

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

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения поселка прогресс в
Амурской области в связи с переводом части потребителей на питание от
подстанции ЖБИ

Исполнитель

студент группы 342

зсб-1

Руководитель

старший преподаватель

Нормоконтроль

доцент, к.т.н

подпись, дата

А.Г.Тюкавин

подпись, дата

И.Г.Подгурская

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2017

Министерство образования и науки 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
« _____ » _____ 2017 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Тюкавина Алексея Георгиевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения поселка прогресс в Амурской области в связи с переводом части потребителей на питание от подстанции ЖБИ
(утверждена приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Схемы электрических соединений фидеров 6 кВ, схема ПС, нагрузка ПС, перечень оборудования на ПС и их характеристика.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): расчет электрических нагрузок 6 кВ, выбор линий и ТП, экономическая оценка двух вариантов сети, расчет токов КЗ, выбор оборудования, выбор типов защит, оценка надежности схемы, диспетчерское управление на ПС.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части, 30 таблиц, программный продукт Mathcad.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Подгурская Ирина Геннадьевна
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

_____ Старший преподаватель

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 143 с., 14 рисунков, 30 таблиц, 24 использованных источника, 3 приложения.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, НАГРУЗКА, ЭКСПЛИКАЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ПОТЕРИ НАПРЯЖЕНИЯ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ТЕРМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ВКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ТЕЛЕМЕХАНИКА, НАДЕЖНОСТЬ.

Цель выпускной квалификационной работы - проектирование системы электроснабжения поселка Прогресс, для надёжного и качественного электроснабжения потребителей. Для выполнения поставленной цели в выпускной квалификационной работе решены следующие задачи: расчет электрических нагрузок по 6 кВ, перевод части потребителей на питание от ПС ЖБИ, модернизация количества и типов трансформаторов на комплектных трансформаторных подстанциях, замена сечения провода по 6 кВ, определение надёжности работы подстанции Прогресс, расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки высоковольтного и низковольтного электрооборудования; выполнение расчета релейной защиты и автоматики. Рассмотрение вопросов по диспетчерскому управлению, телемеханики и средства связи на ПС Прогресс.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

- АВР – автоматическое включение резерва
АПВ – автоматическое повторное включение
ВЛ – воздушная линия электропередачи
ВРУ – вводно-распределительные устройства
КЗ – короткое замыкание
КЛ – кабельная линия электропередачи
КРУ – комплектное распределительное устройство
ЛВС – локальная вычислительная сеть
МТЗ – максимальная токовая защита
ОРУ – открытое распределительное устройство
ПА – противоаварийная автоматика
ПС – подстанция
РЗА – релейная защита и автоматика
РУ – распределительное устройство
СТМ – система телемеханики
ТИ – телеизмерения
ТН – трансформатор напряжения
ТО – токовая отсечка
ТП – трансформаторная подстанция
ТС – телесигнализация
ТТ – трансформатор тока
ТУ – телеуправление
УЗО – устройство защитного отключения
ЦС – центральная сигнализация
ЭП – электроприемник

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Географическая и климатическая характеристика п. Прогресс	10
2 Характеристика потребителей электроэнергии	11
2.1 Характеристика центров питания	12
2.2 Состояние электрических сетей п. Прогресс	14
3 Расчёт электрических нагрузок	17
3.1 Выбор числа и мощности трансформаторов 6/0,4 кВ	18
3.2 Выбор схемы конфигурации сети	20
3.3 Расчёт электрических нагрузок на стороне 6 кВ ТП	22
4 Выбор сечения распределительной сети 6 кВ	24
4.1 Определение потерь напряжения, электроэнергии в сети 6 кВ	27
4.2 Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети	29
5 Расчет режима 6 кВ с переводом части нагрузки на ПС ЖБИ	31
6 Реконструкция ПС Прогресс	34
6.1 Прогнозирование нагрузки на ПС Прогресс	34
6.2 Компенсация реактивной мощности	38
6.3 Выбор трансформаторов на ПС Прогресс	38
7 Расчет токов короткого замыкания	39
7.1 Расчёт токов КЗ в сети 6, 35 кВ	40
7.2 Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ	45
8 Разработка однолинейной схемы ПС при ее реконструкции	46
9 Выбор и проверка оборудования ВН	47
9.1 Выбор выключателей	47
9.2 Выбор разъединителей	51
9.3 Выбор высокочастотных заградителей	52
9.4 Выбор гибкой ошиновки	52
10 Выбор и проверка оборудования НН	55
10.1 Выбор комплектных распределительных устройств	55

10.2	Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ К-63	55
10.3	Выбор реклоузера на линии 6 кВ	59
10.4	Выбор трансформатора тока	59
10.5	Выбор трансформатора напряжения	63
10.6	Выбор жестких шин	65
10.7	Выбор опорных изоляторов	67
11	Молниезащита и заземление подстанции Прогресс	68
11.1	Заземление подстанции Прогресс	68
11.2	Защита от прямых ударов молнии	73
12	Оценка надежности схемы	75
13	Релейная защита, автоматика и сигнализация	82
13.1	Выбор системы оперативного тока	82
13.2	Виды и типы релейной защиты	83
13.3	Релейная защита питающей линии	86
13.4	Защита трансформатора 35/6 кВ	86
13.4.1	Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала	86
13.4.2	Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора	88
13.4.3	Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки	92
13.4.4	Газовая защита	94
13.5	Защита линий 6 кВ	95
13.6	Автоматика	99
13.6.1	Автоматическое повторное включение	99
13.6.2	Автоматическое включение резерва	101
13.7	Сигнализация	103
14	Организация измерения и учёта электроэнергии, телемеханизация	105
15	Безопасность проекта	107
15.1	Техника безопасности при строительстве ВЛ	107
15.2	Техника безопасности при эксплуатации ТП	109
15.3	Техника безопасности и охрана труда на ПС	113
	Заключение	116

Библиографический список	117
Приложение А. Расчет электрических нагрузок в сети внешнего электроснабжения, выбор сечения проводов	119
Приложение Б. Расчет надежности	134
Приложение В. Расчет заземления, молниезащиты ПС	140

ВВЕДЕНИЕ

Под системой электроснабжения городов и сёл понимается совокупность электрических сетей всех напряжений, расположенных на территории данного населённого пункта и предназначенных для электроснабжения его потребителей. Различают электроснабжающие сети напряжением 35 – 110 кВ и выше и распределительные сети напряжением 0,4 – 10 кВ. Доля потерь распределительных сетей 0,4 – 10 кВ, достаточно велика, и от состояния данной системы электроснабжения зависит развитие экономики нашей страны, и благосостояние граждан.

В настоящее время система электроснабжения большинства поселка Прогресс нуждается в реконструкции, замене устаревшего оборудования, улучшении электроснабжения потребителей, увеличении надёжности, и прочих мероприятиях, которые в свою очередь приведут к улучшению качества электроснабжения, уменьшению потерь электроэнергии, высокой надёжности и удобству в эксплуатации. В выпускной квалификационной работе проводится реконструкция внешнего электроснабжения поселка Прогресс с переводом части нагрузки на ПС ЖБИ.

Обоснованием выбора темы, является увеличение нагрузки. В результате чего действующие линии находятся в перегруженном состоянии. За счет чего увеличивается потери в сетях 6 кВ, сокращения срока службы эксплуатации, а так же увеличение количества аварийных отключений. Реконструкция данных объектов по новым требованиям, с применением современного оборудования, поможет решить многие вопросы, связанные с эксплуатацией сети.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка и проведение мероприятий направленных на увеличение надёжности электроснабжения потребителей, уменьшение потерь электроэнергии, и снижение затрат на эксплуатацию электрической сети. В связи с этим в настоящем проекте поставлены следующие задачи:

- Разработка схемы внешнего электроснабжения;

- Замена воздушных линий со сталеалюминевым проводом, на самонесущий изолированный провод;
- Замена старых трансформаторных подстанций на современные комплектные трансформаторные подстанции;
- Замена деревянных опор на железобетонные, так как, степень износа деревянных опор достаточно высока;
- Модернизация оборудования на стороне 35 и 6 кВ питающей подстанций ПС Прогресс, с применением современного и надёжного оборудования, новейших систем учёта электрической энергии.

Помимо вышесказанного, необходимо рассмотреть вопросы, связанные с безопасностью и экологичностью проекта.

Источниками информации служат специальная литература, справочники, инструкции, руководящие указания, ГОСТы.

Для выполнения данных задач используется следующее программное обеспечение: Microsoft Office Excel, Microsoft Office Visio, Mathcad.

1 Географическая и климатическая характеристика п. Прогресс

Поселок Прогресс расположен юго-западнее пос. Буря Бурейского района, расстояние по автодороге 16 км. От областного центра г. Благовещенска расположен в 184 км. Прогресс является административным и культурным центром одноимённого городского округа.

Площадь поселка составляет 101 кв. км.

Климат континентальный. Среднемесячная температура января -30°C , июля $+18^{\circ}\text{C}$. Время с устойчивыми морозами до 5 месяцев. Средняя высота снежного покрова 20 см. Продолжительность залегания до 170 дней. Среднегодовое количество осадков 650 – 700 мм. Влажность воздуха изменяется в пределах 60 – 80 %. Преобладающие ветры - северо-западного направления, среднегодовая скорость ветра 1,6 м/с.

Местность в окрестностях поселка открытая, равнинная со слабо волнистой поверхностью с пологими скатами. Реки и ручьи незначительны. Грунт рассматриваемого района представлен легкими суглинками и супесями.

При расчете ВЛ и их элементов должны учитываться климатические условия - ветровое давление, скоростной напор ветра, толщина стенки гололеда, температура воздуха, интенсивность грозовой деятельности. Для расчета заземления подстанций необходимо учитывать глубину промерзания и удельное сопротивление грунта. В таблице представлена климатическая характеристика п. Прогресс.

Таблица 1 – Климатическая характеристика п.Прогресс

Наименование характеристики	Значение
Климатическая зона	II
Среднегодовая температура, $^{\circ}\text{C}$	4
Абсолютный минимум, $^{\circ}\text{C}$	-49,2
Абсолютный максимум, $^{\circ}\text{C}$	31,6
Скоростной напор ветра, $\text{кгс}/\text{м}^2$	21
Район по ветровому давлению	II
Район по толщине стенки гололеда	II
Число грозových часов в год	50
Глубина промерзания грунта, м	1,7-2,5
Удельное сопротивление грунта, Ом	100

2 Характеристика потребителей электроэнергии

Численность населения п. Прогресс по данным на 1.01.16 г. составляет 12163 человек. Плотность населения составляет 174 чел/км².

На территории поселка действуют три школы. Общая численность учащихся в общеобразовательных школах на 1 сентября 2016 года составляет 1336 человек.

На территории поселения действуют три лечебно- профилактических учреждения здравоохранения - больница, детская и взрослая поликлиника.

Экономическая направленность в п. Прогресс это «Завод Железобетонных изделий» производство изделий из бетона, гипса и цемента, а так же ОАО «Амурдормаш» завод работает на 3% от своей мощности.

Теплоснабжение п. Прогресс осуществляется от Райчихинской ГРЭС.

К электроприемникам I категории по ВСН 97-83 отнесены: электроприемники лечебных учреждений, от бесперебойности питания которых зависит жизнь больного, котельные первой категории, водопроводные насосные станции, канализационные станции, не имеющие аварийного выпуска, тяговые подстанции, системы централизованного электроснабжения, городские РП с суммарной нагрузкой более 10000 кВ·А и т. п.

К электроприемникам II категории отнесены: жилые дома с электропище-приготовлением, жилые шестиэтажные и более высокие дома с газовыми плитами, учреждения общественно-коммунального характера с числом работающих 50-2000 чел., детские и школьные учреждения, крытые зрелищные предприятия с количеством мест в зале 300-800, предприятия общественного питания с количеством посадочных мест 100-500, городские РП и ТП с суммарной нагрузкой 400-10000 кВ·А и др.

Для приемников III категории, к которым относятся все остальные электроприемники, допускаются перерывы электроснабжения на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не свыше одних суток.

Доля потребителей первой и второй категории по надежности составляет 30-40% от общей нагрузки города. Частичное, а тем более полное погашение систем электроснабжения таких потребителей имеет серьезные социально-экономические последствия.

2.1 Характеристика центров питания

Электроснабжение основной части п. Прогресс осуществляется от ПС 35/6 кВ Прогресс, остальная часть поселка питается от ПС 35/6 кВ ЖБИ. В нормальном режиме ПС 35/6 кВ Прогресс и ПС 35/6 кВ ЖБИ питаются по двум линиям 35 кВ от Райчихинской ГРЭС 220/110/35/6 кВ. Резервное питание осуществляется от ПС 220/35/10 кВ Завитая.

Райчихинская ГРЭС – энергетическое предприятие Амурской области, находится в поселке Прогресс. Основное оборудование станции: 2 котлоагрегата типа ЦКТИ-75-39Ф ст. № 3 и ст. № 4, 4 котлоагрегата типа БКЗ-220-100Ф ст. № 6-9, турбоагрегат типа К-12-29 ст. № 4, турбоагрегат типа Р-7-29/7 ст. № 5, турбоагрегат типа К-50-90 ст. № 6, турбоагрегат типа П-33/50-90/8 ст. № 7. Топливом для Райчихинской ГРЭС служит бурый уголь Райчихинского месторождения. Распределительное устройство на 220 и 110 кВ выполнено по схеме «Одна секционированная система шин». Распределительное устройство 35 кВ выполнено по схеме: «Одна секционированная система шин». На рисунке 1 представлена упрощенная схема.

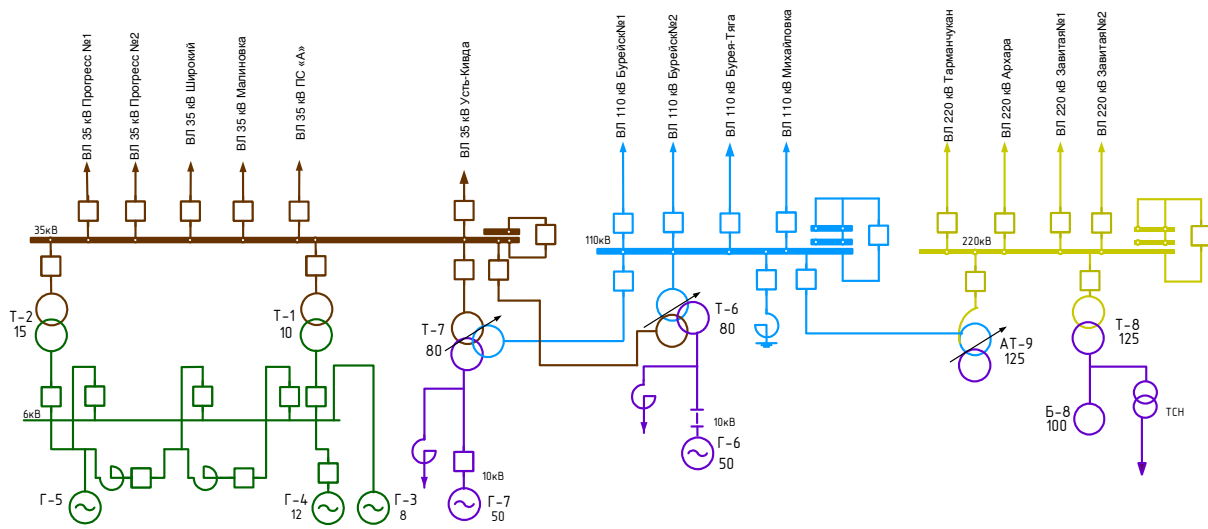


Рисунок 1 - Упрощенная схема Райчихинской ГРЭС

ПС Завитая является подстанцией системообразующей сети 220 кВ Амурской области. Распределительное устройство на 220 кВ ПС Завитая выполнено по схеме «Две рабочие и обходная системы шин». На подстанции установлено два трехобмоточных трансформатора типа ТДТН -40000/220/35/10 кВ. Распределительное устройство 35 кВ и 10 кВ выполнены по схеме: «Одна секционированная система шин». На рисунке 2 представлена упрощенная схема.

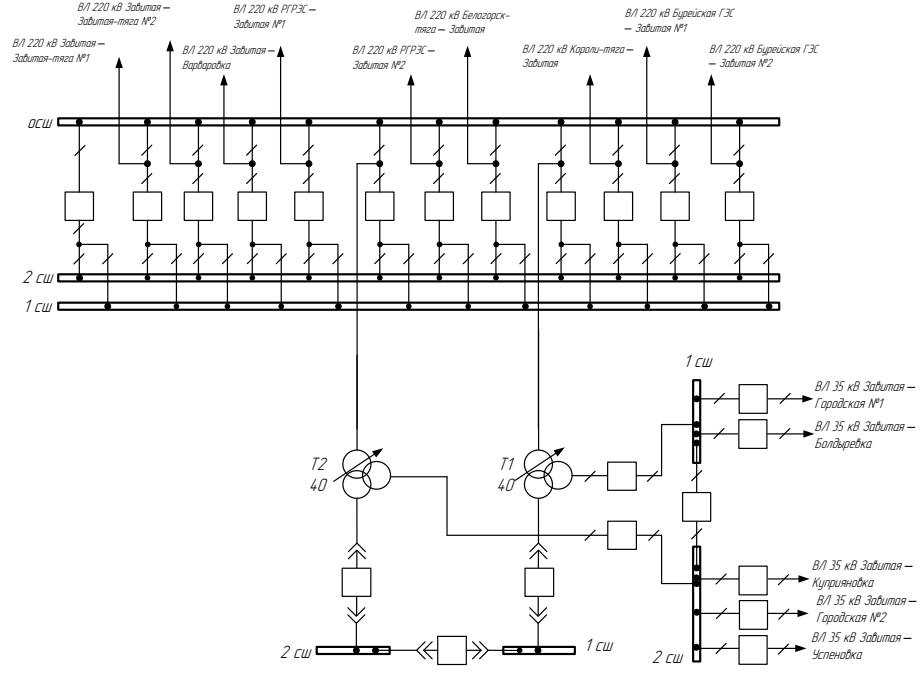


Рисунок 2 - Упрощенная схема ПС Завитая

Загрузка трансформаторов Т1 и Т2 на ПС Завитая согласно данным зимнего контрольного замера 21.12.2016 г. составляет 54% и 45% .

Распределительное устройство 35 кВ ПС Прогресс выполнена по схеме: «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии». Распределительное устройство имеет два трансформаторных и два линейных присоединения. Распределительное устройство 6 кВ выполнено одной системой шин. На подстанции установлено 2 двухобмоточных трансформатора типа ТМ - 6300/35/6.

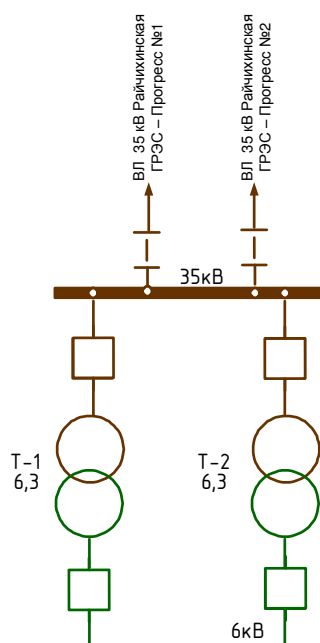


Рисунок 3 – Упрощенная схема ПС Прогресс

Загрузка трансформаторов Т1 и Т2 на ПС Прогресс согласно данным зимнего контрольного замера 21.12.2016 г. составляет Т1 - 40% и Т2 - 43%. Ввод в эксплуатацию данных трансформаторов осуществлен в 1974г., при этом срок службы силового трансформатора составляет 25-30 лет. Вследствие выше указанного, необходимо произвести замену трансформаторов. Также для повышения надежности электроснабжения потребителей поселка Прогресс реконструировать ЗРУ 6 кВ с установкой секционного выключателя.

2.2 Состояние электрических сетей п. Прогресс

В выпускной квалификационной работе рассматривается реконструкция электроснабжения п. Прогресс с питанием от ПС Прогресс по ф.1, ф.4, ф.6, ф.7,

ф.10, ф.11. Распределительная сеть 6 кВ в основном выполнена проводом АС-35, АС-50, АС-70, что обуславливает наименьшую надежность данных сетей при сравнении с сетями выполненными проводом СИП.

Сеть, выполненная неизолированными (голыми) проводами имеет ряд недостатков:

- случайные прикосновения людьми, животными и механизмами (частенько воздушную линию, находящуюся под рабочим напряжением задевает грузоподъемная техника);

- опасность при обрыве проводов в плане поражения электрическим током;

- гололед и налипание снега;

- необходимость в периодической обрезке веток деревьев от перекрытия ими линии.

Из анализа контрольных замеров за предыдущие 3 года, на ПС Прогресс Ф-4, Ф-6, Ф-7, наблюдается превышение нормированного значения экономической плотности тока, что в свою очередь приведет к уменьшению срока службы линии, увеличению потерь электроэнергии, увеличение падения напряжения. ВЛ плотность тока которых превышает нормированное значение в представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Плотность тока ВЛ 6 кВ

Наименование ВЛ		Максимал. плотность тока, А/мм ²			Экономическая плотность тока, А/мм ²
		2013	2014	2015	
ПС Прогресс	4	4,1	3,58	3,30	1,3
ПС Прогресс	6	2,8	3,3	2,80	
ПС Прогресс	7	2	1,9	1,50	

Значительная часть элементов распределительной сети п. Прогресс введено в эксплуатацию более 30 лет назад, при этом темпы модернизации энергооборудования ниже темпов его естественного старения. Из-за этого

большинство объектов выработали свой нормативный ресурс, что привело к увеличению числа отказов и снижению надежности электроснабжения потребителей.

Фактором отказа работы оборудования, особенно для ВЛ с длительными сроками эксплуатации являются: грозовая активность, атмосферная и грунтовая коррозия, циклоны, пожары, подтопления и другие внешние воздействия. Приведем данные по аварийности с 2014-2016 год по фидерам 6 кВ ПС Прогресс.

Таблица 3– Данные по аварийности по присоединениям ПС Прогресс

Присоединение по 6 кВ	Количество откл.			Недоотпуск, тыс. кВт·час			Общее время простоя потребителя, час:мин		
	2014г.	2015г.	2016г.	2014г.	2015г.	2016г.	2014г.	2015г.	2016г.
Сумма:	12	9	15	3,32	1,62	15,96	09:37	05:26	79:32

Как видно из приведенной выше таблицы количество отказов, недоотпуск электроэнергии и время простоя оборудования ежегодно увеличивается.

Схема распределительной сети 6 кВ выполнена петлевой сложнорамкнутой структурой. Сложнорамкнутые сети обеспечивают надежное электроснабжение потребителей, поскольку авария на участке линии, приводящая к ее отключению, имеет последствия только для потребителей, непосредственно подключенных к этому участку.

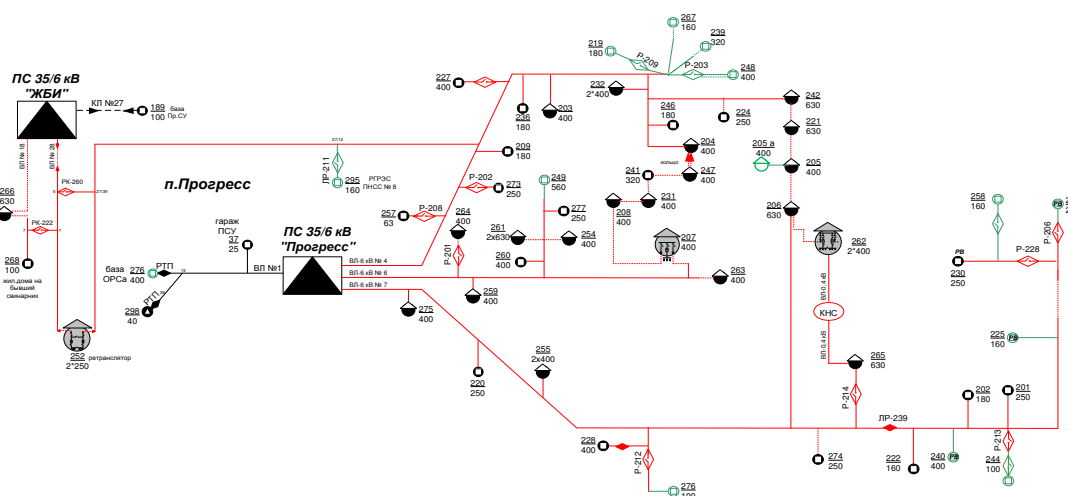


Рисунок 4 – Принципиальная схема распределительной сети 6 кВ

Недостатками представленной сети является в первую очередь что Ф-4, Ф-6 и Ф-7 ПС Прогресс перегружены и при отключении Ф-4, Ф-28 ПС ЖБИ по одноцепной линии обеспечивает ненадежное электроснабжение ТП питающих потребителей II категории. К таким ТП относятся ТП227; ТП236; ТП 203, ТП248; ТП239, ТП267. Данные ТП являются одотрансформаторными, при этом получают питание от одного ответвления от магистральной линии. В случае повреждения трансформатора либо ответвления, потребители 2 категории будут обесточены, что недопустимо для данной категории потребителей согласно ПУЭ. Для таких ТП необходима реконструкция сети с целью резервирования линии, непосредственно питающую данную ТП, а также установка 2 трансформатора.

Из вышесказанного следует, что необходима реконструкция распределительной электрической сети п. Прогресс с целью повышения уровня надежности электроснабжения потребителей и разгрузки Ф-4 и Ф-6 на ПС Прогресс.

3 Расчёт электрических нагрузок

Для рационального выбора системы электроснабжения необходимо определить расчетные нагрузки, в зависимости от которых устанавливаются параметры всех элементов системы.

Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях определяется величиной и характером электрических нагрузок. Нагрузки по ТП возьмем из контрольного замера 21.12.2016.

Расчетные мощности для ТП представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Расчетные мощности ТП

ТП	P_p , кВт	Q_p , кВар	S_p , кВА
1	2	3	4
ТП 257	16	6	17
ТП 273	64	26	69
ТП 209	46	19	50
ТП 227	103	41	111
ТП 236	46	19	50
ТП 203	103	41	111

продолжение таблицы 4

1	2	3	4
ТП 219	46	19	50
ТП 267	41	16	44
ТП 239	82	33	89
ТП 248	103	41	111
ТП 232	206	82	222
ТП 224	64	26	69
ТП 242	162	65	175
ТП 221	162	65	175
ТП 205	103	41	111
ТП 206	162	65	175
ТП 246	46	19	50
ТП 204	103	41	111
ТП 247	97	39	104
ТП 241	77	31	83
ТП 231	97	39	104
ТП 208	97	39	104
ТП 207	97	39	104
ТП 263	97	39	104
ТП 260	97	39	104
ТП 261	305	122	329
ТП 254	97	39	104
ТП 277	61	24	65
ТП 249	136	54	146
ТП 259	97	39	104
ТП 264	97	39	104

3.1 Выбор числа и мощности трансформаторов 6/0,4 кВ

В соответствии с существующими нормативами мощность трансформаторов на подстанциях рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 70-80 %, на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток. Необходима замена устаревших ТП на новые ТП. Количество силовых трансформаторов планируемых к установке в первую очередь определяется категорийностью потребителей по надёжности электроснабжения.

Рассмотрим выбор числа и мощности силовых трансформаторов на ТП, которым необходима реконструкция. Как правило, в системах

электроснабжения применяются одно и двухтрансформаторные подстанции. Однотрансформаторные ТП 6/0,4 кВ применяются при питании нагрузок, допускающих перерыв электроснабжения на время не более одних суток, необходимых для ремонта или замены поврежденного элемента (питание электроприемников III категории), а также для питания электроприемников II категории, при условии резервирования мощности по переключкам на вторичном напряжении или при наличии складского резерва трансформаторов.

Так как электроприемники рассматриваемого района относятся к II и III категории надежности электроснабжения, то реконструкцию сети будем производить с использованием двух и однотрансформаторных ТП.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{pm} = \frac{S_p}{K_3 \cdot n}, \quad (1)$$

где K_3 – оптимальный коэффициент загрузки трансформатора;

n – количество трансформаторов.

Для потребителей первой и второй категории для двухтрансформаторных подстанций коэффициент оптимальной загрузки составляет:

$K_3=0,7$, а для однотрансформаторных подстанций $K_3=0,85$.

После выбора трансформатора осуществляется проверка правильности выбора по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

$$K_3^{норм} = \frac{S_p}{S_T^{норм} \cdot n}, \quad (2)$$

$$K_3^{n/ав} = \frac{S_p}{S_T^{норм} \cdot (n-1)}, \quad (3)$$

Допустимая перегрузка трансформаторов в послеаварийном режиме составляет 1,4.

Рассмотрим выбор силового трансформатора на примере ТП 295.

$$S_{pm} = \frac{134}{0,7 \cdot 2} = 95,7 \text{ кВА}$$

Выбираем два трансформатора ТМ-100/6: $S_T^{ном} = 100 \text{ кВА}$, [1, с 377.].

Проверяем правильность выбора:

$$K_3^{ном} = \frac{134}{100 \cdot 2} = 0,67,$$

$$K_3^{n/ав} = \frac{134}{100} = 1,3.$$

Производим аналогичный расчет для остальных ТП. Данные ТП и результаты расчета приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Исходные и расчетные данные для проверки трансформаторов

ТП	Существующие трансформаторы	Устанавливаемые трансформаторы	$S_p^{ном}$, кВА	$K_3^{ном}$	$K_3^{n/ав}$
ТП 227	1×ТМ-400	2×ТМ-400	283,6	0,57	1,12
ТП 257	1×ТМ-63	2×ТМ-100	89,63	0,58	1,11
ТП 236	1×ТМ-180	2×ТМ-100	256,36	0,56	1,12
ТП 203	1×ТМ-400	2×ТМ-250	210,3	0,69	1,12
ТП 248	1×ТМ-400	2×ТМ-250	265,3	0,64	1,22
ТП 219	1×ТМ-320	2×ТМ-400	369,7	0,56	0,89
ТП 267	1×ТМ-160	2×ТМ-100	277,7	0,65	1,21

3.2 Выбор схемы конфигурации сети

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у приемников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность ее дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

Для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов, и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший.

Учитывая недостатки существующей электрической сети 6 кВ, рассмотрим два варианта реконструкции электрической сети.

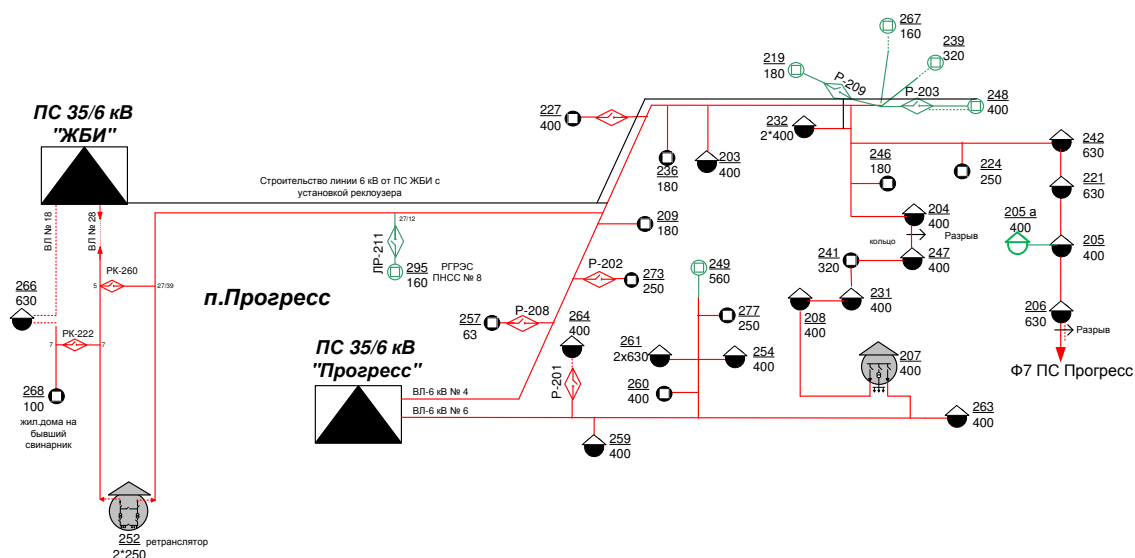


Рисунок 1 – 1 Вариант конфигурации сети

Первый вариант реконструкции электрической сети предусматривает строительство двухцепной линии 6 кВ от ПС ЖБИ с резервной ячейки № 17 на Ф-4 ПС Прогресс и установкой релюзера. Дополнительное резервирование необходимо для разгрузки Ф-4 и Ф-6, а также для надежного электроснабжения потребителей II категории. При такой схеме все ТП имеют возможность получать электроэнергию от двух источников питания. При этом потребители III категории надежности будут обесточены в только в случае повреждения ВЛ непосредственно на отпайке возле ТП.

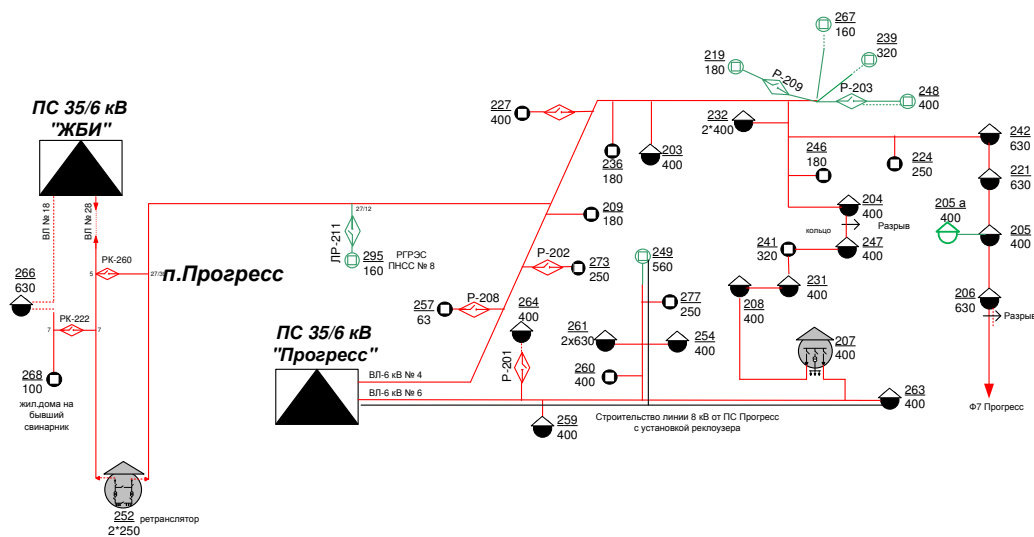


Рисунок 2 – 2 Вариант конфигурации сети

Во втором варианте реконструкции электрической сети рассматривается строительство линии 6 кВ от резервной ячейки Ф-8 ПС Прогресс, с установкой реклоузера. применение двухлучевой схемы электроснабжения потребителей II категории надежности.

Для выбора оптимального варианта реконструкции электрической сети произведем технико-экономическое сравнение данных вариантов.

3.3 Расчёт электрических нагрузок на стороне 6 кВ ТП

Расчетные электрические нагрузки сетей 10(6) кВ определяется произведением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузки, принимаемый по [14, таб. 2.4.1].

Для определения электрических нагрузок сетей 10(6) кВ, необходимо определить потери мощности в трансформаторах. Основными видами потерь в силовых трансформаторах являются нагрузочные потери и потери холостого хода. Нагрузочные потери это потери в обмотках трансформатора и они главным образом зависят от сопротивления обмоток, и соответственно часть мощности, проходящая через трансформатор, тратится на нагрев этих обмоток. Потери холостого хода это потери в магнитной системе трансформатора зависящие от тока холостого хода и вихревых токов, возникающих в сердечнике трансформатора.

Сведем в таблицу 6 марки выбранных трансформаторов и их параметры.

Таблица 6- Параметры выбранных трансформаторов 6/0,4кВ

Марка	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$U_{\text{к}}$, %	$I_{\text{х}}$, %
ТМ - 400/10	1,45	5,5	4,5	2,1
ТМ - 250/10	1,05	3,7	4,5	2,3
ТМ - 160/10	0,64	2,65	4,5	2,4
ТМ - 100/10	0,49	1,97	4,5	2,6

Потери мощности в трансформаторах определяются по формулам:

$$\Delta P_m = 2 \cdot \Delta P_{\text{хх}} + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot (S_{\text{ТП}} / S_{\text{трном}})^2, \quad (4)$$

$$\Delta Q_m = 2 \frac{U_{к\%} \cdot S_{ТП}^2}{100 \cdot S_{т.ном}} + \frac{1}{2} \frac{I_{xx} \cdot S_{т.ном}}{100}, \quad (5)$$

где $S_{ТП}$ – полная мощность нагрузки ТП;

ΔP_{xx} – потери активной мощности на холостом ходу, [1, таб. п.5.20 с.376];

I_{xx} – ток холостого хода трансформатора, [1, таб. п.5.20 с.376];

$U_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, [1, таб. п.5.20 с.376];

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

Для примера определим потери мощности для ТП 31:

$$\Delta P_m = 2 \cdot 0,49 + \frac{1}{2} \cdot 1,97 \cdot (134 / 100)^2 = 1,63 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_m = 2 \frac{4,5 \cdot 134^2}{100 \cdot 100} + \frac{1}{2} \frac{2,6 \cdot 100}{100} = 9,65 \text{ кВар}$$

Полная мощность трансформаторной подстанции, приведенная к высокой стороне, составит сумму нагрузки на шинах низшего напряжения и потерь в трансформаторах:

$$S_{mn} = \sqrt{(P_{р.ТП} + \Delta P_m)^2 + (Q_{р.ТП} + \Delta Q_m)^2}, \quad (6)$$

$$S_{mn} = \sqrt{(125 + 2,82)^2 + (50 + 21,76)^2} = 138,6 \text{ кВА}$$

Расчитанные полные мощности трансформаторных подстанций приведенные к высокой стороне представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Полные мощности ТП приведенные к высокой стороне

ТП	ΔP_m , кВт	ΔQ_m , кВар	$S_{ТП}$, кВА
1	2	3	4
ТП 257	0,31	1,97	18,16
ТП 273	1,33	6,61	73,02
ТП 209	0,84	4,95	52,61
ТП 227	1,87	9,79	116,52

продолжение таблицы 7

1	2	3	4
ТП 236	0,84	4,95	52,61
ТП 203	1,8	9,79	116,52
ТП 219	0,84	4,95	52,61
ТП 267	0,84	4,38	46,54
ТП 239	1,88	7,83	93,29
ТП 248	1,87	9,79	116,52
ТП 232	3,11	13,94	230,07
ТП 224	2	6,61	73,02
ТП 242	2	15,27	182,59
ТП 221	1,87	15,27	52,61
ТП 205	2	9,79	116,52
ТП 206	0,84	15,27	182,59
ТП 246	1,87	4,95	52,61
ТП 204	1,82	9,79	116,52
ТП 247	1,82	9,62	110,13
ТП 241	1,82	7,69	87,8
ТП 231	1,82	9,62	110,13
ТП 208	1,82	9,62	110,13
ТП 207	1,82	9,62	110,13
ТП 263	1,82	9,62	110,13
ТП 260	1,82	9,62	110,13
ТП 261	1,93	29,92	342,47
ТП 254	1,82	9,62	110,13
ТП 277	1,3	6,51	69,37
ТП 249	1,93	13,29	153,47
ТП 259	1,82	9,62	110,13
ТП 264	1,82	9,62	110,13

Подробный расчёт электрических нагрузок на стороне 6 кВ произведён в программе Mathcad 14, расчет представлен в приложении А.

4 Выбор сечения распределительной сети 6 кВ

Выбор пропускной способности линий производится по экономическим и техническим требованиям на основании установленного распределения суммарной нагрузки. При расчёте сети учитываются нормальные и послеаварийные режимы работы. Сечение линии выбирают по экономической плотности тока, по нагреву, по расчётному длительно допустимому току.

Рассмотрим реконструкцию сети 6 кВ с заменой АС на самонесущий изолированный провод СИП. Преимущества провода СИП по сравнению с неизолированными проводами следующие:

- возможность сооружения линии электропередач без вырубки просек;
- возможность совместной подвески на опорах с телефонной линией;
- возможность использования действующих опор и опор меньшей высоты для новых линий;
- сокращение эксплуатационных расходов за счет исключения систематической расчистки трасс, сокращение объемов аварийно-восстановительных работ;
- практическая невозможность короткого замыкания между фазами и нулевым проводом или на землю;
- меньший вес и большая длительность налипания снега, повышенная надежность в зонах интенсивного гололедообразования;
- безопасность работ вблизи линий с СИП;
- снижение падения напряжения вследствие малого реактивного сопротивления – 0,1 Ом/км (0,35 Ом/км – голый провод);
- возможность совместной прокладки на одних опорах ВЛ с СИП до 1 кВ и ВЛ 6-10 кВ.

Рассмотрим выбор сечения линии для первого варианта реконструкции электрической сети на примере фидера 4.

Определяем расчётный ток, на головном участке линии:

По полной мощности производим расчет тока для выбора провода:

$$I_p = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3}}, \quad (7)$$

где S_p – полная мощность линии, кВА;

U_n – номинальное напряжение, кВ.

Полная мощность протекающая по линии определяется суммированием полных мощностей ТП приведенные к высокой стороне получающих питание от данной линии.

$$S_{p.ф4} = 1875 \text{ кВА} \quad (8)$$

$$I_p = \frac{1875}{6 \cdot \sqrt{3}} = 180,6 \text{ А}$$

Производим выбор сечения изолированных проводов исходя из условия:

$$I_{дл.дон} \geq I_p, \quad (9)$$

где $I_{дл.дон}$ – длительно допустимый ток провода выбранного сечения.

Выбираем самонесущий изолированный провод СИП-3 сечением 50 мм² с длительно допустимым током $I_{дл.дон} = 245 \text{ А}$.

Выбранные сечения проводов представлены в таблице 8.

Таблица 8 - Выбранные марки и сечения распределительных линий 6 кВ и их параметры

№ нач	№ кон	l, км	Сечение	R, Ом	X, Ом	I _{доп} , А	I _p , А
1	2	3	4	5	6	7	8
фидер 4							
1	2	1.425	50	0.493	0.291	245	180,6
2	3	0.825	50	0.30	0.291	245	175,2
3	4	0.075	50	0.05	0.291	245	164,55
4	5	0.45	50	0.32	0.291	245	147,42
5	6	0.825	50	0.30	0.291	245	103,59
6	7	0.525	50	0.72	0.299	245	92,95
7	8	0.075	50	0.72	0.299	245	90,54
7	9	0.375	50	0.72	0.299	245	89,89
9	10	0.56	50	0.72	0.299	245	46,64
10	11	0.45	50	0.72	0.299	245	39,65
11	12	0.11	50	0.72	0.299	245	36,1
10	13	0,623	50	0.72	0.299	245	28,96
13	14	0,45	50	0.72	0.299	245	20,36
фидер 6							
40	18	1.95	50	0.72	0.299	245	158,4
18	19	0.6	50	0.72	0.299	245	151,23

продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8
19	20	0.6	50	0.72	0.299	245	114,41
20	23	0.3	50	0.72	0.299	245	97,65
20	24	0.525	50	0.72	0.299	245	85,64
24	25	0.975	50	0.72	0.299	245	73,14
25	26	0.6	50	0.72	0.299	245	46,63

Выбранные сечения магистральных проводов необходимо проверить в послеаварийных режимах работы. При повреждении Ф - 4 на головном участке сети, его нагрузку, возможно, перевести на Ф - 6 . Расчетный ток, протекающий по ф.8 в послеаварийном режиме составляет:

$$I_{n/a} = \frac{S_{p.ф.4} + S_{p.ф.6}}{U_n \cdot \sqrt{3}} = \frac{1644 + 1875}{6 \cdot \sqrt{3}} = 249 \text{ А} \quad (10)$$

Полученное значение тока ф.4 не превышает длительно допустимый ток магистрального провода 245 А.

В таблице 9 приведена сравнительная характеристика вариантов по длине и сечениям проводов.

Таблица 9 - Длины и сечения вариантов реконструкции

Сечение, мм ²	l, км
1 Вариант	
50	9,6
2 Вариант	
50	13

4.1 Определение потерь напряжения, электроэнергии в сети 6 кВ

Выбранное сечение проводов проверяется на допустимую потерю напряжения. Зная напряжение на шинах источника питания, и подсчитав потери напряжения в сети, определяют напряжение у потребителей. Согласно ГОСТ 32144-2013 положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % от номинального.

Потеря напряжения определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos(\varphi) + x_0 \cdot \sin(\varphi)) \cdot 100\% , \quad (11)$$

где r_0, x_0 – удельное активное и индуктивное сопротивление линии;

I_p – расчетный ток протекающий по участку линии, А;

l – длина линии, км.

Для примера определим потерю напряжения 1 варианта для участка 1-2 фидера 4:

$$\Delta U_{1-2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 180,6 \cdot 1,43}{10 \cdot 10^3} \cdot (0,363 \cdot 0,98 + 0,284 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 2,65\% \quad (12)$$

Определение потерь мощности и энергии в сетях 6 кВ определяется аналогично, как и в сетях 0,4 кВ согласно формуле.

Для рассматриваемого участка ф.4 потеря электроэнергии равна:

$$\Delta W_{1-2} = 0,99 \cdot 3 \cdot (180,6 \cdot 0,5)^2 \cdot 0,52 \cdot 1,33(4800 + 0,75 \cdot 3960) \cdot 10^{-3} =$$

$$= 1,09 \cdot 10^5 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Результаты расчетов потери напряжения, мощности для других участков 1 Варианта приведены в следующей таблице 10:

Таблица 10 – Потери напряжения, мощности ВЛ 6 кВ

№ нач	№ кон	ΔU , %	ΔP , кВт	ΔW , кВт·ч
1	2	3	4	5
фидер 4				
1	2	4,84	57,08	14600
2	3	4,45	33,05	84500
3	4	4,01	21,3	5810
4	5	3,95	23,6	9190
5	6	2,95	23,2	59300
6	7	2,56	12,82	32800
7	8	1,91	22,63	3200
7	9	1,65	12,1	2490
9	10	2,76	15,28	39100
10	11	1,26	11,91	4881
11	12	2,46	7,18	20563
10	13	1,51	9,58	24500

продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5
13	14	1.06	11.3	2590
фидер 6				
40	18	4.2	4.79	2023
18	19	4.14	9.39	1008
19	20	3.94	5.07	1860
20	23	3.55	3.06	1530
20	24	2,85	21.8	55700
24	25	1.46	4.42	11300
25	26	1.56	4.64	11900

Произведем окончательное сравнение двух вариантов по технико-экономическим показателям.

4.2 Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети

При проектировании электрических сетей на основе технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети путем оценки их сравнительной эффективности выберем наиболее надежный и экономичный вариант. Параметры ТП внешнего электроснабжения поселка Прогресс в двух вариантах одинаковые, сравнение данных вариантов произведем на основе технико-экономических показателей ВЛ.

Капиталовложения в линии определим по текущим ценам с учетом монтажных работ. В таблице 11 приведена стоимость проводов СИП-3 и его монтажа [7]:

Таблица 11 – Стоимость проводов СИП-3 и его монтажа

Сечение, мм ²	k ₀ , тыс. руб./км	Стоимость прокладки СИП, тыс.руб./км
50	114,65	47

Капиталовложения в ВЛ рассчитанные для двух вариантов приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Капиталовложения в ВЛ

Сечение, мм ²	l, км	К _{вл} тыс. руб.
1 Вариант		
50	9,6	2015,63
Всего:		2015,63
2 Вариант		
50	13	2016,91
Всего:		2016,91

Суммарные эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$I = I_a + I_3 \quad (13)$$

где I_a – среднегодовое отчисление на амортизацию;

I_3 – суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети.

Для определения эксплуатационных издержек, и качественного сравнения вариантов определим капиталовложения некоторых уже существующих сетей:

Среднегодовые отчисления вычисляются по формуле:

$$I_a = \frac{K}{T_{сл}} \quad (14)$$

где $T_{сл}$ – срок службы, для СИП принимается $T_{сл}=15$ [7].

Суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети:

$$I_3 = \alpha_3 \cdot K \quad (15)$$

где α_3 – норма отчисления на обслуживание электрических сетей, $\alpha_3=0,85\%$ [7].

Таблица 13 – Эксплуатационные издержки

Издержки	1 Вариант	2 Вариант
I_a , тыс. руб.	416,36	423,6
I_3 , тыс. руб.	43,6	46,2
Суммарные эксплуатационные издержки, тыс. руб.	459,96	469,8

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

Эквивалентные среднегодовые расходы определяются по следующей формуле:

$$Z_{cp.g} = E \cdot K + I \quad (16)$$

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

K – капитальные вложения;

I – суммарные эксплуатационные издержки.

Затраты для выбранных вариантов равны:

$Z_{cp.g1} = 1763,2$ тыс. руб.

$Z_{cp.g2} = 1798,6$ тыс. руб.

Исходя из рассчитанных затрат выбираем первый вариант.

5 Расчет режима 6 кВ с переводом части нагрузки на ПС ЖБИ

Режим – это текущее состояние электроэнергии. Основной целью расчетов режимов при проектировании электрических сетей является определение их параметров, характеризующих условия в которых работают оборудование сетей и ее потребители, а также определение потерь напряжения. Результаты расчетов режимов сетей являются основой для оценки качества электроэнергии, выдаваемой потребителям, допустимости рассматриваемых режимов с точки зрения работы оборудования сети, а также выявления оптимальных условий энергоснабжения потребителей.

На основании выбранного варианта переведем часть нагрузки с Ф-4 ПС Прогресс на резервный фидер №17 ПС ЖБИ с установкой реклоузера.

Так как напряжение известно, в начале линии выбираем метод расчета по данным начала. Данный метод является точным, так есть узел, в котром известно и нагрузка и напряжение.

Для начало определяются параметры схемы замещения линий в рассматриваемой сети. В сетях до 35 кВ включительно при расчете режимов не учитывается зарядная мощность.

Определяем потери мощности на последнем участке сети по данным конца:

$$\Delta S_{1314} = \frac{(P_{1314}^K)^2 + (Q_{1314}^K)^2}{U_{ном}^2} \cdot \bar{Z}_{1314} \quad (17)$$

Определяем потоки мощности вначале последнего участка сети:

$$S_{1314}^H = S_{1314}^K + \Delta S_{1314} \quad (18)$$

Определяем поток мощности в конце предпоследнего участка сети:

$$S_{1213}^K = S_{1314}^H + S_{12} \quad (19)$$

Далее алгоритм повторяется до тех пор пока не найдем поток мощности в начале головного участка.

Определяем напряжение в каждом узле. Они находятся при условии, что известны напряжения на головном участке по данным начала.

Тогда напряжение в узле можно найти, как:

$$U_i = U_{III} - \frac{S_{III-i,нач}}{\bar{U}_{III}} \cdot Z_{III-i}$$

Для узла 1:

$$U_1 = U_{шины10кВ} - \Delta U_1$$

Для начала посчитаем нормальный режим работы Ф-4 ПС Прогресс до реконструкции, напряжение на отдаленном участке составляет 5,4 кВ, что не превышает допустимое значение отклонения напряжения в точке передачи электроэнергии согласно ГОСТ 32144-2013. Учитывая потери напряжения на ТП, а также в сетях 0,4 кВ значение отклонения напряжения на зажимах

электроприемников потребителя может превысить 10 %. Длительно допустимый ток превышен ($I_{\max}=212$ А, $I_{\text{доп}}=210$ А).

Результаты расчета для нормального режима до реконструкции приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты расчета режима Ф4 ПС Прогресс до реконструкции

Начало линии	Конец линии	Мощность ТП	P_H , МВт	Q_H , МВар	U_H , кВ	U_K , кВ	P_K , МВт	Q_K , МВар	$I_{\text{нач}}$, А
	1				6,4				
1	2	63	0,030	0,012	6,4	6,292	2,153	0,866	212,95
2	3	250	0,119	0,048	6,292	6,207	2,095	0,842	209,97
3	4	180	0,086	0,034	6,207	6,167	1,963	0,789	198,01
4	5				6,167	5,860	1,784	0,716	189,34
5	6	400	0,191	0,076	5,860	5,630	1,714	0,687	189,34
6	7	180	0,086	0,034	5,630	5,511	1,491	0,597	168,2
7	8	400	0,191	0,076	5,511	5,482	1,372	0,549	158,5
8	9				5,382	5,455	1,175	0,470	136,46
9	10	1060	0,506	0,203	5,355	5,431	0,506	0,203	59,06
9	11	400	0,191	0,076	5,355	5,447	0,666	0,266	77,39
11	12				5,347	5,436	0,473	0,189	55,17
12	13	250	0,119	0,048	5,336	5,431	0,196	0,078	22,87
13	14	160	0,076	0,031	5,331	5,413	0,076	0,031	8,94
12	15	180	0,086	0,034	5,330	5,434	0,086	0,034	10,024
12	16	400	0,191	0,076	5,229	5,430	0,191	0,076	22,28

Благодаря строительству двухцепной линии и установки реклоузера переведем часть нагрузки на ПС ЖБИ. Тогда напряжение на отдаленном участке составляет 6,1 кВ, что не превышает допустимое значение отклонения напряжения в точке передачи электроэнергии согласно ГОСТ 32144-2013. Длительно допустимый ток не превышен ($I_{\max}=103$ А, $I_{\text{доп}}=210$ А).

Результаты расчета для нормального режима после реконструкции приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Результаты расчета режима Ф-4 ПС Прогресс после реконструкции

Начало линии	Конец линии	Мощность ТП	P_H , МВт	Q_H , МВар	U_H , кВ	U_K , кВ	P_K , МВт	Q_K , МВар	$I_{\text{нач}}$, А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	1				6,4				
1	2	63	0,034	0,014	6,4	6,348	1,050	0,421	102,89
2	3	250	0,136	0,054	6,348	6,308	1,010	0,404	99,53

продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	4	180	0,098	0,039	6,308	6,290	0,871	0,349	86,15
4	5				6,290	6,166	0,758	0,303	76,48
5	6	400	0,217	0,087	6,166	6,158	0,757	0,303	76,48
6	7				6,158	6,147	0,539	0,216	54,53
7	8	250	0,136	0,054	6,147	6,136	0,538	0,215	54,53
8	9	160	0,087	0,035	6,136	6,119	0,087	0,035	8,83
8	10	180	0,098	0,039	6,132	6,134	0,098	0,039	9,9
8	11	400	0,217	0,087	6,131	6,131	0,217	0,087	22,029

6 Реконструкция ПС Прогресс

Загрузка трансформаторов Т1 и Т2 ПС Прогресс согласно данным зимнего контрольного замера 21.12.2016г. составляет 40% и 43% соответственно. Ввод в эксплуатацию данных трансформаторов осуществлен в 1974г., при этом срок службы силового трансформатора составляет 25-30 лет. Необходимо произвести замену трансформаторов, также для повышения надежности электроснабжения потребителей п. Прогресс реконструировать ЗРУ 6 кВ с установкой секционного выключателя.

6.1 Прогнозирование нагрузки на ПС Прогресс

Для полного и качественного решения задачи реконструкции ПС необходимо учитывать динамику роста нагрузок во времени, которое осуществляется применением методов прогнозирования.

Исходными данными для прогнозирования служит информация по нагрузкам, которая представлена в виде ведомостей замера нагрузок. Обработка замеров, определение пропуска активной и реактивной мощности производится по следующим формулам:

$$P = \frac{Wh_i - Wh_n}{t_{i-n} \cdot 1000} \cdot k_p, \text{ МВт}; \quad (20)$$

$$Q = \frac{Varh_i - Varh_n}{t_{i-n} \cdot 1000} \cdot k_p, \text{ МВар}. \quad (21)$$

где Wh - показания счетчика активной электроэнергии, кВт·ч;

$Varh$ - показания счетчика реактивной электроэнергии, кВар·ч;

k_p - расчетный коэффициент;

t_{1-n} - интервал времени за который определяется пропуск электроэнергии,

ч.

Методом, который позволяет подсчитать прогноз для отдельных узлов нагрузки и адекватен исходным данным, является метод, основанный на непосредственной экстраполяции электропотребления. Для прогнозирования необходимо знать среднегодовой прирост электропотребления, рассчитанный по статистическим данным предыдущих лет, который составляет 2,2%. Наибольшее распространение получила формула сложных процентов [22, с.18], согласно которой нагрузка в расчетном году t представляется в виде:

$$P_{cpt} = P_{cp} \cdot \left(1 + \frac{n}{100}\right)^{t-t_0}, \quad (22)$$

где P_{cpt} – средняя нагрузка расчетного года;

P_{cp} – известная средняя нагрузка;

n – среднегодовой прирост нагрузки;

t_0 – базисный год, в котором наблюдалась данная нагрузка.

Произведем прогноз нагрузки на 5 лет, т.е. на 2022 г.

Прогнозирование нагрузки осуществляется следующим образом:

1) исходя из ведомостей замера нагрузок, определяем пропуск активной и реактивной нагрузки за час и определяем их средние значения:

$$P_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^{24} P_i}{24}, \text{ МВт} \quad (23)$$

где P_i – пропуск активной мощности за i час.

2) выражаем данные по нагрузкам в относительных единицах относительно найденного среднего значения:

$$P_{i \text{ о.е.}} = \frac{P_i}{P_{cp}}, \text{ о.е.} \quad (24)$$

3) прогнозируем среднюю нагрузку по формуле сложных процентов;

4) умножая нагрузки в о.е. на спрогнозированную среднюю, определяем нагрузку на расчетный год:

$$P_{i \text{ пр}} = P_{i \text{ о.е.}} \cdot P_{cp \text{ пр}}, \text{ МВт} \quad (25)$$

где $P_{cp \text{ пр}}$ – спрогнозированная средняя нагрузка.

Результаты расчета приведены в таблице 17:

Таблица 17 – Прогнозирование суточных нагрузок ПС Прогресс

Время	Пропуск		Перевод в о.е.		Прогноз	
	P, МВт	Q, МВар	P, о.е.	Q, о.е.	P, МВт	Q, МВар
1	3.60	1.10	1.00	0.80	4.00	1.22
2	2.65	1.27	0.74	0.92	2.95	1.41
3	2.65	1.43	0.74	1.05	2.95	1.58
4	2.49	1.27	0.69	0.92	2.77	1.41
5	2.96	1.43	0.83	1.05	3.30	1.58
6	2.37	1.27	0.66	0.92	2.64	1.41
7	3.12	1.27	0.87	0.92	3.48	1.41
8	3.75	1.61	1.05	1.18	4.18	1.79
9	4.38	1.61	1.22	1.18	4.88	1.79
10	4.07	1.61	1.13	1.18	4.53	1.79
11	4.0	1.43	1.13	1.05	4.53	1.58
12	4.07	1.78	1.13	1.31	4.53	1.99
13	5.02	1.97	1.40	1.44	5.59	2.19
14	3.75	1.61	1.05	1.18	4.18	1.79
15	3.60	1.43	1.00	1.05	4.00	1.58
16	3.91	1.43	1.09	1.05	4.36	1.58
17	4.07	1.43	1.13	1.05	4.53	1.58
18	5.17	2.15	1.44	1.57	5.76	2.39
19	5.34	1.27	1.49	0.92	5.94	1.41
20	5.96	1.97	1.66	1.44	6.64	2.19
21	5.17	1.61	1.44	1.18	5.76	1.79
22	4.70	1.43	1.31	1.05	5.24	1.58
23	5.02	1.61	1.40	1.18	5.59	1.79
24	2.81	1.08	0.78	0.79	3.12	1.20

Определим вероятностные характеристики нагрузки:

– среднеквадратическая мощность $P_{эф}$:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T_n} \cdot \sum_1^{24} P_{t_i}^2}, \text{ МВт} \quad (26)$$

где T_n – период наблюдения, 24ч;

P_{t_i} – значение нагрузки i -го часа.

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{24} \cdot 635} = 4,01 \text{ МВт}$$

– коэффициент формы, показывающий неравномерность графика нагрузки k_ϕ :

$$k_\phi = \frac{P_{эф}}{P_{cp}} = \frac{4,01}{4} = 1,0025 \quad (27)$$

– средняя мощность в период получасового максимума нагрузки P_{max} :

$$P_{max} = P_{cp} \cdot (1 + t_\beta \cdot \sqrt{k_\phi^2 - 1}), \text{ МВт} \quad (28)$$

где t_β – коэффициент Стьюдента, $t_\beta = 1,96$;

k_ϕ – коэффициент формы.

$$P_{max} = 4 \cdot (1 + 1,96 \cdot \sqrt{1,0025^2 - 1}) = 5,31 \text{ МВт} \quad (29)$$

– коэффициент летнего снижения максимальной нагрузки k_l :

$$k_l = \frac{P_{max.l}}{P_{max.год}}, \quad (30)$$

где $P_{max.l}$ – летняя максимальная нагрузка, согласно летнему контрольному замеру 15.06.2016 г. нагрузка ПС Прогресс составляет 3,4 МВт;

$P_{max.год}$ – максимальная годовая нагрузка, согласно зимнему контрольному замеру 21.12.2016 г. составляет 4,37 МВт.

$$k_n = \frac{3,4}{4,37} = 0,79$$

– коэффициент заполнения графика k_3 :

$$k_3 = \frac{P_{cp}}{P_{max}} = \frac{5,01}{5,31} = 0,82 \quad (31)$$

6.2 Компенсация реактивной мощности

Коэффициент мощности в режиме максимальных нагрузок согласно зимнему контрольному замеру 21.12.2016 г. за 18 часов равен:

$$tg(\varphi) = \frac{Q_{max}}{P_{max}} = \frac{1,96}{5,31} = 0,37 \quad (32)$$

Значение коэффициента мощности на ПС Прогресс не превышает значений, нормируемых в Приказе 49 от 22.02.2007 года о компенсации реактивной мощности ($tg(\varphi) = 0,4$ для сети напряжением 6, 35 кВ) [13]. Таким образом, установка компенсирующих устройств с точки зрения поддержания экономически обоснованного коэффициента мощности нецелесообразна.

6.3 Выбор трансформаторов на ПС Прогресс

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{трасч} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n_m \cdot k_{зонт}}, \quad (33)$$

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

P_{cp} – средняя зимняя активная мощность, МВт;

$Q_{неск}$ – значение максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

n_m – число трансформаторов;

$k_{зонт}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

Так как на ПС установка КУ с целью компенсации реактивной мощности не предполагается то $Q_{\text{неск}}=Q_{\text{ср}}$.

Рассчитаем мощность трансформатора:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{5,01^2 + 1,85^2}}{2 \cdot 0,7} = 4,341 \text{ МВА}$$

Принимаем трансформаторы ТМН-6300/35/6

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

$$k_{3 \text{ n/a}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_m - 1) \cdot S_{\text{трасч}}}, \quad (34)$$

При этом должно выполняться условие $k_{3 \text{ n/a}} \leq 1,4$

$$k_{3 \text{ n/a}} = \frac{\sqrt{5,01^2 + 1,85^2}}{6,3} = 0,85$$

7 Расчет токов короткого замыкания

Короткими замыканиями называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо и эффективно-заземленными нейтральями, а также витковые замыкания в электрических машинах. Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Чаще всего КЗ происходят через переходное сопротивление, например, через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции. Иногда, возникает металлическое КЗ без переходного сопротивления. Для упрощения анализа в большинстве случаев при расчете токов КЗ рассматривают металлическое КЗ без учета переходных сопротивлений. Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики.

Расчетных точки КЗ рассмотрим на шинах 35, 6 кВ ПС Прогресс; шины ВН трансформаторных подстанций; шины НН трансформаторных подстанций; в конце отходящих от трансформаторных подстанций линий 0,4 кВ.

В выпускной квалификационной работе расчет токов КЗ произведен с использованием метода относительных единиц. При расчете данным методом все величины сравнивают с базисными, в качестве которых принимают базисную мощность одного трансформатора или условную единицу мощности, например 100 МВА.

7.1 Расчёт токов КЗ в сети 6, 35 кВ

По расчетной схеме составляем электрическую схему замещения. На рисунке 7 приведена схема замещения рассматриваемой сети относительно ТП 257.

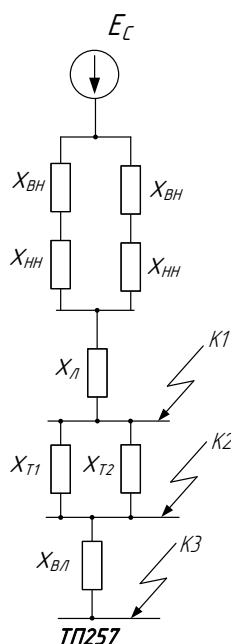


Рисунок 7 – Схема замещения сети для расчета токов КЗ

В качестве базисного напряжения принимают среднее напряжение той ступени, на которой производится расчет токов КЗ: $U_1=37$ кВ, $U_2=6,3$ кВ.

Базисная мощность принимается: $S_{баз}=100$ МВА.

Определяем базисные токи:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (35)$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ А}$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,17 \text{ А}$$

Параметры питающих линий Райчихинская ГРЭС- Прогресс:

$L_{л1}=2,7$ км, марка провода АС-120, $x_0=0,421$ Ом/км [24, стр. 432];

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_1^2} \quad (36)$$

$$X_{Вн35} = 0,421 \cdot 2,7 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,058 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление линий 6 кВ до каждой ТП приведены в следующей таблице 18:

Таблица 18 – Суммарное сопротивление линий от шин 6кВ ПС до ТП

№ точки КЗ	ТП	$X_{л}, \text{ Ом}$	$X_{л}, \text{ о.е.}$	№ точки КЗ	ТП	$X_{л}, \text{ Ом}$	$X_{л}, \text{ о.е.}$
1	ТП 257	0.40	0.36	18	ТП 204	0.97	0.88
2	ТП 273	0.47	0.43	19	ТП 247	1.01	0.92
3	ТП 209	0.52	0.47	20	ТП 241	1.04	0.94
4	ТП 227	0.74	0.67	21	ТП 231	1.09	0.98
5	ТП 236	0.69	0.63	22	ТП 208	1.11	1.01
6	ТП 203	0.73	0.66	23	ТП 207	1.4	1.03
7	ТП 219	0.85	0.77	24	ТП 263	1.16	1.05
8	ТП 267	1.13	1.03	25	ТП 260	1.18	1.07
9	ТП 239	1.11	1.00	26	ТП 261	1.23	1.11
10	ТП 248	1.20	1.09	27	ТП 254	1.25	1.14
11	ТП 232	1.35	1.22	28	ТП 277	1.30	1.18
12	ТП 224	1.35	1.22	29	ТП 249	1.32	1.20
13	ТП 242	1.45	1.31	30	ТП 259	1.35	1.22
14	ТП 221	1.24	1.13	31	ТП 264	1.37	1.24
15	ТП 205	1.68	1.53	32			
16	ТП 206	1.73	1.57	33			
17	ТП 246	1.48	1.34	34			

Сопротивление трансформатора на ПС Прогресс:

$$X_{\text{Тр1}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Тр}}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 0,94 \text{ о.е.} \quad (37)$$

Сопротивление трансформатора на Райчихинской ГРЭС:

$$U_{\text{КВ}} = 0,5 \cdot (U_{\text{КВН}} + U_{\text{КВС}} - U_{\text{КЧН}}) = 0,5 \cdot (20 + 12,5 - 6,5) = 13\% \quad (38)$$

$$U_{\text{КС}} = 0,5 \cdot (U_{\text{КВС}} + U_{\text{КЧН}} - U_{\text{КВН}}) = 0,5 \cdot (12,5 + 6,5 - 20) = 0,5\% \quad (39)$$

$$U_{\text{КН}} = 0,5 \cdot (U_{\text{КЧН}} + U_{\text{КВН}} - U_{\text{КВС}}) = 0,5 \cdot (6,5 + 20 - 12,5) = 7\% \quad (40)$$

$$X_{\text{ТВ}} = \frac{U_{\text{КВ}\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Т2}}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{100}{80} = 0,52 \text{ о.е.} \quad (41)$$

$$X_{\text{ТН}} = \frac{U_{\text{КН}\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Т2}}} = \frac{7}{100} \cdot \frac{100}{80} = 0,26 \text{ о.е.} \quad (42)$$

$$X_{\text{ТС}} = 0 \text{ о.е.} \quad (43)$$

$$X_2 = \frac{1}{2} \cdot X_{\text{ТВ}} = 0,26 \text{ о.е.} \quad (44)$$

Преобразуем схему замещения, рисунок 8:

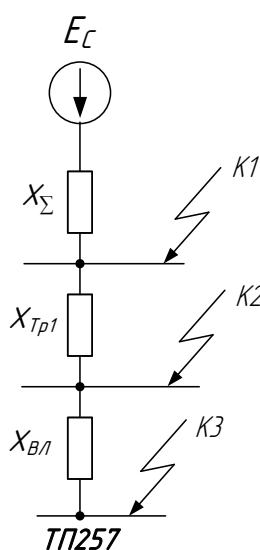


Рисунок 8 – Преобразование схемы замещения

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$X_{\Sigma} = X_T + X_{BL35} = 0,595 + 0,058 = 0,653 \text{ о.е.} \quad (45)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{\text{поК1}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 1}} \cdot I_{\sigma 1} = \frac{1}{0,653} \cdot 1,56 = 4,91 \text{ кА} \quad (46)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{\text{поК2}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 2}} \cdot I_{\sigma 2} = \frac{1}{1,26} \cdot 5,5 = 4,38 \text{ кА}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К3 относительно ТП 257:

$$I_{\text{поК3}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 3}} \cdot I_{\sigma 2} = \frac{1}{2,19} \cdot 5,5 = 2,51 \text{ кА}$$

В качестве несимметричного тока короткого замыкания, рассчитаем ток двухфазного КЗ, по следующей формуле:

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{по}}^{(3)}, \text{ кА} \quad (47)$$

$$I_{\text{КЗ1.1}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,91 = 4,253 \text{ кА}$$

$$I_{\text{КЗ1.2}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,38 = 3,79 \text{ кА}$$

$$I_{\text{КЗ1.3}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,51 = 2,18 \text{ кА}$$

Определим ударные токи по следующей формуле:

$$i_{\text{КЗ}}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{по}}^{(3)}, \quad (48)$$

где $k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ T_a , которая определяется в зависимости

от соотношения результирующих индуктивного и активного сопротивлений цепи КЗ, с.

Согласно [18, с.110] принимаем среднее значение $k_{y\partial}=1,608$ для точки К1.1, $k_{y\partial}=1,369$ для точек К1.2 и К8.

$$i_{y\partial 1.1} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 4,91 = 11,17 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial 1.2} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 4,38 = 9,96 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial 1.3} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 2,51 = 4,86 \text{ кА}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания в остальных точках КЗ представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Значения токов КЗ на шинах 6 кВ ТП

№ точки КЗ	ТП	$I_{П0}^{(3)}, \text{ А}$	$I_{КЗ}^{(2)}, \text{ А}$	$i_{y\partial}, \text{ А}$	№ точки КЗ	ТП	$I_{П0}^{(3)}, \text{ А}$	$I_{КЗ}^{(2)}, \text{ А}$	$i_{y\partial}, \text{ А}$
1	ТП 257	3.83	3.31	7.40	18	ТП 204	2.95	2.55	5.71
2	ТП 273	3.69	3.19	7.13	19	ТП 247	2.89	2.51	5.61
3	ТП 209	3.60	3.11	6.95	20	ТП 241	2.87	2.49	5.56
4	ТП 227	3.23	2.81	6.27	21	ТП 231	2.82	2.43	5.45
5	ТП 236	3.31	2.87	6.41	22	ТП 208	2.78	2.41	5.39
6	ТП 203	3.26	2.83	6.31	23	ТП 207	2.76	2.39	5.35
7	ТП 219	3.09	2.67	5.98	24	ТП 263	2.74	2.37	5.29
8	ТП 267	2.76	2.40	5.35	25	ТП 260	2.71	2.34	5.25
9	ТП 239	2.79	2.42	5.40	26	ТП 261	2.67	2.31	5.17
10	ТП 248	2.70	2.33	5.21	27	ТП 254	2.64	2.29	5.12
11	ТП 232	2.55	2.21	4.95	28	ТП 277	2.60	2.26	5.04
12	ТП 224	2.55	2.21	4.95	29	ТП 249	2.57	2.23	4.99
13	ТП 242	2.46	2.13	4.79	30	ТП 259	2.55	2.21	4.95
14	ТП 221	2.65	2.30	5.14	31	ТП 264	2.54	2.20	4.91
15	ТП 205	2.29	1.98	4.43	32		2.52	2.18	4.87
16	ТП 206	2.26	1.96	4.37	33		2.40	2.07	4.63
17	ТП 246	2.44	2.12	4.73	34		2.48	2.15	4.79

7.2 Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ

Воздействие тока КЗ учитывают только при выборе сечений линий защищаемых релейной защитой. Линии, защищаемые плавкими токоограничивающими предохранителями, на термическую стойкость к токам КЗ не проверяют, так как время срабатывания предохранителя мало и выделившееся тепло не в состоянии нагреть кабель до опасного значения.

Определяется минимально допустимое сечение проводника по условиям термической стойкости, в инженерных расчётах применяется следующая формула:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\text{кз}}}}{C}, \quad (49)$$

где $B_{\text{кз}}$ – тепловой импульс тока КЗ;

C – коэффициент значение, которого зависит от материала проводника.

$$B_{\text{кз.н}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot t_{\text{отк}}, \quad (50)$$

где $t_{\text{отк}}$ – собственное время отключения выключателя, принимаем по рисунку 8.

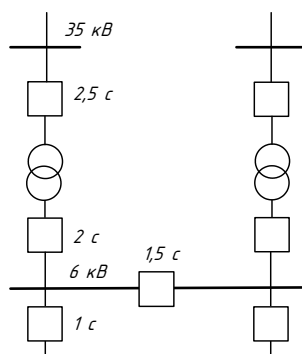


Рисунок 8 – Время срабатывания выключателей на подстанции

$$B_{\text{кз.а}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot \frac{x}{\omega \cdot r}, \quad (51)$$

где r – активное сопротивление;

x – индуктивное сопротивление.

$$B_{кз} = B_{кз.а} + B_{кз.л} \quad (52)$$

Проверим сечение на головных участках распределительной сети 6 кВ, так как они защищены выключателями.

Найдём тепловой импульс:

$$B_{кз.л} = I_{кз}^2 \cdot t_{откл} = 1205^2 \cdot 1 = 1,452 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{сек},$$

$$B_{кз.а} = I_{кз}^2 \cdot \frac{x_{рез}}{\omega \cdot r_{рез}} = 1205^2 \cdot \frac{0,119 \cdot 3,5}{314 \cdot 0,641 \cdot 3,5} = 858,486 \text{ А}^2 \cdot \text{сек},$$

$$B_{кз} = B_{кз.л} + B_{кз.а} = 1,452 \cdot 10^6 + 858,486 = 1,453 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{сек}.$$

Найдём минимальное сечение, полученное сечение необходимо округлять до ближайшего стандартного значения.

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_{кз}}}{C} = \frac{\sqrt{1,453 \cdot 10^6}}{120} = 12,69 \text{ мм}^2.$$

Сечение распределительной сети питающейся от подстанции Прогресс выбрано, верно, так как полученное сечение меньше принятого.

8 Разработка однолинейной схемы ПС при ее реконструкции

Выбор главной схемы является основным моментом при проектировании электрической части подстанций, так как он определяет состав элементов и связей между ними.

При выборе главной схемы электрических соединений необходимо обеспечить выполнение следующих основных требований:

- надежность электроснабжения потребителей первой категории;
- экономичность принимаемого варианта;
- гибкость и удобство в эксплуатации;
- безопасность в обслуживании.

Схема подстанции выбирается с учетом общей схемы электроснабжения. Для РУ ВН транзитной двухтрансформаторной подстанции 35/6 кВ с двумя питающими и одной отходящей линиями применяется типовая схема «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин [18].

Преимуществом этой схемы является простота в сочетании с возможностью обеспечить надежность электроснабжения потребителей первой категории. Надежность схемы обеспечивается двумя питающими линиями и наличием АВР на секционном выключателе.

Недостатком схемы является необходимость отключения линий или трансформаторов на все время ремонта выключателя в их цепи. Но так как длительность ремонта выключателей 35 кВ невелика, то отключение элементов схемы будет непродолжительным. На период ремонта питание потребителей транзитной линии обеспечивается по резервной схеме сети.

Для РУ НН применяется аналогичная типовая схема «Одна, секционированная выключателем, система шин» с подключением трансформаторов к разным секциям. Как и в схеме РУ ВН наличие АВР на секционном выключателе позволяет обеспечить высокую надежность электроснабжения потребителей всех категорий распределительной сети.

Принципиальная схема подстанции Прогресс показана на листе №3.

9 Выбор и проверка оборудования ВН

9.1 Выбор выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока.

Заменяем на ПС Прогресс масляные выключатели на вакуумные.

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

– напряжению: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$;

– длительному току : $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}$; $k_{\text{пт}} I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$.

Проверку выключателей следует производить на симметричный ток отключения по условию: $I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$.

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном} / 100 \geq i_{ат}, \quad (53)$$

где $i_{a.ном}$ – номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

$\beta_{норм}$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %;

$i_{ат}$ – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ ;

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$\tau = t_{з\ min} + t_{с.в}, \quad (54)$$

где $t_{з\ min}$ – минимальное время действия релейной защиты; $t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{вкл} \geq i_{уд}, I_{вкл} \geq I_{п0},$$

где $i_{вкл}$ – наибольший пик тока включения (по каталогу);

$i_{уд}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$I_{вкл}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);

$I_{п0}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд}; I_{пр.скв} \geq I_{п0}, \quad (55)$$

где $i_{\text{пр.скв}}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{\text{пр.скв}}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ (по каталогу).

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}, \quad (56)$$

где $I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости по каталогу;

$t_{\text{тер}}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с;

$B_{\text{к}}$ – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (57)$$

где $t_{\text{откл}}$ – расчетная продолжительность КЗ [4, с.155].

$T_{\text{а}}$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ [4, с.110].

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = 4,91^2 \cdot (0,16 + 0,03) = 4,58 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Для проверки отключающей способности определим значения аperiodической и периодической составляющей тока КЗ для момента времени τ .

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов равно:

$$\tau = 0,01 + t_{\text{с.в}} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 4,91 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 3,21 \text{ кА.} \quad (58)$$

Для определения действующего значения периодической составляющей $I_{пт}$ в любой момент КЗ t используется метод типовых кривых. Он основан на использовании кривых изменения во времени отношения действующих значений периодической составляющей тока КЗ от генератора в произвольный и начальный моменты времени, т. е. $\gamma_t = I_{пт}/I_{п0} = f(t)$, построенных для разных удаленностей точки КЗ. Метод типовых кривых целесообразно применять в тех случаях когда точка КЗ находится у выводов генераторов или на небольшой электрической удаленности от них. Если же энергосистема связана с точкой КЗ непосредственно как в нашем случае, то действующее значение апериодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным $I_{пт} = I_{п0} = \text{const}$.

Определим номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 25 \cdot 25}{100} = 12,37 \text{ кА.}$$

Термическая стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне ВН:

$$I_{max p} = \frac{S_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{5,719}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,94 \text{ кА.} \quad (59)$$

Результаты выбора выключателя на ПС Прогресс сведены в таблице 20:

Таблица 20 – Каталожные и расчетные данные по выбору вакуумного выключателя ВБЭТ-35III-25/630 УХЛ1 на ПС Прогресс

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=94 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}$
$I_{\text{откл.НОМ}}=25 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}}=3,953 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} \geq I_{\text{пт}}$
$i_{\text{а.НОМ}}=12,37 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}}=3,21 \text{ кА}$	$i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$
$I_{\text{пр.скв}}=25 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}=0,953 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{\text{дин}}=63 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=11,17 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=4,58 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

9.2 Выбор разъединителей

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток.

Выбор разъединителей проводится, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под током.

На ПС Прогресс выбираем разъединитель РГ-35/1000 УХЛ1 с двигательным электроприводом типа ПД-14УХЛ1.

Таблица 21 – Каталожные и расчетные данные по выбору разъединителя РГ-35/1000 УХЛ1 на ПС Прогресс

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}}=1000 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=94 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}$
$i_{\text{дин}}=40 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=11,17 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
для главных ножей: $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=4,58 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
для заземляющих ножей: $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=256 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=4,58 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

9.3 Выбор высокочастотных заградителей

Высокочастотные заградители серии ВЗ предназначены для обеспечения передачи сигналов противоаварийной автоматики (ПА), релейной защиты (РЗ), телефонной связи, телемеханики, промодулированных высокой частотой (24-1000 кГц) по фазовому проводу или грозотросу высоковольтной (10,35-750 кВ) линии электропередачи. Высокочастотный заградитель необходим для исключения шунтирования высокочастотного сигнала обмоткой фазового трансформатора. Заградитель представляет собой высокочастотный фильтр, который включается в расщелку провода высоковольтной линии электропередачи для предотвращения потерь высокочастотного сигнала.

Высокочастотные заградители подключаются к проводам линий электропередачи и должны выдерживать ограниченные во времени воздействия перенапряжений, возникающих в электрических сетях при грозе, коротких замыканиях, коммутационных переключениях.

На каждой линии установлены высокочастотные заградители и конденсаторы связи; релейная защита и аварийная связь осуществляются по проводам линий электропередачи. С помощью автокрана устанавливают высокочастотный заградитель на опорные изоляторы и закрепляют. Высокочастотные заградители устанавливаем на стороне 35 кВ типа ВЗ-630-0.5У1 ($i_{\text{терм}} = 16 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 41 \text{ кА}$) с конденсаторами связи СМП-35/ $\sqrt{3}$ - 6.4, с фильтром присоединения серии ФПМ, [8, с.95].

9.4 Выбор гибкой ошиновки

В РУ 35 кВ применяются гибкие шины, выполненные проводами АС, гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные провода – алюминиевые – являются токоведущими.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается по следующим условиям:

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току) :

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}} \quad (60)$$

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

На электродинамическое действие тока КЗ проверяются гибкие шины РУ при $I_k^{(3)} \geq 20$ кА. Так как рассчитанные токи трехфазного КЗ не превышают данного значения, то проверку на электродинамическое действие тока КЗ производить не будем.

Проверка по условиям короны необходима для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше. Разряд в виде короны возникает около провода при высоких напряженностях электрического поля и сопровождается потрескиванием и свечением. Процессы ионизации воздуха вокруг провода приводят к дополнительным потерям энергии, к возникновению электромагнитных колебаний, создающих радиопомехи, и к образованию озона, оказывающего вредное влияние на поверхности контактных соединений. Правильный выбор проводников должен обеспечить уменьшение действия короны до допустимых значений.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (61)$$

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

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{ВН}}}{r_0 \cdot \log\left(\frac{D_{\text{ср}}}{r_0}\right)}, \quad (62)$$

где $U_{\text{ВН}}$ – линейное напряжение, кВ;

$D_{\text{ср}}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

Выбираем сечение по допустимому току, на ОРУ 35 кВ принимаем провод АС-120.

Проверка по условиям коронирования в данном случае могла бы не проводиться, но учитывая, что на ОРУ 35 кВ расстояние между проводами меньше, чем на воздушных линиях проведем проверочный расчет.

Начальная критическая напряженность:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,77}}\right) = 33,31 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность вокруг провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{ВН}}}{n \cdot r_0 \cdot \log\left(\frac{D_{\text{ср}}}{r_0}\right)} = \frac{0,354 \cdot 35}{3 \cdot 1,08 \cdot \log\left(\frac{3150}{0,77}\right)} = 12,3 \text{ кВ/см.}$$

Условие проверки:

$$1,07E \leq 0,9E_0;$$

$$13,16 < 29,98$$

Таким образом, провод АС-120 по условиям короны проходит. Принимаем данный провод для гибких шин 35 кВ ПС Прогресс.

10 Выбор и проверка оборудования НН

10.1 Выбор комплектных распределительных устройств

К установке принимаем КРУ (комплектное распределительное устройство) серии К-63, которое предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц на номинальное напряжение 6 и 10 кВ и комплектования распределительных устройств напряжением 6 и 10 кВ подстанций, включая комплектные трансформаторные подстанции 35/6-10 кВ, 110/6-10 кВ и 110/35/6-10 кВ. КРУ серии К-63 могут поставляться для расширения уже действующих распределительных устройств других производителей через переходные шкафы, входящие в состав КРУ.

В шкафах КРУ К-63 в зависимости от схемы главных цепей и конкретного заказа могут быть установлены следующие аппараты:

- выключатели вакуумные;
- разъединители и заземлители высоковольтные на 630, 1000 А, 10 кВ с приводами;
- трансформаторы тока опорные и шинные (по заказу) на ток до 2500 А;
- трансформаторы напряжения;
- предохранители типа ПКТ; ПКН;
- ограничители перенапряжений;
- силовые трансформаторы.

Масляные выключатели не применяются. Применяются вакуумные выключатели с дополнительными расцепителями работающими в режиме дешунтирования.

10.2 Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ К-63

На ПС Прогресс проводим выбор выключателей на Ф-4, Ф-6, Ф-7.

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

- напряжению: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$;
- длительному току: $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}$; $k_{\text{пп}} I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$.

Проверку выключателей следует производить на симметричный ток отключения по условию: $I_{откл.ном} \geq I_{пт}$.

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном} / 100 \geq i_{ат} \quad (63)$$

где $i_{a.ном}$ – номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

$\beta_{норм}$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, % [18, с.238];

$i_{ат}$ – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ ;

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов.

$$\tau = t_{з\ min} + t_{с.в} \quad (64)$$

где $t_{з\ min}$ – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{вкл} \geq i_{уд}, I_{вкл} \geq I_{н0},$$

где $i_{вкл}$ – наибольший пик тока включения (по каталогу);

$i_{уд}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$I_{вкл}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);

$I_{н0}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд}; I_{пр.скв} \geq I_{n0},$$

где $i_{пр.скв}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;
 $I_{пр.скв}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ (по каталогу).

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{\kappa} \quad (65)$$

где $I_{тер}$ – ток термической стойкости по каталогу;
 $t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с;
 B_{κ} – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету:

$$B_{\kappa} = I_{n0}^2 (t_{откл} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (66)$$

где $t_{откл}$ – расчетная продолжительность КЗ [18, с.155].
 T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ [18, с.110].

На примере произведем выбор выключателя на Ф-4 ПС Прогресс.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$B_{\kappa} = I_{n0}^2 (t_{откл} + T_a) = 4,38^2 \cdot (1 + 0,01) = 4,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Предварительно выбираем вакуумный выключатель ВВ/TEL-6-20/630 встроенный в выкатной элемент ВЭ/TEL.

Для проверки отключающей способности определим значения аperiodической и периодической составляющей тока КЗ для момента времени τ .

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов равно:

$$\tau = 0,01 + t_{c.g} = 1 + 0,015 = 1,015 \text{ с.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 4,38 \cdot e^{\frac{-1,015}{0,01}} = 0,51 \text{ кА} \quad (67)$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным $I_{пт} = I_{п0}$.

Определим номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 57 \cdot 12,5}{100} = 10,08 \text{ кА.}$$

Термическая стойкость:

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 12,5^2 \cdot 1 = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне НН:

$$I_{max p} = \frac{S_{ННФ4}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,746}{\sqrt{3} \cdot 6} = 0,177 \text{ кА.} \quad (68)$$

Результаты выбора выключателя Ф-4 на ПС Прогресс сведены в таблице 22:

Таблица 22 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя ВВ/TEL-6-20/630

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{max} = 177 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
$I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{пт} = 4,38 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
$i_{a.ном} = 10,08 \text{ кА}$	$i_{a\tau} = 0,51 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{a\tau}$
$I_{пр.скв} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{п0} = 4,38 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
$i_{дин} = 32 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,96 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 19,38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$

10.3 Выбор реклоузера на линии 6 кВ

Между Ф-4 ПС Прогресс и Ф-17 ПС ЖБИ устанавливаем на ВЛ 6 кВ реклоузер.

Реклоузер это автоматический пункт секционирования сети в состав, которого входит шкаф высоковольтной аппаратуры с вакуумным выключателем, шкаф управления с микропроцессорной релейной защитой и автоматикой. Выполняет функции: оперативные переключения в распределительной сети; автоматическое отключение поврежденного участка; автоматическое повторное включение линии; автоматическое выделение поврежденного участка; автоматическое восстановление питания на неповрежденных участках сети; автоматический сбор информации о параметрах режимов работы сети. Реклоузер применяется для: для повышения надежности линий электропередач 6 (10) кВ, обеспечение защиты электротехнического оборудования на ответвлении сети; технического и коммерческого учета энергии; автоматическая локализация повреждений и подача резервного питания; секционирования линий с односторонним и двухсторонним питанием; сетевого резервирования воздушных линий; плавки гололеда.

Согласно максимальному рабочему току на Ф-4 ПС Прогресс устанавливаем реклоузер марки РВА/TEL/10/12.5/630/. Каталожные и расчетные данные будут соответствовать таблице 22.

10.4 Выбор трансформатора тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока выбирают:

– по напряжению установки $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$;

– току $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$;

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

- конструкции и классу точности;
- электродинамической стойкости $i_{дин} \geq i_{уд}$;
- по термической стойкости: $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$;
- вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} , \quad (69)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Для того чтобы выбрать трансформаторы тока необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь ТТ.

СА3020 - щитовой цифровой амперметр предназначен для измерения действующего значения переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Подключается непосредственно к ИТТ и измеряет действующее значение тока, протекающего через его вторичную обмотку. Потребляемая мощность составляет $S_{номА}=4 \text{ В}\cdot\text{А}$.

СВ3020 - щитовой цифровой вольтметр предназначен для измерения действующего значения напряжения переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Объединяет в себе измерительный преобразователь и цифровой прибор, подключается непосредственно к измерительным трансформаторам напряжения (ИТН). Потребляемая мощность $S_{номV}=5 \text{ В}\cdot\text{А}$.

СР3020 - щитовой цифровой ваттметр (варметр) предназначены для измерения активной мощности, а варметры – для измерения реактивной мощности в трехфазных четырехпроводных или трехпроводных цепях переменного тока на электростанциях и подстанциях и передачи их значений по интерфейсу RS485. Потребляемая мощность: $S=5 \text{ В}\cdot\text{А}$.

СЗ3020 - щитовой цифровой частотомер, предназначен для измерения значения частоты переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Потребляемая мощность составляет 5 В·А.

Меркурий 236 ART- предназначен для многотарифного коммерческого или технического учета электрической энергии в трех- и четырехпроводных сетях переменного тока. Счетчики могут эксплуатироваться автономно или в составе автоматизированных систем: контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ); диспетчерского управления (АСДУ). Потребляемая мощность составляет 9 В·А.

Для всех измерительных приборов принимаем класс точности 0,5, так как почти все ТТ подключены к расчетным счетчикам.

На вводе устанавливаем трансформатор тока марки ТОЛ-6-1-У2. В этом трансформаторе роль первичной обмотки выполняют шины распределительного устройства.

Нагрузка приборов, подключенных к трансформаторам тока, приведена в таблице 23.

Таблица 23– Нагрузка приборов ТТ на низкой стороне подстанции

Цепь	Наименование прибора	Тип Прибора	Нагрузка, ВА, фазы		
			А	В	С
Ввод 6 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Ваттметр	СР3020-ВАТТ	5	–	5
	Варметр	СР3020-ВАР	5	–	5
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	4,5	–	4,5
	Итого:		18,5	–	18,5
Секционный выключатель 6 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Итого:		4	–	4
На отходящих линиях	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	4,5	–	4,5
	Итого:		8,5	–	8,5

Проверяем трансформатор тока на электродинамическую и термическую стойкость:

$$i_{дин} = 52 \text{ кА} \geq i_{уд} = 9,96 \text{ кА}, \quad (70)$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 12,5^2 \cdot 1 = 156,25 \geq B_k = 4,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (71)$$

Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k \quad (72)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} \quad (73)$$

где $S_{приб}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{8,5}{5^2} = 0,34 \text{ Ом}.$$

Принимаем во вторичных цепях трансформаторов тока провода с медными жилами ($\rho = 0,0175$). Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом, тогда сопротивление проводов:

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k = \frac{S_{2ном}}{I_2^2} - r_{приб} - r_k = \frac{20}{5^2} - 0,34 - 0,05 = 0,41 \text{ Ом} \quad (74)$$

Сечение проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,41} = 1,7 \text{ мм}^2 \quad (75)$$

Принимаем стандартное сечение 2,5 мм², тогда сопротивление провода равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом} \quad (76)$$

Далее находим сопротивление нагрузки:

$$r_2 = 0,34 + 0,28 + 0,05 = 0,67 \text{ Ом} \quad (77)$$

Сопоставление расчетных и каталожных данных выбранного трансформатора тока марки ТОЛ-6-1-У2 (трансформатор тока, опорный, с литой изоляцией, 6-номинальное напряжения, 1- класс точности) сводим в таблицу 24.

Таблица 24 – Проверка трансформатора тока на вводе 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}}=600 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=396 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=52 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=9,96$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}}=992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=19,38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_{2\text{НОМ}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$

На отходящих присоединениях так же выбираем трансформаторы тока марки ТОЛ-6-1-У2.

Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 25.

Таблица 25– Проверка ТТ на отходящих присоединениях

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}}=200 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=177 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=52 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=9,96$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}}=306,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=19,38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_{2\text{НОМ}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$

10.5 Выбор трансформатора напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки $U_{ном} \geq U_{сет.ном}$;
- конструкции и схеме соединения обмоток;
- классу точности;
- вторичной нагрузке :

$$S_{ном} \geq S_{2\Sigma},$$

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

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, рассчитываемая по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{приб} \cdot \cos \varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \cdot \sin \varphi_{приб}\right)^2} \quad (78)$$

Параметры вторичной нагрузки трансформатора напряжения приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на 6 кВ

Прибор	Тип	Мощность прибора, В·А	Количество приборов	cosφ	sinφ	Суммарная мощность, В·А
Вольтметр	СВ 3020	4	1	1	0	8
Ваттметр	СР3020-ВАТТ	5	2	1	0	10
Варметр	СР3020-ВАР	5	2	1	0	10
Счетчик АЭ	Меркурий 236 ART	9	9	0,38	0,925	81
Счетчик РЭ						
Итого						109

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(4+5 \cdot 2+5 \cdot 2+9 \cdot 9 \cdot 0,38)^2 + (9 \cdot 9 \cdot 0,925)^2} = 92,82 \text{ ВА};$$

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ-6-95-УХЛ(2) (трансформатор напряжения, антирезонансный, с литой изоляцией, для измерений) с номинальной мощностью 200 ВА.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 27.

Таблица 27– Каталожные и расчетные данные выбора ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
$S_{\text{НОМ}}=200 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{2\Sigma}=92,82 \text{ ВА}$	$S_{\text{НОМ}} \geq S_{2\Sigma}$

Как видно из результатов, ТН соответствует данным условиям выбора и может быть принят к установке.

10.6 Выбор жестких шин

В закрытых РУ 6–10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно - и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения, так как они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения.

Наибольший рабочий ток на шинах 6 кВ равен:

$$I_{\text{max НН}} = \frac{S_{\text{ш}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{4,124}{\sqrt{3} \cdot 6} = 336 \text{ А} \quad (79)$$

Принимаем алюминиевую шину прямоугольного сечения 30x4мм, $S=120 \text{ мм}^2$, с номинальным допустимым током $I_{\text{доп}}=365 \text{ А}$.

Проверка шины на термическую стойкость производится исходя из условий:

$$q_{\text{min}} \leq q \quad (80)$$

где q_{min} – минимальное сечение по термической стойкости

q – выбранное сечение.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_m} = \frac{\sqrt{19,38 \cdot 10^6}}{91} = 48,4 \text{ мм}^2, \quad (81)$$

где $C_T = 91 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ – для алюминиевых шин, [18, с. 192, таб. 3.14].

Так как $q_{\min} < q$, следовательно, шины термически устойчивы.

Электродинамические силы, возникающие при КЗ, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины – изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает.

Длину пролета между опорными изоляторами примем равной $l = 1,5 \text{ м}$.

Собственная частота колебаний шины:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (82)$$

где q – поперечное сечение выбранной шины, см^2 ;

J – момент инерции шины, который согласно [18, с. 179, таб. 4.1] равен:

$$J = \frac{bh^3}{12} = \frac{0,4 \cdot 4^3}{12} = 2,13 \text{ см}^4. \quad (83)$$

$$f_0 = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{13,3}{1,6}} = 133,33$$

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{yd}^{(3)2}}{a}, \quad (84)$$

где $i_{yd}^{(3)2}$ – ударный ток на шине, А;

a – расстояние между фазами, м [18, с. 118, таб. 41.1.].

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{9960^2}{0,13} = 132,17 \text{ Н/м} \quad (85)$$

Равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент:

$$M_{\max} = \frac{f \cdot l^2}{10} = \frac{132,17 \cdot 1,5^2}{10} = 29,74 \text{ Н/м} \quad (86)$$

где l – длина пролета между опорными изоляторами, м.

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{\max} = \frac{M}{W}, \quad (87)$$

где W – момент сопротивления шины, который равен:

$$W = \frac{bh^2}{6} = \frac{0,4 \cdot 4^2}{6} = 0,53 \text{ см}^3. \quad (88)$$

$$\sigma_{\max} = \frac{29,74}{0,53} = 55,76 \text{ МПа}$$

Для выбранной шины $\sigma_{\text{доп}} = 85$ МПа, [18, с. 181, табл. 4.2], следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого значения.

10.7 Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{\text{расч}}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{\text{разр}}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (89)$$

$$F_{\text{расч}} = 0,6F_{\text{разр}} = F_{\text{доп}}, \quad (90)$$

где $F_{\text{разр}}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

Выбираем опорные изоляторы ИОР-6-3,75 УХЛ с минимальной разрушающей силой 3,75 кН.

Допустимая нагрузка на изолятор:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h, \quad (91)$$

где k_h – поправочный коэффициент на высоту шины, при расположении шин плашмя, равный:

$$k_h = \frac{H_{из} + b + \frac{h}{2}}{H_{из}} = \frac{120 + 4 + \frac{40}{2}}{120} = 1,2 \quad (92)$$

$$F_{расч} = 132,17 \cdot 1,5 \cdot 1,2 = 237,91 \text{ Н}$$

Выбранный изолятор удовлетворяет условию $F_{доп} \geq F_{расч}$ и может быть принят к установке.

11 Молниезащита и заземление подстанции Прогресс

11.1 Заземление подстанции Прогресс

Заземление электроустановок осуществляется преднамеренным электрическим соединением с заземляющим устройством, которое представляет собой совокупность заземлителя и заземляющих проводников.

Различают следующие виды заземлений:

- защитное – для обеспечения электробезопасности;
- рабочее – для обеспечения нормальных режимов работы установки;
- молниезащитное – для защиты электрооборудования от перенапряжений и молниезащиты зданий и сооружений.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений заключается в определении границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года должно быть

$$R \leq \frac{250}{I}, \quad (93)$$

где I – расчетный ток замыкания на землю, А.

Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом.

Величину емкостного тока для сетей с изолированной нейтралью рекомендуется, определять следующим образом:

$$I_C = \frac{U_{ном} \cdot L_{\Sigma}}{350}, \quad (94)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ;

L – суммарная длина линий, км.

Суммарный емкостный ток сети определяется как сумма описанных выше составляющих для всех гальванически связанных линий сети.

Суммарный емкостный ток в сети 35кВ равен:

$$I_{C35} = \frac{35 \cdot 2,7}{350} = 0,27 \text{ А.}$$

Суммарный емкостный ток в сети 6 кВ:

$$I_{C10} = \frac{6 \cdot 2,7}{350} = 0,1 \text{ А.}$$

Для расчета принимаем $I_C=0,27$ А.

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R \leq \frac{250}{0,27} = 925 \text{ Ом.}$$

Так как согласно ПУЭ сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом, то в дальнейших расчетах принимаем, что $R \leq 10$ Ом.

Определяется площадь S используемая под заземление подстанции
Прогресс:

$$S = (38 + 2 \cdot 1,5) \cdot (55,4 + 2 \cdot 1,5) = 2394,4 \text{ м}^2$$

Принимается диаметр и длина прутка для заземлителя: $d = 10 \text{ мм}$, $L_B = 5 \text{ м}$. Сечение данного прутка составляет $S_{\text{пр.в}} = 78,5 \text{ мм}^2$

Выбранный пруток проверяется на термическую стойкость токам короткого замыкания по формуле:

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot \delta_{\text{ср}} (d_{\text{пр}} + \delta_{\text{ср}}), \quad (95)$$

где $\delta_{\text{ср}}$ – средняя глубина коррозии, по сечению проводника, определяемая по формуле:

$$\delta_{\text{ср}} = a_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + b_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + c_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + d_{\text{к}}, \text{ мм} \quad (96)$$

где T – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

$a_{\text{к}}$, $b_{\text{к}}$, $c_{\text{к}}$, $d_{\text{к}}$ – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$\delta_{\text{ср}} = 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^3 + 0,0104 \cdot \ln(240)^3 + 0,0224 =$$

$$= 0,782 \text{ мм};$$

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot 0,78(10 + 0,78) = 26,49 \text{ мм}^2.$$

Подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя подстанции согласно условию:

$$S_{\text{пр.в}} \geq F_{\text{кор}},$$

$$78,5 \text{ мм}^2 > 26,49 \text{ мм}^2$$

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

Пользуясь планом расположения оборудования, зданий и сооружений подстанции, определяется месторасположение и длина горизонтальных заземлителей, принимая во внимание, что размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов не должна превышать 6×6 метров.

Производим конструктивное выполнение заземляющей сетки. Сторона d условно делится на целое число с шагом $a_q = 6$ м.

Суммарная длина горизонтальных заземлителей определяется по формуле:

$$L = \left(\frac{S}{a_q} \right) \cdot 2 = \left(\frac{2394,4}{6} \right) \cdot 2 = 798,13 \text{ м.} \quad (97)$$

Представим площадь подстанции квадратичной моделью со сторонами a , тогда $a = \sqrt{2394,4} = 48,93$ м.

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1 = \frac{798,13}{2 \cdot 48,93} - 1 = 7,16 \quad (98)$$

принимаем значение – 8 штук.

Длина ячейки $a_m = a / m = 48,93 / 8 = 6,1$ м.

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1) = 2 \cdot 48,93 \cdot (8 + 1) = 880,8 \text{ м.} \quad (99)$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_s = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_s} \cdot l_s} = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62, \quad (100)$$

где a_q – расстояние между вертикальными электродами, равная 6 м;

l_g – длина вертикальных электродов, м.

Округляем до ближайшего целого значения $n_b = 34$ шт.

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{cm} = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_g \cdot l_g} \right), \quad (101)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта;

A – параметр, зависящий от соотношения l_g/\sqrt{S} , равный 0,05.

$$R_{cm} = \rho \cdot \left(\frac{0,05}{48,93} + \frac{1}{798,13 + 34 \cdot 5} \right) = 1,64 \text{ Ом}$$

Импульсное сопротивление R_u определяется умножением сопротивления при стационарном режиме R_{cm} на импульсный коэффициент α_u , зависящий от характеристики грунта, значения импульса тока молнии и типа заземлителя:

$$R_u = R_{cm} \cdot \alpha_u, \quad (102)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{mol} + 45)}}, \quad (103)$$

где I_{mol} – ток молнии, принимается равным 60 кА.

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot 48,93}{(150 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,18$$

$$R_u = 1,64 \cdot 1,18 = 1,94 \leq 10 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 10 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ. Контур заземления подстанции Прогресс приведен на 5 листе графической части ВКР.

11.2 Защита от прямых ударов молнии

Для защиты территории подстанции применяется многократный стержневой молниеотвод. Молниеотводы установлены на линейных порталах – 1 и 3, и на мачтах прожекторного освещения 2 и 4. Зона защиты многократного стержневого молниеотвода определяется зонами защиты попарно взятых соседних молниеотводов, при условии, что высота каждого молниеотвода не превышает 150 м. Проверим зону защиты подстанции, расчёт проводим по [19]. Защита рассчитывается на трёх уровнях: на уровне земли, на уровне основного оборудования, и на самом высоком уровне, верхняя точка оборудования.

Приведём пример расчёта для молниеотводов М1 – М2. Эффективная высота молниеотвода рассчитывается по формуле:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h, \quad (104)$$

где h – полная высота молниеотвода, принимается самостоятельно, и равна 12 м.

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 12 = 10,2 \text{ м}$$

Радиус внутренней зоны защиты на уровне земли:

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (105)$$

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot 12) \cdot 12 = 12,912 \text{ м}$$

Радиус внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта находим по формуле (88):

$$r_x = r_o \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right), \quad (106)$$

где h_x – высота защищаемого объекта, уровень основного оборудования – 4,3 м, на уровне линейного портала – 6,5 м.

тогда:

$$r_x = 12,912 \cdot \left(1 - \frac{4,3}{10,2}\right) = 7,469 \text{ м}$$

$$r_x = 12,912 \cdot \left(1 - \frac{6,5}{10,2}\right) = 4,684 \text{ м}$$

Минимальная высота внутренней зоны защиты, формула (89):

$$h_{cx} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h), \quad (107)$$

где L – расстояние между молниеотводами, м.

$$h_{cx} = 10,2 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 12) \cdot (27,1 - 12) = 7,579 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли:

$$r_{co} = r_o \quad (108)$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта, находим по формуле (91):

$$r_{cx} = r_{co} \cdot \left(\frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}}\right) \quad (109)$$

Тогда:

$$r_{cx} = 12,912 \cdot \left(\frac{7,579 - 4,3}{7,579}\right) = 5,586 \text{ м},$$

$$r_{cx} = 12,912 \cdot \left(\frac{7,579 - 6,5}{7,579}\right) = 1,838 \text{ м}.$$

Аналогично рассчитываются остальные пары молниеотводов. План зоны молниезащиты представлен на листе 6, графической части. Результаты расчёта заносим в таблицу 28.

Таблица 28 – Результаты расчёта стержневых молниеотводов

№ молниеотвода	L, м	r_{co} , м	h_{cx} , м	r_{cx} , м (на уровне основного оборудования)	r_{cx} , м (на уровне линейного портала)
1-2, 3-4	27,1	12,91	7,58	5,59	1,84
1-3	11,5	12,91	10,29	7,51	4,75
2-4	14,75	12,91	9,72	7,2	2,92

12 Оценка надежности схемы

12.1 Общие сведения

Надежность определяется, как свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортировки. В данном пункте, определение надежности схемы электроэнергетической системы будем проводить аналитическим методом. Данный метод позволяет количественно оценить надежность электрической схемы любой сложности. Он основан на композиции системного анализа и теории вероятностей. Его сущность заключается в определении количественных вероятностных значений показателей надежности, к которым относятся: полное погашение схемы, разрыв транзита, оценка возможных недоотпусков электроэнергии при частичных отказах схемы.

12.2 Расчёт показателей надёжности для участка сети

В данном разделе было принято решение об оценке надёжности ТП 6/0,4 кВ, и подходящих к ней линий, питающейся от центра питания. За расчётную схему принят участок Прогресс - ТП 257, схема замещения участка сети в нормальном режиме, представлена на рисунке 9.

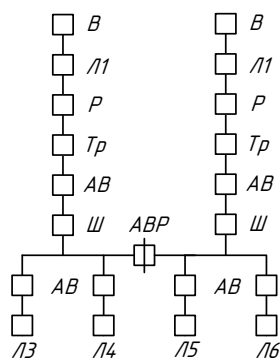


Рисунок – 9 Схема замещения в нормальном режиме

Исходные данные для расчёта даны в таблице 29.

Таблица 29 – Исходные данные для расчёта надёжности

Элемент схемы замещения	Средняя частота устойчивых отказов, λ	Среднее время восстановления, t_B , ч	Средняя частота плановых отключений, $\lambda_{пл}$	Среднее время планового восстановления, $t_{пл,ч}$
Выкл. 6 кВ	0,003	11	0,14	8
Разъединитель, 6 кВ	0,01	7	0,166	4
Ав.вык. 0,4 кВ	0,02	4	0,33	10
Линия 0,4 кВ	0,25 на 1 км	2	0,17	5
Линия 6 кВ	0,076 на 1 км	5	0,17	6
Трансф. 6/0,4	0,016	50	0,166	150

Разрезая схему по АВР, получаем две отдельные цепочки, для которых будем проводить расчет. Рассчитаем показатели надёжности для элементов схемы. Средняя частота устойчивых отказов ВЛ 6 кВ определена как модель:

$$\lambda_{ВЛ} = \lambda_{ВЛуст} + \lambda_{ВЛнеуст}, \quad (110)$$

где $\lambda_{ВЛуст}$ – вероятность отказа при устойчивом КЗ;

$\lambda_{ВЛнеуст}$ – вероятность отказа при неустойчивом КЗ.

$$\lambda_{ВЛуст} = l \cdot \lambda_{ВЛ}, \quad (111)$$

$$\lambda_{ВЛнеуст} = \alpha \cdot \lambda_{ВЛуст}, \quad (112)$$

где l – длина линии, км,

α – коэффициент средней частоты неустойчивых отказов, [5].

$$\lambda_{БЛ1} = 0,67 \cdot 0,076 + 2 \cdot 0,67 \cdot 0,076 = 0,153,$$

$$\lambda_{БЛ2} = 0,67 \cdot 0,076 + 2 \cdot 0,67 \cdot 0,076 = 0,153,$$

$$\lambda_{БЛ3} = 0,3 \cdot 0,076 + 2 \cdot 0,3 \cdot 0,076 = 0,225,$$

$$\lambda_{БЛ4} = 0,32 \cdot 0,076 + 2 \cdot 0,32 \cdot 0,076 = 0,24,$$

$$\lambda_{БЛ5} = 0,36 \cdot 0,076 + 2 \cdot 0,36 \cdot 0,076 = 0,27,$$

$$\lambda_{БЛ6} = 0,4 \cdot 0,076 + 2 \cdot 0,4 \cdot 0,076 = 0,3.$$

Средняя частота устойчивых отказов выключателя 6 кВ также определена как модель:

$$\lambda_{В6.модель} = \lambda_{вык.6} + 2 \cdot \lambda_{раз6} \quad (113)$$

$$\lambda_{В6.модель} = 0,003 + 2 \cdot 0,01 = 0,023.$$

Произведём расчёт показателей надёжности для нормального режима схемы. Определим параметры потока отказов первой и второй цепей, учитывая их преднамеренные отключения, пользуясь следующей формулой:

$$\lambda_c = \sum_{i=1}^n \lambda_i + \lambda_{пр.наиб}, \quad (114)$$

где $\lambda_{пр.наиб}$ – наибольшая средняя частота плановых отключений цепочки.

Расчёт для первой и второй цепочки:

$$\begin{aligned} \lambda_{c1} &= \lambda_{вык} + \lambda_{л1} + \lambda_{раз6} + \lambda_{тр6} + \lambda_{ав} + 2 \cdot \lambda_{ав} + \lambda_{Л3} + \lambda_{Л4} + \lambda_{пр.наиб} = \\ &= 0,023 + 0,153 + 0,01 + 0,016 + 0,02 + 2 \cdot 0,02 + 0,225 + 0,24 + 0,166 = 0,893, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \lambda_{c1} &= \lambda_{вык} + \lambda_{л2} + \lambda_{раз6} + \lambda_{тр6} + \lambda_{ав} + 2 \cdot \lambda_{ав} + \lambda_{Л5} + \lambda_{Л6} + \lambda_{пр.наиб} = \\ &= 0,023 + 0,153 + 0,01 + 0,016 + 0,02 + 2 \cdot 0,02 + 0,27 + 0,3 + 0,166 = 0,998. \end{aligned}$$

Определяем вероятность отказов обеих цепей:

$$q_{ц} = \sum_{i=1}^n \lambda_i \cdot t_{Bi} \quad (115)$$

Так как t_{Bi} , задано в часах, то его нужно выразить в годах, тогда:

$$t_B^* = \frac{t_B}{8760} \quad (116)$$

Следовательно, вероятности отказа составят:

$$\begin{aligned} q_1 &= \lambda_{\text{вык}} \cdot \frac{t_{\text{в.вык}}}{8760} + \lambda_{л1} \cdot \frac{t_{\text{в.л1}}}{8760} + \lambda_{\text{раз}} \cdot \frac{t_{\text{в.раз}}}{8760} + \lambda_{\text{мп}} \cdot \frac{t_{\text{в.мп}}}{8760} + \lambda_{\text{ав}} \cdot \frac{t_{\text{в.ав}}}{8760} + \\ &2 \cdot \lambda_{\text{ав}} \cdot \frac{t_{\text{в.ав}}}{8760} + \frac{t_{\text{в.л04}}}{8760} \cdot (\lambda_{л3} + \lambda_{л4}) = 0,023 \cdot \frac{11}{8760} + 0,153 \cdot \frac{5}{8760} + 0,01 \cdot \frac{8}{8760} + \\ &+ 0,016 \cdot \frac{50}{8760} + 0,02 \cdot \frac{4}{8760} + 2 \cdot 0,02 \cdot \frac{4}{8760} + \frac{2}{8760} \cdot (0,225 + 0,24) = \\ &= 3,501 \cdot 10^{-4}, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} q_2 &= \lambda_{\text{вык}} \cdot \frac{t_{\text{в.вык}}}{8760} + \lambda_{л2} \cdot \frac{t_{\text{в.л1}}}{8760} + \lambda_{\text{раз}} \cdot \frac{t_{\text{в.раз}}}{8760} + \lambda_{\text{мп}} \cdot \frac{t_{\text{в.мп}}}{8760} + \lambda_{\text{ав}} \cdot \frac{t_{\text{в.ав}}}{8760} + \\ &2 \cdot \lambda_{\text{ав}} \cdot \frac{t_{\text{в.ав}}}{8760} + \frac{t_{\text{в.л04}}}{8760} \cdot (\lambda_{л5} + \lambda_{л6}) = 0,023 \cdot \frac{11}{8760} + 0,153 \cdot \frac{5}{8760} + 0,01 \cdot \frac{8}{8760} + \\ &+ 0,016 \cdot \frac{50}{8760} + 0,02 \cdot \frac{4}{8760} + 2 \cdot 0,02 \cdot \frac{4}{8760} + \frac{2}{8760} \cdot (0,27 + 0,3) = 3,741 \cdot 10^{-4}. \end{aligned}$$

Определим среднее время восстановления каждой цепи:

$$t_{Bc} = \frac{q_c}{\lambda_c} = \frac{q_i}{\lambda_i^*} = \frac{q_i}{\lambda_i - \lambda_{\text{пр.наиб}}} \quad (117)$$

$$t_{B1} = \frac{q_1}{\lambda_1 - \lambda_{\text{пр.наиб}}} = \frac{3,501 \cdot 10^{-4}}{0,893 - 0,166} \cdot 8760 = 4,22 \text{ ч},$$

$$t_{B1} = \frac{q_1}{\lambda_1 - \lambda_{\text{пр.наиб}}} = \frac{3,501 \cdot 10^{-4}}{0,893 - 0,166} \cdot 8760 = 4,22 \text{ ч}.$$

Определим параметр потока отказов системы, состоящей из двух параллельных элементов:

$$\lambda_c = \sum_{i=1}^n \lambda_i \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n (\lambda_j \cdot t_{Bj} + \lambda_{npj} \cdot t_{npj}) \quad (118)$$

$$\lambda_c = 0,893 \cdot 3,741 \cdot 10^{-4} + 0,998 \cdot 3,501 \cdot 10^{-4} + \frac{0,727 \cdot 150 \cdot 0,166 + 0,832 \cdot 150 \cdot 0,166}{8760} = 5,113 \cdot 10^{-3} \text{ 1/год.}$$

Найдём среднюю вероятность состояния отказа системы:

$$q_c = K_{п.с.} = \prod_{i=1}^n \lambda_i \cdot t_{Bi} + \prod_{i=1}^n K_{npi} \cdot \lambda_{np} \cdot t_{npi} \cdot \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \lambda_i \cdot t_{Bi}, \quad (119)$$

где K_{npi} – коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого.

$$K_{np} = 1 - e^{-\bar{t}_{npi} / \bar{t}_{Bэкс}} \quad (120)$$

$$K_{np1} = 1 - e^{-\bar{t}_{np1} / \bar{t}_{B2}} = 1 - e^{-150/3,94} = 1, \quad K_{np2} = 1 - e^{-\bar{t}_{np2} / \bar{t}_{B1}} = 1 - e^{-150/4,22} = 1.$$

Тогда:

$$q_c = q_1 \cdot q_2 + K_{np1} \cdot \lambda_{np1} \cdot t_{np1} \cdot q_2 + K_{np2} \cdot \lambda_{np2} \cdot t_{np2} \cdot q_1 = 3,501 \cdot 10^{-4} \cdot 3,741 \cdot 10^{-4} + \frac{1 \cdot 0,166 \cdot 150 \cdot 3,741 \cdot 10^{-4} + 1 \cdot 0,166 \cdot 150 \cdot 3,501 \cdot 10^{-4}}{8760} = 2,189 \cdot 10^{-6}.$$

Найдём среднее время безотказной работы системы, и расчётное время безотказной работы:

$$\bar{T}_c = \frac{1}{\lambda_c} \quad (121)$$

$$\bar{T}_p = -\ln(1 - \alpha) \cdot \bar{T}_c \quad (122)$$

$$\bar{T}_c = \frac{1}{5,113 \cdot 10^{-3}} = 195,569 \text{ лет}, \quad \bar{T}_p = \ln(1 - 0.1) \cdot 195,569 = 20,605 \text{ лет}.$$

Среднее время восстановления системы и математическое ожидание недоотпущенной электроэнергии:

$$t_{BC} = \frac{q_c}{\lambda_c} \quad (123)$$

$$W_{нед} = q_c \cdot P_{треб} \cdot T_{Г} \quad (124)$$

Тогда:

$$t_{BC} = \frac{q_c}{\lambda_c} = \left(\frac{2,189 \cdot 10^{-6}}{5,113 \cdot 10^{-3}} \right) \cdot 8760 = 3,751 \text{ ч},$$

$$W_{нед} = 2,189 \cdot 10^{-6} \cdot (400 \cdot 2 \cdot 0,7 \cdot 0,8) \cdot 8760 = 8,592 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Теперь необходимо оценить надежность системы с учетом АВР. Резервирование замещением называется такое резервирование, при котором резервные элементы включаются только после автоматического отключения отказавших элементов. Резервирование замещением описывается формулой полной вероятности, то есть с учетом АВР:

$$q_c(t) = q(S/A_1A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + q(S/\bar{A}_1A_2) \cdot q(A_1) \cdot p(A_2) + q(S/A_1\bar{A}_2) \cdot p(A_1) \cdot q(A_2) + q(S/\bar{A}_1\bar{A}_2) \cdot q(A_1) \cdot q(A_2), \quad (125)$$

где $q(S/A_1A_2)$ – условная вероятность отказа системы при отсутствии отказов аппаратуры;

$q(S/\bar{A}_1A_2)$ – то же при отказе в отключении отказавшего элемента;

$q(S/A_1\bar{A}_2)$ – то же при отказе во включении резервного элемента;

$q(S/\bar{A}_1\bar{A}_2)$ – то же при совпадении отказа в отключении с отказом во

включении;

$p(A_1), p(\bar{A}_1)$ – соответственно, вероятность отсутствия отказа и вероятность отказа во включении;

$p(A_2), p(\bar{A}_2)$ – соответственно, вероятность отсутствия отказа и вероятность отказа во включении.

Каждый из потребителей может оказаться присоединенным к одной из секций шин с вероятностью 0,5, поэтому:

$$q(S / \bar{A}_1 A_2) = q(S / A_1 \bar{A}_2) = q(S / \bar{A}_1 \bar{A}_2) = 0,5.$$

Тогда:

$$q(A_1) = q(A_2) = \frac{\lambda_{AB} \cdot t_{B.AB}}{8760} = \frac{0,02 \cdot 4}{8760} = 9,132 \cdot 10^{-6},$$

$$p(A_1) = p(A_2) = 1 - q(A_1) = 1 - 9,132 \cdot 10^{-6} = 1.$$

Тогда формула полной вероятности будет иметь вид:

$$q_{сАВР}(t) = 2,189 \cdot 10^{-6} \cdot 1 \cdot 1 + 0,5 \cdot 9,132 \cdot 10^{-6} \cdot 1 + 0,5 \cdot 9,132 \cdot 10^{-6} \cdot 1 + 0,5 \cdot 2 \cdot 9,132 \cdot 10^{-6} = 2,045 \cdot 10^{-5}.$$

В аварийном режиме расчёт будет аналогичен выше изложенному, однако, схема поменяется, и расчёт будет проходить только для одной цепи. Рассмотрим режим, при котором один из трансформаторов выйдет из строя, и питание будет осуществляться через АВР. Схема замещения электрической сети будет иметь следующий вид:

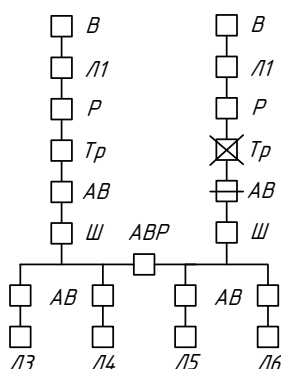


Рисунок – 13 Схема замещения в послеаварийном режиме

Подробный расчёт для подстанций ТП 257 представлен в приложении Д. Результаты расчёта, для обоих режимов сведены в таблицу 30.

Таблица 30 – Результаты расчета нормального и послеаварийного режима

Показатели	Нормальный режим	Послеаварийный режим
Параметры потока отказов, λ_c	0,005113	1,463
Средняя вероятность состояния отказа системы q_c	0,000002189	0,0007128
Среднее время безотказной работы, \bar{T}_c , лет	195,5	0,684
Рабочее время безотказной работы, \bar{T}_p , лет	20,6	0,072
Время восстановления системы, t_{BC} , ч	3,75	4,27
Средний недоотпуск электроэнергии, $W_{нед}$, кВт·час	8,592	2797

13 Релейная защита, автоматика и сигнализация

13.1 Выбор системы оперативного тока

Под надежностью понимается свойство объекта – систем или элемента выполнять заданные функции, сохраняя показатели в заданных условиях эксплуатации. Мерой надежности является вероятность. Надежность системы обеспечивается такими ее свойствами и свойствами элементов, как работоспособность, безотказность, ремонтпригодность, долговечность. В настоящее время в технике и энергетике наибольшее распространение получили элементные методы расчета надежности систем, которые исходят из предположения, что система состоит из самостоятельных элементов, при этом, как правило, функциональные зависимости между параметрами режимов отдельных элементов системы рассматриваются приближенно.

Считается, что отказ системы в выполнении заданных функций наступает в результате отказа элементов или их групп, ошибок обслуживающего персонала, отказов релейной защиты и противоаварийной автоматики.

В качестве показателей надежности отдельных элементов и систем в практических инженерных расчетах в течение расчетного интервала времени принимаются следующие характеристики:

- вероятность отказа, или средний коэффициент вынужденного простоя q ;
- параметр потока отказов (среднее количество отказов) ω , 1/год;
- среднее время восстановления t_B , ч;
- недоотпуск электроэнергии $W_{нед}$, МВт·ч.

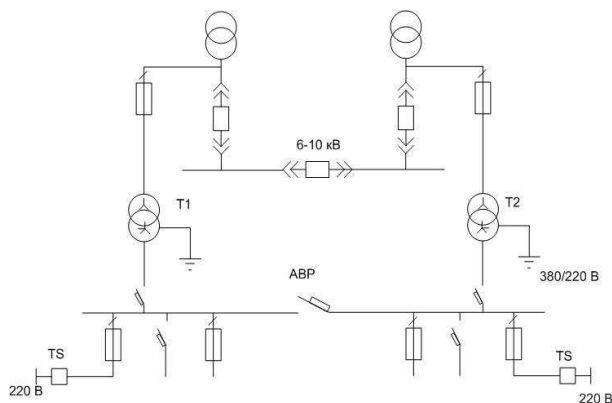


Рисунок 10 - Схема питания оперативных цепей переменного тока

13.2 Виды и типы релейной защиты

Релейная защита осуществляет непрерывный контроль за состоянием всех элементов энергосистемы и реагирует на возникновение повреждений и ненормальных режимов. При возникновении повреждений РЗ должна выявить поврежденный участок и отключить его от энергосистемы, воздействуя на специальные силовые выключатели, предназначенные для размыкания токов повреждения.

Релейную защиту принято классифицировать по характеру изменения параметра, на который реагирует защита, по назначению в зависимости от ответственности и порядка работы при КЗ, а также для определенных видов КЗ.

По характеру изменения параметра защиты разделяются на максимальные и минимальные. Защиты, реагирующие на величины токов и напряжений, возрастающие в условиях КЗ, называются максимальными. Защиты, реагирующие на величины напряжения и сопротивления, снижающиеся при КЗ, называются минимальными.

По назначению в зависимости от ответственности и порядка действия при КЗ, защиты классифицируют как основные, резервные и дополнительные.

Основной называется защита, обеспечивающая первоочередное отключение повреждений в любой точке защищаемого участка.

Резервной называют защиту, обеспечивающую отключение поврежденного участка при отказе в работе основной защиты или выключателя. Различают резервные защиты ближнего действия, отключающие повреждения в любой точке защищаемого участка при отказе его основной защиты, и резервные защиты дальнего действия, создающие условия для отключения защищаемого участка при КЗ на смежном участке и отказе защиты или выключателя смежного участка. С целью упрощения резервных защит допускается выполнение их реагирующими только на более частные виды КЗ (однофазные и двухфазные).

Дополнительной называется защита, обеспечивающая частичное дублирование основной защиты и действующая в этом случае одновременно с ней. Обычно это простая защита, основанная на другом принципе и отключающая наиболее тяжелые виды КЗ на части защищаемого участка.

По назначению для определенных видов КЗ классификация защит зависит от режима заземления нейтрали сети. Для сети, работающей с эффективно заземленной нейтралью, выделяют защиты от междуфазных повреждений (максимальные токовые и дистанционные), от замыканий на землю (максимальные токовые нулевой последовательности) и от всех видов повреждений (дифференциальные, дифференциально-фазные и направленные высокочастотные защиты, а также приставки высокочастотной блокировки).

В зависимости от вида защищаемого оборудования различают защиты воздушных ЛЭП; кабельных ЛЭП; шин; силовых трансформаторов; синхронных компенсаторов; электродвигателей.

Таким образом, можно выделить основные виды релейной защиты оборудования, применяемые в различных системах электроснабжения:

- а) токовая защита – ненаправленная или направленная;

- б) защита минимального напряжения;
- в) газовая защита;
- г) дифференциальная защита;
- д) дистанционная защита;
- е) дифференциально-фазная (высокочастотная) защита.

При проектировании релейной защиты основными требованиями являются: быстродействие, избирательность (селективность), чувствительность, надежность и наличие устройств сигнализации.

Быстродействующей считается защита, обеспечивающая подачу командного импульса на отключение со временем не более 0,1 с от момента возникновения нарушения. Быстродействующими являются первые ступени токовых отсеков, дистанционных защит, продольные и поперечные дифференциальные, дифференциально-фазные и направленные высокочастотные защиты.

Избирательной считается защита, обеспечивающая отключение только поврежденного элемента энергосистемы. Необходимая избирательность достигается отстройкой от таких величин подводимых к защите параметров, при которых защита данного элемента не должна действовать.

Чувствительной считается защита, обеспечивающая надежное отключение защищаемого элемента при его повреждениях. Надежность отключения характеризуется коэффициентом чувствительности.

Надежной считается защита, обеспечивающая ее устойчивое функционирование в неодинаковых режимах. Различают аппаратную и эксплуатационную надежность. Аппаратная надежность характеризует качество защиты, обеспечивается простотой схем, а также безотказностью, ремонтпригодностью и долговечностью комплектующих элементов. Для сложных защит применяют устройства самоконтроля (функциональный контроль), обеспечивающие, в частности, вывод защиты из работы при ее повреждениях и контроль исправности выходных цепей. Эксплуатационная надежность характеризует устойчивость функционирования и обеспечивается

точностью работы и помехозащищенностью, а также реализацией таких основных требований, как быстродействие, избирательность и чувствительность. Для повышения надежности применяют дублирование и резервирование основных защит.

Наличие устройств сигнализации позволяет судить о правильности работы защиты и автоматики и анализировать порядок протекания процессов при КЗ. Для этой цели применяют различные устройства регистрации аварийных событий.

13.3 Релейная защита питающей линии

В соответствии с [2] для линий в сетях 35 кВ с изолированной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю (далее – ОЗЗ).

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должны быть установлены преимущественно ступенчатые защиты тока или ступенчатые защиты тока и напряжения. Однофазные замыкания не относятся к коротким замыканиям и могут существовать 2 и более часов. Поэтому защита от замыканий на землю может действовать на сигнал.

Таким образом, питающие подстанцию Прогресс ВЛ-35 кВ оснащаются максимальной токовой защитой, токовой отсечкой и сигнализацией при замыканиях на землю.

Релейную защиту питающих линий реализуем на базе микропроцессорного устройства защиты присоединений напряжением 3-35 кВ «Сириус-21-Л» производства ЗАО «РАДИУС Автоматика». Данное устройство позволяет реализовать требующиеся функции защиты.

13.4 Защита трансформатора 35/6 кВ

13.4.1 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала.

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{ном.Н}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.Н}}}, \quad (126)$$

Где $S_{\text{ном.тр}}$ – номинальная мощность трансформатора;

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

Номинальные токи трансформатора равны:

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 103 \text{ A},$$

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.НН}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 6} = 507 \text{ A}$$

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

$$I_{\text{ном.втор.N}} = \frac{I_{\text{ном.N}} \cdot I_{\text{н.ТТ.В}}}{I_{\text{н.ТТ.П}}} = \frac{I_{\text{ном.N}}}{K_{\text{тр.ТТ.N}}}, \quad (127)$$

где $K_{\text{тр.ТТ.N}} = I_{\text{н.ТТ.П}} / I_{\text{н.ТТ.В}}$ – 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:

$$K_{\text{тр.ТТ.ВН}} = 200 / 5 = 40$$

$$K_{\text{тр.ТТ.НН}} = 600 / 5 = 120$$

$$I_{\text{ном.втор.ВН}} = \frac{103}{40} = 2,6 \text{ A}$$

$$I_{\text{ном.втор.НН}} = \frac{507}{120} = 4,225 \text{ A}$$

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.

$$0,5 \leq K_{\text{ТР.ТТН}} \geq 5$$

$$I_{\text{ном.ВН}} = 2,6 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.НН}} = 4,255 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

13.4.2 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.

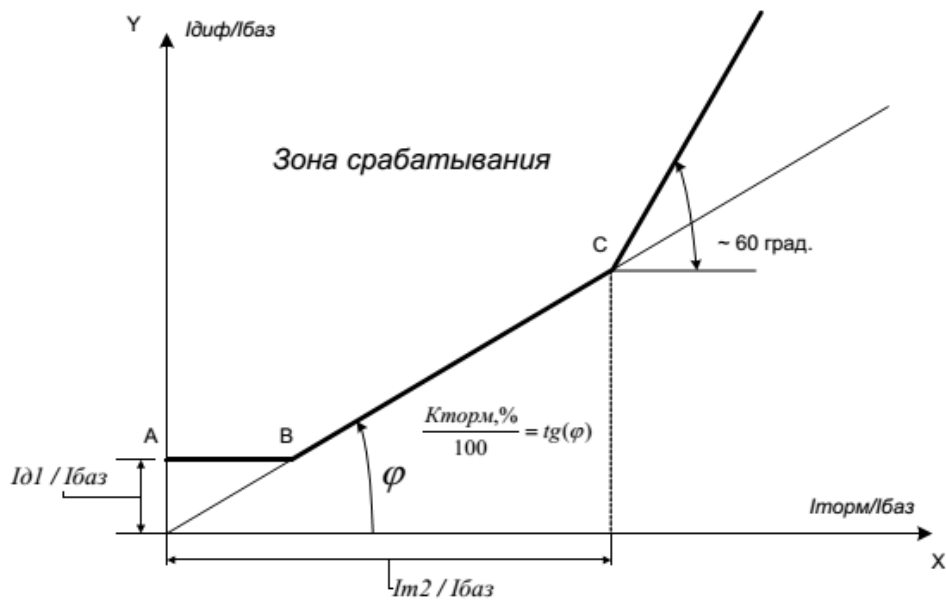


Рисунок 11 – Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением)

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- 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:

$$I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}, \quad (128)$$

где $K_{\text{отс}}$ – 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

$$I_{\text{нб.расч}} = I'_{\text{нб.расч}} + I''_{\text{нб.расч}} + I'''_{\text{нб.расч}}, \quad (129)$$

$$I'_{\text{нб.расч}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{расч}}^*, \quad (130)$$

$$I''_{\text{нб.расч}} = \Delta U \cdot I_{\text{расч}}^*, \quad (131)$$

$$I'''_{\text{нб.расч}} = f_{\text{выр}} \cdot I_{\text{расч}}^*, \quad (132)$$

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

$k_{\text{пер}}$ – 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:

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

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:

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1 - 0,5 \cdot 0,49 = 0,76 \quad (133)$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} / K_{\text{сн.т.}} \quad (134)$$

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

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{\text{T2}}/I_{\text{баз}}$ 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 ($I_{\text{T}}/I_{\text{баз}}=1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_{\text{T}}/I_{\text{баз}}=1,3$). 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 $I_{T2}/I_{баз} = 1,5 - 2$.

13.4.3 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.

$$I_{дто} \geq 6$$

$$I_{дто} \geq k_{отс} \cdot I_{нб.расч*}$$

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:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{зап}}{K_{в}} \cdot I_{раб.макс}, \quad (135)$$

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. Согласно [2] для городских сетей общего назначения: $K_{зап}=2,5$;

$K_{в}$ – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{раб,макс}$ – 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:

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

Ток срабатывания на стороне НН:

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

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

$$K_{ч} = \frac{I_{кз,мин}}{I_{уст}}, \quad (136)$$

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

$I_{уст}$ – 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.

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

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

13.4.4 Газовая защита

Газовая защита трансформаторов имеет абсолютную селективность и срабатывает только при повреждениях внутри бака защищаемого объекта. Защита реагирует на повреждения, сопровождающиеся выделением газа, выбросом масла из бака в расширитель или аварийным понижением уровня масла. Газовая защита – одна из немногих, после которых не допускается действие АПВ, так как в большинстве случаев отключаемые ей повреждения оказываются устойчивыми.



Рисунок 12– Газовое реле Бухгольца

В рассечку трубопровода, соединяющего бак и расширитель, устанавливается газовое реле. Газовое реле имеет герметичный корпус со смотровыми окошками. Сверху на корпусе реле имеется специальный кран, предназначенный для выпуска воздуха и отбора проб газа. Газовое реле имеет два поплавковых элемента, действующих при срабатывании на замыкание механически связанных с ними контактов, и реагирующих на снижение уровня масла в реле, а также струйный элемент (подвешенная на пути масла пластинка с калиброванным отверстием), срабатывающим при интенсивном движении потока масла из бака в расширитель. В нормальном режиме корпус газового реле заполнен маслом, и контакты, связанные с его поплавковыми и струйным элементами, разомкнуты.

При внутреннем повреждении в баке защищаемого аппарата – горение электрической дуги или перегрев внутренних элементов – трансформаторное масло разлагается с выделением горючего газа, содержащего до 70% водорода. Выделяющийся газ стремится вверх к крышке бака и, так как трансформатор устанавливается с наклоном (1÷2)% в сторону расширителя, движется в расширитель. Проходя через газовое реле, газ вытесняет из него масло. При незначительном выделении газа или снижении уровня масла в расширителе до уровня верхнего поплавкового элемента, он срабатывает и замыкаются контакты, действующие на сигнал (первая ступень газовой защиты). При значительном выделении газа срабатывает нижний поплавковый элемент и замыкаются контакты, действующие на отключение (вторая ступень газовой защиты). При интенсивном движении потока масла из бака в расширитель срабатывает струйный элемент, действующий на отключение, аналогично второй ступени газовой защиты.

13.5 Защита линий 6 кВ

В сетях напряжением до 35 кВ в качестве основных применяют максимальные токовые защиты в сочетании с токовой отсечкой при обеспечении требуемой селективности и чувствительности. Защиту отходящих линий выполним на основе микропроцессорного терминала «Сириус-Л».

Данное устройство предназначено для выполнения функций релейной защиты в линиях 6-35 кВ. В нём имеются такие защиты как трёхступенчатая МТЗ, защита от однофазных замыканий на землю, защита от обрыва фазы, токовая отсечка.

МТЗ может иметь четыре ступени, первая ступень выполнена в виде токовой отсечки, вторая ступень, ступень с независимыми времятоковыми характеристиками, третья – с зависимыми времятоковыми характеристиками. Четвёртая ступень – дополнительная, и может быть либо введена, либо выведена, в зависимости от необходимости, и действовать на отключение или сигнализацию.

Произведем расчет защиты линии от Ф4-ТП257.

Рассчитаем максимальную токовую защиту.

Ток срабатывания защиты определяется по следующей формуле:

$$I_{c.з} = \frac{k_H \cdot k_{c/з}}{k_\theta} \cdot I_{раб}, \quad (137)$$

где k_H – коэффициент надежности микропроцессорной защиты, равный 1,05, [23, с 45];

$k_{c/з}$ – коэффициент, учитывающий толчки тока от самозапуска электродвигателей, принимаем равным 1, [23, с 48];

k_θ – коэффициент возврата, равный 0,95, [23, с 49];

$I_{раб}$ – максимальный рабочий ток нагрузки защищаемой линии.

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{c.з} = \frac{1,05 \cdot 1}{0,95} \cdot 177 = 157,3 \text{ A.}$$

Ток надежного срабатывания защиты определится из выражения:

$$I_{c.п} = I_{c.з} \cdot \left(\frac{k_{cx}}{k_{Г.Т}} \right) = 157,3 \cdot \frac{1}{300/5} = 1,57 \text{ A}, \quad (138)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы ($k_{cx}=1$, для схемы неполной звезды);
 $k_{T.T}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока на отходящем присоединении равен 300/5.

Коэффициент чувствительности определяется по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5, \quad (139)$$

где $I_{\text{КЗ}}^{(2)}$ – двухфазный минимальный ток КЗ.

Определим коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{290}{157.3} = 1.84;$$

$$1.84 \geq 1.5.$$

Условие выполняется.

Выдержка времени МТЗ согласуется со временем срабатывания резервируемых защит:

$$t_1 = t_2 + \Delta t, \quad (140)$$

где t_1 – выдержка времени рассчитываемой защиты;

t_2 – выдержка времени защиты, с которой ведется согласование;

Δt – степень селективности.

$$\Delta t = t_Q + t_{KT2} + t_{KT1} + t_{зан}, \quad (141)$$

где t_Q – время отключения выключателя, $t_Q = 0,04$ с, [2, с 180];

t_{KT2} , t_{KT1} – погрешности в срабатывании реле времени защиты поврежденного элемента и последующей защиты;

$t_{зан}$ – время запаса, учитывает неточность регулировки реле времени,

принимается равным $0,1-0,15$ с, [2, с 56];

$$t_1 = 0,5 + 0,04 = 0,54 \text{ с.}$$

Принимаем максимальную токовую защиту «Сириус» с диапазоном уставок $0,5 \div 9$ с.

Выдержка времени МТЗ при КЗ в основной зоне защиты слишком велика, поэтому дополнительно к МТЗ применяют токовую отсечку.

Ток срабатывания отсечки определяется по формуле:

$$I_{с.з.}^{TO} = k_H \cdot I_{к\max}^{(3)}, \quad (142)$$

где k_H – коэффициент надежности защиты равен 1,1, [2, с 61];

$I_{к\max}^{(3)}$ – максимальный ток в фазе линии при коротком замыкании.

Поэтому $I_{с.з.}^{TO}$ должен удовлетворять условию:

$$I_{с.з.}^{TO} \geq k_{нам} \cdot \Sigma I_{т.ном}, \quad (143)$$

где $k_{нам}$ – коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых трансформаторов, $k_{нам} = 3 \dots 5$ [2, с 81];

$\Sigma I_{т.ном}$ – сумма номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых по защищаемой цепи.

Коэффициент чувствительности токовой отсечки:

$$k_u = \frac{I_{кз}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{I_{с.з.}} \geq 1,5; \quad (144)$$

$$k_u = \frac{2494}{157.3} = 16 \text{ кА.}$$

Токовую отсечку дополняют пусковым органом минимального напряжения.

13.6 Автоматика

Электроавтоматика включает в себя устройства автоматического повторного включения, автоматического ввода резервного питания, автоматики регулирования напряжения трансформаторов, автоматической частотной разгрузки и другой делительной автоматики.

13.6.1 Автоматическое повторное включение

Статистические данные о повреждаемости линий электропередачи показывают, что доля неустойчивых повреждений составляет от 50 % до 90% [2].

Учитывая, что отыскание места повреждения на линии электропередачи путем ее обхода требует длительного времени, и что многие повреждения носят неустойчивый характер, обычно при ликвидации аварий оперативный персонал производит опробование линии путем включения ее под напряжение.

Операцию включения под напряжение отключившейся линии называют повторным включением.

Линия, на которой произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остается в работе. Повторные включения при неустойчивых повреждениях принято называть успешными.

Реже на линиях возникают такие повреждения, как обрывы проводов, тросов или гирлянд изоляторов, падение или поломка опор и т. д. Такие повреждения не могут самоустраниться, и поэтому их называют устойчивыми. При повторном включении линии, на которой произошло устойчивое повреждение коротким замыканием, линия вновь отключается защитой. Повторные включения линий при устойчивых повреждениях называют неуспешными.

Повторное неавтоматическое включение линий на подстанциях с постоянным оперативным персоналом или на телеуправляемых объектах занимает несколько минут, а на подстанциях не телемеханизированных и без постоянного оперативного персонала – $(0,5 \div 1)$ час и более. Для ускорения повторного включения линий и уменьшения времени перерыва

электроснабжения потребителей широко используются специальные устройства автоматического повторного включения. Время действия АПВ обычно не превышает нескольких секунд. Поэтому, при успешном включении они быстро подают напряжение потребителям, чего не может обеспечить оперативный персонал.

Согласно[2] обязательно применение АПВ на всех воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линиях напряжением 1000 В и выше.

Наиболее эффективно применение АПВ на линиях с односторонним питанием, так как в этих случаях каждое успешное действие АПВ восстанавливает питание потребителей и предотвращает аварию.

Схемы АПВ, применяемые на линиях и другом оборудовании, должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1) Схемы АПВ должны приходить в действие при аварийном отключении выключателя (или выключателей), находившегося в работе. В некоторых случаях схемы АПВ должны отвечать дополнительным требованиям, при выполнении которых разрешается пуск АПВ, например, при наличии или при отсутствии напряжения, при наличии синхронизма и т. д.

2) Схемы АПВ не должны приходить в действие при оперативном отключении выключателя персоналом, а также в случаях, когда выключатель отключается релейной защитой сразу же после его включения персоналом, т. е. при включении выключателя на КЗ, поскольку повреждения в таких случаях обычно бывают устойчивыми.

3) Схемы АПВ должны обеспечивать определенное количество повторных включений, т. е. действие с заданной кратностью. Наибольшее распространение получили АПВ однократного действия.

4) Время действия АПВ должно быть минимально возможным для того чтобы обеспечить быструю подачу напряжения потребителям и восстановить нормальный режим работы. Наименьшая выдержка времени, с которой производится АПВ на линиях с односторонним питанием, принимается 0,3–0,5 с.

рабочего источника питания, а также при исчезновении напряжения на шинах, от которых осуществляется питание рабочего источника.

Для того, чтобы уменьшить длительность перерыва питания потребителей, включение резервного источника питания должно производиться возможно быстрее, сразу же после отключения рабочего источника.

Действие АВР должно быть однократным для того, чтобы не допускать нескольких включений резервного источника на неустранившееся КЗ.

Схема АВР не должна приходить в действие до отключения выключателя рабочего источника для того, чтобы избежать включения резервного источника на КЗ в неотключившемся рабочем источнике.

Для того, чтобы схема АВР действовала при исчезновении напряжения на шинах, питающих рабочий источник, когда его выключатель остается включенным, схема АВР должна дополняться специальным пусковым органом минимального напряжения.

Для ускорения отключения резервного источника питания при его включении на неустранившееся КЗ должно предусматриваться ускорение действия защиты резервного источника после АВР.

Рассмотрим принципы использования АВР на примере схемы подстанции, приведенной на рисунке 14.

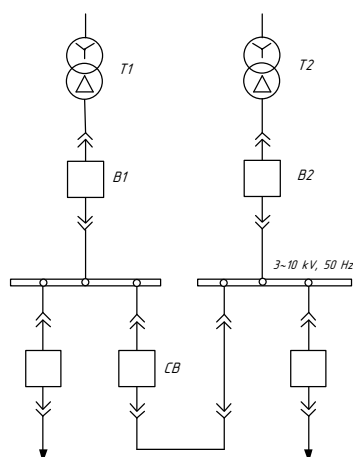


Рисунок 14 – Фрагмент схемы ПС Прогресс

Трансформаторы T1 и T2 включены на разные секции шин. Секционный выключатель CB нормально отключен. При аварийном отключении любого из

рабочих трансформаторов автоматически от АВР включается выключатель СВ, подключая нагрузку секции, потерявшей питание, к оставшемуся в работе трансформатору. Принятые к установке трансформаторы имеют мощность, достаточную для питания всей нагрузки подстанции.

Функцию АВР секционного выключателя 6 кВ реализуем на устройстве защиты «Сириус-2-В».

Функцию АВР секционных выключателей 0,4 кВ в РУ НН ТП распределительной сети реализуем на устройстве защиты «Сириус-2-0,4-ВВ».

13.7 Сигнализация

Кроме своего основного назначения – автоматического отключения поврежденного участка от остальной неповрежденной сети, релейная защита служит так же для сигнализации (подачи предупредительных сигналов) обслуживающему персоналу нарушений нормального режима работы оборудования или неисправностей, которые в дальнейшем могут привести к аварии.

На подстанциях предусматриваются следующие виды сигнализации:

- сигнализация положения коммутационных аппаратов, положения РПН;
- сигнализация действия отдельных устройств релейной защиты и автоматики;
- аварийная сигнализация – об аварийных отключениях коммутационных аппаратов;
- предупредительная сигнализация – о наступлении ненормального режима или ненормального состояния отдельных элементов электроустановки.

Цепи индивидуальных аварийных и предупредительных сигналов отдельных элементов подстанции собираются в общую схему сигнализации объекта. Общая для всех элементов объекта схема сигнализации, собранная на панели (в релейном шкафу), воспринимающая и фиксирующая сигналы от отдельных элементов, формирующая аварийный и предупредительный сигналы для обслуживающего персонала, называется центральной сигнализацией.

При аварийном отключении выключателей присоединений без выдержки времени срабатывает аварийная звуковая сигнализация.

При нарушении нормального режима работы оборудования, или при появлении его неисправности, обычно с выдержкой времени, позволяющей отстроиться от кратковременных процессов и самоустраняющихся неисправностей, срабатывает предупредительная звуковая сигнализация.

Сигнализация отключенного, включенного и аварийно отключенного состояния коммутационных аппаратов выполняется при помощи сигнальных ламп. Аварийное отключение коммутационных аппаратов (определяется по принципу несоответствия) сигнализируется миганием лампы положения «Отключено» данного коммутационного аппарата.

Сигнализация срабатывания отдельных ступеней защиты и функций автоматики микропроцессорных устройств РЗ осуществляется светодиодными индикаторами.

Центральная сигнализация подстанции должна обеспечивать:

- постоянную готовность сигнализации к работе;
- автоматический контроль наличия оперативного тока;
- ручной контроль ее исправности;
- выдачу аварийного звукового сигнала без выдержки времени;
- выдачу предупредительного сигнала с выдержкой времени;
- фиксацию факта срабатывания сигнализации;
- ручной или автоматический съем звукового сигнала;
- возможность определения источника поступившего сигнала;
- повторность действия при последовательном поступлении нескольких сигналов;
- одновременный прием сразу нескольких сигналов;
- возможность передачи сигналов по каналам телемеханики.

Центральную сигнализацию подстанции позволяет реализовать микропроцессорное устройство «Сириус-ЦС-220-RS».

14 Организация измерения и учёта электроэнергии, телемеханизация

В ряде энергосистем выявлены случаи неучитываемого потребления электроэнергии на хозяйственные нужды предприятий электрических сетей и списания расходуемой на эти цели электроэнергии на с.н. подстанций.

В целях упорядочения учета электроэнергии , расходуемой на с.н. подстанций ,предлагается:

1. Выполнять на подстанциях энергосистем отдельный учет расхода электроэнергии на с.н. подстанций и на хозяйственные нужды энергосистем,а также другим потребителям , подключенных к шинам с.н., предусмотреть установку расчетных счетчиков электроэнергии на трансформаторах с.н. и на присоединенных к шинам с.н. линиях, по которым подается питание на хозяйственные нужды энергопредприятий и другим потребителям.

2. При разделении потребителей , питающихся от трансформаторов с.н. руководствоваться следующим :

а) расчетные счетчики , устанавливаемые для учета электроэнергии на с.н. подстанций , должны учитывать электроэнергию , расходуемую только на основное производство . К ним подключаются электроприводы системы охлаждения трансформаторов , зарядные и подзарядные устройства для аккумуляторных батарей , приборы освещения территории и помещений подстанции , устройства отопления подстанции и обогрева выключателей , электроприводы вентиляции , устройства плавки гололеда и т.п.;

б) расчетные счетчики , устанавливаемые для учета расхода электроэнергии на хозяйственные нужды энергопредприятий , должны учитывать электроэнергию , потребляемую всеми видами механизмов и установок ремонтно-производственной базы , в том числе расходуемую на электросварку , электроподогрев , электроинструмент и т.п.

3. Иметь отдельные расчетные счетчики для жилых зданий ремонтного и эксплуатационного персонала.

Расчетные счетчики должны находиться на балансе энергосбыта, измерительные трансформаторы- на балансе предприятий электрических сетей.

В качестве контроля электрических величин в КРУ установлены, амперметры и вольтметры, ваттметры, и варметры предназначены для измерения активной и реактивной мощности в трехфазных трехпроводных сетях переменного тока частотой 50 – 60 Гц при равномерной и неравномерной нагрузке фаз. Прибор состоит из электронного преобразователя мощности в сигнал постоянного тока и магнитоэлектрического индикатора с подвижной частью на кернях, размещенных в одном корпусе.

В качестве учёта электроэнергии установлен многофункциональный микропроцессорный трехфазный счетчик электрической энергии типа Альфа А1700, класса точности 0,2S предназначен для учета активной, реактивной энергии и мощности в цепях переменного тока, а также для использования в составе автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ). Счетчики имеют современный, удобный и безопасный корпус, позволяющий проводить установку практически в любой электротехнический шкаф, используя стандартное расположение монтажных отверстий. Измеренные данные и другая информация отображается на двухстрочном жидкокристаллическом индикаторе. Счетчики имеют возможность измерять и отображать некоторые параметры энергосистемы: фазные токи и напряжения, частоту сети, коэффициент мощности 3-х фазной системы и пофазно, активную, реактивную и полную мощность 3-х фазной системы и пофазно.

Учет электроэнергии производится на отходящих присоединениях магистральных и радиальных линий, а также на вводных присоединениях.

Для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления применены трансформаторы тока типа ТОЛ-6, на различные номинальные токи, Свердловского завода трансформаторов тока г. Екатеринбург. Данный трансформатор тока поставляется в комплекте с КРУ-104. Опорные трансформаторы тока ТОЛ-6 предназначены для установки в комплектные устройства (КРУ) и служат, для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения в электрических установках переменного тока на класс напряжения до 10 кВ.

Трансформатор изготовлен в климатическом исполнении УТ и ХЛ категории размещения 2, 1 по ГОСТ 15150 и предназначен для эксплуатации в закрытых помещениях. Трансформаторы выпускаются с одной вторичной обмоткой для измерения и одной вторичной обмоткой для защиты.

Трансформаторы напряжения НАМИ 6 кВ предназначены для питания электроизмерительных приборов, цепей защиты, автоматики и сигнализации в электросетях 10 кВ с изолированной или с заземленной нейтралью, используется для комплектации распределительных устройств промышленных предприятий. Трансформатор напряжения содержит соединенные конструктивно два трехобмоточных трансформатора с магнитопроводами броневое типа, пара первичных обмоток одного из которых предназначена для включения на линейные напряжения между фазами контролируемой сети по схеме открытого треугольника, а первичная обмотка другого трансформатора включается на фазное напряжение между общей для обмоток первого трансформатора фазой сети и землей. Магнитопровод трансформатора, включаемого на линейные напряжения, собран из пластин электротехнической стали, а второго трансформатора - из пластин конструкционной стали.

Магнитопроводы с изолированными обмотками помещены в сваренный из листовой стали бак, заполненный трансформаторным маслом. Вводы первичных и вторичных обмоток расположены на крышке бака. Трансформаторы обладают устойчивостью к явлениям феррорезонанса и к однофазным замыканиям на землю через перемежающую дугу. Выдерживают все виды неограниченных по длительности однофазных замыканий на землю.

Класс точности трансформаторов: 0,2; 0,5; 1,0; 3,0 в зависимости от нагрузки вторичных обмоток. Схема соединения обмоток эквивалентна схеме Ун/Ун/П (звезда с нулем/ звезда с нулем/ разомкнутый треугольник).

15 Безопасность проекта

15.1 Техника безопасности при строительстве ВЛ

Охрана труда и техника безопасности при строительстве и эксплуатации ВЛ обеспечивается принятием всех проектных решений в строгом соответствии

с ПУЭ, «Правилами устройства опытно-промышленных воздушных линий электропередачи напряжением до 1кВ с самонесущими изолированными проводами» (ПУ ВЛИ до 1кВ), СНиП III-4-80 «Техника безопасности в строительстве», «Правилами техники безопасности при производстве электромонтажных работ на объектах Минэнерго», «Методическими указаниями по эксплуатации ВЛИ 0,38кВ с самонесущими изолированными проводами» и «Электробезопасность при вводе в эксплуатацию, проведении приёмо-сдаточных испытаний и при эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 0,38кВ с самонесущими изолированными проводами», требования которых учитывают условия безопасности труда, предупреждение производственного травматизма, профессиональных заболеваний, пожаров и взрывов.

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

Безопасные методы и способы ведения строительно-монтажных работ должны соответствовать предусмотренным в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности.

При монтаже проводов под действующей ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению подхлестывания проводов. Когда требования СНиП в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов

необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

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

15.2 Техника безопасности при эксплуатации ТП

Осмотр ТП единолично может производить административно-технический персонал с квалификационной группой V и оперативный персонал с квалификационной группой IV, обслуживающий ТП.

При единоличном осмотре запрещается проникать за ограждения и входить в камеры закрытых РУ 6- 10 кВ, не имеющих барьеров. Осмотр производится с порога камеры или стоя перед барьером. При необходимости разрешается для осмотра входить в камеру РУ 6-10 кВ за ограждения в присутствии второго лица с квалификационной группой III и при условии соблюдения расстояния между осматривающим и токоведущими частями не менее 0,7 м. Осмотр подстанций типа КТП производится только через открытые двери без захода в них. При единичном осмотре выполнение работ в РУ 6-10 кВ запрещается.

Оперативное включение и отключение разъединителей и выключателей нагрузки может производить единолично персонал, обслуживающий ТП и имеющий квалификацию не ниже IV группы. При этом необходимо применять изолирующие защитные средства, запирать привод на замок и вывешивать предупредительные плакаты. Для безопасности работы на ТП используются общие и специальные средства защиты.

Общими средствами защиты являются стационарные конструктивные устройства электроустановок: изоляция электрооборудования, заземление конструкций электрооборудования, ограждения, предупредительные плакаты и надписи, блокировочные устройства, складные постоянные лестницы на МТП.

Специальные средства (в дополнение к стационарным) предназначаются для защиты персонала при непосредственном выполнении работы по

эксплуатации и ремонту ТП. К ним относятся (основные и дополнительные) изолирующие и временные ограждающие защитные средства.

Основные изолирующие средства: в РУ свыше 1000 В оперативные и измерительные штанги, изолирующие и токоизмерительные клещи и указатели напряжения; в РУ до 1000 В - диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками и указатели напряжения.

Дополнительные изолирующие средства: в РУ свыше 1000 В диэлектрические перчатки, боты и галоши, изолирующие подставки и диэлектрические резиновые коврики; в РУ до 1000 В диэлектрические галоши и резиновые коврики, изолирующие подставки.

Разрешается использовать только испытанные специальные защитные средства и приспособления. Перед началом работы они должны быть осмотрены.

Все необходимые защитные средства и приспособления хранятся в служебном помещении. При выезде к месту работы оперативная бригада перевозит их с собой в автомашине. В закрытых ТП обычно хранятся изолирующие подставки и коврики.

По условиям безопасности работы на подстанциях разделяются на четыре категории:

– выполняемые при полном снятии напряжения, когда все токоведущие части ТП полностью отключены от всех источников питания, включая линейные и кабельные вводы;

– выполняемые при частичном снятии напряжения, когда отключены токоведущие части ТП только тех присоединений или их участков, где производится работа, или когда отключены все присоединения, но имеется напряжение на вводном устройстве (например, не отключен линейный разъединитель на вводе в КТП или не отключена линейная отпайка на МТП);

– выполняемые без снятия напряжения вблизи и на токоведущих частях, находящихся под напряжением, когда необходимо применять технические и организационные мероприятия для предотвращения возможности приближения

к токоведущим частям на расстояние менее 0,7 м работающих людей или механизмов, ремонтной оснастки и инструмента и когда допускается непосредственно работать на этих частях с помощью изолирующих защитных средств и приспособлений;

– выполняемые без снятия напряжения вдали от токоведущих частей, находящихся под напряжением, когда исключено случайное прикосновение или приближение к токоведущим частям на опасное расстояние работающих людей или механизмов, ремонтной оснастки и инструмента и не требуется принятия технических и организационных мероприятий.

Первые три категории работ выполняются с применением организационных и технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работающих.

Организационные мероприятия состоят из оформления работ нарядом или распоряжением, допуска к работе, надзора во время работы, оформления перерывов и окончания работ, переводов на другое рабочее место.

Без наряда по устному распоряжению оперативным (оперативно-ремонтным) персоналом могут производиться работы:

– четвертой категории, выполняемые в порядке текущей эксплуатации и мелкого ремонта;

– небольшие по объему и продолжительности (до одного часа), отнесенные к первой и второй категориям, выполняемые с наложением заземления, а также некоторые работы, отнесенные к третьей категории.

Технические мероприятия при подготовке работ с полным или частичным снятием напряжения выполняются в указанной ниже последовательности:

– отключаются необходимые коммутационные аппараты и принимаются меры против ошибочного или самопроизвольного их обратного включения;

– вывешиваются предупредительные плакаты «Не включать — работают люди», и при необходимости устанавливаются ограждения;

– присоединяются к заземляющей шине (контуру) переносные заземления, проверяется отсутствие напряжения на части установки, выделенной для работы;

Включаются (после проверки отсутствия напряжения) заземляющие ножи там, где они имеются, или накладываются переносные заземления; вывешиваются плакаты «Работать здесь».

При необходимости производства работ, относящихся к третьей категории, выполняются следующие мероприятия:

– работающие лица принимают безопасное расположение по отношению к токоведущим частям, находящимся под напряжением;

– применяются основные и дополнительные изолирующие защитные средства, позволяющие работать непосредственно на токоведущих частях;

– ограждаются от случайных прикосновений соседние токоведущие части изолирующими экранами-накладками.

Установка и снятие предохранителей под нагрузкой и под напряжением запрещаются. Допускается как исключение замена закрытых предохранителей под напряжением 0,4 кВ в защитных очках и диэлектрических перчатках или с помощью изолирующих клещей единолично персоналу, имеющему квалификационную группу не ниже III. Замена под нагрузкой допускается только пробочных или трубчатых предохранителей 0,4 кВ закрытого типа с применением защитных средств.

При ревизии трансформатора работать на магнитопроводе и в баке разрешается только после окончания подъема магнитопровода, отвода его в сторону от бака и установки на надежных подкладках. Работать под поднятой крышкой трансформатора допускается только при условии, если между крышкой и баком установлены прокладки (брусья) достаточной прочности для удержания выемной части. До начала сушки трансформатора электрическим током его бак необходимо заземлить. Одновременно следует принять меры, исключающие возможность прикосновения людей к намагничивающей обмотке

при сушке методом индукционных потерь или к разомкнутым вводам обмотки ВН при сушке током нулевой последовательности.

15.3 Техника безопасности и охрана труда на ПС

Подстанция обслуживается оперативно-ремонтным персоналом, к которому относятся лица в возрасте не моложе 18 лет, имеющие квалификационную группу не ниже IV, имеющие практические навыки введения работ и прошедшие инструктаж по технике безопасности. Все работы на подстанции выполняются по наряду, в количестве двух человек. В отдельных видах работ, по распоряжению, в порядке текущей эксплуатации должен выдаваться перечень выполняемых работ. В целях предупреждения электротравматизма необходимы следующие мероприятия:

- периодический инструктаж и проверка знаний лиц, обслуживающих электроустановки;

- проверка защитных заземлений и периодические проверки заземляющей сети;

- периодический контроль за техническим состоянием электроустановок и электрооборудования и устранение дефектов;

- применение индивидуальных средств защиты;

- применение безопасных напряжений 12-36 В в цепях управления и переносного освещения;

- надлежащее состояние технической документации.

Все работы на действующих электроустановках должны производиться с обязательным выполнением организационных и технических мероприятий.

К организационным мероприятиям относится:

- оформление работ нарядами или распоряжением;

- допуск к работе;

- надзор во время работы.

- оформление перерыва в работе, перевод на другое место работы, окончание работы.

К техническим мероприятиям относится:

-производство необходимых отключений и принятие мер, против ошибочного и самопроизвольного включения.

-вывешивание плакатов «НЕ ВКЛЮЧАТЬ РАБОТАЮТ ЛЮДИ», «НЕ ВКЛЮЧАТЬ РАБОТА НА ЛИНИИ».

-проверка отсутствия напряжения на токоведущих частях.

-наложение заземления.

-развешивание плакатов и установка ограждений.

Допуск на подстанцию для производства работ разрешается только закрепленному распоряжением по участку оперативно-ремонтному персоналу. Разрешается так же допуск на подстанцию инженерно-техническому персоналу данного участка, для осмотра оборудования, проверки его работы, имеющие группу допуска V и утвержденные распоряжением главного инженера.

Согласно Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках 153-34.03.603-2003, приложение №8 «Нормы комплектования средствами защиты», ПС Прогресс должна быть укомплектована средствами защиты, представленными в таблице 30.

Таблица 30 - Защитные средства

Наименование средств защиты	Количество
Изолирующая штанга 35 кВ	2 шт.
Изолирующая штанга 6 кВ	2 шт.
Указатель напряжения 35 кВ	2 шт.
Указатель напряжения 6 кВ	2 шт.
Изолирующие клещи (при отсутствии универсальной штанги)	1 шт. на каждый класс напряжения (при наличии соответствующих предохранителей)
Диэлектрические перчатки	Не менее 2 пар
Диэлектрические боты (для ОРУ)	1 пара
Переносные заземления	Не менее 2 на каждый класс напряжения
Защитные ограждения (щиты)	Не менее 2 шт.
Плакаты и знаки безопасности (переносные)	15 шт.
Противогаз изолирующий	2 шт.
Защитные щитки или очки	2 шт.

Нормы комплектования являются минимальными. Средства, находящиеся в эксплуатации, размещаются в специально отводимых местах. В местах хранения должны иметься перечни средств защиты.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе произведена реконструкция системы электроснабжения поселка Прогресс.

В выпускной квалификационной работе выполнены следующие основные задачи:

- дана характеристика электрических сетей и реконструируемой подстанции;
- дана оценка состояния электрической системы п. Прогресс;
- выбраны мощность и тип ТП 6/0,4 кВ;
- выбран оптимальный вариант реконструкции электрической сети;
- произведена замена неизолированных проводов ВЛ на изолированные СИП, которые обеспечивают высокую надежность электроснабжения и безопасность обслуживающего персонала и населения;
- выполнена реконструкция ПС Прогресс, а именно замена силовых трансформаторов, а также с целью повышения надежности электроснабжения потребителей произведено секционирование шин 6 и 35 кВ;
- произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, а также для расчета и проверки уставок устройств релейной защиты и автоматики;
- проанализированы все опасные вредные факторы, которые могут действовать при реализации проекта, а также при эксплуатации электрической сети.

Таким образом, разработан вариант реконструкции электрической сети обеспечивающий эффективное и надежное электроснабжения потребителей поселка Прогресс.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

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

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

21. СП 31-110-2003. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий
22. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.– 320с.
23. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/ М.А. Шабад. – Спб.: ПЭИПК, 2003. –4-е изд., перераб. и доп. – 350 стр., ил.
24. Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭВ.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет электрических нагрузок в сети внешнего электроснабжения, выбор сечения проводов

ORIGIN := 1 i := 1..31

№ ТП **Мощность** **Количество** **S, кВА**
 ТПкВА **тр-ов**

N_{ТП} :=

	1	2	3	4
1	257	63	1	17
2	273	250	1	69
3	209	180	1	50
4	227	400	1	111
5	236	180	1	50
6	203	400	1	111
7	219	180	1	50
8	267	160	1	44
9	239	320	1	89
10	248	400	1	111
11	232	800	2	222
12	224	250	1	69
13	242	630	1	175
14	221	630	1	175
15	205	400	1	111
16	206	630	1	175
17	246	180	1	50
18	204	400	1	111
19	247	400	1	104
20	241	320	1	83
21	231	400	1	104
22	208	400	1	104
23	207	400	1	104
24	263	400	1	104
25	260	400	1	104
26	261	1.26·10 ³	1	329
27	254	400	1	104
28	277	250	1	65
29	249	560	1	146
30	259	400	1	104
31	264	400	1	104

Продолжение
приложения А

Определяем потери мощности в СТ каждой ТП

kat_dan :=	Uк, кВ	ΔРкз, кВт	ΔРхх, кВт	Іх, %	N _{ТП} ⁽¹⁾ =	
	1	2	3	4		1
1	4.5	1.28	0.22	2.8	1	257
2	4.5	3.7	1.05	2.3	2	273
3	4.5	2.65	0.64	2.4	3	209
4	4.5	5.5	1.45	2.1	4	227
5	4.5	2.65	0.64	2.4	5	236
6	4.5	5.5	1.45	2.1	6	203
7	4.5	2.65	0.64	2.4	7	219
8	4.5	2.65	0.64	2.4	8	267
9	4.5	5.5	1.45	2.1	9	239
10	4.5	5.5	1.45	2.1	10	248
11	4.5	5.5	1.45	2.1	11	232
12	4.5	3.7	1.05	2.3	12	224
13	5.5	7.5	1.42	2	13	242
14	5.5	7.5	1.42	2	14	221
15	4.5	5.5	1.45	2.1	15	205
16	5.5	7.5	1.42	2	16	206
17	4.5	2.65	0.64	2.4	17	246
18	4.5	5.5	1.45	2.1	18	204
19	4.5	5.5	1.45	2.1	19	247
20	4.5	5.5	1.45	2.1	20	241
21	4.5	5.5	1.45	2.1	21	231
22	4.5	5.5	1.45	2.1	22	208
23	4.5	5.5	1.45	2.1	23	207
24	4.5	5.5	1.45	2.1	24	263
25	4.5	5.5	1.45	2.1	25	260
26	5.5	7.5	1.42	2	26	261
27	4.5	5.5	1.45	2.1	27	254
28	4.5	3.7	1.05	2.3	28	277
29	5.5	7.5	1.42	2	29	249
30	4.5	5.5	1.45	2.1	30	259
31	4.5	5.5	1.45	2.1	31	264
32					32	
33					33	

Продолжение
приложения А

$$\Delta P_{XX} := kat_dan^{(3)} \quad \Delta P_{K3} := kat_dan^{(2)}$$

$$U_K := kat_dan^{(1)} \quad I_X := kat_dan^{(4)}$$

$$S_{ТП} := N_{ТП}^{(4)} \quad S_T := N_{ТП}^{(2)}$$

$$n := N_{ТП}^{(3)} \text{ -количество трансформаторов}$$

Потери мощности в трансформаторах определяются по формулам:

$$\Delta P_{T_i} := n_i \Delta P_{XX_i} + \frac{1}{n_i} \Delta P_{K3_i} \cdot \left(\frac{S_{ТП_i}}{S_{T_i}} \right)^2$$

$$\Delta Q_{T_i} := n_i \frac{U_{K_i} \cdot (S_{ТП_i})^2}{100 \cdot S_{T_i}} + \frac{1}{n_i} \frac{I_{X_i} \cdot S_{T_i}}{100}$$

$$N_{ТП}^{(1)} =$$

	1
1	257
2	273
3	209
4	227
5	236
6	203
7	219
8	267
9	239
10	248
11	232
12	224
13	242
14	221
15	205
16	206
17	246
18	204
19	247
20	241

$$\Delta P_T =$$

	1
1	0.31
2	1.33
3	0.84
4	1.87
5	0.84
6	1.87
7	0.84
8	0.84
9	1.88
10	1.87
11	3.11
12	1.33
13	2
14	2
15	1.87
16	2
17	0.84
18	1.87
19	1.82
20	1.82

$$\Delta Q_T =$$

	1
1	1.97
2	6.61
3	4.95
4	9.79
5	4.95
6	9.79
7	4.95
8	4.38
9	7.83
10	9.79
11	13.94
12	6.61
13	15.27
14	15.27
15	9.79
16	15.27
17	4.95
18	9.79
19	9.62
20	7.69

Продолжение
приложения А

21	231	21	1.82	21	9.62
22	208	22	1.82	22	9.62
23	207	23	1.82	23	9.62
24	263	24	1.82	24	9.62
25	260	25	1.82	25	9.62
26	261	26	1.93	26	29.92
27	254	27	1.82	27	9.62
28	277	28	1.3	28	6.51
29	249	29	1.93	29	13.29
30	259	30	1.82	30	9.62
31	264	31	1.82	31	9.62
32		32		32	
33		33		33	

Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ

Нагрузки по ТП:

S, кВА P, кВт Q, кВар

$S_H :=$

	1	2	3
1	17	16	6
2	69	64	26
3	50	46	19
4	111	103	41
5	50	46	19
6	111	103	41
7	50	46	19
8	44	41	16
9	89	82	33
10	111	103	41
11	222	206	82
12	69	64	26
13	175	162	65
14	175	162	65
15	111	103	41
16	175	162	65
17	50	46	19
18	111	103	41
19	104	97	39
20	83	77	31
21	104	97	39

Продолжение
приложения А

22	104	97	39
23	104	97	39
24	104	97	39
25	104	97	39
26	329	305	122
27	104	97	39
28	65	61	24
29	146	136	54
30	104	97	39
31	104	97	39

Расчет электрических нагрузок

$$P_{ТП} := S_H^{(2)} \quad Q_{ТП} := S_H^{(3)}$$

$$S_i := \sqrt{(P_{ТП_i} + \Delta P_{T_i})^2 + (Q_{ТП_i} + \Delta Q_{T_i})^2}$$

Полная мощность трансформаторной подстанции, приведенная к высокой стороне, составит сумму нагрузки на шинах низшего напряжения и потерь в трансформаторах:

$$N_{ТП}^{(1)} = S =$$

	1		1
1	257	1	18.16
2	273	2	73.02
3	209	3	52.61
4	227	4	116.52
5	236	5	52.61
6	203	6	116.52
7	219	7	52.61
8	267	8	46.54
9	239	9	93.29
10	248	10	116.52
11	232	11	230.07
12	224	12	73.02
13	242	13	182.59
14	221	14	182.59

Продолжение
приложения А

15	205	15	116.52
16	206	16	182.59
17	246	17	52.61
18	204	18	116.52
19	247	19	110.13
20	241	20	87.8
21	231	21	110.13
22	208	22	110.13
23	207	23	110.13
24	263	24	110.13
25	260	25	110.13
26	261	26	342.47
27	254	27	110.13
28	277	28	69.37
29	249	29	153.47
30	259	30	110.13
31	264	31	110.13

Определим потоки мощностей для линий

$n := 1..31$

$m := 1..31$

Фидер 4

$$S_{P_{257,1}} := \sqrt{(P_{ТП_1} + \Delta P_{T_1})^2 + (Q_{ТП_1} + \Delta Q_{T_1})^2} = 18.16$$

$$S_{P_{273,2}} := \sqrt{(P_{ТП_2} + \Delta P_{T_2})^2 + (Q_{ТП_2} + \Delta Q_{T_2})^2} = 73.02$$

$$S_{P_{209,3}} := \sqrt{(P_{ТП_3} + \Delta P_{T_3})^2 + (Q_{ТП_3} + \Delta Q_{T_3})^2} = 52.61$$

$$S_{P_{227,4}} := \sqrt{(P_{ТП_4} + \Delta P_{T_4})^2 + (Q_{ТП_4} + \Delta Q_{T_4})^2} = 116.52$$

$$S_{P_{236,5}} := \sqrt{(P_{ТП_5} + \Delta P_{T_5})^2 + (Q_{ТП_5} + \Delta Q_{T_5})^2} = 52.61$$

$$S_{P_{203,6}} := \sqrt{(P_{ТП_6} + \Delta P_{T_6})^2 + (Q_{ТП_6} + \Delta Q_{T_6})^2} = 116.52$$

Продолжение
приложения А

$$S_{P_{219,7}} := \sqrt{(P_{\text{ТП}7} + \Delta P_{T7})^2 + (Q_{\text{ТП}7} + \Delta Q_{T7})^2} = 52.61$$

$$S_{P_{267,8}} := \sqrt{(P_{\text{ТП}8} + \Delta P_{T8})^2 + (Q_{\text{ТП}8} + \Delta Q_{T8})^2} = 46.54$$

$$S_{P_{239,9}} := \sqrt{(P_{\text{ТП}9} + \Delta P_{T9})^2 + (Q_{\text{ТП}9} + \Delta Q_{T9})^2} = 93.29$$

$$S_{P_{248,10}} := \sqrt{(P_{\text{ТП}10} + \Delta P_{T10})^2 + (Q_{\text{ТП}10} + \Delta Q_{T10})^2} = 116.52$$

$$S_{P_{232,11}} := \sqrt{(P_{\text{ТП}11} + \Delta P_{T11})^2 + (Q_{\text{ТП}11} + \Delta Q_{T11})^2} = 230.07$$

$$S_{P_{224,12}} := \sqrt{(P_{\text{ТП}12} + \Delta P_{T12})^2 + (Q_{\text{ТП}12} + \Delta Q_{T12})^2} = 73.02$$

$$S_{P_{242,13}} := \sqrt{(P_{\text{ТП}13} + \Delta P_{T13})^2 + (Q_{\text{ТП}13} + \Delta Q_{T13})^2} = 182.59$$

$$S_{P_{221,14}} := \sqrt{(P_{\text{ТП}14} + \Delta P_{T14})^2 + (Q_{\text{ТП}14} + \Delta Q_{T14})^2} = 182.59$$

$$S_{P_{205,15}} := \sqrt{(P_{\text{ТП}15} + \Delta P_{T15})^2 + (Q_{\text{ТП}15} + \Delta Q_{T15})^2} = 116.52$$

$$S_{P_{206,16}} := \sqrt{(P_{\text{ТП}16} + \Delta P_{T16})^2 + (Q_{\text{ТП}16} + \Delta Q_{T16})^2} = 182.59$$

$$S_{P_{246,17}} := \sqrt{(P_{\text{ТП}17} + \Delta P_{T17})^2 + (Q_{\text{ТП}17} + \Delta Q_{T17})^2} = 52.61$$

$$S_{P_{204,18}} := \sqrt{(P_{\text{ТП}18} + \Delta P_{T18})^2 + (Q_{\text{ТП}18} + \Delta Q_{T18})^2} = 116.52$$

$$S_{P_{13,14}} := S_{P_{204,18}} = 116.52$$

$$S_{P_{10,13}} := S_{P_{13,14}} + S_{P_{246,17}} = 169.13$$

Продолжение
приложения А

$$S_{p_{11,12}} := S_{p_{242,13}} + S_{p_{221,14}} + S_{p_{205,15}} + S_{p_{206,16}} = 664.3$$

$$S_{p_{10,11}} := S_{p_{11,12}} + S_{p_{224,12}} = 737.31$$

$$S_{p_{9,10}} := S_{p_{10,11}} + S_{p_{10,13}} = 906.45$$

$$S_{p_{7,9}} := S_{p_{9,10}} + S_{p_{232,11}} = 1136.52$$

$$S_{p_{7,8}} := S_{p_{219,7}} + S_{p_{267,8}} + S_{p_{239,9}} + S_{p_{248,10}} = 308.96$$

$$S_{p_{6,7}} := S_{p_{7,8}} + S_{p_{7,9}} = 1445.48$$

$$S_{p_{5,6}} := S_{p_{6,7}} + S_{p_{203,6}} = 1562$$

$$S_{p_{4,5}} := S_{p_{5,6}} + S_{p_{236,5}} = 1614.61$$

$$S_{p_{3,4}} := S_{p_{4,5}} + S_{p_{227,4}} = 1731.14$$

$$S_{p_{2,3}} := S_{p_{3,4}} + S_{p_{209,3}} = 1783.75$$

$$S_{p_{1,2}} := S_{p_{2,3}} + S_{p_{273,2}} = 1856.76$$

$$S_{p_{40,1}} := S_{p_{257,1}} + S_{p_{1,2}} = 1874.92$$

Фидер 6

$$S_{p_{247,19}} := \sqrt{(P_{\text{III}19} + \Delta P_{T19})^2 + (Q_{\text{III}19} + \Delta Q_{T19})^2} = 110.13$$

$$S_{p_{241,20}} := \sqrt{(P_{\text{III}20} + \Delta P_{T20})^2 + (Q_{\text{III}20} + \Delta Q_{T20})^2} = 87.8$$

$$S_{p_{231,21}} := \sqrt{(P_{\text{III}21} + \Delta P_{T21})^2 + (Q_{\text{III}21} + \Delta Q_{T21})^2} = 110.13$$

Продолжение
приложения А

$$S_{P_{208,22}} := \sqrt{\left(P_{\text{ТП}22} + \Delta P_{T22}\right)^2 + \left(Q_{\text{ТП}22} + \Delta Q_{T22}\right)^2} = 110.13$$

$$S_{P_{207,23}} := \sqrt{\left(P_{\text{ТП}23} + \Delta P_{T23}\right)^2 + \left(Q_{\text{ТП}23} + \Delta Q_{T23}\right)^2} = 110.13$$

$$S_{P_{263,24}} := \sqrt{\left(P_{\text{ТП}24} + \Delta P_{T24}\right)^2 + \left(Q_{\text{ТП}24} + \Delta Q_{T24}\right)^2} = 110.13$$

$$S_{P_{260,25}} := \sqrt{\left(P_{\text{ТП}25} + \Delta P_{T25}\right)^2 + \left(Q_{\text{ТП}25} + \Delta Q_{T25}\right)^2} = 110.13$$

$$S_{P_{261,26}} := \sqrt{\left(P_{\text{ТП}26} + \Delta P_{T26}\right)^2 + \left(Q_{\text{ТП}26} + \Delta Q_{T26}\right)^2} = 342.47$$

$$S_{P_{254,27}} := \sqrt{\left(P_{\text{ТП}27} + \Delta P_{T27}\right)^2 + \left(Q_{\text{ТП}27} + \Delta Q_{T27}\right)^2} = 110.13$$

$$S_{P_{277,28}} := \sqrt{\left(P_{\text{ТП}28} + \Delta P_{T28}\right)^2 + \left(Q_{\text{ТП}28} + \Delta Q_{T28}\right)^2} = 69.37$$

$$S_{P_{249,29}} := \sqrt{\left(P_{\text{ТП}29} + \Delta P_{T29}\right)^2 + \left(Q_{\text{ТП}29} + \Delta Q_{T29}\right)^2} = 153.47$$

$$S_{P_{259,30}} := \sqrt{\left(P_{\text{ТП}30} + \Delta P_{T30}\right)^2 + \left(Q_{\text{ТП}30} + \Delta Q_{T30}\right)^2} = 110.13$$

$$S_{P_{264,31}} := \sqrt{\left(P_{\text{ТП}31} + \Delta P_{T31}\right)^2 + \left(Q_{\text{ТП}31} + \Delta Q_{T31}\right)^2} = 110.13$$

$$S_{P_{27,28}} := S_{P_{247,19}} = 110.13$$

$$S_{P_{26,27}} := S_{P_{27,28}} + S_{P_{241,20}} = 197.94$$

$$S_{P_{25,26}} := S_{P_{26,27}} + S_{P_{231,21}} = 308.07$$

Продолжение
приложения А

$$S_{P_{24,25}} := S_{P_{25,26}} + S_{P_{208,22}} + S_{P_{207,23}} + S_{P_{263,24}} = 638.47$$

$$S_{P_{20,24}} := \left(S_{P_{24,25}} + S_{P_{260,25}} + S_{P_{261,26}} + S_{P_{254,27}} \dots \right) + S_{P_{277,28}} + S_{P_{249,29}} = 1424.05$$

$$S_{P_{19,20}} := S_{P_{20,24}} + S_{P_{259,30}} = 1534.18$$

$$S_{P_{40,20}} := S_{P_{19,20}} + S_{P_{264,31}} = 1644.32$$

Выбор сечений распределительных сетей 10 кВ

Фидер 4

k := 1..26 - количество ветвей

	i	j	l, км
vetv :=	1	2	0.075
	2	3	0.225
	3	4	0.15
	4	5	0.15
	6	7	0.9
	7	8	1.625
	7	9	0.675
	9	10	0.3
	10	11	0.375
	11	12	0.45
	10	13	0.3
	13	14	2.325
	40	18	0.75
	18	19	0.15
	19	20	0.225
	20	23	0.15
	20	24	0.075
	24	25	0.15
	25	26	0.6
	16	17	0.975

vetv_n := vetv^{<1>} - номер начала ветви

vetv_k := vetv^{<2>} - номер конца ветви

Продолжение
приложения А

21	15	16	0.15
22	14	15	0.45
23	13	14	0.45
24	10	13	0.075
25	9	10	0.75
26	8	9	0.375
27	7	8	0.3
28	6	7	0.225
29	5	6	0.9
30	4	5	0.3
31	20	20	0.225
32	22	21	0.45
33	23	22	0.075
34	24	23	0.075
35	26	24	0.075
36	27	25	0.075
37	26	28	1.125
38	27	30	0.075
39	28	31	0.225
40	27	28	0.75
41	26	27	0.825
42	25	26	0.825
43	24	25	0.075
44	23	24	0.825
45	22	23	0.6
46	21	22	1.575
47	20	21	0.45
48	19	20	6.975

$$I_k := \frac{S_{p_{\text{vetv_nk}, \text{vetv_kk}}}}{\sqrt{3} \cdot 6.3}$$

Выбираем марку и сечение ВЛ 6 кВ

	1	2	3
1	1	2	0.08
2	2	3	0.23
3	3	4	0.15
4	4	5	0.15
5	6	7	0.9
6	7	8	1.63
7	7	8	0.68

Продолжение
приложения А

7	7	7	0.00
8	9	10	0.3
9	10	11	0.38
10	11	12	0.45
11	10	13	0.3
12	13	14	2.33
13	40	18	0.75
14	18	19	0.15
15	19	20	0.23
16	20	23	0.15
17	20	24	0.08
18	24	25	0.15
19	25	26	0.6
20	16	17	0.98
21	15	16	0.15
22	14	15	0.45
23	13	14	0.45
vetv = 24	10	13	0.08
25	9	10	0.75
26	8	9	0.38
27	7	8	0.3
28	6	7	0.23
29	5	6	0.9
30	4	5	0.3
31	20	20	0.23
32	22	21	0.45
33	23	22	0.08
34	24	23	0.08
35	26	24	0.08
36	27	25	0.08
37	26	28	1.13
38	27	30	0.08
39	28	31	0.23
40	27	28	0.75
41	26	27	0.83
42	25	26	0.83
43	24	25	0.08
44	23	24	0.83
45	22	23	0.6
46	21	22	1.58
47	20	21	0.45
48	19	20	6.97

	1
1	170.16
2	163.47
3	158.65
4	147.97
5	132.47
6	28.31
7	104.15
8	83.07
9	67.57
10	60.88
11	15.5
12	10.68
I = 13	0
14	0
15	140.6
16	0
17	130.5
18	58.51
19	28.23
20	0
21	0
22	0
23	10.68
24	15.5
25	83.07
26	0

Продолжение
приложения А

	sech	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	Идоп, А	
	1	2	3	4	5
1	"СИП-3"	50	0.79	0.3	245
2	"СИП-3"	50	0.79	0.3	245
3	"СИП-3"	50	0.79	0.3	245
4	"СИП-3"	50	0.72	0.299	245
5	"СИП-3"	50	0.72	0.299	245
6	"СИП-3"	50	0.72	0.299	245
7	"СИП-3"	50	0.79	0.3	245
8	"СИП-3"	50	0.79	0.3	245
9	"СИП-3"	50	0.79	0.3	245
10	"СИП-3"	50	0.72	0.299	245
11	"СИП-3"	50	0.72	0.299	245
12	"СИП-3"	50	0.72	0.299	245
13	"СИП-3"	50	0.72	0.299	245
14	"СИП-3"	50	0.72	0.299	245
15	"СИП-3"	50	0.79	0.3	245
16	"СИП-3"	50	0.79	0.3	245
17	"СИП-3"	50	0.79	0.3	245
18	"СИП-3"	50	0.79	0.3	245
19	"СИП-3"	50	0.79	0.3	245
20	"СИП-3"	50	0.79	0.3	245
21	"СИП-3"	50	0.79	0.3	245
22	"СИП-3"	50	0.79	0.3	245
23	"СИП-3"	50	0.72	0.299	245
24	"СИП-3"	50	0.72	0.299	245
25	"СИП-3"	50	0.72	0.299	245
26	"СИП-3"	50	0.493	0.291	245
27	"СИП-3"	50	0.493	0.291	245
28	"СИП-3"	50	0.493	0.291	245
29	"СИП-3"	50	0.493	0.291	245
30	"СИП-3"	50	0.493	0.291	245
31	"СИП-3"	50	0.79	0.3	245
32	"СИП-3"	50	0.79	0.3	245
33	"СИП-3"	50	0.79	0.3	245
34	"СИП-3"	50	0.79	0.3	245
35	"СИП-3"	50	0.79	0.3	245
36	"СИП-3"	50	0.79	0.3	245
37	"СИП-3"	50	0.79	0.3	245

Продолжение
приложения А

38	"СИП-3"	50	0.79	0.3	245
39	"СИП-3"	50	0.79	0.3	245
40	"СИП-3"	50	0.72	0.299	245
41	"СИП-3"	50	0.72	0.299	245
42	"СИП-3"	50	0.72	0.299	245
43	"СИП-3"	50	0.72	0.299	245
44	"СИП-3"	50	0.72	0.299	245
45	"СИП-3"	50	0.72	0.299	245
46	"СИП-3"	50	0.493	0.291	245
47	"СИП-3"	50	0.493	0.291	245
48	"СИП-3"	50	493	291	245

Потери мощности

Определяем потери в линиях:

$$\cos\phi := 0.98 \quad T_M := 4500 \quad \sin\phi := 0.2$$

$$r := \text{sech}^{(3)} \quad \text{- погонное активное сопротивление}$$

$$x := \text{sech}^{(4)} \quad \text{- погонное активное сопротивление}$$

$$l_{vv} := \text{vetv}^{(3)} \quad \text{- длина ветви}$$

$$\Delta P_k := 3 \cdot (I_k)^2 \cdot r_k \cdot l_k \cdot 10^{-3}$$

$$\tau := \left(0.124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad \tau = 2886.21$$

$$\Delta W_k := \Delta P_k \cdot \tau$$

$$\Delta U_k := \frac{I_k \cdot l_k \cdot \sqrt{3}}{10000} \cdot (r_k \cdot \cos\phi + x_k \cdot \sin\phi) \cdot 100$$

vetv =

	1	2	3
1	1	2	0.08
2	2	3	0.23
3	3	4	0.15
4	4	5	0.15
5	6	7	0.9
6	7	8	1.63
7	7	9	0.68
8	8	10	0.2

$\Delta P_k =$

	1
1	5.15
2	14.25
3	8.95
4	7.09
5	34.11
6	2.81
7	17.35
8	4.01

$\Delta W_k =$

	1
1	$1.49 \cdot 10^4$
2	$4.11 \cdot 10^4$
3	$2.58 \cdot 10^4$
4	$2.05 \cdot 10^4$
5	$9.85 \cdot 10^4$
6	8121.62
7	$5.01 \cdot 10^4$
8	$1.12 \cdot 10^4$

$\Delta U_k =$

	1
1	0.18
2	0.53
3	0.34
4	0.29
5	1.58
6	0.61
7	1.02
8	0.26

Продолжение
приложения А

8	9	10	0.5
9	10	11	0.38
10	11	12	0.45
11	10	13	0.3
12	13	14	2.33
13	40	18	0.75
14	18	19	0.15
15	19	20	0.23
16	20	23	0.15
17	20	24	0.08
18	24	25	0.15
19	25	26	0.6
20	16	17	0.98
21	15	16	0.15
22	14	15	0.45
23	13	14	0.45
24	10	13	0.08
25	9	10	0.75
26	8	9	0.38
27	7	8	0.3
28	6	7	0.23
29	5	6	0.9
30	4	5	0.3
31	20	20	0.23
32	22	21	0.45
33	23	22	0.08
34	24	23	0.08
35	26	24	0.08
36	27	25	0.08
37	26	28	1.13
38	27	30	0.08
39	28	31	0.23
40	27	28	0.75
41	26	27	0.83
42	25	26	0.83
43	24	25	0.08
44	23	24	0.83
45	22	23	0.6
46	21	22	1.58
47	20	21	0.45
48	19	20	6.97

8	7.91
9	4.06
10	3.6
11	0.16
12	0.57
13	0
14	0
15	10.54
16	0
17	3.03
18	1.22
19	1.13
20	0
21	0
22	0
23	0.11
24	0.04
25	11.18
26	0

8	1.72 10 ⁴
9	1.17·10 ⁴
10	1.04·10 ⁴
11	449.32
12	1652.83
13	0
14	0
15	3.04·10 ⁴
16	0
17	8737.46
18	3512.74
19	3271.32
20	0
21	0
22	0
23	319.9
24	112.33
25	3.23·10 ⁴
26	0

8	0.50
9	0.37
10	0.36
11	0.06
12	0.33
13	0
14	0
15	0.46
16	0
17	0.14
18	0.13
19	0.24
20	0
21	0
22	0
23	0.06
24	0.02
25	0.83
26	0

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчёт показателей надёжности

Исходные данные:

Средняя частота устойчивых отказов:

$$\lambda_{\text{вык10}} := 0.003$$

$$\lambda_{\text{раз10}} := 0.01$$

$$\lambda_{\text{авт.вык}} := 0.02$$

$$\lambda_{\text{линия10}} := 0.076 \quad \text{на 1 км}$$

$$\lambda_{\text{линия04}} := 0.25 \quad \text{на 1 км}$$

$$\lambda_{\text{тр10}} := 0.016$$

Среднее время восстановления:

$$t_{\text{в.вык10}} := 11$$

$$t_{\text{в.раз10}} := 7$$

$$t_{\text{в.авт.вык}} := 4$$

$$t_{\text{в.линия10}} := 5$$

$$t_{\text{в.линия04}} := 2$$

$$t_{\text{в.тр10}} := 50$$

Средняя частота плановых отключений:

$$\lambda_{\text{пл.вык10}} := 0.14$$

$$\lambda_{\text{пл.раз10}} := 0.166$$

$$\lambda_{\text{пл.авт.вык}} := 0.33$$

$$\lambda_{\text{пл.линия10}} := 0.17 \quad \text{на 1 км}$$

$$\lambda_{\text{пл.линия04}} := 0.17 \quad \text{на 1 км}$$

$$\lambda_{\text{пл.тр10}} := 0.166$$

Среднее время планового восстановления:

$$t_{\text{пл.вык10}} := 8$$

$$t_{\text{пл.раз10}} := 4$$

$$t_{\text{пл.авт.вык}} := 10$$

$$t_{\text{пл.линия10}} := 6$$

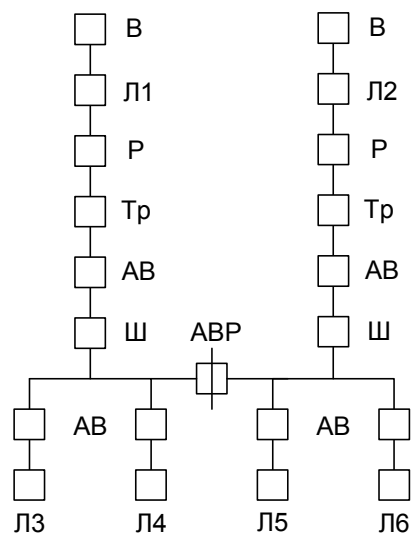
$$t_{\text{пл.линия04}} := 5$$

$$t_{\text{пл.тр10}} := 150$$

1 Расчёт показателей надёжности схемы

Расчёт:

Схема замещения:



Продолжение приложения Б

Показатели надёжности:

Средняя частота устойчивых отказов линии:

$$\lambda_{л1уст} := 0.67 \cdot \lambda_{линия10} = 0.051$$

$$\lambda_{л1неуст} := 2 \cdot \lambda_{л1уст} = 0.102$$

$$\lambda_{л1} := \lambda_{л1уст} + \lambda_{л1неуст} = 0.153$$

$$\lambda_{л2уст} := 0.67 \cdot \lambda_{линия10} = 0.051$$

$$\lambda_{л2неуст} := 2 \cdot \lambda_{л2уст} = 0.102$$

$$\lambda_{л2} := \lambda_{л2уст} + \lambda_{л2неуст} = 0.153$$

$$\lambda_{л3уст} := 0.3 \cdot \lambda_{линия04} = 0.075$$

$$\lambda_{л3неуст} := 2 \cdot \lambda_{л3уст} = 0.15$$

$$\lambda_{л3} := \lambda_{л3уст} + \lambda_{л3неуст} = 0.225$$

$$\lambda_{л5уст} := 0.36 \cdot \lambda_{линия04} = 0.09$$

$$\lambda_{л5неуст} := 2 \cdot \lambda_{л5уст} = 0.18$$

$$\lambda_{л5} := \lambda_{л5уст} + \lambda_{л5неуст} = 0.27$$

$$\lambda_{л4уст} := 0.32 \cdot \lambda_{линия04} = 0.08$$

$$\lambda_{л4неуст} := 2 \cdot \lambda_{л4уст} = 0.16$$

$$\lambda_{л4} := \lambda_{л4уст} + \lambda_{л4неуст} = 0.24$$

$$\lambda_{л6уст} := 0.4 \cdot \lambda_{линия04} = 0.1$$

$$\lambda_{л6неуст} := 2 \cdot \lambda_{л6уст} = 0.2$$

$$\lambda_{л6} := \lambda_{л6уст} + \lambda_{л6неуст} = 0.3$$

Средняя частота устойчивых отказов выключателя:

$$\lambda_{вык} := \lambda_{вык10} + 2 \cdot \lambda_{раз10} = 0.023$$

Нормальный режим:

Определяем параметр потока для первой цепочки:

$$\lambda_{с1} := \lambda_{вык} + \lambda_{л1} + \lambda_{раз10} + \lambda_{тр10} \dots = 0.893 \quad 1 / \text{год}$$
$$+ \lambda_{авт.вык} + 2 \cdot \lambda_{авт.вык} + \lambda_{л3} + \lambda_{л4} + \lambda_{пл.тр10}$$

Продолжение приложения Б

Определяем параметр потока для второй цепочки:

$$\lambda_{c2} := \lambda_{\text{ВЫК}} + \lambda_{\text{Л2}} + \lambda_{\text{раз10}} + \lambda_{\text{тр10}} \dots = 0.998 \quad 1 / \text{год}$$

$$+ \lambda_{\text{авт.ВЫК}} + 2 \cdot \lambda_{\text{авт.ВЫК}} + \lambda_{\text{Л5}} + \lambda_{\text{Л6}} + \lambda_{\text{пл.тр10}}$$

Определяем вероятность отказов первой цепи:

$$q_{c1} := \lambda_{\text{ВЫК}} \cdot \frac{11}{8760} + \lambda_{\text{Л1}} \cdot \frac{5}{8760} + \lambda_{\text{раз10}} \cdot \frac{8}{8760} + \lambda_{\text{тр10}} \cdot \frac{50}{8760} \dots = 3.501 \times 10^{-4}$$

$$+ \lambda_{\text{авт.ВЫК}} \cdot \frac{4}{8760} + 2 \cdot \lambda_{\text{авт.ВЫК}} \cdot \frac{4}{8760} + \frac{2}{8760} \cdot (\lambda_{\text{Л3}} + \lambda_{\text{Л4}})$$

Определяем вероятность отказов второй цепи:

$$q_{c2} := \lambda_{\text{ВЫК}} \cdot \frac{11}{8760} + \lambda_{\text{Л2}} \cdot \frac{5}{8760} + \lambda_{\text{раз10}} \cdot \frac{8}{8760} + \lambda_{\text{тр10}} \cdot \frac{50}{8760} \dots = 3.741 \times 10^{-4}$$

$$+ \lambda_{\text{авт.ВЫК}} \cdot \frac{4}{8760} + 2 \cdot \lambda_{\text{авт.ВЫК}} \cdot \frac{4}{8760} + \frac{2}{8760} \cdot (\lambda_{\text{Л5}} + \lambda_{\text{Л6}})$$

Определяем среднее время восстановления каждой цепи:

$$t_{\text{вс1}} := \left(\frac{q_{c1}}{\lambda_{c1} - \lambda_{\text{пл.тр10}}} \right) \cdot 8760 = 4.22 \quad \text{ч}$$

$$t_{\text{вс2}} := \left(\frac{q_{c2}}{\lambda_{c2} - \lambda_{\text{пл.тр10}}} \right) \cdot 8760 = 3.94 \quad \text{ч}$$

Определяем параметр потоков отказов системы состоящей из двух параллельных элементов:

$$\lambda_c := \lambda_{c1} \cdot q_{c2} + \lambda_{c2} \cdot q_{c1} + \frac{(\lambda_{c1} - \lambda_{\text{пл.тр10}}) \cdot 150 \cdot \lambda_{\text{пл.тр10}} + (\lambda_{c2} - \lambda_{\text{пл.тр10}}) \cdot 150 \cdot \lambda_{\text{пл.тр10}}}{8760}$$

$$\lambda_c = 5.113 \times 10^{-3}$$

Средняя вероятность состояния отказа системы:

$$k_{\text{пр1}} := 1 - e^{-\frac{150}{t_{\text{вс2}}}} = 1 \quad k_{\text{пр2}} := 1 - e^{-\frac{150}{t_{\text{вс1}}}} = 1$$

$$q_c := q_{c1} \cdot q_{c2} + \frac{k_{\text{пр1}} \cdot \lambda_{\text{пл.тр10}} \cdot 150 \cdot q_{c2} + k_{\text{пр2}} \cdot \lambda_{\text{пл.тр10}} \cdot 150 \cdot q_{c1}}{8760} = 2.189 \times 10^{-6}$$

Продолжение приложения Б

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_{c.c.p} := \frac{1}{\lambda_c} = 195.569 \text{ года}$$

Рабочее время безотказной работы:

$$T_p := -\ln(1 - 0.1) \cdot T_{c.c.p} = 20.605 \text{ года}$$

Определяем среднее время восстановления:

$$t_{вс} := \left(\frac{q_c}{\lambda_c} \right) \cdot 8760 = 3.751 \text{ ч}$$

Недоотпуск электроэнергии:

$$W_{нед} := q_c \cdot (400 \cdot 2 \cdot 0.7 \cdot 0.8) \cdot 8760 = 8.592 \text{ кВт час}$$

Оценка надёжности системы с учётом АВР:

$$q_{a1.a2} := \frac{\lambda_{авт.вык} \cdot t_{в.авт.вык}}{8760} = 9.132 \times 10^{-6}$$

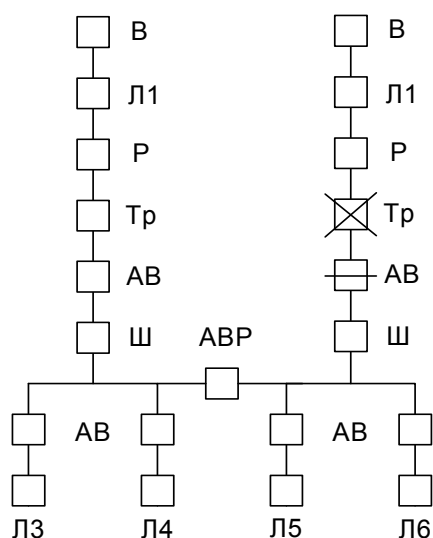
$$p_{a1.a2} := 1 - q_{a1.a2} = 1$$

Формула полной вероятности будет иметь вид:

$$q_{c.авр} := q_c \cdot p_{a1.a2} \cdot p_{a1.a2} + 0.5 \cdot q_{a1.a2} \cdot p_{a1.a2} + 0.5 \cdot q_{a1.a2} \cdot p_{a1.a2} + 0.5 \cdot 2 \cdot q_{a1.a2}$$

$$q_{c.авр} = 2.045 \times 10^{-5}$$

Аварийный режим:



Продолжение приложения Б

Определяем параметр потока для аварийной цепочки:

$$\lambda_{сАЦ} := \lambda_{\text{ВЫК}} + \lambda_{Л1} + \lambda_{\text{раз10}} + \lambda_{\text{тр10}} \dots = 1.463 \quad 1 / \text{год}$$

$$+ \lambda_{\text{авт.ВЫК}} + 2 \cdot \lambda_{\text{авт.ВЫК}} + \lambda_{Л3} + \lambda_{Л4} + \lambda_{Л5} + \lambda_{Л6} + \lambda_{\text{пл.тр10}}$$

Определяем вероятность отказов для аварийной цепочки:

$$q_{сАЦ} := \lambda_{\text{ВЫК}} \cdot \frac{100}{8760} + \lambda_{Л1} \cdot \frac{5}{8760} + \lambda_{\text{раз10}} \cdot \frac{7}{8760} + \lambda_{\text{тр10}} \cdot \frac{50}{8760} \dots = 7.128 \times 10^{-4}$$

$$+ \lambda_{\text{авт.ВЫК}} \cdot \frac{4}{8760} + 2 \cdot \lambda_{\text{авт.ВЫК}} \cdot \left(\frac{4}{8760} \right) \dots$$

$$+ \frac{2}{8760} \cdot (\lambda_{Л3} + \lambda_{Л4} + \lambda_{Л5} + \lambda_{Л6})$$

Определяем среднее время восстановления цепи:

$$t_{\text{всАЦ}} := \left(\frac{q_{сАЦ}}{\lambda_{сАЦ} - \lambda_{\text{пл.тр10}}} \right) \cdot 8760 = 4.815 \quad \text{ч}$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_{с.срАЦ} := \frac{1}{\lambda_{сАЦ}} = 0.684 \quad \text{года}$$

Расчётное время безотказной работы:

$$T_{рАЦ} := -\ln(1 - 0.1) \cdot T_{с.срАЦ} = 0.072 \quad \text{года}$$

Определяем среднее время восстановления:

$$T_{\text{всАЦ}} := \left(\frac{q_{сАЦ}}{\lambda_{сАЦ}} \right) \cdot 8760 = 4.269 \quad \text{ч}$$

Недоотпуск электроэнергии:

$$W_{\text{недАЦ}} := q_{сАЦ} \cdot (400 \cdot 2 \cdot 0.7 \cdot 0.8) \cdot 8760 = 2.797 \times 10^3 \quad \text{кВт час}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчет заземления, молниезащиты ПС

Расчет заземления ПС

Верхний слой грунта: **суглинок**

удельное сопротивление верхнего слоя грунта, (Ом*м) $\rho' := 100$

Толщина верхнего слоя грунта, (м) $h_1 := 0.35$

Вспомогательный коэффициент для стали $\beta := 21$

Ток молнии, (кА) $I_M := 60$

1. Расчет удельного сопротивления грунта

коэффициент сезонности для первой климатической зоны $\psi := 1.2$

удельное сопротивление грунта, (Ом*м) $\rho' = 100$

$\rho := \rho' \cdot 1.2$ $\rho = 120$

2. Рассчитываем контур сетки заземлителя, если п/ст имеет размеры.

$A := 55.4$ длина ПС, (м).

$B := 38$ ширина ПС, (м).

площадь ПС с учетом выноса сетки заземления на 1,5 м за пределы ПС, м^2

$S := (A + 1.5 \cdot 2)(B + 1.5 \cdot 2)$ $S = 2394.4$

3. Принимаем диаметр горизонтальных прутков в сетке по условиям мех. прочности.

$d_{\text{пр_гор}} := 10$ мм $I_{\text{кз}} := 1.97 \cdot 100(A$

$F_{\text{мехпроч}} := 78.5$ мм^2

4. Определяем сечение прутка по коррозийной стойкости.

$a_k := 0.0026$ $c_k := 0.0104$

$b_k := 0.00915$ $\alpha_k := 0.0224$ средние значения коэффициентов, зависящие от грунта.

$T := 240$ время использования заземления, (месяцы).

$S_{\text{ср}} := a_k \cdot \ln(T)^3 + b_k \cdot \ln(T)^2 + c_k \cdot \ln(T) + \alpha_k$ $S_{\text{ср}} = 0.782$

$F_{\text{кор}} := 3.14 \cdot S_{\text{ср}} \cdot (d_{\text{пр_гор}} + S_{\text{ср}})$ $F_{\text{кор}} = 26.485$ мм^2

$F_{\text{min}} := F_{\text{кор}}$ $F_{\text{min}} = 26.485$ мм^2

Продолжение приложения В

т.к. $F_{\text{мехпроч}}$ больше F_{min} , то условие выполняется.

$t_{\text{верт}} := 0.8$ глубина заложения верхнего конца вертикального прутка, (м).
 диаметр вертикального прутка, (м).

$l_{\text{верт}} := 5$ длина вертикального прутка, (м).

6. Рассчитываем общую длину горизонтальных полос (м).

$a_{\text{гор}} := 6$ расстояние между полосами сетки, (м).

$$L_{\text{гор}} := \frac{S}{a_{\text{гор}}} \cdot 2 \qquad L_{\text{гор}} = 798.133$$

Уточняется длина горизонтальных полос квадратичной модели, (м):

$$l_{\text{гор}} := \sqrt{S} \qquad l_{\text{гор}} = 48.933$$

Определяем число ячеек:

$$m := \frac{L_{\text{гор}}}{2 \cdot l_{\text{гор}}} - 1 \qquad m = 7.155 \quad m := 8$$

Определяем длину стороны

$$L_{\text{ячейки}} := \frac{l_{\text{гор}}}{m} \qquad R_s = 0.32 \qquad L_{\text{ячейки}} = 6.117$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L := 2 \cdot l_{\text{гор}} \cdot (m + 1) \qquad L = 880.8$$

Определяем количество вертикальных

$$n'_{\text{в}} := \frac{4 \cdot l_{\text{гор}}}{6} \qquad R_{\text{и}} = 0.403 \qquad n'_{\text{в}} = 32.622$$

Принимаем количество вертикальных электродов: $n_{\text{в}} := 34$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя для обоих слоев грунта, (Ом):

$$\frac{l_{\text{верт}}}{\sqrt{S}} = 0.102 \qquad \text{следовательно} \quad A' := 0.26 \qquad \sqrt{S} = 48.933$$

$$R_s := \rho \cdot \left(\frac{A'}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_{\text{в}} \cdot l_{\text{верт}}} \right)$$

Находим импульсный коэффициент для обоих слоев

Продолжение приложения В

$$\alpha_{И} := \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (l_M + 45)}} \quad \alpha_{И} = 1.26$$

Расчитываем импульсное сопротивление заземлителя,
(Ом)

$$R_{И} := R_S \cdot \alpha_{И}$$

Защита от прямых ударов молнии

1. Защита на уровне земли и первого защищаемого объекта

$$h_{1i} := 8 \quad \text{высота защищаемого объекта, (м).}$$

$$h_{2i} := 6 \quad \text{высота защищаемого объекта, (м).}$$

$$h_1 := 21 \quad \text{высота 1 молниеотвода, (м)}$$

$$h_2 := 19 \quad \text{высота 2 молниеотвода, (м)}$$

Расстояние между молниеотводами 1 и 2, (м):

$$L_{M12} := 28$$

Эффективная высота молниеотводов, (м):

$$h_{эф1} := 0.85 \cdot h_1 \quad h_{эф1} = 17.8$$

$$h_{эф2} := 0.85 \cdot h_2 \quad h_{эф2} = 16.1$$

радиус основания, (м):

$$r_{0.1} := (1.1 - 0.002 \cdot h_1) \cdot h_1 \quad r_{0.1} = 22.2$$

$$r_{0.2} := (1.1 - 0.002 \cdot h_2) \cdot h_2 \quad r_{0.2} = 20.2$$

радиус внутренней зоны:

-для 1 молниеотвода:

$$r_{1.1} := r_{0.1} \cdot \left(1 - \frac{h_{1i}}{h_{эф1}}\right) \quad r_{1.1} = 12.3$$

$$r_{1.2} := r_{0.1} \cdot \left(1 - \frac{h_{2i}}{h_{эф1}}\right) \quad r_{1.2} = 14.7$$

-для 2 молниеотвода:

$$r_{2.1} := r_{0.2} \cdot \left(1 - \frac{h_{1i}}{h_{эф2}}\right) \quad r_{2.1} = 10.2$$

$$r_{2.2} := r_{0.2} \cdot \left(1 - \frac{h_{2i}}{h_{эф2}}\right) \quad r_{2.2} = 12.7$$

Продолжение приложения В

половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли, (м):

$$h < L_M \leq 2 \cdot h$$

$$r_{co.1} := r_{0.1}$$

$$r_{co.1} = 22.2$$

$$r_{co.2} := r_{0.2}$$

$$r_{co.2} = 20.2$$

наименьшая высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами для зоны А, (м):

$$h_{c.g.1} := h_{эф1} - (0.17 + 0.0003 \cdot h_1) \cdot (L_{M12} - h_1)$$

$$h_{c.g.1} = 16.6$$

$$h_{c.g.2} := h_{эф2} - (0.17 + 0.0003 \cdot h_2) \cdot (L_{M12} - h_2)$$

$$h_{c.g.2} = 14.6$$

$$h_{c.g.12} := \frac{(h_{c.g.1} + h_{c.g.2})}{2}$$

$$h_{c.g.12} = 15.6$$

половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами для зоны, (м):

- для линейных порталов 35 кВ:

$$r_{1c1} := r_{co.1} \cdot \frac{h_{c.g.1} - h_{1i}}{h_{c.g.1}}$$

$$r_{1c1} = 11.5$$

$$r_{1c2} := r_{co.2} \cdot \frac{h_{c.g.2} - h_{1i}}{h_{c.g.2}}$$

$$r_{1c2} = 9.1$$

$$r_{1c12} := \frac{r_{1c1} + r_{1c2}}{2}$$

$$r_{1c12} = 10.3$$

- для остального оборудования:

$$r_{2c1} := r_{co.1} \cdot \frac{h_{c.g.1} - h_{2i}}{h_{c.g.1}}$$

$$r_{2c1} = 14.2$$

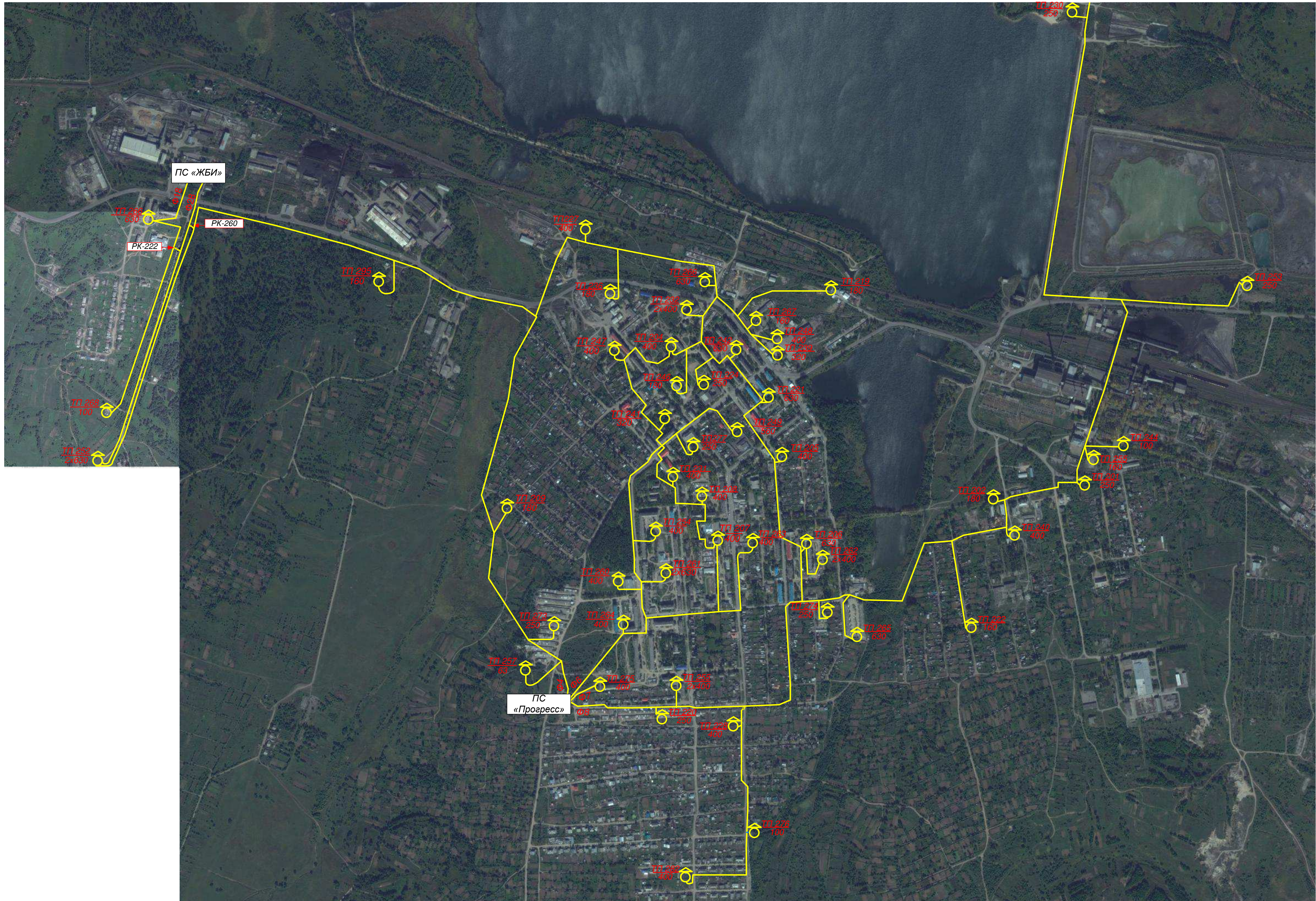
$$r_{2c2} := r_{co.2} \cdot \frac{h_{c.g.2} - h_{2i}}{h_{c.g.2}}$$

$$r_{2c2} = 11.9$$


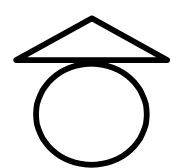
$$r_{2c12} := \frac{r_{2c1} + r_{2c2}}{2}$$

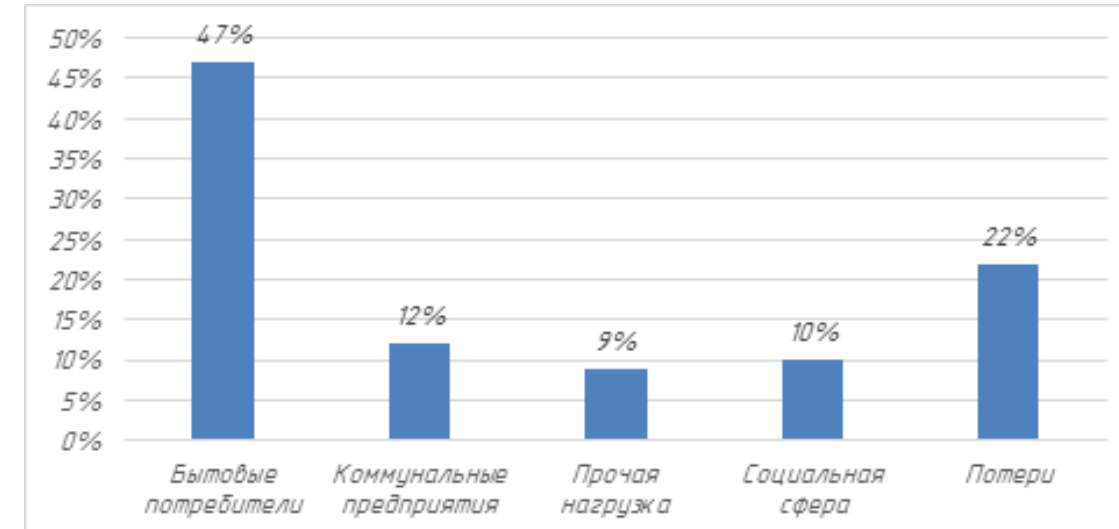
$$r_{2c12} = 13.0$$

Карта-схема п. Прогресс с расположением ТП



Условные обозначения

-  Существующая линия 6 кВ
-  Трансформаторная подстанция



				ВКР.134165.13.03.02			
				Пл			
Изм.	Лист	№ докумен.	Подп.	Дата	Литер	Масса	Масштаб
Разраб.	Тюкавин А.Г.	Провер.	Подурская И.Г.		Д		6
Т. Констр.	Мясоедов Ю.В.	Исполн.			Лист 1	Детей 6	
И. Констр.	Козлов А.Н.	Утвержд.	Савина Н.В.		Кафедра энергетики		
				ПЛАН РАСПОЛОЖЕНИЯ ТП 6/0,4 кВ п. ПРОГРЕСС			
				Реконструкция системы электроснабжения поселка прогресс в Амурской области в связи с переводом части потребителей на питание от подстанции ЖБИ			

ПООПОРНАЯ СХЕМА ВЛ 6 кВ Ф №4 ПС ПРОГРЕСС



Условные обозначения:

- Трансформаторная подстанция
- Опора одностоечная, ж.б.
- Опора анкерная, ж.б.
- Опора анкерная деревянная с ж.б. приставкой
- Опора одностоечная, деревянная
- Кабельная линия
- Линейный разъединитель

Расчет режима до реконструкции

В нормальном режиме работы Ф-4 ПС Прогресс, напряжение на отдаленном участке составляет 5,3 кВ, что не превышает допустимое значение отклонения напряжения в точке передачи электроэнергии согласно ГОСТ 32144-2013. Учитывая потери напряжения на ТП, а также в сетях 0,4 кВ значение отклонения напряжения на зажимах электроприемников потребителя может превысить 10%. Длительно допустимый ток превышен ($I_{max}=212$ А, $I_{доп}=210$ А).

Присоединение	Rн, MВт	Связь с узлом	Узлы	Уном, кВ	Наименование	Мощность ТП	Rн, MВт	Qн, Mвар	№ оп.	№ оп.	L, км	Марка провода	Сечение	R, Ом	X, Ом	I доп.	ΔU, %	Uн, кВ	Uк, кВ	ΔU, кВ	Rк, MВт	Qк, Mвар	ΔP, MВт	ΔQ, MВар	Rнач., MВт	Qнач., кВар	In, А
Прогресс	187		1	6														6.400									
			2	6	ТП 257	63	0.030	0.012	0	5	0.375	АС	50	0.270	0.112	245.000	1.74	6.400	6.292	0.108	2.153	0.866	0.037	0.015	2.190	0.881	212.950
			3	6	ТП 273	250	0.119	0.048	5	9	0.3	АС	50	0.216	0.090	245.000	1.370	6.292	6.207	0.085	2.095	0.842	0.029	0.012	2.123	0.854	209.975
			4	6	ТП 209	180	0.086	0.034	9	11	0.15	АС	50	0.108	0.045	245.000	0.650	6.207	6.167	0.040	1.963	0.789	0.013	0.005	1.975	0.794	198.012
			5	6					11	27	12	АС	50	0.864	0.359	245.000	5.235	6.167	5.860	0.307	1.784	0.716	0.093	0.039	1.877	0.754	189.342
			6	6	ТП 227	400	0.191	0.076	27	39	0.9	АС	50	0.648	0.269	245.000	4.087	5.860	5.630	0.230	1.714	0.687	0.070	0.029	1.784	0.716	189.343
			7	6	ТП 236	180	0.086	0.034	35	42	0.525	АС	50	0.378	0.157	245.000	2.164	5.630	5.511	0.119	1.491	0.597	0.032	0.013	1.523	0.610	168.239
			8	6	ТП 203	400	0.191	0.076	37	45	0.6	АС	50	0.432	0.179	245.000	2.386	5.511	5.382	0.128	1.372	0.549	0.033	0.014	1.405	0.563	158.537
			9	6					44	46	0.15	АС	50	0.108	0.045	245.000	0.516	5.382	5.355	0.028	1.175	0.470	0.006	0.003	1.181	0.473	136.462
			10	6	ТП 219, 267, 239, 248	1060	0.506	0.203	45	49	0.3	АС	50	0.216	0.090	245.000	0.449	5.355	5.331	0.024	0.506	0.203	0.002	0.001	0.509	0.203	59.065
			11	6	ЗТП 232	400	0.191	0.076	45	46	0.075	АС	50	0.054	0.022	245.000	0.147	5.355	5.347	0.008	0.666	0.266	0.001	0.000	0.666	0.267	77.398
			12	6					46	48	0.15	АС	50	0.108	0.045	245.000	0.209	5.347	5.336	0.011	0.473	0.189	0.001	0.000	0.474	0.190	55.176
			13	6	ТП 224	250	0.119	0.048	48	50	0.15	АС	50	0.108	0.045	245.000	0.087	5.336	5.331	0.005	0.196	0.078	0.000	0.000	0.196	0.079	22.874
			14	6	ТП	160	0.076	0.031			1.475	АС	50	1.062	0.441	245.000	0.335	5.331	5.313	0.018	0.076	0.031	0.000	0.000	0.077	0.031	8.945
			15	6	ТП 246	180	0.086	0.034	48	50	0.15	АС	50	0.108	0.045	245.000	0.038	5.336	5.334	0.002	0.086	0.034	0.000	0.000	0.086	0.034	10.024
			16	6	ТП 204	400	0.191	0.076	48	49	0.075	АС	50	0.054	0.022	245.000	0.042	5.336	5.334	0.002	0.191	0.076	0.000	0.000	0.191	0.076	22.277

Экономическая плотность тока Ф№4 ПС Прогресс до реконструкции

Наименование ВЛ	№	Максимальная плотность тока, А/мм²		Экономическая плотность тока, А/мм²
		2013	2015	
ПС Прогресс	4	4,1	3,58	1,3
ПС Прогресс	6	2,8	3,3	
ПС Прогресс	7	2	1,9	

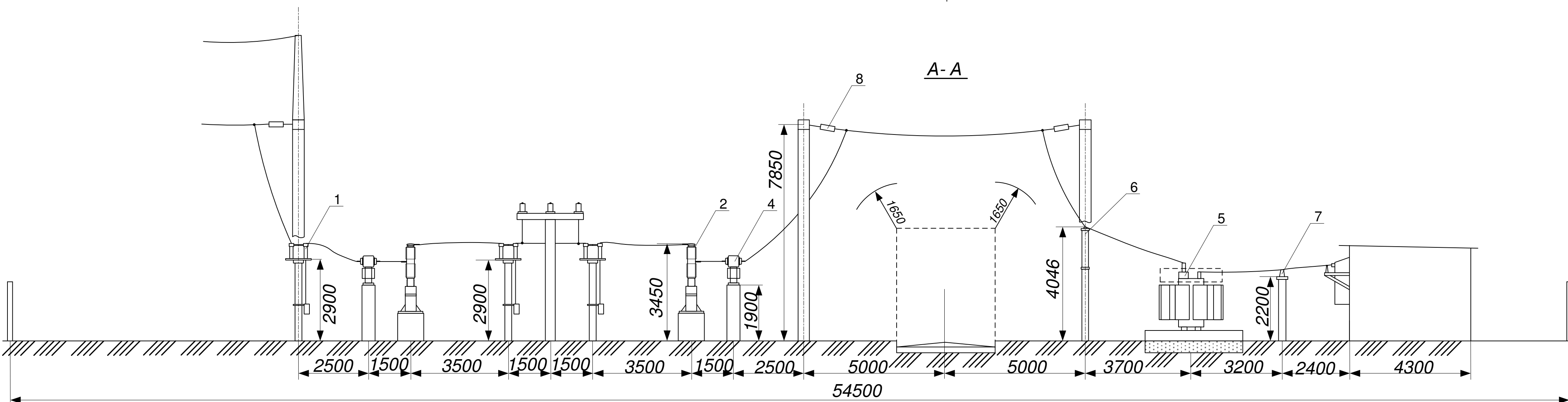
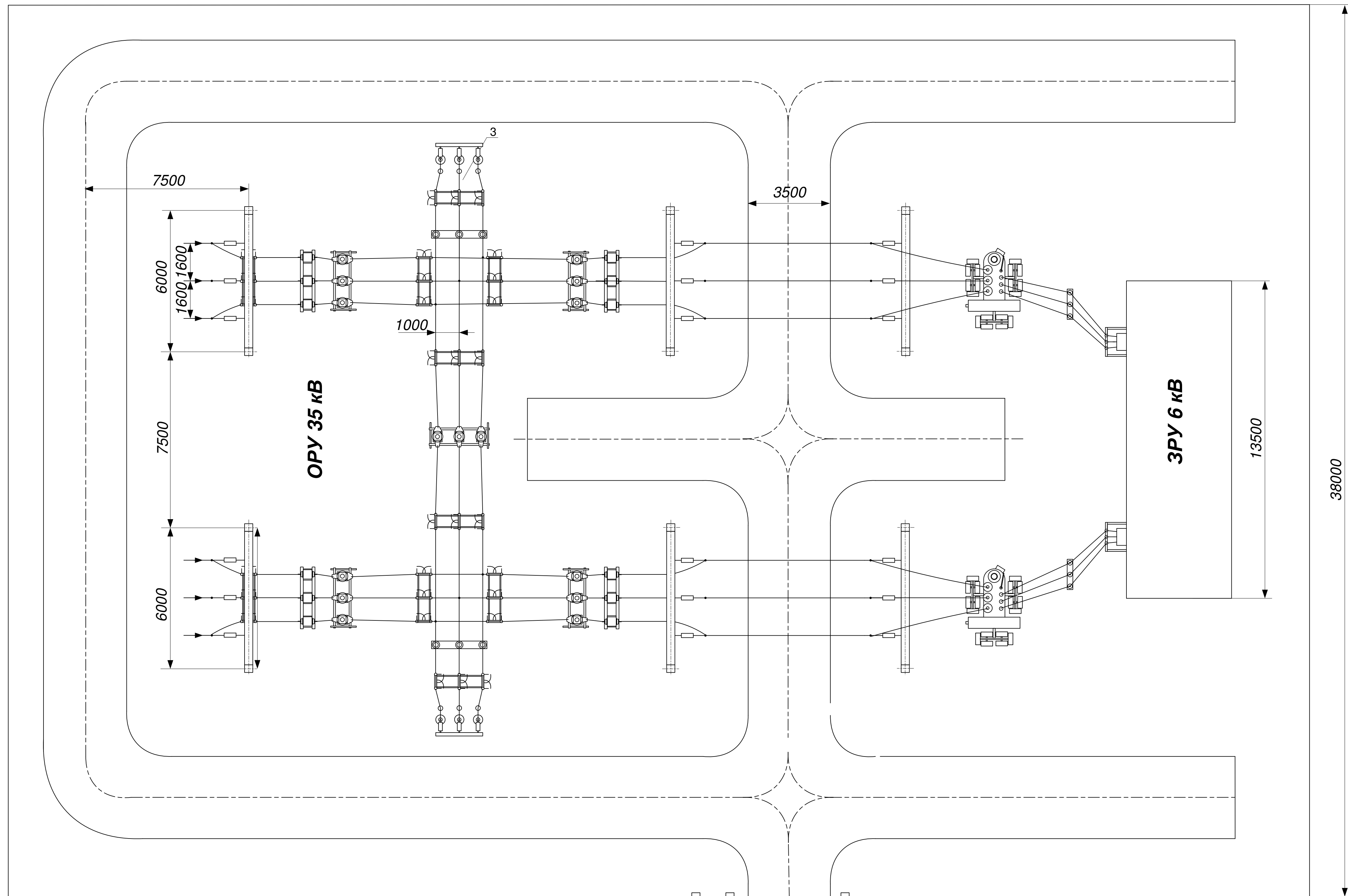
Расчет режима после реконструкции

Благодаря строительству двухцепной линии и установки реклоузера переведем часть нагрузки на ПС ЖБИ. Тогда напряжение на отдаленном участке составляет 6,1 кВ, что не превышает допустимое значение отклонения напряжения в точке передачи электроэнергии согласно ГОСТ 32144-2013. Длительно допустимый ток не превышен ($I_{max}=103$ А, $I_{доп}=210$ А).

Присоединение	Связь с узлом	Узлы	Наименование	Мощность ТП	Rн, MВт	Qн, Mвар	L, км	Марка провода	Сечение	ΔU, %	Uн, кВ	Uк, кВ	ΔU, кВ	Rк, MВт	Qк, Mвар	ΔP, MВт	ΔQ, MВар	Rнач., MВт	Qнач., кВар	In, А	
Прогресс		1									6.400										
		1	2	ТП 257	63	0.034	0.014	0.4	СИП	50	0.821	6.400	6.348	0.052	1.050	0.421	0.009	0.004	1.059	0.424	102.891
		2	3	ТП 273	250	0.136	0.054	0.3	СИП	50	0.639	6.348	6.308	0.040	1.010	0.404	0.006	0.003	1.016	0.407	99.539
		3	4	ТП 209	180	0.098	0.039	0.2	СИП	50	0.277	6.308	6.290	0.017	0.871	0.349	0.002	0.001	0.874	0.350	86.149
		4	5								2.010	6.290	6.166	0.124	0.758	0.303	0.015	0.006	0.774	0.310	76.482
		5	6	ЗТП 232	400	0.217	0.087	0.1	СИП	50	0.126	6.166	6.158	0.008	0.757	0.303	0.001	0.000	0.758	0.303	76.481
		6	7								0.2	6.180	6.158	0.011	0.539	0.216	0.001	0.000	0.540	0.216	54.539
		7	8	ТП 224	250	0.136	0.054	0.2	СИП	50	0.180	6.147	6.136	0.011	0.538	0.215	0.001	0.000	0.539	0.216	54.539
		8	9	ТП 242, 221, 205, 205 а, 206	160	0.087	0.035	1.5	СИП	50	0.288	6.136	6.119	0.018	0.087	0.035	0.000	0.000	0.087	0.035	8.834
		8	10	ТП 246	180	0.098	0.039	0.2	СИП	50	0.033	6.136	6.134	0.002	0.098	0.039	0.000	0.000	0.098	0.039	9.913
		8	11	ТП 204	400	0.217	0.087	0.1	СИП	50	0.036	6.136	6.134	0.002	0.217	0.087	0.000	0.000	0.217	0.087	22.029

Экономическая плотность тока Ф№4 ПС Прогресс после реконструкции

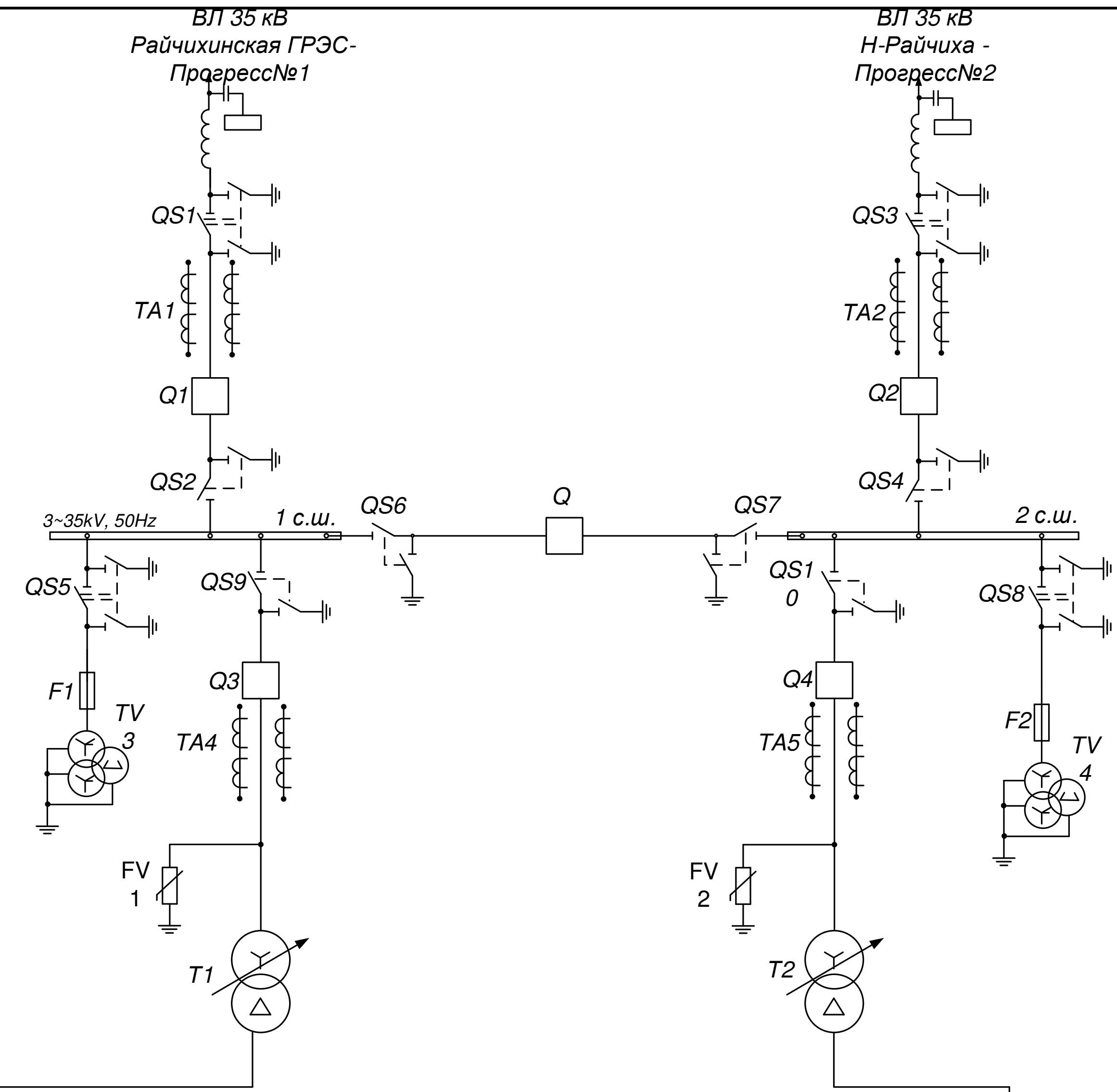
Наименование ВЛ	№	Максимальная плотность тока, А/мм²	Экономическая плотность тока, А/мм²
ПС Прогресс	4	1,01	1,3



№ на плане	Наименование оборудования
1	Разъединитель РНДЗ-2-35-600
2	Вакуумный выключатель 35 кВ ВБЭТ-35Ш-25/630 УХЛ1
3	Трансформатор напряжения 35 кВ НАМИ-35 УХЛ 1
4	Трансформатор тока ТОЛ-35
5	Трансформатор силовой ТМН-6300/35/6
6	ОПН-35/40,5/6/УХЛ1
7	Блок опорных изоляторов 6 кВ
8	Гирлянда натяжная ПС 70-Д

ВКР.134165.13.03.02.				Пл		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Литера	Масса
Разраб.	Тюкавин А.Г.				д	
Провер.	Подгурская И.Г.					
Т.Контр.	Мясоедов Ю.В.				Лист 4	Дистов 6
Рецензент					Авт. у	
Н.Контр.	Козлов А.Н.				Кафедра	
Утв.ерж.	Савина Н.В.				энергетики	
а					Реконструкция системы электроснабжения поселка прогресс в Амурской области в связи с переводом части потребителей на питание от подстанции ЖБИ	

ВЗ-630-0.5V1 СМП-35/3 - 6.4
РНДЗ-2-35-600
ТОЛ-35 3- 2 УХЛ1 100/5
ВБЭТ-35III-25/630 УХЛ1
РГ-35/1000 УХЛ1
Ошиновка АС-120/19
РНДЗ-2-35-600
ПКН-001-35 У1
НАМИ-35 УХЛ 1
ОПН-35/40,5/6/УХЛ1
ТМН-6300/35/6

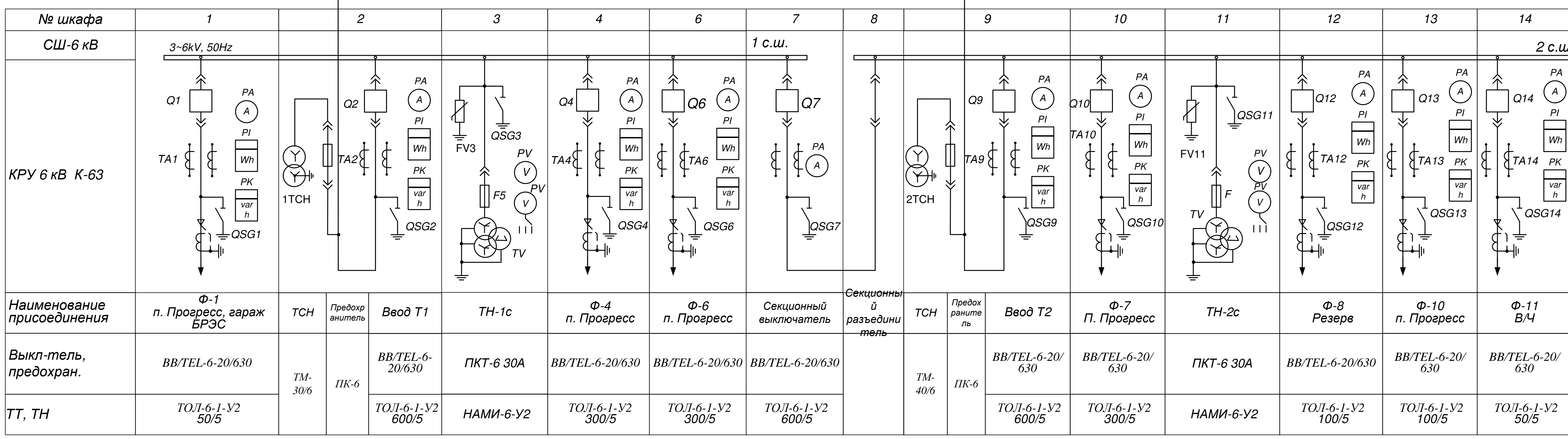


ВТОРИЧНАЯ НАГРУЗКА ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА 6 кВ

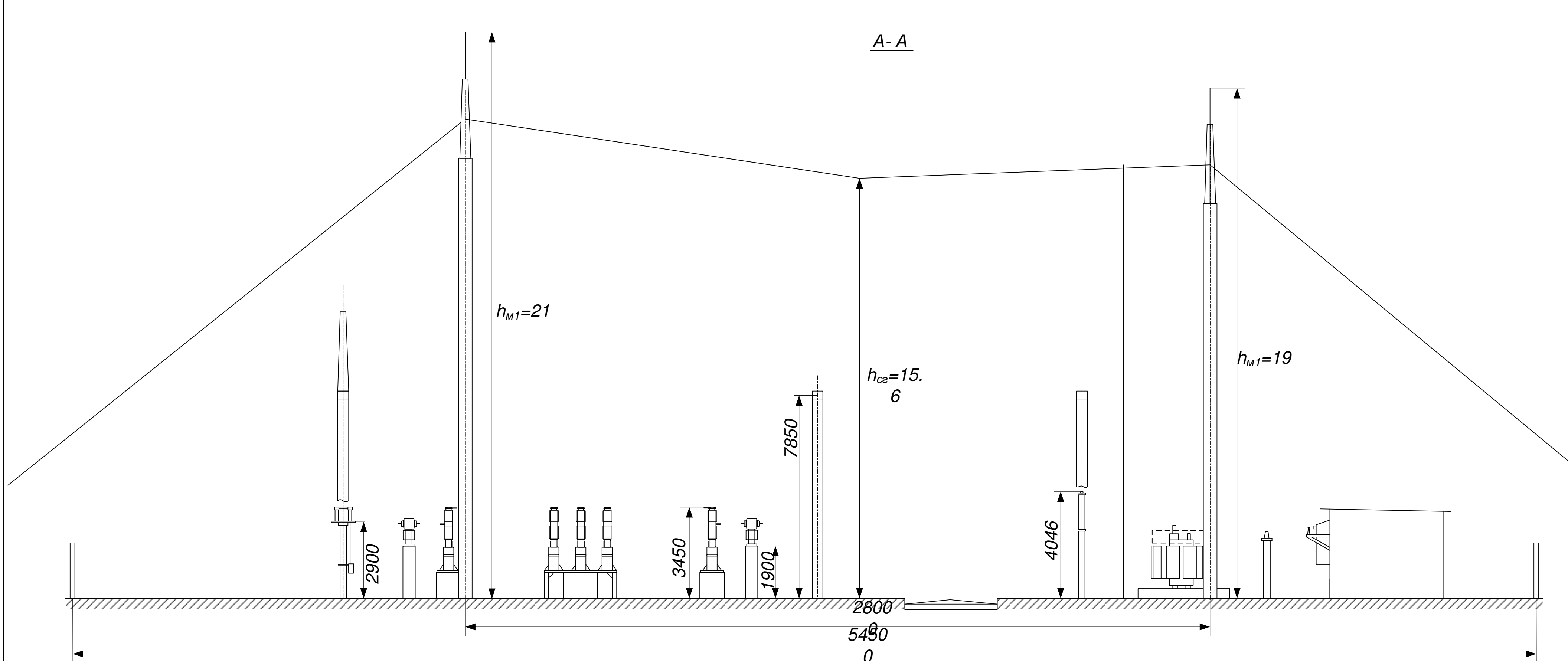
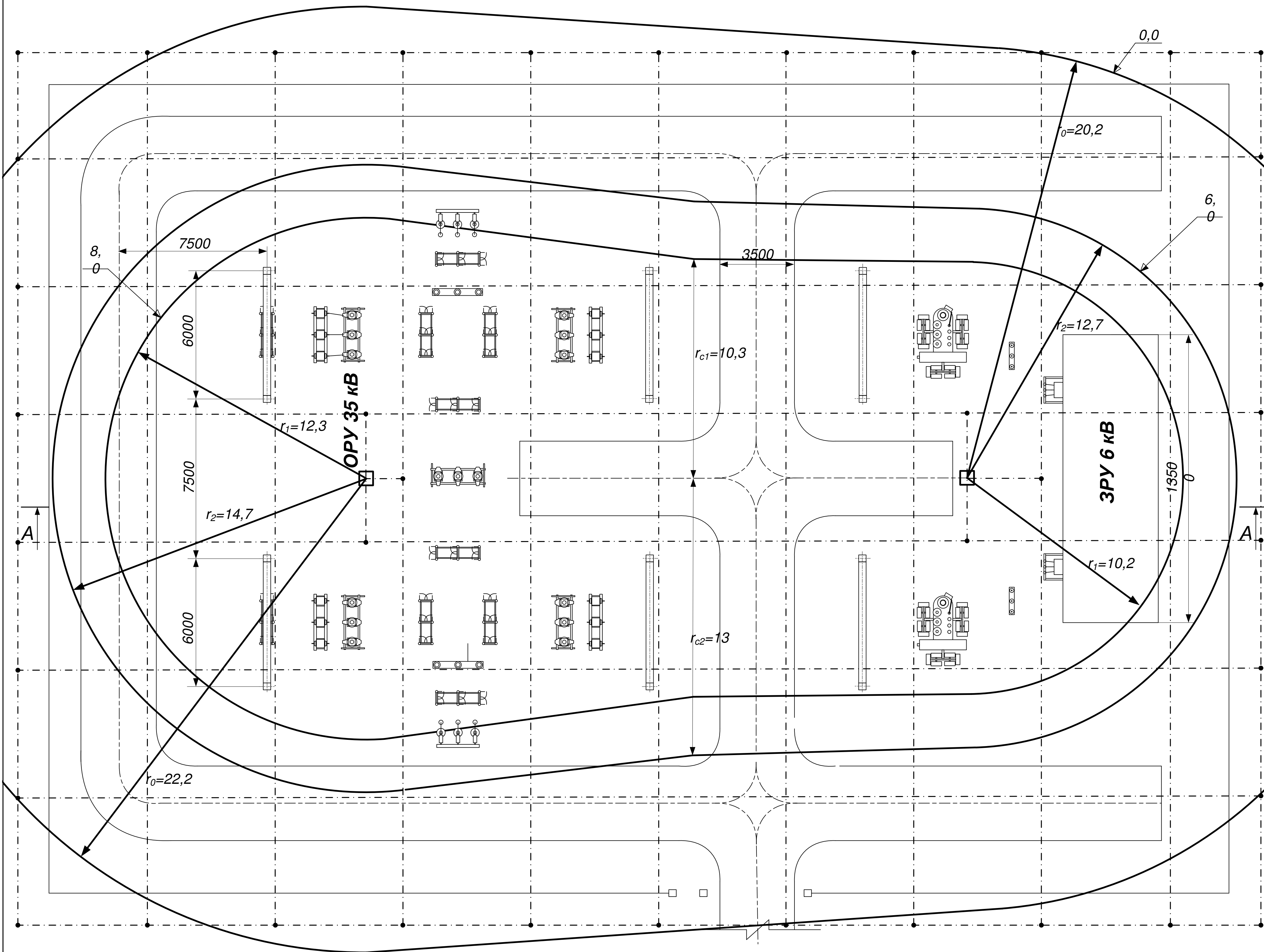
Цель	Наименование прибора	Тип Прибора	Нагрузка, ВА, фазы		
			A	B	C
Ввод 6 кВ	Амперметр	СА3020	4	-	4
	Ваттметр	СР3020-ВАТТ	5	-	5
	Варметр	СР3020-ВАР	5	-	5
	Счетчик АЭ	Ртутный 236	4,5	-	4,5
	Счетчик РЭ	ART	-	-	-
Итого:			18,5	-	18,5
Секционный выключатель 6 кВ	Амперметр	СА3020	4	-	4
	Итого:			4	-
На отходящих линиях	Амперметр	СА3020	4	-	4
	Счетчик АЭ	Ртутный 236	4,5	-	4,5
	Счетчик РЭ	ART	-	-	-
Итого:			8,5	-	8,5

ВТОРИЧНАЯ НАГРУЗКА ТРАНСФОРМАТОРА НАПРЯЖЕНИЯ 6 кВ

Прибор	Тип	Мощность прибора, ВА	Количество приборов	cosφ	sinφ	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	СВ 3020	4	1	1	0	8
Ваттметр	СР3020-ВАТТ	5	2	1	0	10
Варметр	СР3020-ВАР	5	2	1	0	10
Счетчик АЭ	Ртутный 236 ART	9	9	0,38	0,925	81
Счетчик РЭ						
Итого:						109

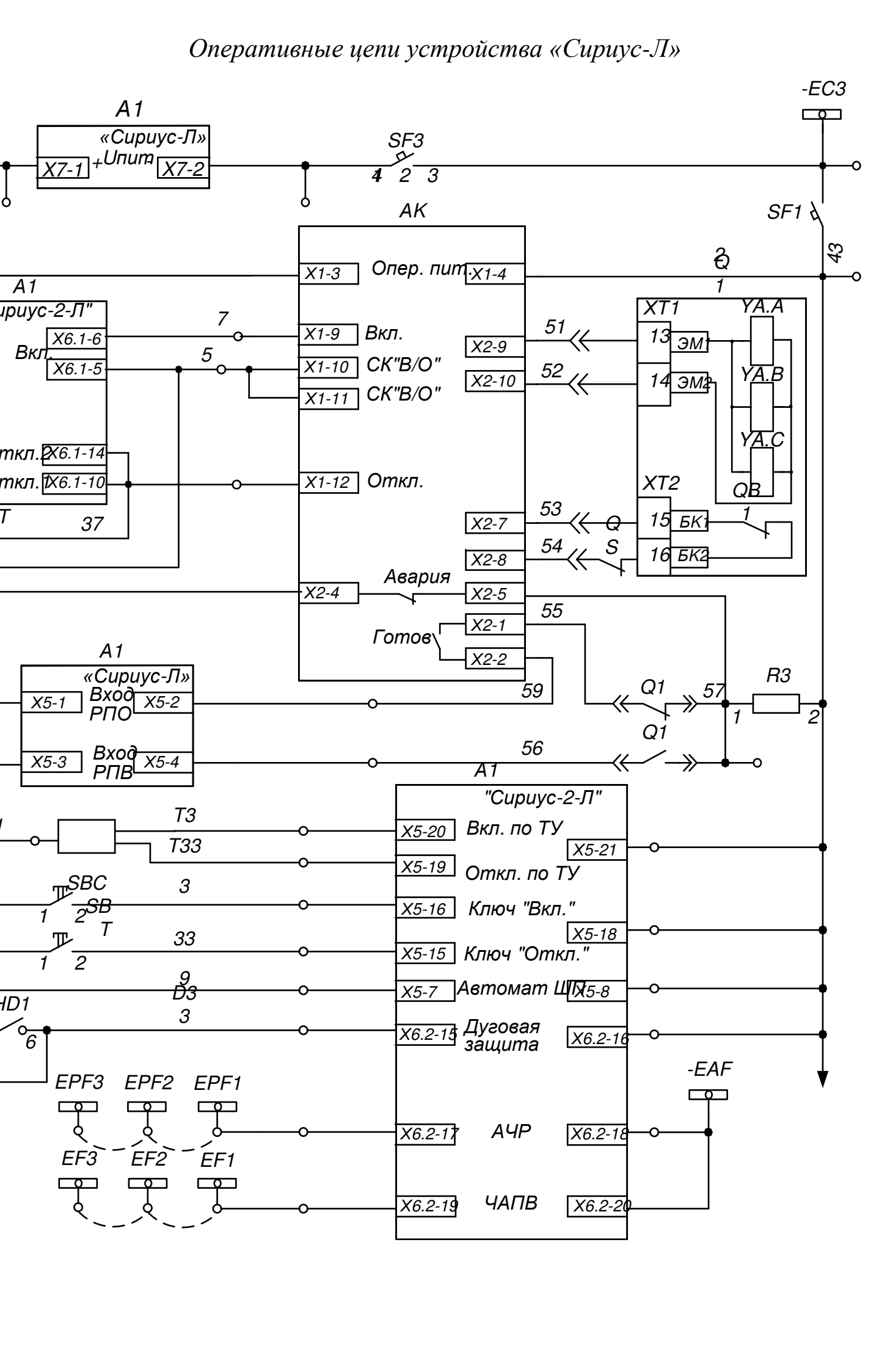
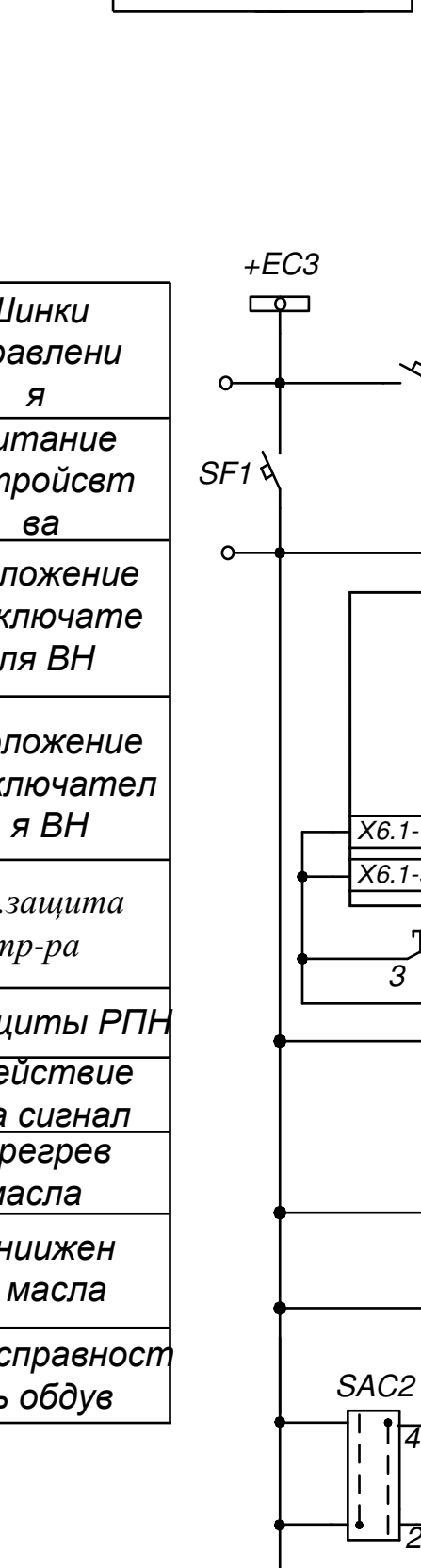
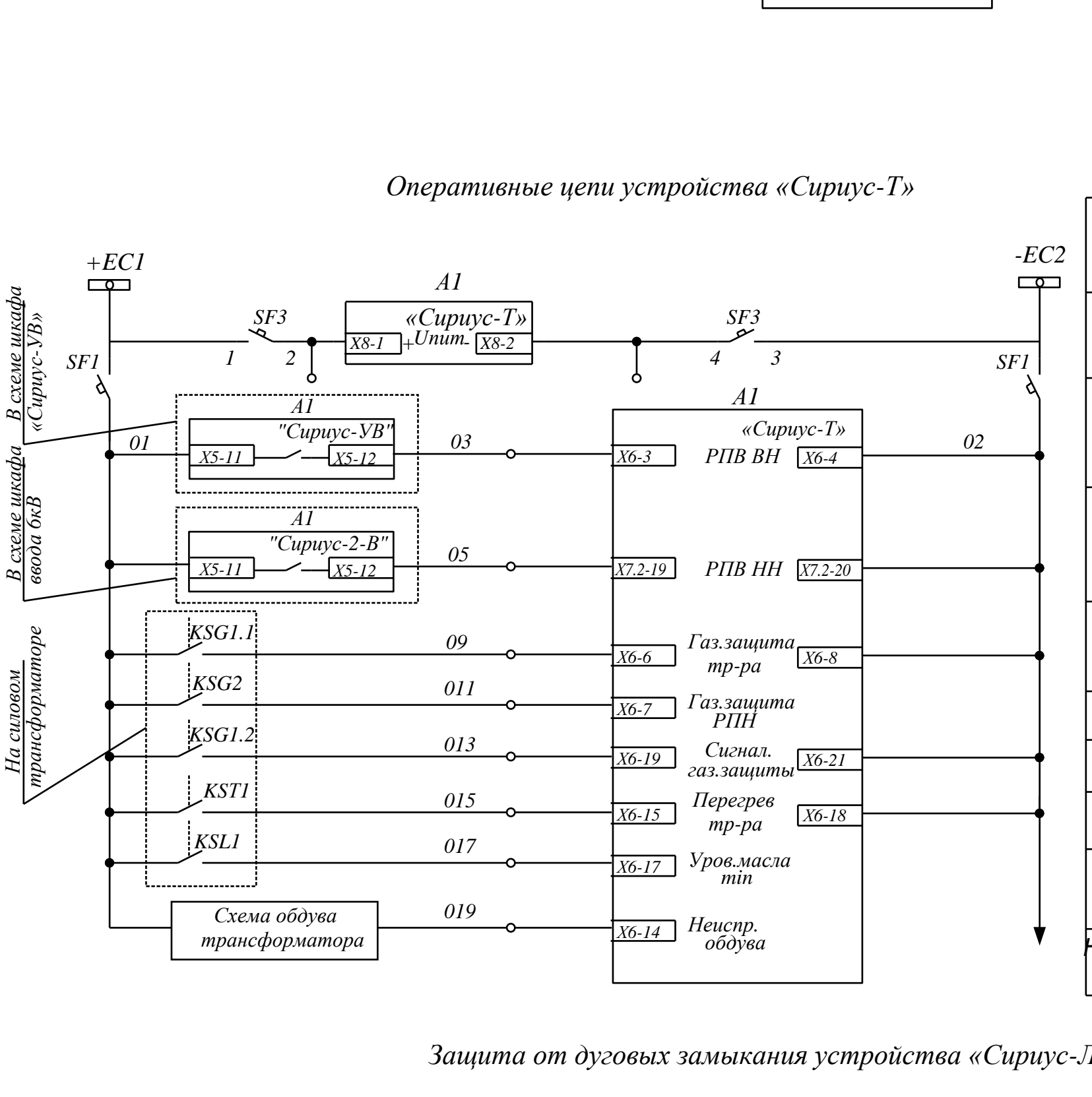
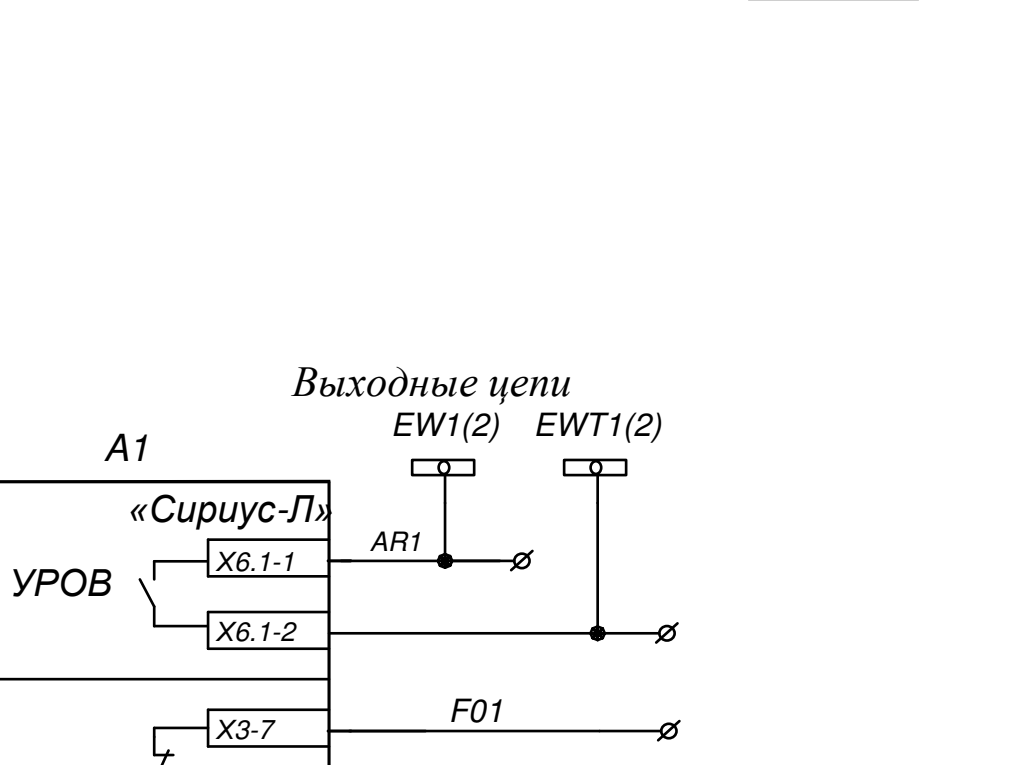
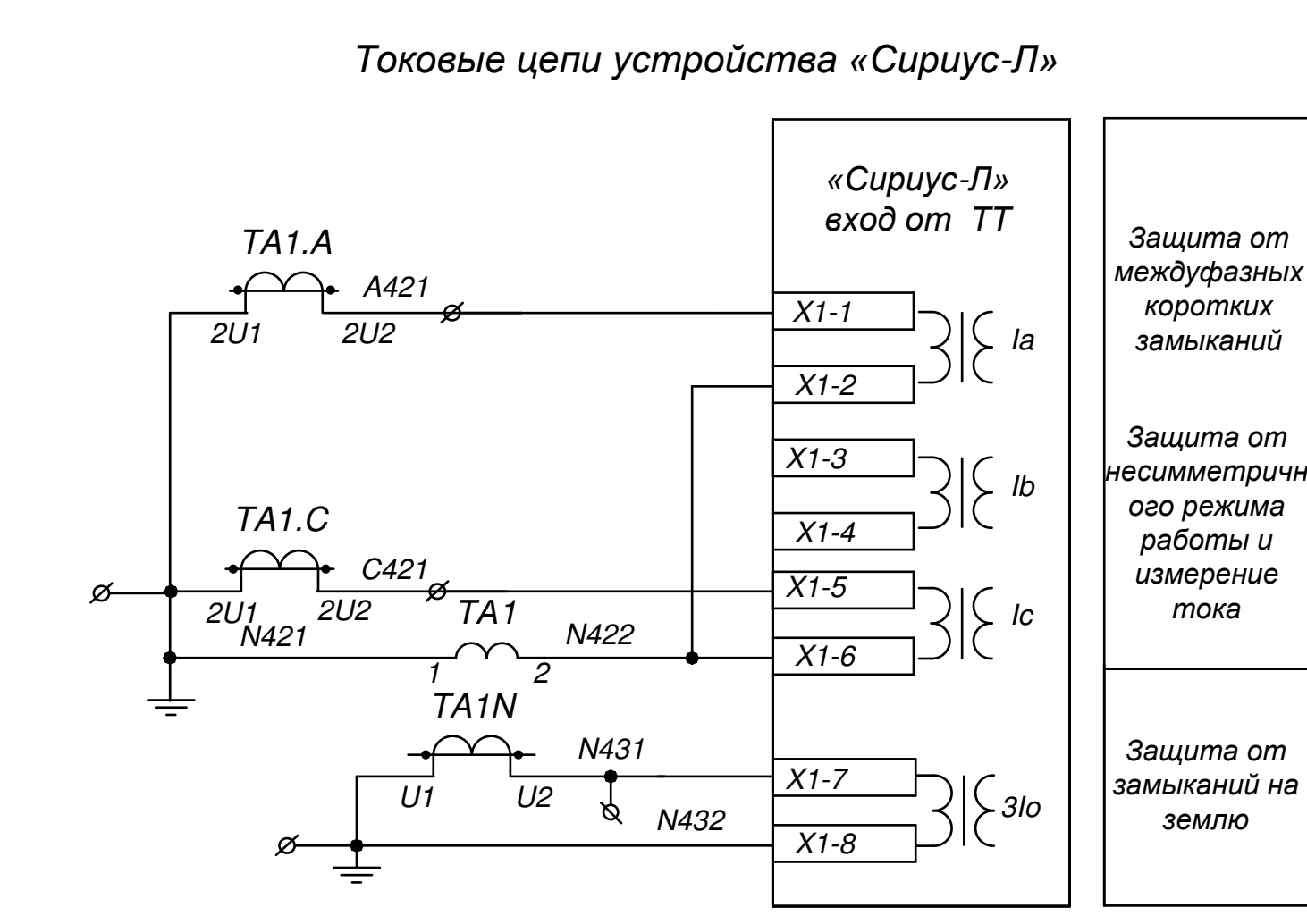
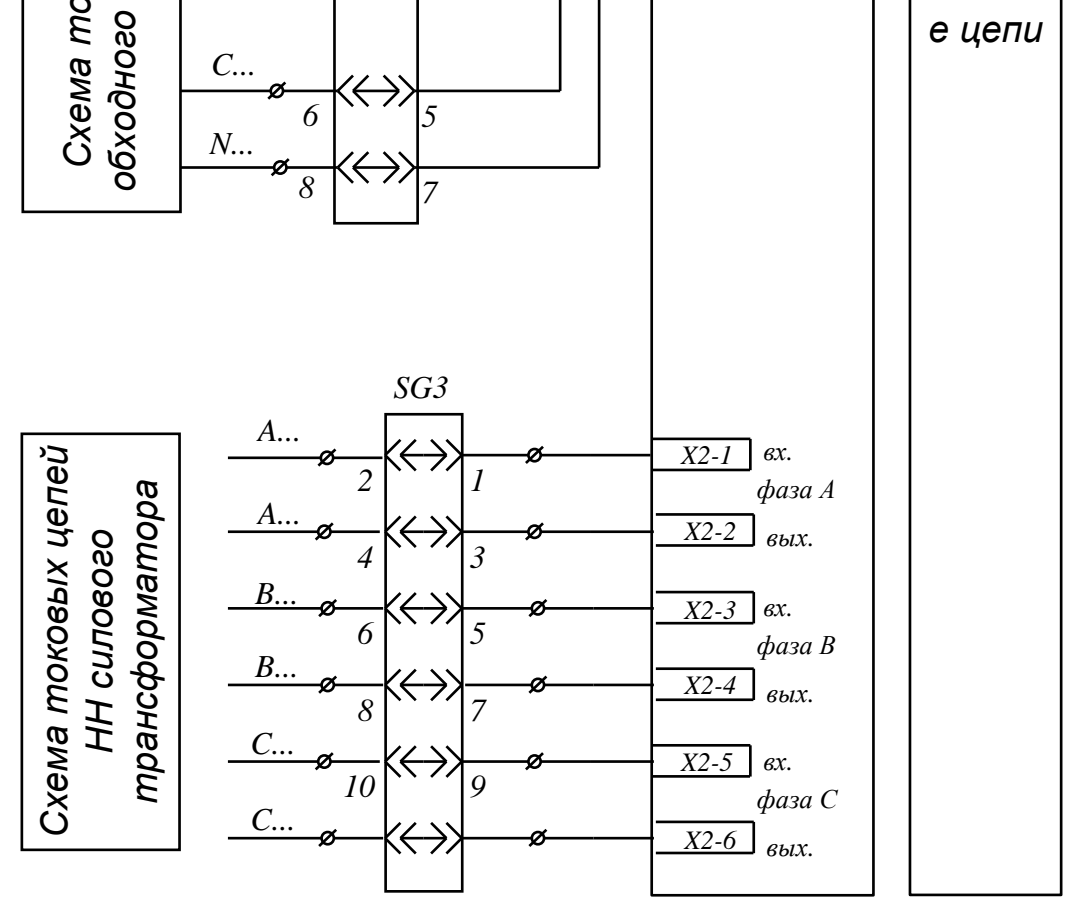
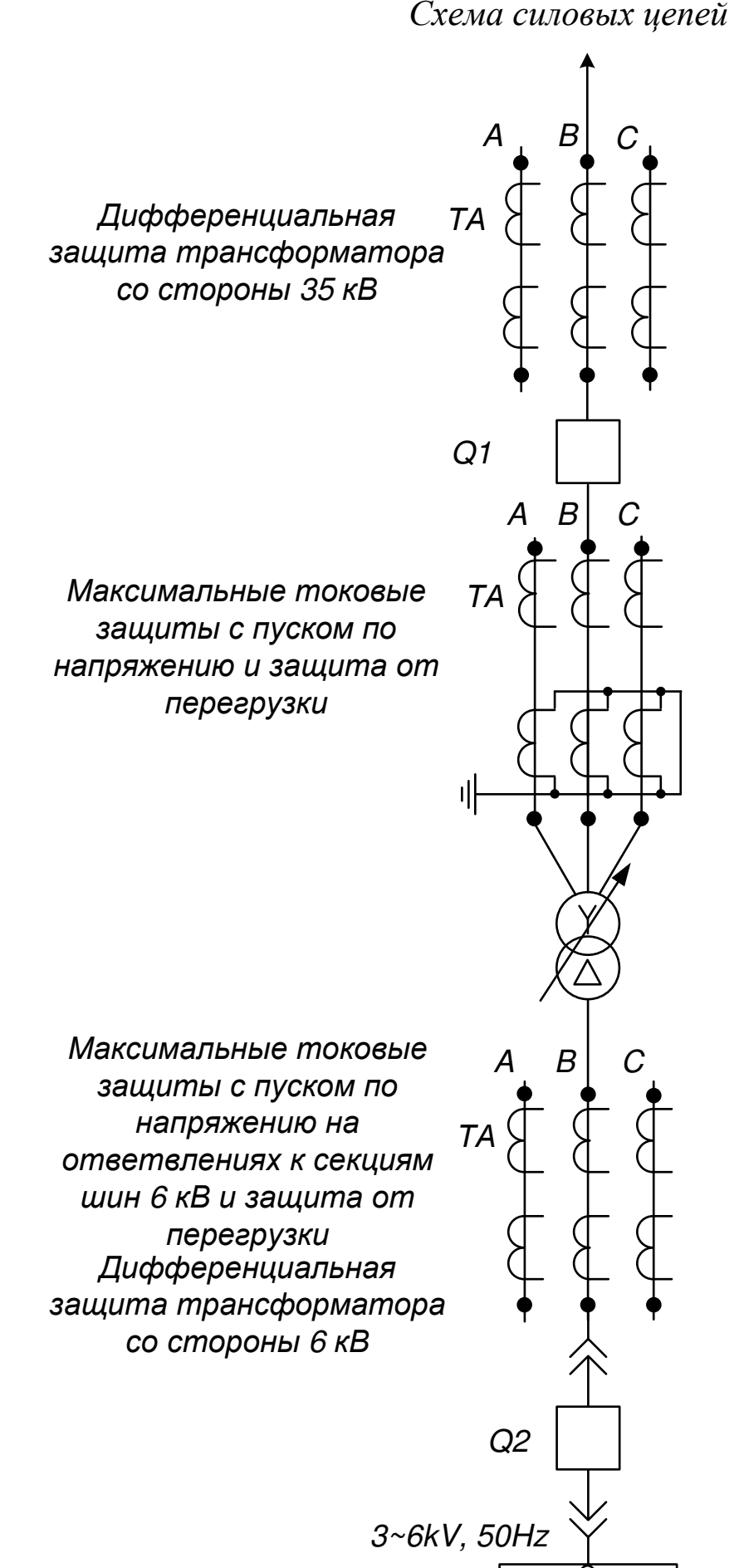
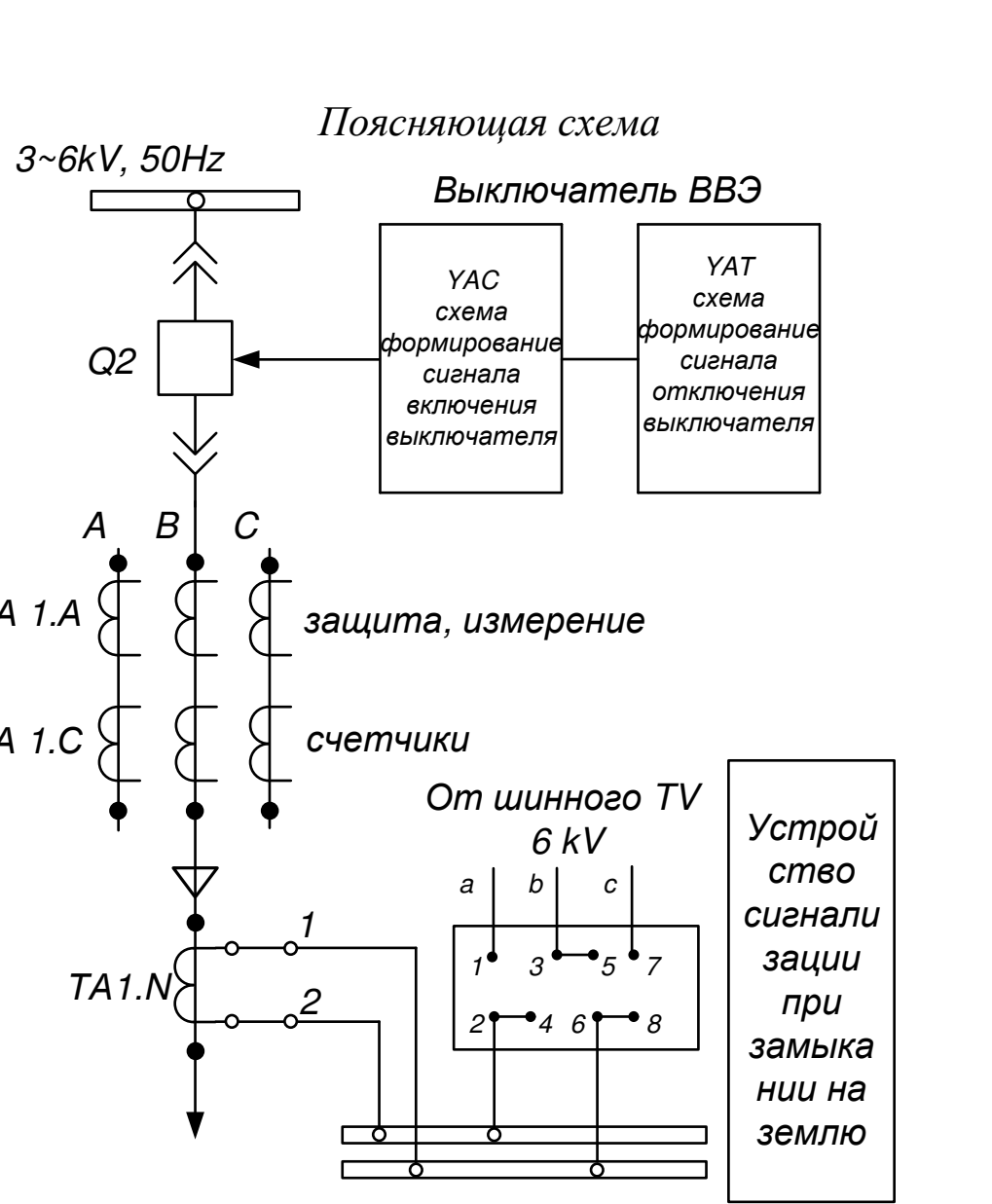
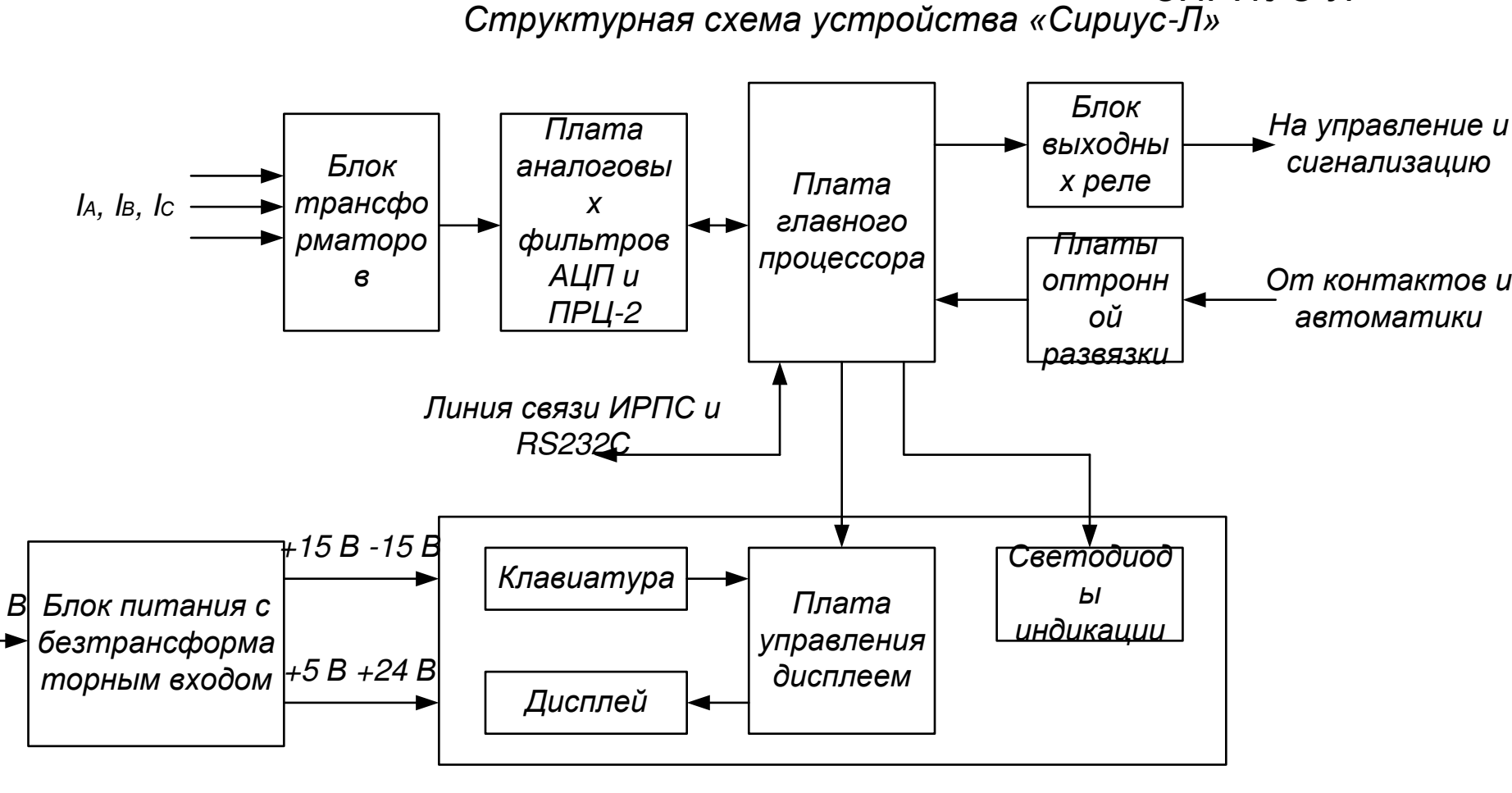
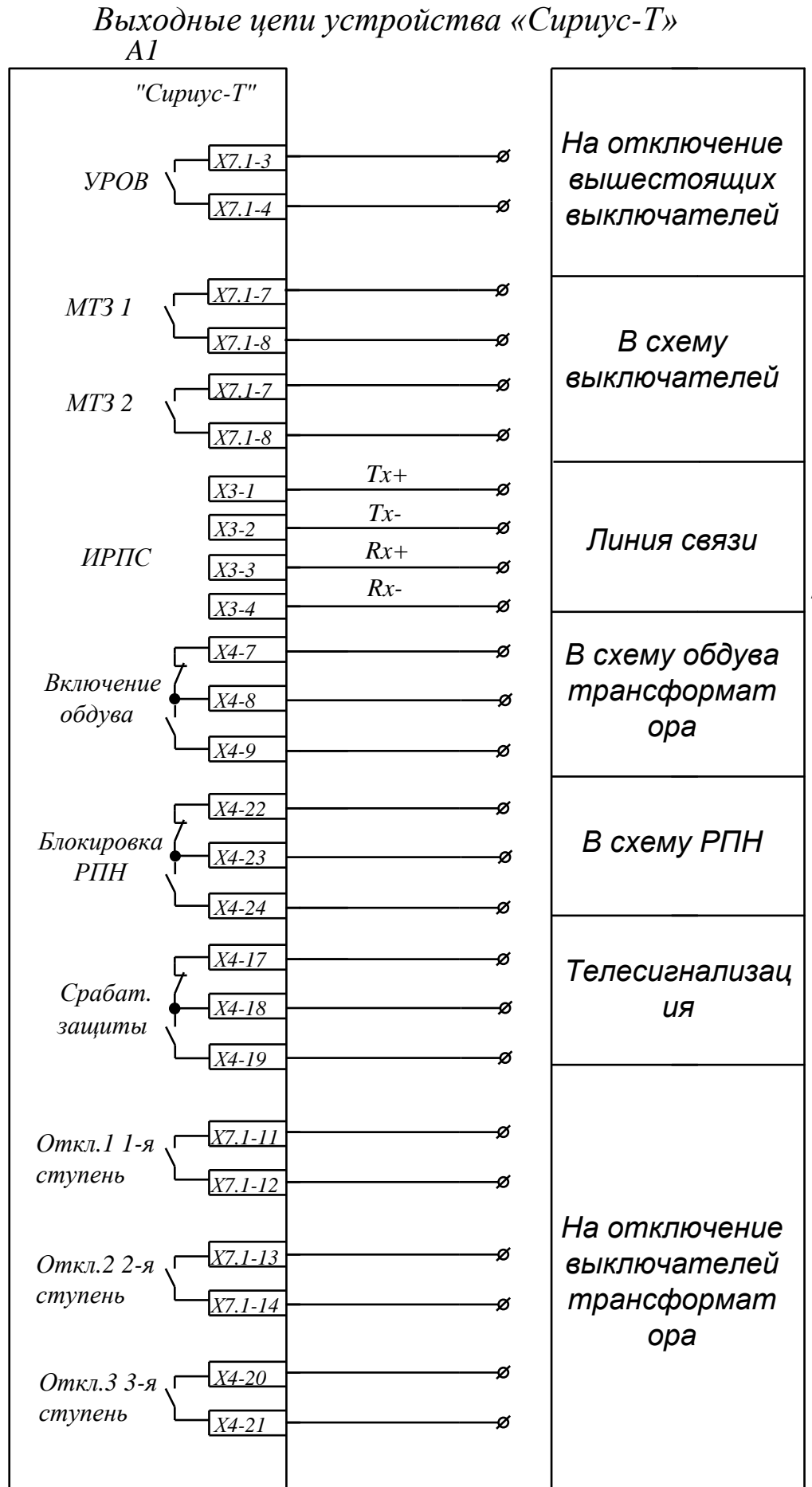
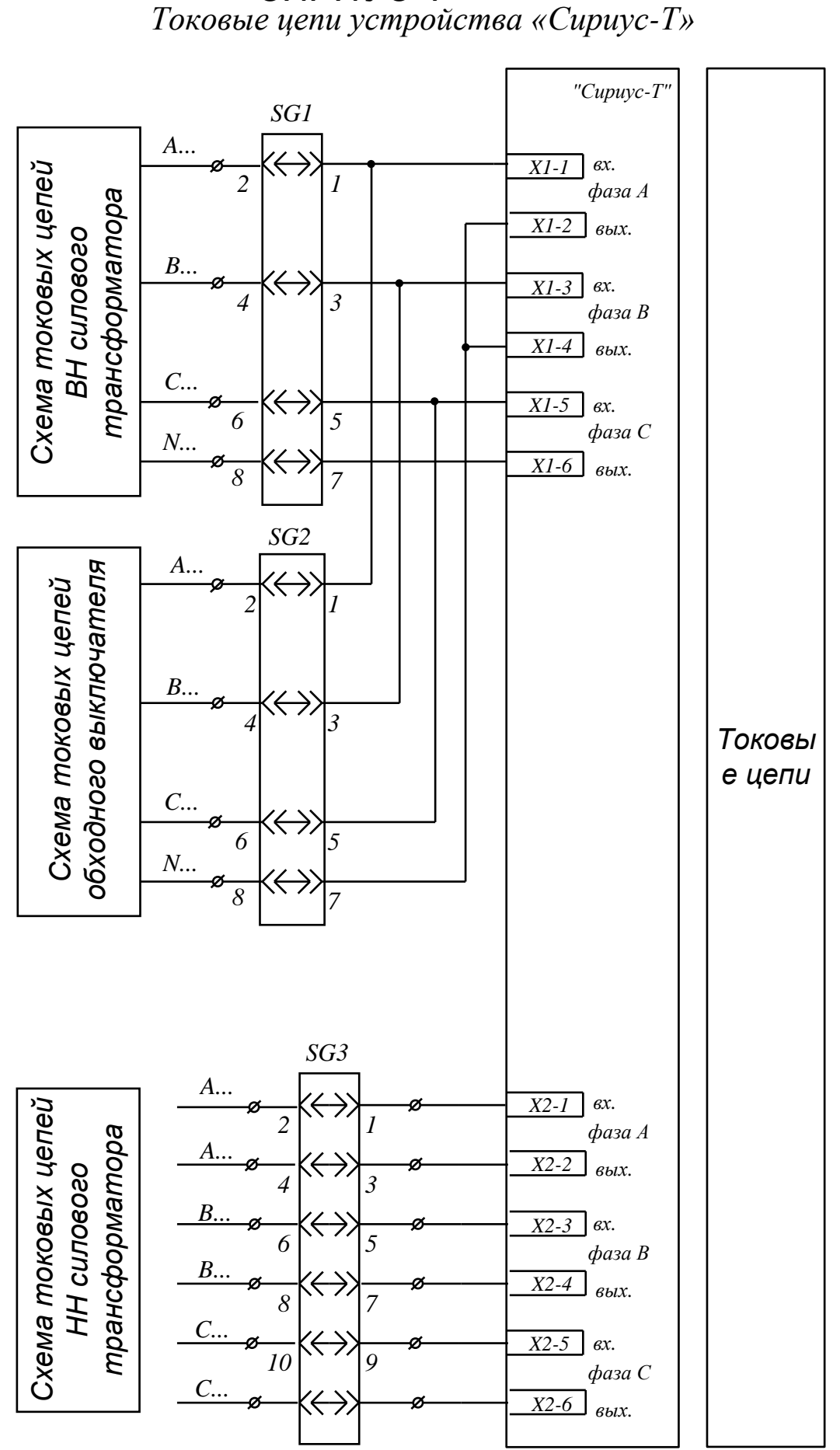
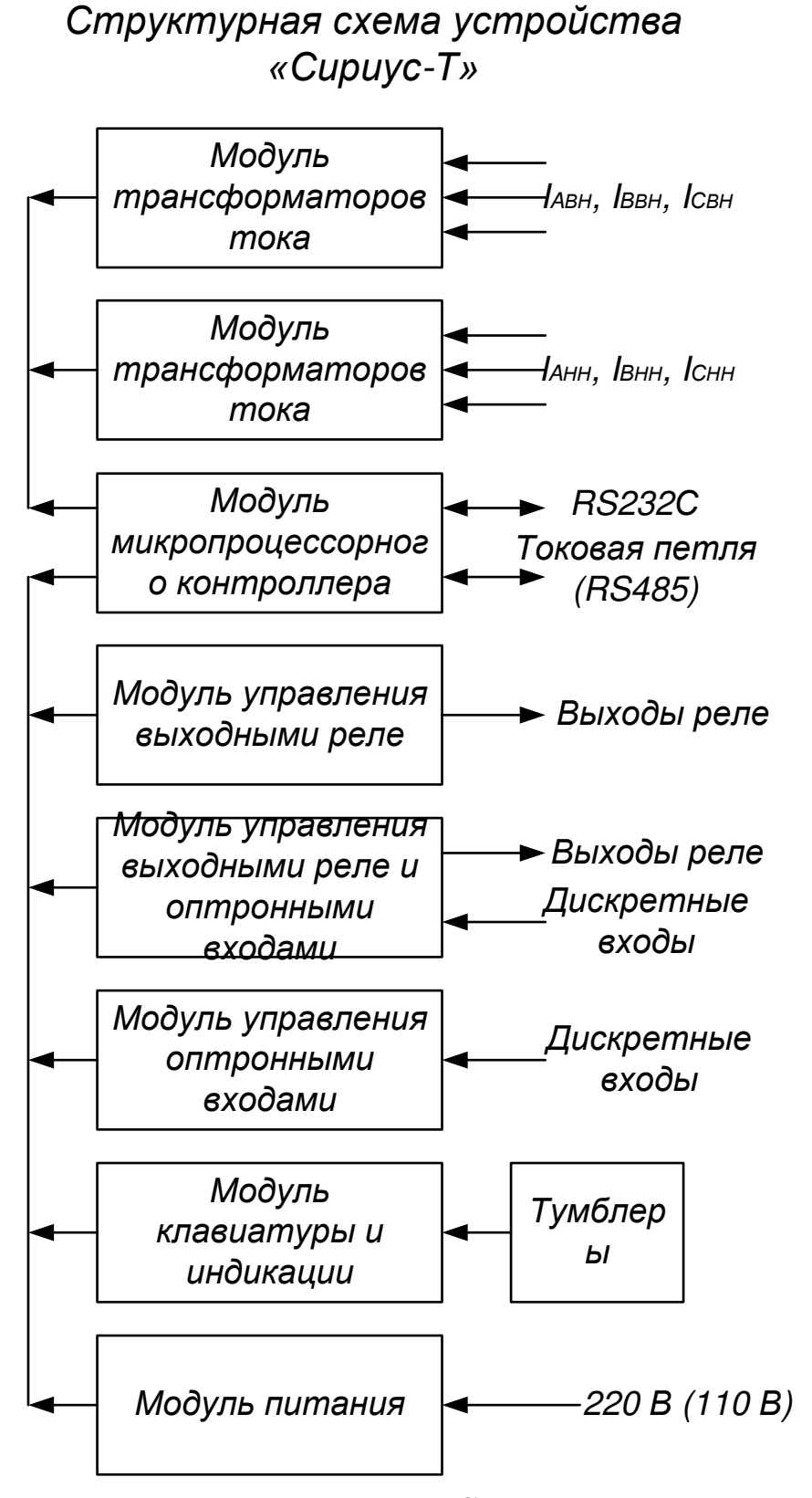


ВКР.134165.13.03.02.				Сх		
Изм/Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА ЛС ПРОГРЕСС		
Разраб.	Тюкавин А.Г.					
Провер	Подурская И.Г.					
Т.Контр.	Ясоедов Ю.В.					
Рецензия						
Н.Контр.	Козлов А.Н.			Лист 3 / Листов 6		
Утвержд	Савина Н.В.			АМГУ Кафедра энергетика		



				ВКР.134165.13.03.02.		
				Пл		
				ПЛАН ЗАЕМЛЕНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПС ПРОГРЕСС		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Литера	Масса
Разраб.	Провер	Т.Контр	Рецензент	Н.Ю.Инт	д	б
Утвержд					Лист 5	Листов 6
				Кафедра энергетики		

Реконструкция системы электроснабжения
поселка прогресс в Амурской области в связи
с переводом части потребителей на
питание от подстанции ЖБИ



Шинки управления	Устройство питания	Питание выключателя	электромеханическое включение выключателя	положение выключателя	РПО	РПВ	Команда	Контроль автомата	Действие линии	Команды АЧР	Команды ЧАПВ
УРОВ	X6.1-1	AR1									
Пуск МТЗ	X3-7	F01									
РПО	X4-8	FN									
РПВ	X4-9	TC									
Реле 1 (Сигнал МТЗ-4)	X4-10	TC									
	X4-11	TC									
	X4-12	TC									
ИРПС	X3-1	TC									
	X3-2	TC									
	X3-3	TC									
	X2-1	Tx+									
	X2-2	Tx-									
	X2-3	Rx+									
	X2-4	Rx-									

АЧР – автоматическая частотная разрузка
 АПВ – автоматическое повторное включение
 ЗДЗ – защита от дуговых замыканий
 МТЗ – максимальная токовая защита
 РПВ – реле положения выключателя «включено»
 РПО – реле положения выключателя «отключено»
 УРОВ - устройство резервирования отказа выключателя
 АЧПВ – частотное автоматическое повторное включение
 ИРПС – линия связи, цифровой интерфейс токовая петля, для последовательной передачи данных

