

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
Амурский государственный университет
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

« ____ » _____ 2016

г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция воздушной линии напряжением 220 кВ Магдагачи –
Ключевая с комплексной реконструкцией подстанции Ключевая

Исполнитель

студент группы 242об2

подпись, дата

А.А. Зайнутдинов

Руководитель

профессор, д.т.н

подпись, дата

П.П. Проценко

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

РЕФЕРАТ

Дипломный проект содержит 134 страницы, 18 рисунков, 37 таблиц, 143 формулы, 23 источника.

ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, РЕЖИМ, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ

В данном дипломном проекте разработан вариант реконструкции воздушной линии напряжением 220 кВ «Магдагачи – Ключевая» с комплексной реконструкцией подстанции «Ключевая». Выполнено обоснование реконструкции ПС «Ключевая». Произведен расчет рабочих токов и токов КЗ. Произведен выбор основного электрического оборудования на ПС «Ключевая». Выбрана защита силовых трехобмоточных трансформаторов. Произведен расчет режимов работы электрической сети в различных условиях. Рассчитано заземляющее устройство ОРУ 220 кВ ПС «Ключевая». Выбрана схема расстановки молниеотводов для защиты РУ от прямых ударов молнии, рассчитаны зоны защиты молниеотводов. Произведен технико-экономический расчет.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных сокращений	7
Введение	8
1 Анализ состояния электрических сетей Магдагачинского района Амурской области	10
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Магдагачинского района	10
1.2 Характеристика электрических сетей района	11
1.3 Характеристика источников питания района	13
2 Разработка вариантов реконструкции рассматриваемой электрической сети	14
2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	14
2.2 Компенсация реактивной мощности	16
2.3 Выбор сечения линиии электропередач	19
3 Расчет токов короткого замыкания	21
4 Проектирование ПС Ключевая	32
4.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	32
4.2 Разработка однолинейной схемы ПС	34
4.3 Выбор и проверка выключателей	35
4.4 Выбор и проверка разъединителей	43
4.5 Выбор и проверка трансформаторов тока	44
4.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	49
4.7 Выбор шинных конструкций	52
4.7.1 Общие положения	52
4.7.2 Выбор и проверка гибких шин	57
4.7.3 Выбор и проверка жестких шин	59
4.8 Выбор трансформаторов собственных нужд	62
4.9 Выбор и проверка ячеек КРУ	63
4.10 Разработка заземления и молниезащиты ПС	65

4.10.1 Конструктивное исполнение заземления ПС и определение его стационарного и импульсного сопротивления	65
4.10.2 Разработка молниеотводов и определение зон молниезащиты	68
4.10.3 Выбор и проверка ОПН	70
5 Конструктивное исполнение ВЛ Магдагачи – Ключевая	72
5.1 Механический расчет проводов и тросов	72
5.2 Выбор и проверка изоляции ВЛ	74
5.3 Выбор и расстановка опор	75
6 Релейная защита и автоматика	78
6.1 Релейная защита ВЛ	78
6.1.1 Дистанционная защита	81
6.1.2 Токовая отсечка	83
6.1.3 Первая ступень токовой защиты нулевой последовательности	83
6.1.4 Вторая ступень токовой защиты нулевой последовательности	83
6.1.5 Третья ступень токовой защиты нулевой последовательности	83
6.2 Релейная защита силового трансформатора на ПС Ключевая	85
6.2.1 Основные типы защит трансформаторов	85
6.2.2 Дифференциальная защита трансформаторов	86
7 Расчет режимов работы сети	94
8 Инвестиционная привлекательность объекта	101
8.1 Затраты на реализацию проекта	101
8.2 Жизненный цикл объекта	107
8.3 Определение нормативной численности обслуживающего персонала подстанции	107
8.4 Расчет себестоимости передачи электроэнергии	111
8.5 Методы определения экономической эффективности инвестиций	112

9 Безопасность и экологичность проекта	118
9.1 Безопасность	118
9.2 Экологичность	124
9.3 Чрезвычайные ситуации	125
Заключение	131
Библиографический список	132

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

ОРУ – открытое распределительное устройство

ПС – подстанция

КЗ – короткое замыкание

ВН – высокое напряжение

СН – среднее напряжение

НН – низкое напряжение

ВЛ – воздушная линия

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный

ПУЭ – правила устройства электроустановок

ТСН – трансформатор собственных нужд

КРУ – комплектное распределительное устройство

ВВЕДЕНИЕ

В энергетической программе РФ сформулированы важнейшие задачи развития промышленности путем всемирной интенсификации и повышения эффективности производства на базе ускорения научно-технического прогресса.

В области электроснабжения потребителей эти задачи предусматривают повышение уровня проектно-конструктивных разработок, внедрение и рациональную эксплуатацию высоконадежного электрооборудования, снижение непроизводственных расходов электроэнергии при ее передаче, распределении и потреблении.

Основными потребителями электроэнергии являются различные отрасли промышленности, транспорт, сельское хозяйство, коммунальное хозяйства городов и поселков. При этом более 70 % потребления приходится на промышленные объекты. Все сельскохозяйственные предприятия пользуются электроэнергией, все жилые дома в населенных пунктах имеют электрический ввод.

Главная задача – это необходимость подводить электроэнергию к огромному числу сравнительно маломощных объектов, рассредоточенных по всей территории страны. Правильное электроснабжение заключается в снижении стоимости электроэнергии до минимальной. Этого следует добиваться при соблюдении всех требований, правил, форм и, прежде всего, качества электроэнергии, то есть постоянства частоты и напряжения, а также надежности ее подачи.

Одним из самых важных показателей электроснабжения является надежность подачи электроэнергии. Всякое отключение электроэнергии – плановое (для ревизии и ремонта) и особенно неожиданное, аварийное – приносит огромный ущерб потребителю и самой энергетической системе. Поэтому необходимо применять эффективные и экономически целесообразные меры по обеспечению надежности.

Для обеспечения подачи электроэнергии в необходимом количестве и соответствующего качества от энергосистем к промышленным объектам, установкам служат системы электроснабжения промышленных предприятий, состоящие из сетей напряжением до и выше 1000 В и трансформаторных, преобразовательных и распределительных подстанций.

Опыт развития электрификации показал, что надежное, высококачественное и дешевое электроснабжение можно получить только от крупных районных электростанций, объединенных между собой в мощные энергетические системы, они создают благоприятные условия для электрификации всех отраслей народного хозяйства.

В данном проекте рассматривается вопрос реконструкции воздушной линии ПС «Магдагачи» - ПС «Ключевая» и реконструкция ПС «Ключевая» Магдагачинского района Амурской области.

1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ МАГДАГАЧИНСКОГО РАЙОНА

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Магдагачинского района

Одним из основных факторов определяющих климат Амурской области является муссонный характер циркуляции атмосферы и циклоническая деятельность. Климат формируется под воздействием как океанических, так и континентальных факторов, а поэтому отличается резко выраженными чертами континентальности и в то же время имеет муссонный характер.

В зимний период преобладающим является континентальный воздух, для него характерны весьма низкие для данных широт температуры, малое влагосодержание, устойчивая стратификация. Зима холодная, солнечная, сухая. Самый холодный месяц – январь. Характерной особенностью зимнего периода являются инверсии температуры. Устойчивые инверсии начинаются уже во второй – третьей декаде ноября, окончательное разрушение зимних инверсий наступает в апреле.

Летом увеличивается циклоническая деятельность. Большинство летних циклонов характеризуются значительными запасами влаги, поэтому характерны частые и нередко весьма интенсивные летние дожди. Наиболее высокие температуры воздуха приурочены к июлю – самому теплому месяцу. В отдельные летние дни температура может повышаться до 40°C и более.

Сумма осадков за год на территории района составляет 415 мм. Основная масса осадков выпадает в летний период. Высота снежного покрова за зиму составляет 16-42 см. Количество влажных дней с относительной влажностью 21 % и более составляет 21 день. Климатические условия приведены в таблице 1.

Климатические данные района определены по картам климатического районирования с учетом действующих нормативных материалов (с повторяемостью 1 раз в 25 лет).

Таблица 1 – Климатические условия района проектирования

Климатические условия	Величина
Район по ветру	III
Максимальный скоростной напор, (Н/м ²)	650
Максимальная скорость ветра, (м/с)	32
Район по гололеду	III
Толщина стенки гололеда (с плотностью 0,9 г/см ³), (мм)	20
Температура воздуха высшая, (град С)	41
Температура воздуха низшая, (град С)	- 45
Температура воздуха среднегодовая, (град С)	0
Число грозных часов	49
Степень загрязнения атмосферы	I
Сейсмичность района, (бал.)	6

1.2 Характеристика электрических сетей района

На рисунке 1 представлена рассматриваемая часть существующей схемы электроснабжения потребителей «Амурских электрических сетей».

Как видно на рисунке в районе проектирования проходит двухцепная ВЛ напряжением 220 кВ от Зейской ГЭС, основного источника питания, до ПС «Светлая», с отпайкой на ПС «Энергия». Также от Зейской ГЭС до ПС «Магдагачи» проходит одноцепная ВЛ 220 кВ.

Схема электроснабжения ПС «Ключевая» осуществляется с двух сторон: по одноцепной ВЛ 220 кВ со стороны ПС «Магдагачи» и по одноцепной ВЛ 220 кВ от ПС «Светлая». От ПС «Ключевая» отходит две ВЛ

220 кВ: на ПС «Чалганы-тяга» и ПС «Сиваки». Также ПС «Ключевая» осуществляет питание ПС «Сулус-тяга», одновременно с ПС «Магдагачи».

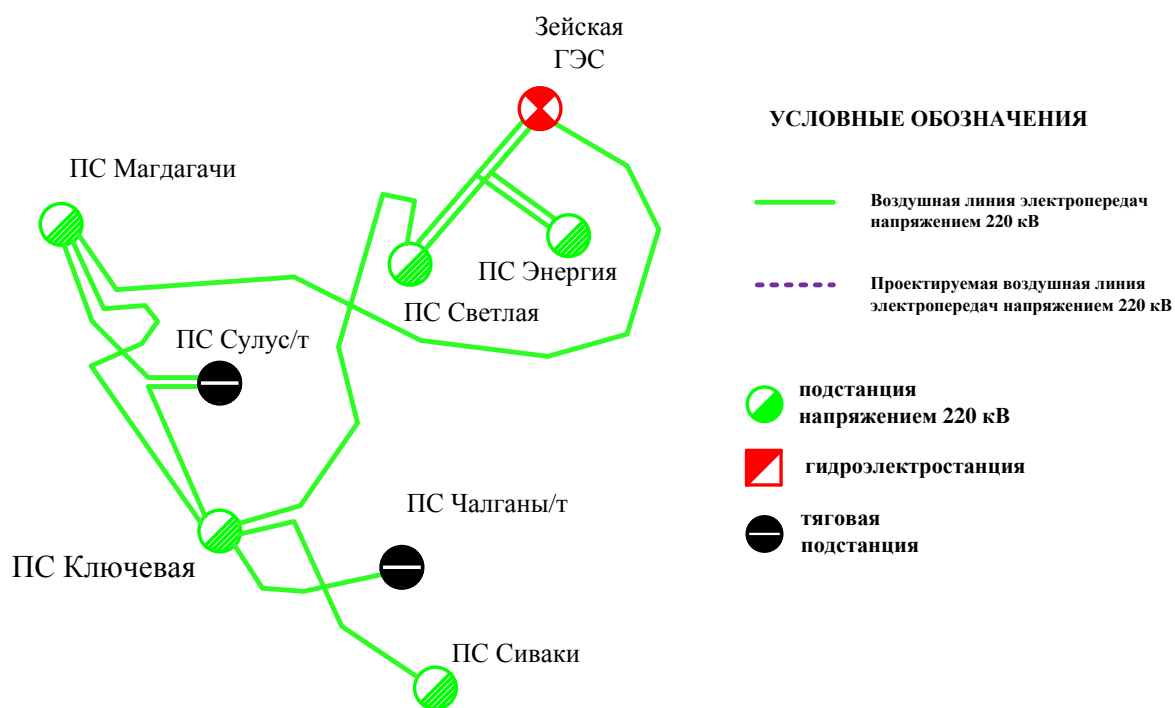


Рисунок 1 – Существующая схема электроснабжения в рассматриваемом районе

В послеаварийных и ремонтных режимах отключения ВЛ 220 кВ «Светлая» - «Ключевая», ВЛ «Зейская ГЭС» - «Магдагачи» недостаточно для выдачи располагаемой мощности Зейской ГЭС, что приводит к необходимости ограничения нагрузок рассматриваемого района.

Реконструкция ВЛ 220 кВ «Магдагачи» - «Ключевая» позволит увеличить пропускную способность этой линии и надежность электроснабжения потребителей рассматриваемого района.

На ПС «Ключевая» установлен один трансформатор мощностью 25 МВА. Требуется установка еще одного трансформатора для обеспечения надежного электроснабжения потребителей даже при отключении одного из них.

1.3 Характеристика источников питания района

Как указывалось ранее в рассматриваемом районе основным источником питания является Зейская ГЭС. Питание рассматриваемого района осуществляется следующим образом: два гидрогенератора (№1 и №2) соединены в блоки с повышающими трансформаторами и выдают мощность на напряжении 220 кВ. ОРУ-220 кВ выполнено по схеме «одионочная секционированная система шин с обходной» с секционной связью через два обходных выключателя.

2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ РАССМАТРИВАЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

При реконструкции подстанции и сетей необходимо учитывать ежегодный рост нагрузки с целью предотвращения перегрузки трансформаторов и других электрических аппаратов.

Таблица 2 – Нагрузки на ПС рассматриваемого района сети

Наименование ПС	Р _{макс} (МВт)	Q _{макс} (Мвар)
Энергия	30,5	8,6
Светлая	89,8	16,9
Ключевая	19,5	4,8
Чалганы-тяга	26	12,3
Сиваки	2,8	9,1
Сулус-тяга	12	3,2
Магдагачи	43,2	20,2

Данный раздел посвящен расчету электрических нагрузок на ПС рассматриваемого района проектирования с учетом на перспективу 2025 года, с целью дальнейшего выбора сечения ВЛ 220 кВ.

Формула сложных процентов используемая для прогнозирования электрической нагрузки выглядит следующим образом:

$$S = S_T \cdot (1 + K)^{T_n} \quad (1)$$

где S – прогнозируемая мощность;

S_T – текущее значение мощности;

K – коэффициент увеличения параметра в единицу времени (о.е./год)

T_{II} – период времени, на который производится прогнозирование (лет);
 0,047 – относительное увеличение нагрузки за год для данного района проектирования согласно среднестатистическим данным СО ЕЭС;

$T_{ПРОГ}$ – год на который прогнозируется нагрузка;

$T_{ТЕК}$ – текущий год

В данном случае на примере ПС «Ключевая» прогноз максимальной активной нагрузки составит:

$$P_M = 19,5 \cdot (1 + 0,047)^{2020-2016} = 23,4 \text{ (МВт)}$$

прогноз максимальной реактивной нагрузки составит:

$$Q_M = 4,8 \cdot (1 + 0,047)^{2020-2016} = 5,77 \text{ (Мвар)}$$

Таблица 3 – Результаты прогнозирования нагрузки.

Наименование ПС	Р _{макс} (МВт)	Q _{макс} (Мвар)
Энергия	36,65	10,3
Светлая	107,91	20,31
Ключевая	23,4	5,77
Чалганы-тяга	31,24	14,78
Сиваки	3,37	10,9
Сулус-тяга	14,42	3,85
Магдагачи	51,9	24,3

Расчет по формуле сложных процентов, показывает что в период с 2016 года по 2020 рост нагрузки составит порядка 21 %, при ежегодном приросте нагрузки 5,25 %.

Расчет вероятностных характеристик нагрузки проводим в программном комплексе «Расчет нагрузок», позволяющем определить по максимальной активной мощности нагрузки и ее типу такие параметры как: средняя активная мощность, максимальная и средняя реактивная мощности нагрузки.

Результаты расчета остальных вероятностных характеристик необходимые для выбора сечения ВЛ, а также определения мощности компенсирующих устройств устанавливаемых на ПС приведены в таблице 4:

Таблица 4 – Результаты расчета вероятностных характеристик нагрузки

Наименование ПС	Р _{макс} (МВт)	Р _{ср} (МВт)	Q _{макс} (Мвар)	Q _{ср} (Мвар)
Энергия	36,65	25,66	10,3	7,23
Светлая	107,91	75,54	20,31	14,22
Ключевая	23,4	16,4	5,77	4,1
Чалганы-тяга	31,24	21,87	14,78	10,35
Сиваки	3,37	2,36	10,9	7,66
Сулус-тяга	14,42	10,1	3,85	2,7
Магдагачи	51,9	36,34	24,3	17,01

Полученные данные используем в дальнейших расчетах при выборе мощности силовых трансформаторов на ПС которые подлежат реконструкции, и модернизации.

2.2 Компенсация реактивной мощности

Активную мощность нагрузки электрической сети получают от генераторов электрических станций, которые являются единственным источником активной мощности. В отличие от активной мощности реактивная мощность может генерироваться не только в генераторах, но и в компенсирующих устройствах – статических конденсаторах или синхронных

компенсаторах, которые можно установить в любом месте электрической сети. При номинальной нагрузке генераторы вырабатывают лишь около 60% требуемой реактивной мощности, 20% генерируется в ВЛ напряжением выше 110 кВ, 20% – компенсирующими устройствами, расположенными на подстанциях или непосредственно у потребителя.

Компенсацией реактивной мощности называют ее выработку с помощью компенсирующих устройств.

Проблема компенсации реактивной мощности в электрических системах страны имеет большое значение по следующим причинам:

- 1) в промышленном производстве наблюдается опережающий рост потребления реактивной мощности по сравнению с активной;
- 2) возросло потребление реактивной мощности в городских электрических сетях, обусловленное ростом бытовых нагрузок;
- 3) увеличивается потребление реактивной мощности в сельских электрических сетях.

Компенсация реактивной мощности, как всякое важное техническое мероприятие, может применяться для нескольких различных целей. Во-первых, компенсация реактивной мощности необходима для выполнения баланса реактивной мощности. Во-вторых, установка компенсирующих устройств применяется для снижения потерь электрической энергии в сети. И, наконец, в-третьих, компенсирующие устройства применяются для регулирования напряжения.

Во всех случаях при применении компенсирующих устройств необходимо учитывать ограничения, обусловленные следующими техническими требованиями: 1) по необходимому резерву мощности в узлах нагрузки; 2) по располагаемой реактивной мощности на зажимах источника реактивной мощности; 3) по отклонениям напряжения; 4) по пропускной способности электрических сетей.

Для уменьшения перетоков реактивной мощности по линиям к трансформаторам источники реактивной мощности должны размещаться

вблизи мест ее потребления. Компенсирующие устройства ставят не в начале линии, а в конце. При этом линия разгружается и реактивной мощности. Этим достигается снижение потерь активной мощности и напряжения.

В окончательно выбранном варианте электрической сети после расчетов установившихся режимов мощности КУ должны быть уточнены для обеспечения выполнения баланса реактивной мощности.

В данном разделе дипломного проекта рассматривается расчет мощности компенсирующих устройств требуемых к установке на стороне 10 кВ ПС «Ключевая» и «Магдагачи» для уточнения мощности протекающей по проектируемой ВЛ 220 кВ.

Определяем мощность компенсирующих устройств требуемых к установке на примере ПС «Ключевая» с учетом прогнозирования. Расчет проводится по нормативному коэффициенту мощности:

$$Q_{\text{треб}} = Q_{\text{макс}} - P_{\text{макс}} \cdot \text{tg} \varphi_n, \quad (2)$$

где $\text{tg} \varphi_n$ - нормативный коэффициент мощности для 220 кВ – 0,5 (согласно приказа №49 Министерства промышленности и энергетики от 22.02.07)

$$Q_{\text{треб}} = 5,77 - 23,4 \cdot 0,5 = -5,93 (\text{Мвар}).$$

Требуемая мощность компенсирующих устройств имеет отрицательное значение следовательно установка таковых не требуется, вся требуемая реактивная мощность может быть получена из сети.

Определяем мощность компенсирующих устройств требуемых к установке на ПС «Магдагачи» с учетом прогнозирования.

$$Q_{\text{треб}} = 24,3 - 51,9 \cdot 0,5 = -1,65 \text{ (Мвар)}.$$

В данном случае так же не требуется установка компенсирующих устройств.

2.3 Выбор сечения линии электропередач

В сетях и линиях электропередачи напряжением 110-500 кВ используются сталеалюминевые провода. Содержание стали в сталеалюминевых проводах приводит к увеличению их стоимости, усложнению их конструкций. На воздушных линиях чаще всего применяются сталеалюминевые провода марки АС. Согласно проекту ВЛ должна иметь номинальное напряжение 220 кВ.

Исходя из вышесказанного определяем сечение ВЛ согласно экономическим токовым интервалам. Расчетный ток в этом сечении рассчитывается по следующей формуле:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_{\text{макс}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (3)$$

где n – количество цепей;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение ВЛ;

$P_{\text{макс}}$, $Q_{\text{неск}}$ – максимальные активная и реактивная мощности протекающие по ВЛ, в данном случае это суммарная мощность потребителей подключенных к шинам ПС «Ключевая» и ПС «Магдагачи» (МВт, Мвар)

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимума нагрузки.

Для воздушных линий до 220 кВ α_i принимается равным 1,05.

Для T_m равному 3500 - 5000 часов α_T принимается равным 1,1.

Определяем значение максимального тока в сечении:

$$I_p = \frac{\sqrt{62,7^2 + 29,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1} 1,05 \cdot 1,1 = 210 \text{ (A)}.$$

Согласно экономическим токовым интервалам принимаем для ВЛ проводник марки АС-240/39 (сталеалюминевый провод с сечением алюминиевой части 240 мм² и несущей стальной 39 мм²).

Выбранное сечение проверяется по допустимой длительной мощности по нагреву в летний период при условии отключения ВЛ 220 кВ «Зейская ГЭС» - «Магдагачи»:

$I_p = 660 \text{ (A)}$ - расчетный ток для проверки проводов по нагреву в нормальных, либо послеаварийных режимах

$I_{don} = 610 \text{ (A)}$ – допустимый длительный ток

В нормальных режимах перетоки мощности по ВЛ 220 кВ «Ключевая» - « Магдагачи» составляют 25-63 МВт, в послеаварийных и ремонтных режимах величина потока достигнет 280 МВт, что требует подвески провода АС-400 мм².

Принимаем для ВЛ проводник марки АС-400/51 мм².

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткими замыканиями (КЗ) называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтралью, а также витковые замыкания в электрических машинах.

Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны: старение и вследствие этого пробой изоляции, набросы на провода линий электропередачи, обрывы проводов с падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др.

При трехфазном КЗ все фазы электрической сети оказываются в одинаковых условиях, поэтому его называют симметричным. При других видах КЗ фазы сети находятся в разных условиях, в связи с чем векторные диаграммы токов и напряжений искажены. Такие КЗ называют несимметричными.

Короткие замыкания, как правило, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

Протекание токов КЗ приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т. п. Проводники и аппараты должны без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами КЗ, т. е. должны быть термически стойкими.

Данный расчет токов КЗ проводился для выбора оборудования на ПС «Ключевая» в связи с реконструкцией и модернизацией. Расчетные точки короткого замыкания представлены на рисунке 2. Для снижения объема

расчета приняты следующие упрощения: расчетная схема упрощается до двух подстанций и распределительных устройств высокого напряжения 220 кВ «Зейской ГЭС» и ПС «Светлая», которые в свою очередь представляется как энергосистема с неизменной во времени периодической составляющей тока короткого замыкания, так же в качестве источников для подпитки места короткого замыкания будут учтены узлы нагрузки на шинах низкого и среднего напряжения подстанций «Ключевая» и «Магдагачи».

На рисунке 3 представлена схема замещения для расчета токов короткого замыкания с тремя расчетными точками на разных номинальных напряжениях подстанции «Ключевая».

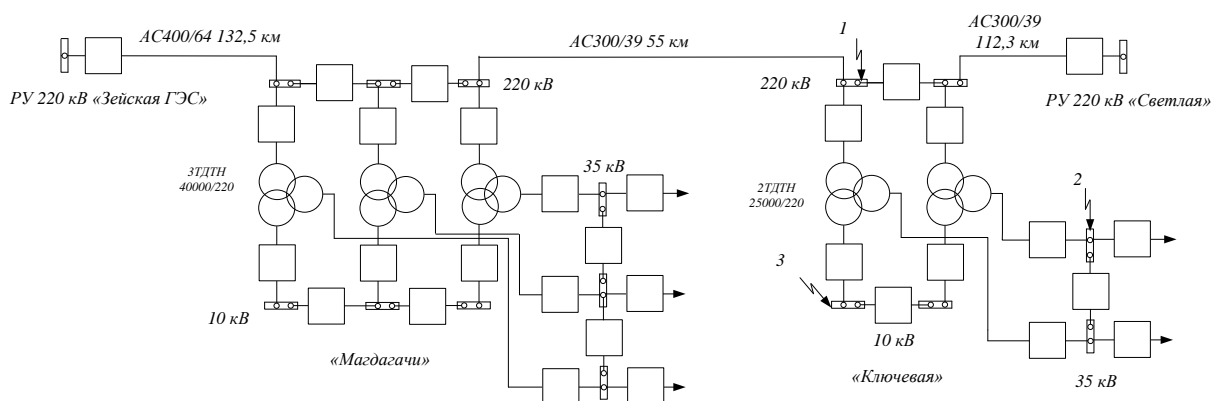


Рисунок 2 – Расчетные точки короткого замыкания

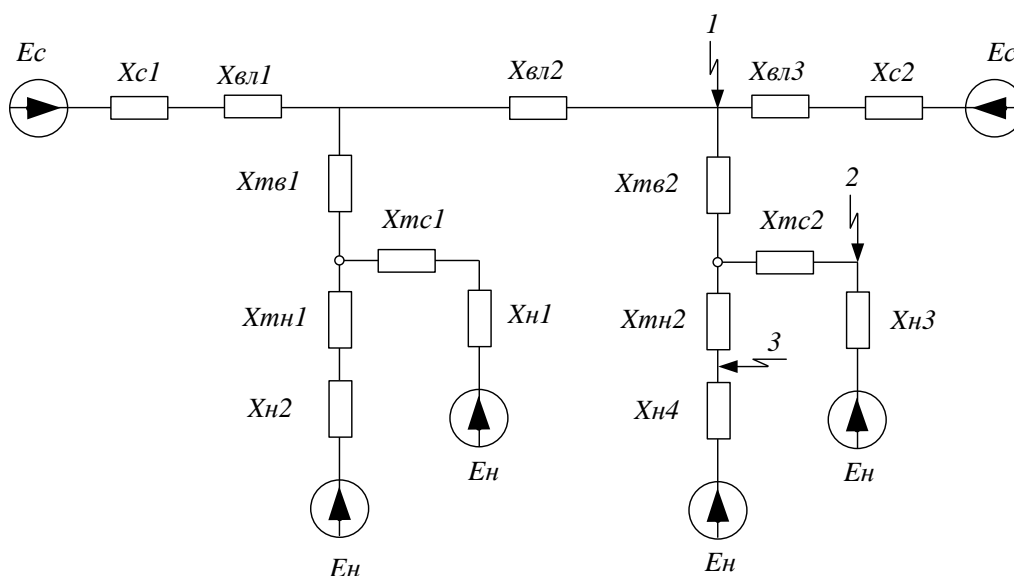


Рисунок 3 – Схема замещения для расчета тока короткого замыкания

Рассмотрим расчет тока КЗ в контрольной точке №1 (шины 220 кВ ПС «Ключевая»).

Определяем мощность короткого замыкания на шинах 220 кВ «Зейская ГЭС» по формуле:

$$S_{K31} = \sqrt{3} \cdot U_{CP} \cdot I_{K31} = \sqrt{3} \cdot 230 \cdot 13,8 = 5,5 \cdot 10^3 \text{ (Мва)} \quad (4)$$

где S_{K3} – мощность короткого замыкания на шинах 220 кВ

U_{CP} – среднее напряжение на стороне 220 кВ (кВ);

I_{K3} – ток трехфазного короткого замыкания (кА);

Определяем мощность короткого замыкания на шинах 220 кВ ПС «Светлая» по формуле:

$$S_{K32} = \sqrt{3} \cdot U_{CP} \cdot I_{K32} = \sqrt{3} \cdot 230 \cdot 12,4 = 4,9 \cdot 10^3 \text{ (Мва)}$$

Все параметры приводятся к базисной ступени (220 кВ)

Сопротивление системы соответственно приведенное к базисной ступени:

$$X_{C1} = \frac{U_{CP}^2}{S_{K31}} = \frac{230^2}{5,5 \cdot 10^3} = 9,6 \text{ (Ом)} \quad (5)$$

$$X_{C2} = \frac{U_{CP}^2}{S_{K32}} = \frac{230^2}{4,9 \cdot 10^3} = 10,8, \text{ (Ом)}$$

Сопротивление ВЛ:

$$X_{ВЛ} = X_{уд} \cdot L \text{ (Ом)} \quad (6)$$

где $X_{уд}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ 220 кВ (Ом/км)

L – длина соответствующего участка ВЛ (км);

$$X_{ВЛ1} = X_{уд} \cdot L1 = 0,4 \cdot 132,5 = 53 \text{ (Ом)}$$

$$X_{ВЛ2} = X_{уд} \cdot L2 = 0,4 \cdot 55 = 22 \text{ (Ом)}$$

$$X_{ВЛ3} = X_{уд} \cdot L3 = 0,4 \cdot 112,3 = 44,92 \text{ (Ом)}$$

Определяем сопротивление обмоток трехобмоточных трансформаторов ПС «Магдагачи» приведенное к стороне 220 кВ (принимая сопротивление обмотки среднего напряжения равным 0):

$$X_{ТВ1} = 0,005 \cdot (u_{К\%BC} + u_{К\%ВН} - u_{К\%СН}) \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} \cdot K^2_T \quad (7)$$

$$X_{ТВ1} = 0,005 \cdot (12,5 + 22 - 9,5) \cdot \frac{230^2}{40} \cdot \frac{1}{2} = 82,65 \text{ (Ом)}$$

$$X_{ТН1} = 0,005 \cdot (-u_{К\%BC} + u_{К\%ВН} + u_{К\%СН}) \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} \cdot K^2_T$$

$$X_{ТН1} = 0,005 \cdot (-12,5 + 22 + 9,5) \cdot \frac{230^2}{40} \cdot \frac{1}{2} = 62,82 \text{ (Ом)}$$

где $U_{к}$ – напряжение короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора (%)

$S_{НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора (Мва)

Определяем сопротивление обмоток трехобмоточных трансформаторов ПС «Ключевая» приведенное к стороне 220:

$$X_{ТВ2} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} + u_{K\%BH} - u_{K\%CH}) \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} \cdot K^2_T \quad (8)$$

$$X_{ТВ2} = 0,005 \cdot (12,5 + 20 - 6,5) \cdot \frac{230^2}{25} \cdot \frac{1}{2} = 137,54 \text{ (Ом)}$$

$$X_{ТН2} = 0,005 \cdot (-u_{K\%BC} + u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} \cdot K^2_T$$

$$X_{ТН2} = 0,005 \cdot (-12,5 + 20 + 6,5) \cdot \frac{230^2}{25} \cdot \frac{1}{2} = 74,06 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление обобщенной нагрузки приведенное к высокой стороне:

$$X_H = \frac{x_{O.H.} \cdot U_{CP}^2}{S_H} \cdot K_{TP}^2 \quad (9)$$

где $x_{O.H.}$ – сопротивление нагрузки (о.е.)

S_H – мощность нагрузки (Мва)

U_{CP} – среднее номинальное напряжение со стороны нагрузки (кВ)

K_{TP} – коэффициент трансформации трансформатора

Для ПС «Магдагачи»:

$$X_{H1} = \frac{x_{O.H.} \cdot U_{CP}^2}{S_{H1}} \cdot K_{TP}^2 = \frac{0,35 \cdot 37^2}{\sqrt{13,7^2 + 8,9^2}} \cdot \frac{230^2}{37^2} = 1102 \text{ (Ом)}$$

$$X_{H2} = \frac{x_{O.H.} \cdot U_{CP}^2}{S_{H2}} \cdot K_{TP}^2 = \frac{0,35 \cdot 10,5^2}{\sqrt{8^2 + 2,5^2}} \cdot \frac{230^2}{10,5^2} = 2207 \text{ (Ом)}$$

Для ПС «Ключевая»:

$$X_{H3} = \frac{x_{O.H.} \cdot U_{CP}^2}{S_{H3}} \cdot K_{TP}^2 = \frac{0,35 \cdot 37^2}{\sqrt{6,5^2 + 1,4^2}} \cdot \frac{230^2}{37^2} = 2789,9 \text{ (Ом)}$$

$$X_{H4} = \frac{x_{O.H.} \cdot U_{CP}^2}{S_{H4}} \cdot K_{TP}^2 = \frac{0,35 \cdot 10,5^2}{\sqrt{1,6^2 + 0,5^2}} \cdot \frac{230^2}{10,5^2} = 11086 \text{ (Ом)}$$

Определяем ЭДС системы приведенное к базовой ступени (кВ):

$$E_C = E_{C.O.} \cdot U_C = 1 \cdot 230 = 230 \text{ (кВ)} \quad (10)$$

где $E_{C.O.}$ – ЭДС системы (о.е.)

Определяем ЭДС обобщенной нагрузки приведенное к базовой ступени:

Со стороны 35 кВ и со стороны 10 кВ

$$E_H = E_{H.O.} \cdot U_C = 0,85 \cdot 37 \cdot \frac{230}{37} = 195,5 \text{ (кВ)} \quad (11)$$

$$E_H = E_{H.O.} \cdot U_C = 0,85 \cdot 10,5 \cdot \frac{230}{10,5} = 195,5 \text{ (кВ)}$$

где $E_{H.O.}$ – ЭДС обобщенной нагрузки (о.е.)

Сворачиваем схему относительно точки №1 и определяем сопротивления при этом схема принимает вид после первого преобразования:

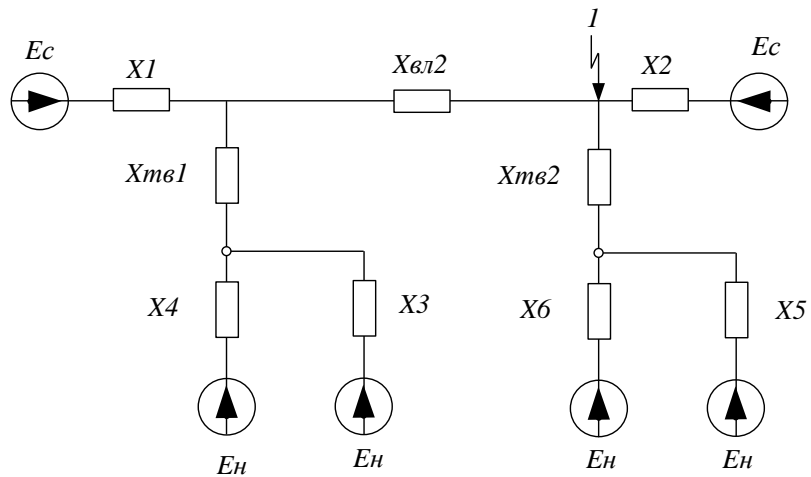


Рисунок 4 – Первое преобразование схемы замещения

$$X1 = X_{C1} + X_{B11} = 9,6 + 53 = 62,6 (\text{Ом})$$

$$X2 = X_{C2} + X_{B13} = 10,8 + 22 = 32,8 (\text{Ом})$$

$$X3 = X_{H1} = 1102 (\text{Ом})$$

$$X4 = X_{TH1} + X_{H2} = 62,82 + 2207 = 2269,82 (\text{Ом})$$

$$X5 = X_{H3} = 2789,9 (\text{Ом})$$

$$X6 = X_{TH2} + X_{H4} = 74,06 + 11086 = 11160,06 (\text{Ом})$$

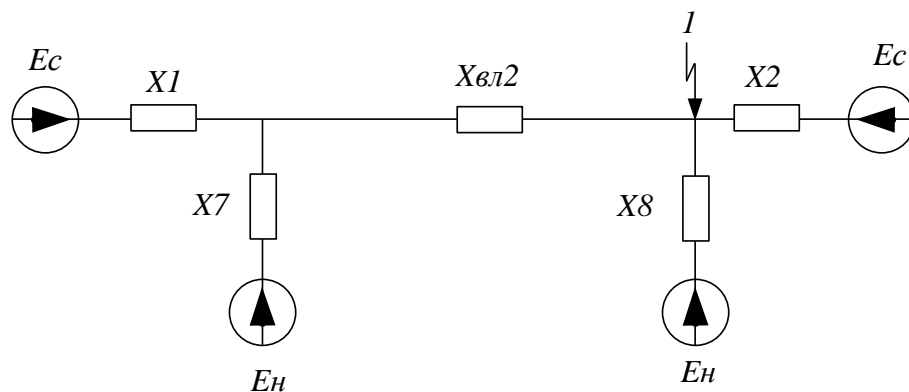


Рисунок 5 – Второе преобразование схемы замещения

$$X_7 = X_{ТВ1} + \frac{X_3 \cdot X_4}{X_3 + X_4} = 82,65 + \frac{1102 \cdot 2269,82}{1102 + 2269,82} = 824,5 \text{ (Ом)}$$

$$X_8 = X_{ТВ2} + \frac{X_5 \cdot X_6}{X_5 + X_6} = 137,54 + \frac{2789,9 \cdot 11160,06}{2789,9 + 11160,06} = 2369,5 \text{ (Ом)}$$

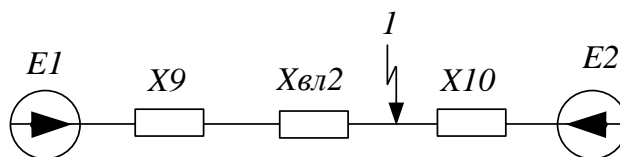


Рисунок 6 – Третье преобразование схемы замещения

$$X_9 = \frac{X_1 \cdot X_7}{X_1 + X_7} = \frac{62,6 \cdot 824,5}{62,6 + 824,5} = 58,2 \text{ (Ом)}$$

$$X_{10} = \frac{X_2 \cdot X_8}{X_2 + X_8} = \frac{32,8 \cdot 2369,5}{32,8 + 2369,5} = 32,4 \text{ (Ом)}$$

$$E1 = \frac{X1 \cdot E_H + X7 \cdot E_C}{X1 + X7} = \frac{62,6 \cdot 195,5 + 824,5 \cdot 230}{62,6 + 824,5} = 227,6 \text{ (кВ)}$$

$$E2 = \frac{X2 \cdot E_H + X8 \cdot E_C}{X2 + X8} = \frac{32,8 \cdot 195,5 + 2369,5 \cdot 230}{32,8 + 2369,5} = 229,5 \text{ (кВ)}$$

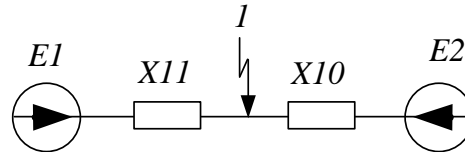


Рисунок 7 – Четвертое преобразование схемы замещения

$$X11 = X9 + X_{BT2} = 58,9 + 22 = 80,9 \text{ (Ом)}$$

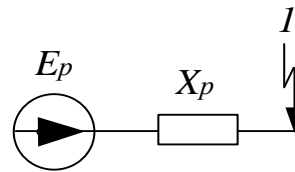


Рисунок 8 – Определение результирующего сопротивления и ЭДС

Определяем результирующее сопротивление до точки КЗ:

$$X_p = \frac{X11 \cdot X10}{X11 + X10} = \frac{80,9 \cdot 32,4}{80,9 + 32,4} = 23,14 \text{ (Ом)}$$

Проводим дальнейшее преобразование схемы

$$E_p = \frac{X11 \cdot E2 + X10 \cdot E1}{X11 + X10} = \frac{80,9 \cdot 229,5 + 32,4 \cdot 227,6}{80,9 + 32,4} = 228,9 \text{ (кВ)}$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в точке К1:

$$I_{\text{п01}} = \frac{E_p}{\sqrt{3} \cdot X_p} = \frac{228,9}{\sqrt{3} \cdot 23,14} = 5,82 \text{ (кА)} \quad (12)$$

Аналогично проводим расчет тока короткого замыкания в точке №2,3, при этом все сопротивления и ЭДС приводятся к соответствующей стороне трансформатора.

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле :

$$I_{\text{At}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{\frac{-T_{\text{ос}}}{T_a}} \quad (13)$$

где I_{At} – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания (кА)

$I_{\text{п0}}$ – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА)

$T_{\text{ос}}$ – время отключения выключателя с учетом работы защиты (сек), в данном случае принимается 0,6 сек.

T_a – постоянная времени.

Для точки К1 определяем данную величину по справочным данным:

$$T_a = 0,03$$

Результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания определяется аналогично индуктивному сопротивлению.

Аperiodическая составляющая для К1:

$$I_{At} = \sqrt{2} \cdot 5,82 \cdot e^{\frac{-0,6}{0,03}} = 0,01 \text{ (кА)}$$

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (14)$$

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 5,82 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 14,13 \text{ (кА)}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания с учетом всех токов КЗ сведены в таблицу 5:

Таблица 5 – Результаты расчета токов КЗ

Номер точки КЗ	$I_{по}$, (кА)	I_{At} , (кА)	$I_{уд}$, (кА)
1	5,82	0,01	14,13
2	2,63	0,003	7,48
3	6,93	0,005	18,6

Полученные данные используем в расчетах при выборе основного электротехнического оборудования на ПС «Ключевая».

4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ КЛЮЧЕВАЯ

4.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

В данном разделе дипломного проекта рассматривается выбор основного силового оборудования устанавливаемого на ПС «Ключевая» в связи с полной модернизацией и реконструкцией. В настоящее время на ПС установлен один трансформатор типа ТДТН-25000/220.

Выбор числа и мощности трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности (в данном случае компенсация реактивной мощности не требуется), осуществляется в зависимости от категоричности потребителей. В составе нагрузки подстанции имеются потребители 2-й и 3-й категории, следовательно число устанавливаемых трансформаторов на подстанции должно быть не менее двух.

Расчетная мощность трехобмоточного трансформатора для подстанции определяется по следующей формуле (Мва):

$$S_p = \frac{\sqrt{(P_{нн} + P_{сн})^2 + (Q_{э} + Q_{сн})^2}}{n_T \cdot K_3}$$

(15)

где S_p – расчётная мощность трансформатора (Мва);

$P_{нн}, P_{сн}$ – средняя активная мощность в зимний период передаваемая соответственно трансформатором в сеть низкого и среднего напряжения (МВт);

$Q_{э}, Q_{сн}$ – реактивная мощность в зимний период передаваемая соответственно трансформатором в сеть низкого и среднего напряжения определенная согласно оптимизации режима работы сети (Мвар);

n_T – число трансформаторов;

K_3 – оптимальный коэффициент загрузки для двухтрансформаторной подстанции (0,7) .

Проверка выбранного трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{(P_{нн} + P_{сн})^2 + (Q_3 + Q_{сн})^2}}{n_T \cdot S_{Тном}} \quad (16)$$

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{(P_{нн} + P_{сн})^2 + (Q_3 + Q_{сн})^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}} \quad (17)$$

К послеаварийному режиму работы относится отключение по защите одного из трансформаторов.

Выбираем марку и мощность трансформаторов устанавливаемых на ПС «Ключевая». Расчетная мощность трансформатора:

$$S_p = \frac{\sqrt{(7,81 + 1,92)^2 + (1,7 + 0,6)^2}}{2 \cdot 0,7} = 7,3 \text{ (Мва)}$$

Установленный на ПС трансформатор удовлетворяет условию выбора, поэтому его замена не требуется. Выбираем такой же трехобмоточный трансформатор, с наименьшей номинальной мощностью в данной категории, типа ТДТН-25000/220 с номинальной мощностью 25 МВА, номинальное напряжение средней стороны - 35 кВ, низкой стороны - 10 кВ. Охлаждение осуществляется естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха, трансформатор имеет устройство регулирования

напряжения под нагрузкой. Определяем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{(7,81+1,92)^2 + (1,7+0,6)^2}}{2 \cdot 25} = 0,2$$

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{(7,81+1,92)^2 + (1,7+0,6)^2}}{25} = 0,4$$

Коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы имеют небольшие значения. При таких коэффициентах загрузки так же будет иметься возможность отключения одного трансформатора даже в режиме максимальных нагрузок. Данный тип трансформатора оставляем.

4.2 Разработка однолинейной схемы ПС

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

Выбор главной схемы электрических соединений подстанций следует производить с учетом следующих факторов:

- тип подстанции;
- число и мощность силовых трансформаторов;
- категоричность приемников электрической энергии;
- величина напряжения;
- число питающих линий и отходящих присоединений;
- уровни токов короткого замыкания.

При выборе главной схемы электрических соединений следует соблюдать следующие основные требования:

- надежность работы, с точки зрения обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей первой категории;

- экономичность принимаемого варианта; гибкость и удобство в эксплуатации;
- безопасность в обслуживании и др.

Открытое распределительной устройство 220 кВ ПС «Ключевая» выполнено по схеме «одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная системы шин». Распределительные устройства 35 кВ и 10 кВ выполнены по схеме «одна рабочая секционированная система шин».

4.3 Выбор и проверка выключателей

Выбор оборудования РУ ведется на основе данных расчета токов КЗ, характера потребителей электроэнергии и климатических условий района размещения подстанции. Также для выбора оборудования РУ необходимы данные о максимальных рабочих токах, которые определяются из расчета режимов. Значения максимальных рабочих токов указаны в таблице 8.

Определяем максимальные рабочие токи всех РУ ПС «Ключевая» по номинальной мощности трансформаторов (кА):

$$I_{M220} = \frac{2 \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (18)$$

где S_T – номинальная полная мощность силовых трансформаторов ПС «Ключевая» (Мва).

$$I_{M220} = \frac{2 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,134$$

На стороне 35 кВ:

$$I_{M35} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (19)$$

$$I_{M35} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,420$$

На стороне 10 кВ:

$$I_{M10} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_H} \tag{20}$$

$$I_{M10} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,4$$

Таблица 6 – Информация о рабочих токах в РУ ПС «Ромны»

Номинальное напряжение (кВ)	Максимальный рабочий ток (кА)
220	0,134
35	0,42
10	1,4

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току:

$$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ} \tag{21}$$

$$I_{НОМ} \geq I_M. \quad (22)$$

Термическая стойкость:

$$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K \quad (23)$$

где $I_{ТЕР}$ - ток термической стойкости;

$t_{ТЕР}$ - время термической стойкости,

B_K - интеграл Джоуля.

Электродинамическая стойкость:

$$i_{ПРСКВ} = i_{ДИН} \geq i_{УД} \quad (24)$$

где $i_{ПРСКВ}$ - предельный сквозной ток выключателя;

$i_{ДИН}$ - ток электродинамической стойкости аппарата.

Значение B_K можно определить по формуле (на примере расчетной точки №1):

$$B_K = I_{НО}^2 \cdot (T_{ОВ} + T_a) = 5,82^2 \cdot (0,6 + 0,03) = 21,4 \quad (25)$$

На стороне 220 кВ принимаем к расчету выключатель типа ЗАР1DT-245

Сравнение параметров принятого выключателя с расчетными данными представлены в таблице 8.



Рисунок 9 – Внешний вид выключателя типа ЗАР1DT-245

Одно из главных преимуществ: ЗАР1DT-245 работает надежно и способен выдерживать большие нагрузки. Особо прочные фарфоровые изоляторы и конструкция выключателя обеспечивает ему высокую сейсмостойкость в эксплуатации. Для всех рабочих диапазонов температур - 55 до +50 в качестве гасящего и изолирующего средства используется чистый элегаз.

Таблица 7 – Выбор и проверка выключателей 220 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	220	220	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	3150	134,0	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	63	5,82	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	135	14,13	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	63	5,82	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Номинальное значение	18	0,01	$i_{АН} \geq i_A$

апериодической составляющей, $i_{АН}$ (кА)			
---	--	--	--

Продолжение таблицы 7

Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	135	14,13	$i_{ПРСКВ} \geq i_{ВД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	4800	21,4	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Выключатель проходит по всем параметрам.

На стороне 35 кВ первоначально принимаем для установки вакуумный выключатель марки ВР35НС

Выключатели вакуумные наружной установки серии ВР35НС с кремнийорганической и воздушной изоляцией в полюсах (без трансформаторного масла) и приводом с использованием принципа двухпозиционной "магнитной защелки" соответствуют техническим условиям ТУ У 22588376.002-96, а также ГОСТ 687-78. Выключатели серии ВР35НС предназначены для коммутации электрических высоковольтных цепей при нормальных и аварийных режимах сетей трехфазного переменного тока с изолированной или частично заземленной нейтралью с номинальным напряжением 35 кВ частотой 50 (60) Гц.

Выключатели серии ВР35НС применяется как комплектующее для открытых распределительных устройств 35кВ.

Вакуумные выключатели серии ВР35НС разработаны на смену воздушным и масляным выключателям, обладая целым рядом преимуществ над ними. К основным таким преимуществам прежде всего следует отнести: механический ресурс до 30000 циклов ВО; коммутационный ресурс 55 циклов ВО при номинальном токе отключения; коммутационный ресурс 30000 циклов ВО при номинальном токе; цельнолитая кремнийорганическая изоляция полюсов по сравнению с применяемой ранее и по сравнению с

керамическими крышкойшками позволила значительно уменьшить массу и габариты выключателя, существенно повысить надежность изоляции; применение полимерной изоляции в конструкции полюса позволило отказаться от традиционного заполнения полюса трансформаторным маслом, что значительно повысило надежность и пожаробезопасность выключателя; применяемость в схемах на постоянном и переменном оперативном напряжении; минимум обслуживания; гарантийный срок эксплуатации 2,5 года.

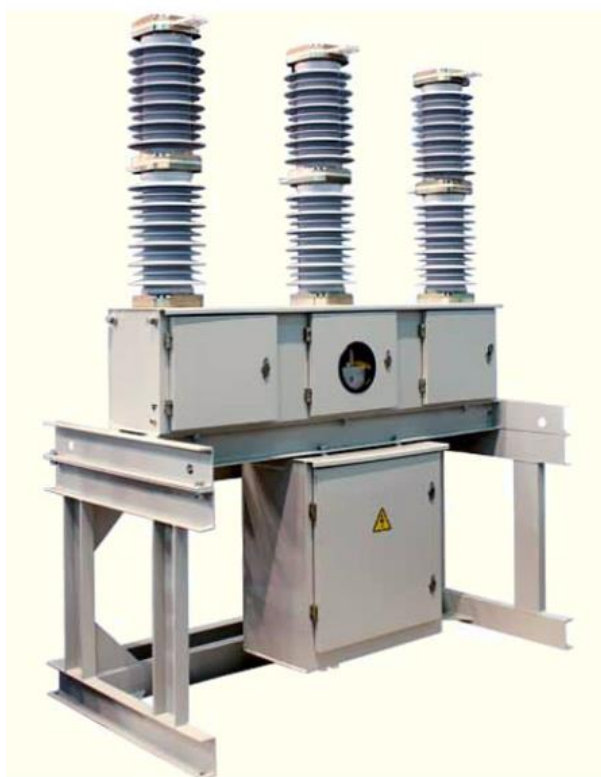


Рисунок 10 – Внешний вид – VP35HC

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 8.

Таблица 8 – Выбор и проверка выключателей 35 кВ

Номинальные параметры выключателя	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
-----------------------------------	------------------	---------------------------

Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
--	----	----	--------------------------

Продолжение таблицы 8

Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1600	420	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	20	2,63	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	52	7,48	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	20	7,48	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Номинальное значение апериодической составляющей, $i_{АН}$ (кА)	8	0,003	$i_{АН} \geq i_{А}$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	52	7,48	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	1200	12,2	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{к}$

Выключатель проходит по всем параметрам.

На стороне 10 кВ первоначально принимаем выключатель вакуумный ВВ TEL 10-20/1600.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 9.

Вакуумные выключатели серии ВВ/TEL предназначены для эксплуатации в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением до 10 кВ с изолированной и компенсированной нейтралью в нормальных и аварийных режимах.

Выключатели ВВ/TEL применяются в ячейках КРУ внутренней и наружной установки.

Отличительные особенности:

- высокий коммутационный и механический ресурсы;
- отсутствие необходимости проведения текущего и среднего ремонтов;
- питание цепей управления от сети постоянного, выпрямленного и переменного оперативного тока;
- малое потребление мощности из сети оперативного питания;
- возможность отключения при потере оперативного питания;
- полная взаимозаменяемость с устаревшими маломасляными выключателями по главным и вспомогательным цепям;
- возможность работы в любом пространственном положении;
- малые габариты и масса.



Рисунок 10 – Внешний вид – ВВ TEL 10-20/1600

Таблица 9 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	10	10	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1600	1400	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	20	6,93	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	51	18,6	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$

Номинальный ток отключения $I_{отк}$ (кА)	20	6,93	$I_{отк} \geq I_{по}$
--	----	------	-----------------------

Продолжение таблицы 9

Номинальное значение аperiodической составляющей, $i_{АН}$ (кА)	22,5	0,005	$i_{АН} \geq i_A$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	51	18,6	$i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	1200	30,2	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Выключатель проходит по всем параметрам.

4.4 Выбор и проверка 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 выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ.

По напряжению и рабочему току выберем разъединители марки РНДЗ-110/1000 ХЛ1 (разъединитель для наружной установки двухколонковый с заземляющими ножами), номинальный рабочий ток 1000 А.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 10.

Таблица 10 – Разъединитель РГН – 220/1000 – УХЛ1

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	220	220	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$

Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1000	134,0	$I_{НОМ} \geq I_m$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$	31,5	14,13	$i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$
Продолжение таблицы 10			
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	6400	21,4	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

На напряжении 35 кВ, по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РГ-35/1000 ХЛ1. Привод разъединителя – ПРНЗ.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1000	420	$I_{НОМ} \geq I_m$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	63	7,48	$i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	1875	12,2	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

4.5 Выбор и проверка трансформаторов тока

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

Трансформатор тока проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а также по величине нагрузки в заданном классе точности.

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

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} \quad (24)$$

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

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (25)$$

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

l - длина соединительных проводов, для РУ 220 кВ подстанции принимается - 100 м, для РУ 35 и 10 кВ - 60 м ;

F - сечение соединительного провода, $F = 4$ мм².

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (220 кВ):

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление соединительных проводов (для 35, 10 кВ) (Ом):

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I_2^2} \quad (26)$$

где $S_{пр}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, $I_2=1A$.

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс DELTA+ фирмы АВВ. Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 12, 13, 14.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 220 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы , В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик АЭ	DELTA+	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 13 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы , В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	DELTA+	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы , В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	DELTA+	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 220 кВ

$S_{пр}=1,62$ ВА. Тогда сопротивление приборов:

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

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 35 кВ
 $S_{\text{ПР}} = 0,62 \text{ ВА}$. Тогда сопротивление приборов:

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

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 10 кВ
 $S_{\text{ПР}} = 0,62 \text{ ВА}$. Тогда сопротивление приборов:

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

Вторичная нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2,220} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 1,62 + 0,71 + 0,1 = 2,43 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{2,35} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{2,10} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока на стороне 220 кВ ТГ-245, с номинальным током первичной обмотки 2400 А.

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока с расчетными данными приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Проверка выбранного ТТ 220 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока	Расчетные	Условия
---	-----------	---------

	данные	выбора и проверки
--	--------	-------------------

Продолжение таблицы 15

Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	220	220	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	2400	234,0	$I_{НОМ} \geq I_m$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	125	14,13	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	12000	21,14	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z2 ном (Ом)	20	2,43	$z_{2НОМ} \geq z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТОЛ-35-II с номинальным током первичной обмотки 600 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 16.

Таблица 16 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	600	420,0	$I_{НОМ} \geq I_m$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	125	7,48	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	7203	12,2	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z2ном (Ом)	30	1,15	$z_{2НОМ} \geq z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ ТОЛ-10-I-1 с номинальным током первичной обмотки 1500 А. Сравнение параметров приведено в таблице 17.

Таблица 17 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	10	10	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1500	1400	$I_{НОМ} \geq I_m$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	74,5	18,6	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	4800	30,2	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2НОМ}$ (Ом)	1,2	1,15	$Z_{2НОМ} \geq Z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

4.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке

$$S_{2НОМ} \geq S_2 \quad (27)$$

где $S_{2НОМ}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

S_2 - нагрузка измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 220 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	2	10
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	DELTA+2		1
Счетчик РЭ			
Сумма			32

Принимаем на стороне 220 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ-220 УХЛ1

Таблица 19 – Проверка выбранного ТН 220 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	400 ВА	32 ВА	$S_{2НОМ} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 35 кВ определяем мощность вторичной нагрузки.

Принимаем трансформатор напряжения типа НАМИ-35 УХЛ1, проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	2	10
Варметр	Д-335	5	1,5
Ваттметр	Д-335	5	1,5
Счетчик АЭ	DELTA+	5	1
Счетчик РЭ			
Сумма			44

Таблица 21 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	75 ВА	44 ВА	$S_{2НОМ} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его оставляем.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 10 кВ) подстанции

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Вольтметр	Н-393	2	10

регистрирующий			
Продолжение таблицы 22			
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	DELTA+	12	1
Счетчик РЭ			
Сумма			42

Принимаем на стороне 10 кВ трансформатор напряжения типа: НТМИ – 10.

Таблица 23 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	75 ВА	42 ВА	$S_{2НОМ} \geq S_2$

4.7 Выбор шинных конструкций

4.7.1 Общие положения

Основное электрическое оборудование ПС и аппараты в основных электрических цепях соединяются между собой проводниками разного типа, которые образуют токоведущие части электрической установки.

В открытой части подстанции (РУ 220 кВ, 35 кВ) применяем провода АС.

Выбор жестких шин:

Согласно ПУЭ, сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах ОРУ по экономической плотности тока не выбираются; выбор сечения шин производится по нагреву (допустимому току).

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}, \quad (28)$$

где I_{\max} - расчетный ток утяжеленного режима для электроустановки, А;
 $I_{\text{доп}}$ - допустимый ток для шины выбранного сечения с учетом поправки при расположении шин плашмя, А.

Далее жесткие шины проверяют на термическую стойкость при коротких замыканиях по выражению:

$$q \geq \frac{\sqrt{W_k}}{C}, \quad (28)$$

где q - выбранное сечение, мм²;

W_k - тепловой импульс тока короткого замыкания;

$C = 91$ - расчетный коэффициент для алюминиевых шин.

Проверка шин на электродинамическую стойкость: шинная конструкция считается электродинамически стойкой, если максимальное расчетное напряжение в материале шин $\sigma_{\text{расч}}$ и максимальные расчетные нагрузки на изоляторы $F_{\text{расч}}$ не превосходят допустимых значений, т. е.

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}; \quad (29)$$

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}, \quad (30)$$

где $\sigma_{\text{доп}}$, $F_{\text{доп}}$ - допустимые напряжение в материале и нагрузка на изолятор.

Согласно ПУЭ допустимое напряжение $\sigma_{\text{доп}}$ принимается равным 70% временного сопротивления разрыву (предела прочности) материала шин σ_B , т. е.

$$\sigma_{\text{доп}} = 0,7\sigma_{\text{В}}. \quad (31)$$

Допустимая нагрузка на изолятор $F_{\text{доп}}$ принимается равной 60% от минимальной разрушающей нагрузки $F_{\text{разр}}$, приложенной к головке изолятора, т. е.

$$F_{\text{доп}} = 0,6F_{\text{разр}}. \quad (32)$$

Если центр масс поперечного сечения шины удален от вершины опорного изолятора допустимая нагрузка при изгибе изолятора должна быть уменьшена в соответствии с формулой

$$F_{\text{доп}} = 0,6F_{\text{разр}}H/(h+H), \quad (33)$$

где h - расстояние от вершины изолятора до центра масс поперечного сечения шины;

H - расстояние от головки изолятора до опасного сечения (сечения, где наиболее вероятна поломка) изолятора.

Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. В такой системе возникают колебания, частота которых зависит от массы и жесткости конструкций. Электродинамические силы, возникающие при коротком замыкании, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины-изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает.

Частоту собственных колебаний для алюминиевых шин можно определить как:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (34)$$

где l - длина пролета между изоляторами, м;

J - момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей шины, см⁴;

q - поперечное сечение шины, см².

Изменяя длину пролета и форму сечения шин, добиваются того, чтобы механический резонанс был исключен, то есть $f_0 > 200$ Гц.

Механический расчет однополосных шин:

Определяется наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании, Н/м:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_{уд}^2 / a, \quad (35)$$

где $i_{уд}$ - ударный ток короткого замыкания, А;

a - расстояние между фазами, м.

Находится напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W}, \quad (36)$$

где l - длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции, м;

W - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см³.

Полученное значение напряжения в материале шин сравнивается с допустимым.

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по номинальному напряжению и допустимой нагрузке. Проходные изоляторы кроме этого выбираются по номинальному току ($I_{\max} \leq I_{\text{доп}}$).

Выбор гибких шин:

- проверка сечения на нагрев проводится по допустимому току ;
- проверка на термическое действие тока КЗ не производится, т.к ошиновка выполнена голыми проводами на открытом воздухе;
- проверка на электродинамическое действие токов короткого замыкания (на схлестывание) не производится, так как токи к.з. для ОРУ 35 и 220 кВ меньше 20 кА;
- проверка по условию короны: необходима для гибких проводников ОРУ при напряжении 110 кВ и выше.

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

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (36)$$

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

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{CP}}}{r_0}}, \quad (37)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D - p = 1,26 \cdot D, \quad (38)$$

где D – расстояние между соседними фазами, см.

Провода не будут коронировать если выполняется условие

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0. \quad (39)$$

4.7.2 Выбор и проверка гибких шин.

Токоведущие части от сборных шин до вводов 220 кВ трансформаторов (автотрансформаторов) выбираем по допустимому току при максимальной нагрузке:

$$I_{max} = 134 \text{ А.}$$

Принимаем провод АС-240/32, имеющий следующие параметры: радиус провода $r_0 = 1,08$ см, $I_{доп} = 605 \text{ А} > I_{max} = 330 \text{ А}$.

Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами $D=700$ см.

Проверка по условиям коронирования:

начальная критическая напряженность электрического поля, кВ/см,

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 31,9 \text{ кВ/см.}$$

Среднее геометрическое расстояние между проводами фаз

$$D_{CP} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 700 = 882 \text{ см.}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{CP}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 220}{1,08 \cdot \lg \frac{882}{1,08}} = 10,75 \text{ кВ/см.}$$

Условие проверки:

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

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 10,75 = 11,5 < 0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 31,9 = 28,71 \text{ кВ/см,}$$

то есть провод АС-240/32 по условиям короны проходит.

Производим выбор шин и токоведущих частей для ОРУ 35 кВ.

$$I_{max} = 420 \text{ А.}$$

Принимаем провод 2×АС-300/48, имеющий следующие параметры:
радиус провода $r_0 = 1,22 \text{ см}$, $I_{доп} = 690 \text{ А} > I_{max} = 633 \text{ А}$.

Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами $D=400 \text{ см}$.

Проверка по условиям коронирования:

начальная критическая напряженность электрического поля, кВ/см,

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,22}} \right) = 31,6 \text{ кВ/см.}$$

Среднее геометрическое расстояние между проводами фаз

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 400 = 504 \text{ см.}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 115}{1,22 \cdot \lg \frac{504}{1,22}} = 5,54 \text{ кВ/см.}$$

Условие проверки:

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

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 5,54 = 5,93 < 0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 31,6 = 28,44 \text{ кВ/см,}$$

то есть провод 2×АС-300/48 по условиям короны проходит.

4.7.3 Выбор и проверка жестких шин

В закрытых РУ 6 –10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами.

При токах больше 3000 А рекомендуется применять шины коробчатого сечения т.к. они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения. Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6 –10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных фарфоровых изоляторах. Шинодержатели, с помощью которых шины закреплены на изоляторах, допускают продольное смещение шин.

Ток продолжительного режима

$$I_{норм} = \frac{S_n}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 2,886 \text{ кА} \quad (40)$$

$$I_{p.max} = 1,35 \cdot I_{ном} = 3,89 \text{ кА} \quad (41)$$

Принимаю шину коробчатого сечения алюминиевые
 $2 \times (125 \times 55 \times 6,5) \text{ мм}$; $S = 1370 \text{ мм}^2$; $I_{ном} = 4640 \text{ А}$;

С учётом поправочного коэффициента на температуру 0,94 определим

$$I_{дон} = 4640 \cdot 0,94 = 4361 \text{ А};$$

Проверка по термостойкости:

$$I_{н.о} = 6,93 \text{ кА}; T_a = 0.005; i_y = 18,6 \text{ кА}.$$

Тепловой импульс тока к.з.:

$$B_k = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 41.85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (42)$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{c} = 70,4 \text{ мм}^2 \quad (43)$$

где $c = 91$.

$$q_{\min} < S.$$

Шины термически стойкие.

Проверка на механическую прочность.

Принимаем, что шины соединены жёстко, тогда момент сопротивления

$$W_{y_0-y_0} = 167 \text{ см}^3.$$

Напряжение в материале шин:

$$\sigma_{\phi.\max} = 2,2 \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W_{yo-yo}} \cdot 10^{-8} = 2,2 \frac{73,8^2 \cdot 2^2 \cdot 10^{-8}}{0,8 \cdot 167} = 5,99 \text{ МПа} \quad , \quad (44)$$

где $l = 2$ м;

$a = 0,8$ – расстояние между фазами.

$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\phi.\max} < \sigma_{\text{доп}} = 40$ МПа.

Таким образом шины механически прочны.

Выбор изоляторов.

Выбираем опорный изолятор марки ОФ – 10 – 2000 УЗ, $F_{\text{разр}} = 20000$ Н,

$H_{\text{из}} = 134$ мм.

Сила на изгиб:

$$F_{\text{из}} = 1,62 \cdot \frac{i_{y0} \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} = 1,62 \cdot \frac{73800^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 2205,8 \text{ Н} \quad (45)$$

Поправка на высоту коробчатых шин:

$$k_h = \frac{H}{H_{\text{из}}} = \frac{H_{\text{из}} + C + h/2}{H_{\text{из}}} = \frac{134 + 6,5 + 125/2}{134} = 1,5 \quad ; \quad (46)$$

$$F_{\text{расч}} = k_h \cdot F_u = 3308,7 \text{ Н} \quad ; \quad (47)$$

$$F_{\text{дон}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 20000 = 12000 \text{ Н} \quad ; \quad (48)$$

$$F_{\text{дон}} \geq F_{\text{расч}} \quad (49)$$

Опорный изолятор марки ОФ – 10 – 2000 УЗ механически прочен.

4.8 Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанции зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанции являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд.

Таблица 24 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		Cos φ	Нагрузка	
	кВт × n	Всего		P _{уст} , кВт	Q _{уст} , кВт
1	2	3	4	5	6
Охлаждение ТДТН-25000/220	22,2 × 2	44,4	0,85	44,4	27,5
Подогрев ЗАР1ДТ-245	20,4 × 8	163,2	1	163,2	-
Подогрев ВР35НС	15,8 × 8	126,4	1	126,4	-
Подогрев КРУ	-	10	1	10	-
Освещение и вентиляция ЗРУ	-	7	1	7	-
Отопление и освещение ОПУ	-	100	1	100	-
Отопление и освещение ДП	-	80	1	80	-

Освещение ОРУ	-	10	1	10	-
Насосная	-	30	1	30	-
Прочие	-	46	1	46	-
Итого				617	27,5

Расчетная нагрузка при $K_c = 0,8$:

$$S_{расч} = k_c \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} = 0,8 \sqrt{617^2 + 27,5^2} = 494 \text{ кВА.} \quad (50)$$

Принимаем два трансформатора ТМ - 630 кВА.

4.9 Выбор и проверка ячеек КРУ

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

Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

Для КРУ 6–10 кВ применяются выключатели обычной конструкции, а вместо разъединителей втычные контакты.

Примем КРУ серии К-59У1М 10кВ. Шкаф КРУ состоит из жесткого металлического корпуса, внутри которого размещена вся аппаратура. Для безопасного обслуживания и локализации аварий корпус разделен на отсеки с металлическими перегородками и автоматически закрывающимися металлическими шторками. Выключатель с приводами установлен на выкатной тележке. В верхней и нижней частях тележки расположены подвижные разъединяющие контакты, которые при вкатывании тележки в

шкаф замыкаются с шинным и линейным неподвижными контактами. При выкатывании тележки с предварительно отключенным выключателем разъемные контакты отключаются, и выключатель при этом будет отсоединен от сборных шин и кабельных вводов. Когда тележка находится вне корпуса шкафа, обеспечивается удобный доступ к выключателю и его приводу для ремонта. Размещение выключателя на выкатной тележке позволяет значительно уменьшить размеры шкафа по сравнению со сборными РУ, где камера выключателя должна предусматривать возможность доступа к аппаратам и ремонт их на месте.

Выкатная тележка может занимать три положения: рабочее (тележка находится в корпусе шкафа, первичные и вторичные цепи замкнуты); испытательное (тележка в корпусе шкафа, но первичные цепи разомкнуты, а вторичные замкнуты); ремонтное (тележка находится вне корпуса шкафа, первичные и вторичные цепи разомкнуты). На выкатной тележке монтируются трансформаторы напряжения, разрядники, силовые предохранители, разъемные контакты соединений главной цепи.

Отсек сборных шин устанавливается на корпусе шкафа. Верх отсека имеет поворотную крышку для монтажа сборных шин сверху (после полной установки всех шкафов). Сборные шины связаны с разъединяющим контактом шинами через проходные изоляторы.

Таблица 25 – Технические характеристики КРУ/TEL

Параметры	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток сборных шин, А	400
Номинальный ток главных цепей, А	400
Номинальный ток отключения выключателя, кА	16
Ток электродинамической стойкости, кА	41

Продолжение таблицы 25

Ток термической стойкости, кА	16
Время протекания тока термической стойкости: для главной цепи	3
для цепей замыкания	1
Номинальное напряжение вспомогательных цепей, В	До 220
Допустимое отклонение напряжения вспомогательных цепей	–15.. +10 %

На отходящие линии и вводы выбираем *Модуль №1*.

Модуль №9 – модуль содержащий трансформатор напряжения и ОПН.

Модуль №6 и 7 – модуль секционного выключателя и модуль секционного разъединителя.

Модуль №9 – модуль для трансформатора собственных нужд.

Выкатные элементы (ВЭ) предназначены для коммутации электрических цепей в нормальных и аварийных режимах в шкафах комплексных распределительных устройств.

ВЭ предназначен для использования в шкафах КРУ серий К – 59, К – 104, КМ – 1М и другие. Выбираем серию К – 59.

4.10 Разработка заземления и молниезащиты ПС

Открытые распределительные устройства и открытые подстанции 20 – 500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молнии.

4.10.1 Конструктивное исполнение заземления ПС и определение его стационарного и импульсного сопротивления

Сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры ПС «Ключевая» 50×110 (м)

Определяем площадь контура заземления:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (110 + 3) \cdot (50 + 3) = 5989 \quad (\text{м}^2) \quad (51)$$

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

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (52)$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{5,82^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,2 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (53)$$

где I_M - максимальный ток короткого замыкания (кА)

T - предельное время работы защиты (сек)

β - коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку на термическую стойкость

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (54)$$

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

где a_k, b_k, c_k, d_k - вспомогательные коэффициенты

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)} \quad (55)$$

Принимаем первоначально расстояние между полосами $l_{nn} = 5$ (м)

Общая длина полос в сетке:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}} \cdot (B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}} \cdot (A+3) = \frac{(110+3)}{5} \cdot (50+3) + \frac{(50+3)}{5} \cdot (110+3) = 2395,6(\text{м})$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{2395,6}{2 \cdot \sqrt{5989}} = 15,47 \quad (56)$$

Принимаем число ячеек: $m = 15$

Длина стороны ячейки

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{5989}}{15} = 5,15(\text{м}) \quad (57)$$

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S}(m+1) = 2 \cdot \sqrt{5989} \cdot (15+1) = 2476,4(\text{м}) \quad (58)$$

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{5989}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 21,89 \quad (59)$$

Принимаем: $n_e = 22$

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

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_C = \rho \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_e \cdot n_e} \right) = 50 \cdot \left(0,42 \frac{1}{\sqrt{5989}} + \frac{1}{2476,4 + 4,0 \cdot 22} \right) = 0,442(\text{Ом}) \quad (60)$$

где A - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент:

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{5989}}{(21 + 320) \cdot (5.82 + 45)}} = 1,09 \quad (61)$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя

$$R_{II} = R_C \cdot \alpha_{II} = 0,442 \cdot 1,09 = 0,482 \text{ (Ом)} \quad (62)$$

Сопротивление не превышает максимального значения следовательно расчет проведен верно.

4.10.2 Разработка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Защита подстанции от прямых ударов молний осуществляется стержневыми и тросовыми молниеотводами.

Необходимо защитить линейные (высота 11 м) порталы молниеотводами, так как высота остальных элементов подстанции значительно ниже, и они попадают в зону защиты молниеотводов.

Защиту ОРУ выполним стержневыми молниеотводами, размещенными на линейных и шинных порталах и отдельностоящими молниеотводами. Высота молниеотвода на линейном портале и отдельностоящего 220 кВ – 19 метров.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h \quad (63)$$

где h – высота молниеотвода (19 м)

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 19 = 16,15$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,18 \quad (64)$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне линейного портала:

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)} = 1,6 \cdot 19 \cdot \frac{(19 - 11)}{(19 + 11)} = 8,1 \quad (65)$$

где h_x – высота защищаемого объекта (линейного портала) составляет 11 м.

Наименьшая высота внутренней зоны на примере двух молниеотводов 1-4 расположенных на расстоянии L друг от друга:

$$h_c = h - \frac{L}{7} = 19 - \frac{25}{7} = 15,4 \quad (66)$$

Половина ширины внешней зоны на уровне линейного портала определяется по следующей формуле:

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}} = 1,6 \cdot \frac{15,4 - 11}{1 + \frac{11}{15,4}} = 4,1 \quad (67)$$

Где h_x – высота защищаемого объекта (м).

Аналогично проводится расчет молниезащиты от остальных пар молниеотводов результаты расчета сведены в таблицу 26.

Таблица 26 – Параметры зон молниезащиты ПС «Ключевая»

Пара молниеотводов	L (м)	H (м)	hэф (м)	hc (м)	r0 (м)	rx (м)	rcx (м)
1 - 2	30	19	16,15	14,7	20,18	8,1	3,4
2 – 3	25	19	16,15	15,4	20,18	8,1	4,1
3 - 4	25	19	16,15	15,4	20,18	20,18	4,1
1 - 4	25	19	16,15	15,4	20,18	20,18	4,1
5 - 4	30	19	16,15	14,7	20,18	20,18	3,4
5 - 6	25	19	16,15	15,4	20,18	20,18	4,1

Результаты расчета молниезащиты так же представлены в графической части дипломного проекта.

4.10.3 Выбор и проверка ОПН

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования РУ применяют ОПН, целью которых является защита энергооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа *PEXLIM R 220* с классом напряжения 220 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасно сть при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
220	220	138	10	40

На стороне СН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа 3EL2 36 с классом напряжения 35 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
35	30	24	10	165

На стороне НН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа *POLIM D10N* с классом напряжения 10 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
10	12	12	10	30,6

5 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ВЛ ПС МАГДАГАЧИ – ПС КЛЮЧЕВАЯ

5.1 Механический расчет проводов и тросов

Расчет удельных механических нагрузок

Удельные нагрузки на провода и тросы учитывают механические силы от веса и гололедных образований, а также давление ветра на провода без гололеда или с гололедом.

Удельные нагрузки относятся к единице длины и единице поперечного сечения провода или троса и применяются во всех расчетах конструктивной части ВЛ в качестве исходных данных.

Нагрузка от массы провода:

$$\gamma_1 = g \cdot \frac{G_0}{F_p} = 9,81 \cdot \frac{0,499}{451 \cdot 10^{-6}} = 14,7 \text{ (кПа/м)} \quad (68)$$

где $g = 9,81 \text{ м/сек}^2$;

G_0 – масса 1 м провода, кг/м;

F_p – расчетное сечение провода, м².

Нагрузка от массы гололеда:

$$\gamma_2 = g \cdot \frac{g_0 \cdot \pi \cdot b \cdot (d + 2 \cdot b)}{F_p} \text{ (кПа/м)} \quad (69)$$

$$\gamma_2 = 9,81 \cdot \frac{900 \cdot 3,14 \cdot 0,02 \cdot (0,0401 + 2 \cdot 0,02)}{451 \cdot 10^{-6}} = 127,4$$

где b – толщина стенки гололеда, м;

g_0 – плотность льда, кг/ м³;

d – диаметр провода, м.

Нагрузка от массы провода и гололеда:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2 = 14,7 + 127,4 = 142,1 \text{ (кПа/м)} \quad (70)$$

Нагрузка от давления ветра на провод без гололеда:

$$\gamma_4 = \frac{a \cdot C_x q_{\max} \cdot k_q \cdot d}{F_p} = \frac{0,81 \cdot 1,2 \cdot 650 \cdot 1,15 \cdot 0,0401}{451 \cdot 10^{-6}} = 64,5 \text{ (кПа/м)} \quad (71)$$

где a – коэффициент учитывающий неравномерность скорости ветра по длине пролета, $a = 0,81$;

q_{\max} – скоростной напор ветра, $q_{\max} = 650$ Па;

C_x – аэродинамический коэффициент, $C_x = 1,2$;

k_q – поправочный коэффициент, $k_q = 1,15$.

Удельная нагрузка от давления ветра на провод с гололедом (кПа/м):

$$\gamma_5 = \frac{a \cdot C_x \cdot 0,25 \cdot q_{\max} \cdot (d + 2 \cdot b)}{F_p} = \frac{0,81 \cdot 1,2 \cdot 0,25 \cdot 650 \cdot (0,0401 + 2 \cdot 0,02)}{451 \cdot 10^{-6}} = 32,6 \quad (72)$$

Суммарная удельная нагрузка на провод от его массы и давления ветра:

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2} = \sqrt{14,7^2 + 64,5^2} = 92,4 \text{ (кПа/м)} \quad (73)$$

Суммарная удельная нагрузка на провод от массы провода, массы гололеда и давления ветра:

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2} = \sqrt{135,99^2 + 25,08^2} = 138,28 \text{ (кПа/м)} \quad (74)$$

Рассчитанные удельные нагрузки используются при выборе изоляторов и линейной арматуры.

5.2 Выбор и проверка изоляции ВЛ

Для подвески в поддерживающих гирляндах выберем полимерные изоляторы марки ЛК-120/220 УХЛ1 с электромеханической разрушающей силой 70 кН.

$$n_1 = \frac{P}{p_2 \cdot l_{\text{вес}} + G_2 \cdot g} = \frac{120000}{127,4 \cdot 300 + 2,1 \cdot 9,81} = 3,1 \geq 2,7 \quad (75)$$

$$n_2 = \frac{P}{p_1 \cdot l_{\text{вес}} + G_2 \cdot g} = \frac{120000}{14,7 \cdot 300 + 2,1 \cdot 9,81} = 27,1 \geq 5 \quad (76)$$

где P – электромеханическая разрушающая нагрузка изолятора, кН;

p_1, p_2 – единичные нагрузки от собственного веса провода и от веса провода с гололедом при ветре, $p_1 = 14,7$ кН/м, $p_2 = 127,4$ кН/м;

$l_{\text{вес}}$ – весовой пролет, 300 м;

G_2 – масса гирлянды, для полимерных изоляторов марки ЛК-120/220 УХЛ1 2,1 кг.

Для подвески в натяжных гирляндах применяем полимерные изоляторы марки ЛК 120/110 УХЛ1.

Выбор типа изоляторов натяжных гирлянд производят по формулам

$$n_1 = \frac{P}{\sqrt{(\sigma_{\gamma \text{max}} \cdot F_p)^2 + \left(\frac{p_2 \cdot l_{\text{вес}}}{2} + G_2 \cdot g\right)^2}} \quad (77)$$

$$n_1 = \frac{120000}{\sqrt{(115 \cdot 339)^2 + \left(\frac{127,4 \cdot 300}{2} + 3,2 \cdot 9,81\right)^2}} = 2,76 \geq 2,7$$

$$n_2 = \frac{P}{\sqrt{(\sigma_3 \cdot F_p)^2 + \left(\frac{P_1 \cdot l_{sec}}{2} + G_2 \cdot g\right)^2}} \quad (78)$$

$$n_2 = \frac{120000}{\sqrt{(70,3 \cdot 339)^2 + \left(\frac{14,7 \cdot 300}{2} + 3,2 \cdot 9,81\right)^2}} = 5,1 \geq 5$$

где $\sigma_{\gamma \max}$ и σ_3 - напряжения в проводе при наибольшей нагрузке и среднегодовой температуре.

В арматуре требуются меньшие коэффициенты запаса, чем в изоляторах, поэтому прочность арматуры не проверяется. Поддерживающие зажимы принимаем глухие. Натяжные зажимы – спиральные, т.к. сечение провода 300 мм².

5.3 Выбор и расстановка опор

При выборе типов опор, а также при определении расчетных нагрузок необходимо исходить из наиболее невыгодных сочетаний климатических условий, наблюдаемых для линии 220 кВ не реже 1 раза в 10 лет.

Исходя из расчетного сечения провода АС-300/39 и количества цепей с учетом нормативной толщины стенки гололеда принимаем следующие типы опор:

Опора анкерная угловая: У 220 – 3.

Опора промежуточная: ПК 220 – 1 УХЛ1 .

Перед расстановкой опор по профилю трассы необходимо построить шаблон представляющий собой набор кривых: провисания провода, габаритную кривую и земляную кривую.

Построение указанных кривых производится по следующей зависимости (для кривой провисания провода):

$$f1(x) = \frac{\gamma_1}{2 \cdot \sigma \cdot 1000} \cdot x^2 \quad (79)$$

Для габаритной кривой:

$$f_2(x) = \frac{\gamma_1}{2 \cdot \sigma \cdot 1000} \cdot x^2 - \Delta h_{габ} - h_{габ} \quad (80)$$

Для земляной кривой:

$$f_2(x) = \frac{\gamma_1}{2 \cdot \sigma \cdot 1000} \cdot x^2 - \Delta h_{габ} - h_{габ} - f_{макс} \quad (81)$$

где σ – допустимое напряжение при среднегодовой температуре (принимаем 80), МПа;

$\Delta h_{габ}$ – поправка на неточность подвески провода (принимаем 0,5) м;

$h_{габ}$ – габарит до земли (принимаем 6) м;

$f_{макс}$ – максимальная стрела провеса провода (принимаем 10 м).

Шаблон для расстановки опор по профилю трассы представлен на рисунке 12.

Расстановка опор производится следующим образом: на профиле трассы устанавливается начальная опора, далее к профилю прикладывается шаблон таким образом, чтобы точка пересечения земляной кривой с поверхностью земли совпадала с точкой основания первой опоры, при этом габаритная кривая должна касаться поверхности земли.

Пересечение земляной кривой с поверхностью земли с другой стороны является местом установки второй опоры, расстановка продолжается на протяжении всей трассы.

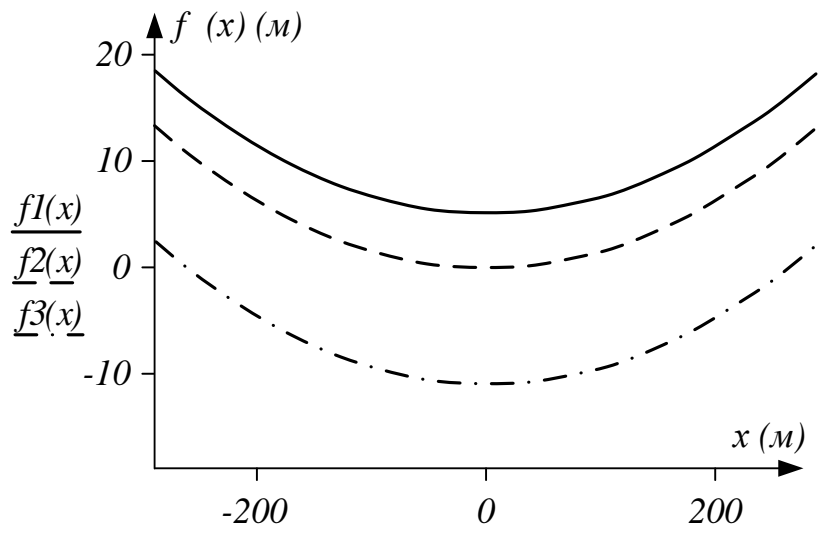


Рисунок 11 – Шаблон для расстановки опор по профилю трассы

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

6.1 Релейная защита ВЛ «Магдагачи» – «Ключевая»

В данном разделе рассматривается расчет всех защит устанавливаемых на ВЛ «Магдагачи» – «Ключевая»

6.1.1 Дистанционная защита

Сопротивление срабатывания защиты первой ступени:

$$X_{сз}^I = 0.85 \cdot X_{уд} \cdot l \quad (82)$$

Где l - длина линии 55,0 км.

$$X_{сз}^I = 0,85 \cdot 0,4 \cdot 55 = 18,7 \text{ (Ом)} \quad (83)$$

Сопротивление срабатывания реле определяется:

$$X_{ср} = K_{сх} \cdot \frac{K_I}{K_V} \cdot X_{сз} \quad (84)$$

где K – коэффициенты трансформации трансформатора тока и трансформатора напряжения.

$$X_{ср}^I = \sqrt{3} \cdot \frac{50}{660} \cdot 18,70 = 2,4 \text{ (Ом)}$$

Время срабатывания первой ступени:

$$t_I = 0.1 \text{ с.}$$

Сопротивление срабатывания защиты второй ступени :

$$X_{сз}^{II} = 0.85 \cdot X_{y\partial} \cdot l \quad (85)$$

$$X_{с.з.}^{II} = 0.85 \cdot 0,4 \cdot 55 = 18,7 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление срабатывания реле второй ступени:

$$X_{с.р.}^{II} = \sqrt{3} \cdot \frac{50}{660} \cdot 18,7 = 2,4 \text{ (Ом)}$$

Время срабатывания второй ступени:

$$t_{II} = 0.6 \text{ с.}$$

Сопротивление срабатывания защиты третьей ступени :

$$X_{сз}^{III} = 0.85 \cdot (X_{y\partial} \cdot l + \frac{0.85 \cdot X_{y\partial} \cdot l}{K_{тр}})$$

(86)

где l - длина линии (км);

$K_{тр}$ - коэффициент тока распределения, принимаем 1.

$$X_{сз}^{III} = 0,85 \cdot (55 \cdot 0,4 + 0,85 \cdot 55 \cdot 0,4) = 34,6 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление срабатывания реле третьей ступени определяется по формуле:

$$X_{cp}^{III} = \sqrt{3} \cdot \frac{50}{660} \cdot 34,6 = 4,45 \text{ (Ом)}$$

Время срабатывания третьей ступени:

$$t_{III} = 1,1 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности третьей ступени дистанционной защиты определяется:

$$K_{ч}^{III} = \frac{X_{сз}^{III}}{X_{уд} \cdot I_n} \quad (87)$$

$$K_{ч}^{III} = \frac{4,47}{55 \cdot 0,4} = 0,2$$

Сопротивление срабатывания защиты четвертой ступени:

$$X_{сз}^{IV} = \frac{0,95 \cdot U_{ном}}{I_{дл}} \quad (88)$$

где $U_{ном}$ - номинальное напряжение на стороне 220 кВ;

$I_{дл}$ - длительно допустимый ток.

$$X_{сз}^{IV} = \frac{0,95 \cdot 220}{0,134} = 1559,7 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление срабатывания реле четвертой ступени определяется по формуле:

$$X_{cp}^{IV} = \sqrt{3} \cdot \frac{50}{660} \cdot 1559,7 = 200,9 \text{ Ом.}$$

Время срабатывания четвертой ступени:

$$t_{IV} = 1.6 \text{ с.}$$

Дистанционная защита с рассчитанными уставками устанавливается на линии «Магдагачи» – «Ключевая».

6.1.2 Токовая отсечка

Отсечка является разновидностью МТЗ, позволяющей обеспечить быстрое отключение КЗ. Токовые отсечки подразделяются на отсечки мгновенного действия и отсечки с выдержкой времени.

Селективность токовых отсечек достигается ограничением их зоны действия так, чтобы отсечка не работала при КЗ за пределами этой зоны, на смежных участках сети, РЗ которых имеет выдержку времени, равную или большую, чем отсечка. Для этого ток срабатывания отсечки должен быть больше максимального тока, проходящего через нее при повреждении в конце участка.

Зона действия мгновенной отсечки по условиям селективности не должна выходить за пределы защищаемой ЛЭП. Зона действия отсечки, работающей с выдержкой времени, выходит за пределы защищаемой ЛЭП и по условию селективности должна отстраиваться от конца зоны РЗ смежного участка по току и по времени.

Отсечка с выдержкой времени на линиях. Отсечка выполняется с небольшой выдержкой времени на ступень селективности больше, чем время срабатывания быстродействующих защит предыдущих элементов:

$$t_{CO} = 0.4 \text{ с.}$$

Это небольшое замедление может существенно уменьшить ток срабатывания отсечки по следующим причинам:

- 1) отстройка производится от меньших токов более удаленных точек КЗ;
- 2) значения коэффициента надежности могут приниматься значительно меньшими, а для нашего случая принимается 1.2;
- 3) требуется отстройки от бросков намагничивающего тока трансформаторов.

По условию селективности ток срабатывания отсечки выбирается больше максимального значения тока при КЗ в конце защищаемого участка:

$$I_{CO} = K_H \cdot I_{к. \max}^{(3)} \quad (89)$$

где $I_{к. \max}^{(3)}$ - ток определяемый при максимальном режиме;

K_H - коэффициент надежности, равный 1.2.

Определяем параметры токовой отсечки с выдержкой времени на линии «Магдагачи» - «Ключевая».

Ток срабатывания токовой отсечки определяется по формуле:

$$I_{CO} = 1.2 \cdot 5.82 = 6,984$$

Токовая отсечка с выдержкой времени, устанавливается на ВЛ 220 кВ «Магдагачи» - «Ключевая».

6.1.3 Первая ступень токовой защиты нулевой последовательности

Отстраивается от максимального тока замыкания на землю, протекающего через рассматриваемую защиту при коротком замыкании в конце защищаемого участка:

$$I_{cз1} = k_H \cdot I_{\max 0}, \quad (90)$$

где $k_H = 1,2$ – для в сети 110—220 кВ.

$I_{\max 0}$ - значение тока однофазного КЗ (А)

Время срабатывания I ступени защиты – $t_{c.з.} = 0$ с.

$$I_{cз1} = 1,2 \cdot 5820 = 6984 \text{ (А)}$$

6.1.4 Вторая ступень токовой защиты нулевой последовательности

Отстраивается от тока срабатывания I ступени защиты:

$$I_{cз2} = k_{отс} \cdot I_{cз1} \quad (91)$$

где $k_{отс} = 1,1$ - коэффициент отстройки.

$$I_{c.з.}^{II} = 1,1 \cdot 6984 = 7682,4 \text{ (А)}$$

Время срабатывания II ступени защиты – $t_{c.з.} = 0,5$ с.

6.1.5 Третья ступень токовой защиты нулевой последовательности

Отстраивается от тока небаланса в защите при трехфазном коротком замыкании.

$$I_{сз3} = k_n \cdot I_{нб.м} \quad (92)$$

где $k_n = 1,2$.

Максимальный ток небаланса определяется как:

$$I_{нб.м} = k_{одн} \cdot k_{ап} \cdot \varepsilon \cdot I_{км}^{(3)}, \quad (93)$$

где $k_{одн} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$k_{ап} = 1$ - коэффициент, учитывающий бросок апериодической составляющей тока короткого замыкания;

$\varepsilon = 0,1$ - допустимая погрешность трансформаторов тока.

$$I_{нб.м} = 0,5 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 5820 = 291$$

$$I_{сз3} = 1,2 \cdot I_{нб.м} = 1,2 \cdot 291 = 349,5 \quad (94)$$

Время срабатывания ступени защиты – $t_{с.з.} = 1,0$ с.

Чувствительность защиты проверяется по формуле:

$$k_u = \frac{3 \cdot I_{\min 1}}{I_{сз}} \geq 1,5. \quad (95)$$

$$k_u = \frac{3 \cdot 5820}{349,5} = 50$$

Защита проходит проверку по чувствительности ее оставляем.

6.2 Релейная защита силового трансформатора на ПС «Ключевая»

6.2.1 Основные типы защит автотрансформаторов

Трансформаторы и автотрансформаторы конструктивно весьма надежны благодаря отсутствию у них движущихся или вращающихся частей. Несмотря на это, в процессе эксплуатации возможны и практически имеют место их повреждения и нарушения нормальных режимов работы. Поэтому трансформаторы и автотрансформаторы должны оснащаться соответствующей релейной защитой.

В обмотках трансформаторов и автотрансформаторов могут возникать короткие замыкания 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 также могут возникать короткие замыкания между фазами и на землю.

Кроме указанных повреждений, в условиях эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов и автотрансформаторов, 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.

Из изложенного следует, что защита трансформаторов и автотрансформаторов должна выполнять следующие функции:

- 1) отключать трансформатор (автотрансформатор) от всех источников питания при его повреждении;
- 2) отключать трансформатор (автотрансформатор) от поврежденной части установки при прохождении через него сверхтока в случаях повреждения шин или другого оборудования, связанного с трансформатором (автотрансформатором), а также при повреждениях смежного оборудования и отказах его защиты или выключателей;
- 3) подавать предупредительный сигнал дежурному персоналу

подстанции (или электростанции) при перегрузке трансформатора (автотрансформатора), выделении газа из масла, понижении уровня масла, повышении его температуры.

Дифференциальная защита для защиты при повреждениях обмоток, вводов и ошиновки трансформаторов (автотрансформаторов). Токовая отсечка мгновенного действия для защиты трансформатора (автотрансформатора) при повреждениях его ошиновки, вводов и части обмотки со стороны источника питания. Газовая защита для защиты при повреждениях внутри бака трансформатора (автотрансформатора), сопровождающихся выделением газа, а также при понижении уровня масла. Максимальная токовая или максимальная направленная защита или эти же защиты с пуском минимального напряжения для защиты от сверхтоков, проходящих через трансформатор (автотрансформатор), при повреждении как самого трансформатора (автотрансформатора), так и других элементов, связанных с ним. Защиты от сверхтоков действуют, как правило, с выдержкой времени. Защита от замыканий на корпус. Защита от перегрузки, действующая на сигнал, для оповещения дежурного персонала или с действием на отключение на подстанциях без постоянного дежурного персонала. Кроме того, в отдельных случаях на трансформаторах (автотрансформаторах) могут устанавливаться и другие виды защиты.

6.2.2 Дифференциальная защита трансформаторов

Область применения и принцип действия.

Дифференциальная защита применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов и автотрансформаторов. Ввиду ее сравнительной сложности дифференциальная защита устанавливается не на всех трансформаторах (автотрансформаторах), а лишь в следующих случаях:

1) на одиночно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и выше;

2) на параллельно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 4000 кВА и выше;

3) на трансформаторах мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности ($K_v < 2$), а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 1 с.

При параллельной работе трансформаторов (автотрансформаторов) дифференциальная защита обеспечивает не только быстрое, но и селективное отключение поврежденного трансформатора (автотрансформатора).

Дифференциальная защита, действующая без выдержки времени, обеспечивает в рассмотренном случае отключение только поврежденного трансформатора. Для выполнения дифференциальной защиты трансформатора (автотрансформатора) устанавливаются трансформаторы тока со стороны всех его обмоток. Вторичные обмотки соединяются в дифференциальную схему и параллельно к ним подключается токовое реле. Аналогично выполняется дифференциальная защита автотрансформатора.

При рассмотрении принципа действия дифференциальной защиты условно принимается, что защищаемый трансформатор имеет коэффициент трансформации, равный единице, одинаковое соединение обмоток и одинаковые трансформаторы тока с обеих сторон.

Согласно выражению $I_p = I_1 - I_2$ при прохождении через трансформатор сквозного тока нагрузки или к.з. ток в реле равен:

$$I_p = I_1 - I_2. \quad (96)$$

При принятых выше условиях и пренебрегая током намагничивания трансформатора, который в нормальном режиме имеет малую величину, можно считать, что первичные токи равны $I_1 = I_{II}$ и, следовательно, вторичные токи $I_1 = I_2$. С учетом этого:

$$I_p = I_1 - I_2 = 0.$$

Таким образом, если схема дифференциальной защиты выполнена правильно и трансформаторы тока имеют точно совпадающие характеристики, то при прохождении через трансформатор тока нагрузки или тока сквозного К.З. ток в реле дифференциальной защиты трансформатора отсутствует. Следовательно, дифференциальная защита трансформатора, так же как дифференциальная защита линий, на такие режимы не реагирует.

Практически вследствие несовпадения характеристик трансформаторов тока вторичные токи не равны $I_1 \neq I_2$ и поэтому в реле проходит ток небаланса, т. е.:

$$I_p = I_1 - I_2 = I_{p.нб}. \quad (97)$$

Для того чтобы дифференциальная защита не подействовала от тока небаланса, ее ток срабатывания должен быть больше этого тока, т.е.:

$$I_{сз} = K_n \cdot I_{p.нб} \quad (98)$$

При К.З. в трансформаторе или любом другом месте между трансформаторами тока направление токов I_{II} и I_2 изменится на противоположное. При этом ток в реле согласно $I_p = I_{кз}/n_{ТТ}$ станет равным

$$I_p = I_1 + I_2, \quad (99)$$

или

$$I_p = I_{кз} / n_{ТТ} \cdot \quad (100)$$

Таким образом, при К.З. в зоне дифференциальной защиты в реле проходит полный ток К.З., деленный на коэффициент трансформации трансформаторов тока. Под влиянием этого тока защита срабатывает и производит отключение поврежденного трансформатора.

В таблице 29 представлен расчёт защиты ДЗТ – 21.

Таблица 29 – Расчёт защиты ДЗТ – 21

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны		
		220 кВ	35 кВ	10 кВ
1	2	3	4	5
Первичный ток на сторонах защищаемого Т, соответствующей его проходной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном,прох}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 63,93$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 397,5$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1400$
Коэффициент трансформации ТТ	K_I	600/5	750/5	2000/5
Схема соединения ТТ	–	Д	Д	У
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий проходной мощности Т, А	$I_{ном,В} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{K_I}$	$\frac{63,93 \cdot \sqrt{3}}{600 / 5} = 0,9$	$\frac{397,5 \cdot \sqrt{3}}{750 / 5} = 4,5$	$\frac{1400 \cdot \sqrt{3}}{2000 / 5} = 5,95$
Номинальный ток принятого ответвления трансреактора реле на основной стороне, А	$I_{отв.ном.осн} \leq I_{ном.В.осн}$	2,5	–	–

Продолжение таблицы 29

Расчётный ток ответвления трансформаторов тока на неосновных сторонах, А	$I_{\text{отв.р.неос}} = I_{\text{ном.В.неос}} \times$ $\times \frac{I_{\text{отв.ном.осн}}}{I_{\text{ном.В.осн}}}$	–	$4,5 \cdot \frac{2,5}{0,9} = 12,5$	$5,95 \cdot \frac{2,5}{0,9} = 16,5$
Тип автотрансформатора тока, включаемый плечо защиты	По таблице (15.4)	–	АТ – 32	АТ – 32
Номинальный ток ответвления, к которому подводятся вторичные токи, А	По таблице (15.4)	–	5,06	5,06
Номер ответвления, к которому подводятся вторичные токи	По таблице (15.4)	–	1 – 5	1 – 8
Номер ответвления, к которому подключается реле	По таблице (15.4)	–	1 – 3	1 – 5
Номинальный ток ответвления АТ тока, к которому подключается реле, А	По таблице (15.4)	–	3,63	3,63
Номинальный ток ответвления на неосновной стороне, А	По таблице (15.4)	–	3,63	3,63
Номер используемого ответвления трансреактора реле	По таблице (5.1)	6	4	4
Расчётный ток ответвления промежуточных ТТ цепи торможения реле, А	$I_{\text{отв.торм.р.}} = \frac{I_{\text{ном.В.}}}{k_{\text{АТ}}}$	0,9	$\frac{4,5}{12,5 / 3,63} = 1,3$	$\frac{5,95}{16,5 / 3,63} = 1,31$

Номинальный ток принятого ответвления приставки и промежуточных ТТ, А	$I_{отв. торм. ном.}$	1	1,5	1,5
Номер используемого ответвления приставки и промежуточных ТТ реле	По таблице (5.2)	4	2	2

Первичный тормозной ток, соответствующий «началу торможения».

$$I_{торм. нач.} = 0,5 I_{ном} \cdot \left(k_{токI} \frac{I_{отв. торм. номI}}{I_{отв. торм. расчI}} + k_{токII} \frac{I_{отв. торм. номII}}{I_{отв. торм. расчII}} \right) \quad (101)$$

$$I_{торм. нач.п} = 0,5 \cdot 63,93 \cdot \left(1 \cdot \frac{1}{0,9} + 1 \cdot \frac{1,5}{1,3} \right) = 72,4 \text{ А}$$

Определяется ток небаланса в режиме, соответствующим «началу торможения».

$$I_{нб. торм. нач.} = I_{торм. нач.} \times \left(k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot E + \Delta U + \left| \frac{I_{1отв. расч.} - I_{1отв. ном}}{I_{1отв. расч.}} - \frac{I_{2отв. расч.} - I_{2отв. ном}}{I_{2отв. расч.}} \right| \right) \quad (102)$$

$$I_{нб. торм. нач.} = 72,4 \cdot \left(1 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,05 + \left| \frac{12,5 - 4,5}{12,5} \right| \right) = 53,6 \text{ А}$$

Определяется первичный номинальный ток срабатывания защиты по следующим условиям:

- отстройки от расчётного первичного тока небаланса в режиме соответствующем началу торможения,

$$I_{сз.min} > K_{отс} \cdot I_{нб.торм.нач} > 1,5 \cdot 53,6 = 80,4 \text{ A} \quad (103)$$

- отстройки от тока небаланса переходного режима внешнего КЗ, по выражению,

$$I_{сз.min} > 0,3 \cdot I_{ном} > 0,3 \cdot 63,93 = 19,2 \text{ A} \quad (104)$$

Определяется относительный номинальный ток срабатывания реле при отсутствии торможения. За расчётную принимается сторона среднего напряжения,

$$I_{с.р.min} = \frac{I_{с.з.min} \cdot k_{сх}}{K_1 \cdot I_{отв.ном}} = \frac{19,2 \cdot (230 / 35) \cdot \sqrt{3}}{(750 / 5) \cdot 4,5} = 0,317 \approx 0,32 \quad (105)$$

$$I_{нб.расч.} = (k_{пер} k_{одн} E + \Delta U) I_{КЗ} + \left| \frac{I_{1отв.р.неос.} - I_{1н.отв.}}{I_{1отв.р.неос.}} - \frac{I_{2отв.р.неос.} - I_{2н.отв.}}{I_{2отв.р.неос.}} \right| I_{КЗ} \quad (106)$$

$$I_{нб.расч.} = \{ (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05) + \left| \frac{12,5 - 4,5}{12,5} \right| \} \cdot 5820 = 5179,8 \text{ A}$$

Определяем коэффициент торможения защиты:

$$k_{торм} = \frac{I_{отс} \cdot I_{*нб.расч.} \cdot \frac{I_{ном.В.осн.}}{I_{отв.ном.осн.}} - I_{*ср.min}}{0,5 \cdot \Sigma I_{*торм.расч.} \cdot \frac{I_{отв.торм.расч.}}{I_{отв.торм.ном}} - I_{*торм.нач.}} \quad (107)$$

$$k_{торм} = \frac{1,5 \cdot (5179,8 / 63,93) \cdot (0,9 / 2,5) - 0,3}{0,5 \cdot (5179,8 / 63,93) \cdot \left(\frac{0,9}{2,5} + \frac{1,3}{2,5} \right) - 1} = 0,476$$

Первичный ток срабатывания отсечки равен:

$$I_{c.омс} = 6 \cdot 2,5 \cdot \frac{(600/5)}{\sqrt{3}} = 1039 \text{ A} \quad (108)$$

7 РАСЧЕТ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ

Основная задача расчета правильно оценить состояние энергосистемы в нормальных и послеаварийных режимах и определить корректность и достаточность выбранного оборудования.

В качестве ПВК используется RastrWin 3, который предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

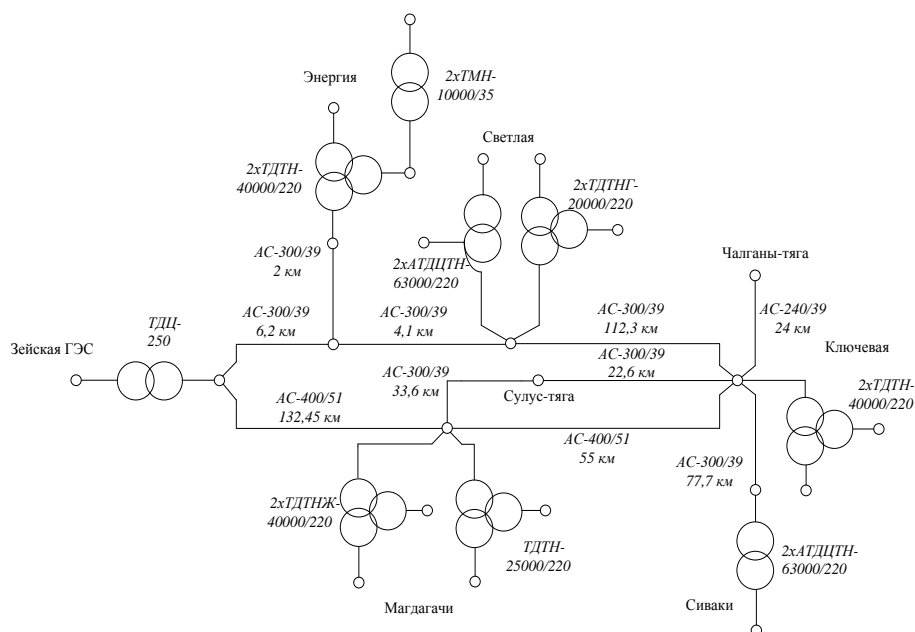


Рисунок 12 - Граф сети с указанием технических параметров оборудования

Параметры режима работы в графической форме представлены на рисунках 13, 14, 15, 16.

Данные о режиме работы сети представлены в таблицах 30, 31, 32, 33.

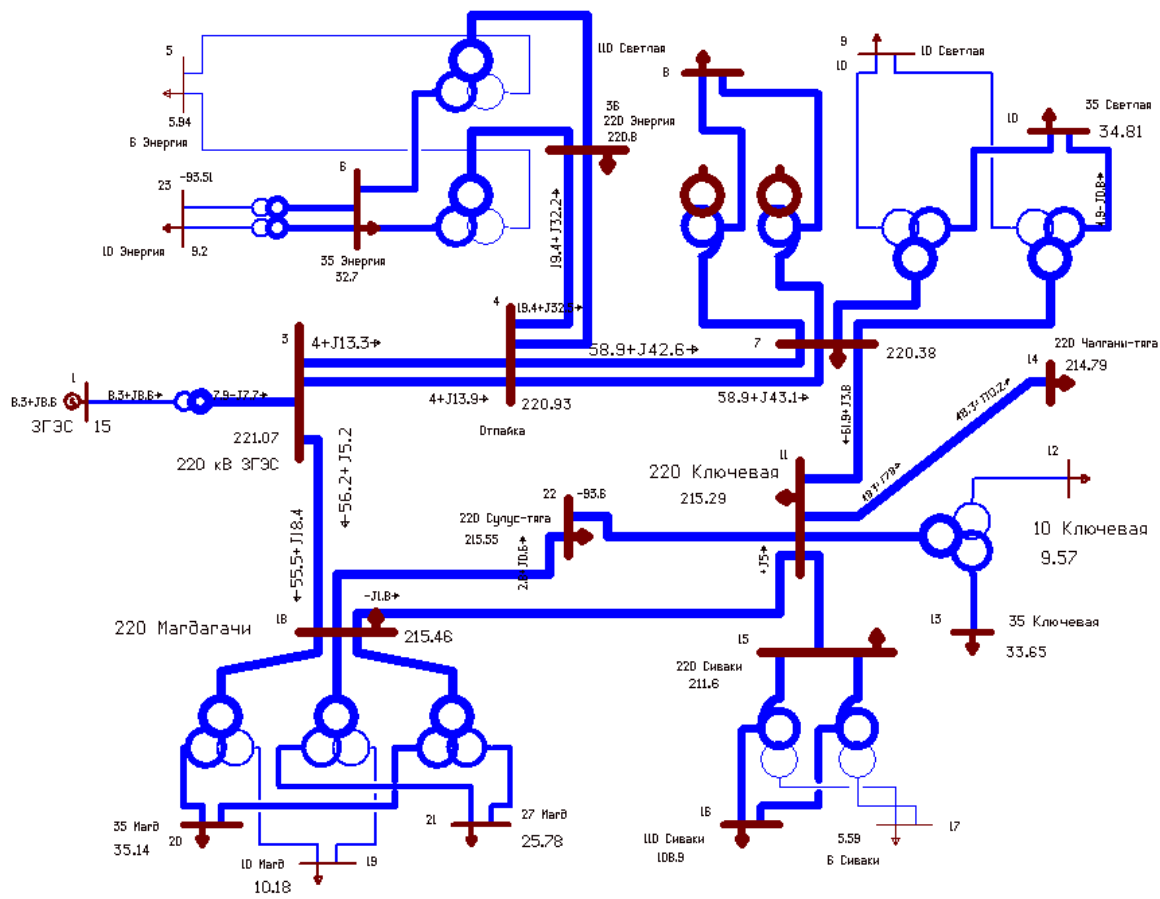


Рисунок 13 – Данные по ветвям в нормальном режиме работы исходной сети

Таблица 30 – Данные по узлам в нормальном режиме работы исходной сети

Номер узла	Название узла	Уном	U
1	Зейская ГЭС	15	15
3		220	221,07
36	ПС Энергия	220	220,8
6		35	32,7
23		10	9,2
6		6	5,94
7	ПС Светлая	220	220,38
8		110	109,33
10		35	34,81
9		10	10
14	ПС Чалганы-тяга	220	214,79
11	ПС Ключевая	220	215,29
13		35	33,65
12		10	9,57
15	ПС Сиваки	220	211,6
16		110	108,9

17	ПС Сиваки	6	5,59
22	ПС Сулус-тяга	220	215,5
18	ПС Магдагачи	220	215,46
20		35	35,14
21		27	25,78
19		10	10,18

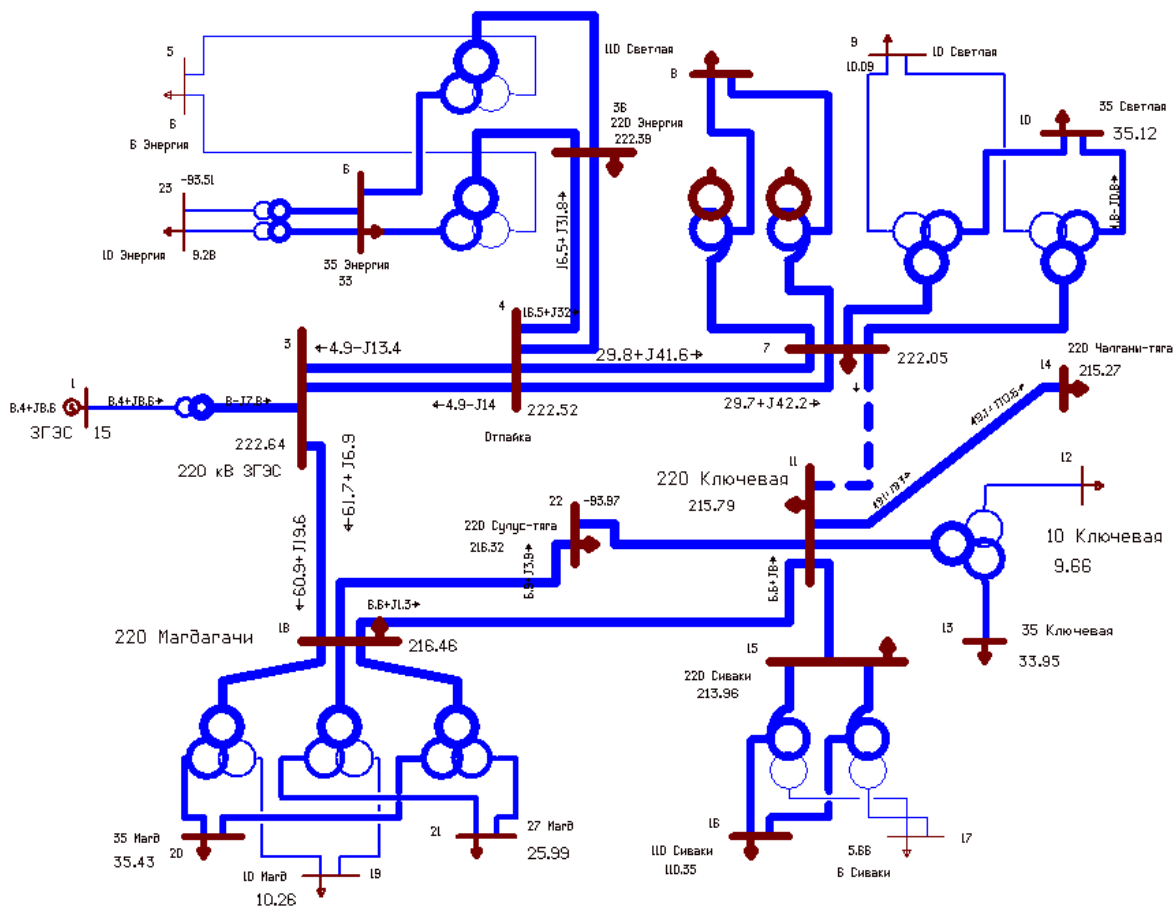


Рисунок 14 - Данные по ветвям в послеаварийном режиме работы исходной сети при отключении ВЛ 220 кВ «Светлая» - «Ключевая»

Таблица 31 – Данные по узлам в аварийном режиме работы исходной сети

Номер узла	Название узла	Уном	U
1	Зейская ГЭС	15	15
3		220	222,21
36	ПС Энергия	220	221,97
6		35	32,91
23		10	9,26
6		6	5,98

7	ПС Светлая	220	221,62
8		110	110,03
10		35	10,07
9		10	35,03
14	ПС Чалганы-тяга	220	214,57
11	ПС Ключевая	220	215,1
13		35	33,79
12		10	9,61
15	ПС Сиваки	220	212,06
16		110	109,46
17		6	5,62
22	ПС Сулус-тяга	220	215,71
18	ПС Магдагачи	220	215,87
20		35	35,3
21		27	25,9
19		10	10,23

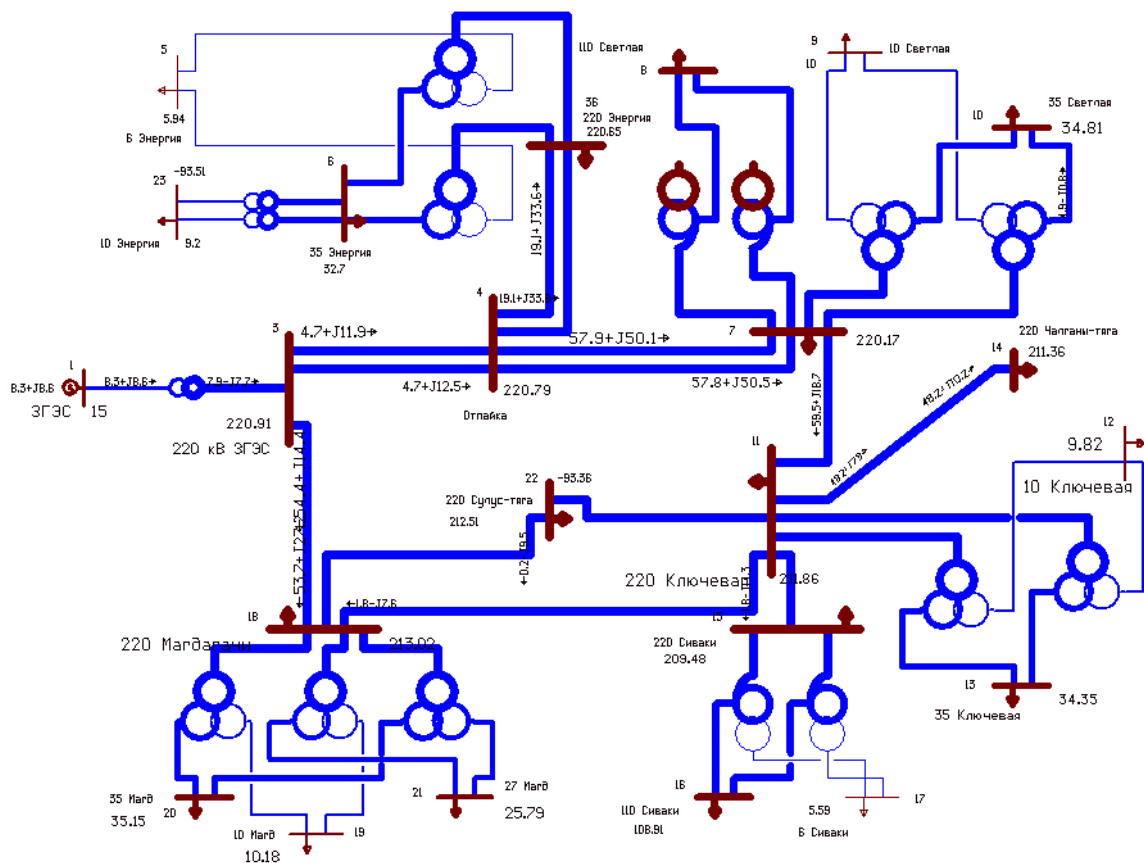


Рисунок 15 – Данные по ветвям в нормальном режиме работы сети после реконструкции

Таблица 32 – Данные по узлам в нормальном режиме работы сети после реконструкции

Номер узла	Название узла	Uном	U
1	Зейская ГЭС	15	15
3		220	220,91
36	ПС Энергия	220	220,65
6		35	32,7
23		10	9,2
6		6	5,94
7	ПС Светлая	220	220,17
8		110	109,33
10		35	34,81
9		10	10
14	ПС Чалганы-тяга	220	211,36
11	ПС Ключевая	220	211,86
13		35	9,82
12		10	34,55
15	ПС Сиваки	220	209,48
16		110	108,91
17		6	5,59
22	ПС Сулус-тяга	220	212,51
18	ПС Магдагачи	220	213,02
20		35	35,15
21		27	25,79
19		10	10,18

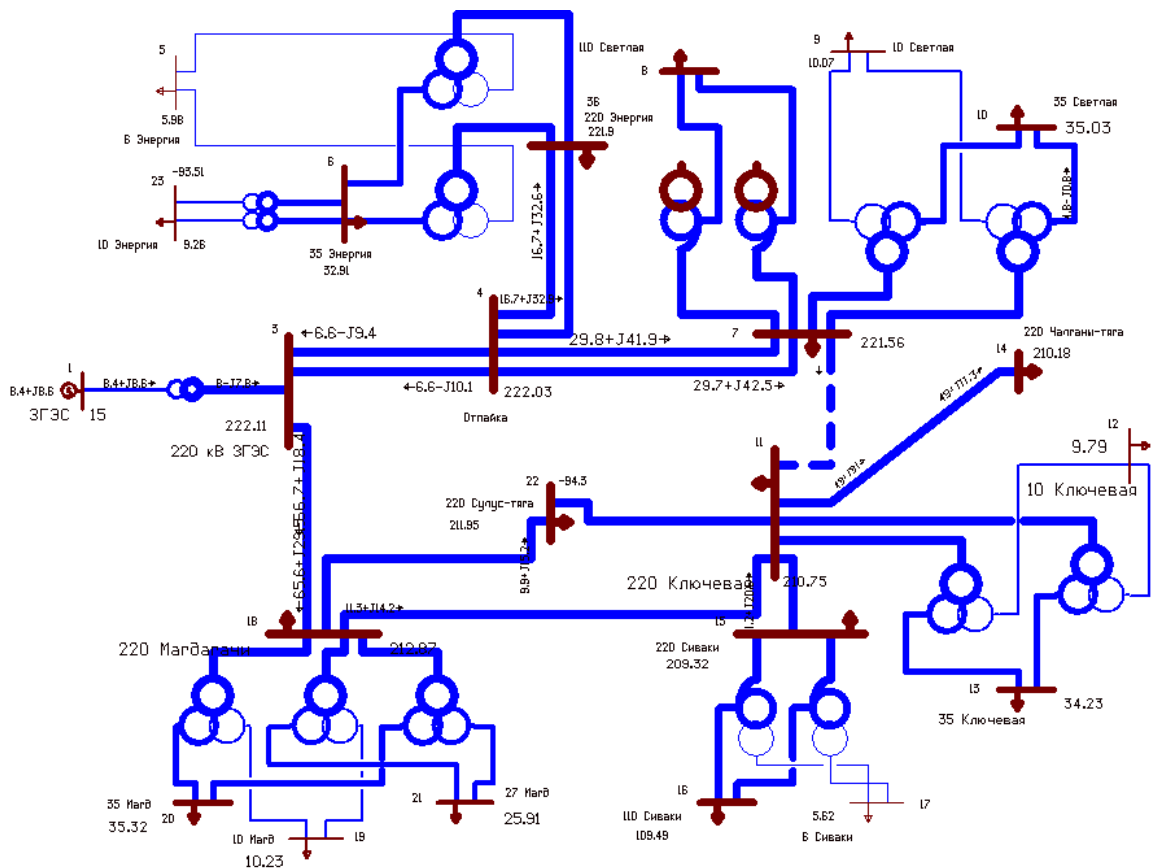


Рисунок 16 – Данные по ветвям в послеаварийном режиме работы сети после реконструкции при отключении ВЛ 220 кВ «Светлая» – «Ключевая»

Таблица 33 – Данные по ветвям в послеаварийном режиме работы сети после реконструкции при отключении ВЛ 220 кВ «Светлая» – «Ключевая»

Номер узла	Название узла	Уном	U
1	Зейская ГЭС	15	15
3		220	222,1
36	ПС Энергия	220	221,9
6		35	32,91
23		10	9,26
6		6	5,98
7	ПС Светлая	220	221,56
8		110	110,02
10		35	35,03
9		10	10,07
14	ПС Чалганы-тяга	220	210,18
11	ПС Ключевая	220	210,75
13		35	34,23
12		10	9,79
15	ПС Сиваки	220	210,73
16		110	109,49

17		6	5,62
22	ПС Сулус-тяга	220	211,95
18	ПС Магдагачи	220	212,87
20		35	35,32
21		27	25,91
19		10	10,23

Анализ данных режимов работы сети до и после реконструкции показывает, что режим в целом не изменился. Реконструкция линии позволила увеличить её пропускную способность, а установка второго трансформатора на ПС «Ключевая» существенно повысила надежность электроснабжения её потребителей. . Отключение ВЛ 220 кВ «Светлая» – «Ключевая» не приводит к существенному изменению режима работы сети, отклонения напряжений не превышают допустимых значений.

8 ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬ

Экономическая оценка эффективности инвестиций в проектируемые объекты заключается в сопоставлении капитальных затрат по всем источникам финансирования, эксплуатационных издержек и прочих затрат с поступлениями, которые будут иметь место при эксплуатации рассматриваемых объектов.

8.1 Затраты на реализацию проекта

Капиталовложение на сооружение сети вычисляются по формуле:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} \quad (109)$$

где $K_{ВЛ}$ – капиталовложение на сооружение воздушных линий;

$K_{ПС}$ – капиталовложение на строительство подстанций.

Капиталовложение на строительство подстанций определяются:

$$K_{ПС} = K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ПОСТ} \quad (110)$$

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

$K_{ТР}$ – стоимости трансформаторов;

$K_{КУ}$ – стоимости компенсирующих устройств;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат по подстанции включающая затраты на:

– выкуп земли

– благоустройство территории

– подвод коммуникаций, и.т.д.

Капиталовложение на сооружение воздушных линий определяются:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \quad (111)$$

где K_o – удельная стоимость одного сооружения линии;

l – длина линии с учетом коэффициента удлинения.

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формуле:

$$I_{\text{ЭКС}} = I_{\text{ЭКС.ВЛ}} + I_{\text{ЭКС.ПС}} = \alpha_{\text{ЭКС.ВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{ЭКС.ПС}} \cdot K_{\text{ПС}} \quad (112)$$

где $\alpha_{\text{ЭКС.ВЛ}} = 0,8\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ВЛ;

$\alpha_{\text{ЭКС.ПС}} = 5,9\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций.

Ежегодные издержки на амортизацию вычисляются по формуле:

$$I_{\text{АМ}} = \frac{K_{\text{ВЛ}}}{T_{\text{СЛ1}}} + \frac{K_{\text{ПС}}}{T_{\text{СЛ2}}} \quad (113)$$

где $T_{\text{СЛ1}} = 15 \text{ лет}$ – период службы для ВЛ;

$T_{\text{СЛ2}} = 20 \text{ лет}$ – период службы для оборудования ПС.

Стоимость потерь электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (114)$$

где ΔW – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W} = 260,63 \text{ руб}/(\text{МВт} \cdot \text{ч})$ – удельная стоимость потерь электроэнергии.

Потери электроэнергии вычисляются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{ВЛ}} + \Delta W_{\text{ТР}} + \Delta W_{\text{KV}} + \Delta W_{\text{КОР}}. \quad (115)$$

где $\Delta W_{ВЛ}$ – потери мощности в ВЛ;

$\Delta W_{ТР}$ – потери мощности в трансформаторах;

$\Delta W_{КУ}$ – потери в КУ;

$\Delta W_{КОР.}$ – потери на корону.

Потери электроэнергии в ВЛ вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{P_{\text{ЭФ.з}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.з}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_{\text{з}} + \frac{P_{\text{ЭФ.л}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.л}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_{\text{л}} \quad (116)$$

где $P_{\text{ЭФ.з}}^2$, $Q_{\text{неск.ЭФ.з}}^2$, $P_{\text{ЭФ.л}}^2$, $Q_{\text{неск.ЭФ.л}}^2$ – потоки эффективной активной и эффективно не скомпенсированной реактивной мощности текущей по линии зимой и летом;

$T_{\text{з}}$, $T_{\text{л}}$ – количество часов зимой и летом;

$R_{ВЛ}$ – сопротивление линии.

Потери мощности в данном случае определяются с помощью программы RASTR, путем расчета режима работы электрической сети со среднегодовыми нагрузками.

При расчете вручную потери электроэнергии в трансформаторах вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{ТР} = \frac{P_{\text{ЭФ.з}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.з}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{ТР} \cdot T_{\text{з}} + \frac{P_{\text{ЭФ.л}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.л}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{ТР} \cdot T_{\text{л}} + \Delta P_{XX} \cdot T_{Г} \quad (116)$$

где $P_{\text{ЭФ.з}}^2$, $Q_{\text{неск.ЭФ.з}}^2$, $P_{\text{ЭФ.л}}^2$, $Q_{\text{неск.ЭФ.л}}^2$ – эффективной активной и эффективно не скомпенсированной реактивной нагрузки для сети для линий зимой и летом;

$R_{ТР}$ – эквивалентное активное сопротивление трансформаторов;

ΔP_{XX} – суммарные потери активной мощности холостого хода трансформаторов данной ПС.

Потери электроэнергии в трансформаторах также определяются из анализа расчета режима работы сети.

Потери в КУ вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{КУ} = \Delta W_{БК} + \Delta W_{СК} \quad (117)$$

где $\Delta W_{БК}$ – потери в батареях конденсаторов;

$\Delta W_{СК}$ – потери в синхронных компенсаторах.

Определяем стоимость открытого распределительного устройства на подстанции «Ключевая» (млн.руб):

Стоимость оборудования подстанции определяется согласно укрупненным стоимостным показателям, с учетом индексов изменения сметной стоимости, в том числе стоимости материалов, оплаты труда и эксплуатации машин и механизмов на I квартал 2016 года (индекс цен на оборудование по отношению к ценам 1991 г. составляет 71,62 ед) (источник: приложение №1 к письму Минстроя России).

Определяем стоимость распределительных устройств высокого, среднего и низкого напряжений, при расчете принимается стоимость одной ячейки выключателя и количество этих ячеек (стоимость определяется согласно укрупненным стоимостным показателям в ценах 1991 года):

$$K_{ПУ} = (N_{яч220} \cdot K_{яч220} + N_{яч35} \cdot K_{яч35} + N_{яч10} \cdot K_{яч10}) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (118)$$

где $K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен 1991 года на 2015 год (индекс дефлятор) равен 71,62 (приложение №1 к письму Минстроя России)

K_p - районный коэффициент: для ПС –1,3;

$N_{яч110}$ – количество ячеек выключателей 220 кВ;

$N_{яч35}$ – количество ячеек выключателей 35 кВ;

$N_{яч10}$ – количество ячеек выключателей 10 кВ;

$K_{яч220}$ – стоимость ячейки выключателя 110 кВ (в ценах 1991 года)
(млн.руб);

$K_{яч35}$ – стоимость ячейки выключателя 35 кВ (в ценах 1991 года)
(млн.руб)

$K_{яч10}$ – стоимость ячейки выключателя 10 кВ (в ценах 1991 года)
(млн.руб);

$$K_{PY} = (9 \cdot 0,29 + 5 \cdot 0,025 + 15 \cdot 0,0046) \cdot 71,62 \cdot 1,3 = 100,53 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем стоимость трансформатора:

$$K_{TP} = N_{mp} \cdot K_{mp} \cdot K_{инф} \cdot K_p = 2 \cdot 0,163 \cdot 71,62 \cdot 1,3 = 30,35 \text{ (млн.руб)}$$

где N_{mp} – количество трансформаторов 220 кВ;

K_{mp} – стоимость трансформатора 220 кВ (в ценах 1991 года) (млн.руб);

Определяем постоянную часть затрат по подстанции:

$$K_{ПОСТ} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p = 0,43 \cdot 71,62 \cdot 1,3 = 40,04 \text{ (млн.руб)}$$

где $K_{пост}$ – стоимость постоянной части затрат (в ценах 2000 года)
(млн.руб);

Определяем капиталовложение на реконструкцию и модернизацию ПС
«Ключевая» :

$$K_{ПС} = K_{PY} + K_{TP} + K_{ПОСТ} = 100,53 + 30,35 + 40,04 = 170,92 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем капиталовложения на сооружение воздушной линии «Ключевая» - «Магадагачи» (в данном случае также учитывается индекс изменения цен по отношению к 1991 г) (млн.руб), одноцепная ВЛ выполнена проводом марки АС-400/51 и имеет протяженность 55,0 км:

$$K_{ВЛ} = (K_0 \cdot l) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (\text{млн.руб}) \quad (119)$$

$$K_{ВЛ} = 0,042 \cdot 55,0 \cdot 71,62 \cdot 1,4 = 197,9$$

где K_p - районный коэффициент: для ВЛ –1,4:

K_0 - стоимость строительства 1 км ВЛ (млн.руб):

l - протяженность ВЛ (км):

Вычисляем общие капиталовложение на строительство ВЛ, модернизацию и реконструкцию ПС «Ключевая»:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} = 197,9 + 170,92 = 368,82 \quad (\text{млн.руб}) \quad (120)$$

Определяем издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования (млн.руб/год):

$$I_{ЭКС} = \alpha_{ЭКС} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{ЭКС.ПС} \cdot K_{ПС} = 0,008 \cdot 197,9 + 0,059 \cdot 170,92 = 11,67 \quad (121)$$

Находим суммарные потери электроэнергии (МВт×час) (величина потерь электроэнергии определяется из расчета режима работы сети со среднегодовыми нагрузками см. приложение):

$$\Delta W_{\Sigma 1} = (\Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{ТП}) \times T_{\text{год}} = 0,075 \cdot 8760 = 657,0 \quad (\text{МВт} \times \text{час}) \quad (122)$$

Определяем стоимость потерь электроэнергии в рассматриваемом участке сети за год:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma 1} \cdot C_{\Delta W} = 657,0 \times 260,63 \cdot 10^{-6} = 0,17 \text{ (млн.руб/год)} \quad (123)$$

Ежегодные издержки на амортизацию:

$$I_{AM} = \frac{K_{ВЛ}}{T_{СЛ1}} + \frac{K_{ПС}}{T_{СЛ2}} = \frac{197,9}{15} + \frac{170,92}{20} = 21,74 \text{ (млн.руб/год)} \quad (124)$$

8.2 Жизненный цикл объекта

Жизненный цикл объекта состоит из следующих стадий:

- проектирование,
- строительство,
- освоение,
- нормальное функционирование,
- ликвидация.

Расчет жизненного цикла:

Строительство – 2 года;

8.3 Определение нормативной численности обслуживающего персонала подстанции

В составе штатной структуры разрабатываются следующие документы: численность руководителей, специалистов, служащих и рабочих предприятия, определяется фонд заработной платы, а также формируется штатное расписание организации, которое включает фонд заработной платы, перечень должностей, месячные должностные оклады и персональные надбавки. В составе функциональной структуры определяются и классифицируются функции управления, а также определяется комплекс управленческих задач, закрепляемых за соответствующими структурными подразделениями организации.

Сетевой участок находится под управлением РЭС сетевого района. При этом, сетевой район является структурным подразделением электрических сетей. Ремонт сетей производится централизованно соответствующими независимыми ремонтными организациями.

В нашем случае расчет численности персонала проводим только для сетевого участка, обслуживающего электрическую сеть, при этом не учитываем в расчетах численность персонала обслуживающего производственные подразделения, также в расчетах не учитываем заработную плату административно-управленческого персонала. Для упрощения расчетов численность ремонтного и эксплуатационного персонала объединяем (Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей).

Определяем численность рабочих по обслуживанию ВЛ 220 кВ:

$$N_1 = L \cdot n_1 \cdot k_1 \quad (125)$$

где n_1 – норматив численности (для ВЛ 220 кВ – 1,67 чел. на 100 км) (согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.);

L – длина линии, км.

k_1 – повышающий коэффициент

$$N_1 = 55 \cdot 1,67 / 100 \cdot 1,13 = 1,03 \text{ (чел.)}$$

Определяем численность рабочих по обслуживанию трансформаторов 220/35/10 кВ:

$$N_2 = X_{\text{пс}} \cdot n_2 \cdot k_1 \quad (126)$$

где n_2 – норматив численности (для ПС – 13,72 чел. на 100 ед.) (согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.);

$X_{\text{ТП}}$ – количество ТП соответствующего типа, ед.

$$N_2 = 13,72 \cdot 2 / 100 \cdot 1,09 = 0,29 \text{ (чел.)}$$

Определяем численность рабочих по обслуживанию элегазовых выключателей 220 кВ:

$$N_3 = X_{\text{ВЭ}} \cdot n_3 \cdot kI \quad (127)$$

где n_3 – норматив численности (для присоединения с элегазовым выключателем – 5,58 чел. на 100 ед.) (согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.);

$X_{\text{ВЭ}}$ – количество выключателей соответствующего типа, ед.

$$N_3 = 5,58 \cdot 3 / 100 \cdot 1,09 = 0,18 \text{ (чел.)}$$

Определяем численность рабочих по оперативному обслуживанию ПС (при числе присоединений на ПС 220/35/10 – от 21 до 50)

$$N_4 = X_{\text{ПС}} \cdot n_4 \cdot kI \quad (128)$$

где n_4 – норматив численности на присоединение (2,81 чел на 1 ПС) (согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.);

$X_{\text{ПС}}$ – количество ПС, ед.

$$N_4 = 2,81 \cdot 1 \cdot 1,05 = 2,95 \text{ (чел.)}$$

Определяем численность рабочих по эксплуатации электросчетчиков:

$$N_5 = X_{\text{уч}} \cdot n_5 \cdot kI \quad (129)$$

где n_5 – норматив численности (2,3 чел. на 10000 счетчиков) (согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.);

$X_{\text{уч}}$ – количество счетчиков (24), ед.

$$N_5 = 24 \cdot 2,3 / 10000 \cdot 1,09 = 0,006 \text{ (чел.)}$$

Определяем численность рабочих по эксплуатации РЗиА:

$$N_6 = X_{\text{РЗиА}} \cdot n_6 \cdot kI, \quad (130)$$

где n_6 – норматив численности (9,5 чел. на 1000 ед.) (согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.);

$X_{\text{РЗиА}}$ – количество устройств РЗиА (18 ед. в том числе ДЗ, МТЗ, токовая отсечка), ед.

$$N_6 = 18 \cdot 9,5 / 1000 \cdot 1,09 = 0,19 \text{ (чел.)}$$

Определяем среднесписочную численность персонала

$$ССЧ = 1,03 + 0,29 + 0,18 + 2,95 + 0,006 + 0,19 = 4,65 \text{ чел.} \quad (131)$$

В данном дипломном проекте согласно нормативам численности персонала требуется для обслуживания подстанции 5 штатных единиц.

Фонд оплаты труда:

$$И_{ЗП} = ФОТ = \Sigma N \cdot ЗП_{СМ} \cdot 12 = 5 \cdot 0,0314 \cdot 12 = 1,884 \text{ (млн. руб.)} \quad (132)$$

где $ZП_{СМ}$ – среднестатистическая среднемесячная заработная плата работников энергетики по Амурской области (млн.руб).

Отчисления в фонды пенсионного, медицинского и социального страхования:

$$СН = И_{ЗП} \cdot 0,3 = 1,884 \cdot 0,3 = 0,57 \text{ (млн.руб.)} \quad (133)$$

8.4 Расчет себестоимости передачи электроэнергии

При расчете себестоимости передачи электроэнергии используем данные полученные в предыдущих разделах и сводим их в таблицу 34:

Таблица – 34 Расчет себестоимости

Амортизация основных средств (млн.руб)	21,74
Затраты на ремонт и эксплуатации (млн.руб)	11,67
Затраты на потери электроэнергии (млн.руб)	0,17
ФОТ + СН (млн.руб)	2,45
Прочие расходы (млн.руб)	21,87
Всего годовых затрат (млн.руб)	57,9
Электроэнергия, потребленная потребителями сетевого предприятия за год (кВт·ч)	$143,6 \times 10^6$
Себестоимость одного 1 кВт·ч электроэнергии, относимая на содержание сети (руб.)	0,4

Электроэнергия, потребленная потребителями сетевого предприятия за год определяется по следующей формуле:

$$W = P_{cp} \cdot 8760 = 16,4 \cdot 10^3 \cdot 8760 = 143,6 \cdot 10^6 \text{ (кВт·ч)} \quad (134)$$

где P_{cp} – средняя мощность нагрузки на ПС «Ключевая» (определена в основной части дипломного проекта) (кВт)

8760 – количество часов в году.

Прочие расходы определяем по формуле (млн. руб.):

$$I_{np} = 0,3 \cdot (I_{AM} + I_{ЭКС} + I_{\Delta W} + \text{ФОТ} + \text{СН}) + 0,03K \quad (135)$$

$$I_{np} = 0,3 \cdot (21,74 + 11,67 + 0,17 + 1,884 + 0,57) + 0,03 \cdot 368,82 = 21,87 \text{ (млн. руб.)}$$

Общие годовые затраты определяются по следующей формуле

$$I = I_{AM} + I_{ЭКС} + I_{\Delta W} + \text{ФОТ} + \text{СН} + I_{np} \quad (136)$$

$$I = 21,74 + 11,67 + 0,17 + 1,884 + 0,57 + 21,87 = 57,9$$

Себестоимость передачи электроэнергии определяем следующим образом (руб/кВт×час):

$$C = \frac{I}{W} = \frac{57,9 \cdot 10^6}{143,6 \cdot 10^6} = 0,4 \quad (137)$$

8.5 Методы определения экономической эффективности инвестиций

Различают два основных подхода к оценке экономической эффективности:

- без учета фактора времени (равные суммы дохода, получаемые в разное время, рассматриваются как равноценные);
- с учетом фактора времени.

В соответствии с этим методы оценки экономической эффективности подразделяются на две группы: простые (статические) и методы дисконтирования (интегральные).

Статические методы оценки оперируют «точечными» или статическими значениями исходных данных, например годовыми показателями работы проектируемых объектов. При их использовании не учитываются продолжительность всего срока жизни проекта, а также неравнозначность денежных потоков, возникающих в разные моменты времени.

Динамические модели учитывают несколько периодов. Инвестиционные объекты характеризуются поступлениями и выплатами, которые ожидаются при реализации инвестиционных проектов во времени.

Процедура приведения разновременных платежей к базовому моменту (началу процесса инвестирования) называется дисконтированием (discounting — уценка), а получаемая величина — дисконтированной стоимостью. В отличие от дисконтирования приведение к более позднему периоду (например, капитальных вложений к моменту окончания строительства) известна как наращивание, капитализация, ревальвация.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) является одним из показателей, характеризующих экономическую эффективность инвестиций. В нашей стране до 1994 г. назывался *интегральным экономическим эффектом*.

ЧДД — это сумма всех дисконтируемых или ревальвируемых на какой-либо момент поступлений и выплат, возникающих в результате реализации инвестиционного объекта.

Расчет ЧДД проводится посредством дисконтирования чистого потока платежей (чистого дохода). Разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования) представляет собой чистый поток платежей (чистый доход) в год t :

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_{rem} - I_{am} - H_t - K_t = \Pi_{ct} - I_{am} - K_t \quad (138)$$

где K_t - объем инвестиций в год t .

Подробно проводим расчет чистого потока платежей для первых двух лет, определяем выручку от реализации электроэнергии после ввода ПС «Ромны»:

$$O_{pt} = W \cdot T = 78,84 \cdot 10^6 \cdot 3,2 = 252,29 \text{ (млн.руб)} \quad (139)$$

где W – электроэнергия, потребленная потребителями сетевого предприятия за год (кВт)

T – тариф на электроэнергию 3,2 (руб/кВт×час) (Согласно приложению № 1 к приказу управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области)

Рассмотрим расчет чистого потока платежей для первых двух лет (инвестиции осваиваются в два этапа 60%, 40%, объект получает полную прибыль начиная со второго года т.к. введено основное оборудование)

Первый год 60% капиталовложений (млн.руб):

$$\mathcal{E}_1 = -0,6 \cdot K_1 = -0,6 \cdot 368,82 = -221,29 \text{ (млн.руб)} \quad (140)$$

Второй год дополнительно 40 % капиталовложений и полная выручка (млн.руб):

$$\mathcal{E}_2 = O_{p2} - (I_{\text{ЭКС}} + I_{\Delta W} + \text{ФОТ} + \text{СН} + I_{\text{ИП}}) - H_2 - K_2 \quad (141)$$

$$\mathcal{E}_2 = 252,29 - (11,67 + 0,17 + 1,884 + 0,57 + 21,87) - 51,88 - 0,4 \cdot 368,82 = 16,71 \text{ (млн.руб)}$$

Налог:

$$H = \Pi_v \cdot 0,24 = (O_{p3} - (I_{\text{ЭКС}} + I_{\Delta W} + \text{ФОТ} + \text{СН} + I_{\text{ИП}})) \cdot 0,24 \quad (142)$$

$$H = (252,29 - (11,67 + 0,17 + 1,884 + 0,57 + 21,87)) \cdot 0,24 = 51,88 \text{ (млн.руб)}$$

Результаты расчета приведены в таблице 31.

Рассмотрим на примере расчет чистого дисконтированного дохода за первый и второй года:

$$\text{ЧДД}_1 = \text{Э}_1 \cdot (1 + \alpha)^{-1} \quad (143)$$

где α - коэффициент зависящий от ставки рефинансирования центробанка РФ равной 8,25 % (принимается 20 %)

Таблица 35 – Расчет чистого потока платежей

год	O_{pt} (млн. руб)	I_t (млн. руб)	H_t (млн. руб)	K_t (млн. руб)	Π_{ct} (млн. руб)	Э_t (млн. руб)	ЧДД (млн. руб)	ЧДД с нараст анием (млн. руб)
1	0	0	0	221,29	0	-221,2	-184,4	-184,4
2	252,29	36,64	51,88	147,53	26,87	16,24	25,04	-209,4
3	252,29	36,64	51,88	0	26,87	163,77	64,51	-144,9
4	252,29	36,64	51,88	0	26,87	163,77	53,76	-91,16
5	252,29	36,64	51,88	0	26,87	163,77	44,80	-46,36
6	252,29	36,64	51,88	0	26,87	163,77	37,33	-9,03
7	252,29	6,64	51,88	0	26,87	163,77	31,11	22,08
8	252,29	36,64	51,88	0	26,87	163,77	25,93	48,00
9	252,29	36,64	51,88	0	26,87	163,77	21,61	69,61
10	252,29	36,64	51,88	0	26,87	163,77	18,00	87,61
11	252,29	36,64	51,88	0	26,87	163,77	15,00	102,62

Продолжение таблицы 35

12	252,29	36,64	51,88	0	26,87	163,77	12,50	115,12
13	252,29	36,64	51,88	0	26,87	163,77	10,41	125,54
14	252,29	36,64	51,88	0	26,87	163,77	8,68	134,22
15	252,29	36,64	51,88	0	26,87	163,77	7,23	141,46
16	252,29	36,64	51,88	0	26,87	163,77	6,02	147,49
17	252,29	36,64	51,88	0	26,87	163,77	5,02	152,51
18	252,29	36,64	51,88	0	26,87	163,77	4,18	156,70
19	252,29	36,64	51,88	0	26,87	163,77	3,48	160,19
20	252,29	36,64	51,88	0	26,87	163,77	2,91	163,10

$$ЧДД_1 = -221,29 \cdot \left(1 + \frac{20}{100}\right)^{-1} = -184,4 \quad (\text{млн.руб})$$

$$ЧДД_2 = 16,24 \cdot \left(1 + \frac{20}{100}\right)^{-2} = 25,04 \quad (\text{млн.руб})$$

Аналогично проводится расчет чистого дисконтированного дохода по остальным годам результаты сведены в таблицу 34.

Расчет экономической эффективности инвестиций показал, что срок окупаемости проекта составляет 6 лет.

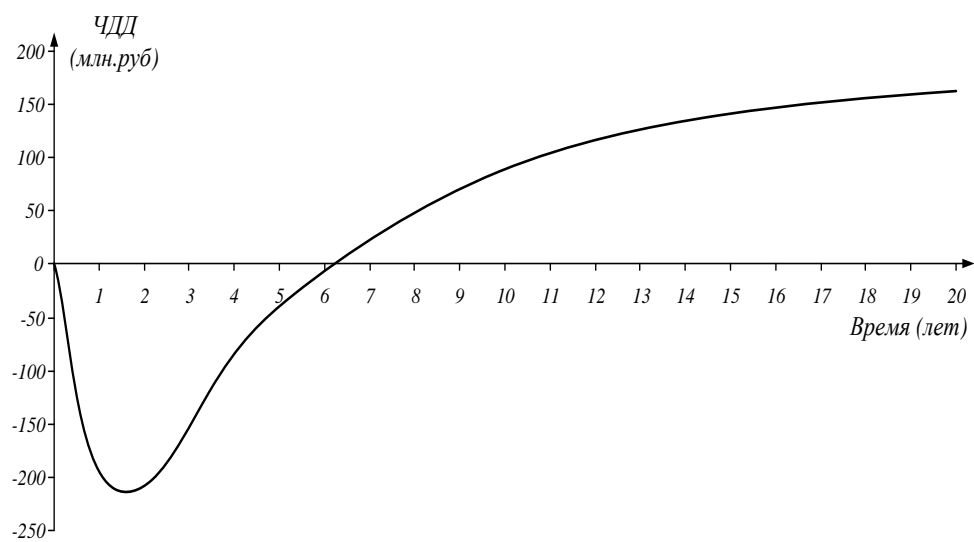


Рисунок 17 – Расчет чистого дисконтированного дохода (млн.руб)

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

9.1 Безопасность

Безопасность при эксплуатации ОРУ 220 кВ.

На ОРУ 220 кВ электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния установлены таким образом, чтобы:

1) вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия, нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т. п.) не могли привести к повреждению оборудования и возникновению КЗ или замыкания на землю, а также причинить вред обслуживающему персоналу. Выбор оборудования и проверка его параметров по условиям появления ненормальных режимов работы при эксплуатации представлен в разделе 1 основной части диплома. Минимальные расстояния от токоведущих частей до оборудования, порталов и минимальные высоты на ОРУ 220 кВ представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Типовые расстояния установленные на ОРУ 220 кВ

Высота линейного портала, м	16,5
Высота шинного портала, м	11
Минимальное расстояние от земли до гибких проводов, м	4,7
Минимальная высота от проезжей части до токоведущих частей, м	6,550
Расстояние между фазами, м	4
Расстояния между линейными порталами, м	40,5
Расстояния между линейным порталом и разъединителем, м	3
Расстояния между разъединителем и выключателем, м	4
Ширина проезжей части, м	4
Расстояние от центра проезжей части до ближайшего оборудования не менее, м	5
Высота внешнего забора ОРУ, м	1,8 – 2,0

2) при нарушении нормальных условий работы электроустановки

была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ. Локализация повреждений осуществляется путём снятия напряжения с электроустановки следующим образом: отключение выключателей со всех сторон электроустановки; расхождение подвижных контактов разъединителя (создание видимого разрыва); заземление электроустановки; устранение повреждения ;

3) при снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонтам без нарушения нормальной работы соседних цепей. С обеих сторон цепи необходимо иметь видимый разрыв, а аппараты и токоведущие части заземлить;

4) была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования. Для этого на территории ОРУ предусмотрена проезжая часть. Для транспортировки силового оборудования (трансформатор, автотрансформатор, реактор) на территорию ОРУ существуют специальные подъезды со стороны установки оборудования.

При использовании открытых ножевых разъединителей или открытых ножевых отделителей для отключения и включения тока ненагруженных трансформаторов, зарядного или уравнивающего тока линий электропередачи, тока замыкания на землю расстояния между токоведущими частями и от токоведущих частей до земли должны соответствовать следующим требованиям:

1) разъединителями и отделителями напряжением 110-500 кВ независимо от климатических условий и степени промышленного загрязнения атмосферы при их наружной установке допускается отключать и включать ток холостого хода силовых трансформаторов и зарядные токи воздушных и кабельных линий, систем шин и присоединений, которые не превышают значений, указанных в таблице 37.

Таблица 37 – Наибольшие токи отключаемые и включаемые
разъединителями и отделителями 110-500 кВ

Номинальное напряжение, кВ	Тип отделителя, разъединителя	Расстояние между осями, X, м	Ток, А, не более	
			холостого хода	зарядный
220	ВР	3,5	3,0	1,0
		4,0	5,0	1,5
		4,5	8,0	2,0
	ГП	3,5	3,0	1,0
		4,0	5,0	1,5
		4,5	8,0	1,0

где ВР – разъединитель вертикальный рубящего типа;

ГП – разъединитель горизонтальный с подвижными контактами.

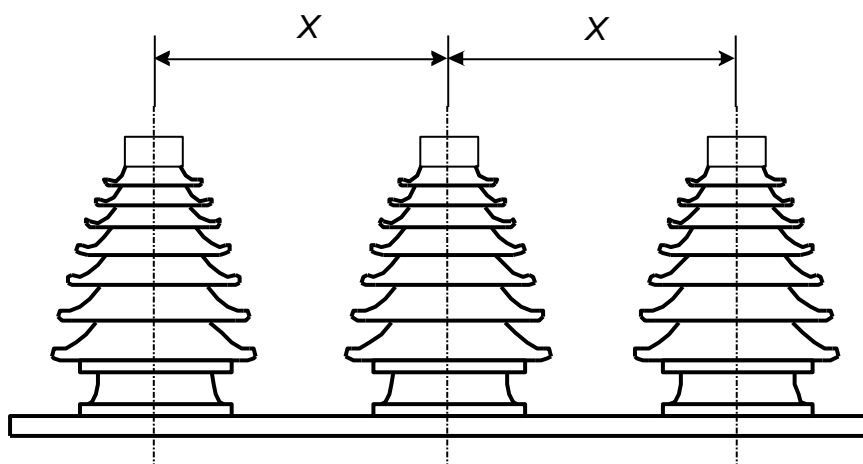


Рисунок 18 – Расстояние между осями разъединителя

2) разъединителями и отделителями напряжением 220 кВ при их внутренней установке со стандартными расстояниями между осями полюсов 3,5 м допускается отключать и включать токи холостого хода силовых (авто) трансформаторов при глухозаземленной нейтрали соответственно не более 4,2 и 2 А, а также зарядные токи присоединений не более 1,5 А;

3) у разъединителей и отделителей, установленных горизонтально, спуски из гибкого провода прокладывать полого 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, должен быть не более 65°

4) в электроустановках напряжением 220 кВ с разъединителями и отделителями в одной цепи отключение ненагруженного трансформатора, автотрансформатора, системы шин, линий электропередачи производить дистанционно отделителем, включение - разъединителем.

Строительные конструкции, находящиеся вблизи токоведущих частей и доступные для прикосновения персонала, не должны нагреваться от воздействия электрического тока до температуры 50°C и выше; недоступные для прикосновения — до 70°C и выше.

Во всех цепях РУ предусмотрена установка разъединяющих устройств (разъединители, отделители) с видимым разрывом, обеспечивающих возможность отсоединения всех аппаратов (выключателей, отделителей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т. п.) каждой цепи от сборных шин, а также от других источников напряжения. Разъединители устанавливаются по обе стороны электрических цепей или аппаратов.

В ОРУ 110 кВ и выше предусмотрен проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений; габарит проезда должен составлять как минимум 4 м по ширине и высоте, для того чтобы при проезде ремонтных механизмов не задеть высоковольтные провода, составляющую большую опасность для ремонтного персонала производящего ремонт оборудования. Для реконструируемых объектов расстояние допускается уменьшать, но не более чем на 25%. Персонал, обслуживающий распределительное устройство, должен располагать схемами и указаниями по допустимым режимам работы электрооборудования в нормальных и аварийных условиях.

РУ высокого напряжения должны быть оборудованы блокировкой, предотвращающей возможность ошибочных действий персонала.

Безопасность при эксплуатации ВЛ 220 кВ.

Работы на ВЛ относятся к особо опасным, так как часто связаны с подъемом на опоры и иногда приходится работать на линии, находящейся под напряжением или вблизи других действующих линий. С точки зрения техники безопасности на ВЛ работают в следующих условиях:

- а) на отключенных линиях;
- б) на линиях, находящихся под напряжением;
- в) на отключенных линиях при совместной подвеске проводов с другими линиями напряжением до и свыше 1000 В;
- г) на линиях, находящихся вблизи других действующих линий электропередач.

Работы на ВЛ можно начинать только после выполнения необходимых организационных и технических мероприятий, обеспечивающих безопасность.

Организационные мероприятия — это оформление наряда или распоряжения (письменное или устное), допуск к работе, надзор во время работы и оформление окончания работ. По наряду выполняют работы на неотключенных линиях с подъемом на опору выше 3 м от земли.

К техническим мероприятиям относятся отключение напряжения, принятие мер от случайной подачи напряжения, вывешивания плакатов «Не включать — работают люди», проверка отсутствия напряжения и наложение заземлений.

Переносное заземление на линии накладывают на опоре, ближайшей к месту проведения работ. При работах, связанных с нарушением целостности проводов, заземление устанавливают с двух сторон поврежденного участка. Накладывать, крепить и снимать заземление нужно в диэлектрических перчатках или при помощи изолирующих штанг.

На деревянных или железобетонных опорах, имеющих спуск к повторным грозозащитным заземлениям, переносное заземление присоединяют к этому спуску. Если этого спуска нет, то к искусственному

заземлителю, забитому в землю металлическому стержню или буру, ввернутому на глубину 0,5...1,0 м. На ВЛ с заземленной нейтралью на месте работ переносные заземления можно присоединять к нулевому проводу.

Все лица, обслуживающие линии, должны пройти медицинское обследование и иметь удостоверение о допуске к работе.

Как правило, одновременно на ВЛ должны работать не менее двух человек. Одно лицо может осматривать линию без наряда, не поднимаясь на опоры. Осматривающий линию должен считать, что она под напряжением, так как даже на отключенную линию в любой момент может быть подано напряжение. При обходе в темное время суток следует идти по краю трассы, чтобы случайно не наступить на оборванный провод. Оборванный провод может убить осматривающий линию, обязательно применив изолирующие средства.

При ремонте отключенной линии перед подъемом на опору необходимо убедиться в прочности ее основания. Запрещается подниматься на опору, основание которой подгнило более чем на 2,5... 3,0 см по радиусу, без предварительного ее закрепления оттяжками.

Подниматься на опору разрешается с применением когтей или специальных приспособлений. Работая на опорах, следует всегда стоять на обеих ногах, прикрепившись к опоре цепью монтерского пояса.

Запрещается подниматься на сильно наклонившуюся опору до ее выпрямления и закрепления в грунте. Перед подъемом на опору необходимо проверить исправность предохранительного пояса, когтей и других защитных средств — диэлектрических перчаток, инструмента с изолированными рукоятками, приспособлений.

При работе без снятия напряжений с подъемом на опору следует одежду застегнуть на все пуговицы, а рукава опустить и застегнуть у кистей рук.

Если при работе не исключена возможность прикосновения или приближения на опасное расстояние к проводам другой действующей линии

напряжением выше 1000 В, эту действующую линию необходимо отключить и заземлить вблизи места работы.

9.2 Экологичность

Возгорания масла.

Особенности данной станции и характер сооружений требуют при проектировании принятия мер по защите оборудования при пожаре.

Это относится к силовым трансформаторам, к масляным выключателям, складам масла и т.д. При пожаре может возникнуть утечка масла, что негативно сказывается на окружающей среде. Поэтому под силовыми трансформаторами предусматриваются маслостоки и маслоприемники, которые должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения.

В пределах бортовых сооружений маслоприемника гравийная засыпка должна содержаться в чистом состоянии. Бортовые ограждения маслоприемных устройств должны выполняться по всему периметру гравийной засыпки. В местах выкатки трансформаторов ограждение должно предотвращать растекание масла и выполняться из материала, легко убираемого при ремонтах с последующим восстановлением его целостности.

Вводы кабельных линий в шкафах управления, защиты и автоматики должны быть тщательно уплотнены водостойким несгораемым материалом.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприемнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

При пожаре на трансформаторе запрещается сливать масло из корпуса, т.к. это может привести к распространению огня.

Экономия ресурсов.

При длительном воздействии токов к.з. на выключатели, происходит “слипание” и выгорание контактов, что приводит к масштабной аварии дорогостоящего силового электрооборудования, а также к существенному загрязнению окружающей среды.

При протекании по кабелю тока, превышающего длительно допустимый, происходит перегрев кабеля, что ведет к выгоранию изоляции. Выделяющиеся при этом газы не только загрязняют атмосферу, но и опасно влияют на жизни людей.

При длительном протекании тока к.з. через силовой трансформатор происходит перегрев масляной изоляции, что может привести к вытеканию масла, а затем и к пожару. Утечка трансформаторного масла может существенно повлиять на окружающую среду, а горение нефтепродуктов приводит к загрязнению атмосферы. Меры, применяемые для предупреждения растекания масла, а также для предупреждения выбросов в атмосферу продуктов его горения рассмотрены далее.

Несвоевременное отключение тока к.з. приводит к выводу из строя силового оборудования. Следовательно, более надежное и своевременное отключение ведет к экономии земли, металла, электроэнергии и т.д., которые будут затрачены на производство нового оборудования, взамен вышедшего из строя поврежденного оборудования.

При работе энергоустановок должны быть приняты меры для предупреждения воздействия на окружающую среду выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и сбросов сточных вод в водоемы, а также для ограничения шума в близлежащих районах. Основным источником шума являются трансформаторы. Для защиты прилегающих объектов от шума трансформаторов предусматривается установка шумозащитных экранов.

9.3 Чрезвычайные ситуации

Пожарная безопасность.

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях

его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей; системами противодымной защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных

полос, навесов и т.п.);

-установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;

-устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;

-применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;

-применением огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);

-применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Важное значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Виды пожарной техники применяемые на ОРУ 220 кВ.

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства 220 кВ, классифицируется на следующие группы:

-пожарные машины,

-средства пожарной и охранной сигнализации,

-огнетушители,

-пожарное оборудование,

-ручной инструмент,

-инвентарь и пожарные спасательные устройства.

К автомобилям, используемым при пожаротушении,

-относятся пожарные автоцистерны,

-насосно-рукавные автомобили,

-автомобили пенного и порошкового тушения и т.п.

На предприятии широко применяют установки водяного, пенного,

парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

При испарении воды образуется большое количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования.

Огнетушители бывают: химические пенные ОХП-10, газовые углекислотные ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8, порошковые ОПС-10 и специальные огнетушители типа ОУБ.

Газовые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов горения веществ и электроустановок, за исключением веществ, горение которых происходит без доступа кислорода воздуха. В качестве огнетушащего средства в основном используют углекислоту.

Порошковые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов загорания щелочных металлов и других соединений.

Углекислотно-бромэтиловые огнетушители типа ОУБ предназначены для тушения небольших очагов горения волокнистых и других твердых металлов, а также электроустановок.

В РУ определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

На территории ОРУ первичные средства размещаются 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 имеются на тропках обхода территории ОРУ. Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от

снега.

Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются 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 обеспечивать доступ к нему.

Для размещения первичных средств тушения пожара в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура (краны, клапаны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

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

Количество первичных средств пожаротушения на ОРУ представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Количество первичных средств пожаротушения

Место установки средств пожаротушения	Средство пожаротушения	Количество	Вместимость, л
1	2	3	4

Продолжение таблицы 38

Щит управления ОРУ	огнетушитель порошковый	2	2
		2	5
		2	10
	огнетушитель углекислотный	4	2
		4	5
1		25	
		1	80
Силовые трансформаторы (масса масла >10 т)	огнетушитель пенный	2	10
Силовые трансформаторы (масса масла >10 т)	огнетушитель порошковый	2	5
		2	10
Помещение регенерации и чистки масла (площадь 800 м ²)	огнетушитель пенный	2	10
		1	100
	огнетушитель порошковый	2	2
		2	5
		1	10
	огнетушитель комбинированный (пена и порошок)	1	100

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте был проведен расчет и прогнозирование электрических нагрузок в рассматриваемом участке сети, выбрано согласно расчета номинальное сечение ВЛ 220 кВ «Ключевая» - «Магдагачи». Проведен расчет токов короткого замыкания, выбрано основное электрическое оборудование.

Так же в основной части дипломного проекта проведен расчет молниезащиты ПС «Ключевая» после реконструкции, определены уставки работы защит проектируемой ВЛ.

В экономической части определена экономическая эффективность инвестиций в реконструкцию сети, рассчитан дисконтированный срок окупаемости проекта который составил 6 лет.

В части безопасности и экологичности проведен анализ основных опасных факторов в части защиты окружающей среды.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок, В.М. Электрические системы и сети : учебное пособие / В.М. Блок. – М. : Высшая школа, 1986. – 430 с.
- 2 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник Т.3 / В. Г. Герасимов, П.Г. Грудинский, В.А. Лабунцов. – М. : Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.
- 3 Блок, В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов : учебное пособие / В. М. Блок, Г. К. Обушев. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : «Высшая школа» 1990. - 383 с.
- 4 Лыкин, А.В. Электрические системы и сети : учебное пособие / А.В. Лыкин. – Новосибирск : Изд – во НГТУ, 2002. – 248 с.
- 5 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учебник для вузов / В.И. Идельчик – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
- 6 Мясоедов, Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций : учебное пособие / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева. – Благовещенск : Издательство АмГУ, 2002. – 142 с.
- 7 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций : учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2007. - 608 с.
- 8 Базуткин, В.В. Изоляция и перенапряжения в электрических системах / В.В. Базуткин, В.П. Ларионов, Ю.С. Пинталь. – М. : Энергоатомиздат, 1986.
- 9 Сибикин, Ю.Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий : учебное пособие / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – М. : ПрофОбр – Издат, 2002. – 432 с.
- 10 Поспелов, Г.Е. Электрические системы и сети : проектирование / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин. – 2-е изд., испр. и доп. – Мн.: «Высшая школа», 1988. – 308 с.
- 11 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – СПб. : Издательство «Деан», 2000. – 352 с.

12 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей : справочник / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.

13 Крюков, К.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи : учебное пособие / К.П. Крюков, Б.П. Новгородцев. – 2-е изд. – Л. : Энергия, 1979.

14 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения : учебное пособие / В.А. Андреев. – М : «Высшая школа», 1991.

15 Савина, Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах : учебное пособие / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Б. : Издательство АмГУ, 1999. – 238 с.

16 РД 34.03.301. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. – СПб. : Издательство Деан, 2001.

17 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И. : Энергоатомиздат, 2002.

18 Растрвин. Ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 02.01.2011. – Режим доступа : <http://www.rastrwin.ru>. – 20.02.2016

19 Корнилович, О.П. Правила техники безопасности при электромонтажных и наладочных работах : справочник электромонтажника / О.П. Корнилович. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 240 с.

20 Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Вводится в действие с 1 ноября 2003 г.

21 СН 14278-т1 «Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ».

22 Красник, В.В. Эксплуатация электрических подстанций и распределительных устройств : учебное пособие / В.В. Красник. – М. : ЭНАС, 2011. – 320 с.

23 Баков, Ю.В. Проектирование электрической части электростанций с применением ЭВМ : учеб. пособие для вузов / Ю.В. Баков. — М. : Энергоатомиздат, 2008.— 272 с.