой медицинской помощи также средства пожаротушения могут находиться как в распределительных устройствах так и у самой оперативно выездной бригады.

Для распределительных устройств всех уровней напряжения рассматриваемого объекта реконструкции в обязательном порядке на всех внутренних стенках камеры комплектных распределительных устройств а также на наружных стенках на лицевых частях комплектных распределительных устройств на всех силовых сборках силовых щитка в сетях освещения в обязательном порядке должны наноситься диспетчерские наименования которые позволяют оперативному персоналу точно определять то оборудование которое необходимо отключить для безопасного выполнения работ в электроустановках.

Также следует отметить что обязательным условием безопасного выполнения работ в электроустановках является наличие окраски металлических частей фаз в различные цвета соответствующие различным фазам принятым в маркировке систем электроснабжения данного объекта.

Рассмотрим правила охраны труда при осмотре распределительных устройств электроустановок которые расположены в данном объекте реконструкции.

Осмотр электрооборудования распределительных устройств по определённому графику как в тёмное время суток и в светлое время суток при этом в тёмное время суток осмотр выполняется на плиту на предмет выявления экранирования при этом данный осмотр должен выполняться не реже одного раза в месяц.

В случае если погода является неблагоприятной например при сильном тумане или снеге, гололёде либо при усиленном загрязнении на

распределительных устройствах соответственно должно приниматься решение об усилении внеочередных осмотров таким образом чтобы предотвратить возникновение чрезвычайной ситуации вследствие повреждения электрооборудования либо по иной какой-то причине.

Оперативный персонал в обязательном порядке должен соответственно выполнять записи в своём оперативном журнале при выявлении каких-либо неисправностей которые могут привести к чрезвычайной ситуации. Даже при выявлении какой-то неисправности оперативный персонал должен ставить в известность вышестоящее оперативно диспетчерский персонал решение он должен выполнить устранение неисправностей в кратчайший срок если ему на это дано разрешение.

Устройством работаем на различных устройств релейной защиты шкафах имеющих специальной аппаратуры автоматики связи телемеханики в различных шкафах управления в различных распределительных шкафах в шкафах приводов выключателя делителей короткозамыкатель и другого электрооборудования в том случае если в них температура воздуха может снижаться да ниже допустимого значения соответственно в данных устройствах должны применяться устройство электрического подогрева.

С точки зрения охраны труда и безопасного выполнения работ в электроустановках все распределительные устройства номинальным напряжением 10 кВ и ниже должны быть оборудованы специальные быстродействующие долговой защитой которая представляет собой специальную автоматику предназначенную для сохранения жизни и здоровья оперативного персонала в случае возникновения короткого замыкания на электроустановке.

Данная автоматика работает по принципу выявления дугового короткого замыкания которая сопровождается значительным световым импульсом а также при коротком замыкании соответственно происходит бросок тока таким образом данная автоматика выявляет возникновения короткого замыкания и отключает источник питания от данного распределительного устройства тем

самым предотвращая повреждение и нанесение телесных повреждений оперативному персоналу при выполнении оперативных переключений.

В данном объекте реконструкции данная автоматика применяется на всех ячейках комплектных распределительных устройств соответственно в каждой ячейке расположен специальный датчик который влияет на вспышку Света а также данная система заблокирована с максимальной токовой защиты И тем самым отключение секции шин 10 кВ происходит по двум факторам в случае возникновения вспышки света и броски тока таким образом происходит отключение источника питания в частности силового трансформатора и соответственно вводится блокирование на включение секционного выключателя Во избежание развития короткого замыкания.

20.2 Экологичность

В данном разделе будем рассматривать аспекты экологии связанные с рассматриваемой системы электроснабжения в частности для повышения экологичности работы электрооборудования в данном проекте предусматривается замена силовых трансформаторов на трансформаторных подстанций с масляной изоляцией на трансформаторы имеющие литую изоляцию при этом второй тип трансформаторов наиболее оптимальным для работы в системе электроснабжения.

Рассмотрим подробно достоинства силовых трансформаторов имеющих литую изоляцию. В данном случае отсутствует маслonaполненное оборудование соответственно снижается риск возникновения чрезвычайной ситуации вследствие разлива масла и возникновения возгорания его в камере трансформаторной подстанции. В случае даже если трансформаторное масло не сгорает всё равно его разлив представляет собой экологическую катастрофу для рассматриваемого объекта реконструкции так как в силовых трансформаторах содержится значительное количество масла его разлив по территории представляет собой значительный ущерб экологии.

Таким образом силовые трансформаторы имеющие литую изоляцию благодаря своей конструкции позволяют сохранить экологию в окружающей

среды на значительно более высоком уровне при этом для данного типа трансформаторов характерно отсутствие шумового загрязнения так как уровень шума создаваемым этим оборудованием значительно ниже чем на устаревших силовых трансформаторах с масляной изоляцией.

Также в данном разделе будет производиться расчёт маслоприемника который собой представляет устройство предназначенное для сбора масла на силовом трансформаторе напряжением 35 кВ рассматриваемого объекта реконструкции.

Данный маслоприёмник предназначен для сбора масла в случае нарушения герметичности основного бака силового трансформатора также он предотвращает разливание масла по территории подстанции и в случае если происходит его возгорание соответственно всё масло стекает в ёмкость маслоприемника предотвращая развитие чрезвычайной ситуации и возникновения экологической опасности для окружающей среды.

На ПС «Левобережная» при модернизации планируется замена устаревших силовых трансформаторов 35/10 кВ с установкой современных и соответствующими маслоприемниками для них, тип принятого трансформатора: ТМН 2500/35/10 с размерами (м) 3,7×2,25×3,75 и массой масла 3,6 т.

При расчете маслоприемников учитываем следующие требования [15]:

1) Габариты маслоприемников выступают за габариты трансформаторов на 1 м (при массе масла от 2 до 10 тонн).

2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа, вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [15].

3) Маслоприемники выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [15].

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

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле [15]:

$$V_{\text{масл}} = \frac{M}{\rho} \quad (129)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным 3,6 ТОННЫ.

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

$$V_{\text{масл}} = \frac{3,6}{0,88} = 4,09 \quad (\text{м}^3)$$

Определяем площадь маслоприемника по формуле [15]:

$$S_{\text{плт}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (130)$$

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

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника/

$$S_{\text{плт}} = (3,7 + 2 \cdot 1) \cdot (2,25 + 2 \cdot 1) = 24,23 \quad (\text{м}^2)$$

Площадь боковой поверхности трансформатора [15]:

$$S_{\text{бт}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (131)$$

где H – высота трансформатора (м)

$$S_{\text{бт}} = (3,7 + 2,25) \cdot 2 \cdot 3,75 = 44,63 \quad (\text{м}^2)$$

Нормативный коэффициент пожаротушения K_n и нормативное время тушения t соответственно равны:

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

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара [15]:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{гор} + S_{до}) \cdot 10^{-3} \quad (132)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (24,23 + 44,63) \cdot 10^{-3} = 24,79 \text{ (м}^3)$$

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

$$V_{миH_2O} = V_{гор} + 0,8 \cdot V_{H_2O} \quad (133)$$

$$V_{миH_2O} = 4,09 + 0,8 \cdot 24,79 = 23,92 \text{ (м}^3)$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости $V_{миH_2O}$:

$$H_{ми} = \frac{V_{миH_2O}}{S_{ми}} \quad (134)$$

$$H_{ми} = \frac{23,92}{24,23} = 0,99 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки согласно [22]:

$$H_g = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки согласно [22]:

$$H_{\text{вп}} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная глубина маслоприемника [22]:

$$H_{\text{млп}} = H_{\text{мп}} + H_{\text{вп}} + H_{\text{з}} \quad (135)$$

$$H_{\text{млп}} = 0,99 + 0,05 + 0,25 = 1,29 \text{ (м)}$$

20.3 Чрезвычайные ситуации

В качестве чрезвычайных ситуаций которые могут возникать на объекте реконструкции а также в системе электроснабжения следует отметить такие факторы как возникновение короткого замыкания, отключения электрооборудования по какой-либо причине а также иные воздействия на работу электрооборудования, будем рассматривать различные погодные условия которые могут влиять на работу электрооборудования.

В данной системе электроснабжения применяются воздушные линии электропередач при этом для обеспечения высокой надежности электроснабжения потребителей применяется специальный изолированный провод имеющий специальную оболочку которая позволяет ему при различных экстремальных погодных условиях обеспечивает электроснабжение потребителей бесперебойно.

Как известно сильный ветер приводит к схлестыванию проводов с возникновением короткого замыкания при этом в данной работе применение изолированного проводника приводит к тому что схлестыванию проводов не приводит к возникновению короткого замыкания тем самым электроснабжения потребителей не нарушается.

Также следует отметить вторую особенность данного типа проводника это устойчивость к различного рода осадкам таким образом в настоящее время

в системе электроснабжения применяется неизолированный провод который очень плохо противостоит появлению на поверхности данного проводника наростов что приводит к значительным тяжениям проводов и соответственно отключению электрооборудования с возникновением короткого замыкания.

При этом в данной работе предполагается использование проводника с изолированной оболочкой которой не подвержен такой ситуации в частности налипание снега либо льда на его поверхности не представляется возможным по физическим характеристикам данного типа проводника.

Материал из которого выполнена оболочка не подвергается налипанию льда либо снега поэтому избыточные тяжения на воздушных линиях электропередач выполненных данным проводником не представляются возможными и электроснабжение потребителей не нарушается.

Использование проводов с изолированной оболочкой в значительной степени снижает вероятность возникновения чрезвычайной ситуации при падениях деревьев на воздушные линии электропередач либо соприкосновения с какими-либо другими объектами в том числе с грузоподъемными машинами так как изолирующая оболочка предотвращает непосредственный контакт между токоведущей частью и теми предметам которые к ней прикасается.

Тем не менее при возникновении каких-либо нештатных ситуаций либо чрезвычайных ситуаций оперативный персонал выездной бригады в обязательном порядке должен быть обучен тем методам и средствам действий при возникновении данных ситуаций.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данной работы была проведена реконструкция системы электроснабжения части города Томмот с центром питания ПС «Левобережная», а так же самой ПС, в результате расчетов выбрано необходимое оборудование в частности принят проводник СИП-3 для линий 6 кВ, выбраны современные трансформаторы типа ТС с литой изоляцией. Все принятое оборудование прошло соответствующие проверки.

На ПС Левобережная изменено распределительное устройство высокого и низкого напряжения для повышения надежности электроснабжения, так же выбрано современное коммутационное, силовое, измерительное и иное оборудование.

Проведен расчет капиталовложений в реконструкцию источника питания, так же рассмотрены вопросы безопасной эксплуатации электрооборудования

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, 2018. - 192 с.
2. Атабеков, Г.И. Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей / Г.И. Атабеков. - М.: ЁЁ Медиа, 2011. - 797 с.
3. Брюхань, Ф.Ф. Промышленная экология: Учебник / Ф.Ф. Брюхань, М.В. Графкина, Е.Е. Сдобнякова. - М.: Форум, 2012. - 208 с.
4. Графкина, М.В. Охрана труда: учебник для студ. учреждений сред. проф. образования/ М.В. Графкина. - Москва: издательский центр «Академия», 2018. - 176 с.
5. Дорохин, Е. Г. Основы эксплуатации релейной защиты и автоматики. Книга 2. Оперативное обслуживание устройств РЗА и вторичных цепей / Е.Г. Дорохин. - М.: Советская Кубань, 2012. - 432 с.
6. Киреева, Э.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: Учебник / Э.А. Киреева. - М.: Академия, 2018. - 224 с.
7. Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов: Учебное пособие для среднего профессионального образования / Е.А. Конюхова. - М.: ИЦ Академия, 2013. - 320 с.
8. Коробов, Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование / Г.В. Коробов. - СПб.: Лань, 2014. - 192 с.
9. Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, М.Г. Ошурков. - Рн/Д: Феникс, 2017. - 416 с.
10. Ларионов, Н.М. Промышленная экология: Учебник для бакалавров / Н.М. Ларионов, А.С. Рябышенков. - Люберцы: Юрайт, 2015. - 495 с.
11. Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации и технологической связи в ЕЭС России. - М.: Энергия, 2014. - 350 с.

12. Ополева, Г.Н. Электроснабжение промыш.предприятий и городов: Учебное пособие / Г.Н. Ополева. - М.: Форум, 2018. - 350 с.
13. Положение о единой технической политике в электросетевом комплексе. – М.: . 2013.
14. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. – Москва: ИНФРА-М, 2017. - 130 с.
15. Правила устройства электроустановок. 7-е и 6-е издания. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2014. – 1168 с.
16. Проектирование систем энергообеспечения: учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2010.
17. РД 153.-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: / Под ред. . – Изд-во НЦ ЭНАС.
18. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2013. - 328 с.
19. СО 153-34.20.501-2003. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – М: Энергосервис, 2003.
20. Собственные нужды подстанций. Источники бесперебойного питания / – Новости электротехники, № 6 (72), 2011.
21. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. . – М.: Изд-во ЭНАС, 2008.
22. СТО 56947007-29.240.014-2008. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35–750 кВ и линий электропередачи напряжением 6, 10–750 кВ. – М.: ЕЭС», 2008.
23. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения. – М.: ЕЭС», 2008.
24. Суворин, А.В. Современный справочник электрика/ А.В. Суворин. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2016. – 517 с.

25. Указания по проектированию установок компенсации реактивной мощности в электрических сетях общего назначения промышленных предприятий. – Инструктивные и информационные материалы по проектированию электроустановок. – М.: Тяжпромэлектропроект», 2003.

26. Цыпкин, Я. З. Релейные автоматические системы / Я.З. Цыпкин. - М.: Главная редакция физико-математической литературы издательства "Наука", 2017. - 576 с.

27. Чернобровов, Н.В. Релейная защита / Н.В. Чернобровов. - М.: Книга по Требованию, 2013. - 624 с.

28. Шеховцов, В. П. Расчет и проектирование ОУ и электроустановок промышленных механизмов: учеб. пособие/ В.П. Шеховцов. - 2-е изд. - Москва : ФОРУМ: ИНФРА-М, 2019. - 352 с.

29. Щербаков, Е.Ф. Электроснабжение. Курсовое проектирование: Учебное пособие / Е.Ф. Щербаков, Д.С. Александров, А.Л. Дубов. - СПб.: Лань, 2014. - 192 с.

30. Электробезопасность при эксплуатации электроустановок промышленных предприятий: учебник / , – М.: ИЦ Академия, Москва, 2007.

31. Электротехнический справочник: В 4 т. Электротехнические изделия и устройства / Под общей ред. и др. — 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2008.

32. Энергетика и экологическая безопасность / В. И. Русан. — Минск : Энергопресс, 2016. — 439 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А. Определение расчетных нагрузок ТП

Номер фидера	$P_{расч}$ (кВт)	$Q_{расч}$ (квар)	$S_{расч}$ (кВА)
1	2	3	4
ТП №14			
1	32	19,84	37,65
2	36,6	19,04	41,26
3	75,2	15,04	76,69
4	99,2	19,84	101,16
ТП №15			
1	117,5	23,5	119,83
2	9,0	4,62	10,12
ТП №16			
1	198	39,6	201,92
2	31,00	22,47	38,29
ТП №17			
1	43,2	24,624	49,73
2	72	14,4	73,43
ТП №19			
1	68	29,24	74,02
2	69	17,25	71,12
3	141,89	32,51	145,58
4	148,8	31,06	152,01
5	82,02	20,12	84,45
ТП №23			
1	156	31,2	159,09
2	51	21,93	55,52
3	144	28,8	146,85
4	56,24	40,91	69,55
ТП №49			
1	2	3	4
1	138	34,5	142,25
2	216	43,2	220,28
3	198	39,6	201,92
4	59,04	39,42	70,99
ТП №93П			
1	24	14,88	28,24
2	117,5	23,5	119,83
3	36,8	22,81	43,30
ТП №89			
	10,8	6,15	12,43
	31,2	6,24	31,82

ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Выбор проводников ВЛ 0,4 кВ

Номер фидера	$I_{\text{расч}}(\text{А})$	Принятое сечение СИП-2	$I_{\text{доп}}(\text{А})$
1	2	3	4
ТП №14			
1	54,41	3×16+1×25	105
2	59,62	3×16+1×25	105
3	110,82	3×25+1×35	130
4	146,18	3×35+1×50	160
ТП №15			
1	173,16	3×50+1×70	195
2	14,62	3×16+1×25	105
ТП №16			
1	291,79		
2	55,33	3×16+1×25	105
ТП №17			
1	71,86	3×16+1×25	105
2	106,11	3×25+1×35	130
ТП №19			
1	106,97	3×25+1×35	130
2	102,77	3×16+1×25	105
3	210,38	3×70+1×95	240
4	219,67	3×70+1×95	240
5	122,04	3×25+1×35	130
ТП №23			
1	229,90	3×70+1×95	240
2	80,23	3×16+1×25	105
1	2	3	4
3	212,21	3×70+1×95	240
4	100,51	3×16+1×25	105
ТП №49			
1	205,56	3×70+1×95	240
2	318,32	3×120+1×95	340
3	291,79	3×120+1×95	340
4	102,59	3×16+1×25	105
ТП №93П			
1	40,81	3×16+1×25	105
2	173,16	3×50+1×70	195
3	62,57	3×16+1×25	105
ТП №89			
1	17,96	3×16+1×25	105
2	45,98	3×16+1×25	105