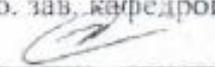


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
«23» 06 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование подстанции Алтуховская для организации внешнего электрообеспечения золото-извлекательной фабрики, расположенной в Николаевском районе, Хабаровского края.

Исполнитель
студент группы 642-узб


10.06.2020
Е.Е. Истомин

Руководитель
доцент, канд. техн. наук


11.06.2020
А.Н. Козлов

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


22.06.2020
А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель


22.06.2020
Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
20.03.20

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Истомина Евгения Евгеньевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование ПС 110/6 кВ «Алтуховская» для организации схемы внешнего электроснабжения золотозвлекательной фабрики

(утверждено приказом от 23.03.20 № 657-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 10.06.20

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: технические данные оборудования ЗИФ, однолинейная схема сети, данные контрольного замера,

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

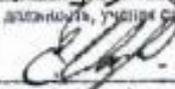
Расчет электрических нагрузок, выбор оборудования, расчет токов короткого замыкания, безопасность жизнедеятельности, расчет экономических показателей

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

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Руководитель доцент, канд. техн. наук А.Н. Козлов, консультант по безопасности и экологичности доцент, канд. техн. наук А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 23.03.20

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов А.Н. доцент, к.т.н.
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 24.03.2020г. 
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 106 страниц, 14 рисунков, 29 таблиц, 74 формулы, 20 источников, 3 приложения.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ПОДСТАНЦИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, НАГРУЗКА, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ ТРАНСФОРМАТОР, МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ПОКАЗАТЕЛЬ, МАСЛОПРИЕМНИК.

В данной работе разработан вариант развития электрической сети Хабаровского края при подключении подстанции «Алтуховская» к сетям 110 кВ ДРСК. Выполнено обоснование конструкции распределительного устройства высокого и низкого напряжения данной подстанции. Произведен расчет рабочих токов и токов КЗ. Произведен выбор основного электрического оборудования. Выбрана микропроцессорная защита силовых трансформаторов 110 кВ. Произведен расчет режимов. Рассчитано заземляющее устройство ПС «Алтуховская». Выбрана схема расстановки молниеотводов для защиты оборудования от прямых ударов молнии, рассчитаны зоны защиты молниеотводов. Произведен технико-экономический расчет. Проведены расчеты в области охраны окружающей среды, определены основные мероприятия по безопасности жизнедеятельности при строительстве и эксплуатации электроустановок.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВР – автоматическое включение резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВН – выключатель нагрузки;

КЗ – короткое замыкание;

ЗИФ – золотоизвлекательная фабрика;

КУ – компенсирующее устройство;

ВЛ – воздушная линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ОУ – огнетушитель углекислотный;

ПС – подстанция;

РЗ – релейная защита;

ТН – трансформатор напряжения;

ТО – токовая отсечка;

ТТ – трансформатор тока;

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Климатическая характеристика района размещения подстанции	9
2 Обоснование строительства ПС «Алтуховская»	10
3 Характеристика существующей схемы электрических сетей	11
3.1 Характеристика источника питания	12
4 Характеристика потребителей ПС «Алтуховская»	14
5 Определение величины нагрузки ЗИФ и категории надежности	16
6 Определение рационального напряжения ВЛ для питания ПС «Алтуховская»	19
7 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ПС «Алтуховская»	21
8 Выбор технических параметров питающей линии	23
9 Выбор оптимального варианта схемы подключения ПС «Алтуховская»	25
9.1 Затраты на реализацию проекта первого и второго варианта	25
10 Выбор конструкции РУ ПС «Алтуховская»	31
11 Расчет токов короткого замыкания	33
12 Проектирование ПС «Алтуховская»	39
12.1 Выбор электрического оборудования	39
12.2 Выбор и проверка выключателей 110 кВ	39
12.3 Выбор и проверка выключателей 6 кВ	41
12.4 Выбор разъединителей 110 кВ	42
12.5 Выбор высокочастотного заградителя связи	43
12.6 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжения 110 кВ	43
12.7 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжения 6 кВ	45
12.8 Выбор и проверка трансформаторов тока	45
12.9 Выбор трансформаторов напряжения	48
12.10 Выбор трансформатора собственных нужд	50
12.11 Выбор гибкой ошиновки	51

12.12	Выбор жестких шин на напряжении 6 кВ	51
12.13	Выбор опорных изоляторов	53
13	Расчет устройств молниезащиты ПС	54
14	Расчет устройств заземления	57
15	Защита трансформатора ТМН 10000/110/6	60
15.1	Дифференциальная защита	60
15.2	Защита от перегрузки	62
15.3	Максимальная токовая защита	63
15.4	Газовая защита	63
16	Автоматика	64
16.1	АПВ	64
16.2	АВР	73
16.3	АРКТ	76
16.4	УРОВ	81
17	Система телемеханики	85
17.1	Функции телемеханики	85
17.2	Назначение системы	85
18	Расчет режимов работы	87
18.1	Расчет нормального режима работы сети до реконструкции	87
18.2	Расчет нормального режима работы сети после реконструкции	89
18.3	Расчет послеаварийного режима работы сети	91
19	Безопасность и экологичность	94
19.1	Безопасность проекта	94
19.2	Экологичность проекта	97
19.3	Чрезвычайные ситуации	99
	Заключение	103
	Библиографический список	104
	Приложение А Расчет нормального режима работы сети	107
	Приложение Б Расчет режима работы сети после реконструкции	108
	Приложение В. Расчет послеаварийного режима работы сети	109

ВВЕДЕНИЕ

В Николаевском районе Хабаровского края планируется строительство золото-извлекательной фабрики, при этом для данного объекта электрической энергии требуется возведение соответствующей ПС для питания всех потребителей участвующих в технологическом процессе. Мощность нагрузки значительна и следовательно подключение ее к действующим сетям низкого напряжения не является возможным.

Данная работа рассматривает один из вариантов развития и Хабаровских электрических сетей напряжением 110 кВ филиала ОАО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» в частности подключение ПС «Алтуховская» к электрическим сетям ДРСК и реконструкцию этих сетей с целью соответствия их современным требованиям надежности электроснабжения и качества электрической энергии. Так же в работе рассматривается проект строительства ВЛ для питания указанной подстанции.

Актуальность данной работы заключается в том что: для развития «Николаевского района» Хабаровского края требуется реконструкция схемы электроснабжения в связи с подключением нового потребителя – золотоизвлекательной фабрики, как следствие этого ввод ее в работу приведет к развитию инфраструктуры, повысит уровень жизни населения, приведет к притоку капитала и отчислению средств в местный бюджет. При этом необходимо учитывать тот факт что для работы фабрики требуется значительное количество электроэнергии а следовательно строительство ПС «Алтуховская», что позволит загрузить существующую схему электроснабжения до приемлемого уровня.

Целью данной работы является определение наиболее экономически целесообразного варианта подключения ПС «Алтуховская» к сетям ДРСК обеспечивающего требуемые параметры надежности. К основным задачам следует отнести следующие: определение сечения ВЛ питающей ПС «Алтуховская», выбор схемы распределительного устройства высокого и

низкого напряжения ПС и номинальной мощности силовых трансформаторов устанавливаемых на ПС. Так же к основным задачам следует отнести выбор основного электротехнического оборудования на ПС, и определение величины инвестиций в строительство ПС «Алтуховская». Определение требуемых мер безопасности в области охраны окружающей среды, при строительстве и эксплуатации электроэнергетических объектов.

К дополнительным задачам относим расчет параметров системы заземления электроустановок на данной ПС и параметров молниезащиты, определение уставок защит силовых трансформаторов 110 кВ и расчет режимов работы сети до и после подключения ПС «Алтуховская» к системе внешнего электроснабжения.

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ

При выборе электротехнического оборудования необходимо иметь информацию о климатической характеристике местности с целью правильного выполнения поставленной задачи. Климатические условия представлены в таблице 1

Таблица 1 – Климатические условия района проектирования

Климатические условия	Величина
Район по ветру	III
Нормативная скорость ветра, м/сек	32
Район по гололеду	III
Нормативная стенка гололеда, мм	20
Низшая температура воздуха, °С	-54
Среднегодовая температура воздуха, °С	0
Высшая температура воздуха, °С	40
Число грозových часов в год	88
Вес снегового покрова, кгс/м ²	50
Температура гололедообразования, °С	-10
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	3
Сейсмичность района, балл.	6
Глубина протаивания грунта на начало грозовой деятельности, м	0,4
Эквивалентное удельное сопротивление грунта в летний период, Ом·м	43,62
Эквивалентное удельное сопротивление грунта в зимний период, Ом·м	61

Указанные данные будут использованы в дальнейших расчетах.

2 ОБОСНОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ПС «АЛТУХОВСКАЯ»

Необходимость строительства подстанции «Алтуховская» для организации внешнего электроснабжения золото-извлекательной фабрики заключается в том что в предполагаемом месте расположения последней отсутствуют источники питания которые в полной мере позволили бы осуществить электроснабжение такого довольно мощного потребителя.

В рассматриваемом районе отсутствуют близ расположенные подстанции и распределительные пункты от которых можно было бы организовать электроснабжение на напряжении 6 кВ, в связи с вышесказанным для уменьшения экономических затрат на реализацию проекта электроснабжения наиболее оптимальным является строительство отдельного источника питания в виде ПС «Алтуховская», тк другие варианты (например организация питания на напряжении 6 кВ от других ПС или установка дизельного источника питания) являются необоснованными предполагают гораздо большие затраты на их организацию, либо низкую надежность электроснабжения.

3 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

На рисунке 1 представлена подробная однолинейная схема рассматриваемого участка сети Хабаровского края Николаевского района.

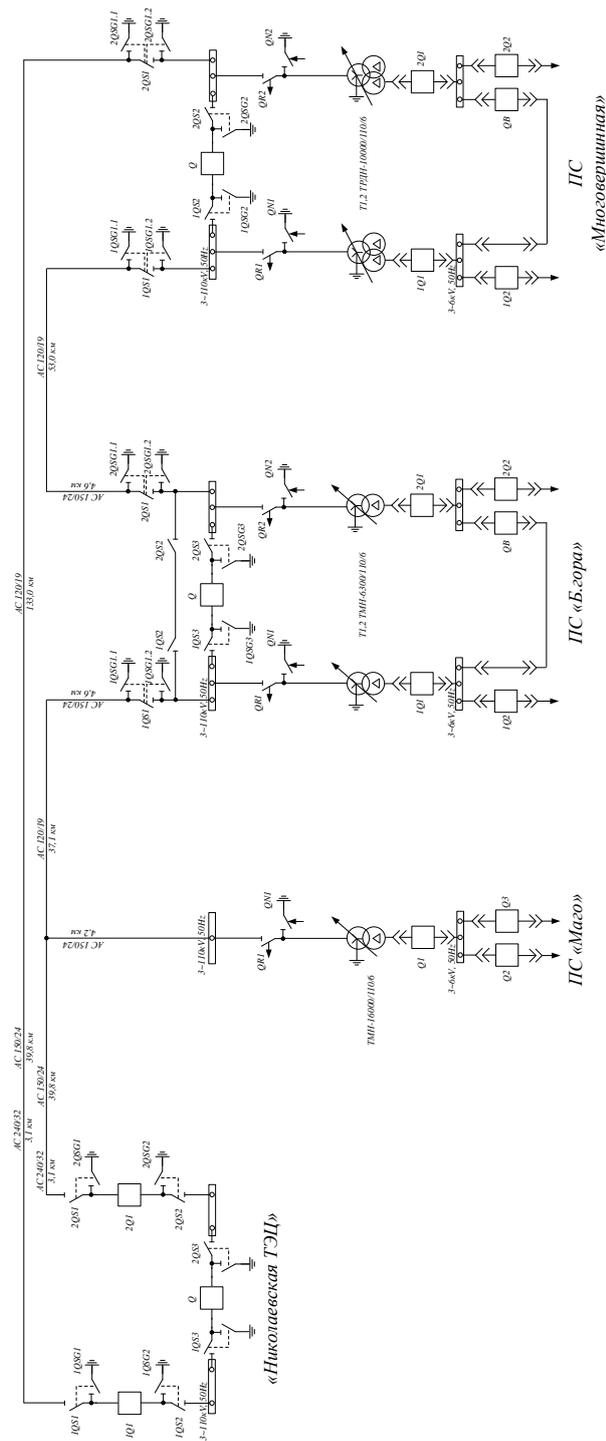


Рисунок 1 – Подробная однолинейная схема сети

Как видно из рисунка сеть является изолированной и не имеет связей с основной частью энергосистемы Хабаровского края из за своего географического расположения. Единственным источником питания в данном районе является Николаевская тепловая электростанция.

В общем схема включает в себя три подстанции: транзитные «Б. гора», «Многовершинная» и одну отпаечную «Маго», Сеть образована двумя воздушными линиями номинальным напряжением 110 кВ, от источника питания НТЭЦ до ПС и образует кольцо. ВЛ на различных участках выполнены голым проводом марки АС 240/32, АС 150/24, АС 120/19, протяженность участков варьируется от 4,2 км до 133 км.

3.1 Характеристика источника питания

Николаевская ТЭЦ представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию (теплоэлектроцентраль) с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 130,6 МВт, установленная тепловая мощность — 321,2 Гкал/час. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды, ТЭЦ имеет в своём составе две группы основного оборудования: с давлением 40 кгс/см² и температурой 440°С (турбоагрегаты № 1 и 2, котлы БКЗ-75-39ФБ) и с давлением 100 кгс/см² и температурой 540°С (турбоагрегаты № 3 и 4, котлы БКЗ-160-100ГМ). В качестве топлива используется природный газ сахалинских месторождений (3 котла) и мазут (3 котла). Основное оборудование станции включает в себя:^{[1][2]}

Турбоагрегат № 1 мощностью 12 МВт, в составе турбины ПТ-12-35/10-1,2 с генератором Т-2-12-2, введён в 1973 году;

Турбоагрегат № 2 мощностью 12 МВт, в составе турбины ПТ-12-35/10-1,2 с генератором Т-2-12-2, введён в 1973 году;

Турбоагрегат № 3 мощностью 55 МВт, в составе турбины К-50-90-4 с генератором ТВФ-63-2, введён в 1983 году;

Турбоагрегат № 4 мощностью 55 МВт, в составе турбины Т-50/55-90-4 с генератором ТВФ-63-2, введён в 1987 году;

Два дизель-генератора ДГ-72-1 мощностью по 0,3 МВт, введены в 1979 году.

Пар для турбоагрегатов вырабатывают три котла БКЗ-75-39ФБ и три котла БКЗ-160-100ГМ.

Приведенные данные будем использовать при выполнении данной работы

4 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПС «АЛТУХОВСКАЯ»

Основной и единственный потребитель который будет подключаться к шинам низкого напряжения ПС «Алтуховская» это золотоизвлекательная фабрика, основную нагрузку в которой представляют различного рода электрические двигатели в сочленении с разными механизмами, наименование и марка оборудования которое будет использоваться в качестве основного на данной фабрике представлено в таблице 2.

Таблица 2 – Наименование и марка оборудования

Наименование оборудования	Марка
Щековая дробилка	ДЩ 400х600
Грохот	ГИС-31
Конусная дробилка	КСД-600
Шаровая мельница	MQY-1500х2000
Шаровая мельница	MQG-900х1800
Отсадочная машина	МОД-1М1
Классификатор	1КСН-12М
Гидроциклон	ГЦ-150
Концентрационный стол	СКО-2
Концентрационный стол (2 шт.)	СКО-0,5
Центробежный концентратор «Итомак»	ИТОМАК-КГ-10

В большинстве своем это асинхронные двигатели имеющие в некоторых случаях устройство плавного пуска или регулирования частоты вращения. По классу напряжения данные потребители относятся к приемникам, работающим на переменном трехфазном токе промышленной частоты номинальным напряжением 380 В, 6 кВ.

Диапазон мощностей электрических двигателей, применяемых на таких фабриках, очень широк — от мелких двигателей мощностью в несколько сот

ватт до двигателей мощностью 1 МВт и более. Наличие на фабриках большого числа разнообразных электрических двигателей и аппаратов работающих на переменном и постоянном токе, усложняет условия их эксплуатации.

Приведенные данные будем использовать при выполнении данной работы

5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ НАГРУЗКИ ЗИФ И КАТЕГОРИЙНОСТИ.

В данном разделе проводим расчет таких характеристик нагрузки как максимальная и средняя активная мощность нагрузки (так же соответствующие параметры реактивной мощности), которые в дальнейшем станут основанием для выбора всего силового оборудования подстанции «Алтуховская»

Для определения основных вероятностных характеристик нагрузки используем формулу удельного расхода электрической энергии на выпуск единицы продукции (при работе золотоизвлекательной фабрики основной характеризующей ее величиной является производительность по перерабатываемой руде, в данном случае согласно исходным данным данный параметр составляет 15 тонн в час) [6]:

$$P_{cp} = \frac{W \cdot M}{T} \quad (1)$$

где W – удельный расход эл. энергии на выпуск единицы продукции (МВт×час/т).

M – общее количество перерабатываемой руды за наиболее загруженную смену (согласно исходных данных для проектирования составляет 180 тонн за смену)

T – продолжительность наиболее загруженной смены (час) [6].

$$P_{cp} = \frac{0,547 \cdot 180}{12} = 8,21 \text{ (МВт)}$$

Далее определяем значение максимальной активной мощности по следующей формуле:

$$P_m = P_{cp} \cdot K_m \quad (2)$$

где K_m – коэффициент максимума нагрузки (справочное значение для графика нагрузки ЗИФ).

$$P_m = 8,21 \cdot 1,21 = 9,93 \text{ (МВт)}$$

Далее определяем значение средней реактивной мощности по следующей формуле:

Значение средней реактивной мощности принимается равным значению расчетной реактивной мощности для кабелей высокого напряжения питающих цеховые трансформаторы [6]:

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg \varphi$$

где $tg \varphi$ – коэффициент мощности для потребителя - ЗИФ определяется согласно справочным данным:

$$Q_{cp} = 8,21 \cdot 0,7 = 5,74 \text{ (Мвар)}$$

Значение максимальной реактивной мощности определяется аналогично средней реактивной мощности:

$$Q_m = P_m \cdot tg \varphi \tag{3}$$

$$Q_m = 9,93 \cdot 0,7 = 6,95 \text{ (Мвар)}$$

Полученные данные являются основными для проектирования всей подстанции и всего силового оборудования на ней в частности силовых трансформаторов, воздушных линий эл. передачи и устройств компенсации реактивной мощности, Результаты расчета сводим в таблицу 3

Таблица 3 – Характеристики нагрузки ПС «Алтуховская»

ПС «Алтуховская»	
Характеристика нагрузки	Величина
Средняя активная мощность (МВт)	8,21
Максимальная реактивная мощность (МВт)	9,93
Средняя реактивная мощность (Мвар)	5,74
Максимальная реактивная мощность (Мвар)	6,95

Согласно справочным данным все потребители золотоизвлекательной фабрики связанные единой цепью производства относятся как к первой так и ко второй категории по надежности электроснабжения (незначительную часть нагрузки порядка 10 % составляют потребители 3-й категории), при этом для них требуется наличие двух независимых источников питания в частности в данной работе данный факт будет учитываться при выборе трансформаторов которых должно быть соответственно не менее двух. На распределительном устройстве низкого напряжения так же предусматривается наличие автоматического ввода резерва, которое в значительной степени увеличивает надежность электроснабжения

6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАЦИОНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ВЛ ДЛЯ ПИТАНИЯ ПС «АЛТУХОВСКАЯ».

В этом подразделе определяется номинальное напряжение на котором будет подключена вновь вводимая ПС «Алтуховская». Это одна из основных характеристик, которая определяет капиталовложения и расходы в процессе эксплуатации сети. Поэтому выбранный уровень номинального напряжения должен отвечать требованиям экономической целесообразности. В данном проекте рациональное напряжение ВЛ определяется по универсальной формуле Г.А.Илларионова [1]:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (4)$$

где $U_{рац}$ – рациональное напряжение передачи мощности P по линии длиной L .

Эта эмпирическая формула позволяет получать верное значение напряжения в широком диапазоне, от 35 до 1150 кВ. Следует учитывать то, что P это мощность, передаваемая по одноцепной линии, если линия двух цепная, то мощность делится на два.

При определении данного параметра требуется имеет значение расстояния от ПС Алтуховская до предполагаемого места подключения к системе внешнего электроснабжения, в данном случае рассматривается вопрос подключения ее к проходящей относительно рядом ВЛ номинальным напряжением 110 кВ «Николаевская ТЭЦ» - ПС «Многовершинная», расстояние от ВЛ до ПС с учетом коэффициента трассы составляет 35 км

Определяем рациональное напряжение в случае питания ПС «Алтуховская» транзитом от указанной ВЛ (в расчете указывается мощность протекающая по одной цепи ВЛ):

$$U_{РАЦ} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{35} + \frac{2500}{9,93 \cdot 0,5}}} = 49,55 \text{ (кВ)}$$

Рациональное напряжение значительно больше чем 35 кВ следовательно подключении на таком уровне номинального напряжения экономически нецелесообразно, принимаем решение подключать ПС Алтуховская на напряжении 110 кВ к проходящим рядом ВЛ, схема и вариант подключения будут определены в последующих разделах.

7 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПС «АЛТУХОВСКАЯ»

Мощность силовых трансформаторов определяется из суммарной средней активной мощности потребителей подстанции и некомпенсированной реактивной мощности. Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции. Поэтому, если подстанция питает потребителей указанных категорий, на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов как в данном случае. В случае аварии на одном из трансформаторов, второй должен обеспечить полной мощностью названных потребителей.

В данной работе рассматривается питание потребителей всех категорий, следовательно на подстанции «Алтуховская» требуется установка двух трансформаторов.

Расчетная мощность силового двух обмоточного трансформатора определяется по следующей формуле (МВА) [1]:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2}}{n_T \cdot K_3^{opt}} \quad (5)$$

где S_p – расчётная мощность трансформатора (МВА);

P_{cp} – средняя активная мощность потребителей ЗИФ (МВт);

Q_{cp} – средняя реактивная мощность потребителей ЗИФ (Мвар);

n_T – число трансформаторов;

K_3^{opt} – оптимальный коэффициент загрузки (для двух трансформаторной подстанции принимается равным 0,7).

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

$$K_H = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2}}{n_T \cdot S_{Тном}} \quad (6)$$

$$K_A = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}} \quad (7)$$

Определяем расчетную мощность трансформаторов устанавливаемых на подстанции «Алтуховская»:

$$S_p = \frac{\sqrt{8,21^2 + 5,74^2}}{2 \cdot 0,7} = 7,16 \text{ (МВА)}$$

Принимаем к установке трансформатор типа ТМН 10000/110/6 с системой охлаждения в виде естественной циркуляции воздуха и естественной циркуляции масла, трансформатор оснащен системой регулирования напряжения под нагрузкой – РПН, номинальная мощность 10,0 МВА, номинальное напряжение высокой стороны 115 кВ; определяем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

$$K_H = \frac{\sqrt{8,21^2 + 5,74^2}}{2 \cdot 10,0} = 0,69$$

$$K_A = \frac{\sqrt{8,21^2 + 5,74^2}}{10,0} = 1,38$$

Коэффициент загрузки силового трансформатора в нормальном режиме работы должен находиться в пределах: 0,5 – 0,7, для послеаварийного режима 1-1,4, делаем вывод о том что выбранный тип трансформатора удовлетворяет условиям загрузки. Далее проводим выбор оптимально варианта подключения ПС «Алтуховская» к системе внешнего электроснабжения

8 ВЫБОР ТЕХНИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПИТАЮЩЕЙ ЛИНИИ

В этом разделе работы рассматривается выбор сечения питающей линии электропередач для подключения ПС «Алтуховская». Как указывалось ранее в нагрузке ПС присутствуют потребители второй и первой категории, следовательно схема питания должны предусматривать два источника питания.

Расчет проводится с целью определения требуемого сечения линии электропередачи для соответствия накладываемым нагрузкам.

В работе предусматривается проектирование двух цепной ВЛ для обеспечения достаточного уровня надежности питания потребителей, согласно задания на проект ВЛ.

Расчетный ток в воздушных линиях определяется по формуле [1]:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{P_m^2 + Q_m^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (8)$$

где n – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение ВЛ;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования \max нагрузки.

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

Для T_m равным 3500 часов α_T принимается равным 0,9 [1].

При определении расчетного тока ВЛ учитывается полная мощность передаваемая как в сеть низкого так и среднего напряжения.

Расчетный ток для ВЛ составит согласно формуле:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{9,93^2 + 6,95^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} 1,05 \cdot 0,9 = 30,2 \text{ (А)}$$

Согласно экономическим токовым интервалам и учитывая климатические характеристики района проектирования сети принимаем марку провода АС 120/19 для подхода к ПС «Алтуховская», ВЛ устанавливаются на стальных опорах.

Далее после определения сечения необходимо провести его проверку по длительно допустимому току при условии отключения одной из цепей ВЛ

Определяем послеаварийный ток в сечении одной линии по формуле:

$$I_{нав} = \frac{\sqrt{9,93^2 + 6,95^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 63,6 \text{ (А)}$$

Полученное значение необходимо сравнить с длительно допустимым током для данного сечения, в данном случае для провода марки АС-120/19 он составляет 390 А, делаем вывод о том что сечение рассчитано верно.

9 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА СХЕМЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПС «АЛТУХОВСКАЯ»

В данном разделе проводим разработку и сравнение двух вариантов схемы подключения ПС Алтуховская к сетям «ДРСК».

Первый вариант это подключение в рассечку ВЛ 110 кВ «Николаевская ТЭЦ» - ПС «Многовершинная», при этом распределительное устройство высокого напряжения на ПС «Алтуховская» должно быть выполнено по транзитной схеме «мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой в цепях линий», общая протяженность ВЛ в одно цепном исполнении составит 70 км. Однолинейная схема данного варианта представлена на рисунке 2

Второй вариант предполагает подключение одной цепи к ВЛ 110 кВ «Николаевская ТЭЦ» - ПС «Б. гора» а второй цепи к ВЛ «Николаевская ТЭЦ» - ПС «Многовершинная», общая протяженность ВЛ в одно цепном исполнении для реализации данного варианта составит 73 км, при этом распределительное устройство здесь должно быть применено проще чем для первого варианта - отпайка «сдвоенной блок линия трансформатор с выключателями в цепях трансформаторов и неавтоматической перемычкой в цепях линий». Однолинейная схема второго варианта представлена на рисунке 3.

Сравнение обоих вариантов проводим предварительно по экономическим показателям, таким как суммарные капиталовложения.

9.1 Затраты на реализацию проекта первого и второго варианта

Капиталовложение на подключение ПС «Алтуховская» вычисляются по формуле:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} \quad (9)$$

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

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

Капиталовложение на строительство подстанций определяются:

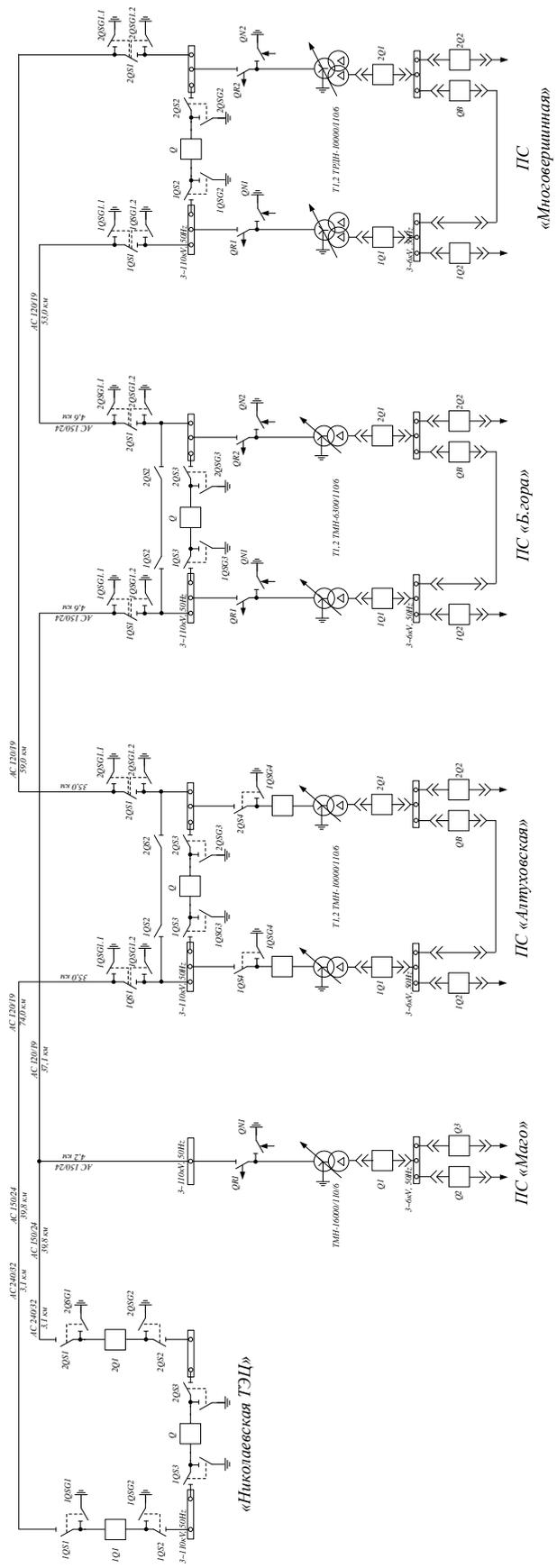


Рисунок 2 – Вариант подключения №1

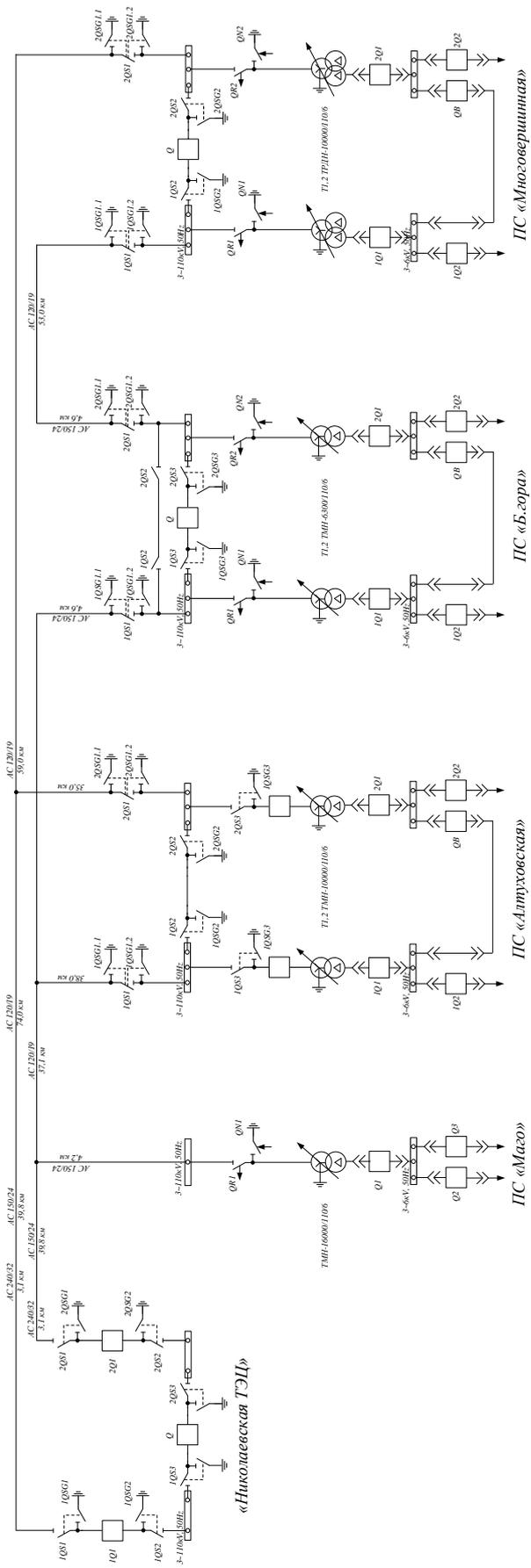


Рисунок 3 – Вариант подключения №2

$$K_{ПС} = K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{ПОСТ} \quad (10)$$

где $K_{ОРУ}$ – стоимости открытого распределительного устройства (ОРУ);

$K_{ТР}$ – стоимости трансформаторов;

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

– выкуп земли

– благоустройство территории

– подвод коммуникаций, и.т.д.

Капиталовложение на сооружение воздушной линии определяются:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \quad (11)$$

где K_0 – удельная стоимость одного сооружения линии;

l – длина линии с учетом коэффициента удлинения.

Проводим расчет первого варианта, определяем стоимость открытого распределительного устройства на подстанции «Алтуховская»:

Стоимость оборудования подстанции определяется согласно укрупненным стоимостным показателям, с учетом индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ и районного коэффициента для ДФО, в том числе стоимости материалов, оплаты труда и эксплуатации машин и механизмов на I квартал 2020 года (для ДФО «Амурской области» индекс цен на СМР по отношению к ценам 2000 г. составляет 5,32 ед).

Определяем стоимость РУВН, при расчете принимается стоимость одной ячейки элегазового выключателя и количество этих ячеек (в данном случае 3 (стоимость определяется согласно укрупненным стоимостным показателям в ценах 2000 года):

$$K_{ОРУ} = N_{яч} \cdot K_{яч} \cdot K_{инф} \cdot K_p = 3 \cdot 7,3 \cdot 5,32 \cdot 1,3 = 151,46 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем стоимость трансформатора:

$$K_{ТР} = N_{тр} \cdot K_{тр} \cdot K_{инф} \cdot K_p = 2 \cdot 4,3 \cdot 5,32 \cdot 1,3 = 59,48 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем постоянная часть затрат по подстанции:

$$K_{ПОСТ} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p = 9,0 \cdot 5,32 \cdot 1,3 = 62,24 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем суммарные капиталовложения для строительства ПС:

$$K_{ПС} = K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{ПОСТ} = 151,46 + 59,48 + 62,24 = 273,18 \text{ (млн. руб.)}$$

где $K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2020 год (индекс дефлятор).

K_p - районный коэффициент для ПС –1,3:

Определяем капиталовложения на сооружение воздушной линии для питания подстанции «Алтуховская»:

$$K_{ВЛ} = (K \cdot l) \cdot K_{инф} \cdot K_p = 1,59 \cdot 35 \cdot 5,32 \cdot 1,4 = 414,48 \text{ (млн. руб.)}$$

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

Вычисляем общие капиталовложение на строительство ВЛ и ввод ПС «Алтуховская»:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} = 273,18 + 414,48 = 687,66 \text{ (млн. руб.)}$$

Аналогично проводим расчет экономических показателей для второго варианта, результаты расчета приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Расчет капиталовложений

Параметр	Вариант №1	Вариант №2
Капиталовложения на строительство ПС	273,18	222,69
Капиталовложения на строительство ВЛ	414,48	450,01
Суммарные капиталовложения	687,66	672,71

Расчет суммарных капиталовложений показывает что второй вариант имеет меньшие значения данных параметров по сравнению с первым на 14,95 млн. рублей, Следовательно его оставляем для дальнейшей проработки.

Достоинство второго варианта так же является простота распределительного устройства высокого напряжения, что определяет меньшие эксплуатационные издержки и простоту, и быстроту оперативных переключений при выводе в ремонт оборудования а так же при различного рода нештатных ситуациях.

10 ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ РУ ПС «АЛТУХОВСКАЯ»

Учитывая предполагаемую схему питания ПС «Алтуховская» в качестве распределительного устройства высокого напряжения как указывалось ранее на подстанции предполагается его установка по схеме «сдвоенный блок линия трансформатор с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой в цепях линий». На стороне низкого напряжения принимаем к установке РУ по схеме «одна секционированная выключателем система шин». Принципиальная однолинейная схема подстанции «Алтуховская» представлена на рисунке 5.

Данная схема РУ 110 кВ применяется для отпаечных и тупиковых подстанций с числом присоединений 2 и номинальным напряжением 35-220 кВ.

В нормальном режиме питания ремонтная перемычка на стороне 110 кВ находится в отключенном положении и вводится в работу только при выводе в ремонт одного из трансформаторов или одной из цепей ВЛ для повышения надежности электроснабжения потребителей во время ремонтов либо отключения оборудования от защит.

При повреждении одной из цепей линии электропередачи (а так же при выводе ее в ремонт) она отключается соответствующим трансформаторным выключателем. Питание обеих секций 6 кВ осуществляется от оставшегося в работе трансформатора путем автоматического включения секционного выключателя. В случае выхода из строя одного из трансформаторов он отключается соответствующими выключателями со всех сторон, при этом обе питающие линии остаются в работе и питание оставшегося в работе трансформатора может быть осуществлено по обеим цепям ВЛ путем включения ремонтной перемычки.

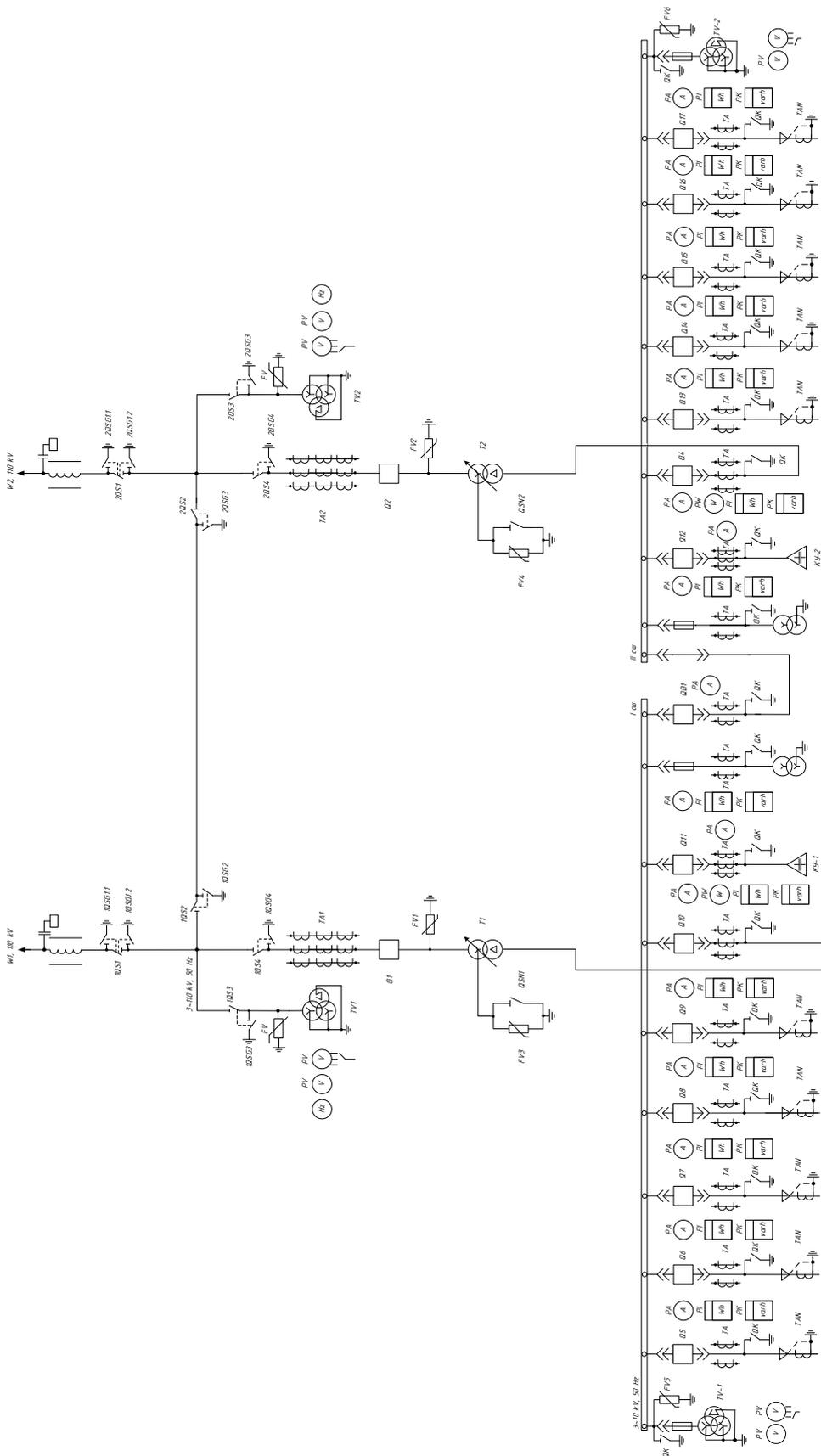


Рисунок 4 – Подробная однолинейная схема ПС «Алтуховская»

11 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания проводится для определения фактических значений периодической, апериодической составляющих а так же ударного тока КЗ

При расчете токов короткого замыкания приняты следующие допущения: при определении сопротивления системы со стороны ВН ПС используются данные о токах короткого замыкания на РУ 110 кВ «Николаевская ТЭЦ». Расчет проводится приближенным методом с использованием относительных единиц. Расчетные точки КЗ показаны на рисунке 5.

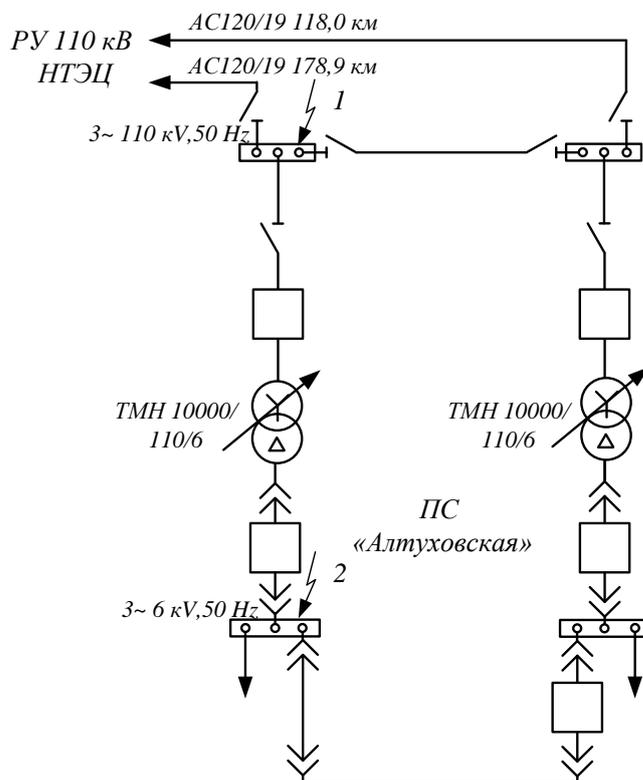


Рисунок 5 – Расчетные места КЗ

На рисунке 6 представлена схема замещения участка сети для расчета токов КЗ.

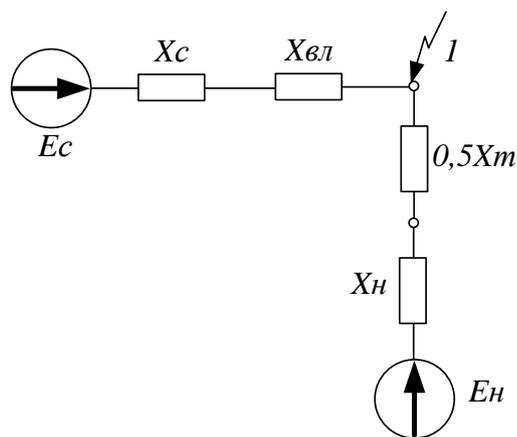


Рисунок 6 – Схема замещения участка сети с указанием расчетной точки КЗ

Принимаем базисные условия:

- 1) базисная мощность принимается равной номинальной мощности силовых трансформаторов ПС «Алтуховская» $S_{\sigma} = 10,0$ (МВА),
- 2) базисное напряжение на стороне 110 кВ принимается равным напряжению из среднего ряда напряжений (кВ) $U_{\sigma 110} = 115$,
- 3) базисное напряжение на стороне 6 кВ принимается равным напряжению из ряда средних напряжений (кВ) $U_{\sigma 6} = 6,3$.
- 4) Справочные ЭДС и сопротивление обобщенной нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

Базисный ток на стороне высокого и низкого напряжения рассчитываем по соответствующей формуле (кА):

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} \quad (12)$$

где I_{σ} , U_{σ} – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

$$I_{\sigma 110} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,06 \text{ (кА)}$$

$$I_{\sigma 6} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 0,92 \text{ (кА)}$$

Определяем индуктивные сопротивления в относительных единицах приведенные к принятым базисным условиям (о.е.):

Определяем сопротивление энергосистемы со стороны шин 110 кВ (ПС «Николаевская ТЭЦ»):

$$X_C = \frac{S_6}{S_C} \quad (13)$$

$$X_C = \frac{10,0}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 19,4} = 0,01 \text{ (о.е.)}$$

где S_C – мощность короткого замыкания, определенная через данные о токах КЗ на шинах 110 кВ источника питания (МВА).

Определяем сопротивление ВЛ «Николаевская ТЭЦ»-ПС «Алтуховская»:

$$X_{ВЛ} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} \quad (14)$$

где $x_{уд}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

l – длина ВЛ (км)

$$X_{ВЛ1} = 0,4 \cdot 118 \cdot \frac{10,0}{115^2} = 0,03 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{ВЛ2} = 0,4 \cdot 178,9 \cdot \frac{10,0}{115^2} = 0,05 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление обобщенной нагрузки (о.е.):

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_H} \quad (15)$$

где S_H – мощность нагрузки (МВА)

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{10,0}{\sqrt{9,93^2 + 6,95^2}} = 0,29 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление обмотки трансформаторов установленных на подстанции «Алтуховская» (о.е.) по следующей формуле:

$$X_T = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{НОМ}}} \quad (16)$$

$$X_T = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{10,0}{10,0} = 0,075 \text{ (о.е.)}$$

где $u_{K\%}$, – напряжение короткого замыкания.

Проводим последовательное преобразование схемы замещения для определения расчетных значений результирующего сопротивления и ЭДС.

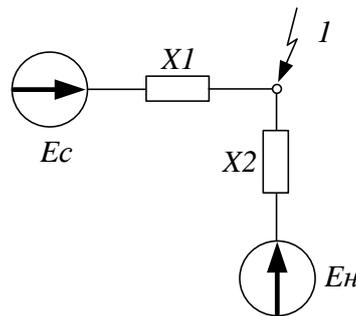


Рисунок 7 – Сворачивание схемы замещения

$$X1 = X_C + \frac{X_{ВЛ1} \cdot X_{ВЛ2}}{X_{ВЛ1} + X_{ВЛ2}}$$

$$X1 = 0,01 + \frac{0,03 \cdot 0,05}{0,03 + 0,05} = 0,029 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = 0,5 \times X_T + X_H$$

$$X2 = 0,5 \times 0,075 + 0,29 = 0,32 \text{ (о.е.)}$$

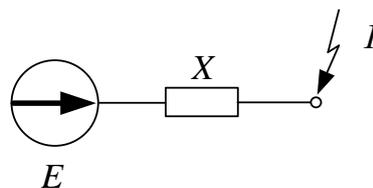


Рисунок 8 – Определение результирующего сопротивления и ЭДС

$$X = \frac{X1 \cdot X2}{X1 + X2}$$

$$X = \frac{0,029 \cdot 0,32}{0,029 + 0,32} = 0,03 \text{ (о.е.)}$$

$$E = \frac{Ec \cdot X2 + En \cdot X1}{X2 + X1}$$

$$E = \frac{1 \cdot 0,32 + 0,85 \cdot 0,029}{0,029 + 0,32} = 0,98 \text{ (о.е.)}$$

Находим начальное значение периодической составляющей тока КЗ в расчетной точке 1:

$$I_{no1} = \frac{E}{X} \cdot I_{\sigma110} = \frac{0,98}{0,03} \cdot 0,06 = 1,96 \text{ (кА)} \quad (17)$$

Находим значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания по следующей формуле:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{\frac{-t_{OB}}{T_a}} \quad (18)$$

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

I_{no} – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА)

t_{OB} – время отключения выключателя с учетом работы защиты (сек), в данном случае принимается 0,6 сек.

T_a – постоянная времени (определяется по справочным данным, принимаем равной 0,03).

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания на примере первой точки:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{\frac{-t_{OB}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 1,96 \cdot e^{\frac{-0,6}{0,03}} = 0,32 \text{ (кА)}$$

Постоянную времени можно определить по следующей формуле:

$$T_a = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (19)$$

где X_p – результирующее индуктивное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.)

R_p – результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.)

ω – угловая частота (314 рад/сек.)

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

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (20)$$

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,96 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 4,76 \text{ (кА)}$$

Аналогично проводится расчет токов короткого замыкания для точки 2 результаты расчета сводятся в таблицу 5:

Таблица 5 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка КЗ	$I_{no},$ (кА)	$I_{at},$ (кА)	$I_{y\delta},$ (кА)
К1 (шины ВН ПС «Алтуховская»)	1,96	0,32	4,76
К2 (шины НН ПС «Алтуховская»)	9,28	1,05	22,52

12 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ «АЛТУХОВСКАЯ»

12.1 Выбор электрического оборудования

Выбор оборудования на ПС «Алтуховская» ведется на основе данных приведенных в предыдущем разделе, принятой схеме распределительных устройств ПС, категории потребителей электрической энергии и требуемым характеристикам по климатическому исполнению.

Также для выбора оборудования РУ подстанции «Алтуховская» выполняем расчет максимальных рабочих токах, которые определяются по номинальной мощности силовых трансформаторов установленных на данной ПС. Значения максимальных рабочих токов на подстанции «Алтуховская» приведены в таблице 13.

Определяем максимальные рабочие токи РУ ПС «Алтуховская» [5]:

$$I_{м} = \frac{S_{н}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}}$$

где $S_{н}$ – номинальная мощность трансформатора (МВА);

$U_{н}$ – номинальное напряжение (Ом);

Для стороны ВН:

$$I_{м110} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 115} = 53,9 \text{ (A)}$$

Для стороны НН:

$$I_{м6} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 916,42 \text{ (A)}$$

12.2 Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению сети и номинальному току нагрузки [5]:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети} \tag{21}$$

$$I_{ном} \geq I_{макс.раб} \quad (22)$$

Напряжение сети 110 кВ.

Первоначально проверяем установленные на ПС «Алтуховская» элегазовые выключатели марки ВЭБ-110 П-20/2500У1. Привод выключателя – пневматический.

Принятый выключатель 110 кВ проверяется на коммутационную способность, электродинамическую стойкость, термическую стойкость.

Термическая стойкость проверяется по неравенству:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k, \quad (23)$$

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

$t_{тер}$ - время термической стойкости,

B_k - интеграл Джоуля.

Электродинамическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{пр.скв} = I_{дин} \geq I_{уд} \quad (24)$$

где $I_{пр.скв}$ - предельный сквозной ток выключателя;

$I_{дин}$ - ток электродинамической стойкости аппарата.

Значение B_k можно определить по формуле [5]:

$$B_k = I_{но}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (25)$$

где $I_{но}$ - периодическая составляющая тока КЗ (кА);

$t_{отк}$ - время отключения выключателя (сек);

T_a - постоянная времени.

На примере точки К1:

$$B_{к1} = I_{но1}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 1,96^2 \cdot (0,6 + 0,03) = 2,42$$

Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 6:

Таблица 6 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	2500	53,9	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	20	1,96	$I_{вкл} \geq I_{но}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}$, $I_{уд}$ (кА)	102	4,76	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	20	1,96	$I_{откл} \geq I_{но}$
Номинальное значение апериодической составляющей, I_a (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 20 =$ 12,456	0,32	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	102	4,76	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $20^2 \cdot 3 =$ 1200	2,42	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатель проходит по всем параметрам, его принимаем к установке.

12.3 Выбор и проверка выключателей 6 кВ

Первоначально принимаем выключатель вакуумный ВВЭ-М-10-1000-20У1.

Сравнение параметров выбранного выключателя с расчетными значениями показано в таблице 7:

Таблица 7 – Выбор и проверка выключателей 6 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1000	916,42	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	40	9,28	$I_{вкл} \geq I_{по}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}$, $I_{уд}$ (кА)	81	22,52	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	40	9,28	$I_{откл} \geq I_{по}$
Номинальное значение апериодической составляющей, I_a (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 40 =$ 16,96	1,05	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	81	22,52	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $40^2 \cdot 3 =$ 4800	54,25	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатели проходят по всем параметрам.

12.4 Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

По напряжению сети и максимальному рабочему току нагрузки выберем разъединители марки РНДЗ-2-110/1000 ХЛ1 (разъединитель для наружной установки двух колонковый с заземляющими ножами), номинальный рабочий ток 1000 А. Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 8.

Таблица 8 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1000	53,9	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	80	4,76	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $31,5^2 \cdot 3 =$ 2790,75	2,42	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Число заземляющих ножей и соответственно тип разъединителя определяется местом установки.

12.5 Выбор высокочастотного заградителя связи

Данные устройства предназначены для организации связи между подстанциями, а так же для обеспечения технических каналов для обеспечения работы устройств защиты и автоматики линий электропередач.

По номинальному напряжению выбираем заградитель типа ВЗ-200 УХЛ1, Сравнение основных данных заградителя с расчетными показаны в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор и проверка заградителя 110 кВ

Номинальные параметры заградителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	200	53,9	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{пр.скв}$ (кА)	40,5	2,42	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$

Высокочастотный заградитель типа ВЗ - 200 УХЛ1 проходит по всем показателям его принимаем к установке на ПС «Алтуховская»

12.6 Выбор и проверка нелинейного ограничителя перенапряжений 110 кВ

Данные устройства предназначены для ограничения перенапряжений в электроустановках связанных с грозовой деятельностью. Основное назначение данных устройств не допустить повышение напряжения на защищаемых устройствах выше предельного значения. Первоначально принимаем на напряжении 110 кВ ОПН-110/10/77/400.

Основные параметры выбранного ОПН показаны в таблице 10.

Таблица 10 – Технические данные ОПН 110 кВ

ОПН-110/10/77/400	
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	77
Поглощаемая энергия (кДж)	400
Остаточное напряжение $U_{ост}$ (кВ)	180

Наибольшее рабочее линейное напряжения на шинах 110 ПС составляет 126 кВ.

Рассчитываем фазное значение наибольшего рабочего напряжения:

$$U_{нрф} = \frac{U_{нрл}}{\sqrt{3}} = \frac{126}{\sqrt{3}} = 72,74 \quad (26)$$

Энергия поглощаемая ограничителем определяется по следующей формуле:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z_{в}} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \quad (27)$$

где U - величина неограниченных перенапряжений на линии электропередачи;

$U_{ост}$ - остаточное напряжение на ОПН;

$Z_{в}$ - волновое сопротивление линии Ом;

t - время распространения волны.

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot L \cdot U_0} = \frac{260}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 3 \cdot 260} = 224,9$$

где U_0 - напряжение волны перенапряжений в месте удара молнии;

k – коэффициент полярности;

L - длина защитного подхода принимаем равной 3 (км).

Время распространения волны рассчитывается по формуле:

$$T = \frac{L \cdot 10^6}{\beta \cdot c} = \frac{3 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 300000} = 11 \text{ (мкс)}$$

где β - коэффициент затухания волны в фазном проводе;

c - скорость распространения электромагнитной волны в вакууме (км/сек).

$$\mathcal{E} = \left(\frac{224,9 - 180}{415} \right) \cdot 180 \cdot 2 \cdot 11 = 398 \text{ (кДж)}.$$

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор и проверка ОПН 110 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	77	72,74	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$
Поглощаемая энергия (кДж)	400	398	$\mathcal{E}_{насл} \geq \mathcal{E}$

ОПН 110 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

12.7 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 6 кВ

Принимаем к установке ОПН-6 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 12.

Таблица 12 – Выбор и проверка ОПН 6 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	6	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	3,67	3,48	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 6 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

12.8 Выбор и проверка трансформаторов тока

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

Трансформатор тока проверяется на динамическую и термическую стойкость, а также на величину нагрузки в заданном классе точности.

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

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} \quad (28)$$

Сопротивление контактов зажимов принимается равным 0,1 Ом. Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (29)$$

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

l - длина соединительных проводов, для РУ 110 кВ подстанции принимается 100 м, для РУ 6 кВ - 60 м;

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

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (для 110 кВ):

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

Сопротивление соединительных проводов (для РУ 6 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2} \quad (30)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока 5А.

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

Таблица 13 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	ЕМ-06	0,5
Ваттметр	СК3021-1	0,5
Варметр	СК3021-1	0,5
Счетчик АЭ	delta +	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 6 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	ЕМ-06	0,5
Счетчик АЭ	delta +	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 110 кВ - 1,62 ВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{нр}}}{I^2} = \frac{1,62}{5^2} = 0,06 \text{ (Ом)}.$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 6 кВ - 0,62 ВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{нр}}}{I^2} = \frac{0,62}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 110 кВ):

$$Z_{2,110} = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} = 0,06 + 0,71 + 0,1 = 0,87 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 6 кВ):

$$Z_{2,6} = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} = 0,02 + 0,43 + 0,1 = 0,55 \text{ (Ом)}.$$

Проверяем встроенные трансформаторы тока на стороне 110 кВ ПС «Алтуховская», с номинальным током 75 А

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

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ ПС «Алтуховская» ТПЛК-6 с номинальным током первичной обмотки 1000 А. Сравнение параметров приведено в таблице 16.

Таблица 15 – Проверка встроенного ТТ 110 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	75	53,9	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2ном}$ (Ом)	20	0,87	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Таблица 16 – Проверка выбранного ТТ 6 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	6	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1000	916,42	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	52	22,52	$I_{прскв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $35^2 \cdot 3 =$ 3675	54,25	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2ном}$ (Ом)	1,2	0,55	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

12.9 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются: по напряжению установки, по конструкции и схеме соединения его обмоток, по классу точности, по вторичной нагрузке

$$S_{2ном} \geq S_2 \quad (31)$$

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 ПС «Алтуховская» приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 110 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	ЕМ-06	2	2
Вольтметр регистрирующий	ЕМ-06	2	10
Частотомер	ЧС-01 ТК	2	7
Варметр	СК3021-1	2	1,5
Ваттметр	СК3021-1	2	1,5
Счетчик АЭ	delta +	2	1
Счетчик РЭ			
Сумма			43

Принимаем на стороне 110 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ-110.

Таблица 18 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	400 ВА	43 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем

Выбираем трансформаторы напряжения на стороне 6 кВ.

Сравнение параметров принятого трансформатора напряжения приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 6 кВ) подстанции

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность (ВА)
Вольтметр	ЕМ-06	2	2
Счетчик АЭ	delta +	14	4
Счетчик РЭ			
Сумма			60

Принимаем для РУ 6 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 6.

Таблица 20 – Проверка выбранного ТН 6 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 (6 кВ)	75 ВА	60 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

12.10 Выбор трансформаторов собственных нужд

В качестве типа оперативного тока принимаем переменный трехфазный ток напряжением 0,4 кВ.

В качестве потребителей электрической энергии у трансформатора собственных нужд ПС «Алтуховская» выступают в первую очередь цепи оперативного тока, благодаря которым происходит управление работой коммутационных аппаратов, а так же режимом работы силовых трансформаторов, второстепенными потребителями являются обогрев выключателей, а так же освещение территории ПС. Исходя из вышесказанного проводим расчет номинальной мощности силового трансформатора собственных нужд для ПС «Алтуховская»

Расчётная нагрузка потребителей ПС «Алтуховская» приведены в таблице 21:

Таблица 21 – Расчетная нагрузка потребителей С.Н. ПС «Алтуховская»

Вид потребителя	Расчетная мощность приемника (кВА)
Приводы выключателей	8,36
Обогрев приводов выключателей	2,4
Обогрев ЗРУ 6 кВ	12
Освещение коридора ЗРУ 6 кВ	4
Освещение ячеек 6 кВ	1,4
Освещение ОРУ	8
Расчетная полная мощность	36,16

По расчетной мощности электроприемников С.Н. определяем мощность трансформатора собственных нужд ПС «Алтуховская»:

$$S_p = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3^{onm}} = \frac{36,16}{2 \cdot 0,7} = 25,82 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке на ПС «Алтуховская» в качестве источников переменного оперативного тока два сухих трансформатора типа ТСЗ 40/6/0,4 номинальной мощностью 40 кВА. Трансформаторы имеют защищенное исполнение.

12.11 Выбор гибкой ошиновки

Выбор гибких шин проводится на подстанции при напряжении 110 кВ и выше так как распределительные устройства данного напряжения расположены на открытом воздухе.

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции «Алтуховская» составляет 53,9 А, следовательно принимаем сечение провода для данного РУ с учетом сечения ВЛ АС 120/19 с максимально допустимым током 390 А расположение фаз горизонтальное, междуфазное расстояние 300 см.

12.12 Выбор жестких шин на напряжении 6 кВ

Проводим выбор жестких шин для распределительного устройства низкого напряжения ПС «Алтуховская». Максимальный рабочий ток нагрузки в данном случае составляет 916,42 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 80×6 мм (4,8 см²). Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4м.

Проверяем шины на тепловую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами короткого замыкания.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{54,25}}{91} = 0,8 \text{ (см}^2\text{)} \quad (32)$$

где B_k – интеграл джоуля, рассчитан ранее при выборе выключателей.

C - коэффициент для алюминия 91

Проверяем шины на электродинамическую прочность, определяем пролет при условии, что частота собственных колебаний составит более 200 Гц

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{25,6}{4,8}}} = 0,95 \quad (33)$$

где J – момент инерции шины ($\text{см}^3 \times \text{см}$).

q - сечение проводника, в данном случае 4,8 (см^2)

Момент инерции определяется по формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \quad (\text{см}^3 \times \text{см}) \quad (34)$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами шин 6 кВ 0,9 м

Определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании в рассматриваемом РУ:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\partial}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{22520^2}{0,4} = 219,6 \quad (\text{Н/м}) . \quad (35)$$

где $i_{y\partial}$ – ударный ток короткого замыкания (А)

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

Определяем момент сопротивления:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,6 \cdot 8^2 \frac{1}{6} = 6,4 \quad (\text{см}^3). \quad (36)$$

Определяем напряжение в проводе при протекании ударного тока КЗ:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\partial}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{22520^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 2,77 \quad (\text{МПа}). \quad (37)$$

При расчете напряжение все длины приведены в метры.

Разрушающее напряжение для принятого материала секции шин тип АДО составляет 63 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего, следовательно сечение и схема установки жестких шин выбраны верно.

12.13 Выбор опорных изоляторов

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению электроустановки:

$$U_{ном} \geq U_{номсети}$$

2) по допустимой механической нагрузке:

$$F_{разр} \cdot 0,6 \geq F_{расч}$$

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

$F_{расч}$ - расчетное усилие в рассматриваемом РУ 6 кВ (Н).

Рассмотрим подробно расчет усилия воздействующего на опорные изоляторы в РУ 6 кВ ПС «Алтуховская».

При горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила, определяется как:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{22520^2 \cdot 1,1}{0,4} \cdot 10^{-7} = 241,56 \text{ (Н)}$$

Выбираем по номинальному напряжению проходной изолятор типа ОСК 8-6 УХЛ2 с номинальным усилием разрушения 8000 Н, проверяем следующее неравенство:

$$8000 \cdot 0,6 = 4800 \geq 241,56$$

Неравенство выполняется следовательно данный тип изолятора принимаем для установки в РУ 6 кВ ПС «Алтуховская»

13 РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПС

В данном разделе рассматривается подробный расчет молниезащиты ПС 110/6 кВ «Алтуховская».

В данном случае применяются отдельно стоящие и стационарные молниеотводы в количестве 4 шт. Высота молниеотвода над уровнем земли принимается 19 м.

Рассмотрим подробно расчет молниезащиты от двух молниеотводов 1 – 2.

Находим эффективную высоту молниеотвода [25]:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (38)$$

где h – высота молниеотвода (19 м)

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 19 = 16,15$$

Находим радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,18 \quad (39)$$

Находим радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне линейного портала

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)} = 1,6 \cdot 19 \cdot \frac{(19 - 11)}{(19 + 11)} = 9,19 \text{ (м)} \quad (40)$$

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

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов расположенных на заданном расстоянии друг от друга (на примере молниеотводов 1-2):

$$h_c = h - \frac{L}{7} = 19 - 47/7 = 12,28 \text{ (м)} \quad (41)$$

где L – расстояние между молниеотводами 2-4 в данном случае составляет 44 м.

Находим половину ширины внешней зоны на уровне линейного портала по следующей формуле:

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}} = 1,6 \cdot \frac{12,28 - 11}{1 + \frac{11}{13,28}} = 2,2$$

где h_x – высота защищаемого объекта (м).

Рассмотрим расчет молниезащиты от двух молниеотводов 1 – 3.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (42)$$

где h – высота молниеотвода (19 м)

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 19 = 17,0$$

Радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,18 \text{ (м)} \quad (43)$$

Находим радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне линейного портала

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)} = 1,6 \cdot 19 \cdot \frac{(19 - 11)}{(19 + 11)} = 9,19$$

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

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов расположенных на расстоянии L друг от друга:

$$h_c = h - \frac{L}{7} = 19 - \frac{21}{7} = 16,0 \text{ (м)}$$

где L – расстояние между молниеотводами в данном случае составляет 21 м.

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

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}} = 1,6 \cdot \frac{16,0 - 11}{1 + \frac{11}{16,0}} = 5,73$$

где h_x – высота защищаемого объекта (м).

Аналогично проводится расчет молниезащиты относительно остальных систем молниеотводов, результаты расчета приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Расчет молниезащиты ПС «Алтуховская»

Пара молниеотводов	L (м)	H (м)	hэф (м)	hc (м)	r0 (м)	rx (м)	rcx (м)
1 - 2	47,0	19	16,15	12,28	20,18	9,19	2,2
1 - 3	21,0	19	16,15	16,0	20,18	9,19	5,73
3 - 4	47,0	19	16,15	12,28	20,18	9,19	2,2
2 - 4	29,0	19	16,15	14,65	20,18	9,19	4,51

14 РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Сопротивление искусственного заземлителя для ПС «Алтуховская» не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры ПС «Алтуховская»

$$A = 65 \text{ (м)}$$

$$B = 36 \text{ (м)}$$

Удельное сопротивление первого грунта ПС «Алтуховская»
 $\rho_1 = 50 \text{ (Ом/м)}$

Определяем площадь контура заземления ПС «Алтуховская»:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (65 + 3) \cdot (36 + 3) = 2652 \text{ (м}^2\text{)}. \quad (44)$$

Определяем удельное сопротивление второго грунта заземления ПС «Алтуховская»:

$$\rho_2 = \rho_1 \cdot \psi = 50 \cdot 2,7 = 135 \text{ (Ом/м)}. \quad (45)$$

где - ψ - коэффициент сезонности

Принимаем диаметр вертикальных электродов $d = 0,01 \text{ м}$:

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,01^2}{4} = 7,85 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (46)$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{1,96^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 1,35 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (47)$$

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

T - максимальное время работы защиты (сек)

β - коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку на термическую стойкость

Проверка сечения на коррозионную стойкость выполняется по следующему выражению:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (48)$$

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

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

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,01) \cdot 10^{-4} = 3,17 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)} \quad (49)$$

Сечение не проходит проверку на коррозионную стойкость следовательно принимаем:

$$d = 0,022 \text{ (м)}$$

Сечение вертикальных электродов с сети заземления ПС:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 3,79 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)} \quad (50)$$

Данное сечение соответствует проверке по коррозионной стойкости его оставляем для дальнейших расчетов.

Принимаем первоначально расстояние между полосами горизонтальных электродов в сети заземления:

$$l_{nn} = 5 \text{ (м)}$$

Общая длина полос в сетке

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}}(A+3) \quad (51)$$

$$L_n = \frac{(65+3)}{5}(36+3) + \frac{(36+3)}{5}(65+3) = 1060,8 \text{ (м)}$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{1060,8}{2 \cdot \sqrt{2652}} = 10,9 \quad (52)$$

Принимаем число ячеек: $m = 11$

Длина стороны ячейки

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{2652}}{11} = 4,68 \text{ (м)}. \quad (53)$$

Длина горизонтальных полос в сетке заземления:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} (m+1) = 2 \cdot \sqrt{2652} (11+1) = 1235,9 \text{ (м)} \quad (54)$$

Количество вертикальных электродов в сетке заземления:

$$n_{г} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{2652}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 14,56 \quad (55)$$

Принимаем: $n_{г} = 15$

Принимаем длину вертикальных электродов в сетке заземления:

$$l_{г} = 4,0 \text{ (м)}$$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_c = \rho l \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_{г} \cdot n_{г}} \right) = 50 \cdot \left(0,42 \frac{1}{\sqrt{2652}} + \frac{1}{1235,9 + 4,0 \cdot 15} \right) = 0,355 \text{ (Ом)} \quad (56)$$

где - A - вспомогательный коэффициент.

Определяем вспомогательный коэффициент:

$$\alpha u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2652}}{(21 + 320) \cdot (1,96 + 45)}} = 1,15 \quad (57)$$

$$R_u = R_c \cdot \alpha u = 0,355 \cdot 1,15 = 0,4 \text{ (Ом)} \quad (58)$$

Сопротивление заземлителя не превышает нормативного значения 0,5 Ом, расчет окончен.

15 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА ТМН 10000/110/6

В данном разделе рассматривается расчет всех защит устанавливаемых на трансформаторе ТМН 10000/110/6 подстанции «Алтуховская».

Для защиты от многофазных замыканий в обмотках проводим расчет дифференциальной, максимальной токовой защиты; для защиты от токов в обмотках при перегрузке – защиты от перегрузок. Используем терминал sprac 810t

15.1 Дифференциальная защита

Выбираем коэффициенты трансформации ТТ с учетом условия:

$$I_{1тт} \geq I_{тном} \quad (59)$$

где $I_{тном}$ – номинальный ток i стороны трансформатора, А. Принимаем ближайшее большее стандартное значение и определяем номинальный коэффициент трансформации ТТ $K_{та}$.

Находим вторичные токи ТТ в номинальном режиме, А:

$$I_{2тт} = \frac{I_{тном i}}{K_{та}} \quad (60)$$

При внешних замыканиях дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dsp} \geq K_{отс} \cdot I_{НБрасч} \quad (61)$$

$$I_{НБрасч} = K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр} \quad (62)$$

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

$K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс;

ε – полная относительная погрешность ТТ, $\varepsilon = 0,1$ о.е.;

$\Delta U_{рег}$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора, $\Delta U_{рег} = 0,02$ о.е.;

$\Delta f_{выр}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, $\Delta f_{выр} = 0,02$ о.е.

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом:

$$K_{10} = \frac{I_{номтт} \cdot K_{10}}{I_{тнoмi}} \geq \frac{I_{КЗВHмакс}}{I_{тнoмi}} \quad (63)$$

где $I_{номтт}$ – номинальный ток первичной обмотки ТТ, А;

K_{10} – наибольшая кратность первичного тока ТТ;

Далее вычисляют коэффициент торможения:

$$K_{T1} = \frac{K_{отс} \cdot I_{НБрасч} \cdot I_{скв} - 0,7}{I_{скв} - I_{Трасч}} \quad (64)$$

Для силовых трансформаторов, со стороны НН которых подключены токоограничивающие реакторы принимают $I_{скв} = 3$, $K_{пер} = 1,5$, $K_{пер}'' = 2,5$

$$I_{Трасч} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{dmin}}{K_{T1}} \quad (65)$$

Значения I_{dmin}^* и K_{T1} при начальном приближении (принимается тормозная характеристика №3) выбираются из технического паспорта.

Выбираем трансформаторы тока.

$$I_{вн} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 53,9 \text{ (А)}$$

$$I_{нн} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 916,42 \text{ (А)}$$

$$I_{2вн} = \frac{53,9 \cdot 5}{75} = 3,59 \text{ (А)}$$

$$I_{2нн} = \frac{916,42 \cdot 5}{1000} = 4,58 \text{ (А)}$$

Расчетный ток небаланса.

$$I_{НБрасч} = K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29$$

$$I_{dsp} \geq 1,1 \cdot 0,29 = 0,319$$

$$I_{d\min} = 1,25 \cdot K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр}) = 0,261$$

Принимаем:

$$I_{d\min} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Задаемся значением $I_{Трасч*} = 2,58$ и находим:

$$K_{Т1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 0,81 - 0,7}{0,81 - 2,58} = 0,61$$

Так как полученное значение превышает 0,3, то принимаем характеристику №4 и принимаем $I_{Трасч*} = 2,25$.

$$K_{Т1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,343 \leq 0,4$$

15.2 Защита от перегрузки.

Ток срабатывания защиты от перегрузки определяется следующим образом:

$$I_{СЗ} = \frac{k_{отс}}{k_{\varepsilon}} \cdot I_{номВН} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 53,9 = 70,74 \text{ (А)} \quad (66)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,0

k_{ε} – коэффициент возврата токового реле;

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{70,74}{(75/5)} = 4,72$$

Время срабатывания защиты от перегрузки, действующей на отключение принимаем равным 15 секунд.

15.3 Максимальная токовая защита.

В данном разделе проводится расчет уставки данной защиты при ее установке на силовые трансформаторы ПС «Алтуховская»

Ток срабатывания защиты на стороне 110 кВ:

$$I_{CЗ} = k_n \cdot I_{кзНН} \cdot k_{тр} \quad (67)$$

где k_n – коэффициент надежности;

$k_{тр}$ – коэффициент трансформации трансформатора;

$I_{кзНН}$ – максимальное значение тока короткого замыкания на шинах низкого напряжения ПС «Алтуховская»;

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CЗ} = 1,1 \cdot 27,15 \cdot 6,3/115 = 1,63 \text{ (кА)} \quad (68)$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{1,63 \cdot 1000}{(75/5)} = 108,66 \text{ (А)}$$

Защита принимается для трансформаторов ТМН 10000/110/6 ПС «Алтуховская».

15.4 Газовая защита.

В данном разделе рассматриваемая газовая защита устанавливается на трансформаторы ПС «Алтуховская». Газовая защита устанавливается на трансформаторах с масляным охлаждением как в данном случае, имеющих расширительные баки. Применение газовой защиты является обязательным на трансформаторах мощностью 6300 кВА и более, в данном случае ее установка обязательна, принимаем в качестве газового реле на трансформаторах 110/6 кВ ПС «Алтуховская» - реле Бухгольца»

16 АВТОМАТИКА

16.1 АПВ

Большинство повреждений воздушных линий электропередачи возникает в результате схлестывания проводов при сильном ветре и гололеде, нарушения изоляции во время грозы, падения деревьев, набросов, замыкания проводов движущимися механизмами и т. п. Эти повреждения неустойчивы и при быстром отключении поврежденной линии самоустраняются. Неустойчивые повреждения могут возникать не только на воздушных линиях, но и на других элементах ЭС (шинах распределительных устройств, трансформаторах).

Опытом эксплуатации воздушных линий установлено, что 70–80 % повреждений от общего числа повреждений линий самоустраняются при аварийном отключении линии. Наличие неустойчивых повреждений позволяет выполнить попытку повторного включения аварийно отключившегося элемента с целью сохранения устойчивости энергосистемы и надежности питания потребителей. Оперативный персонал может выполнить повторное включение аварийно отключившегося элемента в период от нескольких минут до часа и более в зависимости от уровня квалификации персонала и удаления аварийно отключившегося элемента. Поэтому в энергосистеме применяются устройства автоматического повторного включения (УАПВ). Если после аварийного отключения элемента сети действует УАПВ и ранее аварийно отключившийся элемент остается в работе (повреждение самоустраняется), то такое действие АПВ называют успешным АПВ. Если после аварийного отключения элемента и действия АПВ этот элемент вновь отключается устройствами защиты (устойчивое повреждение на элементе), то такое действие АПВ называют неуспешным АПВ.

По статистическим данным, УАПВ в энергосистемах имеют в среднем 60–75 % успешных действий. Такая эффективность УАПВ делает их одним из основных средств повышения надежности электроснабжения потребителей. Согласно нормативным документам устройствами АПВ должны оборудоваться

воздушные и смешанные кабельно-воздушные линии всех типов, напряжением выше 1 кВ, при наличии на них соответствующих коммутационных аппаратов.

Классификация устройств АПВ

Устройства АПВ классифицируются по следующим признакам:

- по кратности действия: однократного действия, многократного действия (двух- и трехкратные АПВ). Устройства АПВ однократного действия обладают 70–80%-й вероятностью успешного действия при аварийных отключениях линии. Вероятность успешного действия двукратного АПВ составляет 20–30 % вероятности успешного действия однократных АПВ. Вероятность успешного действия трехкратного АПВ составляет 3–5 % вероятности успешного действия однократных АПВ. Поэтому наиболее широко распространены АПВ однократного действия. АПВ двух и трехкратного действия применяются в основном на системообразующих линиях. 2.

- по числу включаемых фаз: трехфазные (ТАПВ); однофазные (ОАПВ). ТАПВ применяются в сетях как с изолированной, так и с эффективно заземленной нейтралью. ОАПВ применяются в сетях с эффективно заземленной нейтралью на системообразующих линиях и линиях, связывающих энергосистемы между собой. Для реализации ОАПВ на линиях должны быть установлены пофазно управляемые выключатели.

- по виду оборудования АПВ: линий электропередач; трансформаторов; шин распределительных устройств; электродвигателей.

- по типу привода выключателя: механические АПВ; электрические АПВ. Механические устройства АПВ практически не применяются, так как обладают рядом недостатков – из-за отсутствия времени срабатывания устройства АПВ снижается вероятность успешных действий АПВ даже при неустойчивых повреждениях. Кроме того, быстрее изнашиваются приводы выключателей, что требует выполнения более частых капитальных ремонтов.

- по способу проверки синхронизации линий с двухсторонним питанием: несинхронные АПВ; АПВ с контролем синхронизма. К несинхронным устройствам АПВ относятся несинхронные (НАПВ) и быстродействующие

АПВ (БАПВ). К устройствам АПВ с контролем синхронизма относятся АПВ с ожиданием синхронизма (АПВОС) и устройства АПВ с улавливанием синхронизма (АПВУС).

- по способу проверки напряжения при действии АПВ: устройства АПВ с контролем отсутствия напряжения (АПВОН); устройства АПВ с контролем наличия напряжения (АПВНН).

- по способу пуска устройства АПВ: с пуском от устройств релейной защиты; с пуском при несоответствии положения выключателя (отключен) к положению ключа управления (включено).

Основные требования, предъявляемые к устройствам АПВ

Устройства АПВ должны соответствовать следующим требованиям: схемы АПВ должны приходить в действие при аварийном отключении выключателя, находившегося в работе. В некоторых случаях они должны отвечать дополнительным требованиям, при выполнении которых разрешается пуск АПВ: например, при наличии или, наоборот, при отсутствии напряжения, при наличии синхронизма и т. д. Схемы АПВ не должны приходить в действие при оперативном отключении выключателя персоналом, а также в тех случаях, когда выключатель отключается релейной защитой сразу после его включения персоналом (т. е. при включении элемента энергосистемы на короткое замыкание), поскольку повреждения в этом случае обычно бывают устойчивыми. Схемы АПВ должны предусматривать возможность запрета действия АПВ при срабатывании некоторых устройств релейной защиты и автоматики, так, например, не допускается действие АПВ трансформаторов при внутренних повреждениях, когда срабатывает газовая защита. В отдельных случаях не допускается действие АПВ линий при срабатывании дифференциальной защиты шин. Схемы АПВ должны обеспечивать определенное количество повторных включений, т. е. действовать с заданной кратностью. При неисправностях схем устройства АПВ устройство АПВ должно предотвращать многократное включение выключателя на устойчивое короткое замыкание. Время действия АПВ должно быть оптимально

минимально возможным, для того чтобы обеспечить быструю подачу напряжения потребителям и восстановление нормального режима работы. Наименьшая выдержка времени, с которой производится АПВ на линиях с односторонним питанием, принимается 0,3–0,6 с.

Вместе с тем в некоторых случаях, когда наиболее вероятны повреждения, вызванные набросами и касаниями проводов передвижными механизмами, для повышения успешности АПВ целесообразно принимать выдержки времени порядка нескольких секунд. Устройства АПВ должны быть готовы к повторным действиям, но не раньше, чем это допускается по условиям работы выключателя после успешного отключения повреждения. При срабатывании устройства АПВ должны создавать команду на отключение выключателя длительностью, достаточной для включения выключателя.

Схемы устройств АПВ линий с односторонним питанием

Схемы релейной защиты, выполняются на постоянном и переменном, в том числе выпрямленном, оперативном токе. Механические АПВ грузовых и пружинных приводов некоторых типов выключателей, еще встречающихся в эксплуатации, вообще не требуют оперативного тока. Они действуют при срабатывании встроенных в привод реле прямого действия и включают отключившийся выключатель без выдержки времени. Условия работы механических приводов в цикле АПВ крайне тяжелые. При включении выключателя возникают увеличенные ударные нагрузки, расстраивающие привод. К недостаткам схем АПВ с механическими приводами относится отсутствие в них выдержки времени. Этих недостатков лишены электрические АПВ. Устройства АПВ на переменном оперативном токе. Автоматическое повторное включение при наличии переменного оперативного тока можно осуществить на выключателях с грузовыми и пружинными приводами. В их схему управления входят различные вспомогательные контакты. В зависимости от того с какими деталями и узлами привода связаны эти контакты, их можно разделить на следующие три группы.

Ускорение действия релейной защиты (PЗ) после АПВ.

Ускорение действия РЗ после АПВ применяется в тех случаях, когда действие устройства АПВ распространяется только на защищаемую линию. Повторное включение на устойчивое повреждение линии, не имеющей быстродействующей защиты, вредно отражается на работе потребителей, приводит к увеличению размеров повреждения в месте короткого замыкания и усугубляет опасность нарушения устойчивости энергосистемы. Поэтому перед повторным включением выключателя линии производится ускорение действия релейной защиты. Ускорение защиты после АПВ предусматривается директивными материалами не только для линий, не имеющих быстродействующей защиты, но также для линий, имеющих сложные быстродействующие защиты как меру повышения надежности защиты линии в целом.

При возникновении повреждения на защищаемой линии процесс развивается следующим образом: первоначально запрещено действие неселективной отсечки, установленной на линии, или ускорение селективной защиты защищаемой линии, поэтому поврежденная линия отключается селективно (с выдержкой времени). После аварийного отключения выключателя линии запускается устройство АПВ, которое включает выключатель. Одновременно с включением выключателя при срабатывании устройства АПВ разрешается действие неселективной отсечки НО или ускорение действия селективной защиты на время, достаточное для неселективного отключения линии (на время действия неселективной отсечки или ускоренной селективной защиты плюс время отключения выключателя линии плюс небольшое время запаса). Если АПВ успешно, то через некоторое время, указанное выше, снимается разрешение на действие неселективной отсечки или ускоренное действие селективной защиты. Если АПВ неуспешно, то поврежденная линия неселективно отключается неселективной отсечкой или ускоренным действием селективной защиты.

Ускоренное действие защиты осуществляется через мгновенный контакт реле времени. При отключении выключателя срабатывает реле (реле положения

выключателя «отключен») и замыкает свой контакт в цепи питания промежуточного реле ускорения. Реле срабатывает и замыкает свой контакт в цепи ускоренного отключения выключателя. После включения выключателя устройством АПВ реле возвращается в исходное положение и его контакт в цепи питания обмотки реле размыкается. Однако контакт остается после этого замкнутым в течение 0,7–1 с, что вполне достаточно для неселективного отключения выключателя в случае устойчивого повреждения.

Совместные действия устройств АПВ линий с односторонним питанием и устройства релейной защиты

Применение устройств АПВ позволило в некоторых случаях ускорить действие релейной защиты и тем самым уменьшить ущерб от повреждений линий. Различают три вида совместных действий устройств РЗ и устройств АПВ:

- Ускорение действия релейной защиты до АПВ.
- Ускорение действия релейной защиты после АПВ.
- Поочередное АПВ.

Ускорение действия релейной защиты до АПВ применяется на линиях с односторонним питанием в тех случаях, когда действие устройства АПВ, установленного на головной линии, распространяют на смежные линии. Ускорение защиты до АПВ позволяет ускорить отключение короткого замыкания и обеспечить селективную ликвидацию повреждений.

Одним из способов, обеспечивающих быстрое отключение повреждений на линии без применения сложных защит, является ускорение максимальной токовой защиты этой линии до АПВ или дополнительная установка неселективной токовой отсечки (НО). С этой целью защита МТЗ выполняется так, что при возникновении КЗ она первый раз действует без выдержки времени независимо от того, на какой из линий произошло КЗ, а после АПВ действует с нормальной выдержкой времени. При возникновении КЗ на линии процесс происходит следующим образом. Первоначально, без выдержки времени, действует неселективная отсечка НО или ускоренная селективная

защита головной линии (ускоренное МТЗ-1) и отключается выключатель. Запускается устройство АПВ головной линии, и с некоторой выдержкой времени включается второй выключатель. При действии АПВ головной линии запрещается действие неселективной отсечки НО или ускоренное действие селективной защиты головной линии. Если повреждение неустойчиво и АПВ успешно, то через время, достаточное для селективного отключения короткого замыкания, вновь разрешается действие неселективной отсечки НО или ускоренное действие селективной защитой (МТЗ1).

Ускорение действия релейной защиты (РЗ) после АПВ.

Ускорение действия РЗ после АПВ применяется в тех случаях, когда действие устройства АПВ распространяется только на защищаемую линию. Повторное включение на устойчивое повреждение линии, не имеющей быстродействующей защиты, вредно отражается на работе потребителей, приводит к увеличению размеров повреждения в месте короткого замыкания и усугубляет опасность нарушения устойчивости энергосистемы. Поэтому перед повторным включением выключателя линии производится ускорение действия релейной защиты. Ускорение защиты после АПВ предусматривается директивными материалами не только для линий, не имеющих быстродействующей защиты, но также для линий, имеющих сложные быстродействующие защиты как меру повышения надежности защиты линии в целом.

При возникновении повреждения на защищаемой линии процесс развивается следующим образом: первоначально запрещено действие неселективной отсечки, установленной на линии, или ускорение селективной защиты защищаемой линии, поэтому поврежденная линия отключается селективно (с выдержкой времени).

После аварийного отключения выключателя линии запускается устройство АПВ, которое включает выключатель. Одновременно с включением выключателя при срабатывании устройства АПВ разрешается действие неселективной отсечки НО или ускорение действия селективной защиты на

время, достаточное для неселективного отключения линии (на время действия неселективной отсечки или ускоренной селективной защиты плюс время отключения выключателя линии плюс небольшое время запаса). Если АПВ успешно, то через некоторое время, указанное выше, снимается разрешение на действие неселективной отсечки или ускоренное действие селективной защиты. Если АПВ неуспешно, то поврежденная линия неселективно отключается неселективной отсечкой или ускоренным действием селективной защиты.

Быстродействующие АПВ (БАПВ)

Быстродействующим называют такое АПВ, при котором полный цикл АПВ не превышает 0,25–0,5 с. При таком времени полного цикла АПВ векторы напряжений по обоим концам линии не успевают разойтись на значительный угол ($\delta < 90$) и несинхронное отключение линий сопровождается относительно небольшими уравнительными токами. Такую продолжительность полного цикла АПВ можно обеспечить в том случае, если на обоих концах линии установлены быстродействующие защиты и воздушные или элегазовые выключатели. Время включения таких выключателей примерно 0,2 с. Так как при недостатке воздуха в ресиверах воздушных выключателей возможен отказ выключателей при втором отключении повреждения в случае устойчивого КЗ, то действие АПВ разрешается только в том случае, если в ресиверах выключателя воздуха достаточно на два отключения выключателя. Контроль достаточности воздуха выполняется манометром, имеющим контакты. Контакты манометра замкнуты, если давление воздуха равно или больше допустимого давления. Ускорение действия АПВ может быть выполнено за счет использования контактов без выдержки времени реле времени, входящего в комплект устройства РПВ-58.

Принципы выполнения АПВ силовых трансформаторов

На подстанциях с односторонним питанием при отключении трансформатора электроснабжение потребителей электрической энергии прекращается. Для повышения надежности электроснабжения потребителей

предусматривается автоматическое повторное включение трансформатора мощностью более 1 МВА после его аварийного отключения.

Пуск устройства АПВ обычно выполняют так, чтобы не допускать включения трансформатора при внутренних повреждениях, которые, как правило, не самоустраняются. При всех внутренних повреждениях срабатывает сигнальный элемент газового реле.

Поэтому целесообразно пуск устройства АПВ производить при всех аварийных отключениях трансформатора, но запрещать его повторное включение при срабатывании сигнального элемента газового реле. При этом в действие УАПВ вводится некоторое замедление, исключающее повторное включение трансформатора при внутренних коротких замыканиях, сопровождающихся бурным газообразованием, когда отключающий элемент газового реле срабатывает раньше, чем его сигнальный элемент. В отдельных случаях допускается действие УАПВ при отключении трансформатора защитой от внутренних повреждений. В остальном требования к устройству АПВ и схемы его осуществления аналогичны рассмотренным выше УАПВ, применяемым на линиях электропередач.

На подстанциях с двумя и более трансформаторами наряду с устройствами автоматического включения резерва (АВР) могут предусматриваться и устройства АПВ. При этом их действия должны быть согласованы. В связи с наличием резервного источника питания автоматическое повторное включение ограничивают. Пуск устройства АПВ разрешают только при внешних коротких замыканиях. Для этой цели используют максимальную токовую защиту, установленную со стороны выводов низшего напряжения трансформатора.

Срабатывание защиты свидетельствует о возникновении повреждения на шинах или о том, что внешнее короткое замыкание не отключилось соответствующей защитой. При этом отключается выключатель со стороны низшего напряжения трансформатора и устройство АПВ включает его

повторно. Во всех остальных случаях напряжение на секцию шин, потерявшую питание, должно подаваться действием устройства АВР.

Принципы выполнения шин АПВ распределительных устройств

Устройства автоматики обеспечивают автоматическое повторное включение шин. Если шины не имеют специальной защиты, то восстановление напряжения на них осуществляется устройствами АПВ питающих присоединений. При наличии специальной защиты шин можно применять отдельные устройства АПВ шин, запускаемые этой защитой. С помощью УАПВ напряжение на шины подается сначала от одного из отключившихся питающих присоединений (т. е. делается опробование шин), а затем, если опробование шин оказывается успешным, включаются остальные присоединения.

Одной из разновидностей устройств является УАПВ с контролем напряжения на шинах. Такое устройство АПВ разрешает включение первого присоединения при отсутствии напряжения на шинах, а включение остальных присоединений – при наличии напряжения.

Недостатком УАПВ с контролем напряжения является то, что при отказе на включение выключателя, который должен включаться первым, АПВ шин вообще не происходит. От этого недостатка свободно УАПВ шин с запретом действия (блокировкой) при повторном срабатывании защиты шин. Запрет выполняется с помощью дополнительного промежуточного реле, которое самоудерживается после первого срабатывания защиты шин.

Если защита срабатывает повторно, то создаются цепи запрета, выполненные последовательно соединенными контактами защиты и дополнительного промежуточного реле. При успешном АПВ шин самоудерживание промежуточного реле снимается по истечении некоторого времени.

16.2 АВР

Система АВР — это оборудование для автоматического ввода резерва. Такое устройство при нарушении параметров тока в основной сети

самостоятельно производит переключение нагрузки на резервный ввод. При этом в качестве резервного источника может выступать другая линия электропередач, бензиновый генератор или ДГУ, аккумулятор и др. В некоторых случаях наличие резервного питания и системы его ввода является обязательным. К примеру, энергопотребители первой категории оснащаются двумя независимыми друг от друга источниками питания. Также существует первая особая категория, где потребители требуют наличия не менее трех взаимно резервирующих источников питания.

Назначение АВР и требования к нему.

Главное назначение устройства АВР заключается в обеспечении бесперебойного питания электроэнергией потребителей. Для этого система АВР должна отслеживать состояние основной линии. И при выявлении нарушений переходить на подачу электроэнергии потребителю от резервного ввода. При этом процесс восстановления электропитания должен происходить максимально быстро. Обязательным условием является однократность выполняемого действия. То есть не должно быть повторных срабатываний в случае одной и той же неисправности (неустраненные токи короткого замыкания и т.п.). Еще один важный момент - разрыв основной сети должен происходить до подключения резервной линии. обо всех изменениях устройство АВР должно информировать с помощью индикации параметров.

Принцип работы АВР.

Пользователь задает параметры рабочего напряжения. При любых отклонениях от заданных параметров автоматика дает команду на смену ввода. Таким отклонением от нормы может стать перенапряжение, падение напряжения, обрыв сети, перекос фаз или короткое замыкание. При этом устройство АВР проверяет выполнение целого ряда дополнительных условий. Во-первых, на защищаемом участке не должно быть не устраненных неисправностей. Иначе подключение резерва не имеет смысла и даже может представлять опасность. Во-вторых, основной ввод должен быть включен.

Чтобы исключить ситуацию, когда не напряжение на основной линии пропало, а сам ввод был отключен намеренно. В-третьих, проверяется наличие напряжения на резервной линии. Ведь генератор мог и не запуститься или требуется время для его выхода на рабочую мощность.

Если все условия удовлетворяются, устройство АВР размыкает основной ввод. Только после этого подключается резервная линия. Далее принцип работы АВР может развиваться по двум сценариям. Если предполагается наличие двух равноценных вводов, то будет осуществляться питание от резерва. В противном случае произойдет возврат на основной ввод, когда параметры электрического тока на нем восстановятся.

Компоненты АВР.

С технической точки зрения устройство АВР состоит из логической и коммутационной части. Первая из них отвечает за принятие решений, а вторая выполняет механическую функцию, то есть осуществляет переключение на практике. Но задач у автоматики несколько, поэтому стоит рассмотреть компоненты АВР более детально. На каждом из вводов находятся измерительные органы. При этом измерительная часть имеет регулируемую уставку, чтобы можно было задавать верхнюю и нижнюю границу рабочего напряжения. В задачи измерительной части входит постоянный контроль того или иного ввода.

Что касается логического контроллера, то он тоже имеет регулировку выдержки срабатывания. К логической части также относится цепь однократности, которая представляет собой двухпозиционное реле. Еще один немаловажный элемент АВР - индикаторная (сигнальная) часть. Она реализуется на основе указательных реле. По сути, это важная составляющая защитной функции АВР, поскольку информирует обо всех изменениях и неисправностях в работе.

В отношении силовой части стоит сказать, что она может быть собрана на контакторах или автоматических выключателях. В любом случае силовая часть должна полностью исключать возможность одновременного включения обоих

вводов. Это возможно только при использовании сразу двух типов блокировки - электронной и механической.

Типовые схемы АВР.

Пожалуй, самый сложный и наиболее ответственный момент в организации системы АВР — это выбор правильной схемы. Здесь все будет зависеть от конкретной задачи. Но все же есть типовые схемы, которые в первую очередь отличаются количеством вводов и тем, какой именно источник используется в качестве резервного питания.

Схема АВР на два ввода.

Это самый простой вариант организации системы АВР. Реализуется на основе двух контакторов или автоматических выключателей. В трехфазной сети схема строится с использованием реле контроля фаз. Принцип действия АВР на два ввода максимально простой. В нормальном режиме электрический ток подается через первый ввод. В случае нарушений контакт на первом вводе разомкнется, а на втором замкнется. Затем происходит обратный процесс, когда напряжение на основном вводе снова появляется. Особенность данной схемы заключается в том, что всегда существует приоритет первого ввода.

Схема АВР на два ввода с секционированием

Используется в ситуациях, когда питание потребителей распределено между двумя разными вводами. То есть первая секция питается от одного ввода, а вторая от другого. Особенность состоит в том, что оба ввода являются равнозначными. В схеме используются два автомата и секционный выключатель. Если на одном из вводов срабатывает автомат, секционный выключатель запитывает обесточенную секцию от другого ввода. С восстановлением нормальной работы каждая секция переходит на питание от своего ввода.

16.3 АРКТ

Схемы автоматического регулирования напряжения на подстанциях изменением коэффициента трансформации трансформаторов применяются практически на всех трансформаторах, оснащенных устройствами

регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Согласно требованиям ПТЭ, все трансформаторы должны работать с введенной автоматикой РПН, а отказ от применения автоматики должен быть обоснован. Причиной отказа может быть неисправность РПН, толчковая нагрузка, приводящая к недопустимо частому переключению РПН, исчерпание ресурса переключателя, необходимость его ревизии или замены масла.

С 1974 г. отечественные заводы, выпускающие трансформаторы, комплектовали их автоматическими регуляторами напряжения (АРНТ) типов АРТ-1Н (БАР) а затем АРТ-1М. Для переключения отпаяк обмоток трансформаторов использовались привода РПН, самыми распространенными из которых являются отечественные ПДП-1, ПДП-4У, встроенный быстродействующий РНТА-35, и болгарские МЗ-2, МЗ-4. Электромоторный привод РПН предназначен для ступенчатого переключения отпаяк обмоток трансформатора. Привод обеспечивает такие режимы управления: • местное (кнопками на приводе);

- дистанционное (ключом со щита управления);
- автоматическое (устройством АРНТ);
- ручной (механическое переключение при помощи специальной рукоятки на приводе).

Ручное управление РПН применяется при его наладке, при отсутствии питающего напряжения, или при неисправности электромоторного привода. Из условий безопасности персонала, ручное управление приводом РПН под напряжением запрещается.

Чаще всего, привод РПН имеет 9 или 19 ступеней регулирования. Как правило, переключаются отпайки обмотки ВН, тогда максимальному количеству витков, т.е. минимальному напряжению соответствует «1-е» положение привода РПН, а минимальному количеству витков и максимальному напряжению соответствует «n-е». У 2-х обмоточных трансформаторов 110/10кВ подстанций «глубокого ввода» «1-е» положение привода РПН соответствует максимальному напряжению, а «n-е» - минимальному. Текущее

положение РПН определяется по лимбу указателя положения на приводе, или по электрическому указателю положения на щите управления.

При получении команды «Прибавить» («Убавить») привод РПН начинает переключение, при этом замыкаются контакты контроллера, обеспечивающие переключение на одну ступень, и выдающие для блока автоматики сигнал «Идет переключение». Необходимо отметить, что при длительной эксплуатации РПН, в результате износа деталей его привода, загрязнения магнитопроводов и замедления отпадания установленных в нем пускателей, привод может не остановиться при переключении на одну ступень, а продолжать переключения до конечного положения и далее. При этом регулируемое напряжения может выйти за допустимые пределы (9,5 -11,5кВ для шин 110 кВ), что опасно для электрооборудования потребителей. Устройства АРТ-1Н и АРН-1М такую неисправность привода РПН не выявляют. Для исключения опасного повышения (понижения) напряжения при неисправности привода РПН, необходимо предусматривать специальную защиту, действующую на его остановку путем отключения питающего напряжения. Защита может быть выполнена как отдельное устройство, или же входить в состав устройства АРНТ, как, например, у микропроцессорного АРН-01 производства фирмы «Энергомашвин».

Признаком неисправности привода РПН может быть не нормальное повышение (понижение) напряжения, отсутствие паузы между циклами и т.д. устройство автоматического регулирования напряжения трансформатора (АРНТ), например, типа АРТ-1Н, предназначено для автоматического управления электроприводами переключателя отпаяк на обмотках силового трансформатора (РПН) импульсным, или непрерывным сигналом. АРНТ имеет возможность выполнения внешнего изменения уставки по напряжению, контроля исправности тракта регулирования и электроприводов РПН, блокировки и сигнализации при их неисправности, группового регулирования несколькими приводами РПН, контроля и блокировки при рассогласовании РПН параллельно работающих трансформаторов.

Контролируемое напряжение вырабатывается в сумматоре , входное напряжение суммируется с напряжением от датчика тока (осуществляется токовая компенсация). Благодаря токовой компенсации обеспечивается так называемое «встречное регулирование», необходимое для поддержания напряжения на шинах у потребителя. Без токовой компенсации АРНТ поддерживал бы постоянным напряжение в том месте, где он установлен, т. е. на шинах питающей подстанции. Напряжение на шинах потребителя отличается от напряжения на шинах низшего напряжения питающей подстанции

Управляющие команды на элементы запрета подаются от БУК, в состав которого входят три элемента: контроль исправности регулятора, контроль исправности электропривода и фиксации сигнала "Переключение" электропривода.

Одновременно с командами на запрет действия АРНТ БУК дает сигнал о наличии неисправности. Исправность электроприводов контролируется по результату выполнения команды управления ("Пошел" или "Не пошел") и по времени переключения ("Закончил" или "Застрял").

Блок управления и контроля управляет измерительным органом и генератором тактовых импульсов (ГТИ): При переключении электропривода РПН через специальный элемент БУК дает сигнал проверки и через исправный тракт регулирования выключает исполнительные элементы и одновременно дает команду на изменение периода следования тактовых импульсов ГТИ.

По завершении цикла переключения электроприводами БУК, получающий сигнал через элемент, восстанавливает исходный период следования импульсов ГТИ и возвращает элемент в исходное положение.

Генератор тактовых импульсов выдает в разные точки схемы АРНТ импульсы с определенной частотой, обеспечивая работу отдельных элементов схемы и задавая масштаб времени для оценки правильности последовательности и длительности действия разных элементов устройства.

При снижении напряжения ниже границы зоны нечувствительности элемент времени 5 запускается и с установленной выдержкой времени срабатывает, выдавая сигнал на исполнительный элемент АРНТ. Аналогично будет работать АРНТ при повышении напряжения через элемент времени.

Если переключение электропривода задержится и закончится лишь после определенного такта, выдаваемого ГТИ, или совсем не произойдет, фиксируется его неисправность - "Застревание". Как уже отмечалось выше, с запуском электроприводов изменяется частота следования импульсов. Сохранение прежней частоты свидетельствует о неисправности в системе регулирования.

В случае параллельной работы двух и более трансформаторов АРНТ должен воздействовать одновременно на переключение всех РПН.

Для предотвращения прохождения больших уравнивающих токов в случае различия коэффициентов трансформации параллельно работающих трансформаторов предусматривается блокировка, отключающая действие АРНТ при рассогласовании РПН на одну ступень.

При неисправности одного из контролируемых элементов БАР блокируется, и больше команд не выдает. Исправность цепей напряжения контролируется следующим образом. При выходе контролируемого напряжения за пределы «Зоны нечувствительности», ограниченной пределами $U_{уст. \pm 1/2}$ Узоны нечувствительности, БАР с заданной выдержкой времени выдает команду приводу РПН «Убавить» («Прибавить»). Получив команду, привод РПН начинает переключение и выдает сигнал «Идет переключение» для блока автоматики (замыкаются контакты контроллера в приводе РПН). Неполучение блоком БАР сигнала «Идет переключение» от привода, свидетельствует об неисправности привода. При этом БАР блокируется и выдает сигнал «Рассогласование». АРНТ-1Н контролирует время цикла переключения, который должен закончиться за 10 сек (или 30 сек). Большинство типов приводов имеют время переключения менее 10 сек. Если привод РПН не закончил переключение за время допустимой длительности

цикла, БАР блокируется, выдает сигнал «Застревание» и больше команд приводу не выдает. При получении от привода РПН сигнала «Идет переключение», в блоке автоматики происходит следующее: БАР расширяет зону нечувствительности до пределов допустимого уровня напряжения. При исправности цепей, уровень напряжения попадает в расширенную зону нечувствительности, и должны вернуться в исходное положение элементы каналов «Убавить» («Прибавить»). Невозврат элементов каналов свидетельствует об неисправности цепей контролируемого напряжения, или внутренних элементов БАР. При этом, БАР блокируется, и больше команд приводу не выдает. Так, например, отсутствие контролируемого напряжения сначала воспринимается БАРОм как то, что напряжение ниже «Зоны нечувствительности», и он выдает команду приводу РПН «Прибавить». Но так как при расширении «Зоны нечувствительности» уровень контролируемого напряжения не попадает в нее (напряжение равно 0), БАР блокируется

16.4 УРОВ

УРОВ предназначено для ликвидации повреждения, сопровождающегося отказом выключателя (или выключателей). УРОВ также должно действовать при к.з. в зоне между выносными ТТ и выключателем.

УРОВ применяется в сетях 110,220,330кВ и выше, когда из-за особенностей конструктивного выполнения выключателей (преимущественно воздушных и масляных с показным приводом) приходится считаться с их отказами в отключении одной, двумя и даже тремя фазами.

УРОВ действует с небольшой выдержкой времени (0,2-0,25 сек для присоединений 330,750 кВ и 0,3- 0,35 сек для присоединений 110-220кВ) на отключение ближайших к отказавшему выключателей присоединений, обеспечивая ликвидацию аварии с минимальными потерями для системы.

В энергосистеме эксплуатируются следующие типы схем УРОВ:

- централизованный УРОВ для выключателей 110-220кВ, являющийся общим для всех выключателей одного напряжения на подстанции;
- индивидуальный УРОВ для двух выключателей линии 330кВ;

– индивидуальный УРОВ для каждого выключателя 330-750кВ.

В общем случае УРОВ действует в следующих направлениях: при коротком замыкании на одном из отходящих от данной системы (секции) шин присоединений и отказе в отключении его выключателя – на отключение данной системы (секции) шин через выходные промежуточные реле избирательных органов дифференциальной токовой защиты данной системы (секции) шин.

При коротком замыкании на шинах и отказе в отключении шино соединительного (секционного) выключателя на отключение второй неповрежденной системы (секции) шин.

При коротком замыкании на шинах и отказе в отключении выключателя трансформатора (автотрансформатора) или блока со стороны рассматриваемых шин – на отключение этого трансформатора (автотрансформатора) или блока его выключателями с низкой стороны, со стороны питания).

При коротком замыкании на шинах и отказе в отключении выключателя питающей линии, оборудованной высокочастотной защитой – на останов высокочастотного передатчика указанной линии с целью ускорения отключения повреждения с противоположной стороны.

Для схем электрических соединений, в которых на одно присоединение приходится более одного выключателя (полупорная, шины-трансформатор, многоугольник), УРОВ действует на отключение неповрежденного элемента (системы шин, линии, АТ), для которого отказавший выключатель является общим с поврежденным элементом.

Для этих схем при работе защит блока (АТ) и отказе выключателя, общего с ВЛ-330кВ, схема УРОВ-330 действует на 3-х фазное отключение линии с обеих сторон с запретом ТАПВ.

Отключение и запрет ТАПВ на противоположной стороне линии осуществляется по каналу теле отключения. Там же отключение 3-х фаз линии без запрета ТАПВ производится от ДФЗ после останова в.ч. передатчика на стороне линии с отказавшим выключателем.

При к.з. на ВЛ-330 и отказе выключателя, общего с блоками, схема УРОВ действует на отключение блока и на запрет ТАПВ линии.

Запрет ТАПВ необходим для исключения подачи напряжения на останавливающийся блок при успешном ТАПВ линии.

Запрет ТАПВ противоположной стороны линии производится по каналу телеотключения. При выводе из работы канала телеотключения опробование такой линии с помощью ТАПВ КОНЛ должно производиться со стороны электростанций.

Запуск устройства резервирования осуществляется от всех защит поврежденного элемента, выключатель которого отказал в действии.

В схеме УРОВ предусматриваются специальные меры для предотвращения неправильного действия устройства на обесточение системы (секции) шин при ошибках обслуживающего персонала.

Установка общего на систему (секцию) шин дополнительного пускового органа напряжения, контролирующего наличие короткого замыкания. Этот орган состоит из трех элементов: устройства фильтр-реле напряжения отрицательной последовательности для действия при несимметричных коротких замыканиях; реле напряжения, включенного на междуфазное напряжение, для действия при симметричных коротких замыканиях, и реле напряжения, включенного на напряжение нулевой последовательности, для действия при коротких замыканиях на землю .

Автоматическая проверка исправности выключателя. Схема УРОВ выполняется таким образом, чтобы при пуске УРОВ какого либо присоединения схема УРОВ без выдержки времени действует на отключение выключателя этого присоединения и, в случае его отказа в отключении (контроль наличия тока через выключатель) УРОВ с выдержкой времени отключает выключатели присоединений, ближайšie по электрической цепи к отказавшему.

Следовательно, в случае ошибочного замыкания персоналом пусковой цепи какого либо присоединения УРОВ отключит выключатель только этого

присоединения и, так как ток через “отказавший” выключатель прекратится, схема УРОВ возвратится в исходное состояние.

Использование дублированного пуска. Цепи пуска УРОВ от защит дублируются фиксацией их действия на отключение выключателя. Фиксация действия защит осуществляется контактами реле положения “включено”.

Использование в цепи УРОВ фактора, подтверждающего действие защиты, исключает необходимость автоматической проверки исправности выключателя, что снижает количество ложных отключений присоединений, например, при проверках отдельных защит на работающих линиях, когда ошибочно не отключена накладкой цепь пуска УРОВ от проверяемой защиты.

Такие схемы применяются как правило с УРОВ-110кВ, введенных в работу с 1973-1974 года.

В схеме УРОВ выполняется контроль исправности цепей. Схема контроля исправности цепей выводит УРОВ из действия через время 0,8 – 1,2 сек после появления каких либо неисправностей и подает сигнал о неисправности; снятие сигнала и обратный ввод УРОВ в работу осуществляется нажатием кнопки на панели УРОВ.

При работе УРОВ-330кВ и УРОВ-750кВ запрет АПВ отключившихся от их действия присоединений запрещается во всех случаях.

После действия УРОВ-110, УРОВ-220кВ запрет АПВ отключившихся от УРОВ присоединений производится только при действии на отказавший выключатель защит трансформаторов (блоков).

17 СИСТЕМА ТЕЛЕМЕХАНИКИ

17.1 Функции телемеханики

Система телемеханики обеспечивает выполнение следующих функций:

- 1) сбор телеметрической информации;
- 2) передача поступающей технологической информации в ДП СП СЭС.
- 3) прием и исполнение команд телеуправления с верхнего уровня;
- 4) передача телеинформации осуществляется без промежуточной обработки (напрямую);
- 5) в тракте телеинформации используются многофункциональные измерительные преобразователи с классом точности не хуже 0,5, подключаемые к кернам измерительных трансформаторов

17.2 Назначение системы

1) сокращение числа аварийных ситуаций в результате ошибочных действий персонала.

ТМ ПС 110 кВ «Алтуховская» должна выполнять следующие функции:

- 1) обеспечение дистанционного управления коммутационным оборудованием;
- 2) сбор информации о состоянии технологического электрооборудования подстанции, выявление отклонений параметров от допустимых значений, сигнализация в случаях возникновения ненормальных режимов;
- 3) отображение состояния технологического электрооборудования ПС 110 кВ «Алтуховская» в удобной для оперативного управления форме, документирование процесса оперативного управления.

Программно – технические средства (ПТС) системы ТМ ПС 110 кВ «Алтуховская» должны обеспечивать:

- 1) сбор данных в нормальном и аварийном режимах;
- 2) проведение переключений (в т.ч. вывод электрооборудования в ремонт и ввод его в работу после завершения ремонта);

3) сбор данных для составления графика планового технического обслуживания электрооборудования ПС 110 кВ «Алтуховская»

4) надежность информационного обмена между компонентами ТМ ПС 110 кВ «Алтуховская» и вышестоящими уровнями оперативно-диспетчерского и технологического управления;

5) контроль и диагностику как технологического электрооборудования, так и оборудования ТМ ПС 110 кВ «Алтуховская»

6) контроль исправности вспомогательных инженерных систем, технических средств охранно-пожарной сигнализации (ОПС).

Результатом создания ТМ ПС 110 кВ «Алтуховская» должно стать оснащение объектов управления подстанции микропроцессорными устройствами контроля и управления, которая является главным средством ведения оперативным персоналом технологического процесса, и обеспечивает требуемый уровень надежности и эффективности эксплуатации технологического оборудования ПС 110 кВ «Алтуховская»

18 РАСЧЕТ РЕЖИМОВ РАБОТЫ

Режим электроэнергетической системы – это состояние системы, определяемое значениями мощностей электростанций, напряжений, токов и других физических переменных величин, характеризующих процесс производства, передачи и распределения электроэнергии, т.е. параметрами режима).

Расчет режима проводился при помощи ПВК RastrWin3. ПВК моделирует действие и работу различных устройств, предназначенных для управления напряжением, потоками активной и реактивной мощности, генерацией и потреблением.

Расчет режимов проводим для определения проблемных мест в сети как до реконструкции так и после

18.1 Расчет нормального режима работы сети до реконструкции

Данные по нагрузке в сети представлены в таблице 23

Таблица 23 – Нагрузки в узлах схемы в режиме зимнего максимума

Узел	Мощность нагрузки (МВА)
1	Балансирующий
22	8,25+i3,9
33	5,15+i2,7
44	9,51+i4,77
55	9,9+i7,0

Проводим расчет режима работы сети до реконструкции. Граф сети представлен на рисунке 9.

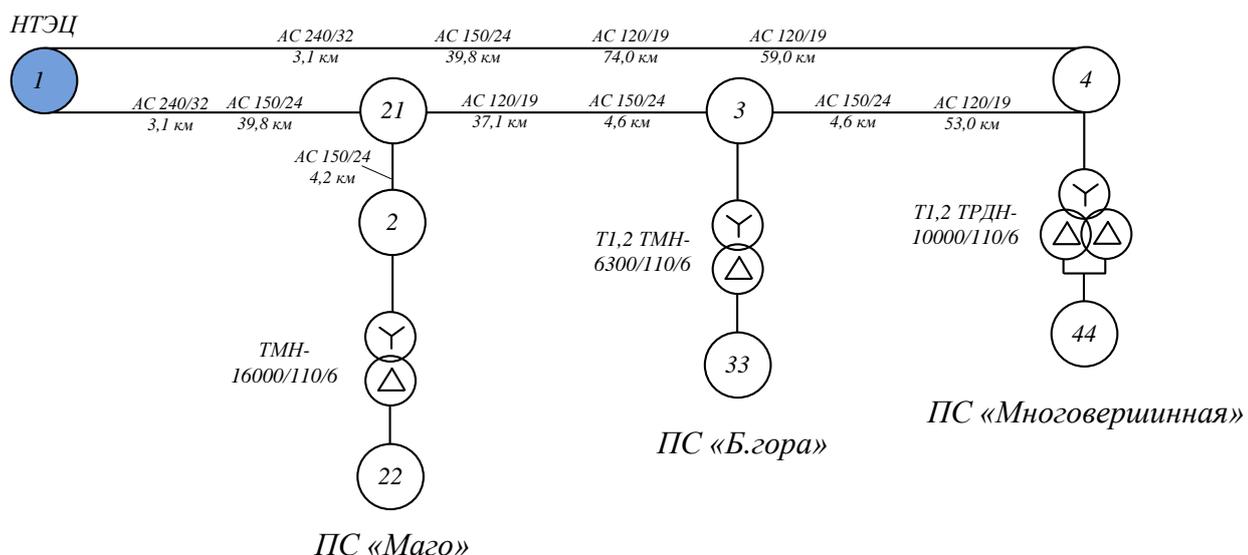


Рисунок 9 – Граф сети до реконструкции.

Результаты расчета режима работы сети до реконструкции представлены в графической форме на рисунке 10. В таблицах 24, 25 указаны основные данные по режиму. Расчет так же приведен в приложении А

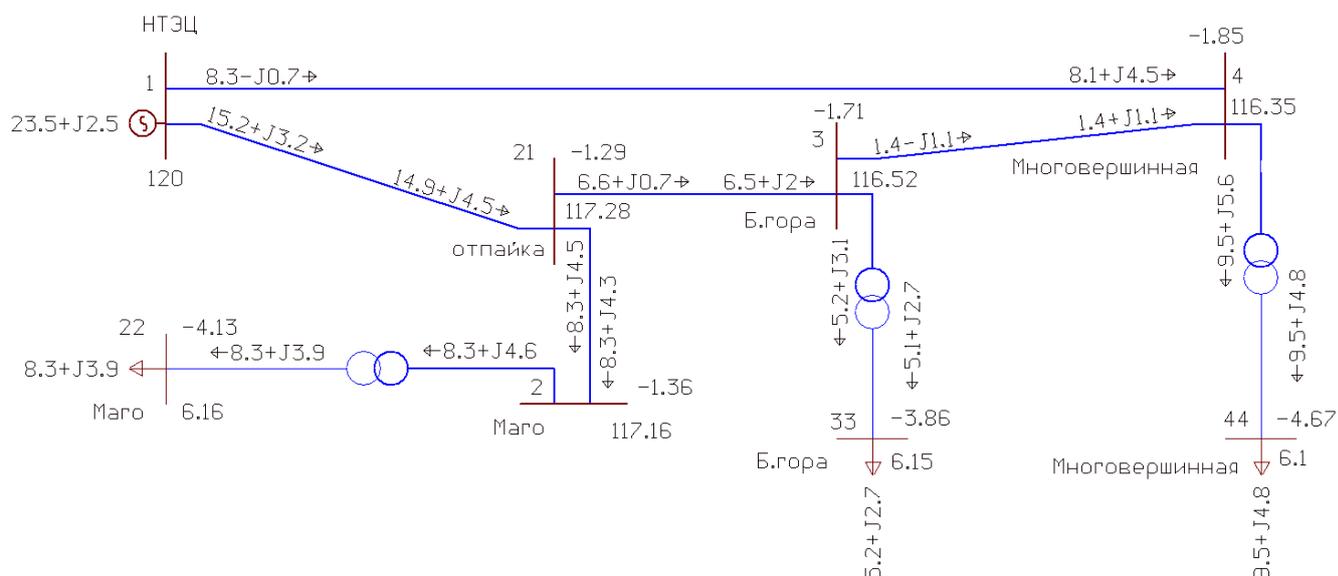


Рисунок 10 – Расчет нормального режима работы в графической форме.

Таблица 24 – Параметры режима работы напряжения узлов

Номер узла	Название узла	Uном (кВ)	Uфакт (кВ)	Угол
1	НТЭЦ	120	120,00	0,00
21	отпайка	110	117,28	-1,29
2	Маго	110	117,16	-1,36
3	Б.гора	110	116,52	-1,71
4	Многовершинная	110	116,35	-1,85
22	Маго	6	6,16	-4,13
33	Б.гора	6	6,15	-3,86
44	Многовершинная	6	6,10	-4,67

Таблица 25 – Параметры режима работы – токи ВЛ

Ннач	Нкон	Название	Інач (А)	Ікон (А)
1	4	НТЭЦ - Многовершинная	40,09	46,14
1	21	НТЭЦ - отпайка	74,71	76,76
21	3	отпайка - Б.гора	32,48	33,81
3	4	Б.гора - Многовершинная	8,73	8,66
21	2	отпайка - Маго	46,07	46,71

Анализ полученных данных показывает что напряжения в узлах сети не имеют значительного отклонения от номинального значения, токи во всех ветвях сети не превышают длительно допустимого значения (максимальное значение имеется на участке 1-21 в данном случае длительно допустимый ток составляет 450 А)

18.2 Расчет нормального режима работы сети после реконструкции

Параметры нормального режима работы сети с учетом реконструкции представлены в графической части на рисунке 12 и в таблицах 26, 27. Расчет так же приведен в приложении Б

Таблица 26 – Параметры режима работы напряжения узлов

Номер узла	Название узла	Uном (кВ)	Uфакт (кВ)	Угол
1	НТЭЦ	120	120,00	0,00
21	отпайка	110	116,07	-1,64
2	Маго	110	115,92	-1,69
3	Б.гора	110	114,45	-2,38
4	Многовершинная	110	113,88	-2,66
22	Маго	6	6,09	-4,53
33	Б.гора	6	6,03	-4,61
44	Многовершинная	6	5,96	-5,60
51	отпайка	110	114,58	-2,32
52	отпайка	110	115,31	-2,12
5	Алтуховская	110	114,01	-2,44
55	Алтуховская	6	6,10	-5,50

Таблица 27 – Параметры режима работы – токи ВЛ

Ннач	Нкон	Название	Инач (А)	Икон (А)
1	52	НТЭЦ -	67,99	73,58
1	21	НТЭЦ - отпайка	101,21	103,79
21	51	отпайка - отпайка	58,66	60,58
51	3	отпайка - Б.гора	43,82	44,04
3	4	Б.гора - Многовершинная	15,31	18,28
52	4	отпайка - Многовершинная	33,85	37,81
51	5	отпайка - Алтуховская	16,32	20,23
52	5	отпайка - Алтуховская	40,95	44,57
21	2	отпайка - Маго	46,94	47,26

Анализ полученных данных режима работы сети после реконструкции показывает что напряжения в узлах сети не имеют значительного отклонения от номинального значения, ток в ветвях не превышает длительно допустимого для всех участков, следовательно замена сечения не требуется (максимальное значение имеется на участке 1-21 в данном случае длительно допустимый ток составляет 450 А)

18.3 Расчет послеаварийного режима работы сети

Параметры послеаварийного режима работы сети с учетом реконструкции представлены в графической части на рисунке 14 и в таблицах 28, 29. Расчет так же приведен в приложении В

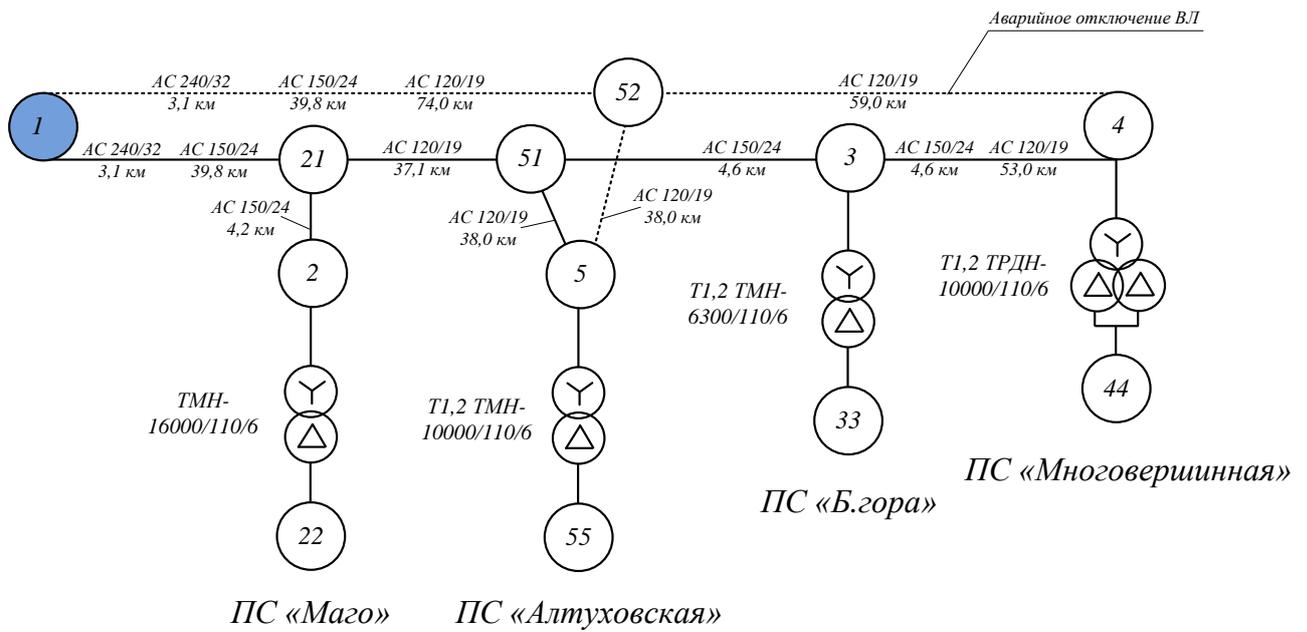


Рисунок 13 – Граф сети после реконструкции, послеаварийной режим

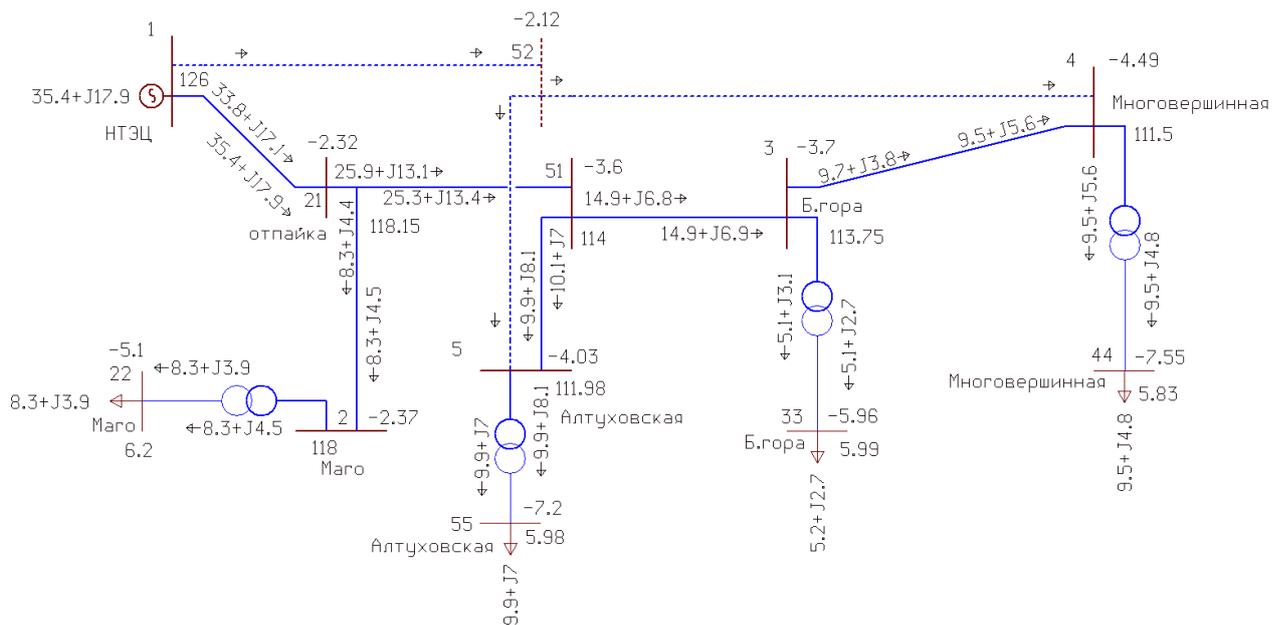


Рисунок 14 – Расчет послеаварийного режима работы в графической форме (отключение одной цепи ВЛ НТЭЦ – PS Многовершинная»).

Таблица 28 – Параметры режима работы напряжения узлов

Номер узла	Название узла	Uном (кВ)	Uфакт (кВ)	Угол
1	НТЭЦ	126,00	126,00	0,00
21	отпайка	118,15	118,15	-2,32
2	Маго	118,00	118,00	-2,37
3	Б.гора	113,75	113,75	-3,70
4	Многовершинная	111,50	111,50	-4,49
22	Маго	6,20	6,20	-5,10
33	Б.гора	5,99	5,99	-5,96
44	Многовершинная	5,83	5,83	-7,55
51	отпайка	114,00	114,00	-3,60
52	отпайка	0,00	0,00	-2,12
5	Алтуховская	111,98	111,98	-4,03
55	Алтуховская	5,98	5,98	-7,20

Таблица 29 – Параметры режима работы – токи ВЛ

Ннач	Нкон	Название	Инач (А)	Икон (А)
1	52	НТЭЦ -	0,00	0,00
1	21	НТЭЦ - отпайка	181,57	185,40
21	51	отпайка - отпайка	141,96	145,04
51	3	отпайка - Б.гора	82,88	83,15
3	4	Б.гора - Многовершинная	52,75	57,35
52	4	- Многовершинная	0,00	0,00
21	21	отпайка - отпайка	0,00	0,00
51	5	отпайка - Алтуховская	62,08	66,00
52	5	отпайка - Алтуховская	0,00	0,00
21	2	отпайка - Маго	46,05	46,38

Анализ полученных данных послеаварийного режима показывает что напряжения в узлах сети не имеют значительного отклонения от номинального значения, токовая нагрузка повышенная на участках 1-21 и 21-51 при этом длительно допустимый ток составляет на данных участках соответственно 450А и 390А следовательно замена проводов не требуется расчет окончен.

19 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

19.1 Безопасность работы

В данной работе рассматривается проектирование подстанции 110 кВ «Алтуховская» в Хабаровском крае, предполагается установка на данной ПС двух новых трансформаторов типа ТМН 10000/110/.

Безопасность при работе по наряду допуску:

При работе в действующих электроустановках работы должны осуществляться по наряду, который выписывается в двух экземплярах, если он передается по телефону то в трех. При этом лицо выдающее наряд должно выписать один экземпляр, а лицо принимающее текст, два экземпляра фамилии и инициалов выдающего наряд.

Количество нарядов, которые могут быть выданы одному ответственному руководителю работ должен определять человек выдающий наряд. Допускается выдавать наряд на срок не более 15 дней со времени начала работы при этом он может быть продлён единовременно на такой же срок, при этом при перерыве в работе наряд остается действительным.

В случае если работы в электроустановке полностью закончены то наряд по данным работам должен храниться в течение 30 суток, после чего может быть уничтожен, при условии, если во время работы не имели место аварии и инциденты либо несчастные случаи.

В электроустановках выше 1000 вольт допускается выдавать один наряд на одновременную работу на всех присоединениях секции шин со всех токоведущих частей которой снято напряжение, в том числе на вводах воздушных и кабельных линий.

В распределительных устройствах напряжением от 3 до 110 кВ с одиночной системой шин на ремонт всей секции допускается выдавать один наряд на присоединение всей этой секции для рассредоточения членов бригады.

Для выполнения однотипной работы на нескольких подстанциях допускается выдавать один наряд для выполнения этой работы, например это

может быть отбор проб масла, доливка масла, переключение обмоток трансформаторов, проверка устройств релейной защиты и так далее, срок такого наряда ограничивается одними сутками.

Безопасность при работе по распоряжению

В электроустановках до 1000 вольт может выполняться работа по распоряжению, которое имеет разовый характер, продолжительность и его действие ограничивается временем рабочего дня производителей, после окончания рабочего дня распоряжение должно быть закрыто, либо отдаваться заново, при этом в случае перерыва в работе в течение рабочего дня, производитель работ осуществляет повторный допуск бригады к работе.

Распоряжение отдается непосредственно лицу выполняющему работу, а также оно отдается и допускающим, в том случае если на электроустановке нет оперативного персонала, в таком случае допуск на рабочем месте не требуется и распоряжение отдаётся непосредственно работнику, который должен выполнять указанную работу.

В электроустановках до 1000 вольт оперативный и оперативно-ремонтный персонал может выполнять неотложные работы продолжительностью не более часа, без учёта времени на подготовку рабочего места в электроустановке, в случае если работа требует времени более часа то она должна выполняться по наряду.

В электроустановках выше 1000 вольт могут выполняться такие работы как: на отключенном электродвигателе, от которого кабель отключён заземлен, на генераторе от выводов которого отсоединены шины а также на выкатанных ячейках КРУ - работы могут выполняться по распоряжению.:

Безопасность при работе в порядке текущей эксплуатации:

В электроустановках до 1000 вольт могут выполняться небольшие по объему виды работ в течение рабочего дня, либо рабочей смены, которые разрешены к выполнению в подписанном заранее техническом документе которые подписывает главный инженер предприятия. В нем указываются определенные требования по технике безопасности, в частности данные работы

распространяется только на электроустановки до 1000 вольт и они могут выполняться только силами оперативного либо оперативно-ремонтного персонала на закрепленном за этим персоналом оборудовании.

Такого рода работа является разрешённой и не требует каких-либо пояснений, либо указаний для её выполнения также не требуется выполнение целевого инструктажа.

В перечне разрешённой работы, должны содержаться указания которые определяют виды работ выполняемых бригадой.

Также в данном документе должен быть указан порядок регистрации работ которые выполняются по данной методике, должно быть указано в уведомление оперативного персонала который непосредственно управляет ремонтным персоналом а также характер работы, её начало и окончание и оформление записи в оперативном журнале.

Безопасность при работе на трансформаторе:

В электроустановках могут выполняться работы на силовом трансформаторе в том случае, если он отключен от сети при этом работа, связанная с выемкой активной части из бака должна выполняться проекту работ.

При выполнении определенной работы внутри бака трансформатора должны работать специалисты, только хорошо знающие путь и перемещение, а также исключающее травмированные во время выполнения данных работ.

При выполнении этой работы должна использоваться специальная одежда которая не имеет металлических застежек, и защищает тело от загрязнения маслом либо от перегрева. Такая работа должна выполняться только по наряду состав бригады должен включать в себя трех работников двое из которых будут страхующие и они должны располагаться возле смотрового люка, иметь постоянную связь с работником, выполняющим работу в непосредственно внутри бака трансформатора, при этом работник находящийся внутри должен быть обеспечен специальным противогазом.

Освещение внутри бака должно быть выполнено от сети напряжением 12 вольт и не более, светильник должен иметь защитную сетку заводского исполнения либо это должен быть аккумуляторный фонарь, следует учесть что разделительный трансформатор для данного светильника должен быть обязательно расположен снаружи трансформатора.

При сливе трансформаторного масла вывода трансформатора должны быть заземлены во избежание электрического разряда в следствии электростатики.

19.2 Экологичность работы

Данная работа рассматривает установку на ПС «Алтуховская» трансформаторов большей мощности, в следствие этого в данном разделе рассматривается расчет основных параметров маслоприемников для них

Основным источником загрязнения окружающей среды на подстанциях является вытекающее трансформаторное масло.

Загрязнение может произойти во время аварий с разрушением корпуса, ремонтных работ. Рассмотрим защиту от загрязнений.

В соответствии с [11] для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара в данной работе предусматривается сооружение специальных сборных устройств - маслоприемников.

На подстанции «Алтуховская» устанавливаются 2 трансформатора марки ТМН 10000/110/6 с размерами (м) 5,6×3,48×4,9 и массой масла 11,05 т в связи с этим маслоприемник принимается без отвода масла [11].

1) Габариты маслоприемника выступают за геометрические размеры трансформатора на 1,5 м [11].

2) Маслоприемники выполняем закрытого типа вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслоприемники масла выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной 0,25 м [11];

Верхний уровень гравия располагаем на расстоянии не менее чем 75 мм ниже уровня окружающей планировки [11].

3) Маслоприемник оборудуем сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на основной щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника обрабатываются маслостойким покрытием

Рассмотрим подробно расчет маслоприемника.

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} = \frac{11,05}{0,88} = 12,55 \text{ (м}^3\text{)} \quad (69)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³).

Находим площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{\text{mn}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) = (5,6 + 2 \cdot 1,5) \cdot (3,48 + 2 \cdot 1,5) = 41,65 \text{ (м}^2\text{)} \quad (70)$$

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

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника.

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\text{bn}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H = (5,6 + 3,48) \cdot 2 \cdot 4,9 = 88,98 \text{ (м}^2\text{)} \quad (71)$$

где H – высота трансформатора (м).

Нормативный коэффициент пожаротушения K_n (л/(с×м²)) и нормативное время тушения t (сек) соответственно равны:

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

$$t = 1800 \text{ (сек)}.$$

Находим объем воды необходимый для тушения пожара

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = K_n \cdot t \cdot (S_{\text{mn}} + S_{\text{bn}}) \cdot 10^{-3} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (41,65 + 88,98) \cdot 10^{-3} = 47,03 \text{ (м}^3\text{)}. \quad (77)$$

Находим объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды

$$V_{mmH_2O} = V_{mрm} + 0,8 \cdot V_{H_2O} = 12,55 + 0,8 \cdot 47,03 = 50,17 \text{ (м}^3\text{)} \quad (72)$$

Находим глубину маслоприемника для приема всей жидкости V_{mmH_2O}

$$H_{mn} = \frac{V_{mmH_2O}}{S_{mn}} = \frac{50,17}{41,35} = 1,2 \text{ (м)} \quad (73)$$

Высота гравийной подушки принимается равной

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}.$$

Высота воздушной прослойки принимается равной

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}.$$

Полная высота маслоприемника в таком случае составит [11]:

$$H_{nmm} = H_{mn} + H_{en} + H_z = 1,2 + 0,05 + 0,25 = 1,5 \text{ (м)} \quad (74)$$

19.3 Чрезвычайные ситуации

Рассмотрим защитные средства от следующих чрезвычайных ситуаций: пожар на ОРУ? в следствие короткого замыкания. В связи с тем, что на ПС «Алтуховская» устанавливаются элегазовые выключатели, снижается уровень возникновения ЧС на ОРУ.

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла. Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Предупреждение пожара на ПС «Алтуховская» 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 предотвращения пожара на ПС «Алтуховская» составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара.

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

Большое значение в обеспечении пожарной безопасности на ПС «Алтуховская» заключается в создании противопожарных преград и разрывов. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери, перегородки

Рассмотрим подробно виды пожарной техники, применяемые на ОРУ 110 кВ ПС «Алтуховская»

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства 110 кВ ПС «Алтуховская», классифицируется на следующие группы: пожарные машины, средства пожарной и охранной сигнализации, огнетушители, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные спасательные устройства.

На ПС «Алтуховская» применяем установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее экономичным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

При испарении воды образуется большое количество паров, которые затрудняет доступ воздуха к месту пожара. 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.

В качестве огнетушащих средств, в данной работе на ПС «Алтуховская» устанавливаются: на ПС в ЗРУ 6 кВ два огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, аналогично ЗРУ 6 кВ, возле каждого трансформатора также расположены два огнетушителя типа ОХП-10, два ОПС-5, один ящик с песком емкостью 0.5 м³ [15]

В ЗРУ 6 ПС «Алтуховская» определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств, для других целей не допускается. Проезжую часть по территории подстанции и к источникам воды необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега [15].

Вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции «Алтуховская» обеспечиваются первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

Переносные огнетушители на ПС «Алтуховская» размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. 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 огнетушителей должна быть опломбирована [15].

Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°С.

С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения.

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был разработан вариант развития электрической сети Хабаровского края при подключении подстанции «Алтуховская» к сетям 110 кВ ДРСК. Выполнено обоснование конструкции распределительного устройства высокого и низкого напряжения данной подстанции. Произведен расчет рабочих токов и токов КЗ. Произведен выбор основного электрического оборудования. Выбрана микропроцессорная защита силовых трансформаторов 110 кВ. Произведен расчет режимов. Рассчитано заземляющее устройство ПС «Алтуховская». Выбрана схема расстановки молниеотводов для защиты оборудования от прямых ударов молнии, рассчитаны зоны защиты молниеотводов. Произведен технико-экономический расчет. Проведены расчеты в области охраны окружающей среды, определены основные мероприятия по безопасности жизнедеятельности при строительстве и эксплуатации электроустановок.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Виноградова, А.В. Методические указания к курсовому и дипломному проектированию по теме «Расчет понизительной подстанции в системе электроснабжения» [Электронный ресурс] : методические указания / А.В. Виноградова. — Электрон. дан. — Орел : ОрелГАУ, 2013. — 89 с.

2 Дубинский, Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением выше 1000 В [Электронный ресурс] : учебное пособие / Г.Н. Дубинский, Л.Г. Левин. — Электрон. дан. — Москва : СОЛОН-Пресс, 2015. — 538 с.

3 Дубинский, Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением до 1000 В [Электронный ресурс] : учебное пособие / Г.Н. Дубинский, Л.Г. Левин. — Электрон. дан. — Москва : СОЛОН-Пресс, 2010. — 400 с.

4 Контроль и учет электроэнергии в современных системах электроснабжения [Электронный ресурс]: учебное пособие/ В.И. Васильченко [и др.].— Электрон. текстовые данные.— Белгород: Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова, ЭБС АСВ, 2011.— 243 с.

5 Конюхова Е.А. Электроснабжение [Электронный ресурс]: учебник для вузов/ Конюхова Е.А.— Электрон. текстовые данные.— М.: Издательский дом МЭИ, 2014.— 510 с.

6 Коробов, Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование [Электронный ресурс] : учебное пособие / Г.В. Коробов, В.В. Картавцев, Н.А. Черемисинова. — Электрон. дан. — Санкт-Петербург : Лань, 2014. — 192 с.

7 Куско, А. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии [Электронный ресурс] / А. Куско, М. Томпсон. — Электрон. дан. — Москва : ДМК Пресс, 2010. — 334 с.

8 Малафеев, С.И. Надежность электроснабжения [Электронный ресурс] : учебное пособие / С.И. Малафеев. — Электрон. дан. — Санкт-Петербург : Лань, 2018. — 368 с.

9 Мясоедов Ю.В. «Интеллектуализация систем электроснабжения»

[Электронный ресурс] : моногр. / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 156 с.

10 Надёжность систем электроснабжения [Электронный ресурс] : учебное пособие / П.В. Крючин [и др.]. — Электрон. дан. — Самара : , 2018. — 110 с.

11 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

12 Родыгина, С.В. Проектирование и эксплуатация систем электроснабжения. Передача, распределение, преобразование электрической энергии [Электронный ресурс] : учебное пособие / С.В. Родыгина. — Электрон. дан. — Новосибирск : НГТУ, 2017. — 72 с.

13 Савина, Наталья Викторовна. Теория надежности в электроэнергетике [Текст] : учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. - 214 с. : рис. - Библиогр.: с. 211

14 Системы электроснабжения [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс дисц. для спец. 140211.65 / АмГУ, Эн.ф. ; сост. Н. В. Савина . - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. - 124 с. - Б. ц.

15 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2015.

16 СТО ДИВГ-058-2017. Расчет токов коротких замыканий и замыканий на землю в распределительных сетях. Методические указания. 2017г.

17 Фролов, Ю.М. Основы электроснабжения [Электронный ресурс] : учебное пособие / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин. — Электрон. дан. — Санкт-Петербург : Лань, 2012. — 432 с.

18 Ханин, Ю.И. Релейная защита и автоматизация систем электроснабжения [Электронный ресурс] : учебное пособие / Ю.И. Ханин, Р.П. Короткий. — Электрон. дан. — Волгоград : Волгоградский ГАУ, 2018. — 124 с.

19 Шлейников, В.Б. Курсовое проектирование по электроснабжению [Электронный ресурс] : учебное пособие / В.Б. Шлейников. — Электрон. дан.

— Оренбург : ОГУ, 2017. — 104 с.

20 Электроснабжение. Расчет токов короткого замыкания [Электрон-ный ре-сурс]: методические указания к практическим и курсовой работам/ — Электрон. текстовые данные.— Липецк: Липецкий государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2014.— 47 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчёт режима работы сети до реконструкции

Номер узла	Название узла	Uном (кВ)	Uфакт (кВ)	Угол
1	НТЭЦ	120	120,00	0,00
21	отпайка	110	117,28	-1,29
2	Маго	110	117,16	-1,36
3	Б.гора	110	116,52	-1,71
4	Многовершинная	110	116,35	-1,85
22	Маго	6	6,16	-4,13
33	Б.гора	6	6,15	-3,86
44	Многовершинная	6	6,10	-4,67

Ннач	Нкон	Название	Інач (А)	Ікон (А)
1	4	НТЭЦ - Многовершинная	40,09	46,14
1	21	НТЭЦ - отпайка	74,71	76,76
21	3	отпайка - Б.гора	32,48	33,81
3	4	Б.гора - Многовершинная	8,73	8,66
21	2	отпайка - Маго	46,07	46,71

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расчёт режима работы сети после реконструкции

Номер узла	Название узла	Uном (кВ)	Uфакт (кВ)	Угол
1	НТЭЦ	120	120,00	0,00
21	отпайка	110	116,07	-1,64
2	Маго	110	115,92	-1,69
3	Б.гора	110	114,45	-2,38
4	Многовершинная	110	113,88	-2,66
22	Маго	6	6,09	-4,53
33	Б.гора	6	6,03	-4,61
44	Многовершинная	6	5,96	-5,60
51	отпайка	110	114,58	-2,32
52	отпайка	110	115,31	-2,12
5	Алтуховская	110	114,01	-2,44
55	Алтуховская	6	6,10	-5,50

Ннач	Нкон	Название	Инач (А)	Икон (А)
1	52	НТЭЦ -	67,99	73,58
1	21	НТЭЦ - отпайка	101,21	103,79
21	51	отпайка - отпайка	58,66	60,58
51	3	отпайка - Б.гора	43,82	44,04
3	4	Б.гора - Многовершинная	15,31	18,28
52	4	отпайка - Многовершинная	33,85	37,81
51	5	отпайка - Алтуховская	16,32	20,23
52	5	отпайка - Алтуховская	40,95	44,57
21	2	отпайка - Маго	46,94	47,26

ПРИЛОЖЕНИЕ В Расчёт послеаварийного режима работы сети после реконструкции

Номер узла	Название узла	Uном (кВ)	Uфакт (кВ)	Угол
1	НТЭЦ	126,00	126,00	0,00
21	отпайка	118,15	118,15	-2,32
2	Маго	118,00	118,00	-2,37
3	Б.гора	113,75	113,75	-3,70
4	Многовершинная	111,50	111,50	-4,49
22	Маго	6,20	6,20	-5,10
33	Б.гора	5,99	5,99	-5,96
44	Многовершинная	5,83	5,83	-7,55
51	отпайка	114,00	114,00	-3,60
52	отпайка	0,00	0,00	-2,12
5	Алтуховская	111,98	111,98	-4,03
55	Алтуховская	5,98	5,98	-7,20

Ннач	Нкон	Название	Инач (А)	Икон (А)
1	52	НТЭЦ -	0,00	0,00
1	21	НТЭЦ - отпайка	181,57	185,40
21	51	отпайка - отпайка	141,96	145,04
51	3	отпайка - Б.гора	82,88	83,15
3	4	Б.гора - Многовершинная	52,75	57,35
52	4	- Многовершинная	0,00	0,00
21	21	отпайка - отпайка	0,00	0,00
51	5	отпайка - Алтуховская	62,08	66,00
52	5	отпайка - Алтуховская	0,00	0,00
21	2	отпайка - Маго	46,05	46,38