

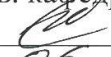
Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования

**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


И.о. зав. кафедрой


« 18 » 06 Н.В.Савина
2019г.


БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 кВ с центром питания подстанция Строительная Тындинского района, поселок Восточный.

Исполнитель
студент группы 542-узб


16.06.2019 Д.С. Барашкин
подпись, дата

Руководитель
доцент


16.06.2019 А.Г. Ротачёва
подпись, дата

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


17.06.2019 А.Б. Булгаков
подпись, дата

Нормоконтроль
профессор,
канд. техн. наук


18.06.2019 Ю.В. Мясоедов
подпись, дата


Благовещенск 2019

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

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Барашкина Дмитрия Сергеевича.

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10кВ с центром питания подстанция Строительная Тындинского района, поселок Восточный
(утверждено приказом от 04.04.19 № 759-ч/р)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 14.06.2019г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однотипная схема электроснабжения пос. Восточный Тындинского района, данные контрольного замера по подстанции 35/10кВ Строительная.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика района. Расчет эл. нагрузок.

Разработка системы электроснабжения 10кВ пос. Восточный. Технико-экономический выбор оптимального варианта системы электроснабжения.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Работы проектирования сети пос. Восточный Тындинского района. Спроектированная однотипная схема электроснабжения 10кВ пос. Восточный.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность - Буланов А.Г. доцент, канд. техн. наук.

7. Дата выдачи задания 05.04.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачева А.Г. доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 164 с., 18 рисунков, 49 таблиц, 175 формул, 1 приложение

РАСЧЁТНАЯ НАГРУЗКА, НАДЁЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, КОМПЛЕКТНАЯ ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ПЕТЛЕВАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ДВУХЛУЧЕВАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ЦЕНТР ПИТАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА.

Цель работы – разработка оптимального сточки зрения надёжности и уменьшения потерь варианта электрической сети 10 кВ посёлка Восточный. В работе рассчитаны электрические нагрузки, выбраны трансформаторные подстанции на территории населённого пункта, произведена разработка двух вариантов схем электроснабжения, из которых на основе проведённого технико-экономического сравнения выбран оптимальный вариант. Произведён расчёт токов короткого замыкания в сети 10, а также 0,4 кВ, произведён расчёт релейной защиты.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

АВР	-	автоматический ввод резерва
КЗ	-	короткое замыкание
КЛ	-	кабельная линия
КТП	-	комплектная трансформаторная подстанция
ЛЭП	-	линия электропередачи
МТЗ	-	максимальная токовая защита
ПС	-	подстанция
ТП	-	трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ
ТКЗ	-	ток короткого замыкания
ТТ	-	трансформатор тока
ТН	-	трансформатор напряжения
ТО	-	токовая отсечка
СИП	-	самонесущий изолированный провод

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1. Исходные данные	10
1.1 Характеристика источников питания	10
1.2 Краткая характеристика населённого пункта – посёлка Восточный	10
1.3 Климатические характеристики и территориальные особенности	11
2. Анализ подстанции Строительная и системы электроснабжения 10 кВ	15
2.1 Описание подстанции 35/10 кВ Строительная	15
2.2 Анализ загрузки силовых трансформаторов	15
2.3 Характеристика электроприёмников посёлка Восточный	16
2.4 Целесообразность реконструкции	18
3. Расчёт электрических нагрузок посёлка Восточный	20
3.1 Электрические нагрузки сельских жилых домов	20
3.2 Электрические нагрузки производственных, общественных, коммунальных предприятий, зданий и сооружений	22
3.3 Расчёт уличного освещения	24
4. Низковольтное электроснабжение посёлка Восточный	26
4.1 Выбор уровней номинального напряжения	26
4.2 Выбор количества линий 10 кВ и трасс их прохождения	26
4.3 Техничко-экономическое сравнение вариантов	30
4.4 Определение расчётных мощностей на участках линий	33
4.5 Выбор площади сечений и количества линий	34
5. Выбор ТП	36
5.1 Расчёт электрических нагрузок ТП	36
5.2 Выбор числа и мощности трансформаторов на ТП	41
5.3 Определение потерь мощности в трансформаторах ТП	44
5.4 Компенсация реактивной мощности	46
6. Расчёт электрических нагрузок в сети 10 кВ	49

7. Реконструкция подстанции Строительная	54
7.1 Выбор количества и мощности трансформаторов на подстанции	54
7.2 Выбор сечений и конструктивного исполнения ЛЭП	56
7.3 Выбор схемы и конструкции ПС	60
8. Расчёт токов короткого замыкания	62
8.1 Расчёт токов короткого замыкания в сети 10 кВ	62
8.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ	66
9. Выбор и проверка электрических аппаратов	71
9.1 Выбор выключателей 10 кВ	71
9.2 Выбор выключателей нагрузки	73
9.3 Выбор трансформаторов тока 10 кВ	75
9.4 Выбор трансформаторов напряжения	79
9.5 Выбор ограничителей перенапряжения	81
9.6 Выбор ТСН	82
9.7 Выбор предохранителей для защиты ТСН и ТН	84
9.8 Выбор жестких шин на стороне 10 кВ	85
9.9 Выбор опорных изоляторов	87
9.10 Выбор проходных изоляторов	88
9.11 Выбор и проверка провода 10 кВ	88
9.12 Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП	90
9.13 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ	90
10. Релейная защита и автоматика	97
10.1 Выбор системы оперативного тока	97
10.2 Выбор и расчёт релейной защиты на ПС Строительная	98
10.3 Устройства автоматике	109
11. Определение ёмкостного тока замыкания на землю	113
12. Расчёт и анализ надёжности	119
13. Молниезащита, заземление подстанции Строительная	127
14. Безопасность и экологичность	141

14.1 Безопасность проекта	141
14.2 Экологичность проекта	146
14.3 Чрезвычайные ситуации	149
15. Диспетчерское управление, телемеханика и средства связи	154
Заключение	161
Библиографический список	162
Приложение А	165

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы заключается в необходимости проведения реконструкции системы электроснабжения поселка Восточный Тындинского района в связи с динамично развивающейся инфраструктурой района и ростом потребляемой нагрузки. Только за 2017 год на технологическое присоединение новых потребителей было подано заявок на 1,6 МВт. В настоящее время с улучшением материального положения населения происходит увеличение оснащённости бытовой техникой отдельно взятого потребителя. В результате действующие воздушные линии не выдерживают всю нагрузку коммунально-бытовых потребителей. Поэтому появляется необходимость в реконструкции систем электроснабжения города. При реконструкции должны широко внедряться мероприятия по повышению надёжности электроснабжения потребителей. Реконструкция городских электрических сетей производится в соответствии с Руководящими материалами.

Целью данной работы является проектирование системы электроснабжения поселка Восточный Тындинского района Амурской области, электроснабжение которого осуществляется от ПС 35/10 Строительная.

Задачи, которые были поставлены для достижения указанной цели:

1. разработать схемы электроснабжения поселка;
2. произвести расчёт электрических нагрузок потребителей;
3. произвести выбор и проверка элементов сети электроснабжения;
4. произвести расчёт токов короткого замыкания;
5. выполнить расчёт заземления ПС.

Практическая значимость выпускной квалификационной работы заключается в разработке оптимальной схемы электроснабжения поселка Восточный Тындинского района с учётом возрастающей нагрузки, при этом разработанная схема должна отвечать не только высокой надёжности

электроснабжения потребителей, но и должна быть спроектирована таким образом, чтобы уменьшить хищения и коммерческие потери в сети. В работе проводится реконструкция поселка Восточный Тындинского района Амурской области. Производится, замена перегруженных трансформаторов более мощными, замена деревянных опор на железобетонные, замена неизолированных проводов ВЛ на изолированные провода СИП 2А и СИП 3, которые при равнозначных капиталовложениях обладают повышенной технологичностью строительства, обеспечивают высокую надежность электроснабжения при значительно меньших эксплуатационных затратах и безопасность обслуживающего персонала и населения.

Ожидаемые результаты работы: обозначить проблему перегруженности сетей электроснабжения поселка Восточный Тындинского района, разработка наилучшей с точки зрения надежности с оптимальной конфигурацией схемы электроснабжения поселка Восточный с учётом прогнозируемой возрастающей нагрузки с ожидаемой окупаемостью в пределах 5-8 лет; разработка схемы электроснабжения, которая будет обеспечивать безотказную работу сети в течение нормативного срока эксплуатации оборудования – 20 лет с минимальным ущербом от не до отпуска электроэнергии.

При выполнении работы использовались лицензионные программы Microsoft Excel (для расчёта нагрузок электроприёмников), Microsoft Office Visio (для выполнения графической части работы).

К работе прилагаются 6 листов графической части.

1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

1.1 Характеристика источников питания

Подстанция 35/10 кВ Строительная расположена в Тындинском районе Амурской области. От указанной подстанции получают электроснабжение такие электроприёмники как очистные сооружения, водозабор, котельная и микрорайон (поселок) Восточный, расположенный в 12 км от г. Тынды.

1.2 Краткая характеристика населённого пункта – посёлка Восточный

Поселок Восточный административный центр Восточного сельсовета, находится в Тындинском районе, Амурской области, расположен в 12-ти км к Востоку от г.Тынды.

Поселок Восточный основан в 1976 году в годы строительства Байкало-Амурской магистрали. В поселке дислоцировались строительномонтажные поезда № 592 , № 593 треста «Тындатрансстрой» с численностью работающих до 1200 человек, Управление механизации и автотранспорта, СМП- № 591 треста «Бамстройпуть» с численностью работающих до 500 человек, работал асфальтобетонный завод, цех по выпуску железобетонных изделий и столярных изделий для строящихся объектов в г.Тынде и Тындинском районе. В 1987 году началось строительство завода крупнопанельного домостроения по выпуску железобетонных конструкций для жилых домов и объектов соцкультбыта. Военские части, расположенные в поселке, занимались строительством, охраной мостов, охраной горючесмазочных материалов.

Население посёлка Восточный по состоянию на 01.01.2017 составляет – 1383 человека. Градообразующих предприятий на территории нет. Часть населения работает на предприятиях, в учреждениях города Тынды. Жилой фонд капитального исполнения - благоустроенный, но значительная часть жилого фонда временного исполнения (щитовые дома). В поселке есть средняя школа, детский сад с плавательным бассейном, отделение связи,

территориальный пункт полиции, амбулатория, сельский дом культуры, библиотека.

1.3 Климатические характеристики и территориальные особенности

В Тындинском районе резко континентальный климат с муссонными чертами, что выражается в больших годовых (45-50°) и суточных (до 20°) колебаниях температур воздуха и резком преобладании летних осадков.

Влияние материка проявляется главным образом зимой. В это время сухой охлаждённый воздух проникает далеко на юг в виде зимнего муссона. Вследствие этого наблюдаются холодные малоснежные зимы с преобладанием ясной погоды. Зимние осадки составляют всего 5-7 процентов от годовых. Высота снежного покрова незначительна. Средняя температура самого холодного месяца — января — 28 градусов, морозы в отдельные годы доходят до 56 градусов. Благодаря сухости воздуха и слабым ветрам мороз переносится сравнительно легко. Низкие зимние температуры не соответствуют положению города. Вследствие незначительности снежного покрова и низких температур наблюдаются глубокие промерзания почв (до 2-2.5 м). Весна поздняя и засушливая. Безморозный период наступает в третьей декаде мая и первой декаде июня. Влияние Тихого океана проявляется в основном летом, когда с моря проникает летний муссон. Лето жаркое и дождливое. Среднемесячная температура июля — 20,4 градуса, наиболее высокие температуры достигают +39 градусов. Максимальное количество осадков выпадает в июле-августе (100—300 мм за месяц). Первые заморозки наступают в конце августа — начале сентября. Осенью устанавливается ясная, тёплая погода. Годовое количество осадков в среднем 493 мм.

Среднегодовая температура воздуха — 0,3 °С

Относительная влажность воздуха — 68,5 %

Средняя скорость ветра — 2,3 м/с.

В конце марта прекращаются устойчивые морозы, начинается постепенное таяние снежного покрова. В начале апреля устойчивый снежный покров разрушается. Весна обычно непродолжительна, с быстро меняющимися процессами от зимних к типично летним.

За начало лета принимается переход среднесуточной температуры воздуха через 10 градусов в конце мая. Оно продолжается около трех месяцев. Самый теплый месяц – июль. Максимальная температура воздуха может повышаться до плюс 40 градусов.

Осень начинается при переходе в сторону понижения среднесуточной температуры воздуха через 10 градусов. Как правило, осенний период продолжается около двух месяцев. Устойчивый снежный покров образуется в конце октября, но иногда он может образоваться и в начале октября.

По фактическим материалам наблюдений, температура гололедообразования – минус 10 градусов. Зона влажности вторая, нормальная.

Грозовая деятельность начинается в апреле и заканчивается в ноябре. Оттаивание грунта на начало грозовой деятельности достигает 0,4 метра.

Климатические условия района прохождения трассы ВЛ и расположения площадки подстанции с учетом действующих нормативных материалов (с повторяемостью 1 раз в 25 лет) и данных обработки материалов многолетних наблюдений по метеостанциям приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия

№ п/п	Климатические условия	Расчетные величины
1	2	3
1	Район по гололеду 25 летней повторяемости	II
2	Нормативная стенка гололеда, мм	25
3	Район по ветру 25 летней повторяемости	I
4	Нормативное ветровое давление, м/сек	29 м/сек
5	Годовое количество осадков, мм	575
6	Низшая температура воздуха, °С	-39
7	Средняя из абсолютных минимумов температура воздуха, °С	-39

Продолжение таблицы 1

1	2	3
8	Расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	-39
9	Среднегодовая температура воздуха, °С	0,0
10	Высшая температура воздуха, °С	41
11	Число грозочасов в год	20
12	Высота снежного покрова, макс/средняя, см	60/20
13	Температура гололедообразования, °С	-10
14	Преобладающее направление ветра	СЗ
15	Продолжительность отопительного периода, сутки	270
16	Сейсмичность района, баллы (группа В)	6
17	Среднегодовая скорость ветра, м/с	2,6

Литологический разрез по данным бурения (сверху вниз):

1. Насыпной слой (песок с галькой до 20%) мощностью до 0,4 м.
2. Суглинки бурого цвета влажные тугопластичные, мощность слоя до 0,4 м. Распространены суглинки повсеместно по всей площади.
3. Слой частого переслаивания тонких прожилок и линзочек песков и суглинков. По осредненным показателям физико-механических свойств, отнесены к супесям пластичным. Грунты этого слоя имеют линзовидное залегание, мощность линз до 1,0 м.
4. В основании разреза вскрыты пески мелкие средней плотности. Вскрытая мощность песков до 3-4 м.

Подземные воды в скважинах не встречены. Но при обильном выпадении осадков появление их типа «верховодки» возможно в песках на кровле прослоек суглинка, на глубина 1,0-2,5 м.

При промерзании грунты среднепучинистые. По отношению к металлу грунты обладают низкой коррозионностью. Грунты не засолены.

2 АНАЛИЗ ПОДСТАНЦИИ СТРОИТЕЛЬНАЯ И СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10 кВ

2.1 Описание подстанции 35/10 кВ Строительная

На двухтрансформаторной подстанции Строительная установлены трансформаторы ТДНС мощностью 10000 кВА. Подстанции более 30 лет. Однолинейная схема подстанции приведена на рисунке ниже.

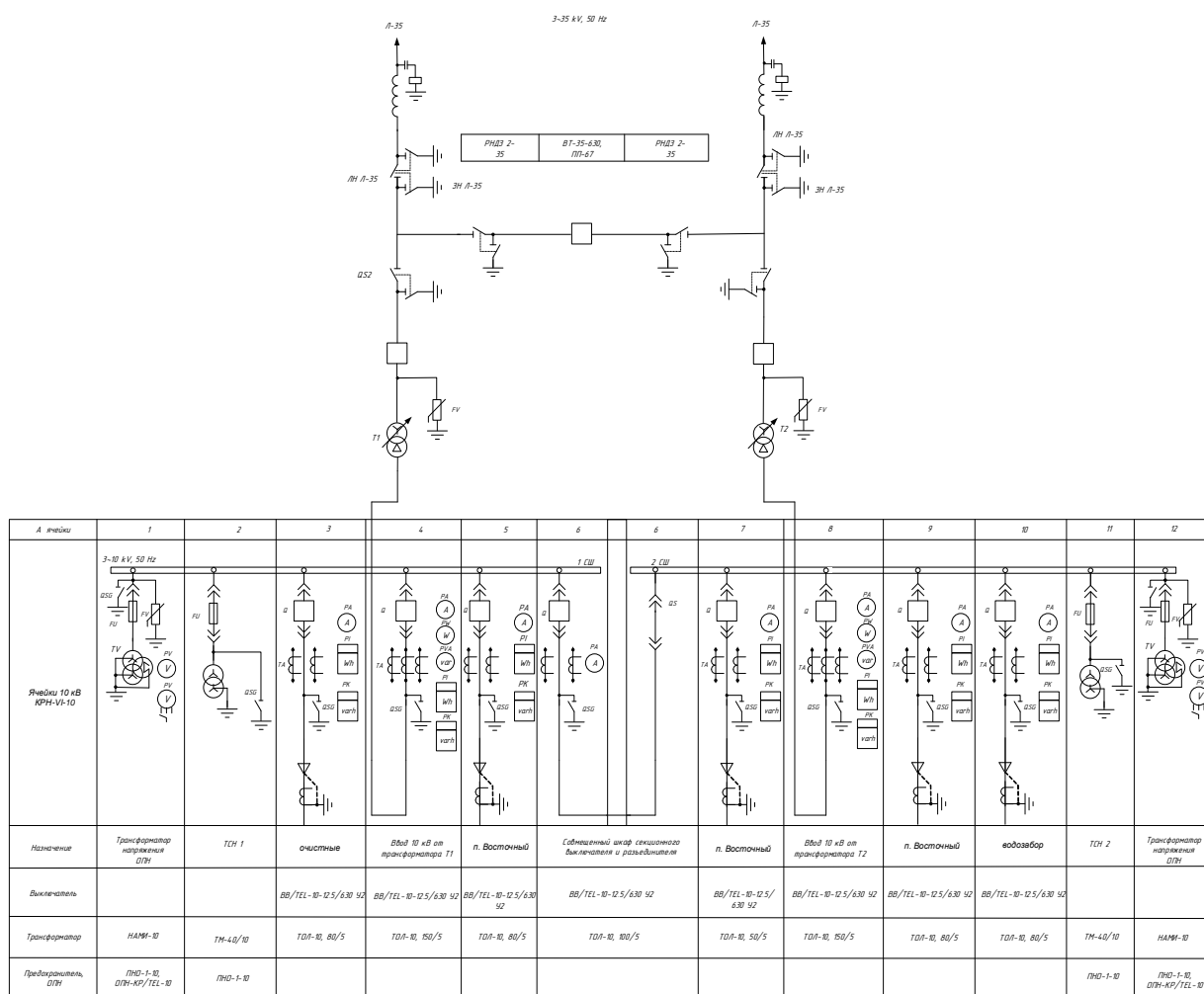


Рисунок 1 – Однолинейная схема подстанции Строительная

2.2 Анализ загрузки силовых трансформаторов

Загрузка трансформаторов по результатам зимних контрольных замеров не превышает 11%.

Таблица 2 – Загрузка трансформаторов ПС Строительная

Дата и время контрольного замера	УВН.ном, кВ	№ тр-ра	Стр-ра, МВА	загрузка, %
19.12.2018 0:00	35	1	10	0
	35	2	10	8,8
19.12.2018 3:00	35	1	10	0
	35	2	10	9,5
19.12.2018 10:00	35	1	10	0
	35	2	10	8,57
19.12.2018 18:00	35	1	10	0
	35	2	10	10,21
20.06.2018 3:00	35	1	10	4,08
	35	2	10	0
20.06.2018 10:00	35	1	10	4,25
	35	2	10	0
20.06.2018 16:00	35	1	10	2,65
	35	2	10	0
20.06.2018 21:00	35	1	10	3,58
	35	2	10	0

В дальнейшем, после получения суммарной нагрузки на подстанции с учётом вновь вводимых объектов в поселке Восточный, необходимо будет рассмотреть вопрос целесообразности замены трансформаторов на подстанции на менее мощные с целью уменьшения расхода электроэнергии на потери холостого хода в трансформаторах.

2.3 Характеристика электроприёмников поселка Восточный

По надёжности все потребители в реконструируемой части поселка Восточный Тындинского района делятся на три группы.

К первой категории относятся электроприемники, нарушение электроснабжения которых представляет опасность для жизни людей, может привести к массовому браку продукции, расстройству сложного технологического процесса, нарушить важные элементы городского хозяйства, нанести значительный ущерб народному хозяйству.

В жилых зданиях к первой категории относятся: пожарные насосы, устройства дымозащиты и другие противопожарные устройства, лифты,

эвакуационное и аварийное освещение домов высотой более 17 этажей. К первой категории также относятся электроприемники операционных, отделений реанимации, родильных, неотложной помощи и других аналогичных помещений больниц, от бесперебойности, работы которых зависит жизнь больных. В реконструируемой части села отсутствуют потребители первой категории надёжности.

Ко второй категории относят электроприемники, перерыв в электроснабжении которых связан с простоем рабочих механизмов и промышленного транспорта, нарушением нормальной деятельности значительного числа городских жителей.

ТП, обслуживающие дома в пять этажей с электропищеприготовлением относятся ко второй категории, а также электроприемники детских садов и школ.

В реконструируемом посёлке Восточный Тындинского района, присутствуют потребители второй категории. Перечень потребителей приведём в таблице.

Таблица 3 – Перечень потребителей второй категории

№	Объект	Категория надёжности потребителя
1	компрессорная	2
2	котельная	2
3	водонапорная башня	2
4	скважина	2
5	очистные сооружения	2

К третьей категории надёжности относятся электроприемники не указанные в первой и второй категориях. В таблице приведём перечень потребителей третьей категории, находящихся в реконструируемой части посёлка Восточный.

Таблица 4 - Перечень потребителей третьей категории

№	Объект	Категория надёжности потребителя
1	жилой дом многоквартирный	3
2	жилой дом двухквартирный	3
3	пекарня	3
4	магазин	3
5	кафе	3
6	клуб	3
7	столовая	3
8	многоквартирный дом пос восточный	3
9	гараж	3
10	библиотека	3
11	школа	3
12	медпункт	3
13	КНС	3
14	контора	3
15	мастерская	3
16	многоквартирный дом пос восточный	3

Каждая из групп потребителей имеет определенный режим работы. Так, например, электрическая нагрузка от коммунально-бытовых потребителей отличается большой неравномерностью в различное время суток. Днем нагрузка небольшая, к вечеру она возрастает до максимума, ночью она резко падает и к утру вновь возрастает. Электрическая нагрузка сельскохозяйственных предприятий более равномерна в течение дня и зависит от вида производства, режима рабочего дня и числа смен.

2.4 Целесообразность реконструкции

В Амурской области разработан проект «Концепции территориального планирования – Основные направления развития Тындинского района». Существующий природно-ресурсный, территориальный и человеческий потенциал, развитая система железнодорожных путей и аэропорт позволяют считать экономико-географическое положение района потенциально

выгодным. Современное экономико-географическое положение района характеризуется как транзитное, поскольку район удален от основных финансово-экономических центров, но имеет место наличие транспортных узлов в системе железнодорожного транспорта (БАМ). Основные социально-экономические показатели (численность и структура населения, уровень жизни населения, объем и структура промышленности) Тындинского района относят его к среднеразвитым районам Амурской области и в целом России. Тындинский район занимает важное положение в системе расселения Дальнего Востока.

Согласно индустриального (оптимистичного) прогноза Тындинский район – территория комплексного индустриального развития России и комфортной социальной среды, Тында – город с диверсифицированной структурой экономики и благоприятной городской средой.

Общероссийский экономический рост после 2017 г. приведет к активизации индустриальных проектов в районах нового освоения. Использование механизмов государственно-частного партнерства позволит развернуть крупное инфраструктурное строительство, что обеспечит в расчетный период ввод в эксплуатацию объектов транспорта (электрификация БАМа, строительство дополнительных железнодорожных путей, реконструкция инфраструктуры железной дороги, строительство автомобильных дорог), активизирует поиск и добычу горнорудного сырья.

Таким образом согласно программе развития в посёлке Восточный планируется рост нагрузки за счёт строительства новых объектов: новых жилых домов для переселения из ветхого и аварийного жилья, капитальный ремонт и модернизация подстанции котельной 10 кВ, строительство спортивных объектов – плавательных дорожек, проведение реконструкции школ, строительство новых магазинов.

3 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПОСЕЛКА ВОСТОЧНЫЙ

3.1 Электрические нагрузки сельских жилых домов

Для определения нагрузок сельскохозяйственных потребителей и электрических сетей используются «Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38—110 кВ сельскохозяйственного назначения».

Для сельскохозяйственных потребителей и сетей, как правило, характерно наличие двух максимумов в суточных графиках электрических нагрузок. Поэтому определяют максимальную дневную активную P_D (реактивную Q_D) и максимальную вечернюю активную P_B (реактивную Q_B) нагрузки.

Расчетная активная нагрузка на вводе в сельский жилой дом (одноквартирный дом или квартира в многоквартирном доме, имеющие отдельный счетчик электроэнергии) без электронагревательных приборов зависит от внутриквартирного потребления электроэнергии и темпов роста электропотребления.

Дневной и вечерний максимумы нагрузки на вводе в жилой дом соответственно S_D и S_B находят по выражениям:

$$S_B = \frac{K_{yB} \cdot P_P}{\cos \varphi_B}, \quad (1)$$

$$S_D = \frac{K_{yD} \cdot P_P}{\cos \varphi_D}, \quad (2)$$

где K_{yD} , K_{yB} - коэффициенты участия в дневном и вечернем максимуме нагрузок;

$\cos \varphi_D$; $\cos \varphi_B$ - коэффициентов мощности нагрузки дневного и вечернего потребления;

P_P - расчетная активная нагрузка на вводе в жилой дом.

За расчетную нагрузку для выбора параметров систем электроснабжения (сечения проводов, мощности трансформаторов и т.п.) принимается наибольший из дневного и вечернего максимумов. Для примера покажем расчёт для многоквартирных домов:

$$S_B = \frac{0,4 \cdot 5}{0,98} = 2 \text{ кВА};$$

$$S_D = \frac{1 \cdot 5}{0,98} = 5,1 \text{ кВА}.$$

Коэффициенты участия в дневном и вечернем максимуме нагрузок принимаем по таблице 2 [8].

Таблица 5 - Коэффициенты участия

Потребители	Коэффициент	
	$K_{уд}$	$K_{ув}$
Производственные	0,6	1
Коммунально – бытовые, в том числе:		
- жилые дома	1	0,3-0,4
- жилые дома с электроплитами	1	0,6
- смешанные	1	1

Результаты расчёта сведены в таблицу 2. Коэффициенты мощности нагрузки дневного и вечернего потребления приняты из таблицы 54.2 [4].

Расчетные нагрузки на вводах сельских жилых домов принимаем по таблице 54.4 [4]. Для сельских домов принимаем нагрузку 5 кВт на дом.

Таблица 6 - Данные по нагрузке рассматриваемых объектов

№	Объект	разность показаний счётчиков	Нагрузка	
			P, кВт	Q, кВар
1	2	3	4	5
1	жилой дом многоквартирный		5	1,02
2	жилой дом двухквартирный		10	2,03
3	компрессорная		6,1	2,95
4	пекарня		9	5,10
5	магазин		10	4,84

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5
6	кафе		9	5,10
7	котельная		28	21,00
8	клуб	596	32	19,83
9	столовая		9,00	4,36
10	многоквартирный дом мкр восточный		100	20,3
11	гараж	373	10	4,84
12	библиотека	261	7	3,39
13	школа		7	3,39
14	медпункт	930	25	10,65
15	КНС		65	52,15
16	контора		5	1,64
17	мастерская		60	48,14
18	водонапорная башня		6,10	2,95
19	многоквартирный дом мкр восточный		100	20,3

3.2 Электрические нагрузки производственных, общественных, коммунальных предприятий, зданий и сооружений

В общем случае расчетные нагрузки на вводах указанных электропотребителей принимаются по проектам этих объектов. В условиях отсутствия данных расчетные нагрузки на вводах некоторых типичных сельскохозяйственных потребителей принимаем по табл. 54.4 [8].

Данные по нагрузке производственных, общественных, коммунальных предприятий, зданий и сооружений сведены в таблицу 6. Нагрузку по коммунально-бытовым потребителям получена на основании показаний счётчиков за декабрь 2018 года.

Среднюю нагрузку высчитаем по формуле:

$$P_P = \frac{(W_{тек} - W_{пред}) \cdot n_T}{n \cdot t}, \quad (3)$$

где $W_{тек}$ - текущие показания;

$W_{пред}$ - предыдущие показания;

n_T - коэффициент трансформации;

n - число дней в месяце;

m - число часов в сутках.

Покажем расчёт средней нагрузки для помещения клуба поселка Восточный. Исходные данные:

$$W_{тек} = 2206 \text{ кВтч};$$

$$W_{пред} = 1710 \text{ кВтч};$$

$k_{ТТ} = 40$ – коэффициент ТТ при токе первичной обмотки 200 А, вторичная – 5А,

$$200/5=40;$$

$$n = 31 \text{ день (декабрь 2016 год);}$$

$$m = 24 \text{ часа.}$$

$$P_P = \frac{(2306 - 1710) \cdot 40}{31 \cdot 24} = \frac{596}{744} = 32 \text{ кВт.} \quad (4)$$

Подробный расчёт сведён в таблицу. Расчёт произведён при помощи программы Microsoft Excel.

Таблица 7 – Расчёт нагрузок

№	Объект	Кол-во объектов	Нагрузка		Полная мощность, кВА	Коэффициент мощности cosφ	Категория по надёжности
			P, кВт	Q, кВАр			
1	2	3	4	5	6	7	8
1	жилой дом одноквартирный	10	5	1,02	5	0,98	3
2	жилой дом двухквартирный	10	10	2,03	10	0,98	3
3	компрессорная	2	6,1	2,95	7	0,90	2
4	пекарня		9	5,10	10	0,87	3
5	магазин	1	10	4,84	11	0,90	3
6	кафе		9	5,10	10	0,87	3
7	котельная	1	28	21,00	35	0,8	2
8	клуб	1	32	19,83	37,6471	0,85	3
9	столовая	1	9,00	4,36	10	0,90	3
10	многоквартирный дом мкр восточный		100	20,3	102	0,98	3

1	2	3	4	5	6	7	8
11	гараж	1	10	4,84	11	0,90	3
12	библиотека		7	3,39	8	0,9	3
13	школа		7	3,39	8	0,9	3
14	медпункт		25	10,65	27	0,92	3
15	КНС		65	52,15	83	0,78	3
16	контора	3	5	1,64	5	0,95	3
17	мастерская	1	60	48,14	77	0,78	3
18	водонапорная башня	1	6,10	2,95	7	0,90	2
19	многоквартирный дом мкр восточный		100	20,3	102	0,98	3

3.3 Расчёт уличного освещения

Нагрузка уличного освещения примерно определяется по выражению:

$$P_{oc.} = P_{oc.уд.} \cdot l, \quad (5)$$

где $P_{oc.уд.}$ – удельная мощность, принимаем 10 кВт/км.

l – длина, км.

Произведём расчёт уличного освещения для ТП31:

$$P_{oc.} = 10 \cdot 0,7 = 7 \text{ кВт},$$

Для реконструируемых сёл, где поселковые дороги и улицы с покрытием простейшего типа и шириной проезжей части 5 ... 7 м, норма средней освещенности 4 лк, рекомендуются светильники РКУ - 250. Площадь сечения проводов принимается минимально допустимая по механической прочности во 2 районе климатических условий и проверяется по условию допустимой потери напряжения. Нагрузка наружного освещения считается равномерно распределенной по линии. Нагрузка освещения улиц для каждой ТП приведена в таблице 8.

Для уличного освещения принимаются светодиодные лампы Luminus 4500К, мощностью 0,01 кВт (мощность 10 Вт, световой поток – 935 лм, световая отдача - 94 лм/Вт).

Таблица 8 – Нагрузка освещения улиц

№ ТП	Длина участка, км	Удельная нагрузка, кВт/км	Нагрузка освещения улиц, кВт
02	0,85	0,4	0,34
03	0,8	0,4	0,32
05	1,85	0,4	0,74
13	1,05	0,4	0,42
17	1,19	0,4	0,48
18	1	0,4	0,4
21	1,45	0,4	0,58
27	1,65	0,4	0,66
28	0,3	0,4	0,12
31	0,7	0,4	0,28
32	1,15	0,4	0,46
33	1,08	0,4	0,43
36	0,85	0,4	0,34

4 НИЗКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПОСЕЛКА ВОСТОЧНЫЙ

4.1. Выбор уровней номинального напряжения

Электрическое оборудование, используемое в электрических сетях, характеризуется номинальным напряжением. Номинально напряжение – это такое напряжение, при котором электроустановки работают в нормальном и экономичном режимах. Номинальное напряжение сети совпадает с номинальным напряжением электроприёмников.

При выборе номинального напряжения проектируемого участка сети принимают во внимание существующие напряжения возможных источников питания энергосистемы, расстояние от этих источников до предприятия и нагрузку предприятия в целом.

Система электроснабжения поселка Восточный построена от фидеров 10 кВ подстанции 35 кВ Строительная, распределительная сеть построена от ТП 10/0,4 кВ. Таким образом, для низковольтной распределительной сети выбираем напряжение 0,4 кВ, для распределительной сети выбираем напряжение 10 кВ.

4.2 Выбор количества линий 10 кВ и трасс их прохождения

При реконструкции части схемы электроснабжения поселка Восточный Тындинского района воздушные линии 10 кВ выполняем проводом СИП-3. Реконструкцию сети 0,4 кВ в данной работе не производим, поскольку практически вся схема электроснабжения потребителей села 0,4 кВ выполнена проводом СИП и в реконструкции не нуждается.

В реконструкции нуждается сеть 10 кВ, выполненная проводом голым АС. Схема электроснабжения 10 кВ в настоящее время не рассчитана на всё возрастающие нагрузки и требует реконструкции для обеспечения надёжного электроснабжения существующих, а также вновь подключаемых потребителей в поселка Восточный. Поскольку только в 2017 году с целью технологического присоединения к сети в поселке Восточный выдано

разрешений на 1,6 МВт, существующая распределительная сеть 10 кВ нуждается в реконструкции. При реконструкции сети 10 кВ будем использовать провод СИП, который обеспечит надежное электроснабжение не только за счёт большего сечения, выбранного в соответствии с возрастающей нагрузкой, но и надёжного электроснабжения в условиях различных климатических воздействий – повышенные ветровые нагрузки.

Составляется 2 варианта сети 10 кВ. Варианты схемы электроснабжения поселка Восточный составлены с учётом минимального количества головных выключателей 10 кВ. При разработке вариантов также учитываем категоричность потребителей, получающих электроснабжение от приведённой сети. А также необходимо учесть затраты на реконструкцию сети, сравнение вариантов производим по приведённым затратам исходя из минимальной суммарной протяжённости линий в одноцепном исполнении.

Покажем два варианта спроектированной сети, удовлетворяющих указанным выше условиям. Рассматриваемые варианты изображены на рисунках 2 и 3.

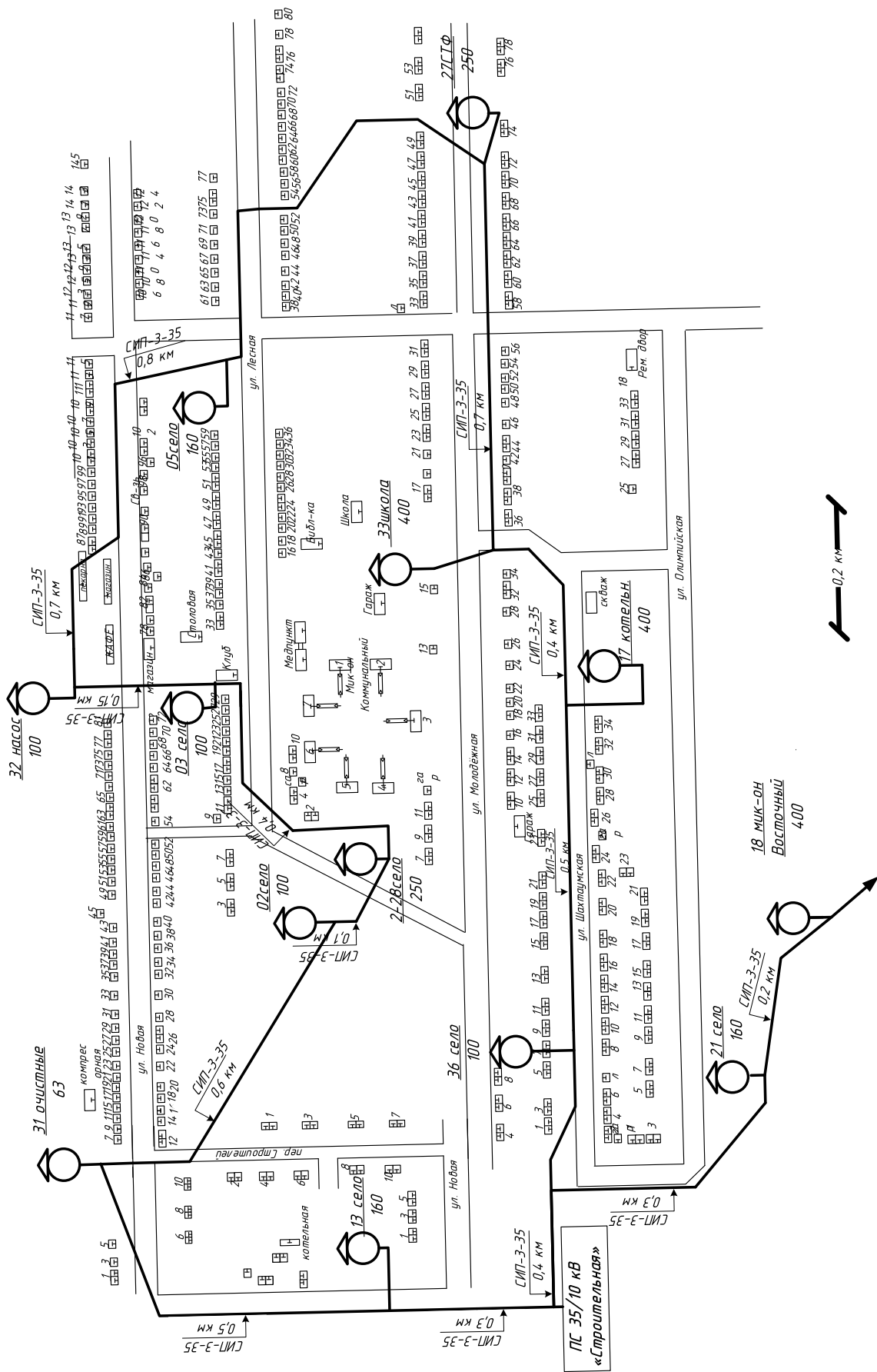


Рисунок 2- Вариант №1 схемы распределительной сети 10 кВ

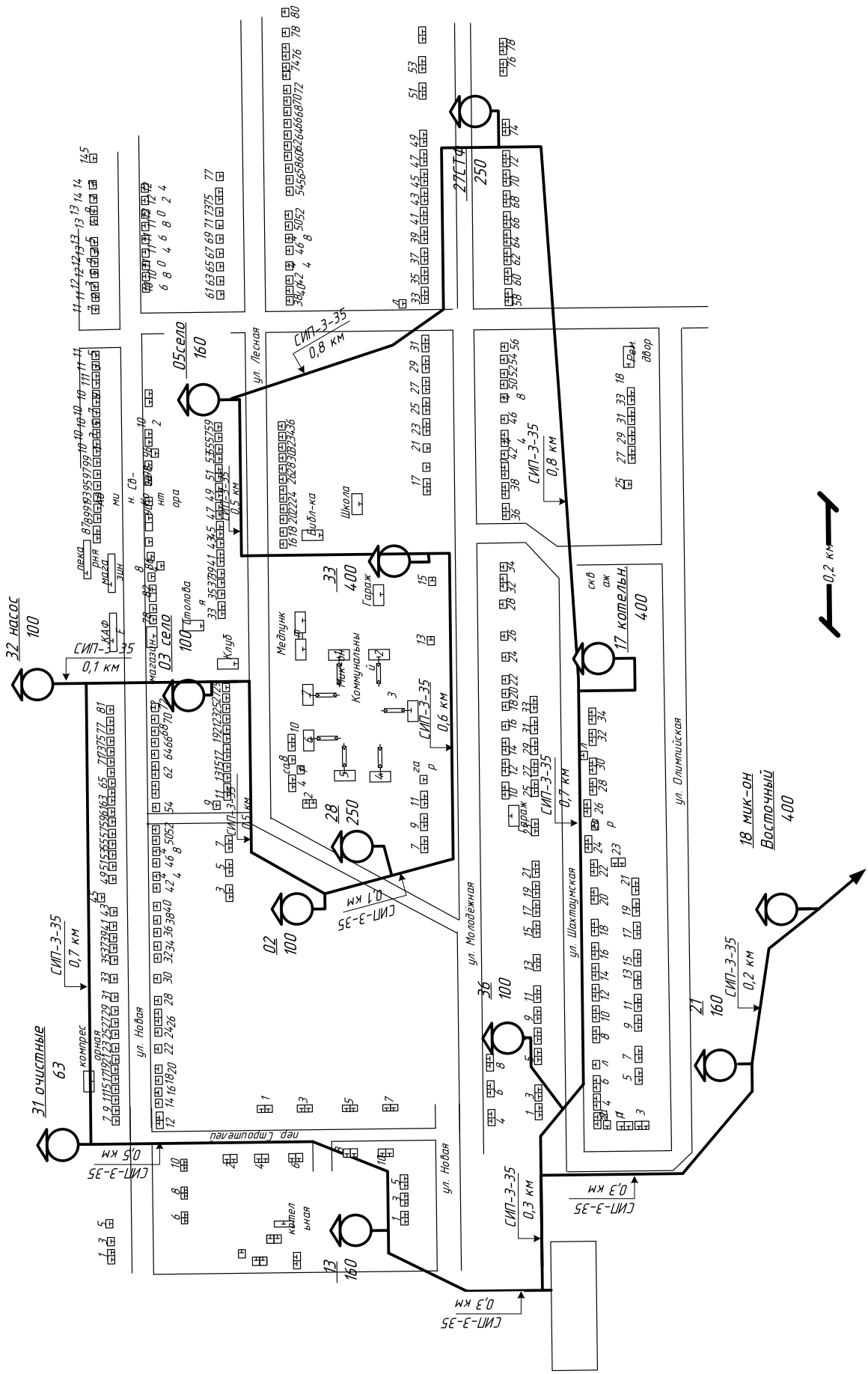


Рисунок 3 - Вариант №2 схемы распределительной сети 10 кВ

4.3 Технико-экономическое сравнение вариантов

Для того, чтобы выбрать оптимальный с точки зрения затрат вариант схемы электроснабжения, необходимо произвести технико-экономическое сравнение разработанных вариантов сети. Показатели отобранных вариантов приведены в таблице.

Таблица 9 – Основные показатели выбранных вариантов сети

Линия	Суммарная нагрузка, кВА	К _о	Расчётная нагрузка, кВА	Расчётный ток, А	Длина, км	n _ц
Вариант №1						
ТП 13, ТП 31, ТП 02, ТП 28, ТП 03	756	0,80	604	35	1,9	1
ТП 36, ТП 17, ТП 33, ТП 27, ТП 05, ТП 32	1037	0,80	830	48	3,5	1
ТП 21, ТП 18	448	0,90	403	23	0,5	1
Вариант №2						
ТП 13, ТП 31, ТП 32, ТП 03, ТП 02	364	0,80	292	17	2,1	1
ТП 36, ТП 17, ТП 27, ТП 05, ТП 33, ТП 28	1168	0,80	935	54	3,7	1

При реконструкции принимаем провод СИП-3. При разработке вариантов учитываем следующие условия:

- 1) для двух лучевых схем в работе одна цепь;
- 2) размыкаем петли по точке потокораздела.

Произведём расчёт потерь напряжения в сети.

Нагрузка линии ПС-ТП21-ТП18 (на варианте 1) определяется по формуле, при условии, что активная нагрузка ТП различается менее чем в 4 раза:

$$S_{P\text{ТП}21\text{-ТП}18} = K_o \cdot (S_{P\text{ТП}21} + S_{P\text{ТП}18}), \quad (6)$$

где K_o - коэффициент одновременности, принимаемы по таблице [8].

Таблица 10 - Коэффициенты одновременности для суммирования электрических нагрузок в сетях 6—20 кВ

Количество ТП 6 – 20/0,4 кВ	2	3	5	10	20	25 и более
Коэффициент \hat{E}_i	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65

$$S_{P_{ТП21-ТП18}} = 0,9 \cdot (95 + 339) = 403 \text{ кВА},$$

Выберем вариант сети 10 кВ по приведенным затратам. Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E_H \cdot K + И = E_H \cdot (K_{ВЛ} + K_{ВЫКЛ}) + (A \cdot K_{ВЛ} + A \cdot K_{ВЫКЛ}) + C_0 \cdot (\Delta W_{ВЛ}) \cdot 10^{-3}, \quad (7)$$

где $E_H = 0,1$ - норматив дисконтирования, зависит от ставки рефинансирования, которая устанавливается Центробанком;

$K_{ВЛ}$ и $K_{ВЫКЛ}$ - стоимость ВЛ и выключателей соответственно;

$C_0 = 1,53$ руб./кВт*ч – удельная стоимость потерь электроэнергии;

A - ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание:

$$a_{ам.выкл} = 5,9\% \quad (8)$$

$$a_{ам.ВЛЭП} = 0,5\%; \quad (9)$$

$\Delta W_{ВЛ}$ - потери электроэнергии в ВЛ.

Потери в линиях находятся как:

$$\Delta W_{Л} = \sum \frac{(P_{Л})^2 + (Q_{Л})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R + i \cdot X) \cdot T, \quad (10)$$

где $P_{Л}$ – потоки активной мощности по линии, МВт;

$Q_{Л}$ – потоки реактивной мощности по линии, МВар;

R, X – активное и реактивное сопротивление линии, Ом;

T – число часов.

Результаты расчёта сведены в таблицу.

Таблица 11 – Сравнение вариантов сети 10 кВ

Номер варианта	1	2
Количество выключателей 10 кВ, шт	2	2
Стоимость выключателя 10 кВ, тыс руб	350	350
Капиталовложения в выключатели, тыс руб	700	700
Протяженность линий 10 кВ, км	5,55	5,9
Стоимость 1 км СИП-3, тыс. руб./км	334	334
Капиталовложения в линии 10 кВ, тыс руб	1853,7	1970,6
Издержки на эксплуатацию и ремонт линий 10 кВ, тыс руб	9	10
Издержки на эксплуатацию и ремонт выключателей 10 кВ, тыс руб	41	41
Издержки на амортизацию электрооборудования, тыс руб	128	134
Потери электроэнергии, кВт*ч	268099	294515
Стоимость потерь электроэнергии, руб/кВт*ч	1,53	1,53
Издержки потерь электроэнергии, тыс руб	410	451
Приведенные затраты, тыс руб	844	902

Проводим сравнение вариантов по меняющимся частям, поэтому капиталовложения в ТП не учитываем, т.к. количество и мощность ТП для обоих вариантов одинаковы.

В результате сравнения по приведенным затратам выявлено, что вариант 2 дороже на 6%. Выбираем вариант 1.

Выберем окончательно для него линии 10 кВ при условии:

1) Петля ПС-ТП10-ТП06-ТП02-ТП03-ТП07-ТП08-ТП09 нормально разомкнута (линия ТП03-ТП02 отключена)

2) Двухлучевые схемы работают с включенными обеими цепями.

Окончательно проверим по потери напряжения в принятой сети. Результаты в таблице 12. Для плеч петли ПС-ТП36, ТП17, ТП33, ТП27, ТП05, ТП32, ТП03, ТП28, ТП02, ТП31, ТП13 рассчитаны потери напряжения при обрыве каждого головного участка

Таблица 12 – Проверка варианта сети 10 кВ

Линия	Суммарная нагрузка, кВА	Ко	Расчётная нагрузка, кВА	Расчётный ток, А	Сечение СИП-3, кв. мм	Допустимый ток нагрузки, А	Длина, км	$n_{ц}$	R, Ом/км	Потеря напряжения, %
ТП36-ТП13	1684	0,7	1254	72	35	200	5,3	1	0,986	6,3

4.4 Определение расчётных мощностей на участках линий

Расчётный ток линии определим по выражению:

$$I_{P\text{ ТП21-ТП18}} = \frac{S_{P\text{ ТП21-ТП18}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (11)$$

$$I_{P\text{ ТП21-ТП18}} = \frac{403}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23 \text{ А}. \quad (12)$$

Выбираем провод марки СИП-3 с длительно допустимым током 200 А, сечением 35 мм².

Проверяем предварительно на допустимую потерю напряжения по формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{P\text{ ТП } i-j} \cdot l \cdot \frac{100}{10000} \cdot (r_{уд} \cdot \cos(\varphi) + x_{уд} \cdot \sin(\varphi)). \quad (13)$$

Рассчитаем потери в линиях для варианта 1, результаты сведём в таблицу.

Таблица 13 – Потери в линиях рассматриваемых вариантов

Линия	$I_{P\text{ ТП}}$, А	l , км	$n_{ц}$	$r_{уд}$, Ом/км	ΔU , %
1	2	3	4	5	6
ТП13, ТП31, ТП02, ТП28, ТП03	35	1,9	1	0,986	1,1
ТП36, ТП17, ТП33, ТП27, ТП05, ТП32	48	3,5	1	0,986	2,8
ТП21, ТП18	23	0,5	1	0,986	0,2

4.5 Выбор площади сечений и количества линий

Схема построения сети определяет способ коммутации ее линий, условие резервирования ее отдельных элементов, расчетные режимы работы сети, особенности конструктивного выполнения ТП и используемых средств защиты и автоматики. Различают следующие схемы: петлевая, кольцевая, лучевая, радиальная и другие.

Сечения проводников низковольтной сети должны обеспечивать: достаточную механическую прочность, прохождение тока нагрузки без перегрева сверх допустимых температур, необходимые уровни напряжений у источников света, срабатывание защитных аппаратов при КЗ.

Расчетная нагрузка линии до 1 кВ при смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий определяется по следующей формуле:

$$P_{р.л} = P_{зд.мах} + \sum_1^n k_{yi} \cdot P_{зд.i}, \quad (14)$$

где $P_{зд.мах}$ - наибольшая нагрузка здания из числа зданий, кВт;

$P_{зд.i}$ - расчетная нагрузка других зданий, питающих по линии, кВт;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме.

Для определения сечения питающей линии необходимо найти расчетный ток линии, для этого размыкаем петлю на головном участке и находим ток по следующей формуле:

$$I_{н.р} = \frac{\sqrt{P_{р.л.н.р}^2 + Q_{р.л.н.р}^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (15)$$

После определения тока в нормальном режиме определяем длительно допустимый ток, который определяется по следующей формуле:

$$I_{н.р} \leq k_1 \cdot k_2 \cdot I_{дл.дон}, \quad (16)$$

где k_1 - поправочный коэффициент, определяемый условиями прокладки кабеля и зависящий от температуры окружающей среды, принят 1;

k_2 - поправочный коэффициент проводов и кабеля зависящий по способу прокладки.

Для примера рассмотрим выбор сечения одного из кабелей отходящего от ТПО5.

$$P_{p.l.n.p} = 93,6 + 126 + 109,2 + 0,6 \cdot 70,95 = 371,37 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.l.n.p} = 18,72 + 25,2 + 21,84 + 0,6 \cdot 24,05 = 86,194 \text{ квар};$$

$$I_{н.р} = \frac{\sqrt{371,37^2 + 86,194^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 275,137 \text{ А.}$$

Выбираем кабель сечением 150 мм²

$$I_{дл.дон} = 305 \text{ А.}$$

$$275,137 \leq 1 \cdot 0,96 \cdot 305 \text{ А};$$

$$275,137 \leq 292 \text{ А.}$$

5 ВЫБОР ТП

5.1 Расчёт электрических нагрузок ТП

Расчетные мощности на шинах напряжением 0,4 кВ подстанций 6—10/0,4 кВ (расчетные мощности подстанции) определяют путем суммирования расчетных нагрузок головных участков (таблица 6), отходящих от подстанций линий 0,38 кВ. Коэффициенты мощности нагрузок на шинах 0,4 кВ подстанций принимают по таблице [8].

Таблица 14 - Коэффициенты мощности для ТП 10/0,4 кВ

Потребители	$\cos(\varphi)$	$\sin(\varphi)$
Производственные	0,7	0,71
Коммунально – бытовые	0,9	0,39
Смешанные	0,815	0,58

Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Нагрузка ТП приведенная к напряжению 10 кВ определяется с учётом потерь в трансформаторах по формуле:

$$S_{10кВ ТПi} = \sqrt{(P_{ТПi} + \Delta P_{ТРi})^2 + (Q_{ТПi} + \Delta Q_{ТРi})^2}, \quad (17)$$

Рассчитаем для примера нагрузку ТП № 05 по формуле:

$$S_{10кВ ТП31} = \sqrt{(83+1,3)^2 + (27,1+6)^2} = 87 \text{ кВА}. \quad (18)$$

Результат расчёта нагрузок на остальных ТП на стороне 10 кВ сведём в таблицу 16.

Таблица 15 – Расчёт нагрузок на ТП

ВЛ 0,4 кВ	Тип нагрузки	$N_{\text{потр}}$	$P_{\text{сумм}}, \text{ кВт}$	$S_{\text{сумм}}, \text{ кВА}$	K_o	$P_p, \text{ кВт}$	$S_p, \text{ кВА}$	$I_p, \text{ А}$	$I_{\text{доп}}, \text{ А}$	Аппарат защиты	$I_{\text{расц}}, \text{ А}$	$F_{\text{пров/к аб}}, \text{ мм}^2$	$L, \text{ км}$	$\cos\phi$	$\sin\phi$	$R, \text{ Ом/км}$	$X, \text{ Ом/км}$	$\Delta U, \%$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
ТП31																		
ф-1	проеобл. быт. нагрузка	4	26,1	27	0,56	15	15	21	100	А 3716	50	16	0,2	0,96	0,3	1,91	0,1	3,6
ф-2	быт. нагрузка	19	95	97	0,29	28	28	40	240	А 3716	50	70	0,5	0,98	0,2	0,44	0,09	4,1
ВЛ	освещение		7			7,0												
ТП32																		
ф-1	проеобл. быт. нагрузка	15	85	87	0,32	27	28	39	160	А 3716	50	35	0,3	0,98	0,2	0,87	0,09	4,7
ф-2	проеобл. быт. нагрузка	18	123	129	0,29	36	37	52	240	А 3716	100	70	0,45	0,96	0,3	0,44	0,09	4,7
ф-3	Быт. нагрузка	6	51,1	53	0,47	24	25	35	201	А 3716	50	50	0,4	0,97	0,2	0,64	0,09	4,1
ВЛ	освещение		11,5			11,5												
ТП13																		
ф-1	проеобл. быт. нагрузка	5	63	71	0,5	32	35	46	160	А 3716	50	35	0,25	0,89	0,5	0,87	0,09	4,2
ф-2	быт. нагрузка	8	80	82	0,41	33	33	47	195	А 3716	50	50	0,35	0,98	0,2	0,64	0,09	4,9
ф-3	быт. нагрузка	7	70	71	0,43	30	31	43	240	А 3716	50	70	0,45	1,0	0,2	0,44	0,09	4,0
ВЛ	освещение		10,5			10,5												
ТП03																		
ф-1	быт. нагрузка	8	50	51	0,41	21	21	30	130	А 3716	50	25	0,25	0,98	0,2	1,2	0,09	4,0

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
ф-2	быт. нагрузка	12	97	104	0,35	34	36	49	160	A 3716	50	35	0,25	0,93	0,4	0,87	0,09	4,7
ф-3	быт. нагрузка	10	69	72	0,38	26	27	38	160	A 3716	50	35	0,3	0,96	0,3	0,87	0,09	4,4
ВЛ	освещение		8			8,0												
ТП02																		
ф-1	быт. нагрузка	24	145	148	0,28	41	41	59	290	A 3716	100	95	0,55	0,98	0,2	0,32	0,09	4,9
ф-2	быт. нагрузка	5	40	41	0,5	20	20	29	130	A 3716	50	25	0,3	0,98	0,2	1,2	0,09	4,7
ВЛ	освещение		8,5			8,5												
ТП28																		
ф-1	проеобл. быт. нагрузка	4	40	42	0,56	22	23	32	100	A 3716	50	16	0,15	0,96	0,3	1,91	0,1	4,1
ф-2	быт. нагрузка	3	300	306	0,62	186	190	269	339	A 3794	300	120	0,15	0,98	0,2	0,261	0,09	5,0
ВЛ	освещение		3			3,0												
ТП33																		
ф-1	проеобл. быт. нагрузка	12	67	69	0,35	23	24	34	160	A 3716	50	35	0,3	0,97	0,2	0,87	0,09	4,0
ф-2	проеобл. быт. нагрузка	12	97	101	0,35	34	35	49	195	A 3716	50	50	0,35	0,96	0,3	0,64	0,09	5,0
ф-3	быт. нагрузка	2	200	204	0,73	146	149	211	385	A 3726	250	150	0,2	0,98	0,2	0,208	0,09	4,3
ф-4	проеобл. быт. нагрузка	3	225	231	0,62	140	143	202	385	A 3726	250	150	0,23	0,97	0,2	0,208	0,09	4,7
ВЛ	освещение		10,8			10,8												
ТП05																		
ф-1	быт. нагрузка	14	100	102	0,33	33	34	48	160	A 3716	50	35	0,2	0,98	0,2	0,87	0,09	3,8

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
ф-2	быт. нагрузка	6	40	41	0,47	19	19	27	100	A 3716	50	16	0,15	0,98	0,2	1,91	0,1	3,5
ф-3	быт. нагрузка	22	120	122	0,28	34	34	49	195	A 3716	50	50	0,35	0,98	0,2	0,64	0,09	5,0
ф-4	быт. нагрузка	9	50	51	0,4	20	20	29	130	A 3716	50	25	0,3	0,98	0,2	1,2	0,09	4,7
ф-5	быт. нагрузка	9	45	46	0,4	18	18	26	130	A 3716	50	25	0,35	0,98	0,2	1,2	0,09	4,9
ф-6	быт. нагрузка	16	95	97	0,32	30	31	44	240	A 3716	50	70	0,5	0,98	0,2	0,44	0,09	4,5
ВЛ	освещение		18,5			18,5												
ТП27																		
ф-1	быт. нагрузка	13	125	128	0,34	43	43	61	240	A 3716	100	70	0,3	0,98	0,2	0,44	0,09	3,8
ф-2	быт. нагрузка	11	110	112	0,37	41	42	59	195	A 3716	100	50	0,25	0,98	0,2	0,64	0,09	4,3
ф-3	быт. нагрузка	11	75	77	0,37	28	28	40	240	A 3716	50	70	0,5	0,98	0,2	0,44	0,09	4,1
ф-4	проеобл. быт. нагрузка	9	120	139	0,4	48	55	69	340	A 3716	100	120	0,6	0,87	0,5	0,253	0,09	5,0
ВЛ	освещение		16,5			16,5												
ТП17																		
ф-1	проеобл. произв. нагрузка	2	34,1	42	0,85	29	36	42	132	A 3716	50	25	0,1	0,82	0,6	1,25	0,09	2,0
ф-2	быт. нагрузка	6	60	61	0,47	28	29	41	130	A 3716	50	25	0,2	0,98	0,2	1,2	0,09	4,4
ф-3	проеобл. быт. нагрузка	10	100	104	0,38	38	39	55	195	A 3716	100	50	0,25	0,96	0,3	0,64	0,09	4,0
ф-4	проеобл. произв. нагрузка	2	130	167	0,85	111	142	160	344	A 3716	160	150	0,32	0,78	0,6	0,206	0,09	5,0

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
ф-5	проеобл. произв. нагрузка	2	130	167	0,85	111	142	160	344	A 3716	160	150	0,32	0,78	0,6	0,206	0,09	5,0
ВЛ	освещение		11,9			11,9												
ТП21																		
ф-1	быт. нагрузка	10	100	102	0,38	38	39	55	290	A 3716	100	95	0,5	0,98	0,2	0,32	0,09	4,1
ф-2	быт. нагрузка	13	130	134	0,34	44	46	64	340	A 3716	100	120	0,55	0,97	0,3	0,253	0,09	4,3
ф-3	быт. нагрузка	7	35	36	0,43	15	15	22	130	A 3716	50	25	0,4	0,98	0,2	1,2	0,09	4,7
ВЛ	освещение		14,5			14,5												
ТП18																		
ф-1	быт. нагрузка	5	36,1	39	0,5	18	20	26	130	A 3716	50	25	0,3	0,92	0,4	1,2	0,09	4,0
ф-2	быт. нагрузка	1	100	102	1	100	102	145	201	A 3716	160	50	0,1	0,98	0,2	0,625	0,09	4,1
ф-3	быт. нагрузка	1	100	102,0	1	100	102	145	293	A 3716	160	95	0,2	0,98	0,2	0,329	0,09	4,5
ф-4	быт. нагрузка	1	100	102,0	1	100	102	145	293	A 3716	160	95	0,2	0,98	0,2	0,329	0,09	4,5
ф-5	быт. нагрузка	1	100	102,0	1	100	102	145	293	A 3716	160	95	0,2	0,98	0,2	0,329	0,09	4,5
ВЛ	освещение		10			10,0												
ТП36																		
ф-1	проеобл. быт. нагрузка	13	90	93	0,34	31	32	44	240	A 3716	50	70	0,45	0,97	0,2	0,44	0,09	4,1
ф-2	быт. нагрузка	14	140	143	0,33	46	47	67	293	A 3716	100	95	0,4	0,98	0,2	0,329	0,09	4,1
ВЛ	освещение		8,5			8,5												

Таблица 16 - Нагрузки ТП на стороне 10 кВ

№ ТП	Активная, кВт	Реактивная, кВар	Полная, кВА
ТП31	45	14	47
ТП32	81	26	85
ТП13	84	33	90
ТП03	73	27	78
ТП02	63	17	65
ТП28	206	65	216
ТП33	297	89	310
ТП05	130	35	135
ТП27	140	54	150
ТП17	240	155	286
ТП21	94	27	98
ТП18	333	107	350
ТП36	76	22	79

5.2 Выбор числа и мощности трансформаторов на ТП

В соответствии с наличием электроприёмников второй и преимущественно третьей категории по надёжности, на ТП предусматривается установка одного трансформатора.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению, для ТП № 31:

$$S_{СТ} = \frac{S_{РТП i}}{n_{ТР} \cdot K_c}, \quad (19)$$

где $S_{РТП i}$ - расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП, кВА;

$n_{ТР}$ - число трансформаторов;

K_C - коэффициент допустимой систематической нагрузки, принимаемый в зависимости от вида потребителей по таблице [8].

Таблица 17 – Коэффициенты нагрузок

Вид нагрузки	Коэффициент допустимой систематической нагрузки K_C	Коэффициент допустимой аварийной перегрузки K_a
Производственная нагрузка	0,795	1,73
сельские дома	0,84	1,83
Преобладание производственной нагрузки	0,76	1,65
Преобладание коммунально – бытовой нагрузки	0,765	1,67
Многоквартирные дома	0,815	1,75

$$S_{CT\ TP31} = \frac{45}{2 \cdot 0,77} = 59 \text{ кВА.} \quad (20)$$

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов, при этом номинальная мощность должна быть больше расчётной.

Выбранные трансформаторы проверяются по загрузке в нормальном и послеаварийном режиме, для ТП № 31:

$$K_{3\text{ норм}} = \frac{S_{P\ TP\ i}}{S_{НОМ\ TP} \cdot n_{TP}}, \quad (21)$$

$$K_{3\text{ n/ав}} = \frac{S_{P\ TP\ i}}{S_{НОМ\ TP} \cdot (n_{TP} - 1)}, \quad (22)$$

$$K_{3\text{ норм}} = \frac{59}{63 \cdot 1} = 0,72 \geq 0,5,$$

$$K_{3n/ав} = \frac{59}{63 \cdot 1} = 0,72 \leq 1,4.$$

Результаты расчёта сводим в таблицу.

Таблица 18 – Выбор трансформаторов

№ ТП	Расчётная нагрузка на стороне 0,4 кВ S_p , кВА	Количество трансформаторов ТП	Коэффициент допустимой систематической нагрузки K_c	Требуемая мощность ТП, кВА	Номинальная мощность трансформатора(ов) ТП, кВА
ТП31	45	1	0,77	59	63
ТП32	82	1	0,77	106	100
ТП13	87	1	0,77	113	160
ТП03	75	1	0,77	97	100
ТП02	63	1	0,84	75	100
ТП28	209	1	0,82	255	250
ТП33	302	1	0,82	368	400
ТП05	130	1	0,84	155	160
ТП27	145	1	0,77	189	250
ТП17	274	1	0,77	356	400
ТП21	95	1	0,77	124	160
ТП18	339	1	0,82	414	400
ТП36	76	1	0,76	100	100

Результаты расчёта коэффициентов загрузки и аварийной перегрузки представлены в таблице.

Таблица 19 – Значения фактических коэффициентов

№ ТП	Расчётная нагрузка на стороне 0,4 кВ S_p , кВА	Номинальная мощность трансформатора(ов) ТП, кВА	Фактический коэффициент загрузки K_3
1	2	3	4
ТП31	59	63	0,72
ТП32	106	100	0,82

1	2	3	4
ТП13	113	160	0,54
ТП03	97	100	0,75
ТП02	75	100	0,63
ТП28	255	250	0,84
ТП33	368	400	0,75
ТП05	155	160	0,82
ТП27	189	250	0,58
ТП17	356	400	0,68
ТП21	124	160	0,60
ТП18	414	400	0,85
ТП36	100	100	0,76

5.3 Определение потерь мощности в трансформаторах ТП

Потери носят как активный, так и реактивный характер.

Полные активные потери определяются по следующей формуле:

$$\Delta P_{TP} = \Delta P_{XX} + K_3^2 \cdot \Delta P_{K3}, \quad (23)$$

где ΔP_{XX} - активные потери холостого хода, справочная величина;

ΔP_{K3} - активные потери короткого замыкания, справочная величина.

Полные реактивные потери определяются по следующей формуле:

$$\Delta Q_{TP} = \Delta Q_{XX} + K_3^2 \cdot \Delta Q_{K3}, \quad (24)$$

где ΔQ_{XX} - реактивные потери холостого хода;

ΔQ_{K3} - реактивные потери короткого замыкания.

Реактивные потери холостого хода:

$$\Delta Q_{XX} = S_{НОМ ТР} \cdot \frac{I_X}{100}, \quad (25)$$

где $S_{НОМ ТР}$ - номинальная мощность трансформатора;

I_x - ток холостого хода, справочная величина.

Реактивные потери короткого замыкания:

$$\Delta Q_{K3} = S_{НОМ ТР} \cdot \frac{U_K}{100}, \quad (26)$$

где U_K - напряжение короткого замыкания.

Справочные данные трансформаторов.

Таблица 20 - Марка и параметры выбранных трансформаторов

Марка ТМ	ΔP_{XX} , кВт	ΔP_{K3} , кВт	U_K , %	I_x , %
100	0,37	1,97	4,6	2,6
160	0,56	2,65	4,5	2,4
63	0,26	1,28	4,5	2
250	0,82	3,7	4,5	2,3
400	1,05	5,5	4,5	2,1

Рассчитаем для примера потери в трансформаторе на ТП № 13:

Имеем:

$$S_{НОМ ТР} = 160 \text{ кВА},$$

$$\Delta P_{XX} = 0,56 \text{ кВт},$$

$$K_3 = 0,78,$$

$$\Delta P_{K3} = 2,65$$

$$\Delta P_{ТР} = 0,56 + 0,54^2 \cdot 2,65 = 1,7 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{XX} = 160 \cdot \frac{2,4}{100} = 3,84 \text{ кВар};$$

$$\Delta Q_{K3} = 160 \cdot \frac{4,5}{100} = 7,2 \text{ кВар};$$

$$\Delta Q_{TP} = 3,84 + 0,54^2 \cdot 7,2 = 6 \text{ кВар}.$$

Аналогично рассчитываются потери в трансформаторах для остальных ТП и сводятся таблицу.

Таблицу 21 – Потери мощности в трансформаторах

№ ТП	$K_{3факт}$	ΔP_{XX} , кВт	ΔP_{K3} , кВт	U_K , %	I_X , %	ΔP_{TP} , кВт	ΔQ_{TP} , кВт
ТП31	0,72	0,26	1,28	4,5	2	0,9	2,7
ТП32	0,82	0,37	1,97	4,6	2,6	1,7	5,7
ТП13	0,54	0,56	2,65	4,5	2,4	1,3	6,0
ТП03	0,75	0,37	1,97	4,6	2,6	1,5	5,2
ТП02	0,63	0,37	1,97	4,6	2,6	1,1	4,4
ТП28	0,84	0,82	3,7	4,5	2,3	3,4	13,6
ТП33	0,75	1,05	5,5	4,5	2,1	4,2	18,6
ТП05	0,82	0,56	2,65	4,5	2,4	2,3	8,6
ТП27	0,58	0,82	3,7	4,5	2,3	2,1	9,5
ТП17	0,68	1,05	5,5	4,5	2,1	3,6	16,8
ТП21	0,60	0,56	2,65	4,5	2,4	1,5	6,4
ТП18	0,85	1,05	5,5	4,5	2,1	5,0	21,3
ТП36	0,76	0,37	1,97	4,6	2,6	1,5	5,3

5.4 Компенсация реактивной мощности

Реактивная энергия всегда рассматривалась как побочный, мешающий фактор. Но для энергосистемы реактивная энергия всегда была и остаётся неустранимым атрибутом технологического оборота электроэнергии, влияющим на его экономическую эффективность. Реактивный ток дополнительно загружает высоковольтные линии и трансформаторы, приводит к увеличению потерь активной и реактивной мощности, влияет на уровень напряжения у потребителя. Большая величина в сети приводит к несинусоидальности напряжения, появляются дополнительные потери

в сети, электрических машинах и трансформаторах, сокращается срок службы изоляции кабелей и другого оборудования, появляются помехи и сбои в работе компьютеров, устройств автоматики, телемеханики и связи, возникают резонансные перенапряжения в электрических сетях.

Определение фактического $\text{tg } \varphi$ определяется в соответствии с рассчитанной нагрузкой. Согласно нормативам, мероприятия по компенсации реактивной мощности необходимо проводить, если выполняется условия $\text{tg } \varphi > 0,35$ для сети 0.4 кВ.

Таблица 22 – Расчет компенсации реактивной мощности на ТП

№ ТП	P, кВт	Q, кВАр	$\text{tg } \varphi$
ТП31	59	14	0,237
ТП02	75	26	0,346
ТП03	97	33	0,340
ТП36	100	37	0,371
ТП32	106	38	0,358
ТП13	113	41	0,360
ТП21	124	53	0,427
ТП05	155	55	0,354
ТП27	189	59	0,312
ТП28	255	72	0,282
ТП17	356	155	0,435
ТП33	368	157	0,426
ТП18	414	172	0,415

Определяем мощность компенсирующих устройств на ТП36, ТП13, ТП21, ТП17, ТП33, ТП18 по формуле:

$$Q_{\text{КУ1}} = P_{\text{расч}} \cdot \text{tg } \varphi_{\text{зад}} - P_{\text{расч}} \cdot \text{tg } \varphi, \quad (27)$$

где $P_{\text{1зим}}$ - максимальная активная мощность в зимний период для первого узла;

$\text{tg } \varphi_{\text{зад}}$ - коэффициент мощности нагрузки для первого узла;

$\text{tg } \varphi$ - предельное значение коэффициента мощности нагрузки, 0.35;

$$Q_{\text{кв1}} = 414 \cdot 0,415 - 414 \cdot 0,35 = 26,91 \text{ квар.}$$

Найденная величина делится на количество секций шин, по которому и подбирается мощность компенсирующих устройств.

$$Q_{\text{рез1}} = \frac{26,91}{2} = 13,45 \text{ квар.}$$

Компенсация реактивной мощности на остальных ТП делать необязательно, так как в нормальном режиме работы расчётная мощность компенсирующего устройства на каждом рабочем вводе не превышает 50 квар.

6 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК В СЕТИ 10 кВ

Существующая схема распределения электроэнергии требует пересмотра с целью рациональности и обеспечения надежности электроснабжения потребителей. Для питания ТП мы используем петлевые схемы питания, которые в нормальном режиме разомкнуты в точке потокоораздела, а так же лучевые схемы.

Для того чтобы определить расчетную нагрузку в сети ВН, необходимо сначала привести нагрузку трансформаторов отдельных ТП к высокой стороне с учетом потерь ХХ и КЗ.

$$\Delta P_{\text{ТП}i} = \Delta P_{\text{ХХ}i} + \Delta P_{\text{КЗ}i} \cdot \left(\frac{S_{\text{ТП расч}}}{S_{\text{ТП ном}}} \right); \quad (28)$$

$$\Delta Q_{\text{ТП}i} = \frac{U_{\text{КЗ}} \cdot S_{\text{ТП расч}}}{100 \cdot S_{\text{ТП ном}}} + \frac{I_{\text{ХХ}} \cdot S_{\text{ТП ном}}}{100}, \quad (29)$$

где $\Delta P_{\text{ХХ}i}$ – суммарные потери активной мощности холостого хода;

$\Delta P_{\text{КЗ}i}$ – суммарные потери активной мощности короткого замыкания;

$I_{\text{ХХ}}$ - ток ХХ, %;

$U_{\text{КЗ}}$ - напряжение КЗ, %.

Расчетная электрическая нагрузка с учетом потерь для отдельной ТП.

$$P_{\text{р ТП}i} = P_{\text{р кв}} + 2 \cdot \Delta P_{\text{ТП}i}; \quad (30)$$

$$Q_{\text{р ТП}i} = Q_{\text{р кв}} + 2 \cdot \Delta Q_{\text{ТП}i}. \quad (31)$$

Расчетные электрические нагрузки определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП на коэффициент участия в максимуме нагрузок.

Расчетные электрические нагрузки определяется по следующим формулам:

$$P_p = k_y \cdot \sum_1^n P_{p,тр} ; \quad (32)$$

$$Q_p = k_y \cdot \sum_1^n Q_{p,тр} ; \quad (33)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} , \quad (34)$$

где k_y - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов, зависит от количества трансформаторов и типа застройки.

В качестве примера рассмотрим расчет потерь для ТПО5:

$$\Delta P_{\text{тп}} = 1,31 + 7,6 \cdot \left(\frac{488,251}{400} \right) = 10,587 \text{ кВт} ;$$

$$\Delta Q_{\text{тп}} = \frac{5,5 \cdot 488,251}{100 \cdot 400} + \frac{2 \cdot 400}{100} = 8,067 \text{ квар} .$$

Рассчитаем электрическую нагрузку с учетом потерь для ТПО5.

$$P_{p \text{ тп}} = 715,77 + 2 \cdot 10,587 = 736,944 \text{ кВт} ;$$

$$Q_{p \text{ тп}} = 155,074 + 2 \cdot 8,067 = 171,208 \text{ квар} .$$

Для питания ТП от ПС используются лучевые и петлевые схемы питания, которые в нормальном режиме разомкнуты в точке потокораздела.

Расчетная нагрузка линии определяется по следующей формуле:

$$P_{p,л} = k_y \cdot \sum_1^n P_{p,тр} , \quad (35)$$

где k_y - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов, принимается в зависимости от количества трансформаторов.

Для определения сечения питающей линии необходимо найти расчетный ток линии, для этого размыкается петлю на головном участке и находим ток по следующей формуле:

$$I_{н.р} = \frac{\sqrt{P_{р.л.н.р}^2 + Q_{р.л.н.р}^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (36)$$

После определения тока в нормальном режиме определяется длительно допустимый ток, который определяется по следующей формуле:

$$I_{дл.доп} \geq \alpha_1 \cdot \alpha_2 \cdot I_{н.р}, \quad (37)$$

где α_1 - коэффициент учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации, 1.1;

α_2 - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки и коэффициент попадания нагрузки в максимум энергосистемы, 1.2.

Для примера рассматривается выбор сечения СИПа отходящего от подстанции «Строительная» до ТП05:

$$P_p = 0,8 \cdot (644,8 + 384 + 757,6 + 316 + 344) = 1957 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 0,8 \cdot (128,96 + 153,6 + 162,32 + 126,4 + 137,6) = 567,104 \text{ квар};$$

$$I_{н.р} = \frac{\sqrt{1957^2 + 567,104^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 105,205 \text{ А};$$

$$I_{дл.доп} \geq 1,1 \cdot 1,2 \cdot 105;$$

$$I_{дл.доп} \geq 125,3.$$

Выбирается СИП 3 сечением 35 мм² с $I_{дл.доп} = 200 \text{ А}$.

Полученные данные по выбору сечений для всего реконструируемого района сведем в таблицу.

Определение потерь мощности и энергии в сетях 10 кВ

Потери мощности в линии определяются аналогично как и сети НН по формулам . Произведем расчет потерь для линии ПС Строительная – ТП05.

$$\Delta P = 3 \cdot 62,1^2 \cdot 0,89 \cdot 0,12 \cdot 10^{-3} = 1,234 \text{ кВт};$$

$$t = \left(0,124 + \frac{2600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1292 \text{ час};$$

$$\Delta W = 1,234 \cdot 1292 = 1594 \text{ кВт}\cdot\text{час};$$

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 62,1}{10000} \cdot (0,89 \cdot 0,12 \cdot 0,92 + 0,095 \cdot 0,12 \cdot 0,22) \cdot 100 = 0,108 \%$$

Расчетные значения по потерям напряжения укажем в таблице.

Таблица 23 – Расчёт потерь мощности

Линия	$I_{p \text{ ТП}}, \text{ А}$	$l, \text{ км}$	$n_{\text{ц}}$	$r_{\text{УД}}, \text{ Ом/км}$	$\Delta U, \%$
1	2	3	4	5	6
ТП13, ТП31, ТП02, ТП28, ТП03	35	1,9	1	0,986	1,1
ТП36, ТП17, ТП33, ТП27, ТП05, ТП32	48	3,5	1	0,986	2,8
ТП21, ТП18	23	0,5	1	0,986	0,2

Результаты расчётов потерь мощности покажем в следующей таблице.

Таблица 24 – Параметры для выбора сечения кабеля на 10 кВ

Участок	L, км	Марка и сечение, мм ²	I _p , А	I _{дл.доп} , А	ΔP, кВт	ΔW, кВт·час	ΔU, %
1	2	3	4	5	6	7	8
ПС - ТП21	0.2	СИП 3 – 35	64.97	200	1.824	2356	0.159
ТП 21-21 – ТП18	0.2	СИП 3 – 35	52.694	200	1.2	155	0.129
ПС – ТП13	0.36	СИП 3 – 35	102.715	200	8.204	106	0.452
ТП13 – ТП31	0.25	СИП 3 – 35	88.493	200	4.229	5464	0.27
ТП31 – ТП02	0.1	СИП 3 – 35	68.459	200	1.012	1308	0.084
ТП02 – ТП28	0.1	СИП 3 – 35	40.958	200	0.362	468.163	0.05
ТП28 – ТП03	0.25	СИП 3 – 35	23.846	200	0.307	396.715	0.073
ПС – ТП36	0.18	СИП 3 – 35	111.911	200	4.869	6291	0.246
ТП36 – ТП17	0.08	СИП 3 – 35	95.844	200	1.587	2051	0.094
ТП17 – ТП33	0.23	СИП 3 – 35	80.177	200	3.437	4441	0.234
ТП33 – ТП27	0.17	СИП 3 – 35	63.993	200	1.504	1943	0.133
ТП27 – ТП05	0.04	СИП 3 – 35	48.313	200	0.202	260.557	0.024
ТП05 – ТП32	0.36	СИП 3 – 35	20.617	200	0.331	427.045	0.091

7 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ СТРОИТЕЛЬНАЯ

7.1 Выбор количества и мощности трансформаторов на подстанции

Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции. Повреждения трансформаторов на понижающих подстанциях, сопровождающиеся их отключением, довольно редки, однако с их возможностью следует считаться, особенно если к подстанции подключены потребители I и II категорий, не терпящие перерывов в электроснабжении. Поэтому, если подстанция питает потребителей указанных категорий, на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из трансформаторов второй должен обеспечить полной мощностью названных потребителей. Практически это может быть достигнуто путем установки на подстанции двух трансформаторов, номинальная мощность каждого из которых будет рассчитана на 60...70 % максимальной нагрузки подстанции.

При оценке мощности, которая будет приходиться в послеаварийном режиме на оставшийся в работе трансформатор, следует учитывать его перегрузочную способность. В противном случае можно без достаточных оснований завысить установленную мощность трансформаторов и тем самым увеличить стоимость подстанции. В послеаварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов до 140 % на время максимума (не более 6 ч в сутки на протяжении не более 5 суток), при этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки не должен быть больше 0.75 (коэффициент заполнения графика нагрузки – отношение среднесуточного тока нагрузки к наибольшему току за сутки). Такая перегрузка может быть допущена при условии, что система обладает передвижным резервом трансформаторов.

Следует учитывать, что при аварии на одном из параллельно работающих трансформаторов допускается отключение потребителей III категории. Практически это осуществимо в том случае, если потребители III категории питаются по отдельным линиям.

Если вся нагрузка состоит из потребителей только III категории, на подстанции может быть установлен один трансформатор, рассчитанный на всю подключенную в момент максимума мощность. Некоторые потребители II категории, терпящие перерывы в электроснабжении, также могут питаться от однострансформаторных подстанций, особенно при наличии в системе передвижного резерва трансформаторов. Трансформатор является надежным элементом электрической системы, выходящим из строя в результате аварии не чаще одного раза в 10... 15 лет.

Расчетные нагрузки на шинах 10 кВ трансформаторных подстанций 35-110/6-20 кВ определяют с учётом коэффициента одновременности.

В настоящий момент на подстанции Строительная установлены 2 трансформатора мощностью 10 МВА.

Таблица 25 - Расчётная нагрузка на шинах подстанции Строительная

Подстанция	Коэффициент одновременности, $K_{одн}$	Суммарная активная нагрузка P , кВт	Суммарная реактивная нагрузка $Q_{неск}$, кВАр	Суммарная нагрузка S , кВА	Расчётный ток I , А
Строительная	0,7	1658	549	2112	96

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{тр\text{расч}} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot \eta_{зопт}} \quad (38)$$

где $S_{тр}$ – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$P_{ср}$ – средняя зимняя активная мощность, МВт;

$Q_{\text{нecк}}$ – значение максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

n_{T} – число трансформаторов;

$k_{\text{зопт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

Рассчитаем мощность трансформатора на ПС Строительная с учётом выданных разрешений на технической присоединение к сети с суммарной нагрузкой в размере 1,6 МВт

$$S_{\text{трacч}} = \frac{\sqrt{3,258^2 + 1,098^2}}{2\text{Д},7} = 2,455 \text{ MVA}$$

Согласно выполненным расчётам для оптимальной загрузки необходимо установить на подстанции Строительная трансформаторы ТМН-2500

Проверяем трансформатор на загрузку в послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора.

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{нecк}}^2}}{(n_{\text{T}} - 1)\text{С}_{\text{тр}}} \quad (39)$$

При этом должно выполняться условие:

$$k_{3 \text{ п/а}} \leq 1,4 \quad (40)$$

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{3,258^2 + 1,098^2}}{2,5} = 1,375$$

Условие выполняется, следовательно трансформаторы на подстанции Строительная выбраны верно.

7.2 Выбор сечений и конструктивного исполнения ЛЭП

Для определения сечения питающих линий, необходимо рассчитать номинальное напряжение электрической сети. Номинальное напряжение электрической сети существенно влияет на её технико-экономические

показатели и технические характеристики. Экономически целесообразное напряжение зависит от многих факторов. Сейчас высшее напряжение диктуется энергосистемой, а распределительное (среднее) и другие – изготавливаемым оборудованием. Как поверочный расчёт может быть выполнен расчёт экономически целесообразного напряжения для передачи электроэнергии по выражению:

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{S_{1ц}}}}, \quad (41)$$

где L – длина линии, км;

$S_{1ц}$ – передаваемая мощность одной цепи, МВА.

Для обеспечения надёжного и бесперебойного электроснабжения посёлка Восточный, а также других потребителей, получающих электроснабжение от подстанции Строительная проектируем двухцепную ВЛ.

Тогда рациональное напряжение будет равно:

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{20} + \frac{2500}{3,43/2}}} = 26,93 \text{ (кВ)}$$

По шкале номинальных напряжений принимаем ближайшее значение напряжения, которое и будет наиболее экономически целесообразным – 35 кВ.

Выбор сечения проводников ВЛ 35 кВ принимается в зависимости от расчетного тока I_p . Значение расчетного тока определяется по выражению:

$$I_p = a_i \cdot \psi_{\text{Т}} \cdot \psi_{\text{Т}} \cdot \frac{\sqrt{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \psi_{\text{н}}} \quad (42)$$

где a_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации;

a_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и коэффициента попадания нагрузки в максимум энергосистемы.

Принимаем $a_i = 1,05$, что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки. Значение a_T определяется исходя из числа часов использования максимальной нагрузки линии T_m , который для рассматриваемого района равен 4100ч, $a_T = 1,1$

$$I_p = 1,05 \cdot 1,1 \cdot \frac{\sqrt{3,258^2 + 1,098^2}}{\sqrt{3} \cdot 5} = 0,064 \text{ кА}$$

Выбираем провод АС-70.

Проверяем по нагреву длительно допустимым током в послеаварийном режиме:

$$I_{n/a} = 0,064 \cdot 2 = 0,128 \text{ кА};$$

$$I_{\text{дон}} = 330 \text{ А}$$

$$I_{n/a} \leq I_{\text{дон}}$$

$$128 \leq 330$$

Условие выполняется.

Выбор необходимых для конкретной ВЛ унифицированных или типовых опор производится на основании сопоставления конкретных условий проектирования с каталожными характеристиками опор по следующим показателям: 1) материалу опор; 2) номинальному напряжению ВЛ; 3) маркам проводов (и молниезащитных тросов, если они требуются); 4)

скоростному напору ветра; 5) толщине стенки гололеда; 6) приведенному (по расстановке опор на трассе), габаритному (по каталогу опор), весовому и ветровому промежуточным пролетам, а также с учетом интенсивности «пляски» проводов, характера местности прохождения трассы и ее особенностей [4]. Для Амурской области характерны следующие показатели:

- Среднегодовая температура: 1,4 °С;
- Низкая температура: -43 °С;
- Наивысшая температура: 40 °С;
- Район по ветровому давлению: III;
- Район по толщине стенки гололеда: II.

Для ВЛ напряжением 35 кВ имеем следующие данные:

- Нормативный скоростной напор: 400 м/с;
- Скорость ветра: 25 м/с (на высоте 15 м от поверхности земли);
- Нормативная толщина стенки гололеда: 10 мм (на высоте 10 м от поверхности земли).

Значительная часть ВЛ в настоящее время сооружается на стальных опорах. Предпочтение применению стальных опор перед железобетонными следует отдавать также при сооружении ВЛ в горной или труднодоступной для транспорта местности. Поэтому выбираем стальные промежуточные двухцепные опоры П 35-7 и стальные анкерно-угловые двухцепные опоры.

Основные конструктивные элементы опор изготавливаются из стали марки ВМ. Части (секции) опор подвергаются заводской горячей оцинковке для защиты от коррозии; сборка опор, а также соединение отдельных готовых секций производится с помощью болтовых соединений. Промежуточные опоры ВЛ 35 – 750 кВ рассчитаны на крепление проводов в глухих зажимах (допускается в необходимых случаях применение зажимов с ограниченной прочностью заделки). Металлические опоры укрепляются на типовых сборных железобетонных фундаментах или сваях. Так как нормативная толщина стенки гололеда составляет 10 мм, то длина промежуточных пролетов составит 280-380 м.

На воздушных линиях с металлическими и железобетонными опорами при напряжении 35 кВ и выше молниезащитные тросы применяются по всей длине линии. В качестве молниезащитных тросов применяются стальные тросы.

Для предотвращения изломов проволок, ведущих к последующему обрыву провода или троса ВЛ, проходящей по открытой ровной или малопересеченной местности, необходима подвеска к проводам и тросам гасителей вибрации. Алюминиевые провода сечениями до 95 мм² и сталеалюминиевые провода сечениями токоведущей части до 70 мм² ВЛ 6 – 20 кВ следует защищать подвеской на них (вблизи мест крепления к изоляторам) демпфирующих петель из провода той же марки, а для проводов больших сечений и для стальных тросов – специальных гасителей вибрации типа ГВН.

7.3 Выбор схемы и конструкции ПС

В подробной однолинейной схеме необходимо указать основное электрическое оборудование, установленное на подстанции. К основному оборудованию относятся: высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, ОПН, гибкие шины. Все основное оборудование выбирается по классу напряжения и максимальному рабочему току, а затем проверяется на термическую и динамическую стойкость. Подробная однолинейная схема подстанции Строительная изображена на листе графической части дипломного проекта.

Все элементы распределительного устройства (РУ) электрической станции или подстанции должны надежно работать в условиях длительно нормального режима, а также обладать достаточной термической и динамической стойкостью при возникновении самых тяжелых коротких замыканий. Поэтому при выборе аппаратов, шин, кабелей и других элементов РУ очень важна проверка соответствия их параметров длительно рабочим и кратковременно аварийным режимам, которые могут возникать при эксплуатации.

Кроме этого, следует учитывать внешние условия работы РУ (влажность, загрязненность воздуха, окружающую температуру, высоту над уровнем моря и другое), так как эти условия могут потребовать оборудования специального исполнения, обладающего повышенной надежностью.

Основными параметрами оборудования, которые должны соответствовать условиям рабочего (длительного) режима, являются номинальные ток и напряжение.

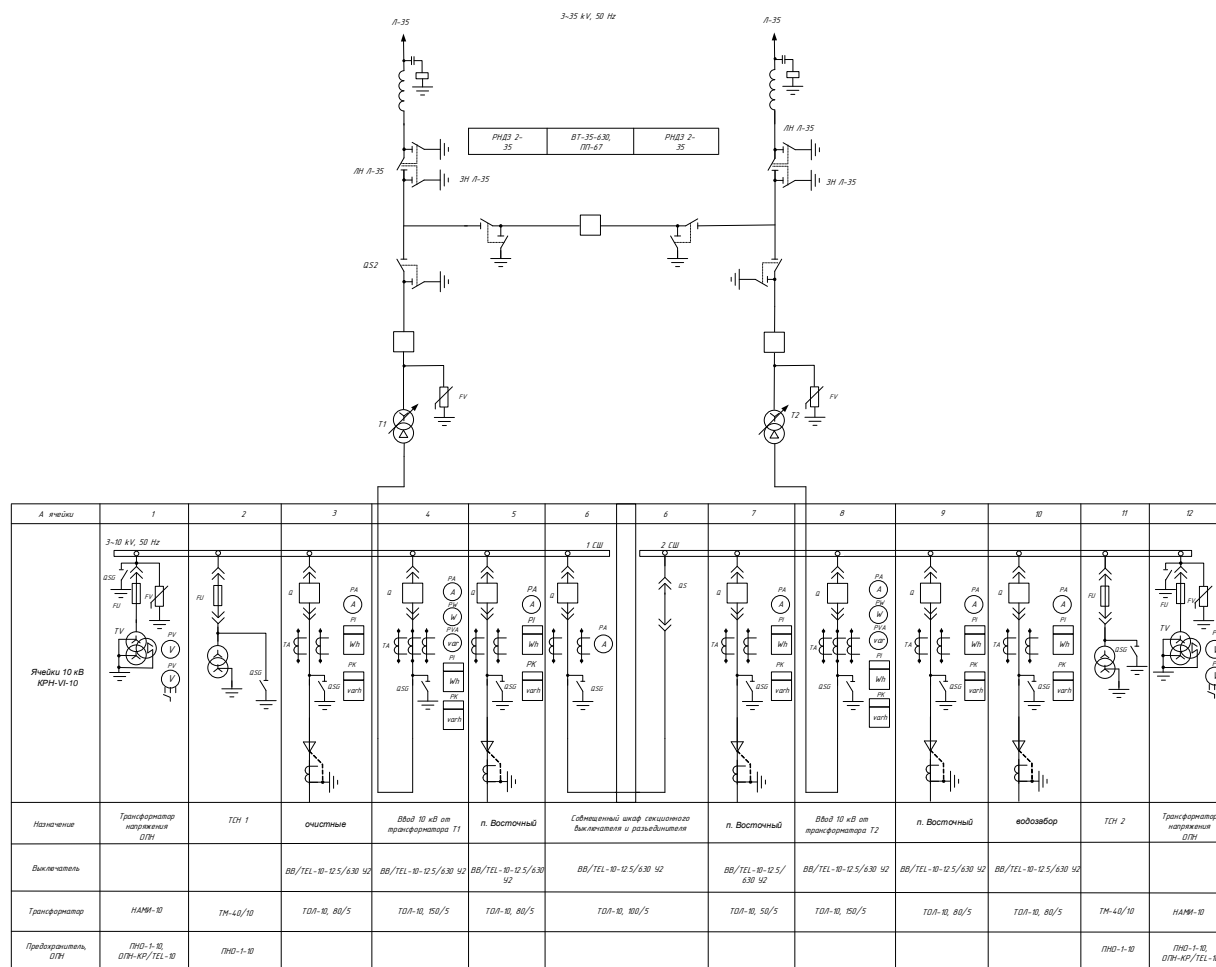


Рисунок 4 – Подстанция 35/10 кВ Строительная

Выбираем схему подстанции Строительная – мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий. Такая схема применяется проходных подстанций.

8 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

8.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Коротким замыканием называется всякое не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в сетях с заземленными нейтральными – также замыкание одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод).

При возникновении КЗ в электрической системе сопротивление цепи уменьшается, что приводит к увеличению токов в ветвях системы по сравнению с токами нормального режима. Это в свою очередь, вызывает снижение уровней напряжения в узлах, которое особенно велико вблизи места короткого замыкания.

Расчет тока КЗ при выборе и проверке электрических аппаратов не требует высокой точности результатов расчета, поэтому в данном дипломном проекте проведем расчет в относительных единицах в приближенном приведении параметров элементов сети к одной ступени напряжения.

При выборе проводников и аппаратов за расчетный режим принимают, как правило, режим короткого замыкания.

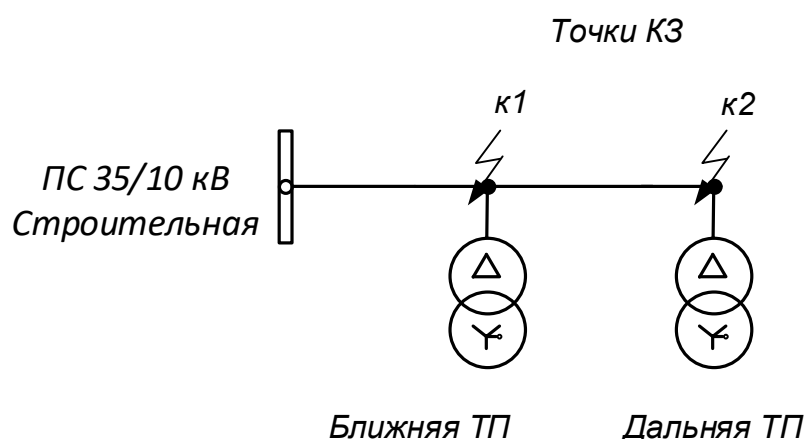


Рисунок 5 - Исходная схема участка сети 10 кВ.

Расчёты короткого замыкания приводятся для выбора и проверки параметров электрооборудования, а также для выбора и проверки уставок релейной защиты и автоматики.

Для расчёта токов КЗ составим схему замещения участка сети 10 кВ представленную на рисунке .

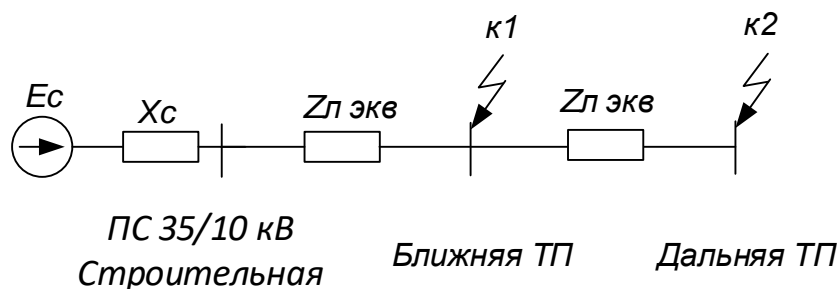


Рисунок 6 - Схема замещения сети 10 кВ.

Расчёт токов КЗ с учётом действительных характеристик и действительного режима работы весьма сложен. Вместе с тем для решения задачи выбора и проверки оборудования можно ввести допущения, упрощающие расчёты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие:

- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются в течение всего процесса КЗ;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и независимыми от тока индуктивные сопротивления короткозамкнутой цепи;
- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают ёмкости проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;
- считают, что трёхфазная система является симметричной;
- при вычислении тока КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением сети.

Указанные допущения наряду с упрощением расчётов приводят к некоторому преувеличению токов КЗ (погрешность практических методов расчёта не превышает 10%, что принято считать допустимым).

Расчет тока КЗ произведем на шинах подстанции Строительная для электрически наиболее близкой ТП №2-13 и наиболее удаленной ТП №2-03

на магистрали ПС-ТП13, ТП31, ТП02, ТП28, ТП03. Расчёт токов КЗ производим в именованных единицах – приближенное приведение.

Приближённо сопротивление системы определяется по отключающей способности выключателя, т.е.:

$$X_C = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{отк}}, \quad (43)$$

где $I_{отк}$ – отключающая способность выключателя на головном участке сети ($I_{отк} = 12,5$ кА).

U_{cp} - среднее напряжение в месте установки элемента ($U_{cp} = 10,5$ кВ).

$$X_C = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 12,5} = 0,485.$$

Активные и индуктивные сопротивления участков кабелей:

$$X_{Л} = x_{y\partial} \cdot L, \quad (44)$$

$$R_{Л} = r_{y\partial} \cdot L. \quad (45)$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени на ТП №13, кА:

$$I_{поТП13}^{(3)} = \frac{U_{CPHH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma KЛ1}^2 + X_{\Sigma KЛ1}^2}}, \quad (46)$$

$$I_{поТП13}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,3^2 + 0,485^2}} = 10,7.$$

Ток двухфазного короткого замыкания, кА:

$$I_{поТП13}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{поТП13}^{(3)}, \quad (47)$$

$$I_{noTII13}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10,7 = 9,3.$$

Определим постоянную затухания аperiodической составляющей, с :

$$T_{TII13} = \frac{R_{\Sigma}}{X_{\Sigma} \cdot 314}. \quad (48)$$

$$T_{TII13} = \frac{0,3}{0,485 \cdot 314} = 0,002.$$

Коэффициент затухания аperiodической составляющей:

$$K_{y\partial TII13} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{TII13}}}, \quad (49)$$

$$K_{y\partial TII13} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,002}} = 1,1.$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$i_{y\partial TII13} = K_{y\partial TII13} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{noTII13}^{(3)}. \quad (50)$$

$$i_{y\partial TII13} = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 10,7 = 17,3.$$

Для остальных точек расчёт ведётся аналогично показанному алгоритму, результаты расчёта сводим в таблицу.

Таблица 26 – Результаты расчетов токов КЗ в сети 10 кВ

Участок линии	Длина, км	Rэкв, Ом	Zэкв, Ом	I(3)по, кА	I(2)по, кА	T, с	КУД	IУД, кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП13, ТП31, ТП02, ТП28, ТП03								
ТП13	0,3	0,30	0,57	10,68	9,29	0,002	1,1	17,3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП03	1,9	1,87	1,94	3,14	2,73	0,012	1,0	4,4
ТП36, ТП17, ТП33, ТП27, ТП05, ТП32								
ТП36	0,4	0,39	0,63	9,71	8,45	0,003	1,1	14,8
ТП32	3,5	3,45	3,48	1,74	1,52	0,023	1,0	2,5
ТП21, ТП18								
ТП21	0,3	0,30	0,57	10,68	9,29	0,002	1,1	17,3
ТП18	0,5	0,49	0,69	8,78	7,64	0,003	1,0	12,9

8.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ

При расчёте токов КЗ в общем случае необходимо учитывать активное и индуктивное сопротивление всех элементов короткозамкнутой цепи, в том числе: проводников, кабелей, токовых катушек автоматических расцепителей выключателей, переходных контактов аппаратов и т.п.

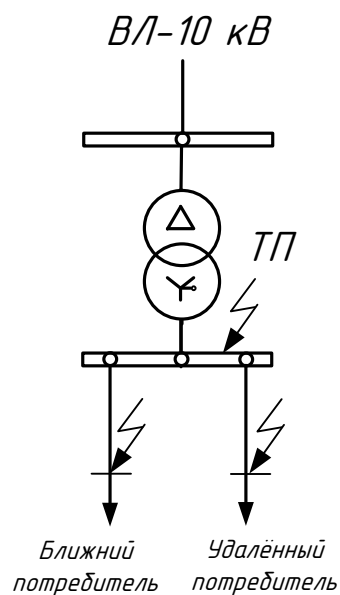


Рисунок 7 – Исходная схема участка сети 0,4 кВ

Параметры элементов схемы замещения при расчете токов КЗ в именованных единицах будут равны каталожным данным, причём сопротивления принимаем в МОм. Расчёт ведётся аналогично сети 10 кВ, в соответствии с рисунком 4, принимая за расчётные точки электрически ближайшие и удалённые ЭП сети 0,4 кВ для ТП № 31.

Схема замещения для расчёта токов КЗ изображена на рисунке.

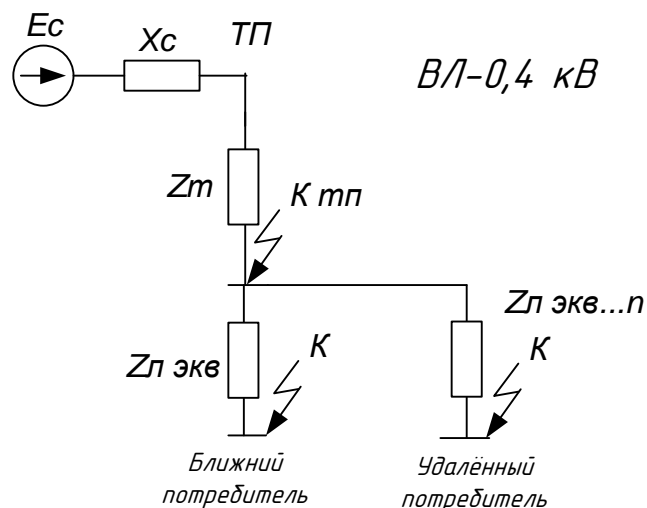


Рисунок 8 – Схема замещения участка сети 0,4 кВ

Сопротивление системы определяется по следующей формуле при учёте отключающей способности выключателя нагрузки на стороне ВН ТП № 31, МОм:

$$x_C = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot I_{Kc}^{(3)}}, \quad (51)$$

$$x_C = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 10} = 22.$$

Сопротивление обратной последовательности всех имеющихся элементов равно сопротивлению прямой последовательности. Сопротивление нулевой последовательности системы равняется нулю. Реактивное и активное сопротивление линий принимаются:

$$X_{0л} = 3,5 \cdot X_{1л}, \quad (52)$$

$$R_{0л} = 10 \cdot R_{1л}. \quad (53)$$

Начальное значение периодической составляющей тока однофазного КЗ от системы, кА, следует рассчитывать по формуле:

$$I_{П0}^{(1)} = \frac{U_{СРНН} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}. \quad (54)$$

Для трансформатора ТМ-160/10 для ТП №13 по [9] определяем:

$$r_{mp} = 0,017 \text{ Ом},$$

$$X_{mp} = 0,042 \text{ Ом}.$$

Активные и индуктивные сопротивления участков кабелей:

$$R_{л1} = 0,64 \cdot 0,02 = 0,0128 \text{ Ом},$$

$$X_{л1} = 0,02 \cdot 0,1 = 0,002 \text{ Ом},$$

$$R_{л6} = 0,45 \cdot 0,44 = 0,198 \text{ Ом},$$

$$X_{л6} = 0,1 \cdot 0,45 = 0,045 \text{ Ом}.$$

Расчёт ведётся аналогично алгоритму расчёта токов КЗ в сети 10 кВ, результаты расчёта сводим в таблицу.

Таблица 27 – Результаты расчетов токов КЗ в сети 0,4 кВ

Подстанция	Длина, км	Rл, Ом	Xл, Ом	Rт, Ом	Xт, Ом	Zэкв, Ом	I(3)по, кА	I(1)по, кА	T, с	КУД	IУД, кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТП13				0,017	0,042	0,066	3,34	1,96	0,008	1,29	6,071
ближайший дом	0,02	0,0128	0,002	0,017	0,042	0,072	3,05	2,40	0,005	1,12	4,838
удалённый дом	0,45	0,198	0,045	0,017	0,042	0,241	0,91	0,23	0,001	1,00	1,292

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТП03				0,036	0,065	0,094	2,33	2,10	0,006	1,17	3,866
ближайший дом	0,03	0,0261	0,003	0,036	0,065	0,110	2,01	1,29	0,003	1,06	2,995
удалённый дом	0,3	0,261	0,03	0,036	0,065	0,319	0,69	0,19	0,001	1,00	0,972
ТП36				0,036	0,065	0,094	2,33	2,10	0,006	1,17	3,866
ближайший дом	0,04	0,0128	0,004	0,036	0,065	0,103	2,12	1,61	0,004	1,11	3,326
удалённый дом	0,45	0,198	0,045	0,036	0,065	0,269	0,82	0,23	0,001	1,00	1,157
ТП32				0,036	0,065	0,094	2,33	2,15	0,006	1,17	3,866
ближайший дом	0,05	0,0435	0,005	0,036	0,065	0,122	1,80	0,92	0,003	1,03	2,622
удалённый дом	0,45	0,288	0,045	0,036	0,065	0,350	0,63	0,17	0,001	1,00	0,887
ТП21				0,017	0,042	0,066	3,34	1,56	0,008	1,29	6,071
ближайший дом	0,07	0,084	0,007	0,017	0,042	0,123	1,79	0,59	0,002	1,00	2,530
удалённый дом	0,55	0,1392	0,055	0,017	0,042	0,196	1,12	0,27	0,002	1,01	1,596
ТП18				0,006	0,017	0,040	5,55	1,39	0,009	1,34	10,514
ближайший дом	0,1	0,064	0,01	0,006	0,017	0,085	2,57	0,77	0,001	1,00	3,638
удалённый дом	0,30	0,36	0,03	0,006	0,017	0,372	0,59	0,15	0,000	1,00	0,834
ТП02				0,016	0,043	0,065	3,32	1,93	0,007	1,27	6,075
ближайший дом	0,03	0,0127	0,003	0,019	0,045	0,075	3,08	2,48	0,006	1,14	4,836
удалённый дом	0,47	0,199	0,043	0,014	0,041	0,245	0,93	0,24	0,002	1,07	1,298
ТП05				0,037	0,068	0,099	2,38	2,18	0,009	1,19	3,869
ближайший дом	0,01	0,0262	0,002	0,039	0,066	0,116	2,07	1,26	0,001	1,09	2,999
удалённый дом	0,4	0,266	0,04	0,039	0,066	0,318	0,67	0,18	0,002	1,03	0,978
ТП17				0,036	0,065	0,094	2,33	2,10	0,006	1,17	3,866
ближайший дом	0,04	0,0128	0,004	0,036	0,065	0,103	2,12	1,61	0,004	1,11	3,326
удалённый дом	0,45	0,198	0,045	0,036	0,065	0,269	0,82	0,23	0,001	1,00	1,157
ТП27				0,035	0,066	0,095	2,35	2,17	0,007	1,18	3,867
ближайший дом	0,06	0,0436	0,006	0,037	0,067	0,123	1,82	0,95	0,004	1,08	2,623

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
удалённый дом	0,44	0,291	0,046	0,037	0,066	0,351	0,61	0,19	0,002	1,03	0,888
ТП28				0,017	0,042	0,066	3,34	1,56	0,008	1,29	6,071
ближайший дом	0,07	0,084	0,007	0,017	0,042	0,123	1,79	0,59	0,002	1,00	2,530
удалённый дом	0,55	0,1392	0,055	0,017	0,042	0,196	1,12	0,27	0,002	1,01	1,596
ТП31				0,006	0,017	0,040	5,55	1,39	0,009	1,34	10,514
ближайший дом	0,1	0,064	0,01	0,006	0,017	0,085	2,57	0,77	0,001	1,00	3,638
удалённый дом	0,30	0,36	0,03	0,006	0,017	0,372	0,59	0,15	0,000	1,00	0,834
ТП33				0,036	0,065	0,094	2,33	2,10	0,006	1,17	3,866
ближайший дом	0,03	0,0261	0,003	0,036	0,065	0,110	2,01	1,29	0,003	1,06	2,995
удалённый дом	0,3	0,261	0,03	0,036	0,065	0,319	0,69	0,19	0,001	1,00	0,972

9. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

9.1 Выбор выключателей 10 кВ

В соответствии с ГОСТ 15 150-69 в зависимости от места размещения оборудования различают пять категорий электрооборудования по климатическому исполнению. В частности в данном дипломном проекте проектируемый район с умеренным климатом с категориями исполнения оборудования первая и вторая. Первая категория – оборудование предназначено для работы на открытом воздухе. Вторая категория – оборудование, предназначенное для работы в помещениях, в которых колебания температуры и влажности воздуха существенно не отличаются от колебаний на открытом воздухе.

К выключателям предъявляются следующие требования:

- надёжное отключение токов любой величины – от десятков ампер до номинального тока отключения;
- быстрота действия, то есть наименьшее время отключения;
- пригодность для автоматического повторного включения, то есть быстрое включения сразу после отключения;
- удобство ревизии и осмотра контактов и механической части;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и обслуживания.

На стороне 10 кВ ПС «Строительная» выбираем вакуумные выключатели. Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

- по напряжению установки:

$$U_{УСТ} \leq U_{НОМ} , \quad (55)$$

- по длительному току:

$$I_{НОРМ} \leq I_{НОМ} , \quad (56)$$

$$I_{МАХ} \leq I_{НОМ} , \quad (57)$$

- по отключающей способности:

$$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛ.НОМ} \cdot \quad (58)$$

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

На ПС «Строительная» установлены ячейки КРН-VI-10. Принимаем линейные выключатели типа ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ2 с адаптированным устройством, обеспечивающим совместимость типа данной ячейки и современных вакуумных выключателей.

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{но.к1}^{(3)2} \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (59)$$

где $t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя, принимаем

$$t_{отк} = 0.045 \text{ с},$$

$$B_K = 12,5^2 \cdot (0,045 + 0,01) = 78 \text{ кА}^2\text{с},$$

с учётом ступени селективности 0,5с.

$$B_{Kном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \quad (60)$$

$$B_{Kном} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{ном откл} \quad (61)$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,31 \text{ кА},$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n = 40\%$;

$I_{\text{НОМ откл}}$ – номинальный ток отключения.

$$\sqrt{2} \cdot I^{(3)}_{\text{но.ПС}} + i_{\text{атПС}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{но.мотк}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right), \quad (62)$$

$$\sqrt{2} \cdot 12,5 + 12,5 \cdot 0,54 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{0,4}{100}\right),$$

$$24,6 \leq 39,59 \text{ кА.}$$

Сравнение приведено в следующей таблице.

Таблица 28 – Сравнение каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 12,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 12,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 48 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{рmax}}$
$i_{\text{СКВ}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{СКВ}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{КНОМ}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} = 57 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{КНОМ}} \geq B_{\text{К}}$
$I_{\text{ВКЛ}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{ВКЛ}} = 10,7 \text{ кА}$	$I_{\text{ВКЛ}} \geq I_{\text{По}}$
$I_{\text{откл}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} = 10,7 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{пт}}$
$i_{\text{а.НОМ}} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит, следовательно, на головных участках линий устанавливаем выключатели типа ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ2.

9.2 Выбор выключателей нагрузки

Выбор выключателей нагрузки производится так же, как выключателей, но отсутствует проверка по току отключения. Расчётные данные для проверки правильности выбора берутся из предыдущих пунктов дипломного проекта. Проверим выключатели нагрузки для ТП31. Для магистрали, по которой питается ТП31:

$$B_{\text{К}} = I^{(3)}_{\text{но.ТП2-31}}{}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_{\text{а}}) \quad (63)$$

где $t_{\text{отк}} = 0,055 \text{ с.}$ - собственное время отключения выключателя.

$$B_k = 10,7^2 \cdot (1,0 + 0,5 + 0,002) = 171,4 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{\text{КНОМ}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 10^2 \cdot 4 = 400 \text{ кА}^2\text{с}; \quad (64)$$

В таблице отображены условия выбора и проверки выключателей.

Таблица 29 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 400 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} \text{ТП31} = 4 \text{ А}$	$I_H \geq I_{\text{рmax}}$
$i_{\text{СКВ}} = 25 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \text{ТП31} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{\text{СКВ}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{КНОМ}} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 171,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{КНОМ}} \geq B_k$

Для остальных ТП выбор проводится аналогично. Результаты сведём в таблицу.

Таблица 30 – Выбор выключателей нагрузки

№ ТП	$I_P \text{ ТП, А}$	$I_H, \text{ А}$	$B_{\text{кр}}, \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кн}}, \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{уд}}, \text{ кА}$	$I_{\text{дин}}, \text{ кА}$
ТП31	4	400	171,4	400	11,41	30
ТП32	6	400	10,7	400	2,46	30
ТП13	9	400	114,4	400	17,34	30
ТП03	6	400	29,6	400	4,44	30
ТП02	6	400	228,5	400	17,34	30
ТП28	14	400	285,6	400	17,34	30
ТП33	23	400	188,8	400	14,80	30
ТП05	9	400	9,2	400	2,46	30
ТП27	14	400	7,7	400	2,46	30
ТП17	23	400	141,6	400	14,80	30
ТП21	9	400	114,4	400	17,34	30
ТП18	23	400	115,8	400	12,92	30
ТП36	6	400	94,5	400	14,80	30

Таким образом, на всех ТП устанавливаем выключатели нагрузки марки ВМП - 10/400.

9.3 Выбор трансформаторов тока 10 кВ

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений. Наиболее удобных для релейной защиты и автоматики, а также цепей приборов учёта и телемеханики.

Трансформаторы тока выбираются по классу напряжения и максимальному рабочему току. Номинальный ток должен быть как можно

ближе к рабочему, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей. Также трансформаторы тока выбираются по конструкции и классу точности и проверяются по динамической устойчивости, по термической устойчивости и вторичной нагрузке.

Класс измерительных трансформаторов устанавливается в зависимости от класса приборов: для подключения приборов классов 1,0 и 1,5 – трансформаторы класса 0,5; при классе 2,5 – трансформаторы класса 1,0.

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединённых проводов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² по меди и 4 мм² по алюминиевым. Максимальные сечения соответственно 6 и 10 мм². Так как почти все трансформаторы тока и трансформаторы напряжения подключены к расчётным счётчикам, то выбираем для всех измерительных приборов класс точности 0,5. В качестве соединительных проводов применяют многожильные контрольные кабели с бумажной, резиновой, полихлорвиниловой или специальной теплостойкой оболочке. Согласно ПУЭ, по условию прочности сечение не должно быть меньше 4 мм² для алюминиевых жил и 2,5 мм² для медных жил.

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

$$I_{MAX} \leq I_{1НОМ}, \quad (65)$$

где $I_{1НОМ}$ - номинальный первичный ток трансформатора, А.

Соппротивление нагрузки (Z_2) определяется:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (66)$$

где Z_2 – номинальная допустимая вторичная нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом.

Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов. Индуктивное сопротивление вторичных токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx r_2. \quad (67)$$

Оно определяется по формуле:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}. \quad (68)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (69)$$

где $S_{\text{приб}}$ – потребляемая приборами мощность, В·А;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, А.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трёх приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов. Для того чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (70)$$

Откуда

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (71)$$

где $r_{\text{к}}$ – сопротивление контактов ($r_{\text{к}} = 0,1$ Ом).

Зная $r_{\text{пр}}$ можно определить сечение соединительных проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (72)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода, $\rho = 0,0283$;

Нагрузка приборов, подключенных к трансформаторам тока приведена в таблице.

Таблица 31 – Нагрузка приборов на стороне 10 кВ

Наименование прибора	Цепь	Тип прибора	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
Амперметр	Фидера 10 кВ	СА 3020	0,5	–	0,5
Варметр		СР 3020	0,5	–	0,5
Ваттметр		СР 3020	0,5	–	0,5
Счётчик АЭ		РиМ 889	1,5	–	1,5
Счётчик РЭ		РиМ 889	1,5	–	1,5
Итого:				4,5	

Выберем трансформаторы тока на отходящих присоединениях марки ТОЛ 10 – 1 – У2.

Определяем мощность, которую допустимо расходовать в соединительных проводах, от трансформатора тока:

$$S_{np} = S_{2ном} - (\sum S_{приб} + I_{2ном}^2 \cdot r_{конт}), \quad (73)$$

$$S_{np} = 10 - (5,5 + 25 \cdot 0,1) = 2 \text{ ВА.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{np} = \frac{S_{np}}{I_2^2} = \frac{2}{25} = 0,08 \text{ Ом.} \quad (74)$$

Общее сопротивление приборов для трансформатора на линии 10 кВ:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{5,5}{25} = 0,22 \text{ Ом.} \quad (75)$$

Определяется сечение соединительных проводов по формуле:

$$S = \frac{l_{расч}}{\gamma \cdot r_{np}}, \quad (76)$$

где $l_{расч}$ – длина соединительных проводов ($l_{расч} = 10$ м);

$\gamma = 32$ м/Ом·мм² – удельная проводимость материала провода, для алюминия.

$$S = \frac{10}{0,08 \cdot 32} = 3,9 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод марки АКРВГ с сечением 4 мм².

$$r_{нагр} = z_{нагр} = 0,08 + 0,22 + 0,1 = 0,4 \text{ Ом}.$$

Термическая и динамическая стойкость для трансформатора тока ТОЛ 10 – 1 – У2 проверяется по токам короткого замыкания, для линии ТП13, ТП31, ТП02, ТП28, ТП03:

$$B_K = I_{н.о. ТП2-13}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (77)$$

$$B_K = 10,7^2 \cdot (0,5 + 0,004) = 57,5, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$B_K \leq B_{к.тт} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер.норм}, \quad (78)$$

$$B_K \leq B_{к.тт} = 5^2 \cdot 3 = 75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Расчетные данные для данного трансформатора сравниваются с каталожными и сводятся в таблицу.

Таблица 32 – Проверка трансформатора тока ТОЛ 10–1–У2 на отходящих присоединениях

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 50 \text{ А}$ $I_H = 50 \text{ А}$ $I_H = 50 \text{ А}$	$I_{p1} = 35 \text{ А}$ $I_{p2} = 48 \text{ А}$ $I_{p3} = 23 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_H = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{np} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{np} \leq Z_H$
$B_{KH} = 75 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} = 57,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} \leq B_{KH}$
$i_{дин} = 25$	$i_{уд} = 17,3 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$

Для ТП выбор проводится аналогично, учитывая, что напряжение установки и вторичная нагрузка у всех ТТ одинакова. Результаты сведём в таблицу.

Таблица 33 – Выбор и проверка ТТ на ТП

№ ТП	$I_{p \text{ ТП}}, \text{ А}$	$I_H, \text{ А}$	$B_{KP}, \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH}, \text{ кА}^2\text{с}$	$i_{уд}, \text{ кА}$	$i_{дин}, \text{ кА}$
ТП31	91	100	11,6	75	6,07	15
ТП32	145	150	16,5	75	3,87	15
ТП13	231	250	6,1	75	6,07	15
ТП03	145	150	13,8	75	3,87	15
ТП02	145	150	17,2	75	6,07	15
ТП28	361	400	22,8	75	3,87	15
ТП33	578	600	8,4	75	3,87	15
ТП05	231	250	13,8	75	3,87	15
ТП27	361	400	11,1	75	3,87	15
ТП17	578	600	5,7	75	3,87	15
ТП21	231	250	6,1	75	6,07	15
ТП18	578	600	32,2	75	10,51	15
ТП36	145	150	2,96	75	3,87	15

9.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах ТП для питания вольтметровых обмоток приборов учёта и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Для измерения линейных напряжений возможна установка двух однофазных трансформаторов напряжения типа НОМ, соединённых по схеме «открытый треугольник». Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6 – 10

кВ) устанавливают 3-х обмоточные трансформаторы напряжения типа НТМИ и НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки.

Трансформаторы напряжения для питания электроизмерительных приборов выбирают по номинальному напряжению первичной обмотки, классу точности и схеме соединения обмоток.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{НОМ}, \quad (79)$$

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

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

При ориентировочных подсчетах суммарную нагрузку можно определить приближенно без учета схем включения приборов:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{приб} \cdot \cos\varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \cdot \sin\varphi_{приб}\right)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} \quad (80)$$

Приближенно, без учета схемы включения приборов, $S_{2расч}$ можно определить по выражению:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{дон} \quad (81)$$

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице.

Таблица 34– Вторичная нагрузка ТН на стороне 10 кВ на одну секцию шин

Прибор	Тип	Мощность одной обмотки, В·А	Число обмоток	$\cos(\varphi)$	$\sin(\varphi)$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, Вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр (сборные шины)	СВ 3020	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	СР 3020	1,5	2	1	0	1	3	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Счётчик ватт-часов	РиМ 889	3 Вт	2	0,38	0,925	1	2,28	5,55
Счётчик вольт- ампер-часов	РиМ 889	3 Вт	2	0,38	0,925	2	4,56	11,1
Итого:							11,6	16,5

Полная вторичная нагрузка трансформатора напряжения по формуле составляет:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{34,64^2 + 71,75^2} = 79,67 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

Выбираются трансформаторы напряжения НАМИ–10-66 УХЛ2.

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице.

Таблица 35- Сопоставление каталожных и расчетных данных для проверки выбора трансформаторов напряжения

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 100 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_P = 79,67 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_H \geq S_P$

Для остальных ТП выбор проводится аналогично, учитывая, что напряжение установки и вторичная нагрузка у всех ТН одинакова.

9.5 Выбор ограничителей перенапряжения

Для защиты электрооборудования от коммутационных перенапряжений применяются нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН), которые состоят из нелинейных резисторов, заключенных в изоляционную крышку. Резисторы выполнены из последовательно-параллельно включенных керамических резисторов на основе окиси цинка.

Выбирается нелинейный ограничитель перенапряжения марки ОПН-10/12-10(I), основные характеристики которого представлены в таблице 36.

Энергия поглощения ОПН будет равна:

$$\mathcal{E} = \frac{(U - U_{ocm})}{Z_B} \Psi_{U_{ocm}} \Psi_{\Psi} \Psi_{\Psi}, \quad (82)$$

$$\mathcal{E} = \frac{(10,5 - 9,8)}{Z_B} \Psi_{0,8} \Psi_{0,175} 10^{-6} \Psi_{20} = 9,62 \text{ кДж}$$

Удельная энергоёмкость ОПН будет равна:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (83)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{11,7}{10} = 1,17 \text{ кДж/кВ.}$$

Выбирается ОПН-10 кВ с классом 1 энергоёмкости (до 2 кДж/кВ).

Таблица 36 – Основные характеристики ограничителей перенапряжения

Параметр	Значение
Класс напряжения сети, кВ	10
Номинальный ток разряда, кА	10
Длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	12
Длина пути утечки, мм	205
Высота, мм	125
Масса, кг	0,9

9.6 Выбор ТСН

Для расчёта мощности ТСН на ПС 35/10 кВ Строительная необходимо перечислить потребителей собственных нужд.

Составляется таблица мощности потребителей собственных нужд.

При двух трансформаторах собственных нужд на ПС, мощность каждого трансформатора определяется по формуле с учётом коэффициента спроса $K_c = 0,8$ [8] и коэффициента допустимой аварийной перегрузки $K_{II} = 1,4$ [8]:

$$S_T = \frac{S_{уст} \cdot K_c}{K_{II}} = \frac{150,3 \cdot 0,8}{1,4} = 86 \text{ кВа} \quad (84)$$

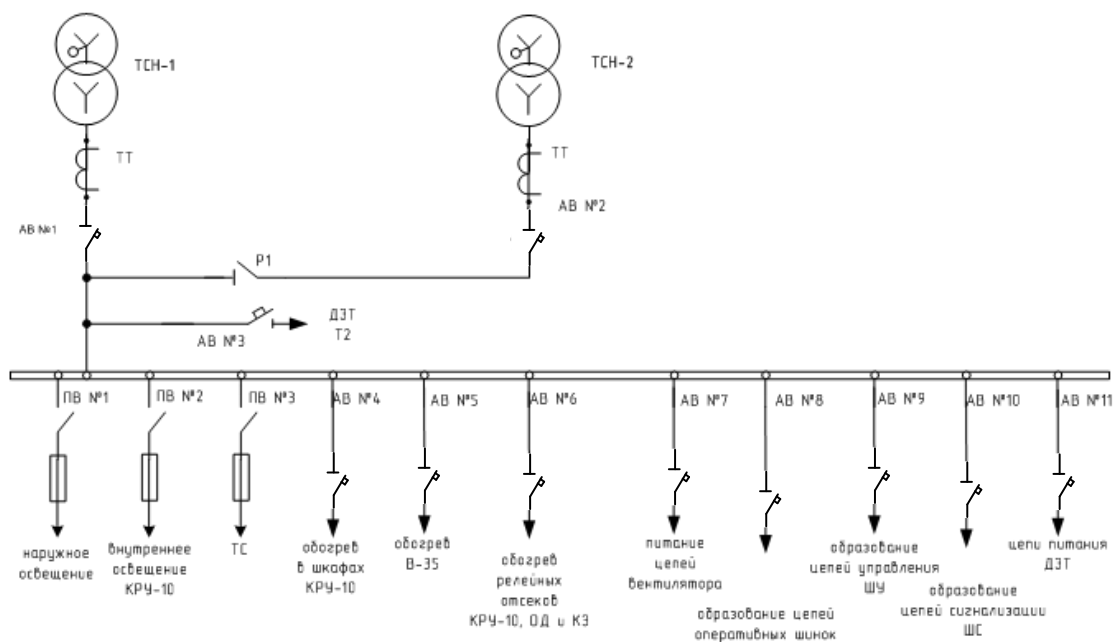


Рисунок 9– Схема собственных нужд ПС Строительная

Таблица 37 – Потребители собственных нужд подстанции Строительная

Потребители собственных нужд	Руст, кВт	$tg\varphi$	Qуст, кВт	Суст, кВт
наружное освещение	20	0,5	10	22,4
внутреннее освещение КРУ-10	10	0,3	3	10,4
телесигнализация	10	0,3	3	10,4
Обогрев в шкафах КРУ-10	5	0,2	1	5,1
Обогрев В-35	26,4	0,2	5,28	26,9
Обогрев релейных отсеков КРУ-10, В-35	50	0,2	10	51,0
Питание цепей вентилятора	2,5	0,8	2	3,2
образование цепей оперативных шинок	5	0,3	1,5	5,2
Образование цепей управления ШУ	5	0,3	1,5	5,2
Образование цепей сигнализации ШС	5	0,3	1,5	5,2
цепи питания РНТ	5	0,3	1,5	5,2
Итого	143,9		40,3	150,3

Мощность ТСН принимается из ближайшей большей стандартной номинальной мощности – 100 кВА.

9.7 Выбор предохранителей для защиты ТСН и ТН

Выбор предохранителей производится по следующим параметрам:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} , \quad (85)$$

- по длительному току:

$$I_{НОРМ} \leq I_{НОМ}, \quad (86)$$

$$I_{МАХ} \leq I_{НОМ} \cdot \quad (87)$$

Проверяют предохранители по отключающей способности:

$$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛ.НОМ} \cdot \quad (88)$$

Ток максимального режима:

$$I_{раб.мак} = \frac{S_{тсн}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{S_{тн}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (89)$$

$$I_{раб.мак} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,9 \text{ А.}$$

$$I_{раб.мак} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,9 \text{ А.}$$

Ток КЗ был посчитан:

$$I_{ПО} = 10,5 \text{ кА.}$$

Примем предохранитель типа ПК1-10У3.

Таблица 38 – Выбор предохранителей ТСН

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \geq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 8 \text{ А}$	$I_{раб.мак} = 5,9 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{раб.мак}$
$I_{ОТКЛ.НОМ} = 20 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 10,5 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ.НОМ} \geq I_{п.о}$

Данный тип предохранителя подходит.

Для защиты трансформатора напряжения примем следующий тип предохранителя: ПKN001-10У3.

9.8 Выбор жестких шин на стороне 10 кВ

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6 –10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого

профиля крепятся на опорных полимерных изоляторах. Шинодержатели, с помощью которых шины закреплены на изоляторах, допускают продольное смещение шин.

В РУ 6-10 кВ применяется жёсткая ошиновка. Расчётный ток продолжительного режима равен 49 А.

Выбираем сечение шин по допустимому току. Принимаем однополюсные алюминиевые шины прямоугольного сечения $15 \times 3 \text{ мм}^2$, марки АД31Т - из алюминиевого сплава, закаленные и естественно состаренные;

$$I_{\text{доп}} = 210 \text{ А.}$$

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{\text{МАХ}} = 49 \leq I_{\text{ДОП}} \text{ А.} \quad (90)$$

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{Bk}}{C}, \quad (91)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{10,5^2 \cdot (0,55) \cdot 10^3}}{91} = 2,7 \text{ мм}^2.$$

Определяем пролёт l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l^2 \leq \frac{173.2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (92)$$

$$l \leq \sqrt{3} = 1,73 \text{ м,} \quad (93)$$

где l - длина пролёта между осями опорных изоляторов, принимаем 0,45 м.

Момент инерции шины определяется по формуле:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (94)$$

где b - ширина шины, равная 15 мм;

h - высота шины, равная 3 мм;

$$J = \frac{15 \cdot 3^3}{12} = 34 \text{ см}^4.$$

Принимаем расположение шин плашмя, пролёт 1,2 м.

Механический расчет однополосных шин:

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{ВД}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (95)$$

где $W = \frac{1^2 \cdot 6}{6} = 1$ - момент сопротивления шины относительно оси,

перпендикулярной действию усилия, см³,

a - расстояние между фазами, м;

l - длина пролета между опорными изоляторами, м.

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{20^2 \cdot 1,73^2}{1 \cdot 0,8} = 27 \text{ МПа.}$$

Шины механически прочны, если

$$\sigma_{РАСЧ} < \sigma_{ДОП}, \quad (96)$$

т. е. $27 < 75$ МПа, а также

$$\sigma_{ДОП} \leq 0,7 \cdot \sigma_{РАЗР}, \quad (97)$$

$$\text{т. е. } 75 \leq 0,7 \cdot 130 = 91.$$

Условия механической прочности соблюдены.

Сравнение приведено в таблице.

Таблица 39 – Сравнение каталожных и расчетных данных при выборе жёстких шин 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{MAX} = 49 \text{ А}$	$I_{ДОП} = 210 \text{ А}$	$I_{ДОП} \geq I_{MAX}$
$\sigma_{РАСЧ} = 27 \text{ МПа}$	$\sigma_{ДОП} = 75 \text{ МПа}$	$\sigma_{ДОП} \geq \sigma_{РАСЧ}$
$q_{min} = 2,7 \text{ мм}^2$	$q = 45 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{min}$

9.9 Выбор опорных изоляторов

Выбираем опорные изоляторы марки ИОС -10УХЛ

$$F_{разр} = 3000 \text{ Н.}$$

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yd}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (98)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{20^2 \cdot 1.73}{0.8} \cdot 10^{-7} = 155 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (99)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н.}$$

Таблица 40 – Выбор опорных изоляторов

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{РАСЧ} = 155 \text{ Н}$	$F_{ДОП} = 1800 \text{ Н}$	$F_{ДОП} \geq F_{РАСЧ}$

9.10 Выбор проходных изоляторов

Выбираем изолятор ИП-10/1600-3000 УХЛ1,

$$I_{MAX} = 49 \text{ А},$$

$$F_{разр} = 3000 \text{ Н}.$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{расч} \tag{100}$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н}$$

Таблица 41 – Выбор проходных изоляторов

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n \geq U_p$
$F_{расч} = 155 \text{ Н}$	$F_{доп} = 1800 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$
$I_p = 49 \text{ А}$	$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_n \geq I_p$

9.11 Выбор и проверка провода 10 кВ

Чтобы провод был термически устойчив к токам КЗ расчётная температура кабеля при протекании тока КЗ должна быть не выше допустимой для материала изоляции кабеля, которая определяется в справочной литературе.

Термически стойкое к токам КЗ сечение магистральных кабелей находим по формуле:

$$B_{ТПИ} = I_{КЗi}^2 \cdot t_{II}, \tag{101}$$

где $I_{КЗi}$ - установившееся значение тока КЗ;

t_{II} - приведённое время КЗ, с учётом ступени селективности 0,1с на каждой ТП;

Для примера рассчитаем термически стойкое сечение для магистрали ПС-ТП13, ТП31, ТП02, ТП28, ТП03:

$$B_{ТП13} = 10,68^2 \cdot 0,1 = 11,4 \text{ кА}^2,$$

$$B_{T \text{ ТПО3}} = 3,14^2 \cdot 0,5 = 4,9 \text{ кА}^2,$$

$$B_{T \text{ НОМ}} = 3,2^2 \cdot 3 = 30,7 \text{ кА}^2,$$

Полученное значение меньше номинального 30,7 кА². На всех участках по допустимому току применяем провод СИП-3 3х35.

Для остальных ТП расчёт ведётся аналогично, результаты расчёта сводим в таблицу.

Таблица 42 – Термически стойкое и фактическое сечение проводников

Линия	I_{K3i} , кА	$B_{T \text{ ТП}}$, кА ²	$B_{T \text{ НОМ}}$, кА ²
1	2	3	4
ТП13, ТП31, ТПО2, ТП28, ТПО3			
ТП13	10,68	11,4	30,7(3,2*3,2*3)
ТПО3	3,14	4,9	30,7
ТП36, ТП17, ТП33, ТП27, ТПО5, ТП32			
ТП36	9,71	9,4	30,7
ТП32	1,74	1,8	30,7
ТП21, ТП18			
ТП21	10,68	11,4	30,7
ТП18	8,78	15,4	30,7

Анализируя данные таблицы, видно что все линии удовлетворяют условию по термической стойкости к току КЗ, поэтому для них принимаем сечение 35 мм².

9.12 Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП

Расчетный ток определяем по формуле (для ТП № 13):

$$I_{\text{РАСЧ}} = \frac{S_{\text{ТП1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (102)$$

$$I_{\text{РАСЧ}} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 10} = 9 \text{ А.}$$

Таким образом, на каждый трансформатор устанавливаем предохранитель типа ПК1 – 10У1 с током плавкой вставки 10 А и током патрона 20А. Расчёт для остальных ТП сведём в таблицу.

Таблица 43 – Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП

№ ТП	$I_{расч}$, А	$I_{номПР}$, А	$I_{вст}$, А	Тип предохранителя
1	2	3	4	5
ТП31	4	20	10	ПКТ101 – 10У1
ТП32	6	20	10	ПКТ101 – 10У1
ТП13	9	20	6	ПКТ101 – 10У1
ТП03	6	20	10	ПКТ101 – 10У1
ТП02	6	20	10	ПКТ101 – 10У1
ТП28	14	20	10	ПКТ101 – 10У1
ТП33	23	20	6	ПКТ102 – 10У1
ТП05	9	20	10	ПКТ101 – 10У1
ТП27	14	20	10	ПКТ101 – 10У2
ТП17	23	20	10	ПКТ101 – 10У3
ТП21	9	20	10	ПКТ101 – 10У4
ТП18	23	20	10	ПКТ101 – 10У5
ТП36	6	20	10	ПКТ101 – 10У6

9.13 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

На каждой ТП выбираем вводные автоматические выключатели по расчетному току:

$$I_{ном.расч.} \geq I_{расч.} \quad (103)$$

где $I_{расч.}$ – расчётный ток.

Расчётный ток определяется по формуле:

$$I_{расч.} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot n_{ТР}}, \quad (104)$$

где S_p - расчётная нагрузка на стороне 0,4 кВ;

$U_{НОМ} = 0,4$ кВ – напряжение рассматриваемой стороны;

$n_{ТР}$ - число трансформаторов.

Для примера на ТП № 13 расчётный ток составляет 126 А, поэтому выбираем автомат А-3716 с током расцепителя 160 А:

$$I_{расч.} = \frac{45}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 1} = 65 \text{ А}$$

Результаты расчёта для ТП 0,4 кВ сведены в таблицу.

Таблица 44 – Выбор вводных автоматических выключателей 0,4 кВ

№ ТП	Расчётная нагрузка на стороне 0,4 кВ S_p , кВА	Количество трансформаторов ТП	$I_{расч.}$ АВТ, А	$I_{ном.расц.}$, А	Марка выключателя
ТП31	45	1	65	100	А 3716
ТП32	82	1	118	160	А 3716
ТП13	87	1	126	160	А 3716
ТП03	75	1	108	160	А 3716
ТП02	63	1	91	100	А 3716
ТП28	209	1	302	400	А 3794
ТП33	302	1	435	500	А 3794
ТП05	130	1	188	250	А 3726
ТП27	145	1	210	250	А 3726
ТП17	274	1	395	400	А 3794
ТП21	95	1	137	160	А 3716
ТП18	339	1	490	500	А 3794
ТП36	76	1	110	160	А 3716

Проверяется АВ на ТП13: А3716-160. Его справочные данные:

$$I_{отк} = 25 \text{ кА,}$$

$$I_{сррасц} = 160 \cdot 8 = 1280 \text{ А.}$$

Токи КЗ:

$$I_{но}^{(3)} = 3,34 \text{ кА,}$$

$$I_{но}^{(1)} = 1,96 \text{ кА}$$

По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$3,34 \leq 25$$

По чувствительности к токам КЗ:

$$1,96 \geq 1,28 \cdot 1,25 = 1,6.$$

Таким образом, проверив автоматический выключатель на ТП13, убедились, что он соответствует условиям проверки. Для остальных ТП расчёт ведётся аналогично. Результаты расчёта представлены в таблице.

Таблица 45 - Проверка вводных автоматических выключателей 0,4 кВ

Подстанция	по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ		по чувствительности к токам КЗ	
	$I_{по}^{(3)}$, кА	$I_{отк}$, кА	$I_{по}^{(1)}$, кА	$1,25 \cdot I_{расц}$, кА
ТП13	3,34	25	1,96	1,60
ТП03	2,33	25	2,10	2,00
ТП36	2,33	25	2,10	2,00
ТП32	2,33	25	2,15	2,00
ТП21	3,34	25	1,56	1,20
ТП18	5,55	25	1,39	1,25
ТП02	2,31	25	1,26	2,00
ТП05	2,29	25	1,58	2,00
ТП17	2,98	25	1,69	1,25
ТП28	3,02	25	1,98	1,20
ТП27	2,85	25	2,01	1,60
ТП31	2,32	25	2,11	1,25
ТП33	2,12	25	1,54	1,25

На отходящих линиях также устанавливаются автоматические выключатели для защиты линий. Для примера выбираем автоматический выключатель линии до удаленного потребителя от ТП13 расчётный ток которой равен 43 А принимаем автоматический выключатель А 3716 с током расцепителя 50 А. Результаты расчёта для линий 0,4 кВ сведены в таблицу.

Таблица 46– Выбор автоматических выключателей для защиты линий 0,4 кВ

№	I_p , А	$I_{РАСЦ}$, А	Аппарат защиты
1	2	4	5
ТП31			
ф-1	21	50	А 3716
ф-2	40	50	А 3716
ТП32			
ф-1	39	50	А 3716
ф-2	52	100	А 3716
ф-3	35	50	А 3716
ТП13			
ф-1	46	50	А 3716
ф-2	47	50	А 3716
ф-3	43	50	А 3716
ТП03			
ф-1	30	50	А 3716
ф-2	49	50	А 3716
ф-3	38	50	А 3716
ТП02			
ф-1	59	100	А 3716
ф-2	29	50	А 3716
ТП28			
ф-1	32	50	А 3716
ф-2	269	300	А 3794
ТП33			
ф-1	34	50	А 3716
ф-2	49	50	А 3716
ф-3	211	250	А 3726
ф-4	202	250	А 3726
ТП05			
ф-1	48	50	А 3716
ф-2	27	50	А 3716
ф-3	49	50	А 3716
ф-4	29	50	А 3716

Продолжение таблицы 46

1	2	3	4
ф-5	26	50	А 3716
ф-6	44	50	А 3716
ТП27			
ф-1	61	100	А 3716
ф-2	59	100	А 3716
ф-3	40	50	А 3716
ф-4	69	100	А 3716
ТП17			
ф-1	42	50	А 3716
ф-2	41	50	А 3716
ф-3	55	100	А 3716
ф-4	160	160	А 3716
ф-5	160	160	А 3716
ТП21			
ф-1	55	100	А 3716
ф-2	64	100	А 3716
ф-3	22	50	А 3716
ТП18			
ф-1	26	50	А 3716
ф-2	145	160	А 3716
ф-3	145	160	А 3716
ф-4	145	160	А 3716
ф-5	145	160	А 3716
ТП36			
ф-1	44	50	А 3716
ф-2	67	100	А 3716

Проверка линейных АВ проводится так же, как вводных. На примере линии до удаленного потребителя от ТП13: А3716-50. Его справочные данные:

$$I_{отк} = 25 \text{ кА,}$$

$$I_{сррасч} = 50 \cdot 2 = 100 \text{ А.}$$

Токи КЗ:

$$I_{no}^{(3)} = 0,91 \text{ кА},$$

$$I_{no}^{(1)} = 0,23 \text{ кА} .$$

По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$0,91 \leq 25$$

По чувствительности к токам КЗ:

$$0,23 \geq 1,25 \cdot 0,1 = 0,125.$$

Для остальных ТП расчёт ведётся аналогично. Результаты расчёта представлены в таблице.

Таблица 47 - Проверка линейных автоматических выключателей 0,4 кВ

Точка	по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ		по чувствительности к токам КЗ	
	$I_{no}^{(3)}$, кА	$I_{отк}$, кА	$I_{no}^{(1)}$, кА	$1,25 \cdot I_{расц}$, кА
1	2	3	4	5
ближайший дом ТП13	3,05	25	2,40	0,63
удалённый дом ТП13	0,91	25	0,23	0,12
ближайший дом ТП03	2,01	25	1,29	0,63
удалённый дом ТП03	0,69	25	0,19	0,12
ближайший дом ТП36	2,12	25	1,61	1,25
удалённый дом ТП36	0,82	25	0,23	0,12
ближайший дом ТП32	1,80	25	0,92	0,63
удалённый дом ТП32	0,63	25	0,17	0,12
ближайший дом ТП21	1,79	25	0,59	0,50
удалённый дом ТП21	1,12	25	0,27	0,25
ближайший дом ТП18	2,57	25	0,77	0,40
удалённый дом ТП18	0,59	25	0,15	0,12
ближайший дом ТП02	2,58	25	2,01	1,01

Продолжение таблицы 47

1	2	3	4	5
удалённый дом ТП02	0,93	25	0,22	0,10
ближайший дом ТП05	2,15	25	1,74	0,88
удалённый дом ТП05	1,12	25	0,82	0,40
ближайший дом ТП17	1,39	25	0,98	0,46
удалённый дом ТП17	0,81	25	0,21	0,10
ближайший дом ТП27	2,11	25	1,87	0,92
удалённый дом ТП27	0,75	25	0,21	0,10
ближайший дом ТП28	1,97	25	0,98	0,46
удалённый дом ТП28	0,74	25	0,12	0,05
ближайший дом ТП31	1,12	25	0,77	0,32
удалённый дом ТП31	0,61	25	0,13	0,06
ближайший дом ТП33	2,14	25	1,45	0,72
удалённый дом ТП33	1,11	25	0,54	0,23

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

10.1 Выбор системы оперативного тока

Для питания цепей управления, автоматики, сигнализации и защиты применяется оперативный ток. Существует три основных вида оперативного тока: постоянный, переменный и выпрямленный. Источники оперативного тока должны быть в постоянной готовности к действию в любых режимах работы электроустановки, в том числе и во время аварий.

Переменный оперативный ток применяется на ТЭС и АЭС в системе собственных нужд 0,4 кВ, кроме цепей управления автоматических выключателей на вводах рабочего и резервного питания, а также в схемах управления разъединителями и на местных ЩУ.

В качестве источников переменного оперативного тока используют: измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд (ТСН). В этом случае используется силовая сеть вторичного напряжения собственных нужд (фазное напряжение 220 В). Питание оперативных цепей осуществляется централизованно, для группы или всех присоединений данного объекта. Для обеспечения надежности в схемах питания оперативным переменным током выполняется резервирование от разных источников, обеспечивающее сохранение питания при возможных аварийных режимах.

В настоящее время выпускаются релейная аппаратура и приводы выключателей, короткозамыкателей, отделителей на оперативном переменном токе для электроустановок 3 - 110 кВ. Наиболее широкое применение они находят на подстанциях.

На подстанции Строительная выбираем переменный оперативный ток. В качестве источников переменного оперативного тока будут использованы трансформаторы собственных нужд. Выбор этого трансформатора произведён ранее. Применение переменного оперативного тока позволит

отказаться от дорогостоящих аккумуляторных батарей и уменьшить разветвлённость оперативных цепей.

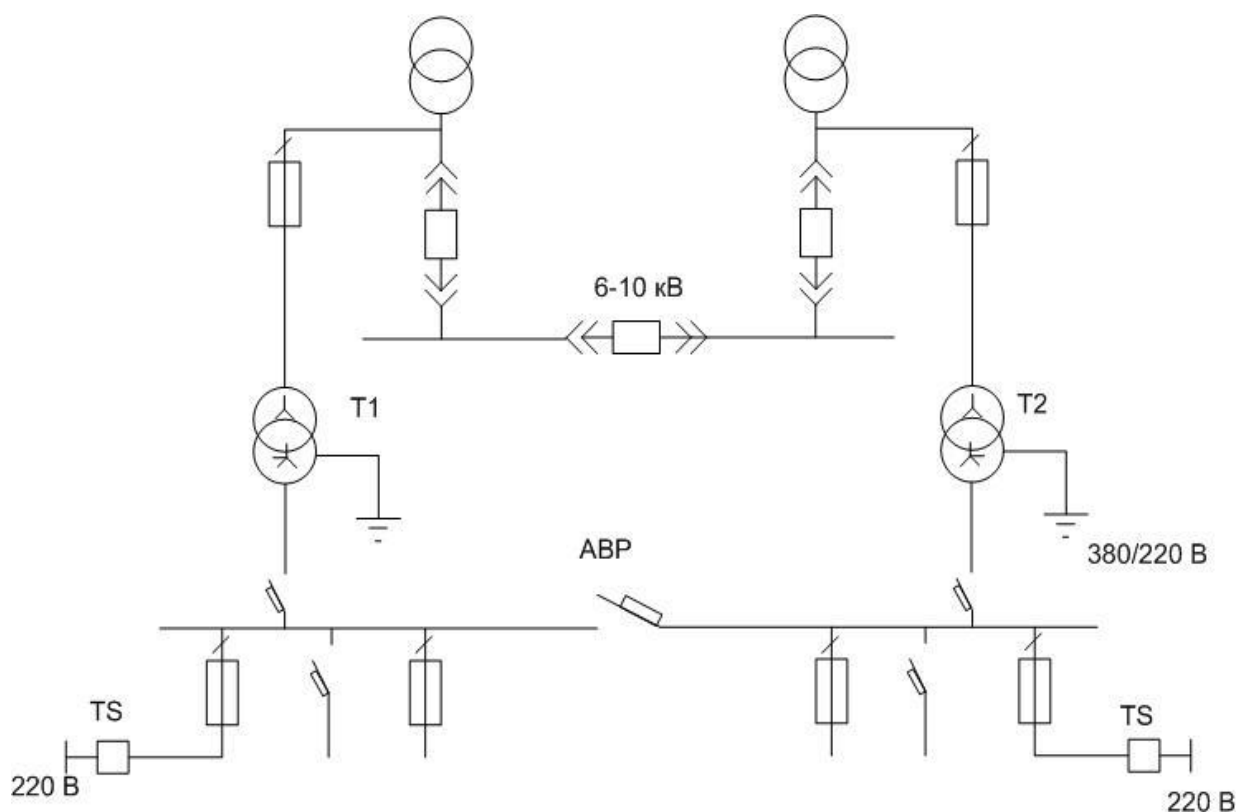


Рисунок 10 - Схема питания оперативных цепей переменного тока подстанции Строительная

10.2 Выбор и расчёт релейной защиты на ПС Строительная

Релейная защита принятая на подстанции Строительная содержит три части: измерительную, логическую и выходную. В измерительную часть входят измерительные и пусковые органы защиты, которые воздействуют на логическую часть при отклонении электрических параметров (тока, напряжения, мощности, сопротивления) от значений, предварительно заданных для защищаемого объекта.

Логическая часть состоит из отдельных переключающих элементов и органов выдержки времени, которые при определенном действии (срабатывании) измерительных и пусковых органов в соответствии с заложенной в логическую часть программой запускают выходную часть.

Выходная часть связывает релейную защиту с цепями управления коммутационными аппаратами (выключателями) и устройствами передачи

команд по каналам связи и телемеханики. Выходные органы защиты имеют на выходе переключающие элементы достаточной мощности, обеспечивающие работу цепей управления.

До последнего времени все органы релейной защиты выполнялись только с помощью электромеханических реле. Такая аппаратура устарела и нуждается в замене. На ней трудно добиться высокой точности, быстродействия, выполнить сложные характеристики. Для поддержания рабочего состояния защиты требуются значительные трудозатраты на техническое обслуживание. Аппаратура занимает много места и требует большого количества электротехнических материалов. Значительное потребление энергии требует мощных источников питания оперативным током, а также большой мощности измерительных трансформаторов тока и напряжения. Нередко новые требования к релейной защите не могут быть удовлетворены из-за несовершенства аппаратуры, содержащей электромеханические устройства.

Основные характеристики микропроцессорных защит значительно выше микроэлектронных, а тем более электромеханических. В частности, эти преимущества заключаются в следующем:

- повышении аппаратной надежности, массы и габаритов устройств благодаря существенному уменьшению числа используемых блоков и соединений;
- существенном повышении удобства обслуживания и возможности сокращения обслуживающего персонала;
- расширении и улучшении качества защитных функций (чувствительности, селективности, статической и динамической устойчивости функционирования);
- возможности непосредственной регистрации процессов и событий и анализа возникших в энергосистеме повреждений;
- принципиально новых возможностей управления защитой и передачи от нее информации на географически удаленные уровни управления;

– технологичности производства.

Защита трансформатора

В обмотках трансформаторов могут возникать КЗ между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях могут также возникать КЗ между фазами и на землю. В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры.

Согласно ПУЭ требуются следующие защиты для трансформатора:

– Защита от внутренних повреждений для трансформаторов менее 4МВА - максимальная защита и токовая отсечка, для трансформаторов большей мощности дифференциальная защита.

– Защита от повреждения внутри бака трансформатора или РПН - газовая защита трансформатора и устройства РПН с действием на сигнал и отключение.

– Защита от внешних коротких замыканий - максимальная защита с блокировкой по напряжению или без нее. Она же используется как резервная защита трансформаторов от внутренних повреждений.

– Защита от однофазных коротких замыканий на сторонах трансформатора с глухозаземленной нейтралью.

– Защита от перегрузки с действием на сигнал. В ряде случаев, на ПС без обслуживающего персонала, защита от перегрузки выполняется с действием на разгрузку или на отключение.

На подстанции Строительная 35/10 кВ предусматривается установка двух трансформаторов мощностью 2500 кВА. Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Сириус-Т».

Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала.

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{НОМ.Н}} = \frac{S_{\text{НОМ.ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Н}}}, \quad (105)$$

где $S_{\text{НОМ.ТР}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{НОМ.Н}}$ – номинальное напряжение стороны N.

Номинальные токи трансформатора равны:

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{S_{\text{НОМ.ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} \text{ А}, \quad (106)$$

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 35} = 41,2 \text{ А},$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 11} = 131,23 \text{ А}$$

При протекании в обмотках силового трансформатора номинального тока на входе терминала наблюдается вторичный ток в номинальном режиме:

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.Н}} = \frac{I_{\text{НОМ.Н}} \cdot I_{\text{Н.ТТ.В}}}{I_{\text{Н.ТТ.П}}} = \frac{I_{\text{НОМ.Н}}}{K_{\text{ТР.ТТ.Н}}}, \quad (107)$$

где $K_{\text{ТР.ТТ.Н}} = I_{\text{Н.ТТ.П}} / I_{\text{Н.ТТ.В}}$ – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока стороны N;

$I_{\text{Н.ТТ.П}}$, $I_{\text{Н.ТТ.В}}$ – первичный и вторичный номинальные токи трансформатора тока стороны N.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{\text{ТР.ТТ.ВН}} = 200 / 5 = 40 \quad (108)$$

$$K_{\text{ТР.ТТ.НН}} = 600 / 5 = 120 \quad (109)$$

$$I_{\text{ном.втор.ВН}} = \frac{41,2}{40} = 1,03 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.втор.НН}} = \frac{131,23}{120} = 1,09 \text{ А}$$

При выборе рабочего ответвления токового входа терминала, к которому подключаются вторичные цепи трансформатора тока, должно выполняться условие по максимальному коэффициенту цифрового выравнивания, который должен быть менее пяти и более 0,5.

$$0,5 \leq K_{\text{ТР.ТТН}} \geq 5 \quad (110)$$

$$I_{\text{ном.ВН}} = 1,03 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.НН}} = 1,09 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Продольная дифференциальная защита трансформатора используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений и от повреждений на выводах. Должно быть обеспечено несрабатывание защиты при бросках тока намагничивания.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания (БНТ)):

- дифференциальный орган с торможением;
- дифференциальную токовую отсечку (ДТО).

Дифференциальную защиту трансформатора необходимо отстраивать от максимального тока небаланса и от бросков тока намагничивания.

Отстройка от броска тока намагничивания обеспечивается с помощью торможения от блокировки по второй гармонике и блокировки по форме тока.

Тормозная характеристика чувствительной ступени ДЗТ-2 изображена на рисунке 11. Она построена в относительных единицах, то есть токи приведены к базисному току стороны ВН.

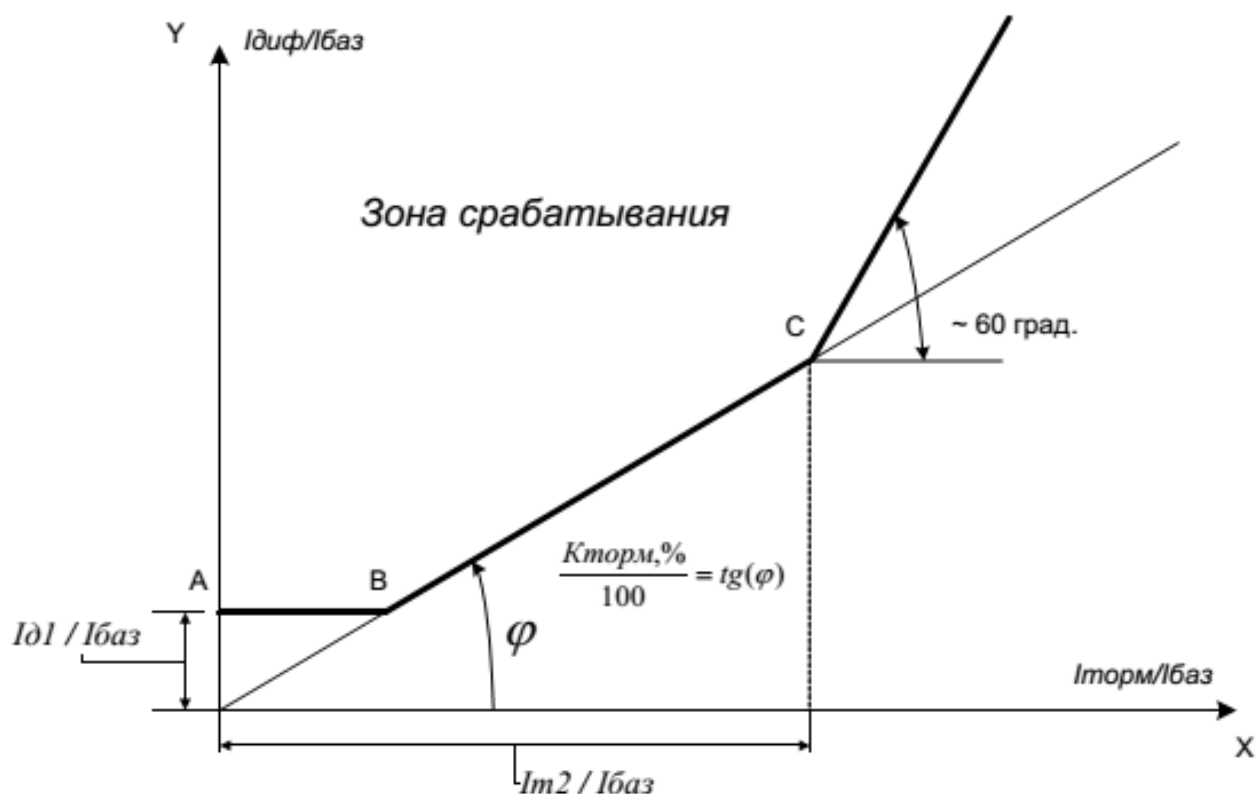


Рисунок 11 – Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением)

Тормозная характеристика определяется уставками:

$I_{д1}/I_{ном.ВН}$ – минимальный дифференциальный ток (отнесенный к $I_{баз}$) срабатывания;

$K_{торм}, \%$ – коэффициент торможения второго участка характеристики;

$I_{т2}/I_{ном.ВН}$ – точка второго излома характеристики.

В качестве базисного тока в устройстве принято значение уставки $I_{ном.ВН}$.

Характеристика имеет три участка:

Участок 1 (отрезок А и В): точка В (точка первого излома характеристики) получается как пересечение уставки ДЗТ-2 – $I_{д1}/I_{ном.ВН}$ с прямой, проходящей через начало координат и точку С. На данном участке дифференциальный ток, необходимый для отключения, постоянный.

Участок 2 (между точками В и С): точка С определяется двумя уставками наклоном прямой ДЗТ-2 – $K_{торм}, \%$ и ДЗТ-2 – $I_{т2}/I_{ном.ВН}$.

Участок 3 (правее точки С): начало лежит в точке С, наклон участка постоянен и равен 60 градусам.

Значение $I_{д1}/I_{ном.ВН}$ выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора:

$$I_{диф}/I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч}, \quad (111)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,2.

Относительный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока:

$$I_{нб.расч} = I'_{нб.расч} + I''_{нб.расч} + I'''_{нб.расч}, \quad (112)$$

$$I'_{нб.расч} = k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{расч}^*, \quad (113)$$

$$I''_{нб.расч} = \Delta U \cdot I_{расч}^*, \quad (114)$$

$$I'''_{нб.расч} = f_{выр} \cdot I_{расч}^*, \quad (115)$$

где $I'_{нб.расч}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью измерительного трансформатора тока;

$k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей), рекомендуется принимать 1,0 согласно /4/;

$k_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент однотипности равным 1,0;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока. Рекомендуется принимать равной 0,05;

$I_{\text{нб.расч}}'''$ – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора;

ΔU – погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования;

$I_{\text{нб.расч}}''''$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$f_{\text{выр}}$ – погрешность выравнивания токов плеч терминале защиты, принимается равным 0,03;

$I_{\text{расч}}^*$ – относительное значение периодической составляющей тока, проходящего через защищаемую зону при трехфазном КЗ.

$$I_{\text{нб.расч}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot 12,91 = 0,49 \text{ о.е.}$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания равен:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} \quad (116)$$

$$K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1,2 \cdot 0,24 = 0,59 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения $K_{\text{торм}}$ должен обеспечивать несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики. Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АПВ питающих линий.

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}} \quad (117)$$

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot 0,49 = 0,76$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} / K_{\text{сн.т.}} \quad (118)$$

$$K_{\text{торм}} = 100 \cdot 1,2 \cdot 0,49 / 0,76 = 77\%$$

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{T2}/I_{\text{баз}}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_T/I_{\text{баз}}=1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_T/I_{\text{баз}}=1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется принимать уставку равную $I_{T2}/I_{\text{баз}} = 1,5 - 2$.

Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) служит для мгновенного отключения больших токов повреждения в зоне действия защиты.

Уставка ДТО отстраивается:

- от бросков тока намагничивания;
- от максимального тока небаланса при КЗ.

$$I_{\text{дто}} \geq 6 \quad (119)$$

$$I_{\text{дто}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} \quad (120)$$

где $k_{отс}=1,5$ – коэффициент отстройки;

$I_{нб.расч*}$ – расчетный ток небаланса при максимальном токе КЗ.

При расчете $I_{нб.расч*}$ коэффициент переходного режима рекомендуется принимать равным $3 \div 4$. Величина $I_{расч*}$ принимается равной току (в относительных единицах), проходящему через защищаемую зону при расчетном трехфазном КЗ на стороне, где рассматривается повреждение. Этот ток определяется при работе трансформатора на расчетном ответвлении, соответствующем, как правило минимальному значению напряжения регулируемой обмотки.

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению:

$$I_{нб.расч} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 12,91 = 2,65 \text{ о.е.}$$

$$I_{дто} = 1,25 \cdot 2,65 = 3,31 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{дто} = 3,5 \text{ о.е.}$

Выбор уставок максимальной токовой защиты.

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{зап}}{K_{в}} \cdot I_{раб.макс}, \quad (121)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{зап}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5. Для городских сетей общего назначения: $K_{зап}=2,5$;

K_B – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{\text{раб, макс}}$ – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Первая ступень используется в качестве токовой отсечки без пуска по напряжению и без органа направления мощности.

Ток срабатывания на стороне ВН:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 92,38 = 307,92 \text{ A}$$

Ток срабатывания на стороне НН:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 293,92 = 979,75 \text{ A}$$

Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме, обуславливающем наименьшее значение этого тока, по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз, мин}}}{I_{\text{уст}}}, \quad (122)$$

где $I_{\text{кз, мин}}$ – минимальное значение тока в месте установки защиты, при расчетном виде КЗ;

$I_{\text{уст}}$ – принятое значение тока срабатывания.

В качестве расчетного вида принимается междуфазное КЗ.

Согласно ПУЭ значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,5 для МТЗ, установленной на стороне НН трансформатора, и не менее 1,2 для МТЗ, установленной на стороне ВН.

$$K_{\text{ч}} = \frac{4,25 \cdot 10^3}{308} = 13,81, > 1,2$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{3,79 \cdot 10^3}{979,75} = 3,87 > 1,5$$

10.3 Устройства автоматики

К устройствам противоаварийной автоматики относятся:

- устройства измерения параметров до аварийного режима и текущих объемов управления;
- пусковые устройства (органы);
- исполнительные устройства (органы);
- устройства автоматической дозировки воздействия, выполняющие выбор УВ;
- устройства приема-передачи до аварийной и аварийной информации, сигналов и команд управления и каналы передачи указанной информации.

Действие противоаварийной автоматики должно быть селективным и не должно приводить к каскадному развитию аварийного режима. Алгоритм функционирования и противоаварийная автоматика, параметры настройки устройств и комплексов противоаварийной автоматики должны соответствовать схемно-режимным условиям работы энергосистемы и обеспечивать минимизацию управляющих воздействий. При получении в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на объекте электроэнергетики команд противоаварийной и режимной автоматики на реализацию одного вида УВ должна быть реализована команда противоаварийной автоматики.

Противоаварийная автоматика должна обеспечивать выполнение своих функций при любом отказе одного устройства противоаварийной автоматики, не связанном с аварийным событием, требующим срабатывания противоаварийной автоматики

Локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости предназначена для предотвращения нарушения статической и динамической устойчивости генераторов электростанций, двигательной нагрузки потребителей электрической энергии, контролируемого сечения,

энергорайона и предотвращения недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования. Комплексы локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости должны устанавливаться на объектах электроэнергетики. Должна быть предусмотрена возможность работы комплексов локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости в автономном режиме и/или в качестве низового устройства централизованная система противоаварийной автоматики.

При работе комплекса локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости в качестве низового устройства централизованная система противоаварийной автоматики должен быть обеспечен его автоматический перевод в автономный режим работы при выявлении неисправности ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики или каналов связи с ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики. Комплексы локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости должны обеспечивать выбор УВ из таблицы УВ, рассчитываемой ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики или заданной субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, или осуществлять расчеты УВ на основе заданных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике функциональных зависимостей объема УВ от противоаварийная атоматика параметров электроэнергетического режима (принцип II-ДО).

В комплексах локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости используются следующие пусковые факторы:

- отключение ЛЭП;
- одновременное отключение двух ЛЭП;
- отключение системы шин;
- отключение трансформатора (автотрансформатора);
- близкое к шинам электростанции или затяжное короткое замыкание;
- другие факторы при необходимости.

Устройство автоматического повторного включения предусматривается на выключателях всех воздушных и кабельно-воздушных линий электропередачи, сборных шинах подстанций, если эти шины не являются элементом КРУ.

Автоматическое повторное включение выключателя должно осуществляться после неоперативного отключения выключателя, за исключением случая включения от релейной защиты присоединения, на котором установлено устройство АПВ, непосредственно после включения выключателя оперативным персоналом или средствами телеуправления, после действия защит от внутренних повреждений трансформаторов или устройств противоаварийной системы автоматики. Время действия t АПВ должно быть не меньше необходимого для полной деионизации среды в месте КЗ и для подготовки привода выключателя к повторному включению, должно быть согласовано с временем работы других устройств автоматики (например, АВР), защиты, учитывать возможности источников оперативного тока по питанию электромагнитов включения выключателей, одновременно включаемых от АПВ. Характеристики выходного импульса устройств АПВ должны обеспечивать надежное одно или двукратное (в зависимости от требований) включение выключателя. Устройства АПВ должны допускать блокирование их действия во всех необходимых случаях.

На ПС 35/10 кВ Строительная предусматривается устройства автоматического ввода резерва (АВР) на секционном выключателе (СВ-10) .

Назначением устройства АВР является осуществление возможно быстрого автоматического переключения на резервное питание потребителей, обесточенных в результате повреждения или самопроизвольного отключения рабочего источника электроснабжения (секции шин).

Включение резервного источника питания на поврежденной секции сборных шин КРУ, как правило, не допускается во избежание увеличения объемов разрушений, вызванных КЗ, и аварийного снижения напряжения

потребителей, электрически связанных с резервным источником. Действие АВР не должно приводить к недопустимой перегрузке резервного источника как в последующем установившемся режиме, так и в процессе самозапуска потерявших питание электродвигателей потребителя.

Схемы АВР должны:

обеспечивать, возможно, раннее выявление отказа рабочего источника питания;

действовать согласованно с другими устройствами автоматически (АПВ, АЧР) в интересах возможно полного сохранения технологического процесса;

не допускать включения резервного источника на КЗ;

исключать недопустимые несинхронные включения потерявших питание синхронных электродвигателей на сеть резервного источника;

не допускать подключение потребителей к резервному источнику, напряжение на котором понижено.

Выключатели, включаемые устройствами АВР, должны иметь контроль исправности цепи включения.

Выбранная защита удовлетворяет всем требованиям, перечисленным выше.

11 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЁМКОСТНОГО ТОКА ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Замыкания на землю токоведущих частей электроустановок является преобладающим видом повреждений в сетях всех напряжений. В распределительных сетях 6 –35 кв. эти повреждения составляют не менее 75 % от общего числа повреждений. Причины возникновения замыканий на землю в кабельных, воздушных линиях и токопроводах многообразны. Они появляются вследствие электрических и механических разрушений изоляции, дефектов в изоляционных конструкциях, их загрязнения и увлажнения, обрывов проводов и тросов, разрывов токоведущих частей и фаз кабелей в соединительных муфтах при монтаже и строительстве, воздействия грозových и внутренних перенапряжений.

Замыкания на землю происходят при повреждениях изоляции, возникающих от самых различных причин. Это общее загрязнение и увлажнение, старение изоляции, развитие скрытых заводских дефектов или дефектов, образовавшихся при строительстве и монтаже, механические разрушения кабелей, электрические пробойи, возникающие в результате внутренних и внешних перенапряжений. Поэтому способы и средства повышения надёжности работы схемы электроснабжения сёл должны быть направлены, прежде всего, на предотвращение аварийных последствий при замыканиях на землю и на поддержание определённых эксплуатационных уровней изоляции.

Компенсация емкостных токов замыкания на землю позволяет:

- ограничить разрушения изоляции за счёт уменьшения тока через место повреждения (в пределе до активной составляющей и высших гармоник тока);
- предупредить переход однофазного замыкания в междуфазное и тем самым предупредить дальнейшее развитие аварии;
- обеспечить надёжное дугогашение;

- при дуговых замыканиях ограничить перенапряжение до значений $2,5 - 2,6 U_{\phi}$ при степени расстройки $0 - 5\%$;
- исключить повторное загорание дуги;
- уменьшить несимметричную нагрузку на генераторы;
- ограничить внутренние перенапряжения при коммутационных переключениях в нормальных эксплуатационных режимах;
- получить замедленное восстановление напряжения между повреждённой фазой и землёй, что создаёт благоприятные условия для диэлектрической прочности промежутка.

Компенсация емкостных токов замыкания на землю должна осуществляться с помощью дугогасящих агрегатов, которые необходимо настраивать в резонанс с ёмкостью сети или близко к резонансу. При этом величины перенапряжений будут минимальны. Минимальной также окажется вероятность этих перенапряжений.

Величина тока замыкания на землю зависит от ёмкости сети и сопротивления в контуре замыкания. Сопротивлением в контуре тока замыкания иногда является сопротивление дуги, возникающее между установками, находящимися под напряжением и заземлёнными конструкциями. Дуга может вызвать междуфазные КЗ или перенапряжения на установках. Перенапряжение вызывает повреждения изоляции и возникновение двух- и трёхфазных КЗ.

Проведенные исследования показывают, что 70-88% замыканий начинаются с замыканий одной фазы на землю; 24-6% замыканий – одновременно между двумя фазами и землёй и только 4-6% замыканий развиваются сразу между тремя фазами и землёй. Таким образом, в системах различных напряжений 75% повреждений составляют однофазные замыкания на землю. Это обстоятельство ещё раз подчёркивает целесообразность применения дугогасящих устройств, использующих тот или иной принцип гашения дуги, для компенсации емкостных токов на

землю. При рациональном использовании компенсации емкостных токов замыкания на землю около 85% замыканий на землю ликвидируется без всяких последствий. Современный способ ликвидации опасных перемещающих дуг, возникающих в момент замыкания на землю одной фазы. Заключается в ограничении тока замыкания на землю до величины, при которой дуга не поддерживается.

Величину емкостного тока замыкания на землю рассчитывают аналитическим методом для различных сетей. Активный ток зависит от многих случайных факторов, его величина незначительна; максимальное значение с достаточной степенью точности можно принять 5-6% от емкостного тока. Поэтому ограничение тока замыкания на землю целесообразно осуществлять действием индуктивной составляющей на емкостной ток замыкания на землю.

Индуктивная составляющая создаётся специальными дугогасящими агрегатами, включенными в нейтраль трансформатора или генератора. Это эффективный способ, обеспечивающий надёжность электроснабжения, в случае применения быстродействующего автоматического регулирования тока компенсации, так как позволяет ликвидировать 85% замыканий на землю без ущерба электроснабжения потребителей.

В компенсированных сетях регулирование питания потребителей может быть снижено до минимума. Однако компенсация емкостных токов на землю не исключает необходимости поддержания в сети нормального уровня изоляции путём ежегодных профилактических испытаний электрооборудования.

Эффективность компенсации емкостных токов замыкания на землю определяется путём сопоставления ущерба, вызванного нарушением бесперебойности электроснабжения села, и величины капиталовложения на средства компенсации и эксплуатационные расходы. При этом учитываются, что аварийные отключения приводят к частичному или полному отключению электроприёмников. Такие перебои особенно опасны на энергоёмких

предприятиях и при наличии ответственных потребителей в технологическом процессе производства. Эффективность компенсаций емкостного тока замыканий на землю зависит от способности дугогасящих аппаратов ограничивать токи через место повреждения, перенапряжение и скорость восстановления напряжения после гашения заземляющей дуги.

В сетях 10 кВ такая защита выполняется в виде: селективной токовой защиты, действующей на сигнал; селективной токовой защиты, действующей на отключение, если это необходимо по требованиям безопасности; устройства контроля изоляции.

Ток срабатывания защиты определяется по заданному коэффициенту чувствительности, который для ВЛЭП равен 1,5 по выражению, А:

$$I_{С.з.} = \frac{I_{ТНП.повр.л}}{k_{\text{Ч}}}, \quad (123)$$

где $I_{ТНП.повр.л}$ – ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, в сетях с изолированной нейтралью определяется по формуле, А:

$$I_{ТНП.повр.л} = I_{ЗНЗ} - I_{повр.л}, \quad (124)$$

где $I_{ЗНЗ}$ – суммарный емкостной ток сети, $I_{ЗНЗ} = 0,17$ А.

$I_{повр.л}$ – ток замыкания на землю линии на которую установлена защита.

Ток замыкания на землю линии ПС Строительная -ТП13, ТП31, ТП02, ТП28, ТП03 равен, А:

$$I_{повр.л} = \frac{10 \cdot 1,9}{350} = 0,05.$$

Ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, равен, А:

$$I_{\text{ТНП.повр.л}} = 0,17 - 0,05 = 0,12.$$

Ток срабатывания защиты равен, А:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{0,12}{1,5} = 0,08.$$

Для остальных ТП расчёт в таблице.

Таблица 48 – ЗНЗ

Линия	$I_{\text{повр.л}}, \text{ А}$	$I_{\text{ТНП.повр.л}}, \text{ А}$	$I_{\text{с.з.}}, \text{ А}$
ТП13, ТП31, ТП02, ТП28, ТП03	0,05	0,12	0,08
ТП36, ТП17, ТП33, ТП27, ТП05, ТП32	0,10	0,07	0,05
ТП21, ТП18	0,01	0,15	0,10

Для инженерной оценки величины ёмкостного тока сети с погрешностью 10% рекомендуется пользоваться выражением:

$$I_c = \frac{U_H \cdot L_B}{350}, \quad (125)$$

где U_H – номинальное напряжение сети, кВ;

L_B – суммарная длина воздушных линий, км.

Произведём расчёт ёмкостного тока сети:

$$I_c = \frac{10 \cdot 5,9}{350} = 0,17 \text{ А.}$$

Компенсация ёмкостного тока замыкания на землю должна применяться при следующих значениях этого тока в нормальных режимах:

В сетях напряжением 10(6) – 20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях электропередачи, и во всех сетях напряжением 35 кВ – более 10 А.

В сетях, не имеющих железобетонных и металлических опор на воздушных линиях, при напряжении 6 кВ – более 30 А; при напряжении 10 кВ – более 20 А; при напряжении 20 кВ – более 15 А.

Так как рассчитанные значения емкостного тока замыкания на землю не превышают допустимые ПУЭ величины для сети 10 кВ, то установка дугогасящего реактора не требуется.

12 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ НАДЁЖНОСТИ

Любая электрическая сеть должна обеспечивать установленную надёжность электроснабжения, так как каждое прекращение подачи электроэнергии связано с определёнными последствиями и ущербом для потребителя. Поэтому надёжность является одним из показателей качества электроэнергии. Уровень надёжности, устанавливаемый для различных категорий электроприёмников, базируется на общей оценке этих последствий. При этом для каждого конкретного электроприёмника устанавливается его категория по надёжности и применительно к каждой категории электроприёмников устанавливаются соответствующие схемы их электроснабжения. В результате за счёт выбора схемы построения сети обеспечивается требуемый уровень надёжности электроснабжения рассматриваемых потребителей. Указанный подход считается эталонным при разработке указаний по проектированию электрических сетей. В то же время принятая надёжность питания определяет параметры основных и резервных элементов сети. Чем выше надёжность, тем выше при прочих равных условиях стоимость сооружения и другие показатели сети. Следовательно, уровень надёжности питания потребителей противопоставляется стоимостным показателям сети. В этих условиях возникает необходимость в количественной оценке надёжности.

Для расчёта надёжности необходимо определить число перерывов питания и их длительность. Такие перерывы в процессе эксплуатации сети могут происходить внезапно из-за аварийного повреждения отдельных элементов сети, а также в плановом порядке – при капитальном ремонте и обслуживании. Число и длительность перерывов определяются качественными показателями оборудования сети, а также организацией системы мер по поддержанию работоспособного состояния оборудования. В частности сроками и объёмами предупредительных ремонтов,

профилактических испытаний и т. п. Время ликвидации возникающих нарушений зависит от организации работы дежурных и ремонтных бригад.

В процессе расчёта возможны те или иные допущения. В частности, считают, что повреждение одного элемента сети не приводит к появлению повреждения других элементов, а также могут исключаться случаи совпадения планового ремонта с повреждением резервного элемента, случаи отказа релейной защиты и т. п.

Надёжность питания будет определяться вероятностью отсутствия перерывов электроснабжения за расчётный срок. Этот показатель может служить одним из критериев для оценки надёжности. За расчётный срок принимается один год.

Произведём оценку надёжности существующей сети 10 кВ и проектируемой сети 10 кВ ПС «Строительная». Для этого рассчитаем основные параметры надёжности в нормальном режиме.

К основным показателям надёжности относятся:

- время безотказной работы и время восстановления;
- среднее время безотказной работы и среднее время восстановления;
- среднее значение параметра потока отказов и средняя интенсивность отказов;
- вероятность отказов и вероятность безотказной работы в заданный промежуток времени;
- коэффициент готовности;
- коэффициент простоя;
- условный недоотпуск энергии в течение года;
- средний ущерб от нарушения функционирования.

Расчёт надёжности сетей электроснабжения проводим аналитическим методом (наиболее распространённый классический метод).

Поток отказов для последовательно соединённых элементов определим как:

$$\omega = \sum \cdot \omega_i + \omega_{\text{пр.наиб.}} , \quad (126)$$

где $\omega_{\text{пр.наиб.}}$ - наибольшая частота преднамеренных отключений, 1/год.

$\omega_{\text{пр.наиб.}}$ определяется по справочнику исходя из максимального значения частоты капитальных ремонтов.

Поток отказов для двух параллельно соединённых элементов определим как:

$$\omega_{\text{II,III}} = \omega_{\text{II}} \cdot q_{\text{III}} + \omega_{\text{III}} \cdot q_{\text{II}} + \omega_{\text{II}}^* \cdot q_{\text{пр.III}} + \omega_{\text{III}}^* \cdot q_{\text{пр.II}} , \quad (127)$$

где $q_{\text{пр.}}$ - вероятность преднамеренного отключения цепочки определяемая по формуле:

$$q_{\text{пр.}} = \frac{\omega \cdot t_B}{T_z} \quad (128)$$

ω^* находим по формуле:

$$\omega^* = \omega_c - \omega_{\text{пр.наиб.}} \quad (129)$$

Средняя вероятность состояния отказа системы или коэффициент простоя системы определяется по формуле:

$$q_c = K_{\text{ПС}} = q_1 \cdot q_2 + K_{\text{пр.1}} \cdot \lambda_{\text{пр.1}} \cdot q_2 + K_{\text{пр.2}} \cdot \lambda_{\text{пр.2}} \cdot q_1 , \quad (130)$$

где $K_{\text{пр.i}}$ - коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента или аварийного отключения другого, который определяется по выражению:

$$K_{\text{пр.i}} = 1 - e^{-\frac{t_{\text{пр.i}}}{t_{\text{ВЭКВ}}}} \quad (131)$$

Определяем вероятность отказа системы с учетом АВР. Учет АВР осуществляем по формуле полной вероятности, при этом вероятность отказа системы равна:

$$q_{c.ABP} = q(S / A_1 A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + q(S / A_1' A_2) \cdot q(A_1') \cdot p(A_2) + q(S / A_1 A_2') \cdot p(A_1) \cdot q(A_2') + q(S / A_1' A_2') \cdot q(A_1') \cdot q(A_2'), \quad (132)$$

где $q(S / A_1 A_2)$ - условная вероятность отказа, при условии отсутствия отказа поврежденного элемента и отсутствия отказа во включении резервного элемента;

$q(S / A_1' A_2)$ - условная вероятность отказа, при условии не успешного отключения поврежденного элемента и отсутствия отказа во включении резервного элемента;

$q(S / A_1 A_2')$ - условная вероятность отказа, при условии успешного автоматического отключения поврежденного элемента и отказа при включении резервного;

$q(S / A_1' A_2')$ - условная вероятность отказа, при условии неуспешного автоматического отключения поврежденного элемента и не успешного автоматического включения резервного элемента;

$p(A_1)$ - вероятность того, что не произошел отказ в автоматическом отключении поврежденного элемента;

$p(A_2)$ - вероятность того, что не произошел отказ в автоматическом включении резервного элемента;

$q(A_1')$ - вероятность того, что произошел отказ при автоматическом отключении поврежденного элемента;

$q(A_2')$ - вероятность того, что произойдет отказ в автоматическом включении резервного элемента.

Среднее время безотказной работы системы находится по формуле:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c} . \quad (133)$$

Расчетное время безотказной работы системы определяем по формуле:

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{\omega_c} . \quad (134)$$

Среднее время восстановления системы найдем из формулы:

$$t_{BC} = \frac{q_c}{\omega_c} . \quad (135)$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии определяется по выражению, кВт·ч:

$$W_{нед.} = P_{деф.} \cdot q_c \cdot 5000. \quad (136)$$

Ограничения мощности определяется по выражению, кВт:

$$P_{нед.} = P_p \cdot q_c. \quad (137)$$

Ущерб от недоотпуска электроэнергии за год определяется по выражению, руб.:

$$Y = C \cdot W_{нед.} \cdot 8760, \quad (138)$$

где C – стоимость электроэнергии, отпускаемой потребителям, равная 2,06 руб/кВт·ч.

Произведем расчеты надежности для существующей и проектируемой систем электроснабжения по приведенному выше алгоритму.

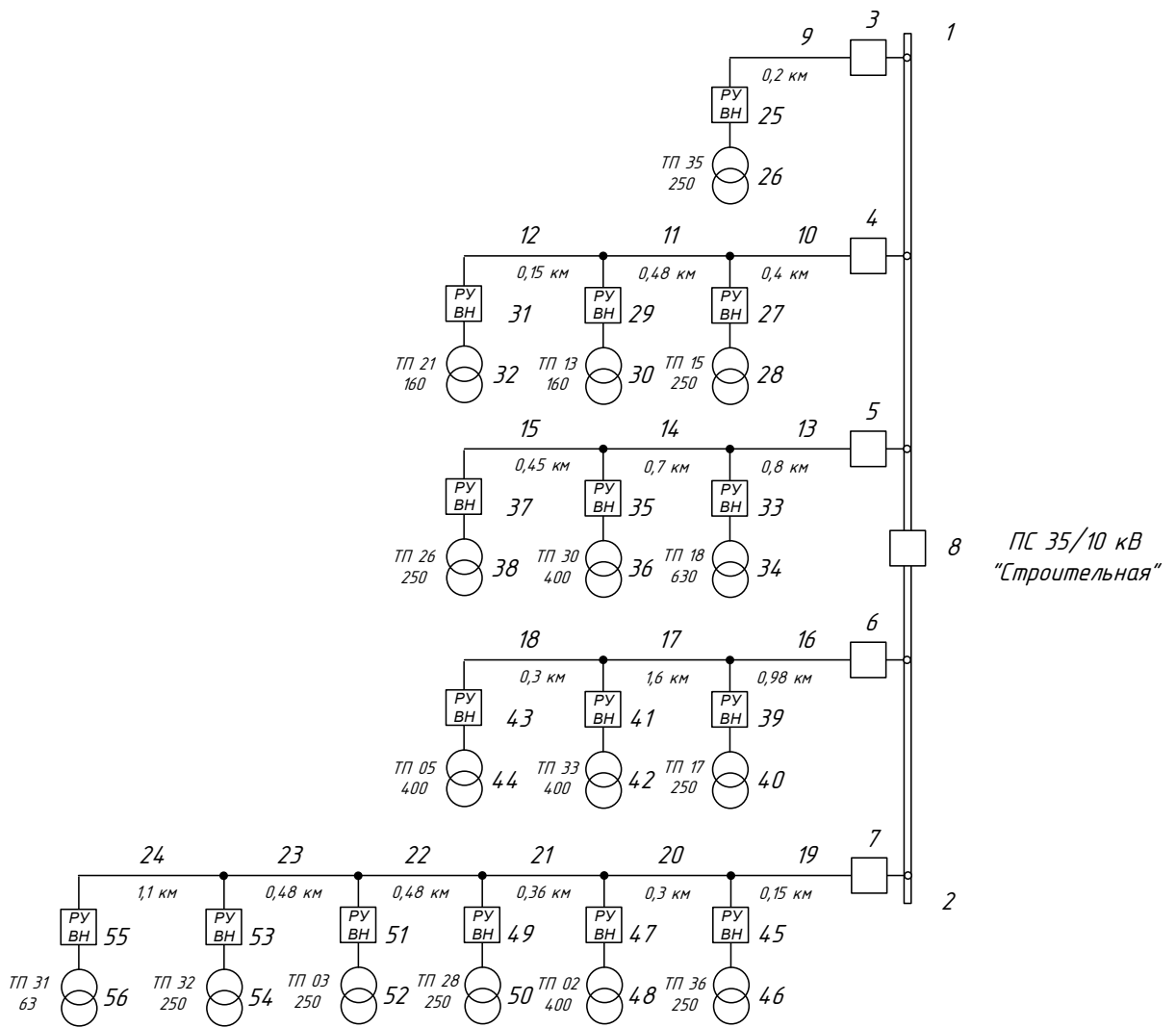


Рисунок 12 – Схема существующей сети

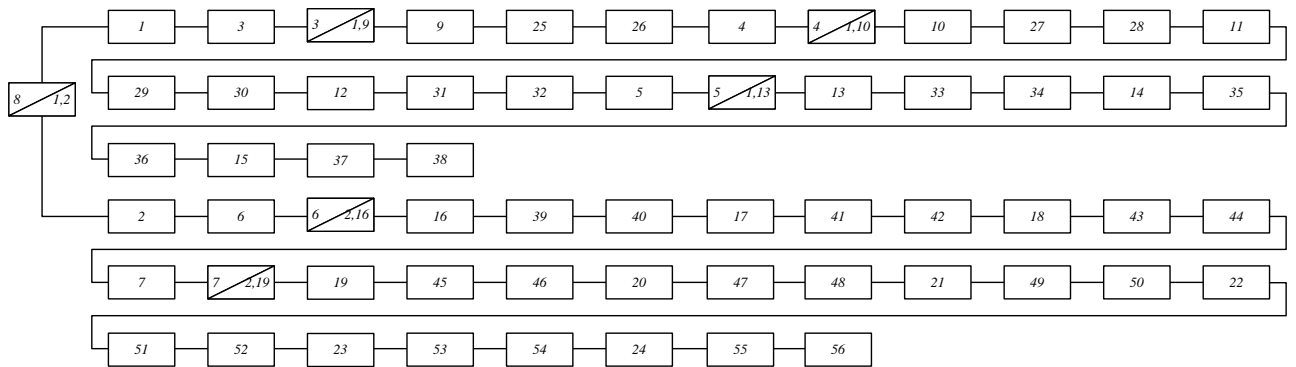


Рисунок 13 - Схема замещения существующей сети с точки зрения надёжности

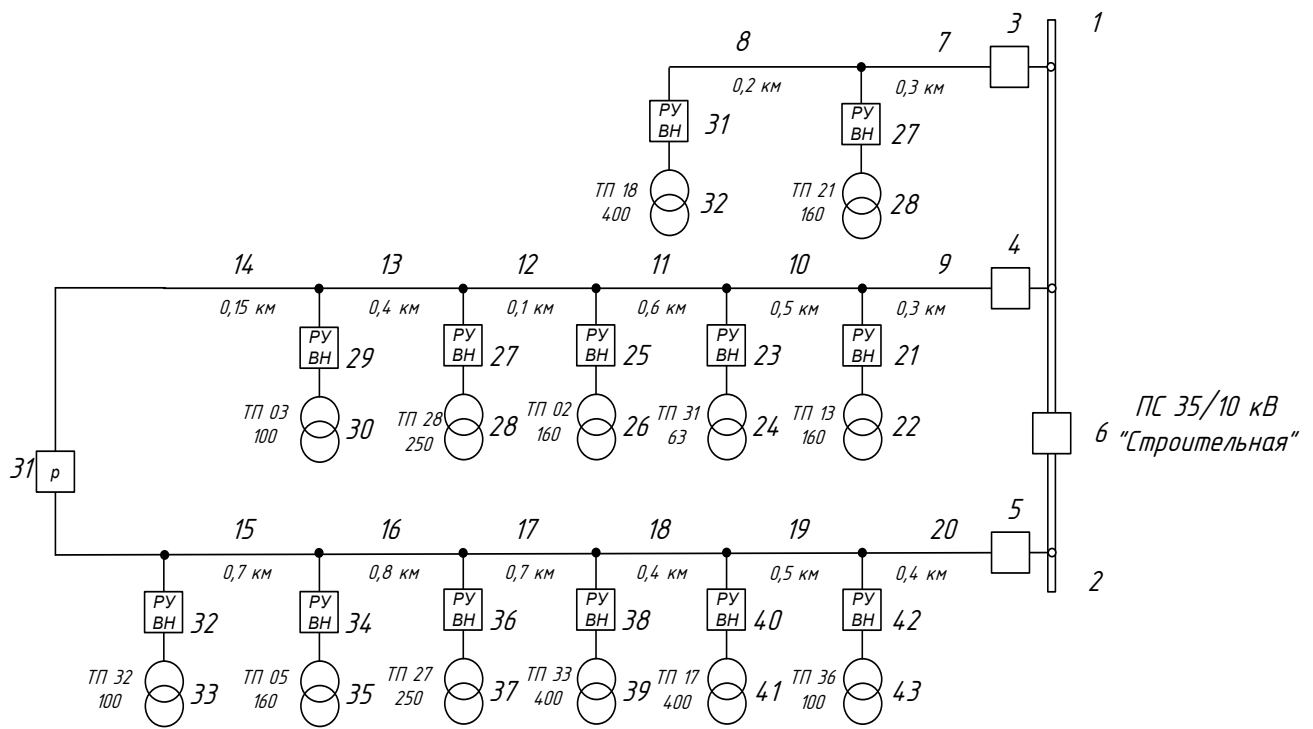


Рисунок 14 – Схема проектируемой сети

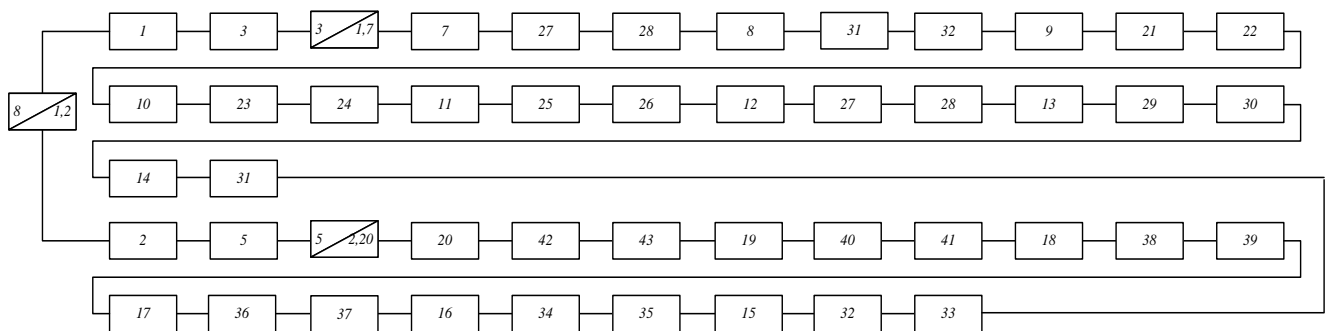


Рисунок 15 - Схема замещения проектируемой сети с точки зрения надёжности

Расчёты произведены при помощи вычислительной программы MathCad и сведены в приложение А. Результаты расчёта обобщены и показаны в таблице.

Таблица 49 – Сравнение показателей надёжности

Показатели	Надёжность существующей сети	Надёжность проектируемой сети
1	2	3
Вероятность отказа системы без учёта АВР	0,01351	0,0002

Продолжение таблицы 45

1	2	3
Вероятность отказа системы с учётом АВР	0,0058	0,0018
Коэффициент вынужденного простоя системы	0,0058	0,0018
Коэффициент готовности системы	0,994	0,998
Время восстановления, ч	0,2	0,1
Расчётное время безотказной работы, лет	3	8,6
Среднее время безотказной работы, лет	28,4	82
Недоотпуск ЭЭ, кВт*ч в год	45356	14076
Ограничения мощности, кВт	9,07	2,8
Ущерб от недоотпуска за год, руб	93433	28997

Анализируя результаты расчета надежности схем, видно, что такие показатели надёжности как среднее и расчетное время безотказной работы, объём недоотпущенной энергии, ограничение по мощности и удельный ущерб у проектируемой схемы лучше, чем у существующей, несмотря на то, что время восстановления существующей системы ниже, чем проектируемой. Поэтому делаем вывод о том, что проектируемая сеть электроснабжения надёжнее, чем существующая.

Заземление электроустановок осуществляется преднамеренным электрическим соединением с заземляющим устройством, которое представляет собой совокупность заземлителя и заземляющих проводников. Заземлитель – проводник или совокупность металлических соединенных между собой проводников, находящихся в соприкосновении с землей. Заземляющим проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части заземлителя.

Сопротивление, которое оказывают току заземлитель и грунт, называется сопротивлением растеканию. В практике сопротивлению растекания соответствует термин «сопротивление заземлителя». Сопротивление заземлителя определяется отношением напряжения на заземлителе относительно точки нулевого потенциала к току, стекающему с заземлителя в землю.

Удельное сопротивление грунта зависит от его характера, температуры, содержания в нем влаги и электролитов. Геофизические изыскания верхних слоев земли показали, что электрическая структура грунта в большинстве случаев имеет вид выраженных слоев с различным сопротивлением и практически с горизонтальными границами. В горизонтальном направлении удельное сопротивление обычно изменяется незначительно. В верхнем слое до глубины примерно 3 м наблюдаются заметные сезонные изменения удельного сопротивления, вызываемые изменениями температуры, количества и интенсивности выпадающих осадков и другими факторами. Наибольшее сопротивление имеет место в зимнее время при промерзании грунта и в летнее время при его высыхании. Измерение удельного сопротивления грунта обязательно, чтобы не тратить лишние средства на сооружение заземлений и чтобы не пришлось после сооружения установки осуществлять дополнительные мероприятия по

расширению заземляющих устройств. Для получения достоверных результатов измерение удельного сопротивления следует производить для всех сезонов года. Чаще они проводятся в теплое время года, а увеличение сопротивления при высыхании или промерзании грунта учитывается повышающими коэффициентами.

Искусственные заземлители обычно выполняются из стальных вертикальных электродов (труб, уголков, стержней) с расположением верхнего конца у поверхности земли или ниже уровня земли на 0,5 – 0,7 м. При этом способе сопротивление заземления относительно стабильно из-за малости изменения влажности и температуры грунта.

При выборе размеров вертикальных электродов исходят из обеспечения требуемого сопротивления заземлителя при наименьшем расходе металла, механической устойчивости электрода при погружении в грунт, устойчивости к коррозии электродов, расположенных в грунте.

Устойчивость к коррозии электрода в земле в основном определяется его толщиной и площадью поверхности на единицу его длины. Для этих условий наиболее оптимальными являются круглые стержни, имеющие при равных сечениях наибольшую толщину и наименьшую поверхность. Сопротивление растеканию электрода определяется в основном его длиной и мало зависит от поперечных размеров электрода. Рекомендуются принимать длину вертикальных стержневых электродов 2 – 5 м, а электродов из стального уголка 2,5 – 3 м. Применение электродов большей длины целесообразно при высоком сопротивлении грунта и малой площади, отводимой под устройство заземлителя.

Погруженные в грунт вертикальные электроды соединяют стальными полосами или круглой сталью на глубине 0,5 – 0,7 м, приваренными к верхним концам вертикальных электродов. Обычно заземлитель состоит из нескольких параллельно соединенных электродов, расположенных на относительно небольших расстояниях друг от друга.

Сложный заземлитель выполняется в виде замкнутого контура с вертикальными электродами и сеткой продольных и поперечных заземляющих проводников. Метод расчета допускает замену сложного заземлителя с примерно регулярным размещением электродов квадратной расчетной моделью при условии равенства площадей размещения заземлителя S_1 , общей длины L_T горизонтальных полос и глубины их заложения t , числа n и длины l_v вертикальных заземлителей.

Расчёт заземления подстанции

Определение площади используемой под заземлитель (m^2). Для того чтобы исключить возможность прикосновения человека находящегося за пределами подстанции к силовому оборудованию дополнительно вынесем сетку заземлителя на 1,5 метра:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (139)$$

где A - ширина территории подстанции (36 м);

B - длина территории подстанции (45 м).

$$S = (36 + 2 \cdot 1,5) \cdot (45 + 2 \cdot 1,5) = 1870 \text{ м}^2.$$

Проверка сечения горизонтальных проводников по условиям механической прочности:

$$F_{M.П} = \pi \cdot R^2, \quad (140)$$

где R - радиус провода, принимаем равным 6 мм².

$$F_{M.П} = 3,14 \cdot 6^2 = 113 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения проводников по условиям термической стойкости:

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{(I_K^{(1)})^2 \cdot t_{P.3}}{400 \cdot \beta}}, \quad (141)$$

где $I_K^{(1)}$ - ток короткого однофазного замыкания (А);

$t_{p.з}$ - время протекания тока КЗ, равное суммарному времени срабатывания релейной защиты, и полного времени отключения выключателя (с);

β - коэффициент термической стойкости (для стали $\beta=21$).

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{4396^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 21,5 \text{ мм}^2.$$

Выбранное сечение проверяется по условию коррозионной стойкости:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d_{ПП} + S_{CP}), \quad (142)$$

где S_{CP} - средняя глубина коррозии (мм).

Средняя глубина коррозии определяется по формуле:

$$S_{CP} = a_K \cdot \ln^3 T + b_K \cdot \ln^2 T + c_K \cdot \ln T + d_K, \quad (143)$$

где T - расчетный срок службы заземлителя (240 мес.);

a_K, b_K, c_K, d_K - коэффициенты, зависящие от грунта.

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 7,11 \cdot (12 + 7,11) = 427 \text{ мм}^2.$$

Определим фактическое сечение прутка:

$$F_{\Phi} = F_{КОР} + F_{T.C}. \quad (144)$$

$$F_{\Phi} = 427 + 21,5 = 448,5 \text{ мм}^2.$$

Из расчетов видно, что фактическое сечение больше сечения определенного по механической прочности. Значит необходимо уточнить радиус прутка:

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{F_{\phi}}{\pi}}, \quad (145)$$

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{448,5}{3,14}} = 11,9 \text{ мм.}$$

Фактический радиус принимаем равным 12 мм.

По ниже приведенной формуле произведем расчет общей длины полос заземлителя (м):

$$L_{\Gamma} = \frac{(A+2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} \cdot (B+2 \cdot 1,5) + \frac{(B+2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} \cdot (A+2 \cdot 1,5). \quad (146)$$

где $l_{\Pi-\Pi}$ - расстояние между полосами, принимаем равным 6 м.

$$L_{\Gamma} = \frac{(36+2 \cdot 1,5)}{6} \cdot (45+2 \cdot 1,5) + \frac{(45+2 \cdot 1,5)}{6} \cdot (36+2 \cdot 1,5) = 624 \text{ м.}$$

Определим число горизонтальных полос на стороне A :

$$\frac{(A+2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} = \frac{(36+2 \cdot 1,5)}{6} = 7.$$

Определим число горизонтальных полос на стороне B :

$$\frac{(B+2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} = \frac{(45+2 \cdot 1,5)}{6} = 8.$$

Определяем длину горизонтальных полос (м), при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} . При этом количество ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1. \quad (147)$$

$$m = \frac{624}{2 \cdot \sqrt{1870}} - 1 = 6 \text{ м.}$$

Определяем длину стороны ячейки (м):

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{S}}{m}. \quad (148)$$

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{1870}}{6} = 6,97 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1). \quad (149)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{1870} \cdot (6+1) = 624 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (150)$$

где a - расстояние между вертикальными электродами (м);

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{1870}}{12} = 28,83.$$

Принимаем количество вертикальных электродов равным 29.

Рассчитаем импульсное сопротивление заземлителя подстанции с учетом двухслойной модели грунта.

Грунты в тех местах, где расположена подстанция: песчанно-глинистые и щербисто-древесные.

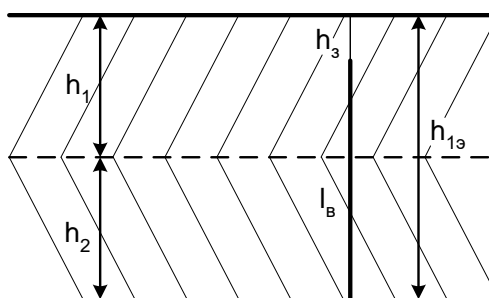


Рисунок 16 – Двухслойная модель грунта

Определяем эквивалентное сопротивление первого слоя (Ом*м):

$$\rho_{1Э} = \frac{h_{1Э}}{\sum_1^h \frac{h_i}{\rho_i}}, \quad (151)$$

где $h_{1Э} = l_B + h_3$ - граница разделения слоев двухслойной модели (м);

h_3 - глубина заложения электрода (0,5...0,7 м);

$$\rho_{1Э} = \frac{5+0,7}{\frac{1,3}{80} + \frac{2,7}{270}} = 214,12 \text{ Ом*м.}$$

Толщина второго слоя эквивалентной двухслойной модели (м) определяется расчетной глубиной:

$$H_{РАСЧ} = (1,3 \div 1,4) \cdot l_B \quad (152)$$

$$H_{РАСЧ} = 1,4 \cdot 5 = 7 \text{ м.}$$

Эквивалентное сопротивление второго слоя (Ом*м):

$$\rho_{2Э} = \frac{H_{РАСЧ} - h_{1Э}}{\sum_1^h \frac{h_i}{\rho_i}}, \quad (153)$$

Эта формула используется при увеличении удельного сопротивления по глубине:

$$\rho_{2Э} = \frac{7-5,7}{\frac{1,3}{80} + \frac{2,7}{270}} = 48,8 \text{ Ом*м.}$$

Для определения эквивалентного удельного сопротивления двухслойного грунта необходимо вычислить:

$$\frac{h_{1Э} - h_3}{l_B} = \frac{5,7-0,7}{5} = 1; \quad (154)$$

$$\frac{\rho_{1Э}}{\rho_{2Э}} = \frac{214,12}{48,8} = 4,38.$$

Из результата расчета данных отношений определяем:

$$\frac{\rho_{ЭKB}}{\rho_{2Э}} = 3, \quad (155)$$

откуда

$$\rho_{ЭKB} = 146,4 \text{ Ом*м.}$$

Определим стационарное сопротивление одного вертикального электрода (Ом):

$$R_{ЭВ} = \frac{\rho_{ЭKB}}{2 \cdot \pi \cdot l_B} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)}\right), \quad (156)$$

$$R_{ЭВ} = \frac{146,4}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot 5 \cdot (2 \cdot 0,7 + 5)}{0,024 \cdot (4 \cdot 0,7 + 5)}\right) = 35,2 \text{ Ом.}$$

Аналогичная величина для горизонтального электрода:

$$R_{ЭГ} = \frac{\rho_{ЭKB}}{2 \cdot l_G} \cdot \ln\left(\frac{1,5 \cdot l_G}{\sqrt{b \cdot h_3}}\right), \quad (157)$$

где $b = 2 \cdot d$ ширина полосы полосового заземлителя (м).

$$R_{ЭГ} = \frac{146,4}{2 \cdot 43,5} \cdot \ln\left(\frac{1,5 \cdot 43,5}{\sqrt{2 \cdot 0,024 \cdot 0,7}}\right) = 9,8 \text{ Ом.}$$

Общее стационарное сопротивление заземлителя (Ом):

$$R_{СТ} = \frac{R_{ЭВ} \cdot R_{ЭГ}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{ЭГ} + n_G \cdot R_{ЭВ})}, \quad (158)$$

где η - коэффициент использования сложного заземлителя учитывающий ухудшение растекание тока молнии из-за взаимного экранирования (0,75).

$$R_{CT} = \frac{35,2 \cdot 9,8}{0,75 \cdot (29 \cdot 9,8 + 15 \cdot 35,2)} = 0,566 \text{ Ом.}$$

Импульсное сопротивление вертикальных электродов определяется:

$$R_{IB} = \alpha_{II} \cdot R_{ЭВ} \quad (159)$$

где α_{II} - импульсный коэффициент (для одного вертикального электрода 1).

Сложный заземлитель, состоящий из n однотипных элементов (Ом):

$$R_{II} = \frac{R_0}{n \cdot \eta} \quad (160)$$

где R_0 - сопротивление единичного заземлителя (вертикального или горизонтального);

$$R_{IB} = \frac{35,2 \cdot 1}{29 \cdot 0,75} = 1,618 \text{ Ом.}$$

Для горизонтального электрода импульсный коэффициент:

$$\alpha_{II} = 1 + \frac{L_0 \cdot l_{\Gamma}}{3 \cdot \tau_{\phi} \cdot R_{ЭГ}} \quad (161)$$

где τ_{ϕ} - длительность фронта тока молнии ($I_M = 60$ кА $\tau_{\phi} = 2$ мкс);

L_0 - индуктивность заземлителя на единицу длины (мкГн/м):

$$L_0 = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{l_{\Gamma}}{r} - 0,31 \right) \quad (162)$$

$$L_0 = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{43,5}{0,01} - 0,31 \right) = 1,61 \text{ мкГн/м};$$

$$\alpha_{II} = 1 + \frac{1,61 \cdot 43,5}{3 \cdot 2 \cdot 9,8} = 2,19;$$

$$R_{IIГ} = \frac{9,8 \cdot 2,19}{15 \cdot 0,75} = 1,908 \text{ Ом.}$$

Суммарное импульсное сопротивление заземлителя (Ом):

$$R_{II} = \frac{R_{IIГ} \cdot R_{IIВ}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{IIГ} + n_G \cdot R_{IIВ})} \quad (163)$$

$$R_{II} = \frac{1,908 \cdot 1,618}{0,75 \cdot (29 \cdot 1,908 + 15 \cdot 1,618)} = 0,517 \text{ Ом.}$$

Полученное значение R_{II} сравнивается с предельно допустимым сопротивлением 4 Ом, после чего делаем вывод о приемлемости данного вида заземления.

Расчет молниезащитных устройств

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молнией в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто применяют стержневые молниеотводы, тросовые используют в основном для защиты длинных и узких сооружений. Защитное действие молниеотвода в виде сетки, накладываемой на защищаемое сооружение, аналогично действию обычного молниеотвода.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии, поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические

сооружения. Благодаря этому защищаемое здание, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми, своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5% и выше, а типа Б — 95% и выше.

Здания и сооружения, относящиеся к I категории, подлежат обязательной молниезащите. Зона защиты должна обладать степенью надежности 99,5% и выше (зона А).

В зависимости от типа, количества и взаимного расположения молниеотводов зоны защиты могут иметь самые разнообразные геометрические формы. Оценка надежности молниезащиты на различных высотах производится проектировщиком, который в случае необходимости уточняет параметры молниезащитного устройства и решает вопрос о необходимости дальнейшего расчета.

На опорах подходящей линии устанавливаем молниеприемники длиной 5 м (общая длина молниеотвода равна 24 м) и на противоположной стороне подстанции устанавливаем отдельно-стоящий молниеотвод высотой 17 м.

Определим эффективную высоту и радиус основания конической зоны защиты молниеотвода (м) [14]:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h \quad (164)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (165)$$

где h - высота молниеотвода (м).

$$h_{\text{ЭФ1}} = h_{\text{ЭФ2}} = 0,85 \cdot 24 = 20,4 \text{ м};$$

$$h_{\text{ЭФ3}} = 0,85 \cdot 17 = 14,45 \text{ м};$$

$$r_{01} = r_{02} = (1,1 - 0,002 \cdot 24) \cdot 24 = 25,25 \text{ м.}$$

$$r_{03} = (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 = 18,12 \text{ м.}$$

Горизонтальные координаты точек боковой поверхности конуса на высоте защищаемого объекта (м):

$$r_i = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_i}{h_{\text{ЭФ}}} \right) \quad (166)$$

где h_i - высота защищаемого объекта (шинный портал 7 м).

$$r_{i1} = r_{i2} = 25,25 \cdot \left(1 - \frac{7}{20,4} \right) = 16,584 \text{ м.}$$

$$r_{i3} = 18,12 \cdot \left(1 - \frac{7}{14,45} \right) = 9,343 \text{ м.}$$

Расчет для молниеотводов одинаковой высоты:

Границы внутренней области защиты (м) определяется по формуле:

$$r_{Ci} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CF} - h_i}{h_i} \right) \quad (167)$$

где h_{CF}, r_{C0} - высота и половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты. Определяются по формулам:

$$h_{CF} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{M-M} - h) \quad (168)$$

$$r_{c0} = r_0 \quad (169)$$

Расчет для молниеотводов разной высоты:

Высота внутренней зоны защиты на уровне земли между совместно действующими молниеотводами разной высоты:

$$h_{CF} = \frac{h_{CF1} + h_{CF2}}{2} \quad (170)$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли между совместно действующими молниеотводами разной высоты:

$$r_{C0} = \frac{r_{01} + r_{02}}{2} \quad (171)$$

Рассчитаем участок между молниеотводами 1 и 2, расстояние между которыми равно 15,6 м.

$$h_{CF} = 20,4 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 24) \cdot (15,6 - 24) = 21,8 \text{ м.}$$

$$r_{ci} = 25,248 \cdot \left(\frac{21,8 - 7}{21,8} \right) = 17,174 \text{ м.}$$

Рассчитаем участок между молниеотводами 1 и 3, расстояние между которыми равно 51,8 м.

$$h_{CF1} = 20,4 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 24) \cdot (51,8 - 24) = 15,414 \text{ м.}$$

$$h_{CF2} = 14,45 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 17) \cdot (51,8 - 17) = 8,357 \text{ м.}$$

$$h_{CF} = \frac{15,368 + 8,357}{2} = 11,915 \text{ м.}$$

$$r_{C0} = \frac{25,248 + 18,122}{2} = 21,685 \text{ м.}$$

$$r_{ci} = 21,685 \cdot \left(\frac{11,915 - 7}{11,915} \right) = 8,945 \text{ м.}$$

Рассчитаем участок между молниеотводами 2 и 3, расстояние между которыми равно 52,4 м.

$$h_{CF1} = 20,4 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 24) \cdot (52,4 - 24) = 15,368 \text{ м.}$$

$$h_{CF2} = 14,45 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 17) \cdot (51,8 - 17) = 8,251 \text{ м.}$$

$$h_{CF} = \frac{15,368 + 8,251}{2} = 11,809 \text{ м.}$$

$$r_{C0} = \frac{25,248 + 18,122}{2} = 21,685 \text{ м.}$$

$$r_{ci} = 21,685 \cdot \left(\frac{11,809 - 7}{11,809} \right) = 8,831 \text{ м.}$$

Таким образом была рассчитана зона молниезащиты на уровне земли и на уровне защищаемого объекта.

14 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

В работе производится реконструкция сетей поселка Восточный Тындинского района. Электроснабжение данного села производится от подстанции 35/10 кВ Строительная. В связи с этим в данном разделе рассматриваются следующие наиболее важные аспекты, а именно: безопасное обслуживание подстанции 35/10 кВ Строительная, расчёт уровней шума, создаваемого трансформаторами на ТП, правила пожарной безопасности на подстанции 35/10 Строительная.

14.1 Безопасность проекта

В разделе безопасность рассматриваются вопросы безопасности эксплуатации подстанции 35/10 Строительная. Подстанция существующая, в работе реконструкции подстанции не производилось. Существующее распределительное устройство подстанции 35/10 Строительная - это электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии, содержащая электрические аппараты, шины и вспомогательные устройства. Распределительное устройство расположенное внутри здания называется закрытым. Распределительные устройства обеспечивает надежность работы электроустановки, что выполнено благодаря правильному выбору и расстановке электрооборудования, при правильном подборе типа и конструкции РУ [2].

Обслуживание распределительного устройства существующей подстанции 35/10 Строительная должно быть удобно и безопасно. Размещение оборудования в РУ обеспечивает хорошую обзореваемость, удобство ремонтных работ, полную безопасность при ремонтах и осмотрах. Для безопасности соблюдаются минимальные расстояния от токоведущих частей для различных элементов.

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния

выбираются и устанавливаются на подстанции 35/10 кВ Строительная таким образом, чтобы:

1) вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия, нагрев, электрическая дуга или иные сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т. п.) не могли причинить вред обслуживающему персоналу, а также привести к повреждению оборудования и возникновению короткого замыкания (КЗ) или замыканию на землю;

2) при нарушении нормальных условий работы электроустановки была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

3) при снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному техническому обслуживанию и ремонту без нарушения нормальной работы соседних цепей;

4) была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования.

При использовании на подстанции 35/10 строительная разъединителей и отделителей при их внутренней установке для отключения и включения токов холостого хода силовых трансформаторов, зарядных токов воздушных и кабельных линий электропередачи и систем шин выполняются следующие требования [2]:

1) разъединителями и отделителями напряжением 35 кВ при их внутренней установке со стандартными расстояниями между осями полюсов 2 м допускается отключать и включать токи холостого хода силовых (авто) трансформаторов при глухозаземленной нейтрали соответственно не более 4,2 , а также зарядные токи присоединений не более 1,5 А;

2) расстояния по горизонтали от колонок и концов горизонтально-поворотных (ГП) подвижных контактов в отключенном положении до заземленных и токоведущих частей соседних присоединений должны быть не меньше расстояний между осями полюсов;

3) разъединителями и отделителями 10 кВ при их внутренней установке допускается отключать и включать токи холостого хода силовых трансформаторов, зарядные токи воздушных и кабельных линий электропередачи, а также токи замыкания на землю, которые не превышают нормируемых значений;

4) у разъединителей и отделителей, установленных горизонтально, спуски прокладываются из гибкого полого провода во избежание переброски на них дуги, не допуская расположения, близкого к вертикальному. Угол между горизонталью и прямой, соединяющей точку подвеса спуска и линейный зажим полюса, не более 65° . Ошиновку из жестких шин выполнена так, чтобы шины подходили к разъединителям (отделителям) с подъемом или горизонтально;

5) для обеспечения безопасности персонала и защиты его от светового и теплового воздействия дуги над ручными приводами отделителей и разъединителей установлены козырьки или навесы из негорючего материала. Сооружение козырьков не требуется у разъединителей и отделителей напряжением 6 кВ, если отключаемый ток холостого хода не превышает 3 А, а отключаемый зарядный - 2 А;

7) приводы трехполюсных разъединителей 10 кВ при их внутренней установке, если они не отделены от разъединителей стеной или перекрытием, снабжены глухим щитом, расположенным между приводом и разъединителем;

Конструкции, на которых установлены электрооборудование, аппараты, токоведущие части и изоляторы, выдерживают нагрузки от их веса, тяжения, коммутационных операций, воздействия ветра, гололеда и КЗ, а также сейсмических воздействий.

Строительные конструкции, доступные для прикосновения персонала, не должны нагреваться от воздействия электрического тока выше 50°C ; недоступные для прикосновения - выше 70°C . Конструкции на нагрев могут

не проверяться, если по токоведущим частям проходит переменный ток 1000 А и менее.

Во всех цепях РУ предусмотрена установка разъединяющих устройств с видимым разрывом, обеспечивающих возможность отсоединения всех аппаратов (выключателей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т. д.) каждой цепи со всех ее сторон, откуда может быть подано напряжение.

Видимый разрыв может отсутствовать в комплектных распределительных устройствах заводского изготовления (в том числе с заполнением элегазом - КРУЭ) с выкатными элементами и/или при наличии надежного механического указателя гарантированного положения контактов.

Неизолированные токоведущие части во избежание случайных прикосновений к ним помещены в камеры или ограждены. Ограждение выполняется сплошным или сетчатым. Во многих конструкциях ЗРУ применяется смешанное ограждение - на сплошной части ограждения крепятся приводы выключателей и разъединителей, а сетчатая часть ограждения позволяет наблюдать за оборудованием. Высота такого ограждения не меньше 1,9 м, при этом сетки имеет отверстия размером не более 25 x 25 мм. Ограждения запираются на замок [2].

Неизолированные токоведущие части, расположенные над полом на высоте до 2,5 м в установках 3-10 кВ, ограждаются сетками, причем высота прохода под сеткой составляет не менее 1,9 м.

Осмотры оборудования производятся из коридора обслуживания, ширина которого составляет не меньше 1 м при одностороннем и 1,2 м при двустороннем расположении оборудования. Если в коридоре ЗРУ размещены приводы разъединителей и выключателей, то ширина такого коридора управления должна быть соответственно 1,5 и 2 м.

Распределительные устройства оборудованы оперативной блокировкой неправильных действий при переключениях в электрических установках (сокращенно - оперативной блокировкой), предназначенной для

предотвращения неправильных действий с разъединителями, заземляющими ножами, отделителями и короткозамыкателями.

Оперативная блокировка предназначена для того, чтобы исключать:

подачу напряжения разъединителем на участок электрической схемы, заземленной включенным заземлителем, а также на участок электрической схемы, отделенной от включенных заземлителей только выключателем;

включение заземлителя на участке схемы, не отделенном разъединителем от других участков, которые могут быть как под напряжением, так и без напряжения;

отключение и включение разъединителями токов нагрузки.

Оперативная блокировка обеспечивает в схеме с последовательным соединением разъединителя с отделителем включение ненагруженного трансформатора разъединителем, а отключение - отделителем.

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии допускается иметь только механическую блокировку с приводом разъединителя.

Распределительные устройства подстанции Строительная оборудованы стационарными заземлителями, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки.

В РУ 10 кВ стационарные заземлители размещены так, чтобы были не нужны переносные заземления и чтобы персонал, работающий на токоведущих частях любых участков присоединений и сборных шин, был защищен заземлителями со всех сторон, откуда может быть подано напряжение.

На случай отключения в процессе ремонта разъединителя с заземлителями или только заземлителя этого разъединителя предусмотрены заземлители у других разъединителей на данном участке схемы, расположенные со стороны возможной подачи напряжения. Последнее требование не относится к заземлителям со стороны линейных разъединителей (при отсутствии обходной системы шин или ремонтной

перемычки со стороны ВЛ), а также к заземлителям в цепи секционной связи КРУ.

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии имеется привод с дистанционным управлением для исключения травмирования персонала при ошибочном включении их и наличии на линии напряжения, в ячейках КРУЭ эти заземлители, кроме того, рекомендуется иметь быстродействующими [2].

14.2 Экологичность проекта

В соответствии с санитарными правилами «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» (СанПиН №2.2.1/2.1.1.1200-03 и «Санитарными нормами защиты населения от воздействия электрического поля» (СанПиН № 2971-84, 28.02.84, МЗ СССР) защита населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты напряжением 10кВ и 0,38 кВ не требуется.

В данном разделе необходимо рассмотреть такие вопросы как влияние шума от трансформаторов, а также расчет маслоприемника на ПС Строительная.

Расчет шума создаваемого от трансформаторов

Влияние шума на здоровье человека может быть различным – от простого раздражения до серьезных патологических заболеваний всех внутренних органов и систем. Прежде всего, страдает слух человека. Повышенный шумовой раздражитель также негативно влияет на нервную систему человека, сердечно-сосудистую систему, вызывает сильное раздражение. Повышенный шум может стать причиной бессонницы, быстрого утомления, агрессивности, влиять на репродуктивную функцию и способствовать серьезному расстройству психики. Зафиксированы функциональные изменения организма под влиянием шума: повышение кровяного давления, нарушение функции щитовидной железы и коры надпочечников, изменение активности мозга и центральной нервной системы.

Шум трансформаторов вызывается вибрацией активной части, а также вентиляторами системы охлаждения. Существенное влияние на шум трансформатора оказывают резонансные явления, возникающие в его отдельных элементах.

Вибрация активной части трансформатора обусловлена магнитострикционными и электромагнитными силами в магнитной системе и динамическими силами в обмотках. В трансформаторах преобладает магнитострикционная составляющая вибрации.

Проявление магнитных сил наиболее выражено в стыковых соединениях. В шихтованных магнитных системах магнитный поток вынужден перетекать из листа в лист в воздушном зазоре, образуемом за счет неплотной стыковки листов стали. При этом возникают поперечные силы, приводящие к изгибным колебаниям листов. Поскольку листы стали на участках, соседствующих с зазорами, перенасыщаются, здесь увеличиваются также и магнитострикционные силы.

Одним из источников шума трансформаторов является обмотка, проводники которой вибрируют под действием сил взаимного притяжения при протекании в них переменного тока в режиме нагрузки. Генерирующими звук поверхностями в данном случае являются торцевые части обмоток, прессующие кольца, ярмовые балки, детали крепления.

Уровни звуковой мощности трансформаторов пропорциональны их массогабаритным параметрам, хотя на практике эта зависимость может значительно меняться под действием разного рода конструктивно-технологических факторов. Уровень звуковой мощности трансформатора прямо пропорционален длине стержня магнитной системы и зависит от свойств электротехнической стали, распределения поперечных магнитных потоков в углах и над средним стержнем магнитной системы, а также от высших гармоник магнитострикции и магнитного потока на отдельных участках магнитной системы, что определяет известную приближенность расчета. При прочих равных условиях увеличение длины стержня вдвое

повышает уровень звука на 6 дБ. Резонанс магнитной системы может увеличить уровень звука трансформатора на 5 дБ.

Расчет шума создаваемого от трансформаторов приведем для реконструируемых ТП № 17 и ТП № 18.

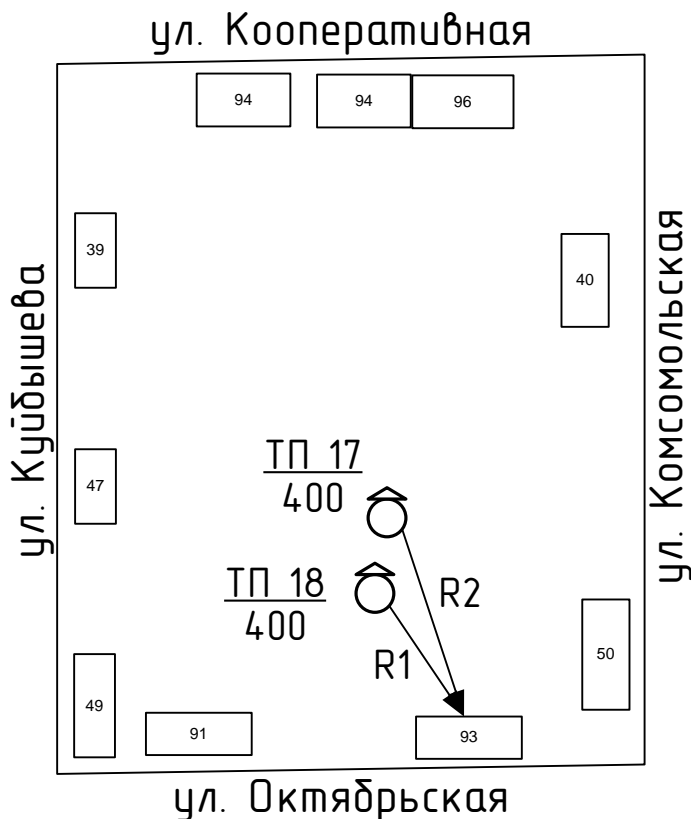


Рисунок 17 – Схема к расчёту шума, создаваемого ТП №17 и ТП №18 на территории жилой зоны

Для оценки шумового воздействия трансформаторной подстанции необходимо произвести расчет уровня звукового давления на территории, прилегающей к жилым застройкам.

Допустимый уровень шума на территории, прилегающей к жилой застройке, согласно СНиП 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» составляет:

$$L_{a_{\max}} = 55 \text{ дБА с } 7:00-23:00 \text{ часов;}$$

$$L_{a_{\max}} = 45 \text{ дБА с } 23:00-7:00 \text{ часов.}$$

Корректированный уровень звуковой мощности трансформатора мощностью 400кВА составляет $L_{TP} = 68$ дБА.

При оценке шума трансформатора в эксплуатации на его рабочем месте по ГОСТ 12.2.024-87 уровень звука на заданном расстоянии (R) от трансформатора определяют по формуле:

$$L_{A(R)} = L_{PA} - 10 \cdot \lg(S), \quad (172)$$

$$\text{где } S = 2 \cdot \pi \cdot R^2.$$

Определяется уровень звука в расчетной точке, создаваемый каждым источником шума:

$$L_{A1} = L_{PA} - 10 \cdot \lg(2 \cdot \pi \cdot R_1^2), \quad (173)$$

$$L_{A2} = L_{PA} - 10 \cdot \lg(2 \cdot \pi \cdot R_2^2), \quad (174)$$

$$L_{A1} = 68 - 10 \cdot \lg(2 \cdot \pi \cdot 37,44^2) = 29 \text{ дБА}$$

$$L_{A2} = 68 - 10 \cdot \lg(2 \cdot \pi \cdot 60,84^2) = 24 \text{ дБА}$$

Определяем суммарный уровень шума от двух ТП:

$$L_{A\Sigma} = 10 \cdot \log\left(\sum_{i=1}^n 10^{0,1 \cdot L_{Ai}}\right) \quad (175)$$

$$L_{A\Sigma} = 10 \cdot \log(10^{0,1 \cdot L_{A1}} + 10^{0,1 \cdot L_{A2}}) = 10 \cdot \log(10^{0,1 \cdot 28,55} + 10^{0,1 \cdot 24,33}) =$$

$$= 30 \text{ дБА}$$

Таким образом, шум, создаваемый ТП 10/0,4 кВ, будет ниже допустимого для территории, непосредственно прилегающей к жилой застройке. Поэтому специальных мероприятий по снижению шума не требуется.

14.3 Чрезвычайные ситуации

ЗРУ на подстанции должно отвечать требованиям пожарной безопасности. Строительные конструкции ЗРУ должны отвечать требованиям [26], а также правилам пожарной охраны (ППО).

Помещения ЗРУ должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком (при необходимости), асбестовыми или войлочными покрывалами и др. На подстанциях с постоянным персоналом, а также на электростанциях первичные средства пожаротушения в помещении ЗРУ размещаются у входов. При делении ЗРУ на секции, посты пожаротушения располагаются в тамбурах или на площадках у лестничных клеток. переносные огнетушители должны размещаться на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна позволять визуально определять тип огнетушителя и обеспечивать доступ к нему. На территории ОРУ первичные средства пожаротушения размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.), в помещениях должны устанавливаться специальные пожарные щиты (посты). На пожарных щитах должны размещаться только те первичные средства тушения пожара, которые могут применяться в данном помещении. Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, имеются на тропях обхода территории ОРУ. В местах установки на ОРУ передвижной пожарной техники (в соответствии с оперативным планом пожаротушения) обозначены и оборудованы места заземления. Стационарные средства пожаротушения, которыми оборудованы трансформаторы, маслоприемники и маслоотводы должны быть содержаться в исправном состоянии [5].

Проездные дороги по территории подстанций и к водоисточникам должны содержаться в исправном состоянии, а в зимнее время регулярно очищаться от снега.

Здание РУ сооружается из огнестойких материалов. При проектировании ЗРУ предусматриваются меры для ограничения распространения возникшей аварии. Для этого оборудование отдельных элементов РУ устанавливается в камерах - помещениях, ограниченных со всех сторон стенами, перекрытиями, ограждениями. Если часть ограждений сетчатая, то камера называется открытой. В таких камерах устанавливаются разъединители, безмасляные и маломасляные выключатели, и баковые выключатели с количеством масла до 25 кг. В современных ЗРУ баковые выключатели с большим количеством масла (более 60 кг) не применяются, так как для их установки надо предусматривать закрытые камеры с выходом наружу, что значительно усложняет строительную часть. При установке в ЗРУ масляных трансформаторов предусматриваются меры для сбора и отвода масла в маслосборную систему.

В ЗРУ предусматривается естественная вентиляция помещений трансформаторов и реакторов, а также аварийная вытяжная вентиляция коридоров обслуживания открытых камер с маслonaполненным оборудованием.

Уровень пожаробезопасности на объектах энергетики должен быть очень высок. Это связано с физикой процесса производства, передачи и распределения электроэнергии. В ряде случаев при возгорании не может быть применена вода, т.к. пожарный может попасть под напряжение, хотя она доступна в любых количествах и находится от места расположения рассматриваемой ПС в нескольких метрах (например река или другой естественный водоём).

В соответствии с [14] на ПС должны выполняться следующие правила:

- 1 Помещения закрытых распределительных устройств (ЗРУ) должны содержаться в чистоте.

- 2 Запрещается в помещениях и коридорах ЗРУ устраивать кладовые и другие подсобные сооружения, не относящиеся к распределительному устройству, а также хранить электротехническое оборудование, материалы,

запасные части, емкости с горючими жидкостями и баллоны с различными газами.

3 Для очистки электротехнического оборудования от грязи и отложений должны использоваться пожаробезопасные моющие составы и препараты.

В исключительных случаях при невозможности по техническим причинам использовать специальные моющие средства допускается применение горючих жидкостей (растворителей, бензина и др.) в количествах, не превышающих при разовом пользовании 1 л.

4 При использовании горючих жидкостей должна применяться только закрывающаяся тара из небьющегося материала.

5 Сварочные и другие огнеопасные работы в ЗРУ допускается проводить только на оборудовании, которое невозможно вынести, после выполнения необходимых противопожарных мероприятий.

6 Кабельные каналы ЗРУ и наземные кабельные лотки открытых распределительных устройств (ОРУ) должны быть постоянно закрыты несгораемыми плитами. Места подвода кабелей к ячейкам ЗРУ и к другим сооружениям должны иметь несгораемое уплотнение с огнестойкостью не менее 0,75 ч.

7 Наземные кабельные лотки ОРУ должны иметь огнестойкое уплотнение в местах прохода кабелей из кабельных сооружений в эти лотки, а также в местах разветвления на территории ОРУ. Несгораемые уплотнения должны выполняться в кабельных каналах в местах их прохода из одного помещения в другое, а также в местах разветвления канала и через каждые 50 м по длине.

Места уплотнения кабельных лотков и каналов должны быть обозначены нанесением на плиты красных полос. При необходимости делаются поясняющие надписи.

8 В кабельных лотках и каналах допускается применять пояса из песка или другого негорючего материала длиной не менее 0,3 м.

9 На территории ОРУ следует периодически скашивать и удалять траву. Запрещается выжигать сухую траву на территории объекта и прилегающих к ограждению площадках.

10 По [4], в отличие от старых правил запрещается на участках ОРУ иметь декоративный кустарник и ли низкорослые деревья лиственных пород.

11 На подстанциях с постоянным персоналом, а также на электростанциях первичные средства пожаротушения в помещении ЗРУ должны размещаться у входов. При делении ЗРУ на секции посты пожаротушения должны располагаться в тамбурах или на площадках у лестничных клеток.

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

12 На территории ОРУ первичные средства должны размещаться на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.).

Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, должны иметься на тропах обхода территории ОРУ.

13 В местах установки на ОРУ передвижной пожарной техники (в соответствии с оперативным планом пожаротушения) должны быть обозначены и оборудованы места заземления.

14 Компрессорные помещения должны содержаться в чистоте. Обтирочный материал должен храниться в специальных металлических закрывающихся ящиках вместимостью не более 0,5 м³.

Допускается непосредственно в помещении хранить суточный запас смазочного масла в закрытой небьющейся таре (металлической, пластиковой и т.п.).

15 Проездные дороги по территории подстанций и к водоисточникам должны содержаться в исправном состоянии, а в зимнее время регулярно очищаться от снега.

Действия оперативного персонала при тушении пожара на ПС Строительная

В соответствии с перечисленными выше правилами для каждой ПС разрабатывается схема расположения оборудования и средств пожаротушения. Для рассматриваемой ПС такая схема приводится на рисунке 19. Кроме этого, на основе этих правил разработан план действий оперативного персонала при пожаре на ПС. Он закрепляет следующую последовательность:

- 1 Сообщить диспетчеру о пожаре по радиостанции.
- 2 Отключить по очереди масляный выключатель 10 кВ (МВ-10) трансформатора 1 (Т-1), МВ-10 Т-2, МВ-35 Т-1, МВ-35 Т-2.
- 3 Отключить разъединители РТ-35 Т-1, РТ-35 Т-2
- 4 Отключить по очереди шинки управления (ШУ) МВ-35 Т-1, МВ-35 Т-2, МВ-10 Т-1, МВ-10 Т-2.
- 5 Отключить цепи РПН, обдува Т-1, Т-2.
- 6 Отключить шинные разъединители (ШР) ШР-10 МВ-10 Т-1, ШР-10 МВ-10 Т-2.
- 7 Включить заземляющие ножи (ЗН) ЗН-10 Т-1, ЗН-10 Т-2, ЗН-35 на РТ-35 Т-1 в Т-1, ЗН-35 на РТ-35 Т-2 в Т-2.
- 8 Организовать встречу пожарной команды.
- 9 Подготовить защитные средства для пожарной команды (перчатки, боты, переносное заземление).
- 10 Приступить к локализации пожара первичными средствами пожаротушения (огнетушители, песок).
- 11 По прибытию пожарных доложить обстановку командиру подразделения.
- 12 Провести инструктаж личному составу подразделения.
- 13 Оформить допуск на тушение пожара.

15 ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ, ТЕЛЕМЕХАНИКА И СРЕДСТВА СВЯЗИ

Задачами оперативного диспетчерского управления электрооборудованием являются:

- разработка и ведение требуемого режима работы;
- производство переключений пусков и остановов;
- локализация аварий и восстановления режимов работы;
- планирование и подготовка схем и оборудования к производству ремонтных работ в электроустановках;
- выполнение требований по качеству электроэнергии;
- обеспечение экономичности работы электрооборудования и рационального использования энергоресурсов при соблюдении режимов потребления;
- предотвращение и ликвидация аварий и отказов при производстве, преобразовании, передаче, распределении и потреблении электрической энергии.

Организация диспетчерского управления у потребителей должна осуществляться в соответствии с требованиями действующих правил. Оперативное управление должно быть реализовано по иерархической структуре, предусматривающей распределение функций оперативного контроля и управления между уровнями. Для каждого оперативного уровня должны быть установлены две категории управления оборудованием и сооружениями – оперативное управление и оперативное ведение.

В оперативном управлении должны находиться оборудование, линии электропередачи, токопроводы, устройства релейной защиты, аппаратура системы противоаварийной и режимной автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, операции с которыми требуют координации действий подчинённого оперативного персонала и согласованных изменений режимов на нескольких объектах.

В оперативном ведении должны находиться оборудование, линии электропередачи, токопроводы, устройства релейной защиты, аппаратура системы противоаварийной и режимной автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, операции с которыми не требуют координации действий персонала разных энергетических объектов, но состояние и режим работы которых влияет на режим работы и надёжность электрических сетей, а также на настройку устройств противоаварийной автоматики.

Оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах (Единой энергетической системе России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах) осуществляется посредством централизованного круглосуточного и непрерывного управления взаимосвязанными технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, образующими в совокупности электроэнергетические режимы соответствующих энергосистем (далее - управление электроэнергетическим режимом энергосистемы).

Управление электроэнергетическим режимом энергосистемы может осуществляться одним субъектом оперативно-диспетчерского управления или несколькими субъектами оперативно-диспетчерского управления, находящимися в соподчинении, то есть являющимися вышестоящими и нижестоящими по отношению друг к другу.

В перечень объектов диспетчеризации включаются объекты, находящиеся в диспетчерском управлении, и объекты, находящиеся в диспетчерском ведении.

Телемеханика – это комплекс оборудования и программного обеспечения, которые обеспечивают возможность приёма и передачи информации, сигналов от различных объектов, а также позволяют управлять оборудованием данных объектов. Телемеханика электроэнергетических объектов, по сути, являющаяся автоматизированной системой управления

технологическим процессом (АСУ ТП), включает в себя несколько отдельных систем:

- системы автоматического управления (САУ);
- средства диспетчерского и технологического управления (СДТУ);
- программное обеспечение, служащее для сбора, обработки, хранения и анализа различной информации относительно работы электрического оборудования (SCADA);
- автоматизированная система коммерческого учёта электроэнергии (АСКУЭ);
- пульты управления, панели с переключающими устройствами, контрольно-измерительными приборами.

Рассмотрим более подробно SCADA системы. Согласно традиционной структуре аппаратных средств АСУ ТП SCADA системы в иерархии программного обеспечения систем промышленной автоматизации находятся на уровнях 2 и 3.

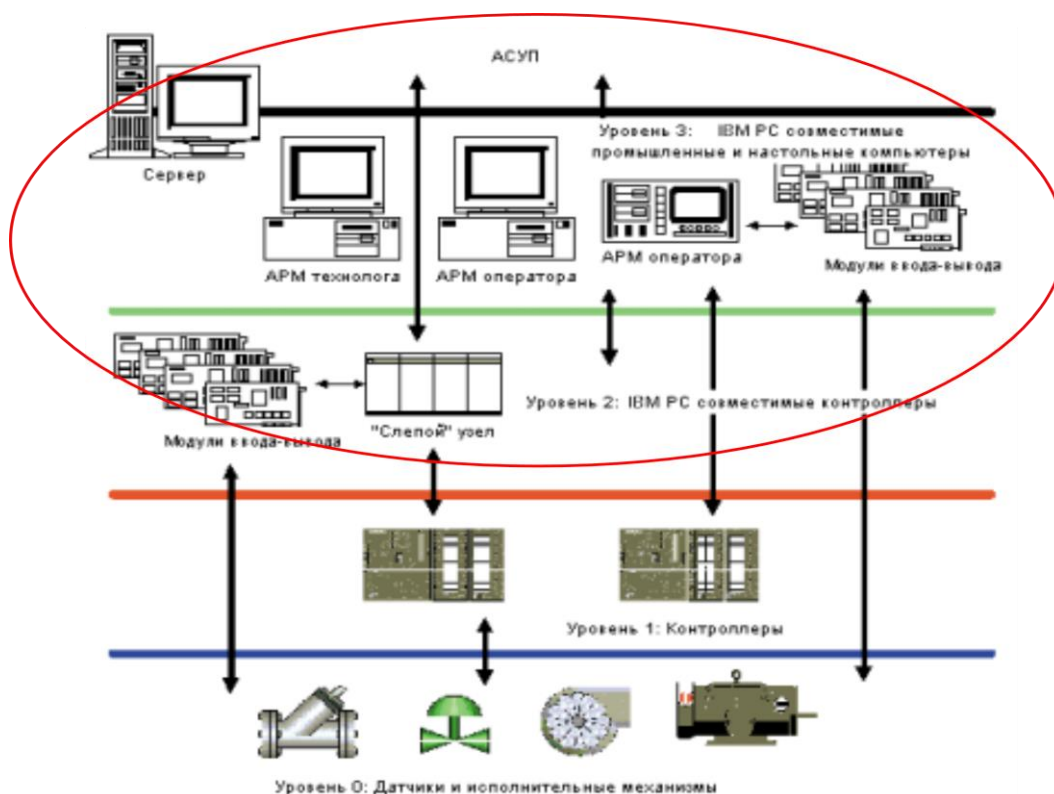


Рисунок 18 – Структура аппаратных средств АСУ ТП

Основные функции SCADA-системы:

1. Прием информации о контролируемых технологических параметрах от контроллеров нижних уровней и датчиков.
2. Сохранение принятой информации в архивах.
3. Вторичная обработка принятой информации.
4. Графическое представление хода технологического процесса, а также принятой и архивной информации в удобной для восприятия форме.
5. Прием команд оператора и передача их в адрес контроллеров нижних уровней и исполнительных механизмов.
6. Оповещение эксплуатационного и обслуживающего персонала об обнаруженных аварийных событиях, связанных с контролируемым технологическим процессом и функционированием программно-аппаратных средств АСУ ТП с регистрацией действий персонала в аварийных ситуациях.
7. Формирование сводок и других отчетных документов на основе архивной информации.
8. Обмен информацией с автоматизированной системой управления предприятием.
9. Непосредственное автоматическое управление технологическим процессом в соответствии с заданными алгоритмами.

Регистрация событий, связанных с контролируемым технологическим процессом и действиями персонала, ответственного за эксплуатацию и обслуживание системы

Современные SCADA-системы имеют схожие возможности и принципы функционирования, которые позволяют решить типовые задачи, такие как: диспетчерский мониторинг и сбор данных о протекании технологического процесса, управление при наличии четких алгоритмов и полной формализованной модели объекта управления. Однако, в случае, когда объектом мониторинга и управления является сложная динамическая многопараметрическая система, средств, предоставляемых традиционными SCADA-системами, становится недостаточно.

Необходимость в дальнейшем развитии SCADA-систем при

управлении сложными техническими объектами и процессами обуславливается непрерывным возрастанием сложности управляемых объектов и процессов с одновременным сокращением времени, отводимого лицам оперативно-диспетчерского персонала на анализ проблемной ситуации, идентификацию возникшего отклонения от нормального (штатного) режима функционирования объекта, поиск возможных корректирующих решений по воздействию на объект, прогнозирование ситуаций, оценку последствий принимаемых решений и, наконец, выдачу команд на отработку необходимых управляющих воздействий.

Этот процесс требует много времени и высокой квалификации для того, чтобы точно и объективно оценить обстановку. При таком большом объеме информации, одновременно обрушивающейся на оператора, могут возникать ошибки. Анализ мирового опыта показывает, что при совершенствовании технологических процессов и автоматизации процесса принятия решений наиболее перспективным является использование информационных систем, основанных на знаниях, формализуемых в рамках технологии искусственного интеллекта и опыте высококвалифицированных специалистов, накапливаемом в базах знаний экспертных систем.

Концепция систем поддержки принятия исполнения решений. Актуальной задачей при построении автоматизированных систем реального времени является перенос функций диспетчера по анализу данных, прогнозированию ситуаций и принятию соответствующих решений на компоненты интеллектуальных систем поддержки принятия и исполнения решений (СППИР). Концепция систем поддержки принятия и исполнения решений включает целый ряд средств, объединенных общей целью - способствовать принятию и реализации рациональных и эффективных управленческих решений. СППИР - это диалоговая автоматизированная система, выступающая в качестве интеллектуального посредника, поддерживающего естественно-языковой интерфейс пользователя со SCADA-системой, использующая правила принятия решений и

соответствующие модели с базами знаний. Она организует удобный диалог SCADA-системы с пользователем, “ведет” его по этапам анализа информации, распознавания и прогнозирования ситуаций, анализирует параметры технологического процесса, помогает выбрать наилучшие решения в зависимости от возникшей ситуации, реализует их путем выдачи управляющих воздействий, корректируя тем самым ход технологического процесса и оптимизируя его параметры по заданному критерию.

Основными структурными составляющими СППИР являются база знаний и механизм логического вывода. База знаний предназначена для хранения совокупности фактов, закономерностей, отношений (знаний), описывающих проблемную область, и правил, описывающих целесообразные формы структурирования, формализации и преобразования знаний в этой области.

Механизм логического вывода представляет собой совокупность способов применения правил вывода. Используя текущие или промежуточные исходные данные (факты) и знания из базы знаний, формирует последовательность правил, которые, будучи применены к исходным данным (фактам), полученным от SCADA-системы в результате контроля состояния технологического процесса, приводят к решению конкретной задачи диагностики, прогнозирования и регулирования параметров технологического процесса.

Гибкая открытая структура СППИР позволяет расширять функциональные возможности системы и круг задач, решаемых в процессе ее эксплуатации, а также постоянно повышает точность анализа, прогнозирования, планирования, организации, координации и контроля принимаемых решений за счет использования накапливаемого в базе знаний опыта.

Наличие достаточно полных моделей знаний в конкретной предметной области и постоянный контроль тенденции изменения параметров объекта управления обеспечивает диагностику и прогноз его поведения с высокой

степенью достоверности и заданной точности. Существенным отличием предлагаемого подхода является то, что СППИР содержит универсальные программные средства, способные перенастраивать систему на другие объекты управления без изменения ядра программ.

Предлагаемая авторами концепция предполагает не просто создание обособленной экспертной системы обработки данных протекания технологического процесса, а интеграцию интеллектуальной СППИР с АСУ ТП на базе SCADA-системы Trace Mode, что существенно расширяет ее возможности, позволяет получить новый эффект от ее использования и удовлетворить возрастающие запросы разработчиков систем управления.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В поселке Восточный Тындинского района Амурской области планируется значительное увеличение нагрузки за счёт подключения новых потребителей и роста нагрузки у существующих потребителей. В данной работе произведена реконструкция сети 10 кВ поселка Восточный. Для этого были разработаны два варианта сети электроснабжения 10 кВ и по результатам технико-экономического сравнения был выбран оптимальный вариант конфигурации сети номер 1. Схема была выбрана с учётом оптимальной конфигурации и с учётом наименьших затрат. Для выбранного варианта сети был произведён расчёт токов короткого замыкания в сети 10 и 0,4 кВ. Было выбрано и проверено оборудование реконструируемой сети на действие токов короткого замыкания.

В ходе проектирования выбрано современное оборудование. Рассчитана микропроцессорная релейная защита питающих кабельных линий. Объем релейной защиты и автоматики выбран в соответствии с требованиями ПУЭ. На основании расчета нагрузок выбраны питающие и распределительные линии на напряжения 10 и 0,4 кВ.

В работе были решены следующие задачи:

1. Разработана схемы электроснабжения поселка Восточный района.
2. Произведён расчёт электрических нагрузок потребителей села.
3. Произведён выбор и проверка элементов сети электроснабжения села.
4. Произведён расчёт токов короткого замыкания.
5. Выполнен расчёт молниезащиты и заземления подстанции 35/10 кВ Строительная

В результате был выбран оптимальный вариант с точки зрения надёжности электроснабжения вариант конфигурации сети 10 кВ в поселке Восточный Тындинского района.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С/ Ананичева. – Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2008. - 55 с.
- 2 Варфоломеев, Л.П. Элементарная светотехника / Л.П. Варфоломеев - Москва: ООО ТК Световые технологии, 2013. – 288 с.
- 3 В.Г. Гольфштейн, Ф.Х. Халилов, В.П. Бобров Перенапряжения и защита от них в электрических сетях 35-220 кВ. Самара, 2010
- 4 Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.385-94
- 5 Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. - М.: ЭНАС, 2009. - 456 с.: ил.
- 6 Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Файбисовича Д.Л. - 4-е издание. - М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 стр.
- 7 Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения. Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб.пособие / Том. политехн. ун-т. – Томск, 2008. – 168 с.
- 8 Мясоедов, Ю. В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачёва. – Благовещенск: АмГУ, 2007. – 139 с.
- 9 Норма отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38 – 750 кВ № 14278 ТМ – Т1.
- 10 Пособие к «Указаниям по расчету электрических нагрузок» НИИСФ - М.: Тяжпромэлектропроект, 2007. - 23 с
- 11 Правила охраны труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Министерство труда и социальной защиты Российской Федерации, 2013.– 125 с.

- 12 Правила устройства электроустановок. Мин. Энерго России. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 648 с.: ил.
- 13 Ротачева, А.Г. Проектирование устройств релейной защиты. Методические указания для самостоятельной работы студентов / сост.: Ротачева А.Г. -Благовещенск: АмГУ, 2014
- 14 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Москва: РАО «ЕЭС России», 2008, - 131 с.
- 15 РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. – Москва: РАО «ЕЭС России», 2009 – 354 с.
- 16 РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. – Москва: ГНИЭИ им.Кржижановского, 2009 г. – 38 с.
- 17 РД-153.-34.0-03.301-00. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий». – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2010.-116 с.
- 18 Савина, Н.В. Электроснабжение промышленных предприятий: учебно-методический комплекс. – Благовещенск, 2012.
- 19 Савина, Н.В.Теория надежности в электроэнергетике: учебное пособие. – Благовещенск: АмГУ, 2007 – 229 с.
- 20 Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / под ред. Ю.Г.Барыбина, Л.Е. Федорова и др.- М.: «Энергоатомиздат», 2009.- 464 с.
- 21 Судаков Г.В., Галушко Т.А. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов. Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2006.
- 22 СНиП 21-01-97 Строительные нормы и правила Российской Федерации. Пожарная безопасность зданий и сооружений.

23 Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ РД 34.20.179

24 Хавроничев, С.В., Рыбкина И.Ю. Расчет токов коротких замыканий и проверка электрооборудования: учебное пособие. - Волгоград, 2012. – 56 с.

25 https://electric-220.ru/news/raschet_emkostnogo_toka_seti/2016-10-28-1099