

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Зав. кафедрой

« _____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Разработка схемы присоединения подстанции Зезя напряжением 35 кВ к электрическим сетям АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» для организации электроснабжения строительных площадок объектов Амурского газоперерабатывающего завода

Исполнитель
студент группы

подпись, дата

И.В. Бенцель
И.О.Ф.

Руководитель
профессор

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов
И.О.Ф.

Нормоконтроль

подпись, дата

И.О.Ф.

Рецензент

подпись, дата

И.О.Ф.

Благовещенск 2016

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой

« _____ » _____ 2016 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента _____

1. Тема выпускной квалификационной работы: _____

(утверждена приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): _____

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

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

7. Дата выдачи задания _____

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

_____ Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа: 158 с., 32 рисунка, 42 таблицы, 250 формул, 2 приложения

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ВЫСОКОВОЛЬТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ГРОЗОУПОРНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, МОЩНОСТЬ, НАДЕЖНОСТЬ, НАПРЯЖЕНИЕ, ПОДСТАНЦИЯ, РЕЖИМ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА.

В работе рассмотрено подключение к существующей сети новой подстанции Зея, которая будет питать Амурский газоперерабатывающий завод. В работе рассмотрены варианты подключения новой проектируемой подстанции Зея к ВЛ 35 кВ Бузули - Желтоярово. Приведены два возможных варианта подключения: первый – строительство двухцепного участка от ВЛ 35 кВ Бузули - Желтоярово; второй – строительство двухцепного участка от ВЛ 35 кВ Бузули – Желтоярово и дополнительное строительство ВЛ 35 кВ Желтоярово - Зея. По технико-экономическому анализу двух вариантов был произведен выбор оптимального варианта электрической сети. При проектировании подстанции решены следующие задачи: выбор и проверка оборудования на подстанции Зея; выбор устройств релейной подстанции; проведена оценка надежности проектируемой сети.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

АВР	-	автоматический ввод резерва
АПВ	-	автоматически повторное включение
ВЛ	-	воздушная линия
ДЗТ	-	дифференциальная защита трансформатора
КРУ	-	комплектное распределительное устройство
К.З.	-	короткое замыкание
ЛС	-	линии связи
ОПН	-	ограничители перенапряжения
ОРУ	-	открытое распределительное устройство
ПС	-	подстанция
РЗ и А	-	релейная защита и автоматика
РУ	-	распределительное устройство
СИП	-	самонесущие изолированные провода
ТТ	-	трансформатор тока
ТН	-	трансформатор напряжения
ЭН	-	электрические нагрузки

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Географическая и климатическая характеристика района проектируемой подстанции	9
2 Характеристика электроприёмников проектируемой подстанции Зезя	12
3 Характеристика центров питания	13
4 Прогнозирование нагрузки	16
5 Характеристика и анализ режимов существующей сети	23
6 Разработка и технический анализ двух вариантов подключения проектируемой ПС Зезя	38
6.1 Выбор трансформаторов на ПС Зезя	38
6.2 Разработка вариантов конфигурации электрических сетей при подключении новой подстанции	39
6.3 Технико-экономическое сравнение двух вариантов	42
6.4 Оценка надёжности сети	48
7 Анализ режимов сети с учётом проектируемой подстанции Зезя	59
8 Расчёт токов короткого замыкания	66
8.1 Определение параметров схемы замещения	66
8.2 Эквивалентирование схемы прямой последовательности	71
8.3 Схема замещения, параметры схемы замещения обратной последовательности	74
8.4 Схема замещения, параметры схемы замещения нулевой последовательности	75
8.5 Расчёт токов КЗ	76
9 Проектирование подстанции Зезя	80
9.1 Выбор типа подстанции, разработка однолинейной схемы и конструктивное исполнение	80
9.2 Выбор и проверка выключателей	81

9.3 Выбор разъединителей	83
9.4 Выбор трансформаторов тока	84
9.5 Выбор трансформаторов напряжения	89
9.6 Выбор и проверка токоведущих частей	92
9.7 Выбор и проверка изоляторов	97
9.8 Выбор трансформаторов собственных нужд	99
9.9 Выбор ячеек КРУ на ПС Зея	100
10 Заземление и молниезащита подстанции Зея	112
10.1 Заземление подстанции Зея	112
10.2 Защита от прямых ударов молнии	116
11 Релейная защита, автоматика и сигнализация	119
11.1 Защита трансформатора	120
11.2 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала	121
11.3 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора	123
11.4 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки	127
11.5 Выбор уставок максимальной токовой защиты	127
11.6 Автоматика на подстанции Зея	129
11.7 Сигнализация на подстанции Зея	131
12 Технико-экономическое обоснование принятого варианта проектирования системы внешнего электроснабжения подстанции Зея	133
13 Безопасность и экологичность проекта электроснабжения подстанции Зея	138
13.1 Безопасность проекта	138
13.2 Экологичность проекта	143
13.3 Расчёт маслоприёмника без отвода масла на ПС Зея	145
13.4 Чрезвычайные ситуации	148
Заключение	154
Библиографический список	156
Приложение А Расчет токов КЗ	159

ВВЕДЕНИЕ

Для электроэнергетической системы, как для постоянно развивающейся системы, характерен непрерывный рост нагрузок, обусловленный появлением новых потребителей, увеличением степени электрификации быта, повышением требований к социально-культурному уровню жизни и другими факторами.

В Свободненском районе в настоящее время идёт активная реконструкция существующих сетей, а также проектирование и сооружение новых сетей в связи с развитием промышленности и появлением новых потребителей.

Целью работы является проектирование новой подстанции Зея, обеспечивающей питание нового потребителя – Амурского газоперерабатывающего завода. Для достижения данной цели необходимо разработать варианты подключения новой подстанции Зея к существующей сети. Оптимальный вариант выбирается на основе технико-экономического сравнения разработанных вариантов. В ходе проектирования были решены такие задачи как расчёт токов короткого замыкания, выбор оборудования на проектируемой подстанции, расчёт надёжности, выбор устройств релейной защиты на проектируемой подстанции Зея, а так же расчёт молниезащиты подстанции.

Для достижения данной цели необходимо выполнить следующие задачи:

1. разработать варианты подключения проектируемой подстанции Зея к существующей сети;
2. выбрать оптимальный вариант на основе технико-экономического сравнения;
3. произвести расчёт токов короткого замыкания в принятой сети;
4. произвести выбор и проверку оборудования на проектируемой подстанции Зея;
5. произвести расчёт молниезащиты проектируемой подстанции Зея.

1 Географическая и климатическая характеристика района проектируемой подстанции

Проектируемая подстанция Зeya необходима для питания нового потребителя – Амурского газоперерабатывающего завода. Данный завод будет построен в нескольких километрах от города Свободный Амурской области.

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

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

Строительство Зейской ГЭС, создание Зейского водохранилища способствует некоторому потеплению климата.

Среднегодовая температура воздуха — 0,3 °С

Относительная влажность воздуха — 68,5 %

Средняя скорость ветра — 2,3 м/с.

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

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

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

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

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

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

Таблица 1 – Климатические условия

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

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

Литологический разрез по данным бурения (сверху вниз):

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

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

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

2 Характеристика электроприемников проектируемой подстанции Зея

В рамках реализации Восточной газовой программы ОАО «Газпром» планирует осуществить строительство магистрального газопровода (далее – МГ) «Сила Сибири», а также Амурского газоперерабатывающего завода (далее - Амурский ГПЗ) в районе г. Свободный (Амурская область, Дальневосточный федеральный округ) для переработки до 60 млрд. м³ газа Якутского и Иркутского центров газодобычи. Создание Амурского ГПЗ предполагает строительство 7 технологических линий. Плановый пуск 1-й линии планируется в 2019 г.

Кроме того, ОАО «СИБУР Холдинг» ведет проработку инвестиционной идеи по строительству Амурского газохимического комбината, (далее - Амурский ГХК) в том же районе, что и Амурский ГПЗ, мощностью до 2.4 млн. тонн в год полиэтилена. Сырьем для планируемого Амурского ГХК должен стать этан, извлекаемый на Амурском ГПЗ ОАО «Газпром».

В ОЭС Востока предполагается сооружение электрической станции для электроснабжения Амурского ГПЗ с резервированием от единых электрических сетей ПАО «ФСК ЕЭС» со строительством электроподстанции ПС 500/110 кВ и распределительного пункта РП 110 кВ.

В данном дипломном проекте рассмотрено подключение вахтового поселока, для электроснабжения стройплощадки ТЭС Сила Сибири, расположенной в Свободненском районе, Амурской области.

Максимальная мощность энергопринимающих устройств данного объекта составляет 3,4 МВт, категория надежности электроснабжения: 2.

3 Характеристика центров питания

Подстанция 500 кВ Амурская - узловая подстанция, через которую Подстанция представляет собой РУ на 500, 220 и 35 кВ. РУ на 500 кВ выполнено по схеме «шестиугольник». На стороне среднего напряжения 220 кВ применена схема «Две рабочие и обходная системы шин». РУ на 35 кВ выполнено по схеме «Одна секционированная система шин». На подстанции установлены два автотрансформатора 500/220/10кВ мощностью 3×167 МВА каждый и двух автотрансформаторов 220/110/10кВ мощностью 2×63 МВА. Схема подстанции представлена на рисунке .

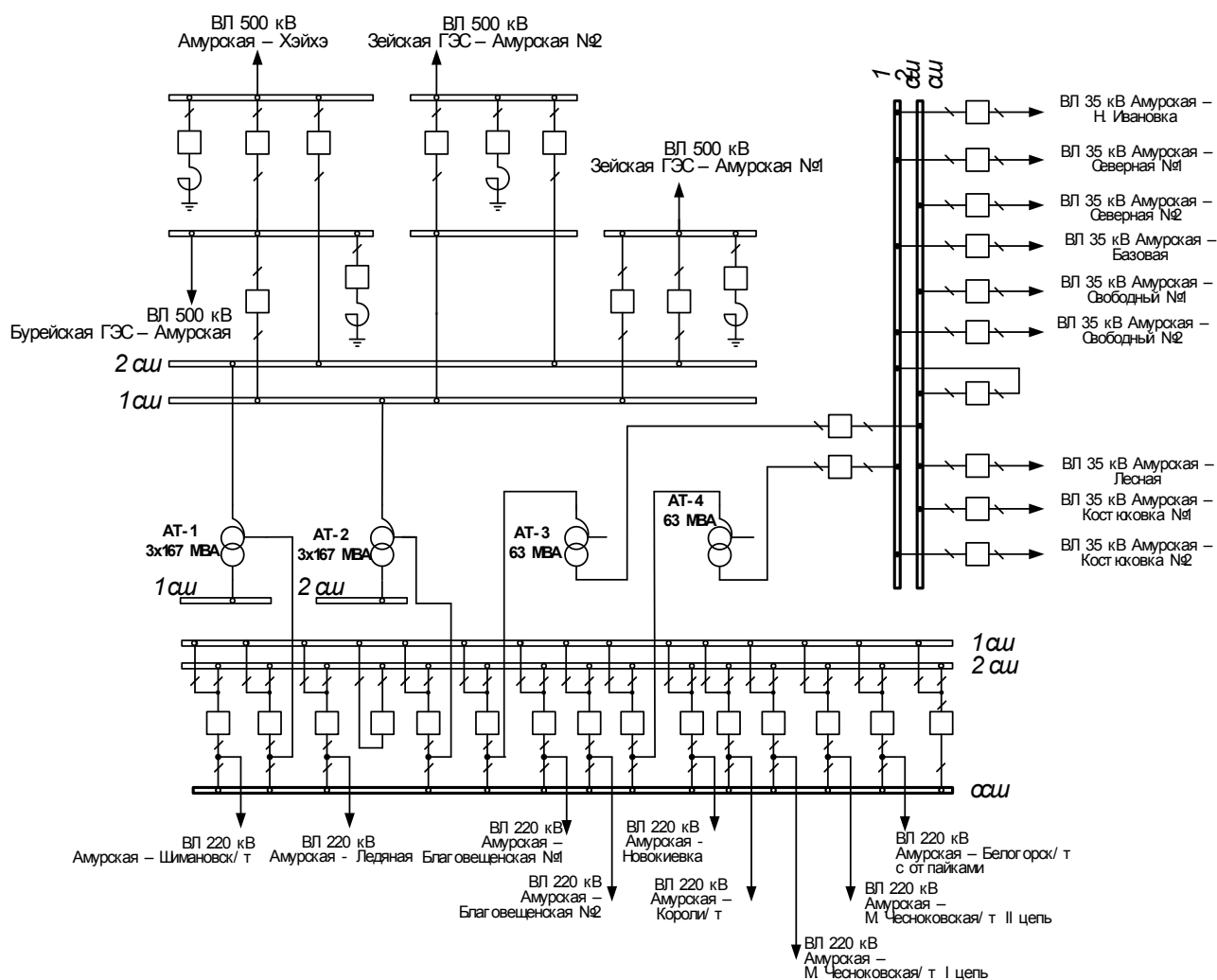


Рисунок 1 – Упрощенная схема ПС Амурская

ПС 220 кВ Ледяная узлового типа имеет распределительное устройство на высокой стороне «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». Установлено 2 трехобмоточных трансформатора мощностью 20 МВА каждый. РУ 35 кВ и 10 кВ также выполнены по схеме: «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» (рисунок).

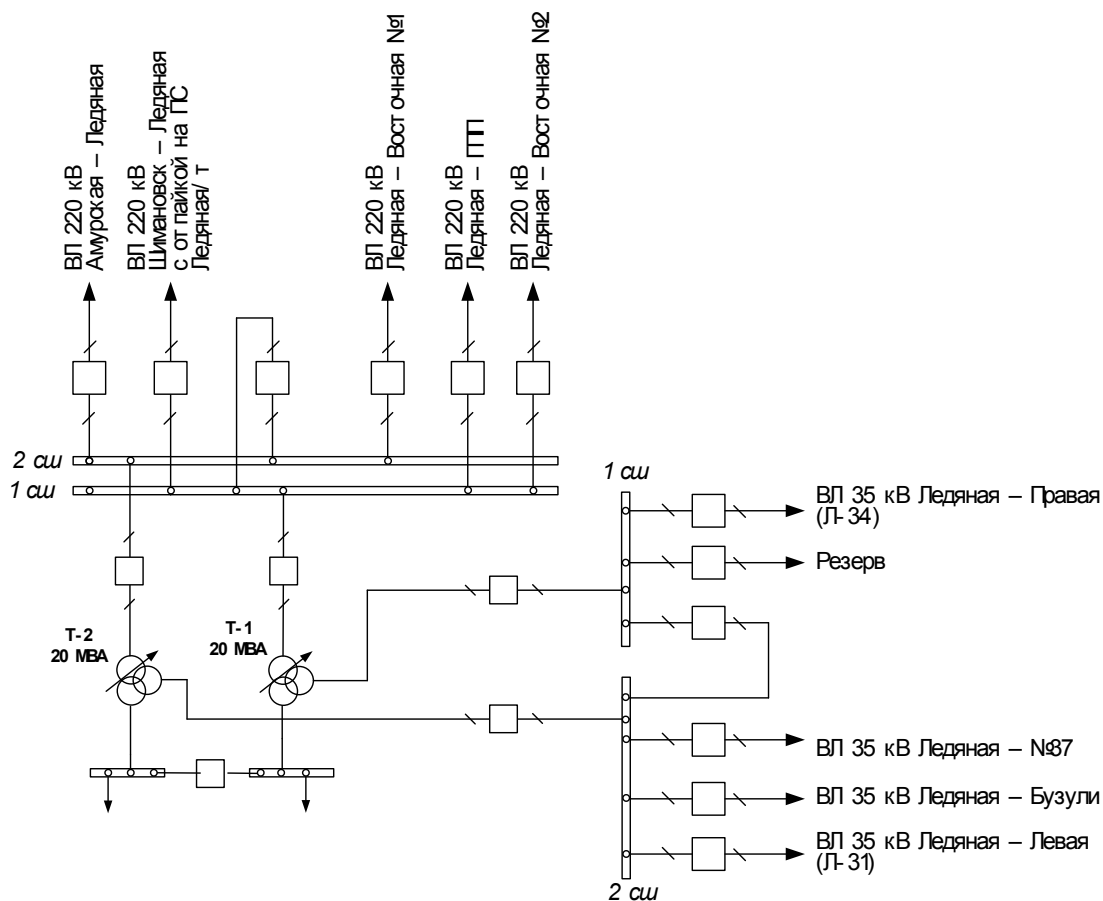


Рисунок 2 – Упрощенная схема ПС Ледяная

ПС 220 кВ Новокиевка проходного типа на высокой стороне имеет распределительное устройство «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линий». Установлено 2 трехобмоточных трансформатора мощностью 25 МВА каждый. РУ 35 кВ и 10 кВ выполнены по схеме: «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» (рисунок).

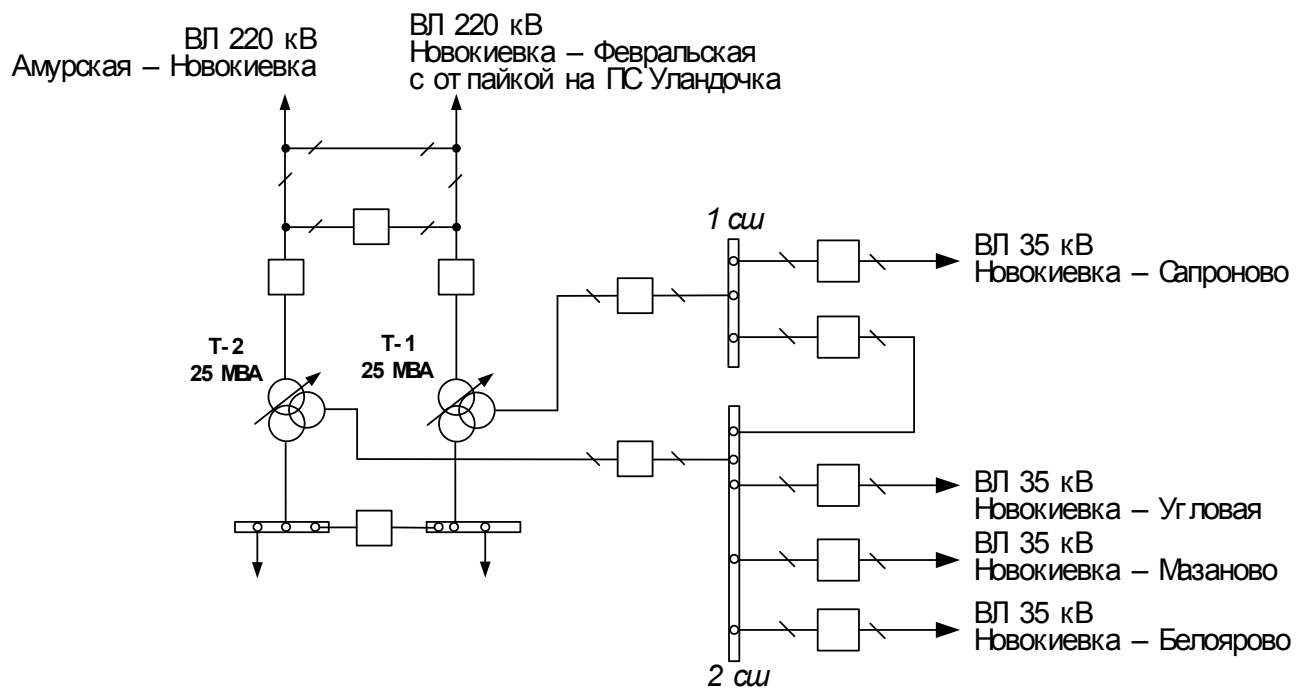


Рисунок 3 – Упрощенная схема ПС Новокиевка

4 Прогнозирование нагрузки

Для полного и качественного решения задачи проектирования электрической сети 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:

$$P = \frac{Wh_i - Wh_n}{t_{i-n} \cdot 1000} \cdot k_p, \text{ МВт}; \quad (1)$$

$$Q = \frac{Varh_i - Varh_n}{t_{i-n} \cdot 1000} \cdot k_p, \text{ МВар}. \quad (2)$$

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

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

k_p - расчетный коэффициент;

t_{i-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 [1, с.18], согласно которой нагрузка в расчетном году t представляется в виде:

$$P_{cpt} = P_{cp} \cdot \left(1 + \frac{n}{100}\right)^{t-t_0}, \quad (3)$$

где $P_{\text{срт}}$ – средняя нагрузка расчетного года;
 $P_{\text{ср}}$ – 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 2019г.

Прогнозирование нагрузки осуществляется следующим образом:

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

$$P_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^{24} P_i}{24}, \text{ МВт} \quad (4)$$

где P_i – пропуск активной мощности за i час.

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

$$P_{i \text{ о.е.}} = \frac{P_i}{P_{\text{ср}}}, \text{ о.е.} \quad (5)$$

3) прогнозируем среднюю нагрузку по формуле сложных процентов;

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

$$P_{i \text{ пр}} = P_{i \text{ о.е.}} \cdot P_{\text{ср пр}}, \text{ МВт} \quad (6)$$

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

Результаты расчета приведены в таблице.

Таблица 2 – Прогнозирование суточных нагрузок ПС Бузули

Время, ч	Пропуск		Перевод в о.е.		Прогноз	
	P, МВт	Q, МВар	P, о.е.	Q, о.е.	P, МВт	Q, МВар
1	1.17	0.47	0.87	0.87	1.43	0.57
2	1.17	0.47	0.87	0.87	1.43	0.57
3	1.17	0.47	0.87	0.87	1.43	0.57
4	1.17	0.47	0.87	0.87	1.43	0.57
5	1.17	0.47	0.87	0.87	1.43	0.57
6	1.17	0.47	0.87	0.87	1.43	0.57
7	1.27	0.51	0.95	0.95	1.56	0.62
8	1.44	0.58	1.08	1.08	1.78	0.71
9	1.44	0.58	1.08	1.08	1.78	0.71
10	1.44	0.58	1.08	1.08	1.78	0.71
11	1.44	0.58	1.08	1.08	1.78	0.71
12	1.42	0.57	1.06	1.06	1.74	0.70
13	1.42	0.57	1.06	1.06	1.74	0.70
14	1.32	0.53	0.99	0.99	1.63	0.65
15	1.32	0.53	0.99	0.99	1.63	0.65
16	1.30	0.52	0.97	0.97	1.60	0.64
17	1.44	0.58	1.08	1.08	1.78	0.71
18	1.44	0.58	1.08	1.08	1.78	0.71
19	1.56	0.62	1.17	1.17	1.92	0.77
20	1.44	0.58	1.08	1.08	1.78	0.71
21	1.44	0.58	1.08	1.08	1.78	0.71
22	1.44	0.58	1.08	1.08	1.78	0.71
23	1.27	0.51	0.95	0.95	1.56	0.62
24	1.27	0.51	0.95	0.95	1.56	0.62

Определим вероятностные характеристики нагрузки:

– среднеквадратическая мощность $P_{\text{эф}}$:

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T_{\text{н}}} \cdot \sum_1^{24} P_{t_i}^2}, \text{ МВт} \quad (7)$$

где $T_{\text{н}}$ – период наблюдения, 24ч;

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

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{24} \cdot 65,7} = 1,65 \text{ МВт}$$

– коэффициент формы, показывающий неравномерность графика нагрузки $k_{\text{ф}}$:

$$k_{\text{ф}} = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{ср}}} = \frac{1,65}{1,64} = 1,004 \quad (8)$$

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

$$P_{\text{max}} = P_{\text{ср}} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\text{ф}}^2 - 1}), \text{ МВт} \quad (9)$$

где t_{β} – коэффициент Стьюдента, $t_{\beta} = 1,96$;

$k_{\text{ф}}$ – коэффициент формы.

$$P_{\text{max}} = 1,94 \cdot (1 + 1,96 \cdot \sqrt{1,004^2 - 1}) = 1,95 \text{ МВт} \quad (10)$$

– коэффициент летнего снижения максимальной нагрузки $k_{\text{л}}$:

$$k_{\text{л}} = \frac{P_{\text{max.л}}}{P_{\text{max.год}}}, \quad (11)$$

где $P_{\text{max.л}}$ – летняя максимальная нагрузка, согласно летнему контрольному замеру 16.12.2015г. нагрузка ПС Бузули составляет 1,7 МВт;

$P_{\text{max.год}}$ – максимальная годовая нагрузка, согласно зимнему контрольному замеру 17.06.2015г. составляет 0,8 МВт.

$$k_{л} = \frac{0,8}{1,7} = 0,47$$

– коэффициент заполнения графика k_3 :

$$k_3 = \frac{P_{ср}}{P_{max}} = \frac{1,64}{1,95} = 0,84 \quad (12)$$

В таблице представлены вероятностные характеристики существующей и прогнозной нагрузки:

Таблица 3 – Вероятностные характеристики нагрузки ПС Бузули

Вероятностные характеристики	16 декабря 2015г.	Прогнозируемые
$P_{ср}$	1,34	1,64
$P_{эф}$	1,35	1,65
P_{max}	1,44	1,95
P_{min}	1,17	1,35
$k_{ф}$	1,004	1,004
$k_{л}$	0,47	0,47
k_3	0,84	0,84

Согласно полученным результатам (таблица 3) на следующих рисунках представлены суточные графики нагрузки за 16 декабря 2015г. и спрогнозированной нагрузки.

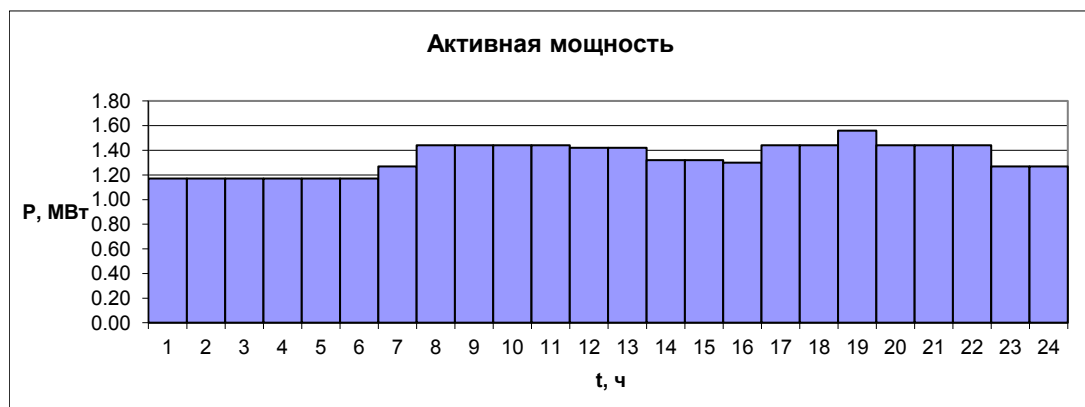


Рисунок 4 – Суточный график активной нагрузки ПС Бузули

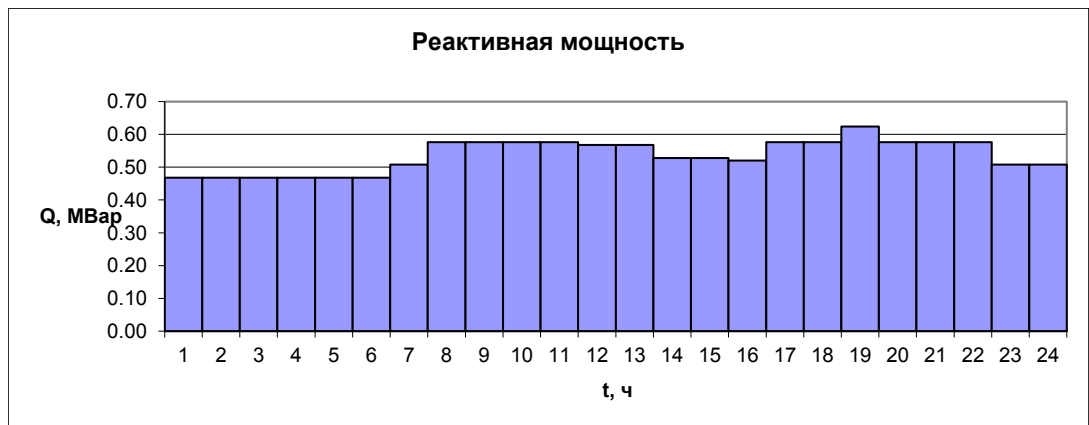


Рисунок 5– Суточный график реактивной нагрузки ПС Бузули

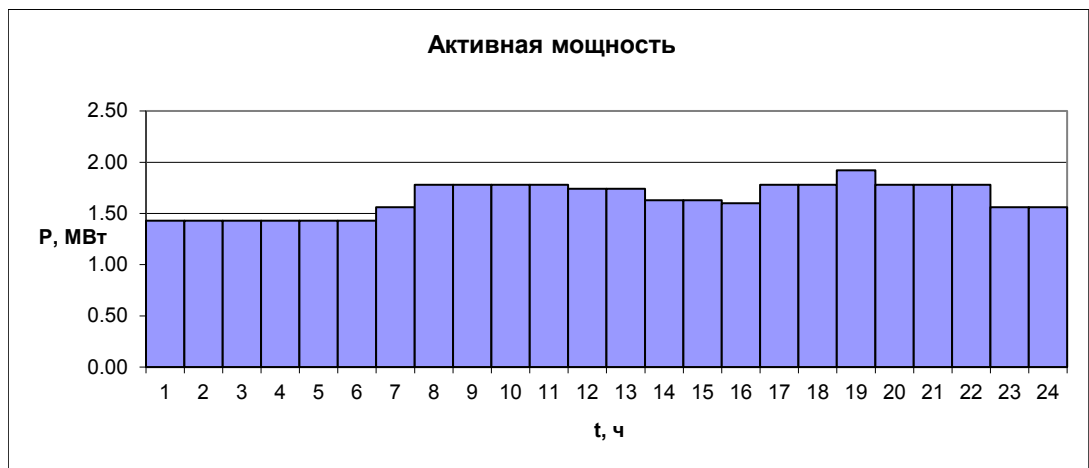


Рисунок 6 – Спрогнозированный суточный график активной нагрузки ПС Бузули

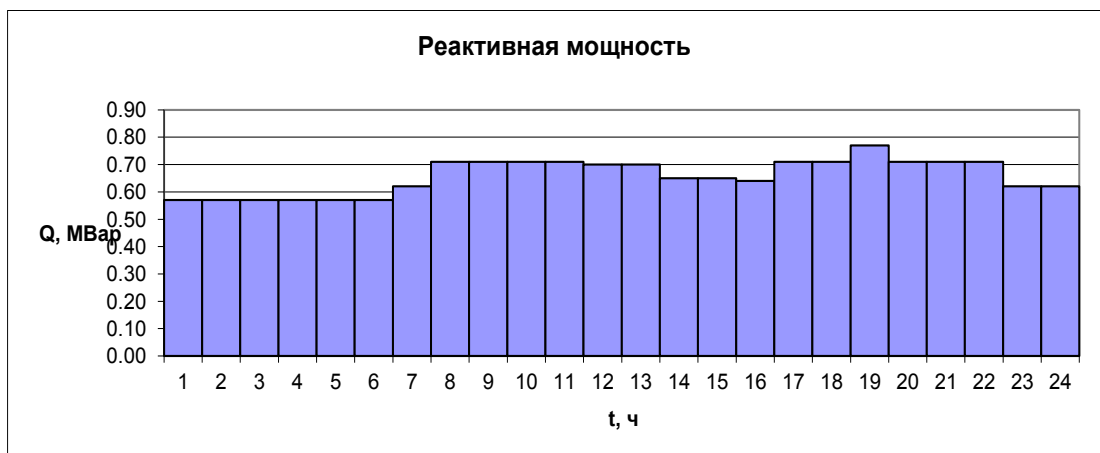


Рисунок 7 – Спрогнозированный суточный график реактивной нагрузки ПС Бузули

Таким же образом прогнозируем нагрузку остальных подстанций. Результаты расчета приведены в следующей таблице. Из вероятностных характеристик приведем только параметры, необходимые в дальнейших расчетах.

Таблица 4 – Параметры нагрузки подстанций рассматриваемой сети

Название ПС	2015г.					Спрогнозированные нагрузки				
	16 декабря, 18 ч.		Вероятностные характеристики			16 декабря, 18ч.		Вероятностные характеристики		
	P _н , МВт	Q _н , МВар	P _{ср} , МВт	P _{max} , МВт	Q _{max} , МВар	P _н , МВт	Q _н , Мвар	P _{ср} , МВт	P _{max} , МВт	Q _{max} , МВар
Бузули	1.70	0.60	1.46	1.96	0.69	2.09	0.74	1.80	2.40	0.85
Желтоярово	0.70	0.20	0.60	0.81	0.23	0.86	0.25	0.74	0.99	0.28
Северная 1с 10 кВ	5.00	1.00	4.15	6.14	1.23	6.14	1.23	5.10	7.54	1.51
Северная 2с 10 кВ	4.30	0.90	3.57	5.28	1.11	5.28	1.11	4.38	6.48	1.36
Пера	3.60	0.90	2.95	4.00	1.00	4.42	1.11	3.63	4.91	1.23
Красноярово	1.40	0.40	1.15	1.56	0.44	1.72	0.49	1.41	1.91	0.55
Белоярово	0.40	0.10	0.34	0.48	0.12	0.49	0.12	0.42	0.58	0.15
Новокиевка	3.00	0.60	2.57	3.57	0.71	3.68	0.74	3.15	4.38	0.88

5 Характеристика и анализ режимов существующей сети

Целью электрического расчета сети является определение параметров режимов, выявление возможностей дальнейшего повышения экономичности работы сети, и получение необходимых данных для решения вопросов дальнейшего развития сети.

В электрический расчет входят распределение активных и реактивных мощностей в сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций в основных нормальных и послеаварийных режимах работы.

Расчет начинается с составления схемы замещения электрической сети (рисунок 5) и определения параметров эквивалента сети. Данная схема является эквивалентом электрической сети 220, 35 кВ, включающий подстанции Бузули, Желтоярово, Северная, Пера, Красноярово.

Для каждой линии рассчитываем активное и реактивное (индуктивное) сопротивление и емкостную реактивную проводимость. Для трансформаторов подстанций находим активное и реактивное сопротивления и активные и индуктивные проводимости.

Для определения параметров ВЛ приведем погонное сопротивление и индуктивную проводимость проводов, используемых в рассматриваемой сети.

Таблица 5– Погонные параметры ВЛ

$U_{\text{ном}}$	Провод	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км
35кВ	АС-70	0.422	0.444
	АС-95	0.306	0.421
	АС-120	0.244	0.427
	АС-150	0.204	0.42

Определяем параметры ВЛ по следующим формулам:

$$R = r_0 \cdot l, \text{ Ом}; \quad (13)$$

где l – длина линии, км

$$X = x_0 \cdot l, \text{ Ом}; \quad (14)$$

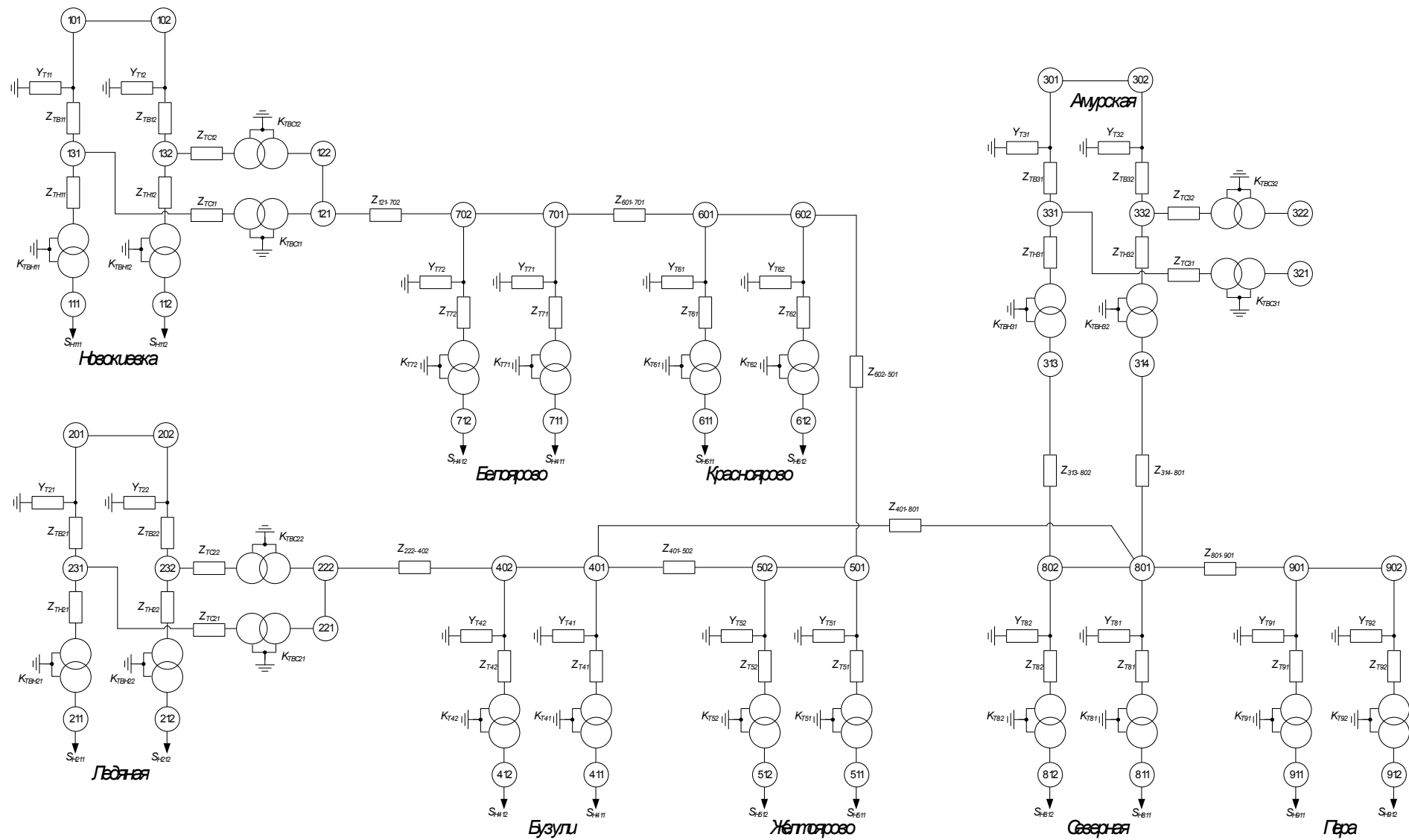


Рисунок 8 – Схема замещения электрической сети

Таблица 6 – Параметры линий электропередачи

Линии	Марка провода	Длина, км	R, Ом	X, Ом
Новокиевка - Белоярово	АС-120	12.75	3.111	5.444
Белоярово - Красноярово	АС-120	31.30	7.637	13.365
Амурская - Северная №1	АС-95	5.30	1.622	2.231
Амурская - Северная №2	АС-120	5.30	1.293	2.263
Северная - Пёра	АС-120	2.12	0.337	0.876
Бузули - Северная	АС-95	30.90	9.455	13.009
Бузули - Желтоярово	АС-70	30.50	12.871	13.542
Желтоярово - Красноярово	АС-120	17.77	4.336	7.588

Для определения параметров трансформаторов используем данные измерений Дальневосточной распределительной сетевой компании (ДРСК). В качестве примера определим параметры двухобмоточного трансформатора на подстанции Бузули.

Активное сопротивление:

$$R_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{BH}^2 \cdot 1000}{S_{T \text{ ном}}^2} = \frac{46,2 \cdot 35^2 \cdot 1000}{3200^2} = 5,53 \text{ Ом} \quad (15)$$

где ΔP_k – потери активной мощности в режиме короткого замыкания;

U_{BH} – номинальное напряжение обмотки высокого напряжения;

$S_{T \text{ ном}}$ – номинальная мощность трансформатора.

Индуктивное сопротивление:

$$X_T = \frac{U_{k, \%} \cdot U_{BH}^2 \cdot 10}{S_{T \text{ ном}}} = \frac{6,68 \cdot 35^2 \cdot 10}{3200} = 25,57 \text{ Ом} \quad (16)$$

где $U_{k, \%}$ – напряжение короткого замыкания, %.

Активная проводимость:

$$G_T = \frac{\Delta P_x \cdot 1000}{U_{BH}^2} = \frac{12,5 \cdot 1000}{35^2} = 10,2 \text{ мкСм} \quad (17)$$

где ΔP_x – потери активной мощности в режиме холостого хода.

Индуктивная проводимость:

$$B_T = \frac{I_{x,\%} \cdot S_{T \text{ ном}} \cdot 10}{U_{BH}^2} = \frac{3,8 \cdot 3200 \cdot 10}{35^2} = 99,27 \text{ мкСм} \quad (18)$$

где $I_{x,\%}$ – ток холостого хода, %.

Определим параметры трехобмоточного трансформатора на подстанции Ледяная.

Потери мощности короткого замыкания обмоток трансформатора:

$$\begin{aligned} \Delta P_{к,В} &= 0,5 \cdot (\Delta P_{к,BC} + \Delta P_{к,ВН} - \Delta P_{к,СН}) = 0,5 \cdot (132,4 + 138,2 - 99,8) = \\ &= 85,4 \text{ кВт} \end{aligned} \quad (19)$$

$$\begin{aligned} \Delta P_{к,С} &= 0,5 \cdot (\Delta P_{к,BC} + \Delta P_{к,СН} - \Delta P_{к,ВН}) = 0,5 \cdot (132,4 + 99,8 - 138,2) = \\ &= 47 \text{ кВт} \end{aligned} \quad (20)$$

$$\begin{aligned} \Delta P_{к,Н} &= 0,5 \cdot (\Delta P_{к,ВН} + \Delta P_{к,СН} - \Delta P_{к,BC}) = 0,5 \cdot (138,2 + 99,8 - 132,4) = \\ &= 52,8 \text{ кВт} \end{aligned} \quad (21)$$

Активные сопротивления:

$$R_{ТВН} = \frac{\Delta P_{к,В} \cdot U_{BH}^2 \cdot 1000}{S_{T \text{ ном}}^2} = \frac{85,4 \cdot 220^2 \cdot 1000}{20000^2} = 10,33 \text{ Ом}, \quad (22)$$

$$R_{ТСН} = \frac{\Delta P_{к,С} \cdot U_{BH}^2 \cdot 1000}{S_{T \text{ ном}}^2} = \frac{47 \cdot 220^2 \cdot 1000}{20000^2} = 5,69 \text{ Ом}, \quad (23)$$

$$R_{ТНН} = \frac{\Delta P_{к,Н} \cdot U_{BH}^2 \cdot 1000}{S_{T \text{ ном}}^2} = \frac{52,8 \cdot 220^2 \cdot 1000}{20000^2} = 6,39 \text{ Ом}. \quad (24)$$

Напряжения короткого замыкания обмоток :

$$u_{к,В} = 0,5 \cdot (u_{к,ВС} + u_{к,ВН} - u_{к,СН}) = 0,5 \cdot (12,8 + 19,1 - 6,45) = 12,75 \% , \quad (25)$$

$$u_{к,С} = 0,5 \cdot (u_{к,ВС} + u_{к,СН} - u_{к,ВН}) = 0,5 \cdot (10,5 + 5,88 - 16,5) = 0 \% , \quad (26)$$

$$u_{к,Н} = 0,5 \cdot (u_{к,ВН} + u_{к,СН} - u_{к,ВС}) = 0,5 \cdot (16,5 + 5,88 - 10,5) = 6,38 \% , \quad (27)$$

Индуктивные сопротивления:

$$X_{тВН} = \frac{u_{к,В} \cdot U_{ВН}^2 \cdot 10}{S_{т ном}} = \frac{12,75 \cdot 220^2 \cdot 10}{20000^2} = 307,95 \text{ Ом} , \quad (28)$$

$$X_{тСН} = \frac{u_{к,С} \cdot U_{ВН}^2 \cdot 10}{S_{т ном}} = 0 \text{ Ом} , \quad (29)$$

$$X_{тНН} = \frac{u_{к,Н} \cdot U_{ВН}^2 \cdot 10}{S_{т ном}} = \frac{6,38 \cdot 220^2 \cdot 10}{20000^2} = 154,28 \text{ Ом} . \quad (30)$$

Активная проводимость:

$$G_T = \frac{\Delta P_x \cdot 1000}{U_{ВН}^2} = \frac{83,7 \cdot 1000}{220^2} = 1,73 \text{ мкСм} . \quad (31)$$

Индуктивная проводимость:

$$B_T = \frac{I_{x,\%} \cdot S_{т ном} \cdot 10}{U_{ВН}^2} = \frac{3,42 \cdot 20000 \cdot 10}{220^2} = 14,13 \text{ мкСм} . \quad (32)$$

В таблице представлены паспортные и расчетные параметры трансформаторов рассматриваемой сети.

Таблица 7– Паспортные параметры трансформаторов

Наименование ПС	Диспетчерский номер	Тип трансформатора	St, кВА	Uвн, кВ	Uсн, кВ	Uнн, кВ	Uк(вс), %	Uк(вн), %	Uк(сн), %	$\Delta P_k(вс)$, кВт	$\Delta P_k(вн)$, кВт	$\Delta P_k(сн)$, кВт	ΔP_x , кВт	I _x ,%
Амурская	АТ-1	АТДЦТГН- 63000/220	63000	230	121	38.5	12.5	37.3	27.1	375.6	826.8	954.6	34.4	0.22
Амурская	АТ-2	АТДЦТГН- 63000/220	63000	230	121	38.5	10.8	34.3	21.1	195	301.4	301.2	40.8	0.21
Ледяная	Т-1	ТДТНГУ- 20000/220	20000	220	38.5	6.6	12.8	19.1	6.45	132.4	138.2	99.8	83.7	3.42
Ледяная	Т-2	ТДТНГУ- 20000/220	20000	220	38.5	6.6	12.6	19	6.52	130.3	141	97.6	81	3.33
Бузули	Т-1	ТМН- 3200/35/10	3200	35		10.5		6.68			46.2		12.5	3.8
Бузули	Т-2	ТМН- 3200/35/10	3200	35		10.5		6.65			32.6		11.5	3.6
Желтоярово	Т-1	ТМ-2500/35/10	2500	37.5		10.5		6.16			21.1		6	1.4
Желтоярово	Т-2	ТМ-2500/35/10	2500	37.5		10.5		6.33			18.5		6	1.4

Продолжение таблицы 7

Пера	T-1	ТМН- 6300/35/10	6300	35		11		7.5			46.5		8	0.9
Пера	T-2	ТМН- 6300/35/10	6300	35		11		7.5			46.5		8	0.9
Северная	T-1	ТДНС- 16000/35/10	16000	36.75		10.5		10.2			86.9		15	0.39
Северная	T-2	ТДНС- 16000/35/10	16000	36		10.5		10.1			86.8		14.7	0.41
Белоярово	T-1	ТМН- 4000/35/10	4000	35		11		7.47			33.5		5.7	1
Белоярово	T-2	ТМН- 4000/35/10	4000	35		11		7.42			33.5		5.7	1
Красноярово	T-1	ТМН- 2500/35/10	2500	35		11		6.5			23.5		5.1	1.1
Красноярово	T-2	ТМ-2500/35/10	2500	35		11		6.5			23.5		5.1	1.1
Новокиевка	T-1	ТДТН- 25000/220	25000	230	38.5	11	12.6	20.3	6.49	129	124	90.7	31.4	0.65
Новокиевка	T-2	ТДТН- 25000/220	25000	230	38.5	11	12.6	19.3	6.36	129	137	112	31.4	0.65

Таблица 8 – Расчетные параметры трансформаторов

Наименование ПС	Диспетчерский номер	$R_{ТВН}$, Ом	$R_{ТСН}$, Ом	$R_{ТНН}$, Ом	$X_{ТВН}$, Ом	$X_{ТСН}$, Ом	$X_{ТНН}$, Ом	G, мкСм	B, мкСм	$I_{ВН}$, А	$I_{СН}$, А	$I_{НН}$, А
Амурская	АТ-1	1.25	6.26	49.85	95.3	9.66	217.9	0.65	2.62	158.14	300.6	449.88
Амурская	АТ-2	1.31	1.29	16.41	100.76	-10.08	187.25	0.77	2.5	158.14	300.6	449.88
Ледяная	Т-1	10.33	5.69	6.39	307.95	1.82	154.28	1.73	14.13	52.49	299.92	1749.55
Ледяная	Т-2	10.51	5.26	6.55	303.47	1.45	156.33	1.67	13.76	52.49	299.92	1749.55
Бузули	Т-1	5.53			25.57			10.2	99.27	52.79		175.95
Бузули	Т-2	3.9			25.46			9.39	94.04	52.79		175.95
Желтоярово	Т-1	4.75			34.65			4.27	24.89	38.49		137.46
Желтоярово	Т-2	4.16			35.61			4.27	24.89	38.49		137.46
Пера	Т-1	1.44			14.58			6.53	46.29	103.92		330.66
Пера	Т-2	1.44			14.58			6.53	46.29	103.92		330.66
Северная	Т-1	0.46			8.61			11.11	46.2	251.36		879.77
Северная	Т-2	0.44			8.18			11.34	50.62	256.6		879.77
Белоярово	Т-1	2.56			22.88			4.65	32.65	65.98		209.95
Белоярово	Т-2	2.56			22.72			4.65	32.65	65.98		209.95
Красноярово	Т-1	4.61			31.85			4.16	22.45	41.24		131.22
Красноярово	Т-2	4.61			31.85			4.16	22.45	41.24		131.22
Новокиевка	Т-1	6.87	4.05	3.63	279.42	-12.8	150.13	0.59	3.07	62.76	374.9	1312.16
Новокиевка	Т-2	6.52	4.4	5.08	270.21	-3.6	138.17	0.59	3.07	62.76	374.9	1312.16

Важным средством регулирования напряжения является выбор ответвлений на трансформаторах. Для осуществления операции переключения ответвлений необходимо отключение трансформатора от сети. Этот способ регулирования принято называть переключением без возбуждения (ПБВ). Частая перестановка регулировочных ответвлений во время текущей эксплуатации неудобна и непригодна для оперативного регулирования.

Одним из важнейших средств регулирования напряжения является применение трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). Принцип регулирования такой же, как и при регулировании с ПБВ, но без отключения трансформатора от сети. Число регулировочных ступеней силовых трансформаторов с РПН обычно бывает больше, чем у трансформаторов с ПБВ (число ступеней регулирования у ПБВ составляет 5), а диапазон регулирования напряжения значительно шире.

Таблица 9 – Устройства регулирования напряжения

Наименование ПС	Дисп. номер	Место уст.	ВН, нейтраль			СН		
			Вид устр. рег	Кол. ступ. Регул.	Шаг регул, %	Вид устр. рег	Кол. ступ. регул.	Шаг регул, %
Амурская	АТ-1	СН				РПН	8	1.5
Амурская	АТ-2	СН				РПН	8	1.5
Ледяная	Т-1	ВН	РПН	10	1.2	ПБВ	1	5
Ледяная	Т-2	ВН	РПН	10	1.2	ПБВ	1	5
Бузули	Т-1	нейтр	РПН	9	1.78			
Бузули	Т-2	нейтр	РПН	9	1.78			
Желтоярово	Т-1	ВН	ПБВ	2	2.5			
Желтоярово	Т-2	ВН	ПБВ	2	2.5			
Пера	Т-1	ВН	РПН	4	2.5			
Пера	Т-2	ВН	РПН	4	2.5			
Северная	Т-1	нейтр	РПН	8	1.5			
Северная	Т-2	нейтр	РПН	8	1.5			
Белоярово	Т-1	ВН	РПН	6	1.5			
Белоярово	Т-2	ВН	РПН	6	1.5			
Красноярово	Т-1	ВН	РПН	4	2.5			
Красноярово	Т-2	ВН	ПБВ	2	2.5			
Новокиевка	Т-1	ВН	РПН	12	1	ПБВ	2	2.5
Новокиевка	Т-2	ВН	РПН	12	1	ПБВ	2	2.5

Для расчета режима используем программный комплекс RastrWin, предназначенный для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

Особенности данного программного комплекса:

- расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения. Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- расчет установившихся режимов с учетом частоты;
- контроль исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- эквивалентирование электрических сетей;
- оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой;
- расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
- структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
- проведение серийных (многовариантных расчетов) по списку возможных аварийных ситуаций;
- моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
- моделирование генераторов и возможность задания его PQ-диаграммы;
- моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения;
- анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры.

Прежде чем приступить к решению поставленных проектных задач, нужно подготовить исходные данные по схеме, нагрузкам и генераторам

электрической сети в форме, учитывающей особенности внесения данных в Rastr.

Так как сети 35 кВ в нормальном режиме работают с одним источником питания то в качестве балансирующего узла принимаем узлы соответствующие шинам 220 кВ ПС Амурская, Новокиевка, Ледяная, это узлы №301, 102, 201. Данные узлы является балансирующими по активной и реактивной мощностям и задается с постоянным модулем и фазой напряжения $U_r = \text{const}$, $\delta_r = \text{const}$.

Рассчитываем режим на основе данных контрольного дня замеров 16 декабря 2015г. (нагрузки приняты за 18ч). Результаты расчета приведены на рисунке .

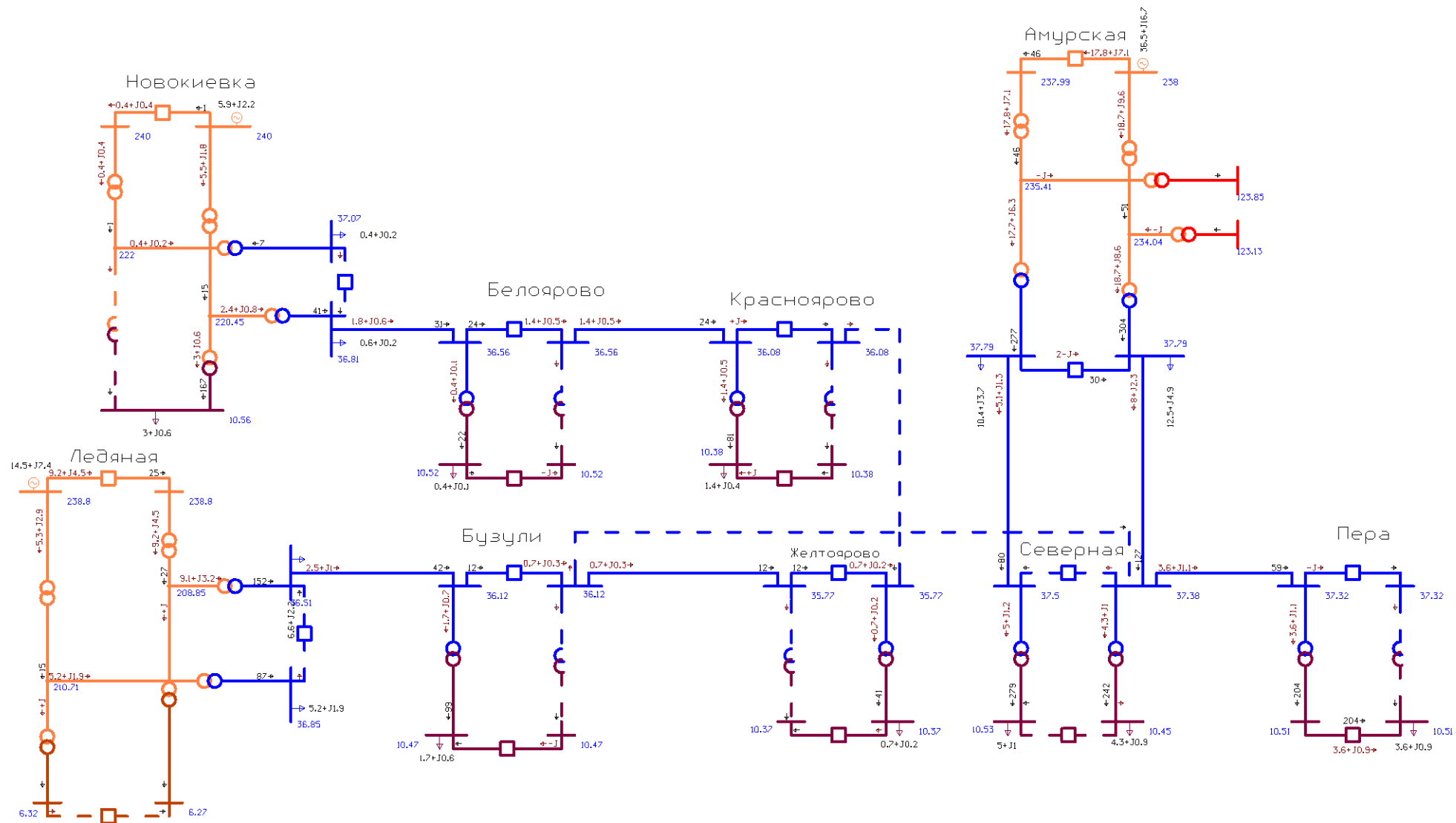


Рисунок 9 – Режим электрической существующей сети на день контрольного замера 16 декабря 2015г.

Из полученных выше результатов при сравнении их с данными по ведомостям контрольного замера, можно сделать вывод о правильности полученного эквивалента электрической сети, расхождение результатов в основном не превышает 5%. Ниже представлены таблицы по загрузке трансформаторов и линий.

Таблица 10 – Данные по загрузке силовых трансформаторов

№нач	№кон	Наименование ПС, сторона трансформатора	I, А	I _{доп} , А	Загрузка, %
101	131	Новокиевка Т1	1.38	62.80	2.20
102	132	Новокиевка Т2	13.89	62.80	22.11
302	333	Амурская Т3 (ВН)	46.41	158.10	29.36
333	313	Амурская Т3 (НН)	276.60	449.90	61.48
301	334	Амурская Т4 (ВН)	51.02	158.10	32.27
334	314	Амурская Т4 (НН)	304.02	449.90	67.57
201	231	Ледяная Т1	14.59	52.50	27.79
202	232	Ледяная Т2	24.75	52.50	47.15
401	411	Бузули Т1	0.00	52.80	0.00
402	412	Бузули Т2	30.01	52.80	56.84
501	511	Желтоярово Т1	12.09	38.50	31.41
502	512	Желтоярово Т2	0.00	38.50	0.00
901	911	Пера Т1	58.64	103.90	56.44
902	912	Пера Т2	0.00	103.90	0.00
801	811	Северная Т1	68.67	251.40	27.32
802	812	Северная Т2	79.62	256.60	31.03
701	711	Белоярово Т1	0.00	65.98	0.00
702	712	Белоярово Т2	6.72	65.98	10.19
601	611	Красноярово Т1	23.90	41.24	57.95
602	612	Красноярово Т2	0.00	41.24	0.00

Как видно из полученных данных, загрузка трансформаторов на подстанциях не превышает номинальную ($k_3=70\%$).

Таблица 11 – Данные по загрузке линий

№нач	№кон	Наименование линии	Марка провода	P, МВт	Q, Мвар	I, А	Плотность тока, А/мм ²
313	802	ВЛ 35 кВ Амурская - Северная №1	АС-95	5.05	1.27	79.6	0.84
314	801	ВЛ 35 кВ Амурская - Северная №2	АС-120	8.01	2.28	127.3	1.06
801	901	ВЛ 35 кВ Северная - Пера	АС-120	3.63	1.12	58.6	0.49
401	801	ВЛ 35 кВ Бузули - Северная	АС-95	0.00	0.00	0.0	0.00
401	502	ВЛ 35 кВ Бузули - Желтоярово	АС-70	0.71	0.25	12.1	0.17
222	402	ВЛ 35 кВ Ледяная - Бузули	АС-95	2.45	1.03	42.1	0.44
122	702	ВЛ 35 кВ Новокиевка - Белоярово	АС-120	1.84	0.65	30.6	0.26
701	601	ВЛ 35 кВ Белоярово - Красноярово	АС-120	1.43	0.51	23.9	0.20
602	501	ВЛ 35 кВ Желтоярово - Красноярово	АС-120	0.00	0.00	0.0	0.00

Экономическая плотность тока, для данного района, при числе часов использования максимума нагрузки в год 4100ч составляет 1,1 А/мм². Как видно из приведенной выше таблицы, плотность тока линий не превышает экономически целесообразную плотность тока.

6 Разработка и технический анализ двух вариантов подключения проектируемой ПС Зея

6.1 Выбор трансформатора на ПС Зея

Выбор трансформаторов производится по расчётной мощности. Поскольку на ПС Зея планируется подключение потребителей электроэнергии II категории, то необходима установка 2 трансформаторов.

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{т}} \cdot k_{\text{зопт}}}, \quad (33)$$

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

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

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

$n_{\text{т}}$ – число трансформаторов;

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

Так как коэффициент мощности нагрузки ПС Зея составляет 0,4, то установка компенсирующих устройств с точки зрения поддержания экономически обоснованного коэффициента мощности нецелесообразна. В данном случае в расчетах принимаем $Q_{\text{неск}}=Q_{\text{max}}$.

Расчетная мощность трансформатора на ПС Зея:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{3,4^2 + 1,36^2}}{2 \cdot 0,7} = 2,62 \text{ МВА},$$

Принимаем трансформаторы ТМН-4000/35/10

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

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_{\text{т}} - 1) \mathcal{C}_{\text{трасч}}} \quad (34)$$

При этом должно выполняться условие $k_{3 \text{ п/а}} \geq 1,4$

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{3,4^2 + 1,36^2}}{4} = 0,9$$

6.2 Разработка вариантов конфигурации электрических сетей при подключении новой подстанции

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.

Рассмотрим первый вариант, представленный на рисунке в котором ПС Зезя подключается к ВЛ 35 кВ Бузули – Желтоярово. РУ 35 кВ ПС в данном варианте выполняется по схеме «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий». Данная схема РУ позволяет сохранить в работе два трансформатора при КЗ (повреждении) на ВЛ. Длина двухцепного участка ВЛ которую необходимо построить составляет 2 км.



Рисунок 10– 1 Вариант конфигурации электрической сети

Вторым вариантом подключения ПС Зоя (рисунок) заключается в строительстве одной отпаечной ВЛ от ВЛ 35 кВ Бузули – Желтоярово, а также строительство ВЛ 35 кВ Желтоярово - Зоя. Схема РУ ПС Зоя в данном варианте выполняется по схеме «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». Также для реализации данного варианта, необходимо строительство дополнительной линейной ячейки на ПС Желтоярово.



Рисунок 11 – 2 Вариант конфигурации электрической сети

Для дальнейшего решения задачи проектирования необходимо произвести технико-экономический анализ для выбора оптимального варианта.

Произведем выбор сечений воздушных линий для приведенных вариантов.

Для первого варианта сети.

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

$$I_p = a_i \cdot \alpha_T \cdot \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \alpha_n} \quad (35)$$

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

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

Для ВЛ 35 кВ принимается $a_i = 1,05$, что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки. Значение a_T определяется исходя из числа часов использования максимальной нагрузки линии T_m , который для рассматриваемого района равен 4100ч, $a_T = 1,1$

$$I_p = 1,05 \cdot 1,1 \cdot \frac{\sqrt{3,4^2 + 1,36^2}}{\sqrt{3} \cdot 5} = 0,069 \text{ кА}$$

Выбираем провод АС-70.

Произведем расчёт для второго варианта.

Для линии 35 кВ Желтоярово - Зея выберем провод:

$$I_p = 1,05 \cdot 1,1 \cdot \frac{\sqrt{3,4^2 + 1,36^2}}{\sqrt{3} \cdot 5} = 0,069 \text{ кА}$$

Выбираем провод АС-70.

6.3 Техничко-экономическое сравнение двух вариантов

Обоснование решений при проектировании электрических сетей осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети, путем оценки их сравнительной эффективности. Обоснование решений производится по минимуму затрат при условии, что сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый энергетический эффект.

Определение капитальных вложений в сеть

Большое распространение в технико-экономическом анализе получили укрупненные технико-экономические показатели, которые рассчитываются на основе проектно-сметных данных, опыта строительства и эксплуатации. Укрупненные технико-экономические показатели используются при сравнении вариантов энергетических сооружений, схем энергоснабжения и т.п. Они дают возможность достаточно просто определять капитальные затраты.

Укрупненные стоимостные показатели приведены в базовых сметных ценах 2000г. [9]

Капитальные вложения определяются по формуле:

$$K = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{П/С}} \quad (36)$$

где $K_{\text{ВЛ}}$ – капиталовложения в воздушные линии;

$K_{\text{П/С}}$ – капиталовложения в подстанции.

При определении фактических цен электросетевого строительства принимают индекс перехода от базовых цен 2000г. к текущим ценам.

Капиталовложения в воздушные линии определяются по формуле:

$$K_{\text{ВЛ}} = k_0 \cdot \text{ЧК}_{\text{пер}} \quad (37)$$

где k_0 – стоимость одного километра строительства линии в ценах 2000 г.;

$k_{\text{пер}}$ – коэффициент переоценки (индекс цен).

Согласно письму Федерального агентства по строительству и жилищно коммунальному хозяйству №1951-ВТ/10 от 12.02.2015 [9] индекс изменения сметной стоимости технологического оборудования относительно 2000г. составляет 3,86. С учетом повышающего зонального коэффициента Дальнего Востока он составляет по воздушным линиям: 7,15; по подстанциям: 6,41.

Таблица 12 – Капиталовложения в ВЛ:

U _{ном}	Линия	Марка провода	n _{цеп}	l, км	k ₀ , тыс. руб./км	Квл тыс. руб.
1 Вариант						
35 кВ	Отпайка от ВЛ 35 кВ Бузули - Желтоярово	АС-70	2	5	1280	6400
2 Вариант						
35 кВ	Отпайка от ВЛ 35 кВ Бузули – Желтоярово и сооружение дополнительной ВЛ 35 кВ Желтоярово - Зея	АС-70	2+1	5+6	1280	14080

Капитальные вложения на подстанции определяются по формуле:

$$K_{\text{П/С}} = (K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{ТР}} + K_{\text{КУ}} + K_{\text{ПОСТ}})k_{\text{пер}}, \quad (54)$$

где $K_{ОРУ}$ – укрупненные показатели стоимости открытых распределительных устройств (ОРУ);

$K_{тр}$ – укрупненные показатели стоимости трансформаторов, тыс.руб.;

$K_{ку}$ – укрупненные показатели стоимости компенсирующих устройств, тыс.руб.;

$K_{пост}$ – постоянные затраты на строительство подстанций.

Произведем сравнение капиталовложений в оба варианта.

Для первого варианта:

$$K_{П/С} = (6741 + 1630 + 0 + 2500) \cdot 6.41 = 69683,11 \text{ тыс. руб}$$

Для второго варианта:

$$K_{П/С} = (8931 + 1630 + 0 + 2750) \cdot 6.41 = 85323,51 \text{ тыс. руб}$$

Таблица 13 – Капиталовложения в подстанцию.

Вариант	Уровни напряжения	Подстанция	$K_{П/С}$, тыс. руб
Вариант 1	35/10	Зея	69683,11
Вариант 2	35/10	Зея	85323,51

Определение эксплуатационных издержек

Суммарные эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$И = I_a + I_э + I_{ДВ} \quad (38)$$

где I_a – среднегодовое отчисление на амортизацию;

$I_э$ – суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети;

$I_{ДВ}$ – затраты на технологический расход электроэнергии.

Среднегодовые отчисления вычисляются по формуле:

$$I_a = \frac{K}{T_{сл}} \quad (39)$$

где $T_{сл}$ – срок службы, для подстанций $T_{сл} = 15$, для линий $T_{сл} = 20$ [19, с.307].

Суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети:

$$I_3 = a_3 \cdot \text{ЧК} \quad (40)$$

где a_3 – норма отчисления на обслуживание электрических сетей, $\alpha_{эПС} = 0,037$,

$$\alpha_{эВЛ} = 0,008.$$

Затраты на технологический расход электроэнергии:

$$I_{DW} = C_0 \cdot \Psi W \quad (41)$$

где C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии $C_0 = 2021,18$ руб/МВт·ч [9].

DW – потери электроэнергии в сети.

Результаты расчётов сводятся в таблицу.

Таблица 14 – Издержки

Издержки	1 Вариант	2 Вариант
I_a , тыс. руб.	11851.08	12299.45
I_3 , тыс. руб.	8797.06	10044.33
I_{DW} , тыс. руб.	851.17	1892.16
Суммарные издержки	21499.32	24235.94

Оценку экономичности вариантов произведем по эквивалентным годовым расходам с учётом ущерба, по формуле:

$$Z = E \cdot K + I + U \quad (42)$$

где E – норматив дисконтирования, меняющийся в зависимости от ставки

рефинансирования ЦБ; принимается равным 0,1;

K – капитальные вложения в рассматриваемый объект за год;

I – суммарные эксплуатационные издержки.

$У$ – ущерб.

Основной ущерб определяется по следующему выражению:

$$У_{\text{осн}} = y_o \cdot W_{\text{нед}} \quad (43)$$

где y_o - средняя величина удельного основного ущерба для отрасли народного хозяйства.

$W_{\text{нед}}$ - количество недоотпущенной энергии.

Определим количество недоотпущенной энергии:

$$W_{\text{нед}} = \sum P_{\text{дефи}} \cdot k_{\text{пси}} \cdot T_{\Gamma} \quad (44)$$

где $k_{\text{пси}}$ - коэффициент простоя системы, который определяется по выражению:

$$k_{\text{пс}} = \prod \omega_i \cdot t_{ei} = 0,0003 \quad (45)$$

Возможный дефицит мощности в разработанной схеме возможен только при полном погашении подстанции Зея, следовательно

$$P_{\text{деф}} = 4000 \cdot 2 = 8000 \text{кВА} \quad (46)$$

Отсюда количество недоотпущенной энергии будет равно:

$$W_{\text{нед}} = 8000 \cdot 0,0003 \cdot 8760 = 21024 \text{кВА}$$

Для газоперерабатывающего завода

$$y_o = 8,1 \text{руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

Основной ущерб составит:

$$У_{\text{осн}} = 8,1 \cdot 21024 = 170294,4$$

Определяем значение удельного ущерба внезапности при полном отключении при расчетной продолжительности этого отключения. Для этого рассчитываем длительность полного перерыва в электроснабжении:

$$t_{\text{пер}} = k_{\text{нс}} \cdot T_{\Gamma} \quad (47)$$

$$t_{\text{пер}} = 0,0003 \cdot 8760 = 2,63$$

По найденному значению длительности полного перерыва определяем удельный ущерб внезапности:

$$y_{\text{вн}} = 13,5$$

Определяем ущерб внезапности:

$$Y_{\text{вн}} = y_{\text{вн}} \cdot P_{\text{треб}} \quad (48)$$

$$Y_{\text{вн}} = 13,5 \cdot 8000 = 108000$$

Определяем суммарный ущерб:

$$Y_{\Sigma} = Y_{\text{вн}} + Y_{\text{осн}} \quad (49)$$

$$Y_{\Sigma} = 170294,4 + 108000 = 278294,4 \text{ тыс.руб}$$

Сравним эквивалентные годовые расходы с учётом ущерба для обоих рассматриваемых вариантов.

Таблица 15 – Сравнение вариантов

Эквивалентные годовые расходы	1 Вариант	2 Вариант
3, тыс.руб	369 476,83	387 853,85

Суммарные эквивалентные годовые расходы с учётом ущерба у первого варианта меньше, чем у второго. По результатам технико-экономических

расчётов оптимальным считается вариант 1. Для окончательного выбора варианта необходимо оценить надёжность принятого варианта сети.

6.4 Оценка надёжности сети

Под надёжностью понимается свойство объекта – систем или элемента выполнять заданные функции, сохраняя показатели в заданных условиях эксплуатации. Мерой надёжности является вероятность. Надёжность 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 надёжности 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 надёжности 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_v , ч;
- недоотпуск электроэнергии $W_{нед}$, МВт·ч.

Надёжность электрической сети после реконструкции определяется расчетом надёжности электроснабжения подстанции Городская. Перед расчетом надёжности участка сети предварительно составляется расчетная схема замещения с точки зрения надёжности, которая может отличаться от принципиальной электрической схемы:

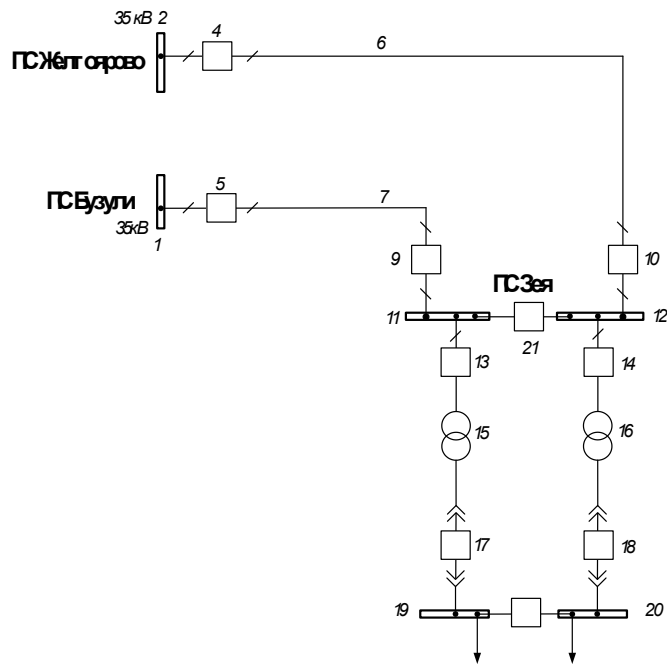


Рисунок 12– Расчетная схема сети для оценки надежности

Для каждого элемента расчетной схемы по справочным или эксплуатационным данным определяются следующие показатели надежности [27, с.268]:

- параметр потока отказов, ω ;
- среднее время восстановления, $t_{в}$;
- частота плановых отключений, μ ;
- время плановых отключений, $t_{пл}$.

Таблица 16 – Показатели надежности элементов

№ элемента	Название оборудования	ω , 1/год	$T_{в}$, ч	μ , 1/год	$t_{пл}$, ч
7	ВЛ Желтоярово - Зея	0.03	14.5	2.1	18.7
6	ВЛ Бузули - Зея	0.029	14.5	2.1	18.7
1, 2, 11, 12	Секция шин 35 кВ	0.02	7	0.166	5
19, 20	Секция шин 10 кВ	0.03	7	0.166	4
15, 16	Трансформатор ТМН-4000/35	0.005	59	0.25	26
3,4,5,9,10,21	Выключатель вакуумный 35 кВ	0.02	16	0.2	15
17,18	Выключатель вакуумный 10 кВ	0.004	8	0.2	15

Для выключателей дополнительно определяются:

– относительная частота отказов при автоматическом отключении поврежденного смежного элемента, для выключателя 35 кВ $\alpha_{кз} = 0,012$, для выключателя 10 кВ $\alpha_{кз} = 0,027$;

– относительная частота отказов при оперативных переключениях, для выключателя 35 кВ $\alpha_{\hat{i}\hat{i}} = 0,013$, для выключателя 10 кВ $\alpha_{\hat{i}\hat{i}} = 0,002$;

– коэффициент неуспешного действия АПВ, $K_{АПВ} = 1/10$;

– число оперативных переключений, $N_{оп}$;

– длительность оперативных переключений, $T_{оп}$.

На основе найденных единичных показателей надежности определяется комплексный показатель – вероятность отказа:

$$q = \frac{\omega \cdot T_B}{8760} \quad (50)$$

По расчетной схеме составляется схема замещения. При этом каждый элемент, который может отказать, замещается прямоугольником. Прямоугольники соединяются последовательно или параллельно в смысле надежности. Последовательное соединение используется для не резервируемых частей схем; параллельное – для частей схем с резервированием замещением.

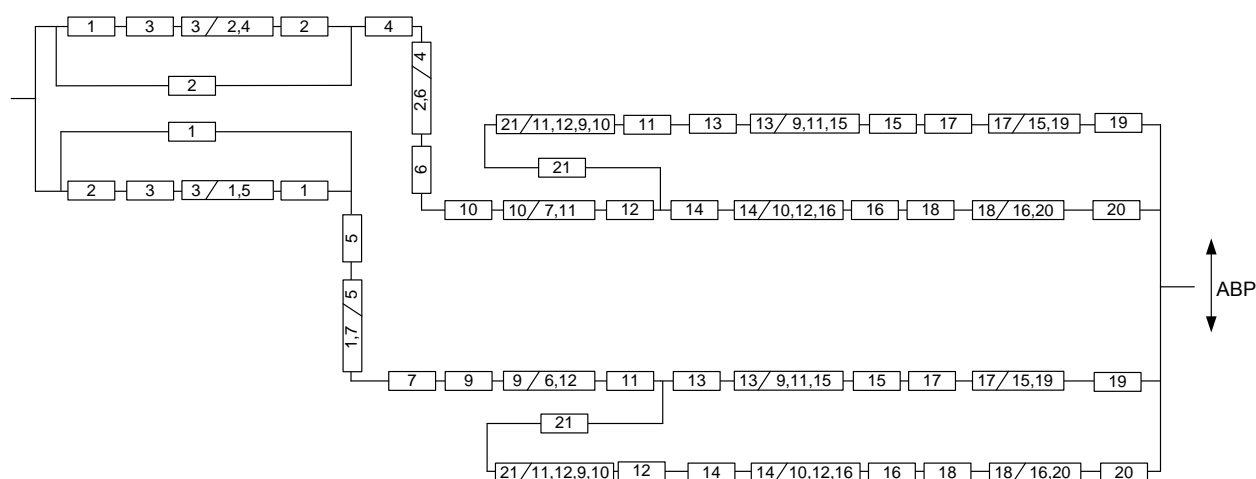


Рисунок 13 – Схема замещения сети для оценки надежности

Под выключателем понимается весь комплекс оборудования в его ячейке РУ: изоляторы, измерительные трансформаторы, разъединители, РЗиА,

поэтому для оценки надежности необходимо вводить модели выключателей, для которых параметр потока отказов определяется по следующему выражению:

$$\omega_B = \omega_{B.ст} + \alpha_{кз} \cdot (1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \omega_{эл.i} + \alpha_{оп} \cdot N_{оп}, \quad (51)$$

где $\omega_{B.ст}$ – частота отказов выключателя в статическом состоянии:

$$\omega_{B.ст} = \omega_B + 2\omega_p; \quad (52)$$

α – коэффициент, учитывающий наличие или отсутствие АПВ, $\alpha=1$ если АПВ есть, $\alpha=0$, если АПВ нет;

$\omega_{эл.i}$ – параметр потока отказов элемента присоединенного к выключателю i -го смежного элемента;

$\alpha_{оп} \cdot N_{оп}$ – частота отказов при оперативных переключениях.

Параметр потока отказов для четвертого выключателя равен:

$$\omega_{B.ст} = \omega_B + 2\omega_p = 0,02 + 2 \cdot 0,01 = 0,04, \quad (53)$$

$$\begin{aligned} \omega_4 = \omega_{B.ст} + \alpha_{кз} \cdot \left((1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \cdot \omega_6 + q_{3.ш} \cdot \omega_{ш} \right) + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} = 0,04 + \\ + 0,012 \cdot \left(\left(1 + \frac{1}{10} \right) \cdot 0,029 + 3 \cdot 10^{-3} \cdot 0,02 \right) + 0,013 \cdot 12 = 0,196 \end{aligned}$$

Для выключателя №13:

$$\begin{aligned} \omega_4 = \omega_{B.ст} + \alpha_{кз} \cdot \left(\omega_9 + (q_{диф.з} + q_{г.з}) \cdot \omega_T + q_{3.ш} \cdot \omega_{ш} \right) + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} = 0,04 + \\ + 0,012 \cdot \left(0,196 + (1,3 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot 10^{-3}) \cdot 5 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot 10^{-3} \cdot 0,02 \right) + 0,013 \cdot 12 = 0,198, \end{aligned}$$

где $q_{диф.з}$, $q_{г.з}$ – вероятности отказа дифференциальной и газовой защит.

Вероятность отказа выключателя определяется выражением:

$$q_B = \omega_B \cdot t_{B.B} + 2\omega_p \cdot t_{B.p} + \alpha_{кз} \cdot (1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \omega_{эл.i} \cdot t_{B.i} + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot T_{оп}, \quad (54)$$

Для 4 выключателя определим:

$$q_4 = \omega_B \cdot t_{B,B} + 2\omega_p \cdot t_{B,p} + \alpha_{кз} \cdot \left((1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \cdot \omega_6 \cdot t_{B,л} + q_{3,ш} \cdot \omega_{ш} \cdot t_{B,ш} \right) +$$

$$+ \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot T_{оп} = 0,02 \cdot 4,57 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 0,01 \cdot 6,85 \cdot 10^{-4} + 0,012 \cdot \left(\left(1 + \frac{1}{10} \right) \cdot 0,029 \times \right.$$

$$\times 0,166 + 3 \cdot 10^{-3} \cdot 0,02 \cdot 7,991 \cdot 10^{-4} \left. \right) + 0,013 \cdot 12 \cdot 3,995 \cdot 10^{-4} = 5,502 \cdot 10^{-4}$$

Для 13 выключателя:

$$q_{13} = \omega_B \cdot t_{B,B} + 2\omega_p \cdot t_{B,p} + \alpha_{кз} \cdot \left(q_9 + (q_{диф.з} + q_{г.з}) \cdot \omega_T \cdot t_{B,T} + q_{3,ш} \cdot \omega_{ш} \cdot t_{B,ш} \right) +$$

$$+ \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot T_{оп} = 0,02 \cdot 4,57 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 0,01 \cdot 6,85 \cdot 10^{-4} + 0,012 \cdot \left(5,52 \cdot 10^{-4} + \right.$$

$$+ \left(1,3 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot 10^{-3} \right) \cdot 5 \cdot 10^{-3} \cdot 6,74 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot 10^{-3} \cdot 0,02 \cdot 7,99 \cdot 10^{-4} \left. \right) + 0,013 \cdot 12 \times$$

$$\cdot 3,995 \cdot 10^{-4} = 1,74 \cdot 10^{-4}$$

Эквивалентирова схему замещения получаем:

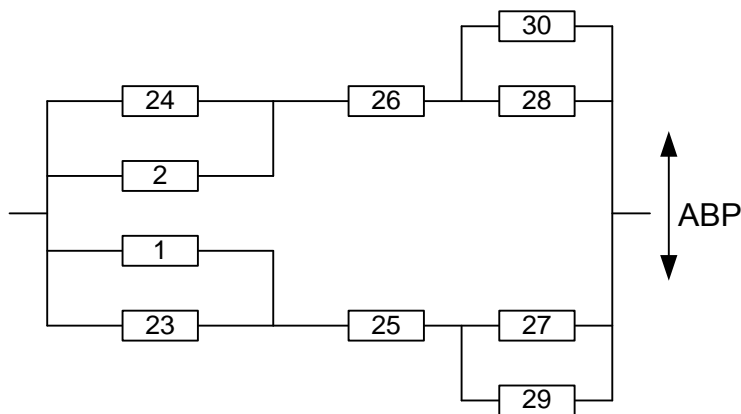


Рисунок 14 – Эквивалентирование расчетной схемы

$$\omega_{23} = \omega_1 + \omega_2 + \omega_3 = 0,02 + 0,02 + 0,196 = 0,236,$$

$$\omega_{24} = \omega_{23} = 0,236,$$

$$\omega_{25} = \omega_5 + \omega_7 + \omega_9 + \omega_{11} = 0,196 + 0,03 + 0,196 + 0,02 = 0,443,$$

$$\omega_{26} = \omega_4 + \omega_6 + \omega_{10} + \omega_{12} = 0,196 + 0,029 + 0,196 + 0,02 = 0,442,$$

$$\omega_{27} = \omega_{13} + \omega_{15} + \omega_{17} + \omega_{19} = 0,196 + 0,005 + 0,064 + 0,03 = 0,297,$$

$$\omega_{28} = \omega_{14} + \omega_{16} + \omega_{18} + \omega_{20} = 0,196 + 0,005 + 0,064 + 0,03 = 0,297,$$

$$\omega_{29} = \omega_{21} + \omega_{12} + \omega_{14} + \omega_{16} + \omega_{18} + \omega_{20} = 0,205 + 0,02 + 0,198 + 0,005 + \\ + 0,064 + 0,03 = 0,523,$$

$$\omega_{30} = \omega_{21} + \omega_{11} + \omega_{13} + \omega_{15} + \omega_{17} + \omega_{19} = 0,205 + 0,02 + 0,198 + 0,005 + \\ + 0,064 + 0,03 = 0,523,$$

$$q_{23} = q_1 + q_2 + q_3 = 1,59 \cdot 10^{-5} + 1,59 \cdot 10^{-5} + 1,674 \cdot 10^{-4} = 1,993 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{24} = q_{23} = 1,993 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{25} = q_5 + q_7 + q_9 + q_{11} = 5,634 \cdot 10^{-4} + 4,97 \cdot 10^{-5} + 5,634 \cdot 10^{-4} + \\ + 1,598 \cdot 10^{-5} = 1,19 \cdot 10^{-3},$$

$$q_{26} = q_4 + q_6 + q_{10} + q_{12} = 5,5 \cdot 10^{-4} + 4,8 \cdot 10^{-5} + 5,5 \cdot 10^{-4} + 1,598 \cdot 10^{-5} = \\ = 1,164 \cdot 10^{-3},$$

$$q_{27} = q_{13} + q_{15} + q_{17} + q_{19} = 1,741 \cdot 10^{-4} + 3,368 \cdot 10^{-5} + 3,562 \cdot 10^{-5} + \\ + 2,39 \cdot 10^{-5} = 2,674 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{28} = q_{14} + q_{16} + q_{18} + q_{20} = 1,74 \cdot 10^{-4} + 3,368 \cdot 10^{-5} + 3,562 \cdot 10^{-5} + \\ + 2,39 \cdot 10^{-5} = 2,672 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{29} = q_{21} + q_{12} + q_{14} + q_{16} + q_{18} + q_{20} = 1,85 \cdot 10^{-4} + 1,598 \cdot 10^{-5} + 1,74 \cdot 10^{-4} + \\ + 3,368 \cdot 10^{-5} + 3,562 \cdot 10^{-5} + 2,397 \cdot 10^{-5} = 4,681 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{30} = q_{21} + q_{11} + q_{13} + q_{15} + q_{17} + q_{19} = 1,85 \cdot 10^{-4} + 1,598 \cdot 10^{-5} + 1,74 \cdot 10^{-4} +$$

$$+3,368 \cdot 10^{-5} + 3,562 \cdot 10^{-5} + 2,397 \cdot 10^{-5} = 4,683 \cdot 10^{-4},$$

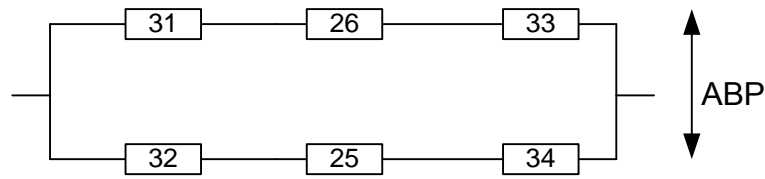


Рисунок 15 – Эквивалентирование расчетной схемы

$$\omega_{31} = \omega_2 \cdot q_{24} + \omega_{24} \cdot q_2 = 0,02 \cdot 1,99 \cdot 10^{-4} + 0,236 \cdot 1,598 \cdot 10^{-5} = 7,76 \cdot 10^{-6},$$

$$\omega_{32} = \omega_1 \cdot q_{23} + \omega_{23} \cdot q_1 = 0,02 \cdot 1,99 \cdot 10^{-4} + 0,236 \cdot 1,598 \cdot 10^{-5} = 7,76 \cdot 10^{-6},$$

$$\begin{aligned} \omega_{33} &= \omega_{28} \cdot q_{30} + \omega_{30} \cdot q_{28} = 0,297 \cdot 4,683 \cdot 10^{-4} + 0,523 \cdot 2,672 \cdot 10^{-4} = \\ &= 2,79 \cdot 10^{-4}, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \omega_{34} &= \omega_{27} \cdot q_{29} + \omega_{29} \cdot q_{27} = 0,297 \cdot 4,681 \cdot 10^{-4} + 0,523 \cdot 2,672 \cdot 10^{-4} = \\ &= 2,79 \cdot 10^{-4}, \end{aligned}$$

$$q_{31} = q_2 \cdot q_{24} = 1,59 \cdot 10^{-5} \cdot 1,99 \cdot 10^{-4} = 3,19 \cdot 10^{-9},$$

$$q_{32} = q_1 \cdot q_{23} = 1,59 \cdot 10^{-5} \cdot 1,99 \cdot 10^{-4} = 3,19 \cdot 10^{-9},$$

$$q_{33} = q_{28} \cdot q_{30} = 2,67 \cdot 10^{-4} \cdot 4,68 \cdot 10^{-4} = 1,25 \cdot 10^{-7},$$

$$q_{34} = q_{27} \cdot q_{29} = 2,67 \cdot 10^{-4} \cdot 4,68 \cdot 10^{-4} = 1,25 \cdot 10^{-7},$$

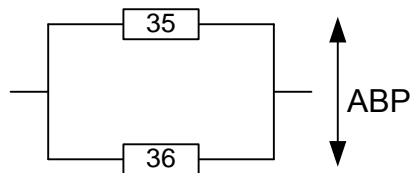


Рисунок 16 – Эквивалентирование расчетной схемы

$$\omega_{35} = \omega_{31} + \omega_{26} + \omega_{33} = 7,758 \cdot 10^{-6} + 0,442 + 2,79 \cdot 10^{-4} = 0,442,$$

$$\omega_{36} = \omega_{32} + \omega_{25} + \omega_{33} = 7,758 \cdot 10^{-6} + 0,443 + 2,79 \cdot 10^{-4} = 0,443,$$

$$q_{35} = q_{31} + q_{26} + q_{33} = 3,185 \cdot 10^{-9} + 1,164 \cdot 10^{-3} + 1,251 \cdot 10^{-7} = 1,164 \cdot 10^{-3},$$

$$q_{36} = q_{32} + q_{25} + q_{34} = 3,185 \cdot 10^{-9} + 1,192 \cdot 10^{-3} + 1,252 \cdot 10^{-7} = 1,192 \cdot 10^{-3},$$

Режимы работы схемы можно характеризовать следующими состояниями:

1) питание потребителя осуществляется от двух резервируемых цепей с отключенным секционным выключателем на ПС Городская (нормальный режим);

2) по одной цепи питание нарушено и осуществляется резервное питание от второй цепи;

3) обе цепи повреждены;

Для резервирования замещением вероятность отказа системы будет определяться по формуле полной вероятности:

$$Q_c = Q(S / A_1 A_2) \cdot P(A_1) \cdot P(A_2) + Q(S / \overline{A_1} A_2) \cdot Q(A_1) \cdot P(A_2) +, \quad (55)$$

$$+ Q(S / A_1 \overline{A_2}) \cdot P(A_1) \cdot Q(A_2) + Q(S / \overline{A_1} \overline{A_2}) \cdot Q(A_1) \cdot Q(A_2),$$

где $Q(S / A_1 A_2)$ – условная вероятность отказа системы при условии отсутствия отказа аппаратуры;

$Q(S / \overline{A_1} A_2)$ – то же при условии отказа в отключении поврежденного элемента;

$Q(S / A_1 \overline{A_2})$ – то же при условии отказа во включении резервного элемента;

$Q(S / \overline{A_1} \overline{A_2})$ – то же при условии совпадения отказа в отключении с отказом во включении;

$P(A_1)$, $Q(A_1)$ – вероятности отсутствия отказа и отказа в отключении;

$P(A_2)$, $Q(A_2)$ – вероятности отсутствия отказа и отказа во включении.

Вероятность отказа в отключении выключателя составляет 0,01. Секционный выключатель осуществляет АВР секции, оставшейся без питания за счет соседней секции и ее источника. Вероятность отказа во включении составляет 0,002.

В соответствии с условиями расчета имеем:

$$P(A_1) = 1 - 2 \cdot 0,01 = 0,98;$$

$$Q(A_1) = 2 \cdot 0,01 = 0,02;$$

$$P(A_2) = 1 - 0,002 = 0,998;$$

$$Q(A_2) = 0,002;$$

$$Q(S / \overline{A_1}A_2) = 0,5 \text{ (так как половина потребителей остается с питанием);}$$

$$Q(S / A_1\overline{A_2}) = 0,5 \text{ (так как половина потребителей теряет питание и неизвестно с какой секции присоединен данный потребитель);}$$

$$Q(S / \overline{A_1}\overline{A_2}) = 0,5 \text{ (так как половина потребителей остается с питанием)}$$

При отсутствии отказов коммутационной аппаратуры отказ системы происходит при совпадении отказа одной из цепи с аварийным простоем другого:

$$\begin{aligned} Q(S / A_1A_2) &= (q_{35} + q_{36}) \cdot 0,002 = (1,164 \cdot 10^{-3} + 1,192 \cdot 10^{-3}) \cdot 0,002 = \\ &= 4,714 \cdot 10^{-6} \end{aligned} \tag{56}$$

Средняя вероятность отказа системы:

$$\begin{aligned} Q_c &= 4,714 \cdot 10^{-6} \cdot 0,98 \cdot 0,998 + 0,5 \cdot 0,02 \cdot 0,998 + 0,5 \cdot 0,98 \cdot 0,002 + \\ &+ 0,5 \cdot 0,02 \cdot 0,002 = 4,61 \cdot 10^{-6} \end{aligned}$$

Согласно [27, с.70] значение суммарной частоты отключений для системы с резервированием определяются по формуле:

$$\omega_c = p_c \omega_1 + q_c \omega_2 = (1 - 4,61 \cdot 10^{-6}) \cdot 0,442 + 4,61 \cdot 10^{-6} \cdot 0,443 = 0,442 \quad (57)$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{\text{вс}} = \frac{q_c}{\omega_c} = \frac{4,61 \cdot 10^{-6}}{0,442} \cdot 8760 = 9,14 \text{ ч.} \quad (58)$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c} = \frac{1}{0,442} = 2,26 \text{ лет.} \quad (59)$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{\text{нед}} = P \cdot p(P) \cdot T_{\text{п}}, \quad (60)$$

где P – средняя отключаемая мощность, МВт;

$p(P)$ – вероятность состояния отказа;

$T_{\text{п}}$ – время простоя, определяемое временем восстановления.

$$W_{\text{нед}} = 3,5 \cdot 10^3 \cdot 4,61 \cdot 10^{-4} \cdot 9,14 = 14,7 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Надёжность второго варианта при строительстве дополнительной ВЛ 35 кВ от ПС Желтоярово до ПС Зея немного выше, чем при строительстве двухцепной линии ВЛ 35 кВ от ВЛ Желтоярово - Бузули. По результатам технико-экономического сравнения вариантов оптимальный вариант с точки зрения затрат первый вариант сети электроснабжения со строительством двухцепной линии 35 кВ до линии Желтоярово – Бузули.

Таким образом, с точки зрения полученных результатов расчётов, а также с учётом полученных показателей надёжности, лучшим является вариант строительства двухцепной ВЛ 35 кВ от ВЛ Желтоярово – Бузули – капитальные

затраты и издержки в данный вариант заметно меньше, что является ключевым условием для строительства новых объектов энергетики в условиях непростой экономической ситуации, а показатели надёжности являются оптимальными для обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителя – Амурского газоперерабатывающего завода

Дальнейшие расчёты производим для первого варианта проектируемой сети – строительство двухцепной ВЛ 35 кВ от ВЛ Желтоярово - Бузули.

7 Анализ режимов сети с учетом проектируемой подстанции Зея

Расчеты установившихся режимов необходимы на стадии проектирования, так и в процессе эксплуатации электрических сетей. Данные расчеты необходимы при выборе конфигурации схемы электрической системы и параметров ее элементов, определения наиболее экономичных режимов ее работы. Кроме того, расчеты установившихся режимов имеют большое самостоятельное значение, так как позволяют определить ряд практических важных вопросов:

- данный режим осуществим, т.е. возможна передача требуемой мощности от источников электроэнергии к потребителям;
- токи, протекающие по элементам электрической сети, не превышают допустимых, в том числе и послеаварийных режимах;
- напряжения в узловых точках сети не выходят за заданные пределы.

На рисунках , , представлены максимальный, послеаварийный и минимальные режимы рассматриваемой сети на 2021г. В качестве послеаварийного режима рассматривался режим при отключении ВЛ 35 кВ Бузули – Зея. Произведем анализ данных режимов.

Таблица 17– Данные по загрузке силовых трансформаторов

№нач	№кон	Наименование ПС, сторона трансформатора	I _{доп} , А	Максимальный		Послеаварийный	
				I, А	Загрузка, %	I, А	Загрузка, %
101	131	Новокиевка Т1	62.80	2.7	4.4	2.7	4.4
102	132	Новокиевка Т2	62.80	19.2	30.5	30.3	48.3
302	333	Амурская Т3 (ВН)	158.10	50.5	32.0	50.5	32.0
333	313	Амурская Т3 (НН)	449.90	301.3	67.0	301.3	67.0
301	334	Амурская Т4 (ВН)	158.10	55.6	35.1	55.6	35.1
334	314	Амурская Т4 (НН)	449.90	331.2	73.6	331.2	73.6
201	231	Ледяная Т1	52.50	18.1	34.4	18.1	34.4
202	232	Ледяная Т2	52.50	31.0	59.1	20.5	39.0
401	411	Бузули Т1	52.80	0.0	0.0	0.0	0.0

Продолжение таблицы 17

402	412	Бузули Т2	52.80	37.3	70.7	37.0	70.1
501	511	Желтоярово Т1	38.50	15.0	38.9	15.9	41.3
502	512	Желтоярово Т2	38.50	0.0	0.0	0.0	0.0
901	911	Пера Т1	103.90	72.9	70.2	72.9	70.2
902	912	Пера Т2	103.90	0.0	0.0	0.0	0.0
801	811	Северная Т1	251.40	99.1	39.4	99.1	39.4
802	812	Северная Т2	256.60	84.8	33.0	84.8	33.0
701	711	Белоярово Т1	65.98	0.0	0.0	0.0	0.0
702	712	Белоярово Т2	65.98	8.3	12.6	8.3	12.5
601	611	Красноярово Т1	41.24	29.8	72.2	30.9	75.0
602	612	Красноярово Т2	41.24	0.0	0.0	0.0	0.0
1	11	Зея Т1	65.98	31.9	48.4	32.6	49.5
2	12	Зея Т2	65.98	31.9	48.4	32.6	49.5

Как видно из таблицы, нагрузка трансформаторов на подстанциях не превышает номинальную ($k_3=70\%$).

Таблица 18– Данные по нагрузке линий

№на ч	№ко н	Наименование линии	Марка провода	Максимальный		Послеаварийный	
				I, А	Плотн. тока, А/мм ²	I, А	Iдоп, А
313	802	ВЛ 35 кВ Амурская - Северная №1	АС-95	84.8	0.9	84.8	330
314	801	ВЛ 35 кВ Амурская - Северная №2	АС-120	136	1.1	136	390
801	901	ВЛ 35 кВ Северная - Пера	АС-120	72.9	0.6	72.9	510
401	801	ВЛ 35 кВ Бузули - Северная	АС-95	0.0	0.0	0.0	330
401	502	ВЛ 35 кВ Бузули - Желтоярово	АС-70	0.0	0.0	0.0	265
222	402	ВЛ 35 кВ Ледяная - Бузули	АС-95	101.2	1.1	37.0	330
122	702	ВЛ 35 кВ Новокиевка - Белоярово	АС-120	53.1	0.4	120.2	390
701	601	ВЛ 35 кВ Белоярово - Красноярово	АС-120	44.8	0.4	111.9	390
602	501	ВЛ 35 кВ Желтоярово - Красноярово	АС-120	15.0	0.1	81.1	390
401	1	ВЛ 35 кВ Бузули - Зея	АС-70	63.9	0.9	0.0	265
2	502	ВЛ 35 кВ Желтоярово - Зея	АС-70	0.0	0.0	65.3	265

Как видно из приведенной выше таблицы, в максимальном режиме плотность тока линий не превышает экономически целесообразную плотность тока (1,1 А/мм² при числе часов использования максимума нагрузки в год 4100ч). В послеаварийном режиме значения тока в линиях не превышает длительнодопустимые значения.

Таблица 19 – Уровни напряжения в послеаварийном режиме

№ узла	Название ПС	U_ном, кВ	U_макс, кВ	U_п/ав, кВ	U_мин, кВ
401	Бузули (ВН)	35	35.97	36.26	36.47
412	Бузули (НН)	10	10.55	10.64	10.25
501	Желтоярово (ВН)	35	35.46	33.38	35.29
511	Желтоярово (НН)	10	10.53	10.36	10.27
801	Северная (ВН)	35	37.04	37.04	37.20
811	Северная 1с 10 кВ	10	10.32	10.32	10.14
812	Северная 2с 10 кВ	10	10.62	10.62	10.31
901	Пера (ВН)	35	36.97	36.97	37.15
912	Пера (НН)	10	10.37	10.37	10.49
601	Красноярово (ВН)	35	35.63	34.37	35.37
611	Красноярово (НН)	10	10.45	10.31	10.17
702	Белоярово (ВН)	35	36.54	36.80	35.90
712	Белоярово (НН)	10	10.50	10.58	10.32
101	Новокиевка (ВН)	220	240.00	240.00	240.00
121	Новокиевка (1с СН)	35	36.38	37.49	36.39
122	Новокиевка (2с СН)	35	36.98	37.88	36.17
111	Новокиевка (НН)	10	10.32	10.57	10.35
301	Амурская (ВН)	220	238.00	238.00	238.00
313	Амурская (1с НН)	35	37.59	37.59	37.41
314	Амурская (2с НН)	35	37.59	37.59	37.41
201	Ледяная (ВН)	220	238.80	238.80	238.00
221	Ледяная (1с СН)	35	36.76	36.76	36.89
222	Ледяная (2с СН)	35	36.93	36.61	36.93
211	Ледяная (1с НН)	6	6.31	6.31	6.33
212	Ледяная (2с НН)	6	6.34	6.28	6.34
1	Зея (1с ВН)	35	34.04	33.31	35.61
2	Зея (2с ВН)	35	34.04	33.31	35.61
11	Зея (1с НН)	10	10.52	10.28	10.26
12	Зея (2с НН)	10	10.52	10.28	10.26

Согласно вышеуказанной таблицы уровни напряжения в узловых точках сети не превышают допустимое значение отклонения напряжения согласно ГОСТ 32144-2013 (10%).

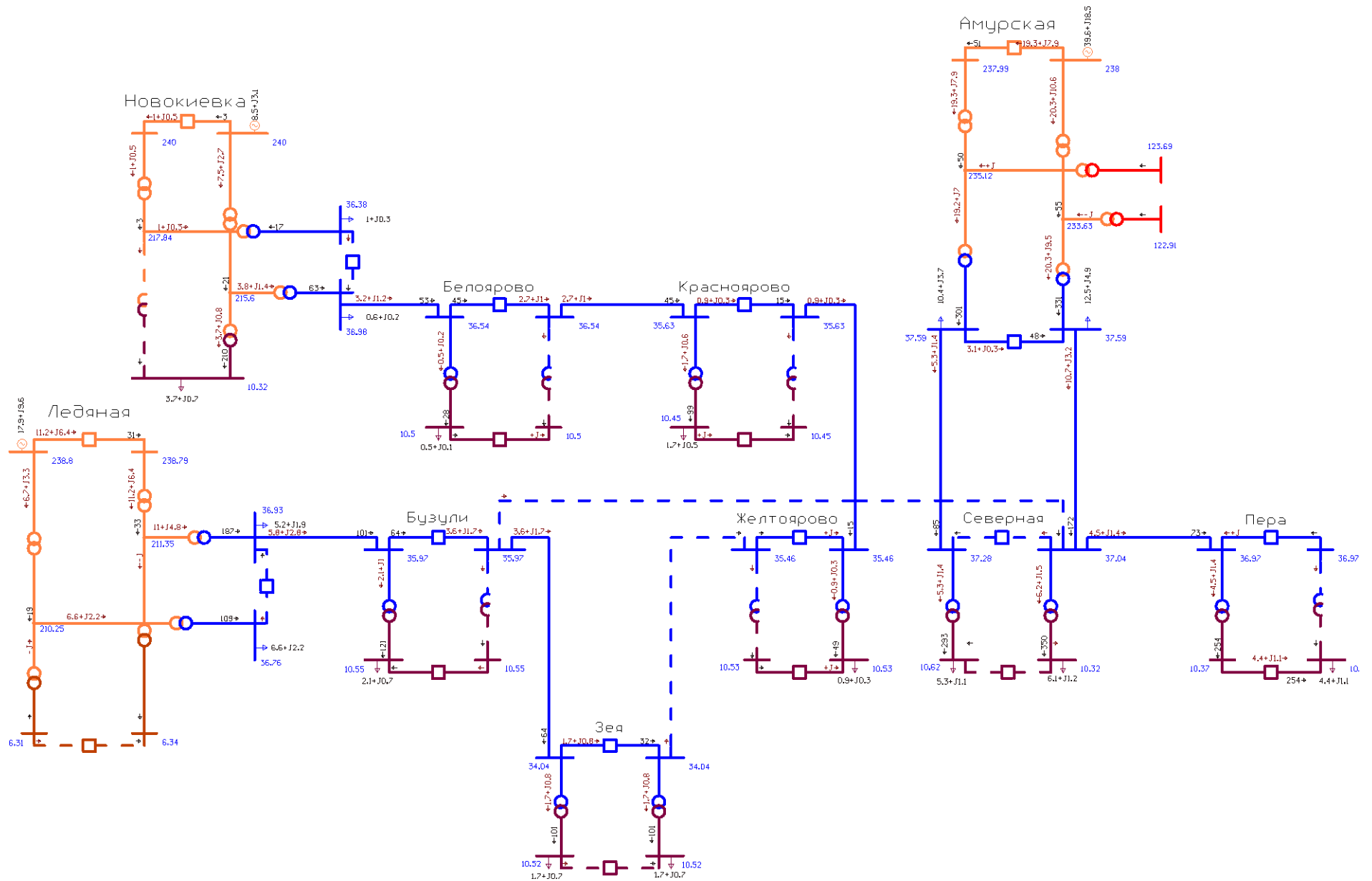


Рисунок 17 – Максимальный режим

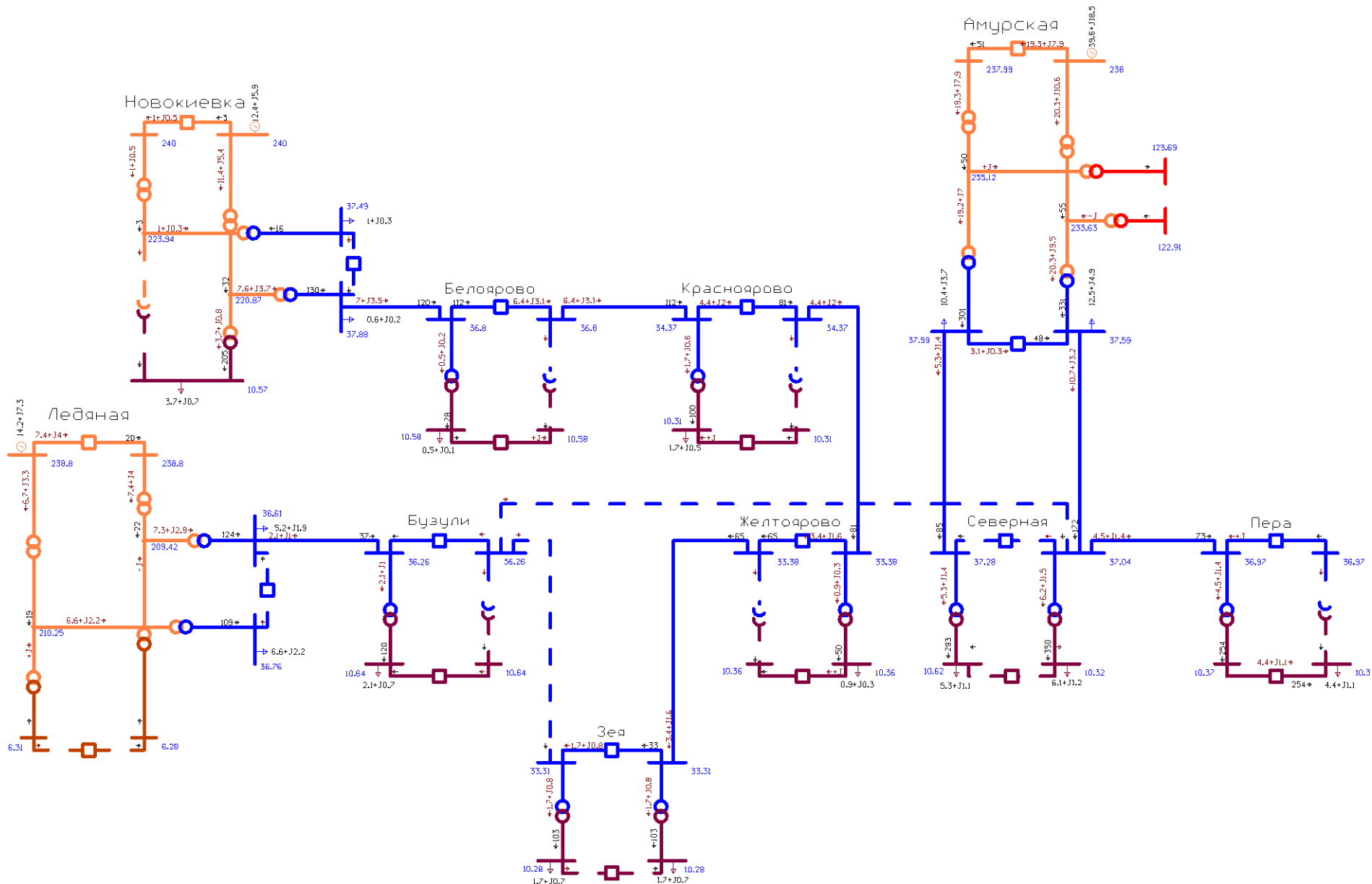


Рисунок 18 – Послеаварийный режим

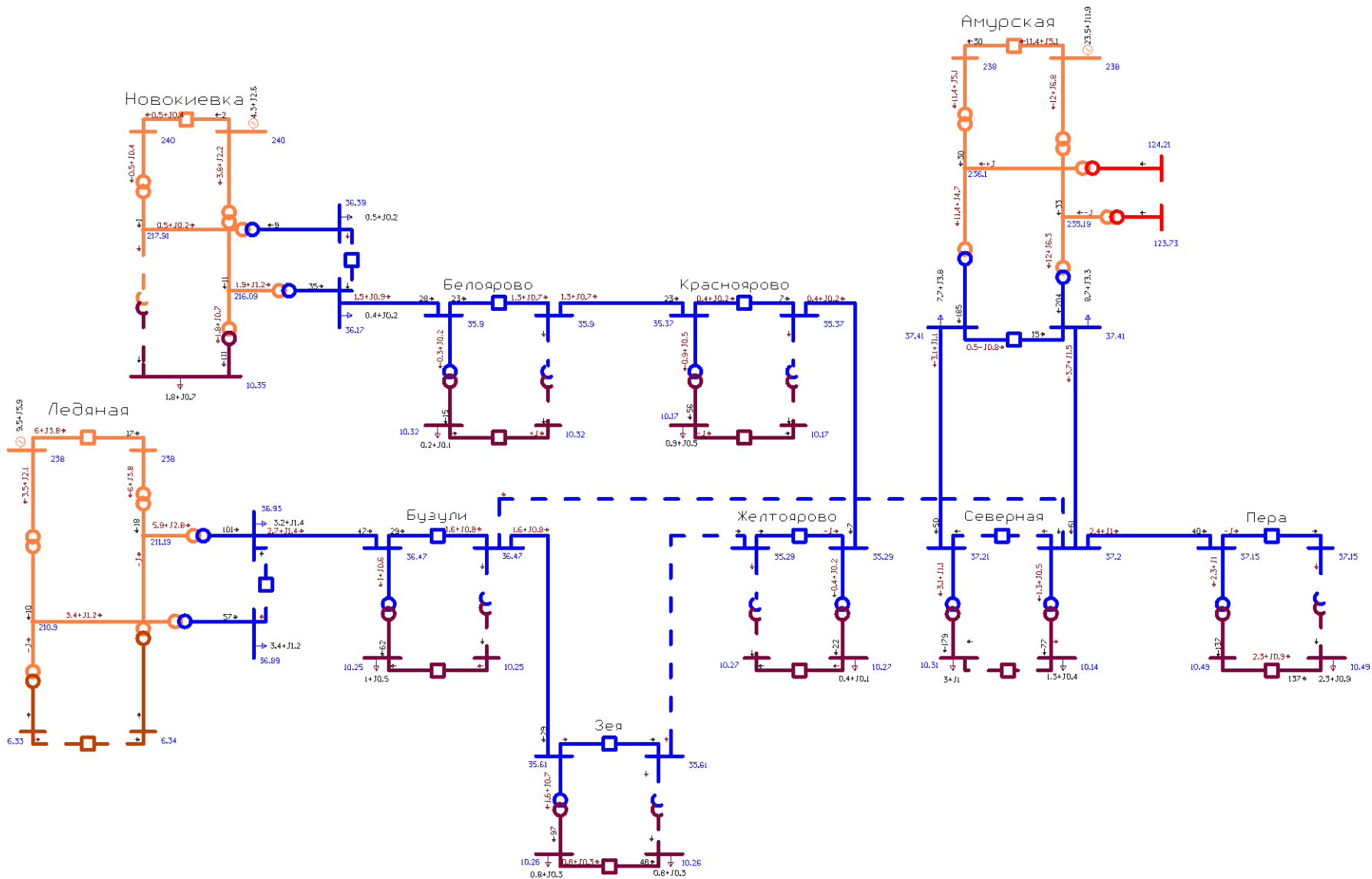


Рисунок 19 – Минимальный режим

По результатам расчетов в программе Rastr, составлена таблица распределения потерь между элементами сети.

Таблица 20 – Распределение потерь мощности

Элементы сети	ΔP , МВт	ΔQ , МВар
ЛЭП	0,5	0,7
Нагрузочные потери в трансформаторах	0,09	1,02
Потери холостого хода в трансформаторах	0,08	0,5
суммарные потери	0,67	2,22

Как видно из приведенной выше таблицы, зарядная мощность линий 35 кВ компенсирует с избытком потери реактивной мощности в сети, это обусловлено, прежде всего, сравнительно малой нагрузкой района.

Суммарная нагрузка сети:

$$S_{He} = 24,4 + j6,41 \text{ МВЧА} \quad (61)$$

Процентное соотношение потерь в сети относительно нагрузки:

$$VP_{e \%} = \frac{VP_e}{P_{Ie}} \cdot 100\% = \frac{0,67}{24,4} \cdot 100\% = 2,74\%. \quad (62)$$

Полученное выше значение процентного соотношения потерь показывает что параметры электрической сети обеспечивают ведение наиболее экономичного режима при максимальных нагрузках.

8 Расчёт токов короткого замыкания

8.1. Определение параметров схемы замещения

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

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

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

1. Не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
2. Пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
3. Не учитывают, кроме специальных случаев, емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;
4. Считают, что трехфазная система является симметричной;
5. Влияние нагрузки на ток КЗ учитывают приближенно;
6. При вычислении тока КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение x/r более трех.

Как правило, электрооборудование выбирается в два этапа. Первый – предварительный выбор электрооборудования по параметрам продолжительных режимов, включая режимы допустимых перегрузок. Второй – проверка предварительно выбранного электрооборудования по параметрам (условиям) кратковременных режимов, определяющим из которых является режим расчетного короткого замыкания (КЗ).

По режиму КЗ электрооборудование проверяется на электродинамическую и термическую стойкость и невозгораемость, а коммутационные аппараты – на коммутационную способность и износостойкость. При этом предварительно нужно правильно определить расчетные условия КЗ, учитываемые параметры электрооборудования, выбрать модель расчета токов КЗ и выбора электрооборудования, оценить методы и средства ограничения токов КЗ.

При проверке электрических аппаратов и жестких проводников (вместе с относящимися к ним поддерживающими и опорными конструкциями) на электродинамическую стойкость расчетным видом КЗ является трехфазное КЗ. При этом в общем случае допускается не учитывать механические колебания шинных конструкций.

При проверке гибких проводников на электродинамическую стойкость (тяжение, опасное сближение и схлестывание проводников) расчетным видом КЗ является двухфазное КЗ. Расчет на схлестывание должен производиться с учетом конструкции системы гибких проводников, значения тока КЗ и расчетной продолжительности режима КЗ.

При проверке проводников и электрических аппаратов на термическую стойкость расчетным видом КЗ в общем случае является трехфазное КЗ. При проверке на термическую стойкость проводников и аппаратов в цепях генераторного напряжения электростанций расчетным может быть также двухфазное КЗ, если оно обуславливает больший нагрев проводников и аппаратов, чем при трехфазном КЗ.

При проверке электрических аппаратов на коммутационную способность расчетным видом КЗ может быть трехфазное или однофазное КЗ в зависимости от того, при каком виде КЗ ток КЗ имеет наибольшее значение. Если для выключателей задается разная коммутационная способность при трехфазных и однофазных КЗ, то проверку следует производить отдельно по каждому виду КЗ.

В качестве расчетных точек КЗ выбираем шины 35 кВ ПС Зезя и шины 10 кВ ПС Зезя (К-2). Расчет токов КЗ для выбора и проверки электрических аппаратов удобнее и проще вести с использованием системы относительных единиц с приближенным приведением, т.е. приведение параметров различных элементов к основной ступени напряжения по средним коэффициентам трансформации. Данный метод подробно изложен в [11].

Для расчета сопротивлений в относительных единицах необходимо задаться базовыми условиями: $S_б$ – базовой мощностью, МВ·А; $U_б$ – базовым напряжением, кВ.

За базовую мощность принципиально можно принять любую величину. Чтобы порядок относительных величин сопротивлений при расчете был удобен, принимаем $S_б = 1000$ МВ·А. За базовое напряжение удобно принять среднее напряжение $U_б = U_{ср}$ ступени, где рассчитывают короткое замыкание.

Составим схему замещения сети для прямой последовательности:

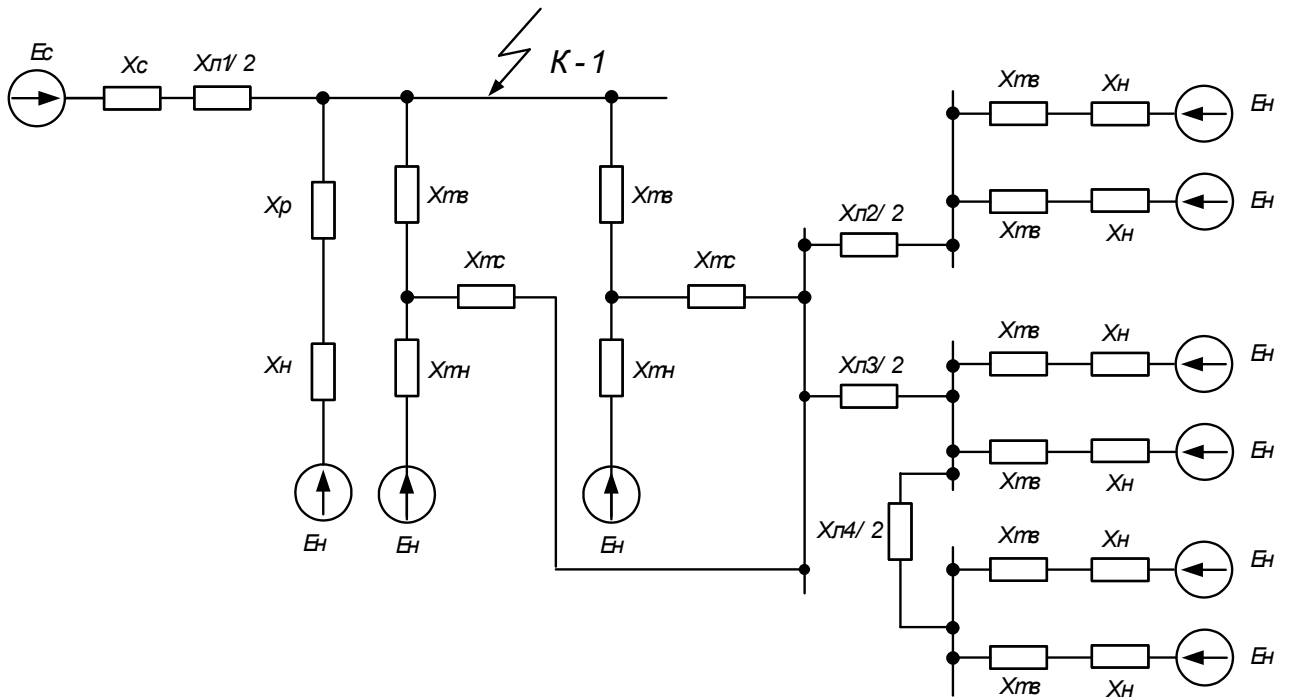


Рисунок 20 – Схема замещения прямой последовательности

Определим величины сопротивлений всех элементов схемы замещения в относительных единицах, приведенных к базовым условиям.

Значения сверхпереходных ЭДС и сопротивления источников питания приняты в соответствии с рекомендациями [15, с. 99]:

- для системы $E_C''=1$;
- для генераторов $E_G''=1,08$, $X_G=0,125$ так как $P_{ном Г} < 100 \text{ MВт}$.

При расчетах токов КЗ следует учитывать влияние каждой комплексной нагрузки. В общем случае ток КЗ от комплексной нагрузки следует определять как геометрическую сумму токов от отдельных элементов. Так как преобладает коммунально-бытовая нагрузка, то согласно [11, с.60] состав потребителей узла комплексной нагрузки следующий:

Таблица 21 –Состав комплексной нагрузки

Потребители комплексной нагрузки	Состав потребителей узла, %
СД высоковольтн.	50
АД высоковольтн.	10
АД низковольтные	15
Электрическое освещение	25

Принимаем следующие параметры комплексной нагрузки [11, с.60]:

$$E_H'' = 1,03;$$

$$X_H = 0,33 \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H} = 0,33 \cdot \frac{100}{17,84} = 1,85 \text{ о.е.} \quad (63)$$

где S_H – суммарная мощность нагрузки, принимаем по таблице 10.

Сопротивление системы определяется выражением:

$$X_C = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot I_{П0}^{(3)} \cdot U_{\text{ср. ном}}} \quad (64)$$

где $I_{П0}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ для момента начала КЗ

$$X_C = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot I_{2П0}^{(3)} \cdot U_{\text{ср. ном}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 19,304 \cdot 35} = 0,026 \text{ о.е.},$$

где $I_{П0}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ на шинах 35 кВ ПС Зея.

Определим сопротивление трансформатора на ПС Ледяная:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{KBH} + U_{KBC} - U_{KCH}) = 0,5 \cdot (42,7 + 11,2 - 27,9) = 13\%. \quad (65)$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{KBC} + U_{KCH} - U_{KBH}) = 0,5 \cdot (11,2 + 29,7 - 42,7) = 1,8\%. \quad (66)$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{KCH} + U_{KBH} - U_{KBC}) = 0,5 \cdot (27,9 + 42,7 - 11,2) = 29,7\%. \quad (67)$$

$$X_{3ATB} = \frac{U_{KB\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{TB}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,052 \text{ о.е.} \quad (68)$$

$$X_{3ATH} = \frac{U_{KH\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{TB}} = \frac{29,7}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,119 \text{ о.е.} \quad (69)$$

$$X_{3ATC} = \frac{U_{KC\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{TB}} = \frac{1,8}{100} \cdot \frac{100}{63} = 7 \cdot 10^{-3} \text{ о.е.} \quad (70)$$

Сопротивления ЛЭП:

$$X_{Л1} = X'_{Л1} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\delta 1}^2} = 0,65 \cdot \frac{100}{35^2} = 0,005 \text{ о.е.} \quad (71)$$

где $X'_{Л1}$ – сопротивление линии.

Для $X_{Л4}$ сопротивление равно:

$$X_{Л4} = \left(X_{12,13} + X_{13,51} + \frac{(X_{18,19} + X_{19,23}) \cdot (X_{51,22} + X_{22,23})}{X_{18,19} + X_{19,23} + X_{51,22} + X_{22,23}} + X_{23,24} \right) \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\delta 1}^2} = \quad (72)$$

$$= \left(1,24 + 0,32 + \frac{(1,9 + 0,48) \cdot (1,9 + 1,67)}{1,9 + 0,48 + 1,9 + 1,67} + 1,07 \right) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,005 \text{ о.е.}$$

8.2 Эквивалентирование схемы прямой последовательности

Для определения тока короткого замыкания необходимо привести исходную схему замещения к расчетной радиальной схеме путем последовательных преобразований.

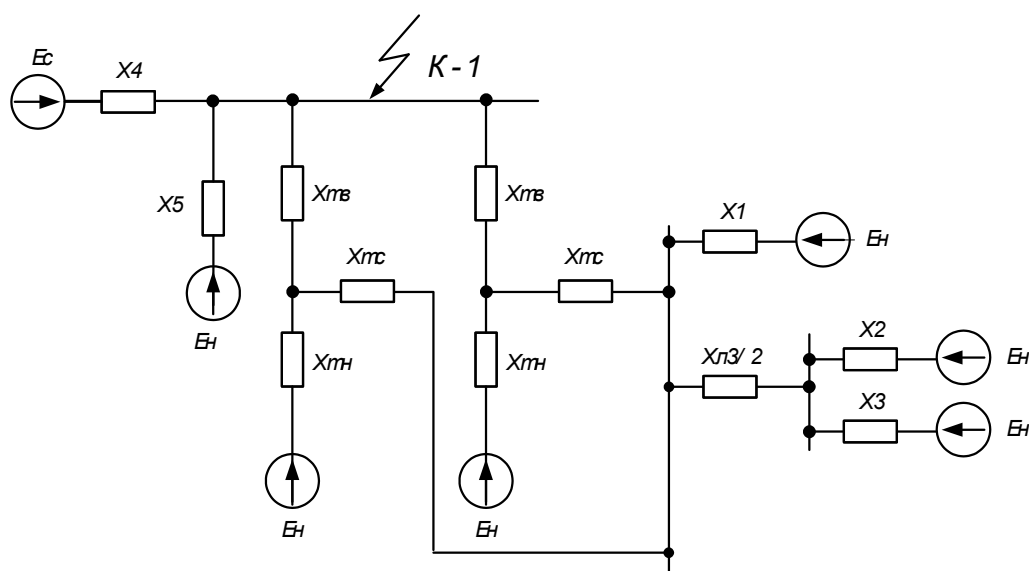


Рисунок 21 – Преобразование № 1

После первого преобразования получим:

$$X_1 = X_{T1} + X_{\Gamma} = 0,097 + 0,125 = 0,22 \text{ o.e.} \quad (73)$$

$$X_2 = X_{T2} + X_{\Gamma} = 0,098 + 0,125 = 0,22 \text{ o.e.} \quad (74)$$

$$X_3 = X_{T3} + X_{\Gamma} = 0,099 + 0,125 = 0,22 \text{ o.e.} \quad (75)$$

$$X_4 = X_{ATH} + X_{\Gamma} = 0,081 + 0,125 = 0,206 \text{ o.e.} \quad (76)$$

$$X_5 = X_{T5} + X_{\Gamma} = 0,098 + 0,125 = 0,22 \text{ o.e.} \quad (77)$$

$$X_6 = X_{T6} + X_{\Gamma} = 0,098 + 0,125 = 0,22 \text{ o.e.} \quad (78)$$

$$X_{11} = \frac{X_{J3} \cdot X_{J4}}{X_{J3} + X_{J4}} = \frac{0,056 \cdot 0,031}{0,056 + 0,031} = 0,02 \text{ o.e.} \quad (79)$$

$$X_{12} = \frac{X_{11} \cdot X_{J5}}{X_{11} + X_{J5} + X_{J6}} + X_{3ATC} = \frac{0,02 \cdot 0,146}{0,02 + 0,146 + 0,187} + 0,007 = 0,015 \text{ o.e.} \quad (80)$$

$$X_{13} = \frac{X_{11} \cdot X_{J6}}{X_{11} + X_{J5} + X_{J6}} + X_{J1} = \frac{0,02 \cdot 0,187}{0,02 + 0,146 + 0,187} + 0,005 = 0,015 \text{ o.e.} \quad (81)$$

$$X_{14} = \frac{X_{J5} \cdot X_{J6}}{X_{11} + X_{J5} + X_{J6}} = \frac{0,146 \cdot 0,187}{0,02 + 0,146 + 0,187} = 0,077 \text{ o.e.} \quad (82)$$

$$X_{H1} = X_H + X_{3ATH} = 1,85 + 0,12 = 1,97 \text{ o.e.} \quad (83)$$

$$X_7 = X_{2ATB} + X_{2ATC} = 0,01 + 0,026 = 0,036 \text{ o.e.} \quad (84)$$

$$X_{15} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3}} = \frac{1}{\frac{1}{0,22} + \frac{1}{0,22} + \frac{1}{0,22}} = 0,07 \text{ o.e.} \quad (85)$$

$$X_{16} = X_4 + X_{ATC} + \frac{X_4 \cdot X_{ATC}}{X_{ATB}} = 0,206 + 0,004 + \frac{0,206 \cdot 0,003}{0,044} = 0,228 \text{ o.e.} \quad (86)$$

$$X_{17} = X_{ATB} + X_{ATC} + \frac{X_{ATB} \cdot X_{ATC}}{X_4} = 0,044 + 0,004 + \frac{0,044 \cdot 0,003}{0,206} = 0,049 \text{ o.e.} \quad (87)$$

$$X_{18} = X_4 + X_{ATB} + \frac{X_4 \cdot X_{ATB}}{X_{ATC}} = 0,206 + 0,044 + \frac{0,206 \cdot 0,044}{0,003} = 2,581 \text{ о.е.} \quad (88)$$

$$X_{19} = \frac{X_7 \cdot X_{C2}}{X_7 + X_{C2} + X_{C3}} = \frac{0,036 \cdot 0,026}{0,036 + 0,026 + 0,023} = 0,011 \text{ о.е.} \quad (89)$$

$$X_{20} = \frac{X_{C3} \cdot X_{C2}}{X_7 + X_{C2} + X_{C3}} = \frac{0,023 \cdot 0,026}{0,036 + 0,026 + 0,023} = 0,007 \text{ о.е.} \quad (90)$$

$$X_{21} = \frac{X_7 \cdot X_{C3}}{X_7 + X_{C2} + X_{C3}} = \frac{0,036 \cdot 0,023}{0,036 + 0,026 + 0,023} = 0,01 \text{ о.е.} \quad (91)$$

$$X_{22} = \frac{1}{\frac{1}{X_{15}} + \frac{1}{X_{16}}} = \frac{1}{\frac{1}{0,074} + \frac{1}{0,228}} = 0,056 \text{ о.е.} \quad (92)$$

$$X_{23} = \frac{1}{\frac{1}{X_5} + \frac{1}{X_6} + \frac{1}{X_{18}}} = \frac{1}{\frac{1}{0,223} + \frac{1}{0,223} + \frac{1}{2,581}} = 0,107 \text{ о.е.} \quad (93)$$

$$X_{24} = X_{19} + X_{14} = 0,011 + 0,077 = 0,088 \text{ о.е.} \quad (94)$$

В результате преобразований получаем следующую расчетную схему:

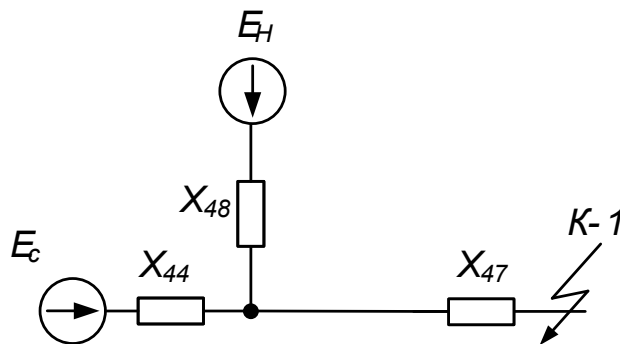


Рисунок 22 – Результирующая схема замещения прямой последовательности

$$X_{44} = 0,058 \text{ о.е.},$$

$$X_{47} = 0,031 \text{ о.е.},$$

$$X_{48} = 3,103 \text{ о.е.}$$

8.3 Схема замещения, параметры схемы замещения обратной последовательности

Схема замещения обратной последовательности по структуре аналогична схеме замещения прямой последовательности. Отличие состоит лишь в том, что ЭДС всех источников в схеме обратной последовательности условно принимаются равными нулю, а значения сопротивлений обратной последовательности синхронных машин и нагрузок отличаются от значений сопротивлений прямой последовательности.

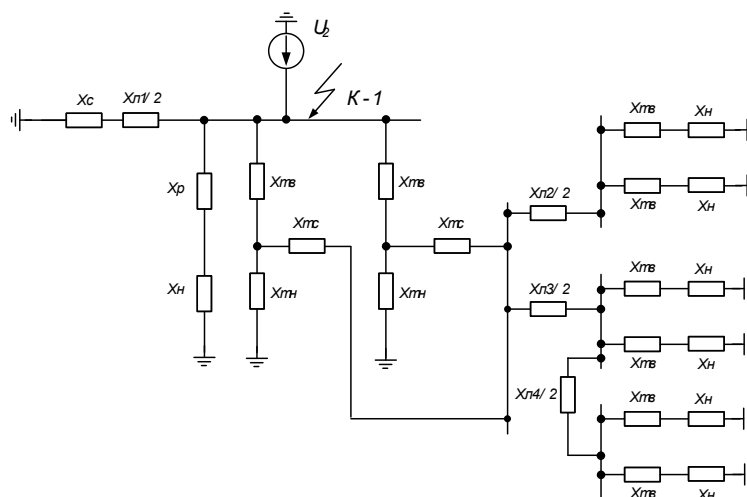


Рисунок 23 – Схема замещения обратной последовательности

Сопротивления турбогенераторов в качестве приближенных соотношений принимают:

$$X_{2Г} = 1,22 \cdot X_d'' = 1,22 \cdot 0,125 = 0,153 \text{ о.е.} \quad (95)$$

Эквивалентирова схему обратной последовательности получаем результирующую схему замещения:

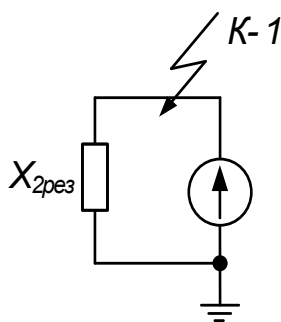


Рисунок 24 – Результирующая схема замещения обратной последовательности

Суммарное сопротивление обратной последовательности равно:

$$X_{2рез}=0,02\text{о.е.}$$

8.4 Схема замещения, параметры схемы замещения нулевой последовательности

Схема замещения нулевой последовательности по структуре значительно отличается от схем прямой и обратной последовательностей. Ее конфигурация определяется в основном положением расчетной точки КЗ и схемами соединения обмоток трансформаторов и автотрансформаторов исходной расчетной схемы.

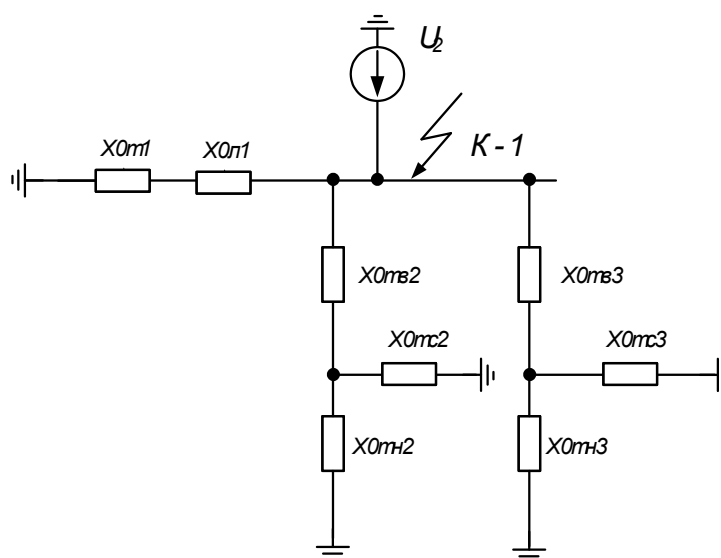


Рисунок 25 – Схема замещения нулевой последовательности

Сопротивления нулевой последовательности воздушных линий и нагрузок отличаются от сопротивлений этих элементов в прямой и обратной

последовательности. Так как молниезащита линий выполнена стальными тросами то сопротивления нулевой последовательности равны:

$$X_{0Л} = 3 \cdot X_{Л}, \text{ о.е.} \quad (96)$$

$$X_{0Л1} = 0,015$$

Сопротивления трансформаторов и автотрансформаторов входящих в схему замещения равны сопротивлениям прямой последовательности.

Эквивалентировав схему нулевой последовательности получаем результирующую схему замещения:

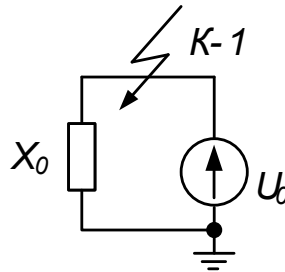


Рисунок 26 – Результирующая схема замещения нулевой последовательности

Суммарное сопротивление нулевой последовательности равно:

$$X_0 = 0,022.$$

8.5 Расчет токов КЗ

$$I_{П0}^{(3)} = \frac{E''}{X_{рез}} \cdot I_{\sigma}, \text{ кА}, \quad (97)$$

где I_{σ} – базовый ток;

$X_{рез}$ – результирующее сопротивление до точки КЗ.

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,251 \text{ кА} \quad (98)$$

$$I_{П01}^{(3)} = \frac{E_H \cdot I_{\delta}}{X_{48}} = \frac{1,03 \cdot 0,251}{2,985} = 0,087 \text{ кА}; \quad (99)$$

$$I_{П02}^{(3)} = \frac{E_G \cdot I_{\delta}}{X_{44}} = \frac{1,08 \cdot 0,251}{0,058} = 4,641 \text{ кА}; \quad (100)$$

$$I_{П03}^{(3)} = \frac{E_C \cdot I_{\delta}}{X_{47}} = \frac{1 \cdot 0,251}{0,04} = 6,273 \text{ кА}; \quad (101)$$

$$I_{П0}^{(3)} = I_{П01}^{(3)} + I_{П02}^{(3)} + I_{П03}^{(3)} = 0,087 + 4,641 + 6,273 = 11,001 \text{ кА}. \quad (102)$$

Определение несимметричных коротких замыканий.

По абсолютному значению ток несимметричного КЗ пропорционален току прямой последовательности при данном виде КЗ:

$$I_{\kappa}^{(n)} = m^{(n)} \cdot I_{K1}^{(n)}. \quad (103)$$

где n – индекс вида КЗ;

$m^{(n)}$ – коэффициент пропорциональности, значение которого зависит от вида КЗ;

$I_{K1}^{(n)}$ – ток прямой последовательности для данного вида КЗ, который определяется по выражению:

$$I_{\kappa 1}^{(n)} = \frac{E_{1\Sigma}}{X_{1\Sigma} + \Delta X^{(n)}} \cdot I_{\delta}, \quad (104)$$

где $\Delta X^{(n)}$ – дополнительное индуктивное сопротивление, которое определяется видом несимметричного КЗ и параметрами схем замещения обратной и нулевой последовательностей.

Двухфазное КЗ:

$$I_{\kappa 1}^{(2)} = \frac{E_{1\Sigma}}{X_{1\Sigma} + X_2} \cdot I_{\delta} = \frac{1,033}{0,024 + 0,02} \cdot 0,251 = 5,95 \text{ кА}, \quad (105)$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot I_{K1}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 5,95 = 10,306 \text{ кА.} \quad (106)$$

Однофазное КЗ:

$$I_{\kappa 1}^{(1)} = \frac{E_{1\Sigma}}{X_{1\Sigma} + X_2 + X_0} \cdot I_{\sigma} = \frac{1,033}{0,024 + 0,021 + 0,02} \cdot 0,251 = 4,078 \text{ кА,} \quad (107)$$

$$I_{\kappa}^{(1)} = 3 \cdot I_{K1}^{(1)} = 3 \cdot 4,078 = 12,233 \text{ кА.} \quad (108)$$

Расчет апериодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени.

Периодическая составляющая тока в начальный момент однофазного КЗ:

$$I_{n0}^{(1)} = 3 \cdot \frac{E''}{X_{1\Sigma} + X_2 + X_0} \cdot I_{\sigma} = 3 \cdot \frac{1,08}{0,024 + 0,021 + 0,02} \cdot 0,251 = 12,8 \text{ кА} \quad (109)$$

Наибольшее начальное значение апериодической составляющей тока КЗ в общем случае следует принимать равным амплитуде периодической составляющей тока в начальный момент КЗ:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(1)} \text{ кА.} \quad (110)$$

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 12,8 = 18,096. \quad (111)$$

Ударный ток.

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot k_{y0} \cdot I_{n0}^{(3)} \text{ кА,} \quad (112)$$

где k_{y0} – 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 [15, с.110] принимаем среднее значение $k_{y0} = 1,935$

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 12,796 = 35,02 \text{ кА.} \quad (113)$$

Приведем таблицу расчетных значений токов КЗ и их составляющих для трех расчетных точек.

Таблица 22 – Значение токов КЗ

Вид КЗ, составляющие тока КЗ	Точка КЗ	
	К – 1, на шинах 35 кВ ПС Зея	К – 2, на шинах 10 кВ ПС Зея
ток трехфазного КЗ $I_{D0}^{(3)}$, кА	11	11,69
ток двухфазного КЗ $I_k^{(2)}$, кА	10,78	10,36
ток однофазного КЗ $I_k^{(1)}$, кА	12,8	10,16
апериодическая сост. тока КЗ i_{a0} , кА	18,1	16,53
ударный ток КЗ i_{y0} , кА	35,02	28,38

9 Проектирование подстанции Зезя

9.1 Выбор типа подстанции, разработка однолинейной схемы и конструктивное исполнение

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

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

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

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

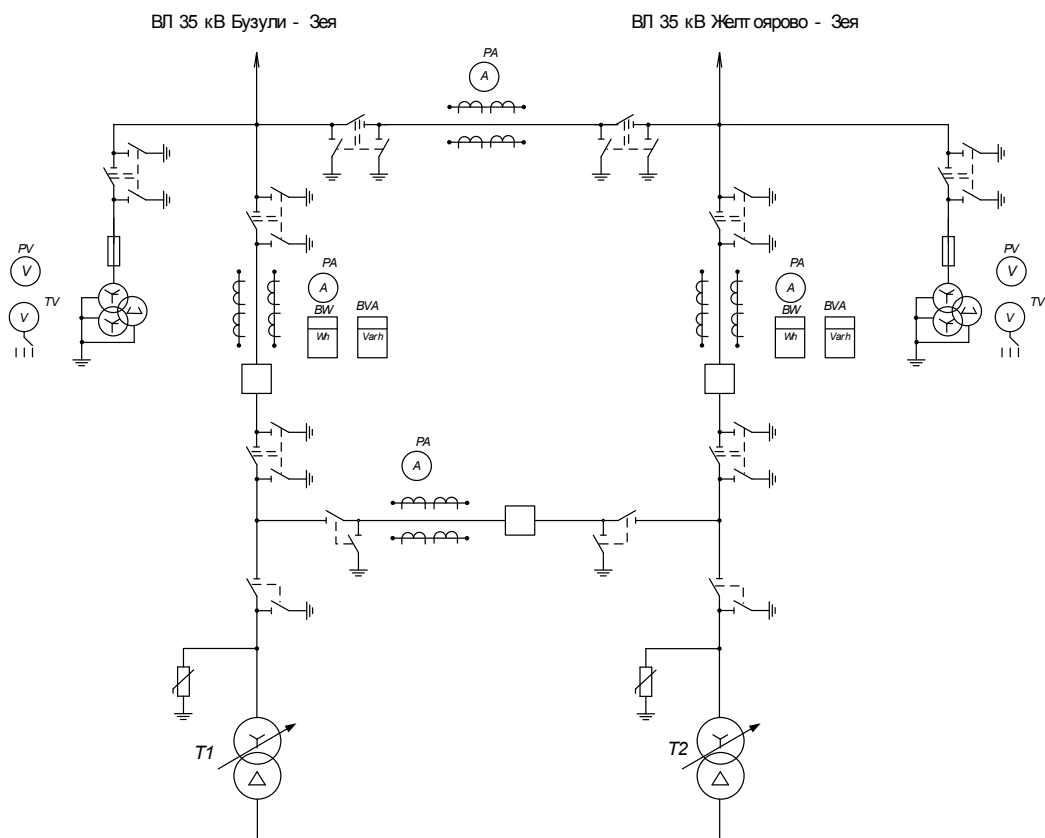


Рисунок 27 – Подстанция Зея

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

9.2 Выбор и проверка выключателей

Выключатели выбирают по нормальному режиму и проверяют на отключающую способность и на стойкость токам КЗ. Условия выбора следующие:

- род установки (наружная, внутренняя);
- тип выключателя (предварительно);
- номинальное напряжение выключателя;
- номинальный ток выключателя.

Предварительно выбранный выключатель проверяют на отключающую способность, а также на динамическую и термическую стойкость токам КЗ.

Максимальные рабочие токи

$$I_{P_{\max BH}} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_1} = \frac{3,66}{\sqrt{3} \cdot 35} = 60 \text{ A} \quad (114)$$

$$I_{P_{\max HH}} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_3} = \frac{3,66}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 201 \text{ A} \quad (115)$$

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем секционные выключатели РУ 35 кВ, а также на выходе трансформаторов 35 кВ. Данные расчетов сведены в таблицу.

Таблица 23– Выключатель ВВН-СЭЩ-3-35-25/1000

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 60 \text{ А}$	$I_{P_{\max}} = 431 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{СКВ} = 10 \text{ кА}$	$I_{уд} = 5,91 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$
$B_K = 1000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 0,372 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} \leq B_{KH}$
$I_{ВКЛ} = 8 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 2,13 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 8 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 2,13 \text{ кА}$	$I_{Пт} \leq I_{ОТКЛНОМ}$

На низкой стороне выбран КРУН наружной установки 10 кВ марки К-59ХЛ1 со встроенными выключателями марки ВВ/TEL-10-20/630 с электромагнитным приводом.

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{кз}^2 \cdot (t_{\text{защ}} + T_a) \quad (116)$$

$$B_K = 10,67 \text{ кА}^2\text{с}$$

Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ .

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл} \quad (117)$$

Если в исходных данных выключателей нет информации о β_H , ее можно определить по формуле:

$$\beta_H = I_a / (\sqrt{2} \cdot I_{ПО}) \quad (118)$$

$$\beta_H = 0,6$$

Тогда:

$$i_{аном} = 16,97 \text{ кА}$$

Таблица 24 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для КРУН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_{H,MAX} = 201 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 1,53 \text{ кА}$	$I_{pMAX} \leq I_{HMAX}$
$I_{СКВ} = 51 \text{ кА}$	$I_{уд} = 25,33 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$
$B_K = 192 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 10,67 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{КР} \leq B_{KH}$
$I_{ВКЛ} = 51 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 9,56 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 9,56 \text{ кА}$	$I_{Пт} \leq I_{отклном}$
$i_{аном} = 16,97 \text{ кА}$	$I_{At} = 12,8 \text{ кА}$	$I_{At} \leq i_{аном}$

9.3 Выбор разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

Разъединители выбирают по конструктивному исполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ.

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

На стороне высокого напряжения выберем разъединители марок РНДЗ-2-35-600

Таблица 25 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H=35$ кВ	$U_H = 35$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H=60$ А	$I_p = 422$ А	$I_p \leq I_H$
$B_{К.ГН} = 4800$ кА ² с	$B_K = 0,372$ кА ² с	$B_{KP} \leq B_{KH.ГН}$
$B_{К.ЗН} = 1600$ кА ² с	$B_K = 0,372$ кА ² с	$B_{KP} \leq B_{KH.ЗН}$
$I_{СКВ ГН} = 64$ кА	$I_{уд} = 5,91$ кА	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$

9.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи:- при $U_H \geq 110$ кВ, а также в цепях генераторов – в три фазы (схема звезда);

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и обязательно в цепи генератора даже без генераторного выключателя. Количество комплектов ТТ в генераторной цепи зависит от мощности генератора.

ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Трансформаторы тока выбираются:

-по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (119)$$

-по току

$$I_{ном} \leq I_{ном}, \quad (120)$$

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}} \quad (121)$$

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

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости;

$$i_{\text{уд}} = K_{\text{эд}} \sqrt{2} I_{\text{ном}}, \quad (122)$$

где $K_{\text{эд}}$ – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока;

- по термической стойкости:

$$B_k \leq (K_T * I_{\text{ном}})^2 t_T, \quad (123)$$

где K_T – кратность термической стойкости, величина справочная,

t_T – время термической стойкости, величина справочная;

- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (124)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока,

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому:

$$Z_2 \approx R_2. \quad (125)$$

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{\text{приб}}$, соединительных проводов $R_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $R_{\text{к}}$:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} \quad (126)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2.5 мм^2 по меди и 4 мм^2 по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм^2 . Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что:

$$Z_{\text{ПРОВ}} = R_{\text{ПРОВ}} \quad (127)$$

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Цепь	Наименование прибора	Тип Прибора	Нагрузка, ВА, фазы		
			A	B	C
Ввод 10 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	–
Секционный выключатель 10 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	–

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_2 \text{ доп} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (128)$$

Выберем трансформатор тока на стороне высокого напряжения

Выберем марку трансформатора тока ТОЛ-35-3-2 УХЛ1 100/5.

Определим нагрузку на трансформатор тока по формуле:

$$R_{\text{НАГ Р}} = \sum R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (129)$$

$$R_{\text{ПР}} = R_{2\text{ДОП}} - \sum R_{\text{ПРИБ}} - R_{\text{К}} \quad (130)$$

где $R_{\text{ПР}}$ - сопротивление проводов;

$R_{2\text{ДОП}}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

($R_{2\text{ДОП}} = 0,4 \text{ Ом}$)

$\sum R_{\text{ПРИБ}}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН

$$\sum R_{\text{ПРИБ}} = S_{\text{ПРИБ}} / I_2^2, \quad (131)$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ – мощность, потребляемая приборами, $S_{\text{ПРИБ}} = 6,5 \text{ ВА}$,

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, $I_2 = 5 \text{ А}$;

$$\sum R_{\text{ПРИБ}} = 0,26 \text{ Ом}$$

$R_{\text{К}}$ - сопротивление контактов ($R_{\text{К}} = 0,1 \text{ Ом}$)

$$R_{\text{ПР}} = 0,84 \text{ Ом}$$

Определим сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{\rho * \ell}{R_{\text{пр}}}, \quad (132)$$

где ℓ – длина соединительных проводов ($\ell = 60 \text{ м}$);

Таблица 27 - Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

№ п/п	$U_{\text{Н}}$, кВ	ℓ , м
1	10	5-6
2	35	60-80
3	220	100-120

ρ - удельное сопротивление материала провода, для алюминия:

$$\rho = 0,0283$$

В результате получим:

$$S = 2,02 \text{ мм}^2$$

Выберем провод марки АПРФ 3-х жильный с сечением 4 мм².

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho * \ell}{S} \quad (133)$$

$$R_{\text{пр}} = 0,106 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$R_{\text{НАГР}} = Z_{\text{НАГР}} = 0,425 \text{ Ом} \quad (134)$$

Выберем трансформатор тока на стороне высокого напряжения

Таблица 28 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1500 \text{ А}$	$I_P = 422 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$B_K = 5043 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 0,372 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} \leq B_{KH}$
$I_{\text{ДИН}} = 106 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} = 5,91 \text{ кА}$	$k_{\text{ДИН}} * \sqrt{2} I_H \geq i_{\text{УД}}$
$S_{\text{ДОП}} = 4 \text{ мм}^2$	$S = 2,02 \text{ мм}^2$	$S \leq S_{\text{ДОП}}$

Выберем трансформатор тока на стороне низкого напряжения

Таблица 29 - Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5		
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-304	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	ПСЧ-4ТМ.05	2,5	2,5	2,5
Счетчик РЭ	ПСЧ-4ТМ.05	2,5	2,5	2,5
ИТОГО		6,5	5,0	6,0

Выберем марку трансформатора тока ТОЛ-10-1-У2 200/5.

Определим сечение проводов по формуле (25), для $l = 5$ м:

$$S = \frac{\rho * l}{R_{\text{пр}}}, \quad (135)$$

$R_{\text{пр}}$ определяется по выражению, для $R_{2\text{доп}} = 0,6$

$$R_{\text{пр}} = R_{2\text{доп}} - \sum R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} = 0,28 \quad (136)$$

В результате получим:

$$S = 0,516 \text{ мм}^2$$

Выберем провод марки АКП 3-х жильный с сечением $2,5 \text{ мм}^2$.

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho * l}{S} \quad (137)$$

$$R_{\text{пр}} = 0,0578 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$R_{\text{нагр}} = Z_{\text{нагр}} = 0,3778 \text{ Ом} \quad (138)$$

Таблица 30 - Сопоставление каталожных и расчетных данных.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{н}} = 1500 \text{ А}$	$I_{\text{р}} = 1,49 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{н}}$
$Z_{\text{н}} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{\text{н}} = 0,3778 \text{ Ом}$	$Z_{\text{н}} \leq Z_{\text{н}}$
$B_{\text{к}} = 94,09 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 10,67 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кр}} \leq B_{\text{кн}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 17,68 \text{ кА}$	$k_{\text{дин}} * \sqrt{2} I_{\text{н}} \geq i_{\text{уд}}$
$S_{\text{доп}} = 2,5 \text{ мм}^2$	$S = 0,516 \text{ мм}^2$	$S \leq S_{\text{доп}}$

9.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке.

Трансформаторы напряжения выбираются:

-по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (139)$$

-по конструкции и схеме соединения;

-по классу точности;

-по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (140)$$

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

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

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{приб}} * \cos \varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} * \sin \varphi_{\text{приб}}\right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (141)$$

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

Для измерения линейных напряжений возможна установка двух однофазных трансформаторов напряжения типа НАМИ, соединенных по схеме “открытый треугольник”. Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6-10 кВ) устанавливают 3-х обмоточные пятистержневые

трансформаторы напряжения типа НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие классу точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2\text{ расч.}}$. Приблизенно, без учета схемы включения приборов, $S_{2\text{ расч}}$ можно определить по выражению

Должно при этом соблюдаться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{доп}} \quad (142)$$

За $S_{\text{доп}}$ принимается, для трехфазного трансформатора, мощность всех трех фаз, приведенная в паспортных данных при работе в соответствующем классе точности; а для схемы с двумя НАМИ – удвоенная мощность одного НАМИ.

Таблица 31 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Число обмоток прибора	Потребляемая мощность, В·А
1	2	3	4	5
Вольтметр	Э-335	1	-	2
Вольтметр регистрирующий	Н-394	1	-	10
Варметр	Д-335	3	2	1,5
Ваттметр	Д-335	3	2	1,5
Счетчик АЭ	ПСЧ-4ТМ.05	3	2	3
Счетчик РЭ	ПСЧ-4ТМ.05	3	2	3
Частотомер	Н-397	1		7
Сумма				73

Трансформаторы напряжения устанавливаются на сторонах ВН, НН.

Таким образом, с учетом всего выше изложенного, вторичная нагрузка трансформатора напряжения на ВН составит соответственно:

$$P_{2\Sigma} = 42 \text{ Вт}; \quad (143)$$

$$Q_2\Sigma = 48,4 \text{ В*Ар} \quad (144)$$

Следовательно, вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_2\Sigma = 64,0 \text{ В*А.} \quad (145)$$

Выбираем на ВН трансформатор напряжения НАМИ-35 УХЛ1

Таблица 32 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НТ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{Н} = 35 \text{ кВ}$	$U_{НТ} \geq U_{Н}$
$S_{Н} = 150 \text{ В*А}$	$S_{Р} = 64 \text{ В*А}$	$S_{Н} \geq S_{Р}$

На стороне НН вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$P_2\Sigma = 36 \text{ Вт;}$$

$$Q_2\Sigma = 48,4 \text{ В*Ар}$$

Следовательно, вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_2\Sigma = 60 \text{ В*А.}$$

На стороне НН выбираем два трансформатора напряжения типа НАМИ-10-У2

Таблица 33 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{Н} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НТ} \geq U_{Н}$
$S_{Н} = 75 \text{ В*А}$	$S_{Р} = 60 \text{ В*А}$	$S_{Н} \geq S_{Р}$

9.6 Выбор и проверка токоведущих частей

В РУ 35 кВ и выше 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 – сталеалюминиевые – несут в основном механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается по следующим условиям:

- по длительно допустимому току:

$$I_{доп} \geq I_{раб.мах} \quad (146)$$

- по термическому действию тока КЗ:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \quad (147)$$

где q_{min} – минимальное сечение провода,

C – рассчитывается по формуле:

$$C = \sqrt{A_K - A_H} = const, \quad (148)$$

можно принять для медных шин и кабелей – $C = 165$; для алюминиевых шин и кабелей – $C = 88$; для стальных шин – $C = 70$;

A - абциссы зависимости $Q = f(j;t; \text{материал шин})$,

Здесь Q - температура нагрева шин,

t – время протекания процесса нагрева;

-по электродинамическому действию тока КЗ.

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 35 кВ – 1,5 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят.

Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода сначала отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу. Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса и чем больше длительность протекания и ток КЗ.

При проверке шин на термическую стойкость находят температуру нагрева шины токами короткого замыкания и сравнивают ее с кратковременно допускаемой температурой нагрева токами короткого замыкания:

$$Q_{\text{к.расч}} \leq Q_{\text{к.доп}}, \quad (149)$$

установлены нормами следующие кратковременные допускаемые температуры нагрева проводников токами короткого замыкания.

При проверке шин на динамическую устойчивость расчет сводится к механическому расчету на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах.

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС - 120/19

$$d = 15,2 \text{ мм},$$

$$I_{\text{доп}} = 309 \text{ А}$$

Проверка шин на схлестывание не производится так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА.

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

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.

$$I_{\max}=1490 \text{ А}$$

Выбираем сечение алюминиевых шин по допустимому току, так как шинный мост, соединяющий трансформатор с КРУН, небольшой длины и находится в пределах подстанции.

Принимаем двухполосные шины 2х(60х8) с допустимым током

$$I_{\text{доп}}=1680 \text{ А.}$$

Определим минимальное допустимое сечение по формуле, мм² :

$$q_{\min} = \sqrt{B_k} / C \quad (150)$$

где

$$B_k=10,67 \text{ (кА)}^2\text{с ;}$$

$$C=91$$

$$q_{\min}=35,9 < 2 \times 480 \text{ мм}^2 \quad (151)$$

Если шины на изоляторах располагаются плашмя, то момент инерции можно определить по формуле:

$$J=b \cdot h^3 / 6, \text{ см}^4 \quad (152)$$

$$J=288$$

$$l_2 = 173.2 / 200 \times (\sqrt{J/q}), \text{ м} \quad (153)$$

$$l_2 = 2,45$$

Определяем расстояние между прокладками, м:

$$l_{\Pi} \leq 0,216 \times \sqrt{a_{\Pi} / i_{y0}} \times \sqrt[4]{(E \times J) / K_{\phi}} \quad (154)$$

$$l_{\Pi} = 1,53$$

где

$$a_{\Pi} = 2 * b = 1,6; \quad (155)$$

$$K_{\phi} = 0,25$$

определяем по рисунку:

$$l_{\Pi} \leq 0,133 \times \sqrt{(E \times J) / m_{\Pi}} \quad (156)$$

$$l_{\Pi} = 0,46 \text{ м}$$

где $m_{\Pi} = 1,3 \text{ кг/м}$ – масса полосы

Окончательно принимаем:

$$l_{\Pi} = 0,46 \text{ м.}$$

Тогда число прокладок в пролете можно определить по формуле:

$$N = (l / l_{\Pi}) - 1 \quad (157)$$

$$N = 5.52$$

Окончательно принимаем $N = 6$.

При наличии шести прокладок в пролете расчетный пролет равен:

$$L_{\Pi} = l / (N + 1) \quad (158)$$

$$L_{\Pi} = 0,429 \text{ м}$$

Определяем силу взаимодействия между полосами:

$$F_{\Pi}=(K_{\phi} * i_{уд}^2 * 10^{-7})/4b \quad (159)$$

где $b=0.008$ м

$$F_{\Pi}=475,5 \text{ Н/м}$$

Напряжение в материале полос можно определить по формуле:

$$\sigma_{\Pi}=(f_{\Pi} * l_{\Pi}^2)/12 * W_{\Pi} \quad (160)$$

где

$$W_{\Pi}=(b^2 * h)/6 \quad (161)$$

$$\sigma_{\Pi}=1,35 \text{ МПа} \quad (162)$$

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз определяется по формуле:

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \times 10^{-8} \times (l_2 \times i_{уд}^2) / a \times W_{\phi} \quad (163)$$

где

$$W_{\phi}=(b * h^2)/3 \quad (164)$$

$$\sigma_{\phi}=0,244 \text{ МПа}$$

Найдем расчетное значение напряжения в материале шин:

$$\sigma_{расч}=\sigma_{\phi}+\sigma_{\Pi} \quad (165)$$

$$\sigma_{расч}=1,6 < 75 \text{ МПа}$$

Следовательно, шины механически прочны.

9.7 Выбор и проверка изоляторов

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

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет.

Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (166)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (167)$$

Выбираем опорные изоляторы ИОСПК-2-6,3/75-II-УХЛ1 с допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 2000 = 1200 \quad (168)$$

Высота изолятора равна:

$$H_{из} = 215 \text{ мм}. \quad (169)$$

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = f \cdot L = 209,448 \cdot 1,2 = 251,386 \quad (170)$$

Так как допустимая сила меньше расчетной, то изолятор может быть принят к установке.

Выбор опорных изоляторов

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

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

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$F_{расч} = 0.6 F_{разр} = F_{доп}. \quad (180)$$

где - $F_{разр}$ - разрушающая нагрузка на изгиб, [6, с. 227, табл. 4.3];

9.8 Выбор трансформатора собственных нужд

Потребители собственных нужд подстанции приведены в таблице.

Таблица 34 – Потребители собственных нужд

Вид потребителя	Установленная мощность		tg φ	Нагрузка	
	ед. кВт × кол-во	всего, кВт		P _{уст} , кВт	Q _{уст} , кВар
1	2	3	4	5	6
Охлаждение трансформатора ТМН -4000/35	2×1	2	0,62	2	1,24
подогрев выключателей ВГТ -35	3×15,8	47,4	0	47,4	
Подогрев приводов разъединителей	1×8	8	0	8	
ЗРУ 10 кВ	1×5	5	0	5	
ОПУ	1×60	60	0	60	
Освещение ОРУ 35 кВ	2	2	0	2	
Позарядно-зарядный агрегат	2×32	64	0	64	
Подогрев шкафов КРУ	1×10	18	0	18	
Итого				206,4	2,17

Найдем мощность трансформатора собственных нужд по формуле:

$$S_{ТН} = 0,8 \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} = 0,8 \cdot \sqrt{206,4^2 + 2,17^2} = 165,608 \text{ кВ} \quad (181)$$

Принимаем два трансформатора ТМ – 250 – 10У1, с коэффициентом загрузки при отключении одного 1,144.

9.9 Выбор ячеек КРУ на ПС Зезя

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. 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.

Релейная защита присоединений к шкафам КРУ обеспечивается многофункциональными малогабаритными высоконадежными микропроцессорными блоками фирм «SIEMENS», «AREVA», «SCHNEIDER ELECTRIC», «ABB» и других ведущих зарубежных производителей.

Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ К-63

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

– напряжению:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}};$$

– длительному току:

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{норм.расч}}; k_{\text{пг}} I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{прод.расч}}.$$

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:

$$i_{\text{а.НОМ}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.НОМ}} / 100 \geq i_{\text{ат}} \quad (182)$$

где $i_{\text{а.НОМ}}$ – номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

$\beta_{\text{норм}}$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, % [17, с.238];

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

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

$$\tau = t_{\text{з min}} + t_{\text{с.в}} \quad (183)$$

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

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

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (184)$$

$$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{п0}}, \quad (185)$$

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

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

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

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

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}; I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}, \quad (186)$$

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:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} \quad (187)$$

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:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (188)$$

где $t_{\text{откл}}$ – расчетная продолжительность КЗ [17, с.155].

$T_{\text{а}}$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ [17, с.110].

На примере произведем выбор выключателя на ф.1 ПС Зея

Значение тока в нормальном режиме протекающего по данному фидеру составляет 95А, в послеаварийном режиме при питании ф.1 ПС Зея составляет $I_{\max} = 182,8\text{А}$.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$W_k = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a) = 4,38^2 \cdot (1 + 0,01) = 4,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (189)$$

Предварительно выбираем вакуумный выключатель типа ВВЭ-М-6-20

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:

$$\tau = 0,01 + t_{\text{с.в}} = 1 + 0,015 = 1,015 \text{ с.} \quad (190)$$

Аperiodическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 4,38 \cdot e^{\frac{-1,015}{0,01}} = 0,51 \text{ кА} \quad (191)$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным

$$I_{\text{пт}} = I_{\text{п0}}. \quad (192)$$

Определим номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{\text{а.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 57 \cdot 12,5}{100} = 10,08 \text{ кА.} \quad (193)$$

Термическая стойкость:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 12,5^2 \cdot 1 = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (194)$$

Результаты выбора выключателя ф.1 на ПС Зея сведены в следующей таблице.

Таблица 35 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=182,8 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
$I_{\text{откл.ном}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}}=4,38 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$
$i_{\text{а.ном}}=10,08 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}}=0,51 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$
$I_{\text{пр.скв}}=12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}=4,38 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{\text{дин}}=32 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=9,96 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=19,38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

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

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}};$$

– по термической стойкости:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} ; \quad (195)$$

– вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}} , \quad (196)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{ном}}$ – 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 $S_{\text{ноmA}}=4 \text{ В}\cdot\text{А}$.

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 $S_{\text{номV}}=5 \text{ В}\cdot\text{А}$.

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: $S=5 \text{ В}\cdot\text{А}$.

СС3020 - щитовой цифровой частотометр, предназначен для измерения значения частоты переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Потребляемая мощность составляет $5 \text{ В}\cdot\text{А}$.

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-10-1-У2. В этом трансформаторе роль первичной обмотки выполняют шины распределительного устройства.

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

Таблица 36 – Нагрузка приборов ТТ на низкой стороне подстанции Зезя

Цепь	Наименование прибора	Тип Прибора	Нагрузка, ВА, фазы		
			А	В	С
Ввод 10 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	–
Секционный выключатель 10 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Итого:			4	–
На отходящих линиях	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	4,5	–	4,5
	Итого:			8,5	–

Проверяем трансформатор тока на электродинамическую и термическую стойкость:

$$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 9,96 \text{ кА}, \quad (197)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 12,5^2 \cdot 1 = 156,25 \geq B_{\text{к}} = 4,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (198)$$

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

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (199)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (200)$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{8,5}{5^2} = 0,34 \text{ Ом}. \quad (201)$$

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

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = \frac{20}{5^2} - 0,34 - 0,05 = 0,41 \text{ Ом} \quad (202)$$

Сечение проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,41} = 1,7 \text{ мм}^2 \quad (203)$$

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

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом} \quad (204)$$

Далее находим сопротивление нагрузки:

$$r_2 = 0,34 + 0,28 + 0,05 = 0,67 \text{ Ом}$$

Сопоставление расчетных и каталожных данных выбранного трансформатора тока марки ТОЛ-10-1-У2 (трансформатор тока, опорный, с литой изоляцией, 10-номинальное напряжения, 1- класс точности) сводим в таблицу .

Таблица 37 – Проверка трансформатора тока на вводе 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=600 \text{ А}$	$I_{расч}=462 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{расч}$
$i_{дин}=52 \text{ кА}$	$i_{уд}=9,96$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}=992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k=4,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$Z_{2ном}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

На секционном выключателе выбираем трансформатор тока марки ТОЛ-10-1-У2. Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу

Таблица 38 – Проверка ТТ на секционном выключателе

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=300 \text{ А}$	$I_{расч}=231 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{расч}$
$i_{дин}=100 \text{ кА}$	$i_{уд}=9,96$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}=992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k=4,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$Z_{2ном}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

На отходящих присоединениях так же выбираем трансформаторы тока марки ТОЛ-10-1-У2.

Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу.

Таблица 39– Проверка ТТ на отходящих присоединениях

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$

$I_{\text{НОМ}}=200 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=182,8 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=52 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=9,96$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=306,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=4,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_{2\text{НОМ}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$

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

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}};$$

– конструкции и схеме соединения обмоток;

– классу точности;

– вторичной нагрузке :

$$S_{\text{НОМ}} \geq S_{2\Sigma} \quad (205)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности,

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

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}})^2 + (\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}})^2} \quad (206)$$

Параметры вторичной нагрузки трансформатора напряжения приведены в таблице.

Таблица 40 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на 10 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.

Таблица 41 – Каталожные и расчетные данные выбора ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
$S_{\text{НОМ}}=400 \text{ В·А}$	$S_{2\Sigma}=92,82 \text{ ВА}$	$S_{\text{НОМ}} \geq S_{2\Sigma}$

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

Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ. Они играют важную роль в схемах электроустановок, от надежности их работы зависит надежность работы всей электроустановки, поэтому к ним предъявляются следующие требования:

- создание видимого разрыва в воздухе, электрическая прочность которого соответствует максимальному импульсному напряжению;

– электродинамическая и термическая стойкость при протекании токов– исключение самопроизвольных отключений;

– четкое включение и отключение при наихудших условиях работы (обледенение, снег, ветер).

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ.

Выбираем на стороне 10 кВ разъединитель марки РВЗ-10/400УХЛ2 по напряжению установки ($U_{уст} = 10$ кВ), по току продолжительного режима ($I_{max} = 182,8$ А). Выпускается для внутренней установки, с заземляющими ножами.

Таблица 42 – Каталожные и расчетные данные выбранного разъединителя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10$ кВ	$U_P = 10$ кВ	$U_P \leq U_H$
$I_H = 400$ А	$I_P = 182,8$ А	$I_P \leq I_H$
$I_{дин} = 41$ кА	$i_{уд} = 21,921$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1024$ кА ² с	$B_K = 22,71$ кА ² с	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 256$ кА ² с	$B_K = 22,71$ кА ² с	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

10 Заземление и молниезащита подстанции Зезя

10.1 Заземление подстанции Зезя

Заземляющие устройства являются составной частью электроустановок и служат для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за ее пределами, для отвода в землю импульсных токов с молниеотводов и разрядников, для создания цепи при работе защиты от замыканий на землю.

Заземляющее устройство представляет собой сложную систему. Линейные размеры и общая форма этой системы определяется компоновкой электрооборудования. Обычно это сетка с прямоугольными ячейками, с которой соединяются вертикальные электроды молниеотводов. Кроме того, вертикальные электроды могут устанавливаться и по периметру сетки, для достижения нормированных значений сопротивления заземлителя.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года согласно [22] должно быть:

$$R \leq \frac{250}{I}, \quad (207)$$

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:

$$I_C = \frac{U_{\text{ном}} \cdot L_{\Sigma}}{350}, \quad (208)$$

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

L – суммарная длина линий, км.

Суммарная длина смежных линий 35 кВ составляет 89,4 км.

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

Суммарный емкостный ток в сети 35 кВ равен:

$$I_{C35} = \frac{35 \cdot 89,4}{350} = 9 \text{ А.}$$

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R \leq \frac{250}{9} = 28 \text{ Ом.}$$

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

Согласно плану ПС Зезя, представленному на 5 листе графической части, определим площадь S подстанции используемой под заземление:

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

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

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{кор} = \pi \cdot \delta_{cp} (d_{пр} + \delta_{cp}), \quad (209)$$

где δ_{cp} – средняя глубина коррозии, по сечению проводника, определяемая по формуле:

$$\delta_{cp} = a_k \cdot \ln(T)^3 + b_k \cdot \ln(T)^2 + c_k \cdot \ln(T) + d_k, \text{ мм} \quad (210)$$

где T – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

a_k, b_k, c_k, d_k – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$\delta_{cp} = 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^3 + 0,0104 \cdot \ln(240)^3 + 0,0224 = \\ = 0,782 \text{ мм};$$

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

Подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя подстанции согласно условию:

$$S_{пр.в.} \geq F_{кор},$$

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

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:

$$L = \left(\frac{S}{a_q} \right) \cdot 2 = \left(\frac{2394,4}{6} \right) \cdot 2 = 798,13 \text{ м.} \quad (211)$$

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

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1 = \frac{798,13}{2 \cdot 48,93} - 1 = 7,16 \quad (212)$$

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:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1) = 2 \cdot 48,93 \cdot (8 + 1) = 880,8 \text{ м.} \quad (213)$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_B = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_B} \cdot l_B} = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62, \quad (214)$$

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

l_B – длина вертикальных электродов, м.

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

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{ст} = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (215)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта;

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

$$R_{ст} = 100 \cdot \left(\frac{0,05}{48,93} + \frac{1}{798,13 + 34 \cdot 5} \right) = 0,32 \text{ Ом}$$

Импульсное сопротивление $R_{и}$ определяется умножением сопротивления при стационарном режиме $R_{ст}$ на импульсный коэффициент

$\alpha_{и}$, зависящий от характеристики грунта, значения импульса тока молнии и типа заземлителя:

$$R_{и} = R_{ст} \cdot \alpha_{и}, \quad (216)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{мол} + 45)}}, \quad (217)$$

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

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 48,93}{(100 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,26$$

$$R_{и} = 0,32 \cdot 1,26 = 0,4 \leq 10 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 10 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ. Контур заземления подстанции Зезя приведен на листе графической части дипломного проекта.

10.2 Защита от прямых ударов молнии

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории подстанции необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зоной защиты называется та часть пространства около молниеотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода.

Расчет производится для защиты объектов подстанции Зезя, находящиеся на высоте h_x от уровня земли:

- 8 м для порталов 35 кВ [31];
- 6 м для остального оборудования (высота ЗРУ 10кВ).

Принимаем высоту 1 молниеотвода равной 21м, второго 19м.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода с высотой h представляет круговой конус с вершиной на высоте $h_{эф} < h$ и радиусом основания r_0 на уровне земли [31].

$$h_{эф1} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 21 = 17,8 \text{ м}; \quad (218)$$

$$h_{эф2} = 0,85 \cdot 19 = 0,85 \cdot 21 = 16,1 \text{ м};$$

$$r_{0,1} = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1 = (1,1 - 0,002 \cdot 21) \cdot 21 = 22,2 \text{ м}; \quad (219)$$

$$r_{0,2} = (1,1 - 0,002 \cdot h_2) \cdot h_2 = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,2 \text{ м};$$

Устанавливаем два отдельностоящих молниеотвода (лист графической части).

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr} - h_i}{h_{cr}}, \quad (220)$$

где h_{cr} – высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами ;

r_{c0} – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли.

Высота внутренней зоны защиты в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты определяется по формуле:

$$h_{cr} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (221)$$

Для 1 молниеотвода определим:

$$h_{cr1} = 17,85 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 21) \cdot (28 - 21) = 16,6 \text{ м}$$

Для 2 молниеотвода:

$$h_{cr2} = 16,15 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 19) \cdot (28 - 19) = 14,6 \text{ м}$$

Высота внутренней зоны защиты в середине между 1 и 2 молниеотводом равна:

$$h_{cr12} = \frac{h_{cr1} - h_{cr2}}{2} = \frac{16,6 - 14,6}{2} = 15,6 \text{ м} \quad (222)$$

Радиус зоны защиты молниеотвода на высоте h защищаемых порталов 35кВ:

$$r_{1.1} = r_{0.1} \cdot \left(1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф1}}\right) = 22,2 \cdot \left(1 - \frac{8}{17,8}\right) = 12,3 \text{ м}, \quad (223)$$

$$r_{2.1} = r_{0.2} \cdot \left(1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф2}}\right) = 20,2 \cdot \left(1 - \frac{8}{16,1}\right) = 10,2 \text{ м}$$

При расстояниях между молниеотводами $h < L_{M-M} \leq 2 h$ половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равна: $r_{c0} = r_0$.

Границы внутренней области зоны защиты на высоте порталов 35 кВ определяются следующим образом:

$$r_{c1} = r_{c01} \cdot \left(\frac{h_{cr1} - h_{об1}}{h_{cr1}}\right) = 22,2 \cdot \left(\frac{16,6 - 8}{16,6}\right) = 11,5 \text{ м} \quad (224)$$

$$r_{c2} = 20,2 \cdot \left(\frac{14,6 - 8}{14,6}\right) = 9,1 \text{ м}$$

$$r_{c12} = \frac{r_{c1} - r_{c2}}{2} = \frac{11,5 - 9,1}{2} = 10,3 \text{ м} \quad (225)$$

Зоны защиты молниеотводов от прямых ударов молнии ПС Зезя приведены на листе графической части дипломного проекта.

11 Релейная защита, автоматика и сигнализация

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

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

Выходная часть связывает релейную защиту с цепями управления коммутационными аппаратами (выключателями) и устройствами передачи команд по каналам связи и телемеханики. Выходные органы защиты имеют на выходе переключающие элементы достаточной мощности, обеспечивающие работу цепей управления.

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

Основные характеристики микропроцессорных защит значительно выше микроэлектронных, а тем более электромеханических. Так, мощность, потребляемая от измерительных трансформаторов тока и напряжения, находится на уровне 0,1- 0,5 ВА, аппаратная погрешность – в пределах 2-5%, коэффициент возврата измерительных органов составляет 0,96 - 0,97.

Мировыми лидерами в производстве РЗА являются европейские концерны ALSTOM, ABB и SIEMENS. Общим является все больший переход на цифровую технику. Цифровые защиты, выпускаемые этими фирмами, имеют высокую стоимость, которая, впрочем, окупается их высокими техническими характеристиками и многофункциональностью.

Цифровые устройства РЗ различного назначения имеют много общего, а их структурные схемы очень похожи и подобны .

Центральным узлом цифрового устройства является микроЭВМ, которая через свои устройства ввода-вывода обменивается информацией с периферийными узлами. С помощью этих дополнительных узлов осуществляется сопряжение микроЭВМ (микропроцессора) с внешней средой: датчиками исходной информации, объектом управления, оператором и т. д.

11.1 Защита трансформатора

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

Согласно ПУЭ требуются следующие защиты для трансформатора:

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

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

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

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

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

На подстанции Зезя 35/10 кВ предусматривается установка двух трансформаторов мощностью 4000 кВА. Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Сириус-Т».

11.2 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{ном.Н}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.Н}}}, \quad (226)$$

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

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

Номинальные токи трансформатора равны:

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 65,98 \text{ А},$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{S_{\text{НОМ.ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 209,95 \text{ А}$$

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

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.Н}} = \frac{I_{\text{НОМ.Н}} \cdot I_{\text{Н.ТТ.В}}}{I_{\text{Н.ТТ.П}}} = \frac{I_{\text{НОМ.Н}}}{K_{\text{ТР.ТТ.Н}}}, \quad (227)$$

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

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

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

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

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

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.ВН}} = \frac{65,98}{40} = 1,65 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.НН}} = \frac{209,95}{120} = 0,55 \text{ А}$$

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

$$0,5 \leq K_{\text{ТР.ТТ.Н}} \leq 5$$

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = 1,65 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = 0,55 \text{ А, выбираем } 1 \text{ А}$$

11.3 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. Она построена в относительных единицах, то есть токи приведены к базисному току стороны ВН.

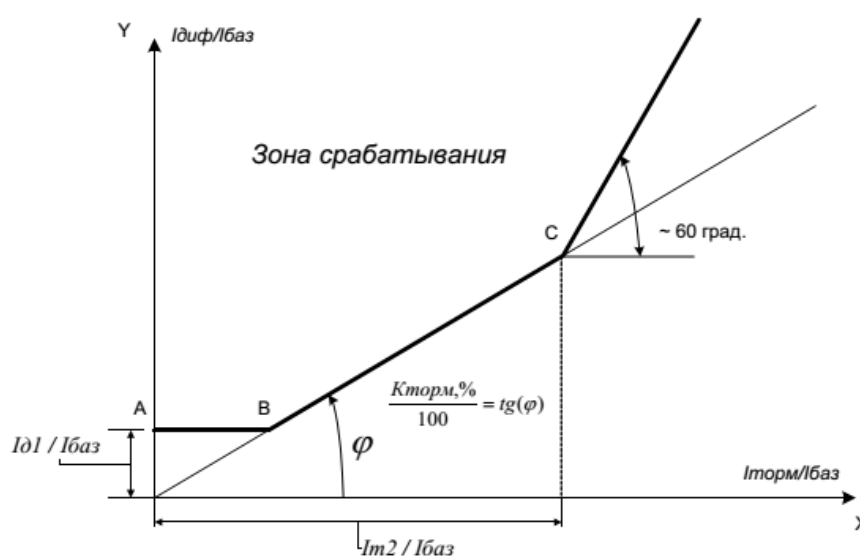


Рисунок 28 – Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением)

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:

$$I_{диф}/I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч}, \quad (228)$$

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

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

$$I_{нб.расч} = I'_{нб.расч} + I''_{нб.расч} + I'''_{нб.расч}, \quad (229)$$

$$I'_{нб.расч} = k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{расч}^*, \quad (230)$$

$$I''_{нб.расч} = \Delta U \cdot I_{расч}^*, \quad (231)$$

$$I_{\text{нб.расч}}''' = f_{\text{выр}} \cdot I_{\text{расч}}^* , \quad (232)$$

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:

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1 - 0,5 \cdot 0,49 = 0,76 \quad (233)$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} / K_{\text{сн.т.}} \quad (234)$$

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

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 $I_{\text{T2}}/I_{\text{баз}} = 1,5 - 2$.

11.4 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

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

Уставка ДТО отстраивается:

– от бросков тока намагничивания;

– от максимального тока небаланса при КЗ.

$$I_{\text{дто}} \geq 6$$

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

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

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

При расчете $I_{\text{нб.расч*}}$ коэффициент переходного режима рекомендуется принимать равным $3 \div 4$. Величина $I_{\text{расч*}}$ 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.

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

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

Выбираем $I_{\text{дто}} = 3,5 \text{ о.е.}$

11.5 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:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{зап}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (235)$$

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

$K_{\text{зап}}$ – 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 [21] для городских сетей общего назначения: $K_{\text{зап}}=2,5$;

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

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

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

Ток срабатывания на стороне ВН:

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

Ток срабатывания на стороне НН:

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

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

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз, мин}}}{I_{\text{уст}}}, \quad (236)$$

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

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

В качестве расчетного вида принимается междуфазное КЗ.

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

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

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

11.6 Автоматика на подстанции Зея

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

При получении в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на объекте электроэнергетики команд противоаварийной и режимной автоматики на реализацию разных видов УВ на одном и том же оборудовании должна быть реализована команда противоаварийной автоматики.

Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии должны обеспечить передачу диспетчерскому центру субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике телесигналов о срабатывании устройств и комплексов противоаварийной автоматики являющихся объектами диспетчеризации.

Противоаварийная автоматика должна обеспечивать выполнение своих

функций при любом отказе одного устройства противоаварийной автоматики, не связанном с аварийным событием, требующим срабатывания противоаварийной автоматики

Локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости предназначена для предотвращения нарушения статической и динамической устойчивости генераторов электростанций, двигательной нагрузки потребителей электрической энергии, контролируемого сечения, энергорайона и предотвращения недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования. Комплексы локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости должны устанавливаться на объектах электроэнергетики. Должна быть предусмотрена возможность работы комплексов локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости в автономном режиме и/или в качестве низового устройства централизованная система противоаварийной автоматики.

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

В комплексах локальной автоматики предотвращения нарушения

устойчивости используются следующие пусковые факторы:

- отключение ЛЭП;
- одновременное отключение двух ЛЭП;
- отключение системы шин;
- отключение энергоблока;
- отключение трансформатора (автотрансформатора);
- близкое к шинам электростанции или затяжное короткое замыкание;
- превышение перетока активной мощности по контролируемому сечению заданной величины;
- другие факторы при необходимости.

11.7 Сигнализация на подстанции Зезя

Для построения систем центральной сигнализации (ЦС) на подстанциях служит устройство «Сириус-ЦС». Оно позволяет обрабатывать сигналы, поступающие от микропроцессорных или электромеханических устройств защиты по шинкам сигнализации, фиксировать время появления и снятия сигналов от конкретных устройств защиты, подключаемых к дискретным оптронным входам, а также формировать сигналы обобщенной сигнализации. Его рабочий диапазон температур: от -20°C до $+55^{\circ}\text{C}$, а габаритные размеры не превышают 305x190x215 мм.

Система сигнализации крупной подстанции организуется с помощью нескольких блоков «Сириус ЦС», один из которых является блоком центральной сигнализации подстанции, а остальные – участковыми блоками сигнализации. В этом случае центральный блок формирует сигналы световой и звуковой сигнализации и сигналы телемеханики состояния подстанции.

Светодиоды блока отображают наличие сигнализации и состояние блинкеров участков. Участковые блоки формируют сигналы для центрального блока и сигналы телемеханики состояния участка, а их светодиоды указывают конкретное устройство, выдавшее сигнал.

«Сириус-ЦС» накапливает, обрабатывает, оперативно отображает информацию о состоянии объекта и по запросу передает ее на вышестоящий

уровень. Устройство ЦС имеет четыре входа для подключения шинок сигнализации. Для каждого входа программируется тип сигнализации (аварийная или предупредительная), выдержка срабатывания (от 0 до 99,99 с), номинальное значение импульса тока (50 или 200 мА).

12 Технико-экономическое обоснование принятого варианта проектирования системы внешнего электроснабжения подстанции Зея

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

Эквивалентные среднегодовые расходы определяются по следующей формуле:

$$Z_{\text{ср.г}} = EЧК + И \quad (237)$$

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

$К$ – капитальные вложения;

$И$ – суммарные эксплуатационные издержки.

Затраты для выбранных вариантов:

$$Z_{\text{ср.г1}} = 71382,85 \text{ тыс.руб.}$$

$$Z_{\text{ср.г2}} = 76137,12 \text{ тыс.руб.}$$

Затраты двух вариантов отличаются на 7%, поэтому выбираем первый вариант развития электрической сети.

Оценка экономической эффективности проекта

Расчет экономической эффективности проекта заключается в оценке экономической эффективности проекта за расчетный период времени.

Расчетный период времени – это срок реализации проекта, этот срок выбирается в зависимости от нормативного срока эксплуатации наибольшей по весу стоимости объекта основных фондов, используемых в проекте. Так как наибольший вес в проекте – это оборудования подстанций, а их нормативный срок эксплуатации 20 лет, то расчетный период равен 20 годам.

Для того чтобы рассчитать эффективность проекта необходимо оценить выручку от реализации проекта. Выручка от реализации должна компенсировать все затраты в течении расчетного периода, имеющегося в

проекте. Ранее были рассчитаны себестоимости передачи $I_{\Sigma} - I_{\Delta}$, и потерь электроэнергии I_{Δ} .

Проводился расчет технических потерь, для этого случая будет соблюдено равенство: себестоимость потерь 1 кВт/ч будет равна тарифу на потери 1 кВт/ч.

Согласно постановлению Правительства РФ на потребительских рынках электрической энергии и тепловой энергии применяются следующие виды регулируемых цен и тарифов.

1) Устанавливаемые Федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий (например, в РФ это ФСТ);

2) двухставочный тариф, включающий в себя ставку за 1 киловатт-час электрической мощности;

3) одноставочный (двухставочный) тариф, дифференцированный по зонам (часам) суток.

При использовании метода экономически обоснованных расходов (затрат) тарифы рассчитываются на основе размера необходимой валовой выручки организации, осуществляющей регулируемую деятельность, от реализации каждого вида продукции (услуг) и расчетного объема производства соответствующего вида продукции (услуг) за расчетный период регулирования.

Необходимая валовая выручка на период регулирования, для покрытия обоснованных расходов на производство регулируемого вида деятельности, с учетом корректировки по избытку средств и возмещению недостатка средств.

В необходимую валовую выручку включаются следующие расходы:

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции, включают следующие составляющие расходов:

1) на топливо;

2) на покупаемую электрическую и тепловую энергию;

3) на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;

- 4) на сырьё и материалы;
- 5) на ремонт основных средств;
- 6) на оплату труда и отчисления на социальные нужды;
- 7) на амортизацию основных средств и нематериальных активов;
- 8) прочие расходы, связанные с производством и реализацией продукции, определяются ФСТ.

Расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включают в себя следующие основные группы расходов:

- капитальные вложения (инвестиции) на расширенное воспроизводство;
- выплата дивидендов и других доходов из прибыли после уплаты налогов;
- взносы в установленные (складочные) капиталы организаций;
- прочие экономически обоснованные расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включая затраты организаций на предоставление работникам льгот, гарантий и компенсаций в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями.

В необходимую валовую выручку включается сумма налога на прибыль организаций.

В отдельную группу выделяются расходы на оплату услуг организаций, осуществляющих регулируемую деятельность. Расходы на оплату указанных услуг определяются на основе тарифов, установленных регулирующими органами, и объема оказываемых в расчетном периоде регулирования услуг.

Экономически обоснованный средний одноставочный тариф продажи электрической энергии, поставляемый на региональный рынок от ПЭ, рассчитывается по формуле:

$$T_{cp} = \frac{HBB^{\vartheta}}{\mathcal{E}_{omn}}, \text{ руб/тыс.кВт} \cdot \text{ч}, \quad (238)$$

где HBB^{ϑ} - необходимая валовая выручка на производство электроэнергии;

$\mathcal{E}_{отп}$ - отпуск электроэнергии в сеть от ПЭ.

Расчет выручки от реализации продукции в год T , рассчитывается следующим образом:

$$O_{pt} = I_{\Sigma t} + K_{обт} + K_{процт}, \text{ тыс. руб.}, \quad (239)$$

где $I_{\Sigma t}$ – полная себестоимость электроэнергии, которая была рассчитана для момента времени после завершения строительства и возврата денежных средств;

$K_{процт}$ – проценты инвестируемому в проект капиталу, по ставке рефинансирования, принятый 10%;

$K_{обт}$ – оборотный капитал, содержащий запасы, дебиторскую и кредиторскую задолженность, определяемый по формуле:

$$K_{обт} = 0,02 \cdot K_t + 0,1 \cdot I_{\Sigma t} + 0,02 \cdot 0,3 \cdot K_t \quad (240)$$

$$K_{обт} = 0,02 \cdot 1145563,15 + 0,1 \cdot 21499,32 + 0,02 \cdot 0,3 \cdot 1145563,15 = \\ = 31934, \text{ тыс.руб.};$$

$$O_{pt} = 21499,3 + 31934 + 13974 = 67407,65, \text{ тыс.руб.}$$

Балансовая прибыль:

$$ПБ_t = O_{pt} - I_{\Sigma t}; \quad (241)$$

$$ПБ_t = 67407,65 - 21499,32 = 45908. \quad (242)$$

Налог на прибыль:

$$H_t = ПБ_t \cdot \alpha, \quad (243)$$

где α – налог на прибыль, равный 0,24.

$$H_t = 45908 \cdot 0,24 = 11018.$$

Чистая прибыль:

$$\Pi_q = \Pi B_t - H_t + I_{amt}; \quad (244)$$

$$\Pi_q = 45908 - 11018 + 11851,08 = 46741.$$

13 Безопасность и экологичность проекта электроснабжения подстанции Зея

В работе производится проектирование подстанции Зея на напряжение 35/10 кВ для обеспечения электроснабжения Амурского газоперерабатывающего завода. К подстанции Зея подходят воздушные линии 35 кВ.

В разделе рассматриваются экологические аспекты передачи и распределения электроэнергии на проектируемых объектах Свободненского района Амурской области - линиях 35 кВ и подстанции 35/10 кВ Зея.

13.1 Безопасность проекта

Распределительное устройство подстанции 35/10 Зея - это электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии, содержащая электрические аппараты, шины и вспомогательные устройства. Распределительное устройство расположенное внутри здания называется закрытым. Распределительные устройства обеспечивает надежность работы электроустановки, что выполнено благодаря правильному выбору и расстановке электрооборудования, при правильном подборе типа и конструкции РУ. [2]

Обслуживание РУ удобно и безопасно. Размещение оборудования в РУ обеспечивает хорошую обзореваемость, удобство ремонтных работ, полную безопасность при ремонтах и осмотрах. Для безопасности соблюдаются минимальные расстояния от токоведущих частей для различных элементов.

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния выбраны и установлены таким образом, чтобы:

1) вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия, нагрев, электрическая дуга или иные сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т. п.) не могли причинить вред

обслуживающему персоналу, а также привести к повреждению оборудования и возникновению короткого замыкания (КЗ) или замыканию на землю;

2) при нарушении нормальных условий работы электроустановки была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

3) при снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному техническому обслуживанию и ремонту без нарушения нормальной работы соседних цепей;

4) была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования.

При использовании на подстанции 35/10 Зея разъединителей и отделителей при их внутренней установке для отключения и включения токов холостого хода силовых трансформаторов, зарядных токов воздушных и кабельных линий электропередачи и систем шин выполняются следующие требования:

1) разъединителями и отделителями напряжением 35 кВ при их внутренней установке со стандартными расстояниями между осями полюсов 2 м допускается отключать и включать токи холостого хода силовых (авто) трансформаторов при глухозаземленной нейтрали соответственно не более 4,2 , а также зарядные токи присоединений не более 1,5 А;

2) расстояния по горизонтали от колонок и концов горизонтально-поворотных (ГП) подвижных контактов в отключенном положении до заземленных и токоведущих частей соседних присоединений должны быть не меньше расстояний между осями полюсов;

3) разъединителями и отделителями 10 кВ при их внутренней установке допускается отключать и включать токи холостого хода силовых трансформаторов, зарядные токи воздушных и кабельных линий электропередачи, а также токи замыкания на землю, которые не превышают нормируемых значений;

4) у разъединителей и отделителей, установленных горизонтально, спуски прокладываются из гибкого полого провода во избежание переброски на них дуги, не допуская расположения, близкого к вертикальному. Угол между горизонталью и прямой, соединяющей точку подвеса спуска и линейный зажим полюса, не более 65° . Ошиновку из жестких шин выполнена так, чтобы шины подходили к разъединителям (отделителям) с подъемом или горизонтально;

5) для обеспечения безопасности персонала и защиты его от светового и теплового воздействия дуги над ручными приводами отделителей и разъединителей устанавливаются козырьки или навесы из негорючего материала. Сооружение козырьков не требуется у разъединителей и отделителей напряжением 6 кВ, если отключаемый ток холостого хода не превышает 3 А, а отключаемый зарядный - 2 А;

7) приводы трехполюсных разъединителей 10 кВ при их внутренней установке, если они не отделены от разъединителей стеной или перекрытием, снабжены глухим щитом, расположенным между приводом и разъединителем;

Конструкции, на которых установлены электрооборудование, аппараты, токоведущие части и изоляторы, выдерживают нагрузки от их веса, тяжения, коммутационных операций, воздействия ветра, гололеда и КЗ, а также сейсмических воздействий.

Строительные конструкции, доступные для прикосновения персонала, не должны нагреваться от воздействия электрического тока выше 50°C ; недоступные для прикосновения - выше 70°C . Конструкции на нагрев могут не проверяться, если по токоведущим частям проходит переменный ток 1000 А и менее.

Во всех цепях РУ предусмотрена установка разъединяющих устройств с видимым разрывом, обеспечивающих возможность отсоединения всех аппаратов (выключателей, предохранителей, трансформаторов тока,

трансформаторов напряжения и т. д.) каждой цепи со всех ее сторон, откуда может быть подано напряжение.

Видимый разрыв может отсутствовать в комплектных распределительных устройствах заводского изготовления (в том числе с заполнением элегазом - КРУЭ) с выкатными элементами и/или при наличии надежного механического указателя гарантированного положения контактов.

Неизолированные токоведущие части во избежание случайных прикосновений к ним помещены в камеры или ограждены. Ограждение выполняется сплошным или сетчатым. Во многих конструкциях ЗРУ применяется смешанное ограждение - на сплошной части ограждения крепятся приводы выключателей и разъединителей, а сетчатая часть ограждения позволяет наблюдать за оборудованием. Высота такого ограждения не меньше 1,9 м, при этом сетки имеет отверстия размером не более 25 x 25 мм. Ограждения запираются на замок. [2]

Неизолированные токоведущие части, расположенные над полом на высоте до 2,5 м в установках 3-10 кВ, ограждаются сетками, причем высота прохода под сеткой составляет не менее 1,9 м.

Осмотры оборудования производятся из коридора обслуживания, ширина которого составляет не меньше 1 м при одностороннем и 1,2 м при двустороннем расположении оборудования. Если в коридоре ЗРУ размещены приводы разъединителей и выключателей, то ширина такого коридора управления должна быть соответственно 1,5 и 2 м.

Распределительные устройства оборудованы оперативной блокировкой неправильных действий при переключениях в электрических установках (сокращенно - оперативной блокировкой), предназначенной для предотвращения неправильных действий с разъединителями, заземляющими ножами, отделителями и короткозамыкателями.

Оперативная блокировка предназначена для того, чтобы исключать:

подачу напряжения разъединителем на участок электрической схемы, заземленной включенным заземлителем, а также на участок электрической схемы, отделенной от включенных заземлителей только выключателем;

включение заземлителя на участке схемы, не отделенном разъединителем от других участков, которые могут быть как под напряжением, так и без напряжения;

отключение и включение разъединителями токов нагрузки.

Оперативная блокировка обеспечивает в схеме с последовательным соединением разъединителя с отделителем включение ненагруженного трансформатора разъединителем, а отключение - отделителем.

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии допускается иметь только механическую блокировку с приводом разъединителя.

Распределительные устройства подстанции Зезя оборудованы стационарными заземлителями, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки.

В РУ 10 кВ стационарные заземлители размещены так, чтобы были не нужны переносные заземления и чтобы персонал, работающий на токоведущих частях любых участков присоединений и сборных шин, был защищен заземлителями со всех сторон, откуда может быть подано напряжение.

На случай отключения в процессе ремонта разъединителя с заземлителями или только заземлителя этого разъединителя предусмотрены заземлители у других разъединителей на данном участке схемы, расположенные со стороны возможной подачи напряжения. Последнее требование не относится к заземлителям со стороны линейных разъединителей (при отсутствии обходной системы шин или ремонтной перемычки со стороны ВЛ), а также к заземлителям в цепи секционной связи КРУ.

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии имеется привод с дистанционным управлением для исключения травмирования персонала при ошибочном включении их и наличии на линии напряжения, в ячейках КРУЭ эти заземлители, кроме того, рекомендуется иметь быстродействующими [2].

13.2 Экологичность проекта

Экологические аспекты передачи и распределения электроэнергии по основным характеристикам нормируются директивными документами: максимальная напряженность электрического поля, уровень акустических шумов и радиопомех. Выбор параметров электропередачи, ее конструктивных особенностей на стадии проектирования должен быть ориентирован на соблюдение указанных нормативных требований. В этом случае необходим тщательный анализ проектируемой подстанции и линии электропередачи, погодных условий в течение года и выбор средств, позволяющих снизить размеры отторгаемых ценных земель, вырубки лесных массивов, воздействия на окружающий животный и растительный мир, а также на находящиеся вблизи подстанции и трассы линии населенные пункты. Важным аспектом экологического влияния линии электропередачи являются места ее пересечения с железной и автомобильной дорогами, что связано с обеспечением безопасности людей.

Защита от электромагнитных полей и излучений в нашей стране регламентируется Законом РФ об охране окружающей природной среды, а также рядом нормативных документов. Основной способ защиты населения от возможного вредного воздействия электромагнитных полей от подстанций и линий электропередачи – создание охранных зон шириной от 15 до 30 м в зависимости от напряжения. Данная мера требует отчуждения больших территорий и исключения их из пользования в некоторых видах хозяйственной деятельности. Уровень напряженности электромагнитных полей снижают также с помощью устройства различных экранов, в том числе

и зеленых насаждений, выбора геометрических параметров линий, заземление тросов и других мероприятий.

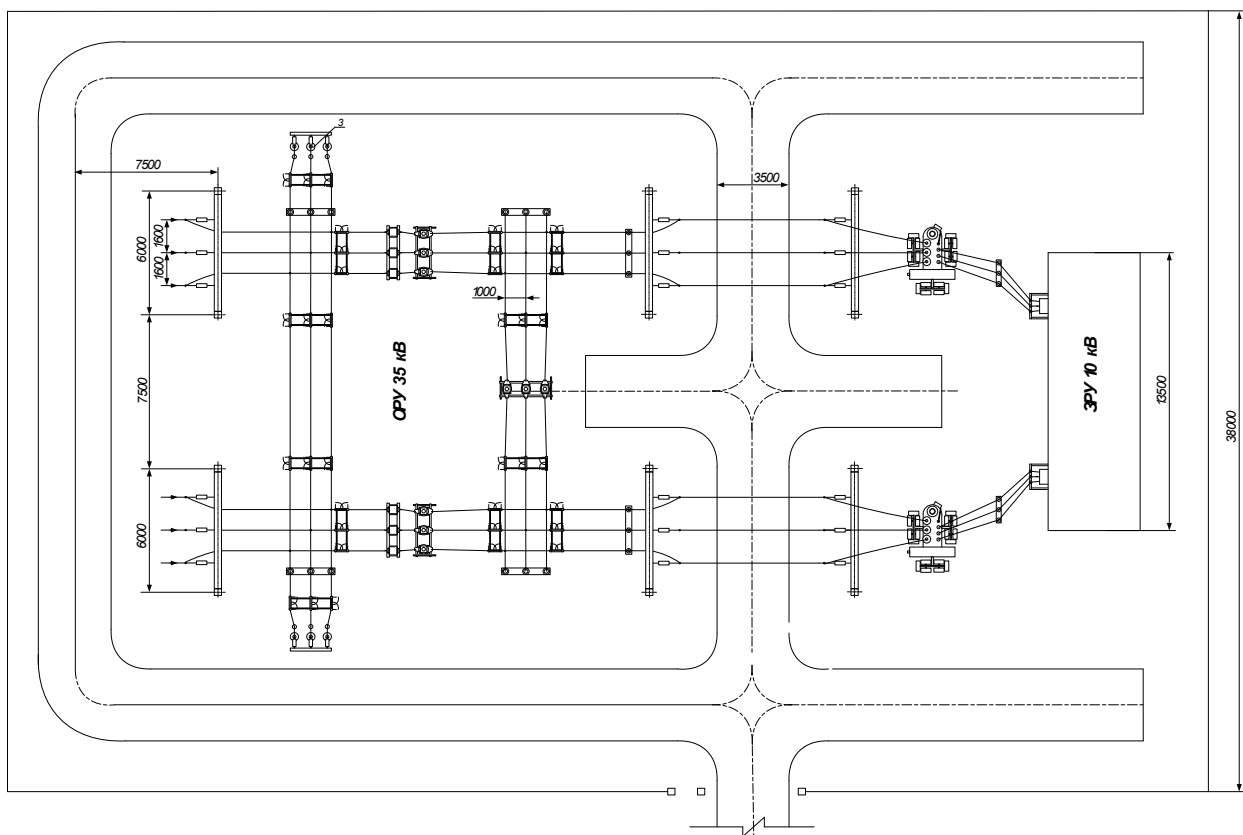


Рисунок 29 – План подстанции 35/10 Зея

В закрытых отдельно стоящих, пристроенных и встроенных в производственные помещения ПС, в камерах трансформаторов и других маслонаполненных аппаратов с массой масла в одном баке до 600 кг при расположении камер на первом этаже с дверями, выходящими наружу, маслосборные устройства не выполняются.

При массе масла или негорючего экологически безопасного диэлектрика в одном баке более 600 кг должен быть устроен маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла, или на удержание 20 % масла с отводом в маслосборник.

При сооружении камер над подвалом, на втором этаже и выше, а также при устройстве выхода из камер в коридор под трансформаторами и другими

маслонаполненными аппаратами должны выполняться маслоприемники по одному из следующих способов:

1) при массе масла в одном баке (полюсе) до 60 кг выполняется порог или пандус для удержания полного объема масла;

2) при массе масла от 60 до 600 кг под трансформатором (аппаратом) выполняется маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла, либо у выхода из камеры - порог или пандус для удержания полного объема масла;

3) при массе масла более 600 кг:

- маслоприемник, вмещающий не менее 20 % полного объема масла трансформатора или аппарата, с отводом масла в маслобункер. Маслоотводные трубы от маслоприемников под трансформаторами должны иметь диаметр не менее 10 см. Со стороны маслоприемников маслоотводные трубы должны быть защищены сетками. Дно маслоприемника должно иметь уклон 2 % в сторону приемка;

- маслоприемник без отвода масла в маслобункер. В этом случае маслоприемник должен быть перекрыт решеткой со слоем толщиной 25 см чистого промытого гранитного (либо другой непористой породы) гравия или щебня фракцией от 30 до 70 мм и должен быть рассчитан на полный объем масла; уровень масла должен быть на 5 см ниже решетки. Верхний уровень гравия в маслоприемнике под трансформатором должен быть на 7,5 см ниже отверстия воздухоподводящего вентиляционного канала. Площадь маслоприемника должна быть более площади основания трансформатора или аппарата.

13.3 Расчет маслоприемника без отвода масла на ПС Зезя

Рассчитывается маслоприёмник на ЗРУ ПС Зезя 35/10 для маслонаполненного трансформатора ТМН 35/10 мощностью 4 МВА.

Исходные данные:

Тип трансформатора – ТМН-4000/35

Масса трансформаторного масла – $M_{тр}=14500$ кг

Высота трансформатора – $H=5,4$ м

Длина трансформатора – $A=6,3$ м

Ширина трансформатора – $B=3,4$ м

Интенсивность пожаротушения – $K=0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{м}^2$

Нормативное время пожаротушения – $t=1800$ с

Плотность масла – $\rho_{TM}=850 \text{ кг/м}^3$

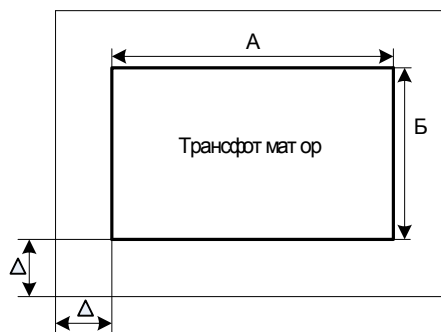


Рисунок 30 – Габариты маслоприёмника

Объем масла, помещающейся в маслоприемнике, определяется по формуле: м^3 :

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}}, \quad (245)$$

$$V_{TM} = \frac{14500}{850} = 17,06$$

Площадь боковой поверхности трансформатора, м^2

$$S_{BT} = (A + B) \cdot H, \quad (246)$$

$$S_{BT} = (6,3 + 3,4) \cdot 5,4 = 52,38$$

Площадь маслоприемника, м^2

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta), \quad (247)$$

значение Δ принимается равным 1м, тогда

$$S_{МП} = (6,3 + 2 \cdot 1) \cdot (3,4 + 2 \cdot 1) = 44,82 \text{ м}^2$$

Объем воды, помещающейся в маслоприемнике, м³

$$V_{\text{воды}} = K \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БТ}), \quad (248)$$

$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (52,38 + 44,82) = 34,99$$

Высота масла и воды, м

$$h_{\text{мп + воды}} = \frac{V_{ТМ} + 0,8 \cdot V_{\text{воды}}}{S_{МП}}, \quad (249)$$

$$h_{\text{мп + воды}} = \frac{17,06 + 0,8 \cdot 34,99}{44,82} = 1,01$$

Высота маслоприемника, м

$$h_{МП} = h_{\text{мп + воды}} + h_{г}, \quad (250)$$

высота слоя гравия $h_{г}$ составляет 0,25 м

$$h_{МП} = 1,01 + 0,25 + 0,05 = 1,31$$

где 0,05 – минимальный зазор между принятым уровнем масла с водой и решёткой.

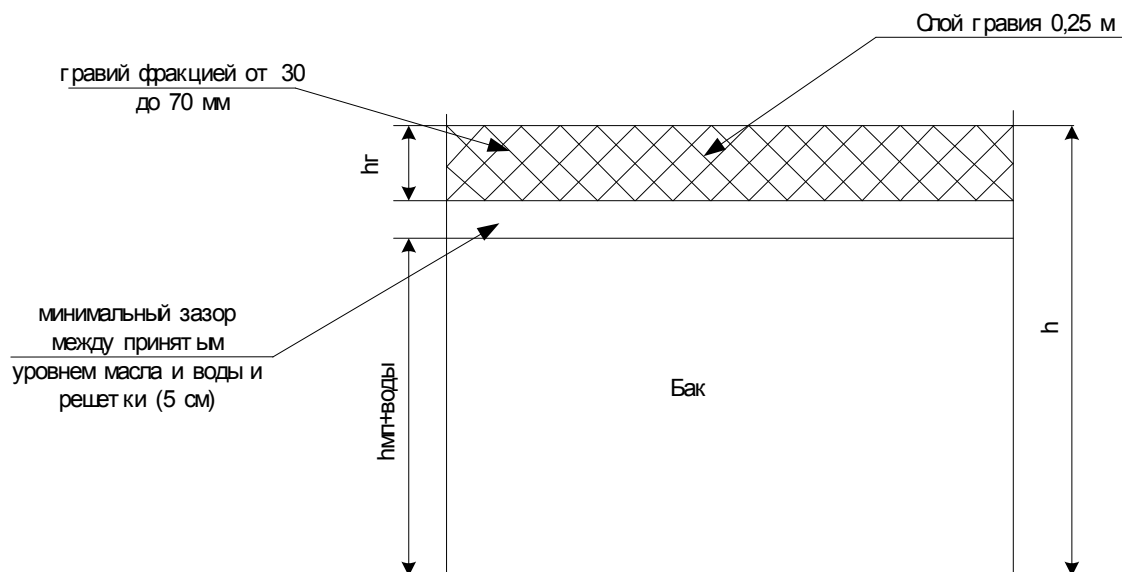


Рисунок 31 - Устройство маслоприемника.

13.4 Чрезвычайные ситуации

Правила пожарной безопасности на проектируемой подстанции Зезя

ЗРУ на подстанции должно обеспечивать пожарную безопасность. Строительные конструкции ЗРУ должны отвечать требованиям СНиП, а также правилам пожарной охраны (ППО).

Помещения ЗРУ должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком (при необходимости), асбестовыми или войлочными покрывалами и др. На подстанциях с постоянным персоналом, а также на электростанциях первичные средства пожаротушения в помещении ЗРУ размещаются у входов. При делении ЗРУ на секции, посты пожаротушения располагаются в тамбурах или на площадках у лестничных клеток. переносные огнетушители должны размещаться на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна позволять визуально определять тип огнетушителя и обеспечивать доступ к нему. На территории ОРУ первичные средства пожаротушения размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах

камер и т.п.), в помещениях должны устанавливаться специальные пожарные щиты (посты). На пожарных щитах должны размещаться только те первичные средства тушения пожара, которые могут применяться в данном помещении. Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, имеются на тропях обхода территории ОРУ. В местах установки на ОРУ передвижной пожарной техники (в соответствии с оперативным планом пожаротушения) обозначены и оборудованы места заземления. Стационарные средства пожаротушения, которыми оборудованы трансформаторы, маслоприемники и маслоотводы должны быть содержаться в исправном состоянии. [5]

Проездные дороги по территории подстанций и к водоисточникам должны содержаться в исправном состоянии, а в зимнее время регулярно очищаться от снега.

Здание РУ сооружается из огнестойких материалов. При проектировании ЗРУ предусматриваются меры для ограничения распространения возникшей аварии. Для этого оборудование отдельных элементов РУ устанавливается в камерах - помещениях, ограниченных со всех сторон стенами, перекрытиями, ограждениями. Если часть ограждений сетчатая, то камера называется открытой. В таких камерах устанавливаются разъединители, безмасляные и маломасляные выключатели, и баковые выключатели с количеством масла до 25 кг. В современных ЗРУ баковые выключатели с большим количеством масла (более 60 кг) не применяются, так как для их установки надо предусматривать закрытые камеры с выходом наружу, что значительно усложняет строительную часть. При установке в ЗРУ масляных трансформаторов предусматриваются меры для сбора и отвода масла в маслосборную систему.

В ЗРУ предусматривается естественная вентиляция помещений трансформаторов и реакторов, а также аварийная вытяжная вентиляция коридоров обслуживания открытых камер с маслonaполненным оборудованием.

Уровень пожаробезопасности на объектах энергетики должен быть очень высок. Это связано с физикой процесса производства, передачи и распределения электроэнергии. В ряде случаев при возгорании не может быть применена вода, т.к. пожарный может попасть под напряжение, хотя она доступна в любых количествах и находится от места расположения рассматриваемой ПС в нескольких метрах (например река или другой естественный водоём).

В соответствии с [14] на ПС должны выполняться следующие правила:

1 Помещения закрытых распределительных устройств (ЗРУ) должны содержаться в чистоте.

2 Запрещается в помещениях и коридорах ЗРУ устраивать кладовые и другие подсобные сооружения, не относящиеся к распределительному устройству, а также хранить электротехническое оборудование, материалы, запасные части, емкости с горючими жидкостями и баллоны с различными газами.

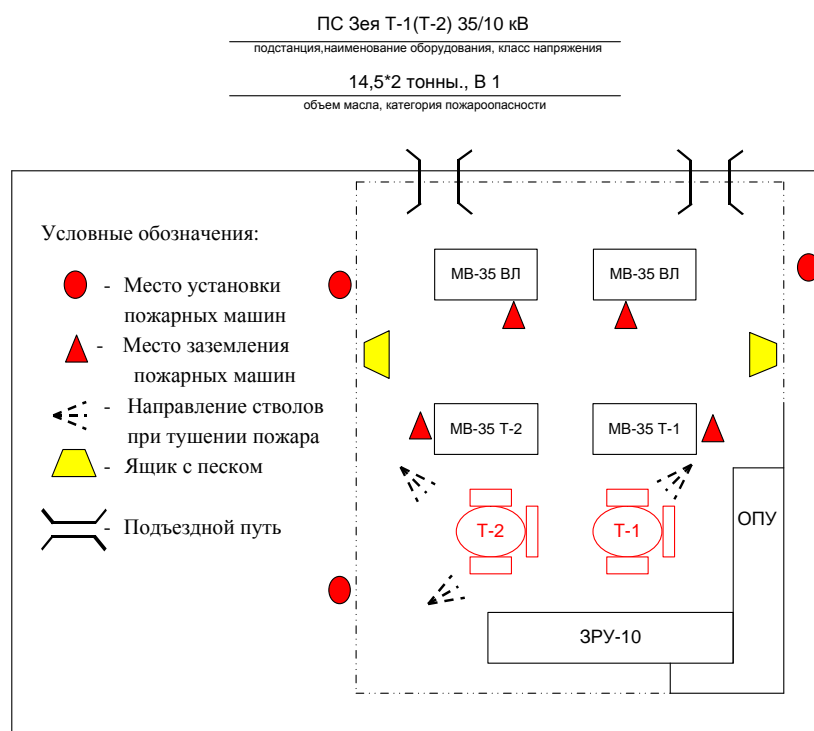


Рисунок 32 – Карточка пожаротушения на подстанции Зея

3 Для очистки электротехнического оборудования от грязи и отложений должны использоваться пожаробезопасные моющие составы и препараты.

В исключительных случаях при невозможности по техническим причинам использовать специальные моющие средства допускается применение горючих жидкостей (растворителей, бензина и др.) в количествах, не превышающих при разовом пользовании 1 л.

4 При использовании горючих жидкостей должна применяться только закрывающаяся тара из небьющегося материала.

5 Сварочные и другие огнеопасные работы в ЗРУ допускается проводить только на оборудовании, которое невозможно вынести, после выполнения необходимых противопожарных мероприятий.

6 Кабельные каналы ЗРУ и наземные кабельные лотки открытых распределительных устройств (ОРУ) должны быть постоянно закрыты несгораемыми плитами. Места подвода кабелей к ячейкам ЗРУ и к другим сооружениям должны иметь несгораемое уплотнение с огнестойкостью не менее 0,75 ч.

7 Наземные кабельные лотки ОРУ должны иметь огнестойкое уплотнение в местах прохода кабелей из кабельных сооружений в эти лотки, а также в местах разветвления на территории ОРУ. Несгораемые уплотнения должны выполняться в кабельных каналах в местах их прохода из одного помещения в другое, а также в местах разветвления канала и через каждые 50 м по длине.

Места уплотнения кабельных лотков и каналов должны быть обозначены нанесением на плиты красных полос. При необходимости делаются поясняющие надписи.

8 В кабельных лотках и каналах допускается применять пояса из песка или другого негорючего материала длиной не менее 0,3 м.

9 На территории ОРУ следует периодически скашивать и удалять траву. Запрещается выжигать сухую траву на территории объекта и прилегающих к ограждению площадках.

10 По [4], в отличие от старых правил запрещается на участках ОРУ иметь декоративный кустарник и ли низкорослые деревья лиственных пород.

11 На подстанциях с постоянным персоналом, а также на электростанциях первичные средства пожаротушения в помещении ЗРУ должны размещаться у входов. При делении ЗРУ на секции посты пожаротушения должны располагаться в тамбурах или на площадках у лестничных клеток.

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

12 На территории ОРУ первичные средства должны размещаться на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.).

Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, должны иметься на тропах обхода территории ОРУ.

13 В местах установки на ОРУ передвижной пожарной техники (в соответствии с оперативным планом пожаротушения) должны быть обозначены и оборудованы места заземления.

14 Компрессорные помещения должны содержаться в чистоте. Обтирочный материал должен храниться в специальных металлических закрывающихся ящиках вместимостью не более 0,5 м³.

Допускается непосредственно в помещении хранить суточный запас смазочного масла в закрытой небьющейся таре (металлической, пластиковой и т.п.).

15 Проездные дороги по территории подстанций и к водоисточникам должны содержаться в исправном состоянии, а в зимнее время регулярно очищаться от снега.

Действия оперативного персонала при тушении пожара на ПС Зезя

В соответствии с перечисленными выше правилами для каждой ПС разрабатывается схема расположения оборудования и средств пожаротушения. Для рассматриваемой ПС такая схема приводится на рисунке 19. Кроме этого, на основе этих правил разработан план действий оперативного персонала при пожаре на ПС. Он закрепляет следующую последовательность:

- 1 Сообщить диспетчеру о пожаре по радиостанции.
- 2 Отключить по очереди масляный выключатель 10 кВ (МВ-10) трансформатора 1 (Т-1), МВ-10 Т-2, МВ-35 Т-1, МВ-35 Т-2.
- 3 Отключить разъединители РТ-35 Т-1, РТ-35 Т-2
- 4 Отключить по очереди шинки управления (ШУ) МВ-35 Т-1, МВ-35 Т-2, МВ-10 Т-1, МВ-10 Т-2.
- 5 Отключить цепи РПН, обдува Т-1, Т-2.
- 6 Отключить шинные разъединители (ШР) ШР-10 МВ-10 Т-1, ШР-10 МВ-10 Т-2.
- 7 Включить заземляющие ножи (ЗН) ЗН-10 Т-1, ЗН-10 Т-2, ЗН-35 на РТ-35 Т-1 в Т-1, ЗН-35 на РТ-35 Т-2 в Т-2.
- 8 Организовать встречу пожарной команды.
- 9 Подготовить защитные средства для пожарной команды (перчатки, боты, переносное заземление).
- 10 Приступить к локализации пожара первичными средствами пожаротушения (огнетушители, песок).
- 11 По прибытию пожарных доложить обстановку командиру подразделения.
- 12 Провести инструктаж личному составу подразделения.
- 13 Оформить допуск на тушение пожара.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для питания нового потребителя – Амурского газоперерабатывающего завода, расположенного вблизи г. Свободный, требовалось проектирование новой подстанции. В работе для подключения потребителя была спроектирована новая подстанция 35/10 кВ Зезя. Для выбора наиболее выгодного с точки зрения стоимости и наиболее оптимального с точки зрения надежности были разработаны два варианта подключения новой подстанции к существующей линии 35 кВ Желтоярово – Бузули:

1. первый вариант подразумевает строительство двухцепной линии от существующей ВЛ 35 кВ Желтоярово – Бузули;

2. второй вариант также подразумевает строительство двухцепной линии от существующей ВЛ 35 кВ Желтоярово – Бузули, а также дополнительной ВЛ 35 кВ от подстанции 35 кВ Желтоярово.

Надёжность второго варианта при строительстве дополнительной линии 35 кВ немного выше, чем в первом варианте. Однако по результатам сравнения технико-экономического расчёта обоих вариантов был выбран первый вариант подключения подстанции. Капиталовложения в первый вариант заметно ниже, что является ключевым условием для строительства новых объектов энергетики в условиях непростой экономической ситуации. Показатели надёжности для выбранного варианта являются оптимальными для обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителя – Амурского газоперерабатывающего завода.

Для дальнейшего расчёта был выбран первый вариант проектируемой сети – строительство ВЛ 35 кВ от существующей линии 35 кВ Желтоярово – Бузули.

В работе решены следующие основные задачи:

– показан расчёт нагрузок на подстанции Зезя и произведен выбор наиболее оптимальной с точки зрения экономических затрат и надёжности вариант подключения нового потребителя;

- произведены выбор и проверка оборудования на проектируемой ПС
Зея;

– произведен расчет молниезащиты вводимой ПС Зея с расстановкой
молниеотводов;

– произведен выбор устройств релейной;

– произведен расчёт надежности системы электроснабжения
потребителя – Амурского газоперерабатывающего завода.

Разработанный вариант подключения новой подстанции 35/10 кВ Зея
для электроснабжения потребителя – Амурского газоперерабатывающего
завода, расположенного в районе города Свободный, обеспечивает
эффективное и надёжное электроснабжение потребителя.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Сибикин Ю.Д. Электрические подстанции. Учебное пособие для высшего и среднего профессионального образования.-М.: Директ-Медиа, 2014. – 414 с.
- 2 Белов Н.В. Библия электрика. – Минск: Харвест, 2011. – 640 с.
- 3 ГОСТ Р 55105-2012 Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем.
- 4 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.– 320с.
- 5 ВППБ 01-02-95. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.
- 6 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок утв. Приказом № 328н от 24.07.2013
- 7 Приказ Минэнерго РФ от 30.12.2008 № 326. Об организации в министерстве энергетики российской федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям.
- 8 Приказ Федеральной службы по тарифам (ФСТ России) №315-э/6 от 2 декабря 2008 г. Об утверждении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной электрической сети, оказываемые ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы»
- 9 Правила устройства электроустановок.
- 10 РД 153–34.0–20.527–98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М.:, 2001

11 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. –М.: Издательский центр «Академия», 2005.–448с.

12 Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.

13 СО 153-34.20.118-2003 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем

14 РД 153-34.0-49.101-2003 Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий.

15 Письмо № 3652-СК/08. О рекомендуемых к применению в I квартале 2009 года индексы изменения сметной стоимости СМР, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ, индексы изменения сметной стоимости прочих работ и затрат, а также индексы изменения сметной стоимости технологического оборудования. – М.: Министерство регионального развития РФ – 2009.

16 Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов: Учеб. пособие для сузов. – М.: Мастерство, 2002. – 320 с.

17 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ.

18 Правила устройства электроустановок-10-е изд.перераб. и доп.-М.: Энергоатомиздат,2007. – 512 с.

19 Электротехнический справочник в 4-х томах. Том 3/ Под общей редакцией профессоров МЭИ/ – М.: Изд-во МЭИ, 2002.

20 Герасимов А.И. Проектирование электроснабжение цехов предприятий цветной металлургии: Учеб. пособие 2-е изд. перераб. и доп. /Гос. образ. учреждение «ГАЦМиЗ» - Красноярск, 2003. – 260с.: ил.

21 Шеховцов В.П. – Расчет и проектирование схем электроснабжения: Методическое пособие для курсового проектирования – 2-е изд., перераб. и доп. – М. :Издательский центр ФОРУМ – ИНФА –М, 2007. – 210с.: ил.

22 К: / СЭСП / Оборудование / Расчет освещения. Расчет освещения по коэффициенту использования

23 Системы электроснабжения: учебник / Н.П. Гужов, В.Я. Ольховский, Д.А. Павлюченко. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. – 258с.: ил.

24 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство «ЭНАС», 2001. – 154 с.

25 Кудрин, Б. И. –Электроснабжение промпредприятий- 2-ое издание – М., «Интернет Инжиниринг».2006. – 672с.: ил.

26 Киреев Э. А., Орлов В.В, Старкова Л. Е. « Электроснабжение промышленных предприятий». Москва НТФ «энергетик »,2003.

27 Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových 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.

28 Пожарная безопасность электроустановок. – Справочник/ Под ред. В.И. Кузнецова – М.: Спецтехника, 2000. – 259с.

29 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.

30 Кабышев А.В. Электроснабжение объектов. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках до 1000В: учебное пособие/ А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во томского политехнического университета, 2009. – 168с.

31 Макаров Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110 1150 кВ. Т.2. Москва , 2003.- 398с.