

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование направления подготовки, специальности)
Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Реконструкция электрической части подстанции 500 кВ
«Холмогорская»

Студент

С.С. Белкин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.п.н., доцент, М.Н. Третьякова

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2020

Аннотация

Тема выпускной квалифицированной работы – Реконструкция электрической части подстанции 500 кВ «Холмогорская».

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: РЕКОНСТРУКЦИЯ, ХОЛМОГОРСКАЯ, ПОДСТАНЦИЯ, АВТОТРАНСФОРМАТОР, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

Настоящая работа посвящена проработке вопросов, связанных с установкой дополнительного автотрансформатора 220/110кВ на главной понизительной подстанции (ГПП), находящейся в Ямало-Ненецком автономном округе Тюменской области неподалеку от г. Ноябрьск.

В работе приведено описание основного оборудования подстанции 500 кВ «Холмогорская». Рассмотрены технические особенности установки АТ 220/110кВ. Особое внимание уделено особенностям параллельной работы автотрансформаторов 220/110кВ в связи с отличиями в конструктивных особенностях. В работе определена компоновка и сделаны необходимые расчеты для выбора первичного и вторичного оборудования электрической части подстанции.

Данная выпускная квалификационная работа (ВКР) состоит из пояснительной записки, объем которой составляет 54 страницы, и шести листов графического материала формата А1.

Содержание

Введение.....	5
1 Описание основного оборудования подстанции 500 кВ «Холмогорская»..	7
1.1 Открытое распределительное устройство 500кВ.....	7
1.2 Открытое распределительное устройство 220 кВ.....	9
1.3 Открытое распределительное устройство 110 кВ.....	10
1.4 Открытое распределительное устройство 35 кВ.....	12
2 Технические особенности установки третьей АТ 220/110кВ.....	16
2.1 Общие положения.....	16
2.2 Основные компоновочные решения.....	16
2.3 Выбор и компоновка оборудования.....	17
2.4 Выбор места установки 6АТ.....	17
2.5 Нагрузки ПС-500 «Холмогорская».....	19
3 Особенности параллельной работы трансформаторов.....	22
3.1 Выбор оптимальных регулировочных ответвлений при параллельной работе автотрансформаторов 3АТ, 4АТ и 6АТ.....	22
3.2 Суммарная мощность автотрансформаторов РПН 6АТ и 3АТ.....	25
4 Расчёт токов короткого замыкания, выбор и проверка устанавливаемого оборудования.....	28
4.1 Расчет параметров схемы замещения.....	28
4.2 Расчёт тока короткого замыкания на стороне ВН.....	31
4.3 Расчёт тока короткого замыкания на стороне СН.....	31
4.4 Расчёт тока короткого замыкания на стороне НН.....	32
4.5 Проверка выключателей на стороне СН.....	32
4.6 Проверка выключателей на стороне ВН.....	35
5 Релейная защита и автоматика.....	40
5.1 Назначение релейной защиты и автоматики (РЗА).....	40
5.2 Требования к шкафам для микропроцессорных (МП) устройств...	40
5.3 Размещение устройств на подстанции.....	41
5.4 РЗА автотрансформатора 220/110/35 кВ.....	42

5.5 Системы контроля и управления.....	43
5.6 Управление разъединителями.....	44
5.7 Центральная сигнализация.....	44
5.8 Расчет заземления зданий и сооружений объекта.....	46
5.9 Молниезащита зданий и сооружений объекта.....	49
Заключение.....	54
Список используемых источников.....	55
Приложение А Схема ПС-500 «Холмогорская» до реконструкции.....	57
Приложение Б Сметная документация.....	58
Приложение В Схема ПС-500 «Холмогорская» после реконструкции...	70

Введение

Современное, сравнительно устойчивое состояние энергетики Тюменской области позволяет магистральные электрические сети (МЭС) Западной Сибири сознательно управлять процессом дальнейшего развития энергосистемы. Существующие проблемы рыночных отношений в России требуют незамедлительного внедрения энергосберегающих технологий, наиболее рационального использования имеющихся средств, повышения ответственности энергосистемы в договорных отношениях по энергообеспечению объектов потребителей электрической и тепловой энергии. Несмотря на относительную «молодость» Тюменской энергосистемы, часть энергоустановок на электростанциях и в электрических сетях отработала 25 – 30 лет, морально и физически устарели, требуют реконструкции или замены.

Стратегия капиталовложений в энергетические объекты энергосистемы предусматривает преимущественное внедрение современных технологий в производстве электрической и тепловой энергии. В инвестиционных программах, электросетевых предприятий, можно выделить несколько направлений: ввод новых генерирующих мощностей и реконструкций электроподстанций в электрических сетях; реконструкция и замена морально устаревшего оборудования на действующих электроподстанциях без увеличения или с увеличением общей установленной генерирующей мощности; реконструкция энергетических установок с целью повышения экологической чистоты энергетического производства; автоматизация управления технологическими процессами на электростанциях и в электрических сетях. Конечная цель обновления оборудования в электрических сетях: повышение надежности при сокращении затрат на эксплуатацию и ремонт.

Подстанция 500 кВ «Холмогорская», расположена в Ямало-Ненецком автономном округе Тюменской области в 60 км на запад от г. Ноябрьска.

Подстанция была построена по проекту, выполненному Уральским отделением института «Энергосетьпроект» в 1985 году.

ПС 500/220/110/35/10 кВ «Холмогорская» является главной понизительной и распределительной ПС в Ноябрьском регионе. Суммарная мощность автотрансформаторных групп (АТГ) 500/220кВ составляет $167000 \times 3 = 491000$ кВА. Автотрансформаторы 220/110кВ имеют суммарную мощность $125000 \times 2 = 250000$ кВА.

Потребляемые мощности региона растут из года в год в связи с разработкой новых нефтяных месторождений и их стремительным развитием. Стало ясно, что для обеспечения надёжного и бесперебойного энергопитания Северного района, необходима установка на ПС-500 «Холмогорская» ещё одного автотрансформатора 220/110кВ.

Цель – обеспечение надёжного и бесперебойного энергопитания Северного района за счет установки на ПС-500 «Холмогорская» ещё одного автотрансформатора 220/110кВ.

1 Анализ электрооборудования подстанции 500 кВ «Холмогорская»

Подстанция «Холмогорская» имеет в своем составе шесть классов напряжения 500/220/110/35/10/0.4 кВ, и четыре открытых распределительных устройства (ОРУ): ОРУ-500 кВ, ОРУ-220 кВ, ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ.

Полные схемы ПС-500 «Холмогорская» до и после реконструкции в приложениях А и В соответственно.

1.1 Открытое распределительное устройство 500кВ

В состав ОРУ –500 кВ входят 6 ячеек воздушных выключателей марки ВВ-500Б –31.5/2000 У1 по два выключателя на каждую линию (Тарко-Сале, СГРЭС-1, СГРЭС-2) и две ячейки элегазовых выключателей типа HPL 550 В2 с приводом типа ВLG 1002А для пятой автотрансформаторной группы.

Расшифровка обозначения воздушного выключателя:

В – выключатель;

В – воздушный;

500 – номинальное напряжение в кВ;

Б – категория изоляции;

31.5 – номинальный ток отключения в кА;

2000 – номинальный ток в А;

У1 – климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69. [25]

Для создания видимого разрыва используются разъединители марки РНДЗ – 500 и РГЖ-500 (в ячейках №7 и№8).

В состав ячеек выключателей входят разъединители высоковольтные двухколонковые, однополюсные типа РНДЗ и РНД на напряжение 500 кВ предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрической цепи высокого напряжения, а также заземления участков при

помощи стационарных заземляющих ножей

Структура условного обозначения разъединителей:

Р – разъединитель;

Н – наружной установки;

Д – двухколонковый;

Г – горизонтально-поворотного типа;

З – индекс, обозначающий наличие заземляющих ножей (для варианта без заземляющих ножей индекс опускается);

1а,1б,2 – условное обозначение количества и расположения заземляющих ножей;

500 – номинальное напряжения в кВ;

32000 – номинальный ток в А;

У1 – климатическое исполнения и категория размещения.

Для питания электрических приборов, цепей защиты и сигнализации на ПС используются трансформаторы напряжения типа НКФ (однофазные, электромагнитные масляные, трехобмоточные, наружной установки).

Структура условного обозначения трансформаторов напряжения:

Н – трансформатор напряжения;

К – каскадный;

Ф – в фарфоровой крышке;

Первое число – класс напряжения первичной обмотки в кВ;

Второе число – год разработки;

У – климатическое исполнение;

1 – категория размещения (эксплуатация на открытом воздухе).

Для преобразования электрической энергии с одними параметрами в электрическую энергию с другими параметрами используются силовые трансформаторы 500/220/10 марки АОДЦТН.

Полное наименование АОДЦТН-1670000/500/220/10-У1

Структура условного обозначения автотрансформаторов:

А – автотрансформатор;

О – однофазный;

ДЦ – тип охлаждения (принудительная циркуляция масла и воздуха);

Т – трехобмоточный;

Н – наличие устройства регулирования под нагрузкой (РПН);

167000 – номинальная мощность в кВА;

У1 – климатическое исполнение и категория размещения.

1.2 Открытое распределительное устройство 220 кВ

Схема ОРУ – 220 построена по принципу: «две основные и одна обходная системы шин». [22]

В состав ОРУ-220 входят:

Элегазовые выключатели типа 242PMR-40 (В-220 Аврора и Пуль-Яха);

Элегазовый выключатель типа HPL 245 В1 с пружинным приводом типа BLG 1002А (В-220 1АТГ);

Остальные многообъемные масляные выключатели марки У-220Б-2000-25ХЛ1

В – 220 (4АТ, ШСВ, 3АТ, 6АТ, Янга-Яха, Вынгапур, 5АТГ, 2АТГ, Когалым, Кирилловская, ОВ.)

Структура условного обозначения масляных выключателей:

У – серия;

2000 – номинальный ток, А;

25 – номинальный ток отключения, кА;

ХЛ1 – климатическое исполнение и категория размещения.

У элегазовых выключателей цифрой в названии обозначается номинальное напряжение.

Для создания видимого разрыва в ячейках с выключателями У-220 и 242PMR-40 используются разъединители марки РНДЗ-220-2000ХЛ1. Структурное условное обозначение такое же как и у разъединителей 500 кВ. В ячейках с выключателями типа HPL 245 В1 для создание видимого разрыва

используются разъединители марки РГН-220.

1.3 Открытое распределительное устройство 110 кВ

Схема ОРУ-110 так же, как и ОРУ 220 кВ построена по принципу: «две основные и одна обходная системы шин».

В состав ОРУ-110 кВ входят:

Масляные выключатели типа МКП-110 (НПС, 4АТ, ОВ-110);

Маломасляные выключатели типа ВМТ-110 (3АТ, Пуль-Яха, Вышка-2, Летняя, ШСВ-110);

Элегазовые выключатели типа 145РМ-40 (Крайняя, Разряд-1, Разряд-2, Вышка-1, Городская, Р-110).

В дальнейшем планируется замена выключателей всех присоединений на элегазовые типа 145РМ 40. В каждой ячейки для создания видимого разрыва установлены разъединители марки РНДЗ-110-2000/32000-У1.

Структура условного обозначения масляных выключателей:

МКП-110Б-1000/20-У1

М – масляный;

К – с камерами;

П – подстанционный;

110 – номинальное напряжение, кВ;

Б – усиленная изоляция ввода;

1000 – номинальный ток, А;

20 – номинальный ток отключения, кА;

У1 – климатическое исполнение и категория размещения.

ВМТ-110Б-1250/25-УХЛ1

В – выключатель;

М – масляный;

Т – тросовый;

Далее также как и у выключателей типа МКП.

В таблице 1 представлены технические данные выключателя марки 145 РМ 40

Таблица 1 – Технические данные выключателя 145РМ 40 [22]

Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальный ток, А	2000
Номинальный ток отключения, кА	40
Номинальное относительное содержание апериодической составляющей, % не более	47
Параметры сквозного тока короткого замыкания, кА:	
наибольший пик	100
начальное действующее значение периодической составляющей	40
ток термической стойкости (время протекания 3с)	40
Собственное время отключения, с, не более	0,030
Полное время отключения, с, не более	0,050
Собственное время включения, с, не более	0,065
Минимальная безтоковая пауза при АПВ, с	0,3

Для ограничения токов короткого замыкания используются реакторы: марки однофазный РОДЦ-33333/110 установлен в 13-ой ячейке ОРУ-110 на каждую фазу.

Структура условного обозначения:

Р – реактор;

О – однофазный (если нет буквы О, то трехфазный);

Д, ДЦ – тип охлаждения (ДЦ – принудительная циркуляция масла и воздуха,

Д – принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла за счет конвекции);

33333– номинальная мощность, кВар;

110– класс напряжения в кВ.

1.4 Открытое распределительное устройство 35 кВ

Схема ОРУ-35 называется «две секции шин, секционированные выключателем». «Эта схема в отличие от остальных является более экономичной, так как не требует большого количества оборудования, благодаря чему упрощается обслуживание, обеспечивается резервирование питания отходящих линий и не приходится производить сложных переключений.» [23] Недостатком данной схемы является то, что при выводе в ремонт линейного выключателя линию необходимо отключать. С целью устранения этого недостатка на ПС-500 «Холмогорская» предусмотрено питание потребителя по двум независимым линиям.

В состав ОРУ-35 входят:

Масляные выключатели типа МКП-35 (3АТ, 4АТ, СВ, 1Р-35, 2Р-35, 3Р-35) Для автотрансформаторов, для соединения секции, для реакторов.

Масляные выключатели типа С-35 (Восточная-1, Восточная-2, ЦПС-1, ЦПС-2, 3ТСН, 4ТСН, 5ТСН). Для соединений с линией.

Всего схема содержит 13 ячеек выключателей марки С-35М –630/10-У1 и марки МКП-35-1000-25, с разъединителями марки РНДЗ-35кВ

Для питания электрических измерительных приборов, цепей защиты и сигнализации используются трансформаторы напряжения типа

ЗНОМ –35-65 У1.

«Структура условного обозначения трансформатора напряжения:

З – заземленный;

Н – трансформатор напряжения;

О – однофазный;

М – естественная циркуляция воздуха и масла;

35 – класс напряжения;

65 – год разработки;

У1 – климатическое исполнение и категория размещения.» [26]

Структура условного обозначения выключателя МКП-35-1000-25

такая же, как и у МКП-110.

Структура условного обозначения выключателя С-35М-630/10-У1:

С—«Свердловск», условное обозначение серии;

35 – номинальное напряжение в кВ;

М – модернизированный;

630 – номинальный ток в А;

10 – номинальный ток отключения в кА;

У1 – климатическое исполнение и категория размещения.

Для ограничения напряжения и токов замыкания на землю используются реакторы марки РД-20000/35 . Четыре трехфазных реактора установлены на ОРУ-35.

Структура условного обозначения:

Р – реактор;

Д – тип охлаждения (Д – принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла за счет конвекции);

20000 – номинальная мощность, кВар;

35 – класс напряжения в кВ.

Распределительное устройство 10 кВ

Для организации собственных нужд подстанции на стороне низкого напряжения 1(2) АТГ используются КРУН-10, основным назначением которого является прием и распределение электроэнергии трехфазного переменного тока с номинальным напряжением 10 кВ.

Структура условного обозначения КРУН:

К – комплектное;

Р – распределительное;

У – устройство;

Н – наружной установки;

XII – производственный номер серии.

Вблизи автотрансформаторных групп находится комплектное распределительное устройство 10 кВ (КРУН 10 кВ). Его технические данные

представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Технические данные КРУН 10 кВ

Номинальное напряжение	кВ	10
Наибольшее напряжение	кВ	12
Номинальный ток шкафа сборных шин	А	1500; 2000
Номинальный ток электродинамической стойкости	кА	52
Номинальный ток отключения выключателя	кА	20
Номинальный ток термической стойкости	кА	20
Выключатель		ВМПП-10
Трансформатор тока		ТПШЛ-10
Трансформатор напряжения		НАМИ-10

В КРУН-10 1АТГ и 2АТГ имеются по 3 ячейки. От ячеек №1, 3 через выключатель запитаны трансформаторы собственных нужд, в ячейке №2 находится трансформатор напряжения НАМИ-10 кВ.

Для ограничения токов короткого замыкания на стороне низкого напряжения используется реактор (бетонный) марки РБ-10.

Для защиты изоляции электрооборудования переменного тока частоты 50 Гц на номинальное напряжение 10 кВ от атмосферных и кратковременных внутренних перенапряжений используются ограничители перенапряжения. Со стороны среднего напряжения АТГ (1, 2) на вводе к реактору РБ-10 ОПН-10 соответственно.

Структура условного обозначения ограничителей перенапряжения.

О – ограничитель;

П – перенапряжений;

Н – нелинейный;

10 – номинальное напряжение в кВ.

Для организации цепей напряжения в релейной защите 5АТГ

используется трансформатор напряжения 10 кВ, который расположен в КРУН-10 5АТГ, типа КРУН К-59-21-10 УХЛ-1. Для защиты изоляции электрооборудования переменного тока частоты 50 Гц на номинальное напряжение 10 кВ от атмосферных и кратковременных внутренних перенапряжений используются ограничитель перенапряжения, типа МВК-12.

Выводы к первому разделу:

1. Проведен анализ электрооборудования ПС-500 «Холмогорская». Выявлено, что Подстанция «Холмогорская» имеет в своем составе 6 классов напряжения 500/220/110/35/10/0.4 кВ, и четыре открытых распределительных устройства (ОРУ): ОРУ-500 кВ, ОРУ-220 кВ, ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ.

2. Реконструкция будет касаться ОРУ 220, ОРУ 110кВ и ОРУ 35 кВ. Поэтому расчеты токов КЗ и выбор дополнительного оборудования будет производиться для данных классов напряжения.

2 Технические особенности реконструкции электрической части подстанции 500 кВ «Холмогорская»

2.1 Технические особенности установки третьей АТ 220/110кВ.

Общие положения

Вновь устанавливаемый третий АТ 220/110 кВ (далее диспетчерское наименование 6АТ) и новые ячейки сооружаются в пределах существующей территории подстанции, с сохранением места расположения существующих приемных порталов. Согласно техническому заданию установка третьего автотрансформатора (6АТ) на действующей подстанции предусматривается на свободной территории между ОРУ 110 и 220кВ. Участок для установки 6АТ выравнивается подсыпкой грунта до 0,20 м. Существующие водоотводные каналы вдоль автодороги на ОРУ 110кВ сохраняются с переустройством водопропускных труб и изменением направления выпуска воды за пределы ограды подстанции.

2.2 Основные компоновочные решения

При реконструкции подстанции все вторичные присоединения заводятся в существующее здание ОПУ-1.

Установка автотрансформатора и другого оборудования на открытой части подстанции выполняется с соблюдением нормативных расстояний от токоведущих частей, позволяющая применение без ограничений автокранов, телескопических вышек, инвентарных устройств и проезд передвижных лабораторий.

Расстояние от токоведущих частей, элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений высотой до 1,6м и до транспортируемого оборудования: 10кВ – 950мм, 35кВ – 1150мм, 110кВ – 1650мм, 220кВ – 2550мм, 500кВ – 4500мм.

Защита автотрансформатора от волн грозовых перенапряжений, приходящих с ВЛ, обеспечивается вновь устанавливаемыми ограничителями перенапряжения типа ОПН-220, ОПН-110 и ОПН-35

Количество и места установки ОПН. ОПН-220 3шт на расстоянии 20м от 6АТ, ОПН-110 3шт на расстоянии 15м от 6АТ, ОПН-35 3шт на расстоянии 5м от 6АТ.

2.3 Выбор и компоновка оборудования

Для проверки электрических аппаратов на термическую стойкость при КЗ предварительно должны быть выбраны не только исходная расчетная схема и расчетная точка КЗ, но и расчетный вид КЗ и расчетная продолжительность КЗ.

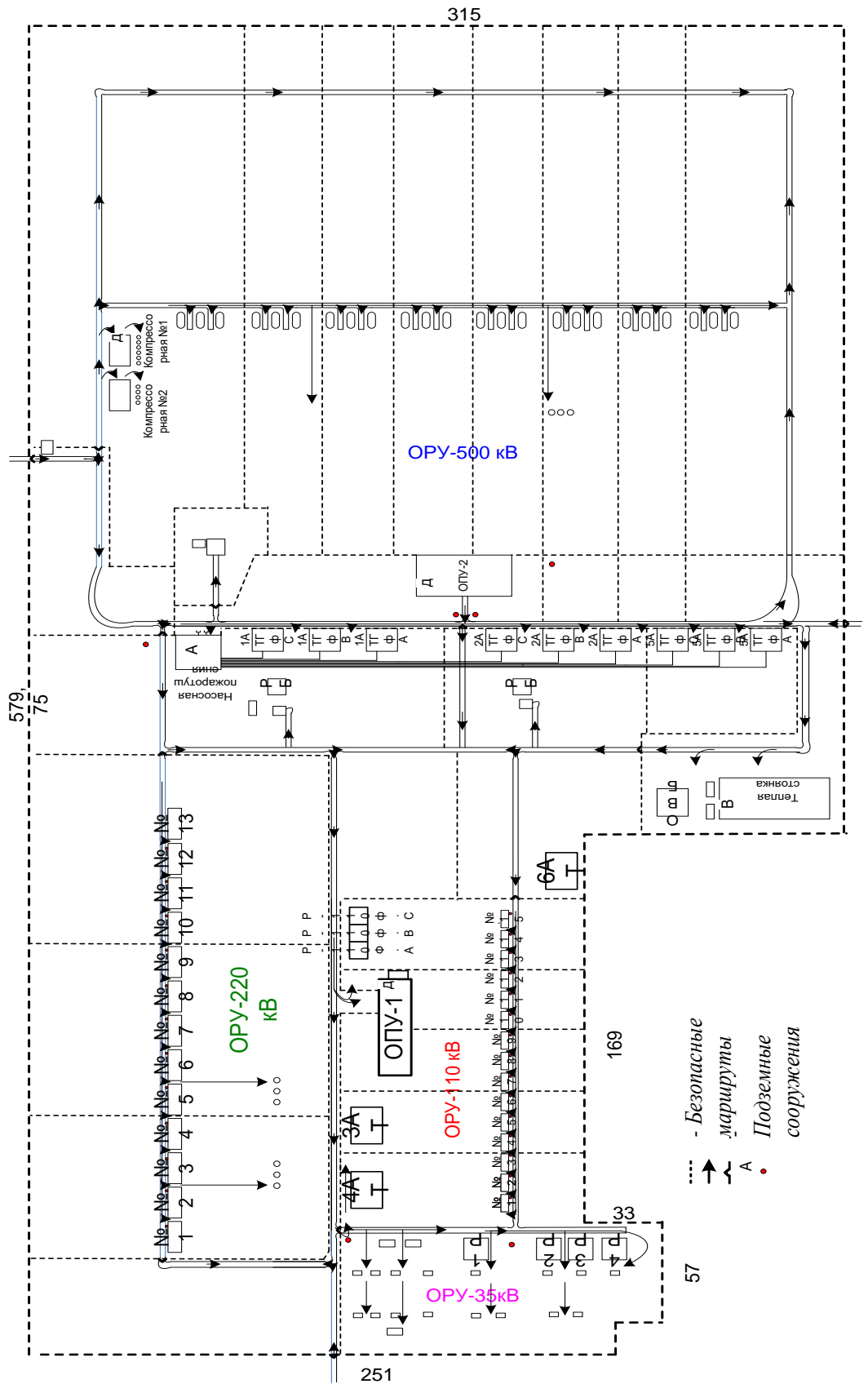
Расчетным видом КЗ при проверке электрических аппаратов электроустановок напряжением 110 кВ и выше является трех- или однофазное КЗ, в зависимости от того, какое из них приводит к большему термическому воздействию.

Расчетную продолжительность КЗ при проверке электрических аппаратов на термическую стойкость при КЗ следует определять сложением времени действия основной релейной защиты, в зону действия которой входят проверяемые аппараты, и полного времени отключения ближайшего к месту КЗ выключателя.

2.4 Выбор места установки 6АТ

После осмотра и сбора исходных данных ПС 500кВ «Холмогорская», принят вариант установки третьего автотрансформатора (6АТ), показанный на рисунке 2.

ПС - 500 кВ "Холмогорская"



353,

Рисунок 2 – Установка 6АТ

2.5 Нагрузки ПС-500 «Холмогорская»

В этом разделе рассмотрим загрузку на ПС-500 «Холмогорская» до ее реконструкции при различных режимах сети. Учтем, что номинальные токи для автотрансформатора типа АОДЦТН-167000/500/220/10 составляют:

578А – сторона 500 кВ;

1257А – сторона 220 кВ;

4545А – сторона 10 кВ.

Для автотрансформатора АДЦТН-125000/220/110/35: (3АТ,4АТ)

313А – сторона 220 кВ;

595А – сторона 110 кВ;

945А – сторона 35 кВ.

Рассмотрим загрузку оборудования на ПС-500 «Холмогорская» при нормальной схеме сети района. Как видно из суточной ведомости за 25.10.2018 (Таблица 3) загрузка 1, 2АТГ на ПС-500 «Холмогорская» составляет 93,4 %. Загрузка 3,4 АТ составляет 63%.

Таблица 3 – Суточная ведомость ПС-500 Холмогорская за 10-00 25.10.2018

ХОЛМОГОРСКАЯ					
Напряжение		500 кВ	220 кВ	110 кВ	35 кВ
		485	227	117	36,6
	РПН	ст.500 кВ	ст.220 кВ		
	№ анц.	А	А	МВт	МВАр
АТГ1	3	540	1175	424	190
АТГ2	3	540	1175	424	190
	РПН	ст.220 кВ			
	№ анц.	А	МВт	МВАр	
АТ-3	9	197	-76,6	-10	
АТ-4	9	197	-76,6	-10	
		ст.110 кВ			ст.35 кВ
		А	МВт	МВАр	
	АТ-3	375	76	6	0
	АТ-4	316	64	10	200
Реакторы			А	МВАр	
Реактор 110			Откл		
Реактор 35		1Р-35	300	19.0	
		2Р-35		0,0	

Продолжение таблицы 3

		3Р-35		0,0	
ВЛ-500			А	МВт	МВАр
СГРЭС-1			662	519	204
СГРЭС-2			928	766	178
Тарко-Сале			610	-425	-75
ВЛ-220			А	МВт	МВАр
Когалым			275,9	-68	-80
Кирилловская			243	-61	-69
Пуль-Яха			552	-201	-70
Аврора			397	-160	-20
Вынгапур			136	-51	-17
Янга-Яха			419	-142	-83
ВЛ-110			А	МВт	МВАр
Разряд-1			47	-11	-3
Разряд-2			63	-12	-1
Крайняя			125	-9	1
Пуль-Яха			0	0	0
Вышка-1			83	-14	-3
Вышка-2			102	-17	-5
Летняя			150	-30	5
Городская			148	-30	5
НПС			5	-2	-1

Рассмотрим такое отклонение от нормальной схемы сети района, как вывод в ремонт 1АТ на ПС-220 «Муравленко». Данное отклонение отразится на нагрузке 3,4АТ на ПС-500 «Холмогорская» и практически никак не изменится нагрузка 1,2АТГ. Как видно из суточной ведомости за 01.11.2018 (Таблица 4) нагрузка 1, 2АТГ на ПС-500 «Холмогорская» составляет 98 %. А нагрузка 3,4 АТ увеличилась до 100%.

Таблица 4 – Суточная ведомость ПС-500 Холмогорская за 10-00 01.11.2018. На ПС-220 Муравленко 1АТ в ремонте

ХОЛМОГОРСКАЯ					
Напряжение		500 кВ	220 кВ	110 кВ	35 кВ
		490	229	122	37,8
РПН		ст.500 кВ	ст.220 кВ		
№ анц.		А	А	МВт	МВАр
АТГ1	3	566,2	1230	459,7	180,3
АТГ2	3	566,2	1242	459	184,1
РПН		ст.220 кВ			
№ анц.		А	МВт	МВАр	

Продолжение таблицы 4

АТ-3	11	312,4	-121,3	-27,7	
АТ-4	11	316,2	-122,7	-29,2	
		ст.110 кВ			ст.35 кВ
		А	МВт	МВАр	
	АТ-3	548,6	114,9	21,9	77,4
	АТ-4	542,1	114,5	19,2	58,1
Реакторы			А	МВАр	
Реактор 110			Откл		
Реактор 35		1Р-35		0,0	
		2Р-35		0,0	
		3Р-35		0,0	
ВЛ-500			А	МВт	МВАр
СГРЭС-1			736,1	597,9	199,5
СГРЭС-2			876	733	146
Тарко-Сале			480,3	-396,1	105,1
ВЛ-220			А	МВт	МВАр
Когалым			272,2	-75,5	-71,1
Кирилловская			234,6	-64,7	-63,8
Пуль-Яха			465,1	-181,1	-64,4
Аврора			319,8	-131,6	-2,9
Вынгапур			177,9	-69,4	-18,4
Янга-Яха			419,4	-154,6	-65,8
ВЛ-110			А	МВт	МВАр
Разряд-1			39,4	-7,9	-2,2
Разряд-2			70,3	-14,5	-2,4
Крайняя			254,3	-55,1	-9,5
Пуль-Яха			256,4	-55,9	-4,6
Вышка-1			77,2	-15,4	-4
Вышка-2			97,4	-19,4	-6,1

Выводы ко второму разделу:

Анализ суточных нагрузок подстанции ПС-500 «Холмогорская» показал, что нагрузки 3АТ и 4АТ, и нагрузки по ВЛ-110кВ планомерно увеличиваются.

Для нормальной, надежной работы энергосистемы установка третьего автотрансформатора будет неплохим решением.

3 Параллельная работа автотрансформаторов подстанции 500кВ «Холмогорская»

3.1 Выбор оптимальных регулировочных ответвлений при параллельной работе автотрансформаторов 3АТ, 4АТ и 6АТ

Устанавливаемый третий автотрансформатор (диспетчерское наименование: 6АТ) условиям параллельной работы соответствует по всем условиям: имеет требуемый коэффициент трансформации, нужную группу соединений обмоток и соответствующее напряжение короткого замыкания. Трансформатор снабжен устройством регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Путем изменения положения привода РПН осуществляется переключение регулировочных ответвлений (анцапф) обмоток. Определим рациональное положение РПН.

Таблица 5 – Данные автотрансформаторов 3АТ, 4АТ, 6АТ на стороне СН

Положение указателя привода		Напряжение (кВ)	Ток (А)	Мощность (кВА)
3АТ,4АТ	6АТ			
1	13	106,48	625	66550
2	12	108,90	625	68062,5
3	11	111,32	625	69575
4	10	113,74	625	71087,5
5	9	116,16	621	72135,36
6	8	118,58	608	72096,64
7, 8, 9	7	121	596	71995
10	6	123,42	584	72077,28
11	5	126,84	573	72679,32
12	4	128,26	562	72082,12
13	3	130,68	552	72135,36
14	2	133,10	542	72140,2
15	1	135,52	532	72096,64

Основные технические данные автотрансформаторов 3АТ, 4АТ, 6АТ.

АТДЦТН-125000/220/110 Y_{АВТО}/Δ-0-11

S_{НОМ}=125МВА

U_{К ВС}=11,6%; ΔP_{КЗ}=298кВт; S_{НОМ ВН}=125МВА.

U_{К ВН}=28,4%; ΔP_{КЗ}=255кВт; S_{НОМ СН}=125МВА.

U_{К СН}=44,5%; ΔP_{КЗ}=233кВт; S_{НОМ НН}=63МВА.

РПН±6×2%

U_{НОМ ВН}=230кВ; I_{НОМ ВН}=314А.

U_{НОМ ВН}=121кВ; I_{НОМ ВН}=596А.

U_{НОМ ВН}=38,5кВ; I_{НОМ ВН}=945А.

ΔP_{ХХ}=45% I_{ХХ}=0,4%

Таблица 6 – Заводские данные напряжений короткого замыкания во всех положениях привода автотрансформаторов на стороне СН

Положение указателя привода												
1	2	3	4	5	6	7,8,9	10	11	12	13	14	15
Напряжение короткого замыкания, % 3АТ, 4АТ												
24,6	25,1	25,7	26,3	26,8	27,4	28,4	28,5	29,3	29,7	30,2	30,8	31,2
Положение указателя привода												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Напряжение короткого замыкания, % 6АТ												
31,2	30,8	30,2	29,7	29,3	28,5	28,4	27,4	26,8	26,3	25,7	25,1	24,6

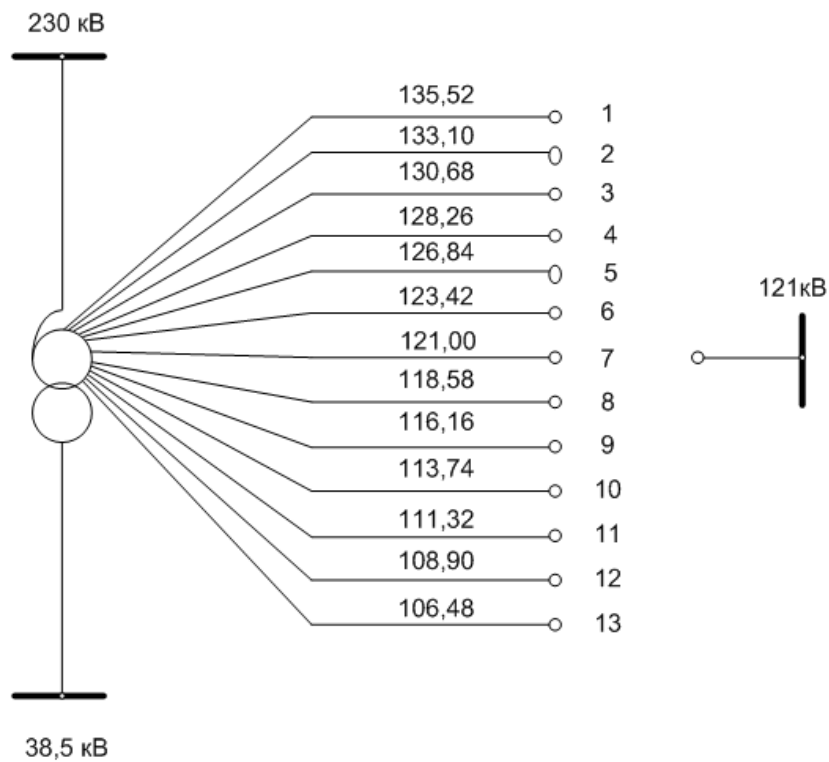


Рисунок 3 – Положения анцапф 6АТ на ПС-500 «Холмогорская»

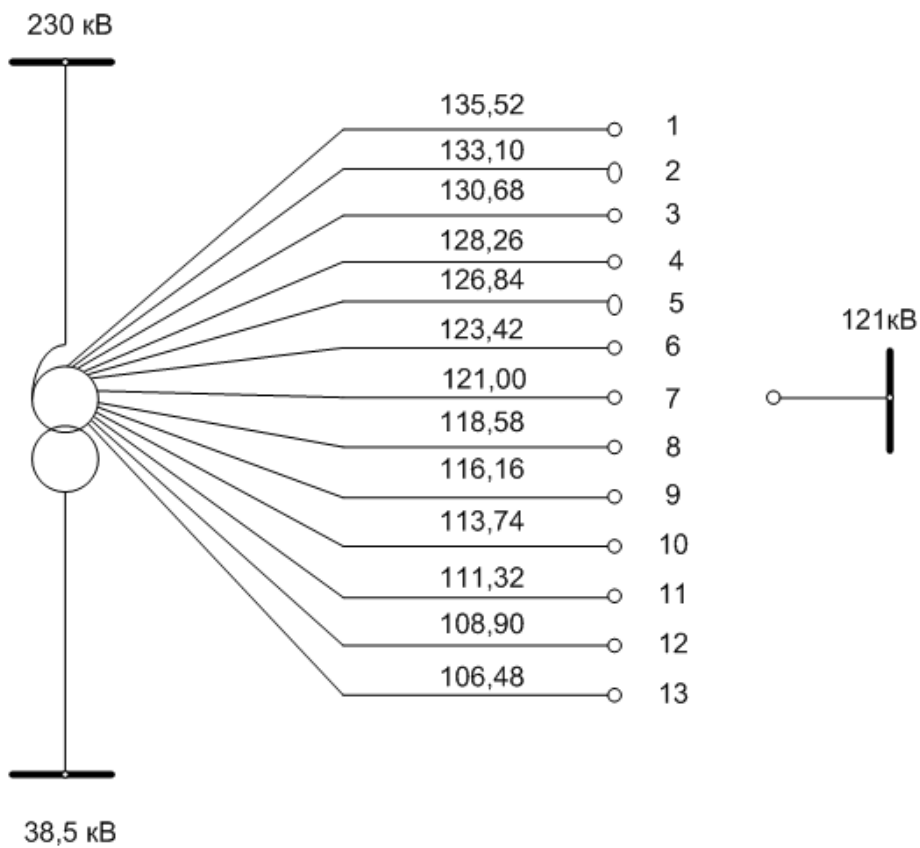


Рисунок 4 – Положения анцапф 3АТ, 4АТ на ПС-500 «Холмогорская»

Рассчитаем нагрузки во всех положениях привода РПН автотрансформаторов (6АТ/3АТ) на стороне СН. Автотрансформатор 4АТ выведен в ремонт.

3.2 Суммарная мощность автотрансформаторов РПН 6АТ и 3АТ

Суммарная мощность автотрансформаторов РПН 6АТ и 3АТ, если приводы РПН обоих трансформаторов находятся в первом положении

$$S = S_{н.6АТ} + S_{н.3АТ} \quad (2)$$

где $S_{н.6АТ} = 72096,64$ кВА – номинальная мощность автотрансформатора 6АТ;

В качестве примера произведем расчет нагрузки для первого положения указателя привода РПН 6АТ и первого положения указателя привода РПН 3АТ (1/1).

Принимаем во внимание, что $S_{н.6АТ} = 72096,64$ кВА; $S_{н.3АТ} = 66550$ кВА; $U_{к1.6АТ} = 31,2\%$; $U_{к1.3АТ} = 24,6\%$.

Мощность обоих трансформаторов равна

$$S = S_{н.6АТ} + S_{н.3АТ} = 72096,64 + 66550 = 138646,64 \text{ кВА.}$$

Отношение мощности к напряжению короткого замыкания для данной группы параллельно работающих трансформаторов

$$\sum_n \frac{S_{Hn}}{U_{кH\%}} = \frac{S_{н.6АТ}}{U_{к1.6АТ}} + \frac{S_{н.3АТ}}{U_{к1.3АТ}} = \frac{72096,64}{31,2} + \frac{66550}{24,6} = 5016,07.$$

Степень загрузки первого трансформатора (6АТ):

$$S_{*1} = \frac{S}{U_{к1.6АТ} \cdot \sum_n \frac{S_{Hn}}{U_{кH\%}}} = \frac{138646,64}{31,2 \cdot 5016,07} = 0,88 \text{ о. е.}$$

Степень загрузки второго трансформатора (3АТ):

$$S_{*2} = \frac{S}{U_{к1.3АТ} \cdot \sum_n \frac{S_{Hn}}{U_{кH\%}}} = \frac{138646,64}{24,6 \cdot 5016,07} = 1,12 \text{ о. е.}$$

Нагрузка первого трансформатора (6АТ):

$$S_1 = S_{*1} \times S_{H.6AT} = 0,88 \times 720096,64 = 63445,04 \text{ кВА.}$$

Нагрузка второго трансформатора (3АТ):

$$S_2 = S_{*2} \times S_{H.3AT} = 1,12 \times 66550 = 74536 \text{ кВА.}$$

Таким образом, из за разных значений напряжений КЗ в первых (1/1) положениях указателя привода РПН автотрансформаторов на стороне СН 6АТ недогружен на 12%, а 3АТ перегружен на 12%.

Проводим аналогичный расчет для других положений анцапф. Результаты сводим в таблицу 7. В таблице для удобства анализа значений нагрузок, обозначаем недогрузки, знаком минус.

Выводы к третьему разделу

Параллельная работа автотрансформаторов 6АТ и 3АТ является оптимальной при установке приводов РПН обоих трансформаторов в положения, при которых их значения напряжений короткого замыкания приблизительно равны или одинаковы.

Таблица 7– Таблиц нагрузок трансформаторов 6АТ и 3АТ в зависимости от положения РПН (6АТ/3АТ)

6АТ/3АТ	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	-11/ 12	-11/ 10,9	-10/ 10	-9/ 8	-8/ 7	-7/ 6,5	-5/ 4,7	-5/ 4,7	-5/ 4,7	-4,6/ 4,5	-4,2/ 3,9	-2,5/ 2,4	-1,7/ 1,6	-0,7/ 0,6	0/0
2	-11/ 11,7	-10/ 10,5	-9/ 9,2	-7,8/ 7,9	-7/ 6,9	-6/ 5,8	-4/ 4	-4/ 4	-4/ 4	-3,9/ 3,9	-2,6/ 2,5	-2/ 1,8	-1/ 0,9	0/0	0,6/ -1
3	-10/ 10,6	-9/ 9,5	-8/ 8,2	-7/ 6,9	-6/ 5,9	-5/ 4,9	-3,1/ 3	-3,1/ 3	-3,1/ 3	-2,9/ 2,9	-1,5/ 1,5	-0,9/ 0,8	0/0	0,9/ -1	1,6/ -1,7
4	-9,1/ 9,8	-8,2/ 8,6	-7,1/ 7,3	-6,1/ 6,1	-5,2/ 5,1	-4,1/ 4	-2,3/ 2,2	-2,3/ 2,2	-2,3/ 2,2	-2,1/ 2	-0,7/ 0,7	0/0	0,8/ -0,9	1,8/ -1,9	2,5/ -2,5
5	-8,4/ 9,1	-7,5/ 7,9	-6,4/ 6,7	-5,4/ 5,5	-4,4/ 4,5	-3,4/ 3,4	-1,5/ 1,6	-1,5/ 1,6	-1,5/ 1,6	-1,4/ 1,4	0/0	0,6/ -0,7	1,5/ -1,5	2,5/ -2,5	3,1/ -3,2
6	-7,1/ 7,6	-6,2/ 6,5	-5,1/ 5,3	-4/ 4	-3,1/ 3,1	-2/ 1,9	-0,2/ 0,2	-0,2/ 0,2	-0,2/ 0,2	0/0	1,4/ -1,4	2,1/ -2,1	2,9/ -2,9	3,8/ -3,9	4,5/ -4,5
7	-6,9/ 7,5	-6,1/ 6,3	-4,9/ 5,1	-3,8/ 3,8	-2,9/ 2,9	-1,8/ 1,8	0/0	0/0	0/0	0,2/ -0,2	1,6/ -1,5	2,2/ -2,2	3,1/ -3,1	4,1/ -4,1	4,7/ -4,7
8	-5,2/ 5,6	-4,3/ 4,5	-3,2/ 3,3	-2,1/ 2,1	-1,1/ 1,1	0/0	1,8/ -1,8	1,8/ -1,8	1,8/ -1,8	2/ -2	3,4/ -2,7	4/ -4	4,9/ -4,9	5,8/ -5,8	6,5/ -6,5
9	-4,2/ 4,5	-3,2/ 3,4	-2/ 2,1	-0,9/ 0,9	0/0	1,2/ -1,1	2,9/ -2,9	2,9/ -2,9	2,9/ -2,9	3,1/ -3,1	4,5/ -4,5	5,1/ -5,1	6/ -6	7/ -7	7,6/ -7,6
10	-3,3/ 3,4	-2,3/ 2,4	-1,2/ 1,2	0/0	0,9/ -0,9	2,1/ -2,1	3,8/ -3,8	3,8/ -3,8	3,8/ -3,8	4/ -4	5,4/ -5,4	6,1/ -6,1	6,9/ -6,9	7,9/ -7,9	8,6/ -8,5
11	-2,2/ 2,2	-1,2/ 1,2	0/0	1,2/ -1,2	2,1/ -2,1	3,2/ -3,2	5/ -5	5/ -5	5/ -5	5,2/ -5,1	6,7/ -6,4	7,3/ -7,1	8,2/ -8,1	9,2/ -8,9	9,8/ -9,6
12	-1/ 1	0/0	1,2/ -1,2	2,4/ -2,3	3,4/ -3,2	4,5/ -4,3	6,3/ -6,1	6,3/ -6,1	6,3/ -6,1	6,5/ -6,2	7,9/ -7,5	8,6/ -8,2	9,5/ -9	10,5/ -10	11,2/ -10,6
13	0/0	1/ -1	2,2/ -2,2	3,4/ -3,3	4,5/ -4,2	5,6/ -5,2	7,4/ -7,27	7,4/ -7	7,4/ -7	7,6/ -7,1	9,1/ -8,4	9,8/ -9,1	10,6/ -9,9	11,7/ -10,8	12/ -11

4 Расчёт токов короткого замыкания и выбор коммутационных аппаратов

4.1 Расчет параметров схемы замещения

Схема замещения ПС-500 «Холмогорская» представлена на рис. 5.

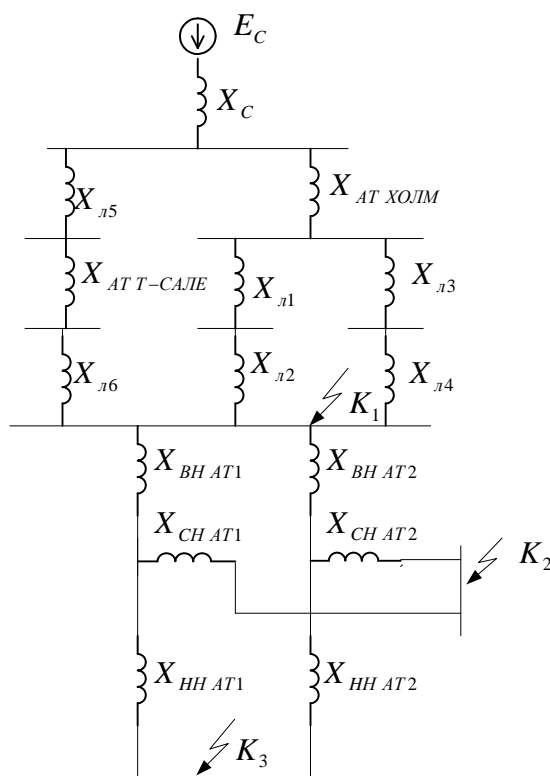


Рисунок 5 – Схема замещения ПС-500 «Холмогорская»

Расчет параметров схемы замещения трансформаторов производим на основе реальных данных установленных трансформаторов и частично справочных [26]

Автотрансформаторы представляются трехлучевой схемой замещения.

При выборе базисных условий следует руководствоваться соображениями, чтобы вычислительная работа была по возможности проще и порядок числовых значений удобен для оперирования с ними.

Для дальнейших расчетов в качестве базисных выбираем следующие условия

$$S_6 = 1000 \text{ МВА};$$

$$U_{6.1} = 525 \text{ кВ};$$

$$U_{6.2} = 230 \text{ кВ};$$

$$U_{6.3} = 115 \text{ кВ};$$

$$U_{6.4} = 35 \text{ кВ}.$$

$$I_{6.1} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times U_{6.2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 115} = 5,02 \text{ кА} \quad (3)$$

$$I_{6.1} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times U_{6.1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 230} = 2,51 \text{ кА} \quad (4)$$

$$I_{6.1} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times U_{6.3}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 35} = 16,49 \text{ кА} \quad (5)$$

Представление любых физических величин в относительных единицах придает результатам большую наглядность и позволяет быстрее ориентироваться в порядке определяемых величин.

Для выполнения расчета в относительных единицах необходимо все ЭДС и сопротивления элементов схемы выразить в относительных единицах при выбранных базисных условиях.

Индуктивное сопротивление системы. ЭДС системы $E_C = 1$ о.е.

$$I_{КЗ.С} = 9925 \text{ А} \quad (6)$$

$$S_{КЗ} = \frac{I_{КЗ} \times \sqrt{3} \times U_{НОМ}}{10^3} = \frac{995\sqrt{3} \times 500}{10^3} = 8595,3 \text{ МВА} \quad (7)$$

$$X_C = \frac{S_6}{S_{КЗ}} = \frac{1000}{8595,3} = 0,116 \text{ о.е.} \quad (8)$$

Индуктивное сопротивление линии.

Погонное сопротивление линии:

$$X_{ол1} = X_{ол2} = X_{ол3} = X_{ол4} = X_{ол6} = 0,435 \text{ Ом/км};$$

$$X_{ол5} = 0,308 \text{ Ом/км}.$$

Протяжённость линий:

$$L_1 = 95,1 \text{ км};$$

$$L_2 = 38,6 \text{ км};$$

$$L_3 = 94,29 \text{ км};$$

$$L_4 = 51,82 \text{ км};$$

$$L_5 = 187,55 \text{ км};$$

$$L_6 = 102,93 \text{ км}.$$

Сопротивление каждой линии:

$$X_{Л12} = (95,1 + 38,6) \times 0,435 = 58,159 \text{ Ом};$$

$$X_{Л34} = (64,29 + 51,82) \times 0,435 = 63,558 \text{ Ом};$$

$$X_{Л5} = 187,55 + 0,308 = 57,765 \text{ Ом};$$

$$X_{Л6} = 102,93 + 0,435 = 44,775 \text{ Ом};$$

$$X_{ат1} = X_{ат2} = 61,1 \text{ Ом}.$$

$$X_{Л1234} = \frac{X_{Л12} \times X_{Л34}}{X_{Л12} + X_{Л34}} = \frac{1,1 \times 1,2}{1,1+1,2} = 0,574 \text{ о.е.} \quad (9)$$

$$X_{АТ-ХЛ1234} = X_{АТ-Х} + X_{Л1234} = 0,22 + 0,574 = 0,794 \text{ о.е.}$$

$$X_{АТ-ТЛ56} = X_{АТ-Т} + X_{Л5} + X_{Л6} = 0,22 + 0,21 + 0,16 = 0,59 \text{ о.е.}$$

$$X_{.ОБЩ} = \frac{X_{АТ-ХЛ1234} \times X_{АТ-ТЛ56}}{X_{АТ-ХЛ1234} + X_{АТ-ТЛ56}} = \frac{0,794 \times 0,59}{0,794 + 0,59} = 0,339 \text{ о.е.} \quad (10)$$

$$X_{Л} = X_{Л.общ} = 0,339 \text{ о.е.}$$

Индуктивные сопротивления обмоток трансформаторов:

$$U_{КЗ (ВН)} = 0,5 \times (U_{КЗ (ВН-СН)} + U_{КЗ (ВН-НН)} - U_{КЗ (СН-НН)}) = 0,5 \times (11+45-28) = 28\%;$$

$$U_{КЗ (СН)} = 0,5 \times (U_{КЗ (ВН-СН)} + U_{КЗ (СН-НН)} - U_{КЗ (ВН-НН)}) = 0,5 \times (11+28-45) = -6\%;$$

$$U_{КЗ (НН)} = 0,5 \times (U_{КЗ (ВН-НН)} + U_{КЗ (СН-НН)} - U_{КЗ (ВН-СН)}) = 0,5 \times (45+28-11) = 62\%;$$

$$X_{ВН.АТ6} = X_{ВН.АТ3} = \frac{U_{КЗ (ВН)} \times S_{б.}}{100\% \times S_{НОМ}} = \frac{28\% \times 1000}{100\% \times 125} = 2,24 \text{ о.е.} \quad (11)$$

$$X_{СН.АТ6} = X_{СН.АТ3} = 0;$$

$$X_{НН.АТ6} = X_{ВН.АТ3} = \frac{U_{КЗ (ВН)} \times S_{б.}}{100\% \times S_{НОМ}} = \frac{62\% \times 1000}{100\% \times 63} = 9,84 \text{ о.е.};$$

4.2 Расчёт тока короткого замыкания на стороне ВН

Рассчитаем ток короткого замыкания на стороне ВН

Найдем эквивалентное сопротивление и ЭДС на стороне ВН

$$X_{\text{ЭКВ}} = X_{\text{С}} \times X_{\text{Л}} = 0,116 \times 0,339 = 0,445 \text{ о.е.} \quad (12)$$

$$E_{\text{ЭКВ}} = E_{\text{С}} = 1 \text{ о.е.}$$

Действующее значение периодического тока КЗ в начальный момент времени

$$(t = 0) I_{n.o}$$

Найдем ток КЗ от системы:

$$I_{n.o.c.} = \frac{E_{\text{С}}}{X_1} = \frac{1}{0,455} = 2,198 \text{ о.е.} \quad (13)$$

Найдем ток КЗ от системы в именованных единицах:

$$I_{n.o.c.} (\text{кА}) = I_{n.o.c.} \times I_{\text{б.л.}} = 2,198 \times 2,51 = 5,51 \text{ кА} \quad (14)$$

4.3 Расчёт тока короткого замыкания на стороне СН

Рассчитаем ток короткого замыкания на стороне СН

Найдем эквивалентное сопротивление системы на стороне СН

$$X_{\text{С.ЭКВ.}} = X_{\text{С.}} + X_{\text{Л.}} = 0,116 + 0,339 = 0,455 \text{ о.е.} \quad (15)$$

Найдем эквивалентное сопротивление автотрансформаторов на стороне СН

$$X_{\text{В.ат.ЭКВ}} = X_{\text{В.ат6}} \times X_{\text{В.ат3}} = \frac{X_{\text{В.ат6}} \times X_{\text{В.ат3}}}{X_{\text{В.ат6}} + X_{\text{В.ат3}}} = \frac{0,968 \times 0,968}{0,968 + 0,968} = 0,484 \text{ о.е.} \quad (16)$$

Найдем сопротивление на стороне СН

$$X_1 = X_{\text{С.ЭКВ}} + X_{\text{В.ат.ЭКВ}} = 0,455 + 0,484 = 0,939 \text{ о.е.} \quad (17)$$

Действующее значение периодического тока КЗ в начальный момент времени ($t = 0$) $I_{n.o}$

Найдем ток КЗ от системы:

$$I_{n.o.c.} = \frac{1}{0,939} = 1,065 \text{ о.е.}$$

Найдем ток КЗ от системы в именованных единицах:

$$I_{n.o.c.} (\text{кА}) = I_{n.o.c.} \times I_{б.з.} = 1,065 \times 5,02 = 5,346 \text{ кА} \quad (18)$$

4.4 Расчёт тока короткого замыкания на стороне НН

Рассчитаем ток короткого замыкания на стороне НН

Найдем сопротивление на стороне НН

$$X_1 = X_{С.ЭКВ} \times X_{в.а.т.ЭКВ} = 0,455 + 0,484 = 0,939 \text{ о.е}$$

Найдем эквивалентное сопротивление на стороне НН

$$X_{ЭКВ} = X_{н.ат} \times X_1 = 5,2 + 0,939 = 6,139 \text{ о.е}$$

Действующее значение периодического тока КЗ в начальный момент времени ($t = 0$) $I_{n.o}$

$$I_{n.o.ЭКВ.} = \frac{E_{ЭКВ}}{X_{ЭКВ}} = \frac{1}{0,939} = 1,065 \text{ о.е.}$$

$$I_{n.o.c.} (\text{кА}) = I_{n.o.c.} \times I_{б.з.} = 1,065 \times 5,02 = 5,346 \text{ кА}$$

4.5 Проверка выключателей на стороне СН

Проверяем отдельно выключатели:

1. трансформаторный;

2. обходной;
3. шинно-соединительный;

Трансформаторный выключатель.

Максимальный рабочий ток выключателя в режиме, когда в работе остается один автотрансформатор:

$$I_{\max.\text{раб}} = \frac{S_{\text{НАГР}} \times S_{\text{HMAX}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{СН}}} = \frac{125}{\sqrt{3} \times 121} = 0,596 \text{ кА} \quad (19)$$

Установленный выключатель ВМТ-110Б-25/1250УХЛ1.

Параметры выключателя ВМТ-110Б-25/1250УХЛ1:

$$U_{\text{НОМ}}=110 \text{ КВ} \quad I_{\text{НОМ}}=1250\text{А} \quad I_{\text{терм}}=25\text{кА}$$

$$U_{\text{НАИБ}}=126 \text{ КВ} \quad I_{\text{НОМ. откл.}}=25\text{кА} \quad I_{\text{пр.скв.}}=65\text{кА}$$

$$t_{\text{с. в}}=0,035\text{с} \quad t_{\text{откл. в}}=0,06\text{с} \quad t_{\text{терм}}=3\text{с}$$

Проверка:

1. на отключение апериодической составляющей тока КЗ: $I_{\text{a.t.}} \leq I_{\text{a.ном}}$

Расчетный апериодический ток:

$$I_{\text{at}} = \sqrt{2} \times I_{\text{n.t.}} \times e^{-t/T_a} \quad (20)$$

$I_{\text{n.t.}} = I_{\text{n.o KI}} = 5.517 \text{ кА}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в момент времени t , равно установившемуся значению тока К1;

$$T_a = 0,23\text{с} [3]$$

$t = t_{\text{р.з.min}} + t_{\text{с.в.}} = 0,01 + 0,06 + 0,07 \text{ с}$ – время периодического процесса,

где $t_{\text{р.з.min}} = 0,01 \text{ с}$ – минимальное время срабатывания релейной защиты.

$$I_{\text{at}} = \sqrt{2} \times I_{\text{n.t.}} \times e^{-t/T_a} = \sqrt{2} \times 5,517 \times 0,738 = 5,758 \text{ кА} \quad (21)$$

Номинальное относительное содержание апериодического тока в полном токе:

$$\beta = \frac{I_{At}}{\sqrt{2} \times I_{nt}} = \frac{I_{At} 5.758}{\sqrt{2} \times 5.517} = 0.738 \text{ о.е.} \quad (22)$$

$$I_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \times I_{\text{откл.ном.}} \times \beta = \sqrt{2} \times 25 \times 0,738 = 26,1 \text{ кА}$$

$$5,758 \text{ кА} < 26,1 \text{ кА}$$

выключатель типа ВМТ-110Б-25/1250УХЛ1 удовлетворяет условиям эксплуатации.

2. на электродинамическую стойкость: $I_{уд} < I_{\text{пр.скв.}}$

$$I_{уд} = \sqrt{2} \times I_{nt} \times K_{уд} - \text{амплитуда удельного тока КЗ,}$$

$$K_{уд} = 1 + e^{0,01/T_a} = 1,978 \text{ о.е.} \quad (23)$$

$$I_{уд} = \sqrt{2} \times I_{nt} \times K_{уд} = \sqrt{2} \times 5,517 \times 1,957 = 15,269 \text{ кА} \quad (24)$$

15,269 кА < 65 кА, выключатель типа ВМТ-110Б-25/1250УХЛ1 удовлетворяет условиям эксплуатации.

3. на термическую стойкость: $V_{\text{к.пасп.}} \geq V_{\text{к.расч}}$

$$V_{\text{к.пасп.}} = I_{\text{откл.ном.}}^2 \times (t_{\text{терм}} + T_a) = 25^2 \times (3 + 0,23) = 2019 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

$$V_{\text{к.расч.}} = I_{n.t.}^2 \times (t_{\text{max.p.з}} + t_{c.B} + t_a) = 5.517^2 \times (0.01 + 0,035 + 0,23) = 8,37 \text{ кА}^2$$

Так как $2019 \text{ кА}^2 \text{ с} > 8,37 \text{ кА}^2 \text{ с}$, значит, выключатель типа ВМТ-110Б-25/1250УХЛ1 удовлетворяет условиям эксплуатации.

Установленный выключатель типа ВМТ-110Б-25/1250УХЛ1 удовлетворяет по всем требованиям.

Параметры выключателя МКП -110-1000-20ХЛ1:

$$U_{\text{нм}} = 110 \text{ кВ} \quad L_{\text{нм}} = 1000 \text{ А} \quad UL_{\text{нм}} = 20 \text{ кА} \quad t_{\text{откл.В}} = 0.055 \text{ с}$$

$$I_{\text{нм.откл}} = 20 \text{ кА} \quad t_{\text{терм}} = 3 \text{ с} \quad t_B = 0.04 \text{ с} \quad I_{\text{пр.скв.}} = 52 \text{ кА}$$

Таблица 8 – Данные проверок выключателей

Обходной выключатель МКП -110-1000-20ХЛ1		Шино-соединительный выключатель ВМТ-110Б-25/1250УХЛ1
$I_{n.t}$	5,346 кА	5,517 кА
T_a	0,23с	0,23с
t	0,05с	0,07с
$t_{р.з.min}$	0,01с	0,01с
β	0,805 о.е.	0,738 о.е.
$K_{уд}$	1,957 о.е.	1,978 о.е.
$I_{a.\tau} \leq I_{a.ном}$	6,086кА ≤ 22,769 кА	5,758 кА ≤ 26,1 кА
$I_{уд} < I_{пр.скв.}$	14,796 кА ≤ 52 кА	15,269 кА ≤ 65 кА
$B_{к.пасп.} \geq B_{к.расч}$	1292 кА ² с ≥ 8,002кА ² с	2019кА ² с ≥ 8,37 кА ² с, ,

Установленные выключатели удовлетворяют по всем показателям.

4.6 Проверка выключателей на стороне ВН

Проверяем установленные выключатели:

- линейный (выключатель линии связи с системой);
- шинносоединительный и обходной;
- трансформаторный;
- выключатель транзитной линии.

Линейный выключатель (выключатель линии связи с системой).

Максимальный рабочий ток выключателя линии связи с системой в режиме, когда в работе остается одна линия связи с системой.

$$I_{max.раб.} = \frac{S \sum_{ВН}}{\sqrt{3} \times U_{ВН} \times (N_{лэп-1})} = \frac{35808}{\sqrt{3} \times 220 \times (2-1)} = 0,939 \text{ кА} \quad (25)$$

$$\begin{aligned} \text{Где } S \sum_{ВН} &= S_{\Sigma} + (S_{транз.} \times k_{н.р}) = 250 \times (77,2 \times 1,4) = \\ &= 358,08 \text{ МВА} \end{aligned} \quad (26)$$

где $\kappa_{n.p.} = 1,4$ – коэффициент перспективного развития.

Установленный выключатель У-220Б-2000-20 ХЛ1.

Параметры выключателя У-220Б-2000-20 ХЛ1:

$$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ} \quad I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А} \quad I_{\text{ТЕРМ}} = 25 \text{ кА}$$

$$U_{\text{НАИБ}} = 252 \text{ кВ} \quad I_{\text{НОМ.ОТКЛ}} = 25 \text{ кА} \quad I_{\text{ТЕРМ.ПР.СКВ}} = 52 \text{ кА}$$

$$t_{\text{С.В.}} = 0,05 \text{ с} \quad t_{\text{ОТКЛ.В}} = 0,08 \text{ с} \quad I_{\text{ТЕРМ}} = 3 \text{ с}$$

Проведем следующие виды проверки.

1. На отключение апериодической составляющей тока КЗ: $I_{at} \leq I_{a.\text{НОМ}}$.

Расчетный апериодический ток:

$$I_{a.t.} = \sqrt{2} \times I_{n.t} \times e^{t/T_A} \quad (27)$$

Где $I_{n.t} = I_{n.o KI} = 5,517 \text{ кА}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в момент времени τ , равно установившемуся значению тока К1;

$$T_a = 0,23 \text{ с}$$

$T = t_{p.3.min} + t_{c.v.} = 0,01 + 0,08 = 0,09 \text{ с}$ – время периодического процесса,

Где $t_{p.3.min} = 0,01 \text{ с}$ минимальное время срабатывания релейной защиты.

$$I_{a.t.} = \sqrt{2} \times I_{n.t} \times e^{t/T_A} = \sqrt{2} \times 5,517 \times 0,676 = 5,274 \text{ кА} \quad (28)$$

Номинальное относительное содержание апериодического тока в полном токе:

$$\beta = \frac{I_{At}}{\sqrt{2} \times I_{nt}} = \frac{5,274}{\sqrt{2} \times 5,517} = 0,676 \text{ о.е.}$$

$$I_{a.\text{НОМ.}} = \sqrt{2} \times I_{\text{ОТКЛ.НОМ}} \times \beta = \sqrt{2} \times 25 \times 0,676 = 23,9 \text{ кА}$$

Поскольку $2019 \text{ кА} \geq 23,9 \text{ кА}$, то делаем вывод, что выключатель типа У-220Б-2000-20 ХЛ1 удовлетворяет условиям эксплуатации.

2. На электродинамическую стойкость: $I_{уд} < I_{\text{пр.скв.}}$.

$$I_{уд} = \sqrt{2} \times I_{n.t} \times K_{уд} \text{ – амплитуда удельного тока КЗ,} \quad (29)$$

$$\text{Где } K_{уд} = 1 + e^{-0,01/T_a} = 1,978 \text{ о.е.}$$

$$I_{уд} = \sqrt{2} \times I_{n.t} \times K_{уд} = \sqrt{2} \times 5,517 \times 1,957 = 15,269 \text{ кА}$$

15,269 кА < 65 кА, выключатель типа У-220Б-2000-20 ХЛ1 удовлетворяет условиям эксплуатации.

3. На термическую стойкость:

$$B_{к.пасп.} \geq B_{к.расч}$$

$$B_{к.пасп.} = I_{откл.ном.}^2 \times (t_{терм} + T_a) = 25^2 \times (3 + 0,23) = 2019 \text{ кА}^2 \text{ с} \quad (5.27)$$

$$B_{к.расч.} = I_{n.t.}^2 \times (t_{max.p.з} + t_{с.в} + t_a) = 5.517^2 \times (0.01 + 0,05 + 0.23) = 8,827 \text{ кА}^2$$

По критерию $2019 \text{ кА}^2 \text{ с} > 8,827 \text{ кА}^2 \text{ с}$, выключатель типа У-220Б-2000-20 ХЛ1 удовлетворяет условиям эксплуатации.

Установленный выключатель типа У-220Б-2000-20 ХЛ1 удовлетворяет по всем требованиям.

Параметры выключателя

$$U_{ном} = 220 \text{ кВ} \quad I_{ном} = 1200 \text{ А} \quad I_{терм} = 25 \text{ кА}$$

$$U_{наиб} = 252 \text{ кВ} \quad I_{ном.откл} = 25 \text{ кА} \quad I_{термпр.скв} = 65 \text{ кА}$$

$$t_{с.в.} = 0,03 \text{ с} \quad t_{откл.в} = 0.05 \text{ с} \quad I_{терм} = 3 \text{ с}$$

Таблица 9 – Данные проверок выключателей 242 РМР 20-1200

242 РМР 20-1200		Шино-соединительный, обходной, трансформаторный, транзитной линии. У-220Б-2000-20 ХЛ1
$I_{n.t}$	5,517 кА	5,517 кА
T_a	0,23с	0,23с
t	0,06с	0,09с
$t_{р.з.min}$	0,01с	0,01с
β	0,077 о.е.	0,676 о.е.
$K_{уд}$	1,846 о.е.	1,978 о.е.
$I_{a.\tau} \leq I_{a.ном}$	6,008кА ≤ 27,224 кА	5,274 кА ≤ 23,9 кА
$I_{уд} < I_{пр.скв.}$	14,403 кА ≤ 65 кА	15,269 кА ≤ 65 кА
$B_{к.пасп.} \geq B_{к.расч}$	1292 кА ² с ≥ 8,827кА ² с	2019кА ² с ≥ 8,827 кА ² с

Установленные выключатели удовлетворяют по всем требованиям.

Делаем аналогичную проверку для разъединителей. Анализируем разъединители в цепи трансформатора, в цепи обходящих транзитных линий и в цепи трансформаторов напряжения.

РНДЗ.2-220/1000 ХЛ1 – трансформаторные линейные и шинные разъединители.

РНДЗ. 1-220/1000 ХЛ1 – шинные и обходные разъединители в цепи трансформаторов и транзитных линий.

Параметры разъединителя РНДЗ.1(2)-220/1000 ХЛ1 и проверка идентичны

Проверка разъединителей на стороне СН.

Разъединители для РУ-110кВ выбираем по выражению (6.2.1): По табл.5.5. [5] выбираем разъединители:

РНДЗ.2-110/1000 ХЛ1 – линейные разъединители в цепи линейного выключателя и обходной разъединитель обходного выключателя.

РНДЗ. 1-110/1000 ХЛ1 – обходные и шинные разъединители в цепи линейного разъединителя, шинные разъединители обходного и шинно-соединительного выключателя.

Параметры разъединителя РНДЗ.1(2)-110/1000 ХЛ1:

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ} \quad I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А} \quad I_{\text{терм.зН}} = 31,5 \text{ кА}$$

$$I_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА} \quad I_{\text{терм.р.}} = 31,5 \text{ кА}$$

$$t_{\text{терм.р.}} = 3 \text{ с} \quad t_{\text{терм.зН}} = 1 \text{ с} \quad (30)$$

Проверка:

на электродинамическую стойкость: $I_{\text{уд}} < I_{\text{пр.скв}}$.

$$I_{\text{уд}} = \sqrt{2} \times I_{n.t} \times K_{\text{уд}} \quad (31)$$

Где $K_{\text{уд}} = 1 + e^{0,01/Ta} = 1,957$ о.е.

$I_{n.t} = I_{n.o.k2} = 5,346$ кА – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в момент времени t , равно установившемуся значению тока К2;

$$I_{\text{уд}} = \sqrt{2} \times I_{n.t} \times K_{\text{уд}} \text{ – амплитуда удельного тока КЗ,} \quad (32)$$

$$\text{Где } I_{n/t} = I_{n.o \text{ к2}} = 5,346 \text{ кА}$$

$$I_{уд} = \sqrt{2} \times I_{n.t} \times K_{уд} = \sqrt{2} \times 5,346 \times 1,957 = 14,79 \text{ кА}$$

14,79 кА < 80 кА, разъединитель удовлетворяет условиям эксплуатации,

на термическую стойкость: $V_{к.пасп.} \geq V_{к.расч}$

-для главных ножей:

$$V_{к.пасп.} = I_{откл.ном.}^2 \times t_{терм.р} = 31,5^2 \times 3 = 2977 \text{ кА}^2 \text{ С}$$

$$V_{к.расч.} = I_{нос.}^2 \times t_{терм.р} + T_a = 5,346^2 \times (3 + 0,23) = 92,32 \text{ кА}^2$$

2977 кА²с > 92,32 кА²с, разъединитель удовлетворяет условиям эксплуатации.

-для заземляющих ножей:

$$V_{к.пасп.} = I_{откл.ном.}^2 \times t_{терм.р} = 31,5^2 \times 1 = 992 \text{ кА}^2 \text{ С}$$

$$V_{к.расч.} = I_{нос.}^2 \times t_{терм.р} + T_a = 5,346^2 \times (1 + 0,23) = 35,15 \text{ кА}^2$$

992 кА²с > 35,15 кА²с, разъединитель удовлетворяет условиям эксплуатации.

Выводы по разделу 4:

Установленный разъединитель типа РНД3.1(2)-110/1000 ХЛ1 удовлетворяет по всем требованиям. Произведен расчет тока короткого замыкания на стороне ВН. Установленный выключатель типа ВМТ-110Б-25/1250УХЛ1 удовлетворяет по всем требованиям. Установленные выключатели удовлетворяют по всем требованиям. Выключатель типа У-220Б-2000-20 ХЛ1 удовлетворяет условиям эксплуатации.

5 Релейная защита и автоматика подстанции 500кВ «Холмогорская»

5.1 Назначение релейной защиты и автоматики (РЗА)

«Система РЗА должна функционировать в непрерывном режиме круглосуточно в течение установленного срока службы, который (при условии проведения требуемых технических мероприятий по обслуживанию) должен быть не менее двадцати лет. При этом в течение всего указанного срока службы все указанные выше устройства должны удовлетворять требованиям, предъявляемым к многокомпонентным, многоканальным, ремонтнопригодным и восстанавливаемым системам (ГОСТ 24.701-83).

В целом надежность и живучесть системы РЗА должна обеспечиваться:

- выбором совокупности технических средств, обладающих соответствующими показателями надежности, дублирования, резервирования;
- структурными способами (использование распределенного управления, автономность отдельных компонентов системы и т.п.);
- требуемым регламентом обслуживания технических средств.

Количественные показатели надежности должны составлять:

- средняя наработка на отказ каждого канала по функциям РЗА – не менее 120000 часов.» [22]

5.2 Требования к шкафам для микропроцессорных (МП) устройств

«Микропроцессорное устройство релейной защиты и автоматики (сокращённо МП РЗА) монтируются в шкафах двухстороннего обслуживания. При наличии на лицевой панели устройств светодиодных

сигнальных индикаторов дверь шкафа должна быть прозрачной. Количество органов ручного оперативного управления должно быть минимальным.

Должна быть предусмотрена одна общепанельная лампа. Допускается использование промежуточных реле для ввода дискретных сигналов и вывода команд управления, количество которых должно быть минимальным.

В выходных цепях для удобства их вывода из работы при техническом обслуживании устройств должны быть предусмотрены испытательные разъемы. При выводе из работы устройства в ремонт испытательными блоками в токовых цепях должны быть предусмотрены меры по минимизации действий с другими терминалами.

Устройства управления, а также оба комплекта основных и резервных защит должны размещаться каждый в отдельных шкафах (отсеках).

Шкафы должны быть испытаны на устойчивость к внешним и внутренним помехам в соответствии с ГОСТ Р 51321.1-2000 (МЭК 60439-1-92) и отвечать «Общим техническим требованиям к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем» РД 34.35.310-97.

Для заземления корпусов терминалов, экранов кабелей и др. устройств внутри шкафа предусмотреть специальную медную шину.

Размеры шкафов должны быть 2200×800×600 (высота×ширина×глубина).

Шкаф должен соответствовать группе механического исполнения в части воздействия механических факторов внешней среды М39 по ГОСТ 17516.1-903.15.2 Требования к надежности и живучести системы РЗА.» [26]

5.3 Размещение устройств на подстанции

Под РЗА предусматривается установка 8 шкафов, из них:

- панели управления –1;
- шкафы релейной защиты и автоматики –7.

Шкафы устанавливаются в помещении панелей здания общеподстанционного пункта управления.

Все оборудование релейной защиты и автоматики элементов подстанции выполнено с использованием современных микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики.

Комплекты защит (основной и резервный) имеют цифровое микропроцессорное исполнение и многофункциональный блочный принцип построения защит, обеспечивающий компактность и малые габариты при установке защит, низкий уровень потребления в измерительных и оперативных цепях и удобство в эксплуатации.

Микропроцессорные защиты имеют характеристики, позволяющие задавать уставки в широком диапазоне и производить отстройку от токов нагрузки в любых режимах.

5.4 РЗА автотрансформатора 220/110/35 кВ

Для автотрансформатора БАТ 220/110/35 кВ 125 МВА предусматривается установка двух комплектов основных защит, каждый из которых размещается в отдельном шкафу. Комплект основных защит автотрансформатора переводится на обходной выключатель. Каждый комплект основных защит содержит следующие защиты и устройства автоматики:

- дифференциальную токовую с торможением защиту от всех видов КЗ автотрансформатора;
- цепи газовой защиты автотрансформатора и его устройства РПН;
- цепи защиты контактора устройства РПН автотрансформатора;
- максимальную токовую защиту от перегрузки на стороне высшего напряжения автотрансформатора;

- максимальную токовую защиту от перегрузки в нейтрали автотрансформатора;

- токовые реле для пуска автоматики охлаждения АТ;

- цепи технологических защит автотрансформатора.

Устройство резервирования при отказе выключателя 220 (110) кВ автотрансформатора 220/110/35 кВ 6АТ

Предусматривается устройство резервирования при отказе выключателя 220 (110) кВ автотрансформатора, которое должно размещаться либо в отдельном устройстве, либо в устройстве защиты автотрансформатора 220/110 кВ 6АТ.

5.5 Системы контроля и управления

На ПС принят следующий объем автоматики:

- трехфазное автоматическое повторное включение выключателей автотрансформатора 6АТ;

- устройство резервирования отказа выключателей автотрансформатора 6АТ (УРОВ);

- регулирование коэффициента трансформации автотрансформатора 6АТ под нагрузкой;

- контроль температуры масла и обмоток автотрансформатора от перегрева; обогрев приводов выключателей и разъединителей.

Также предусматривается комплекс технических средств для контроля и управления подстанцией (автоматики) с применением микропроцессорных терминалов.

Микропроцессорные терминалы размещаются в шкафах в ОПУ. С помощью терминалов выполняются следующие функции: УРОВ, АПВ; определение места повреждения; регистрация событий; дистанционная связь; дистанционное изменение уставок; постоянное измерение в линиях тока,

напряжения, активной, реактивной и полной мощности и угла сдвига фаз, постоянный самоконтроль.

Функции АПВ и УРОВ могут быть совмещены в одном терминале.

5.6 Управление разъединителями

Предусматривается корректировка существующей оперативной блокировки разъединителей ОРУ 220, 110 кВ в связи с появлением новых присоединений.

Управление вновь устанавливаемыми разъединителями и заземляющими ножами 220 и 110 кВ местное осуществляется кнопками управления на приводе и дистанционное – из шкафа управления разъединителями соответственно в ОРУ220 и 110 кВ. Шкафы, в которых располагаются органы дистанционного управления, должны иметь сигнализацию положения разъединителя.

Схемами организации питания предусматривается возможность подключения шинок управления новых монтажных единиц к существующим цепям оперативного тока.

5.7 Центральная сигнализация

Вновь устанавливаемое релейное оборудование подключается к существующим цепям центральной сигнализации.

Организация электрических измерений и учета электроэнергии включает:

- измерение тока в одной из фаз на сторонах ВН и СН автотрансформатора бАТ;
- измерение активной и реактивной мощности на стороне СН автотрансформатора бАТ;

- технический учет активной и реактивной энергии на стороне СН автотрансформатора 6АТ;

Учет выполнен с использованием микропроцессорных счетчиков.

Резервирование питания устройств РЗА, учета и измерений присоединений 220, 110 кВ по цепям напряжения осуществляется вручную через переключатели от трансформаторов напряжения смежной секции шин.

Выводы по разделу 5:

Устройства управления, а также оба комплекта основных и резервных защит должны размещаться каждый в отдельных шкафах (отсеках).

В целом надежность и живучесть системы РЗА должна обеспечиваться:

- выбором совокупности технических средств, обладающих соответствующими показателями надежности, дублирования, резервирования;

- структурными способами (использование распределенного управления, автономность отдельных компонентов системы и т.п.);

- требуемым регламентом обслуживания технических средств.

Шкафы должны быть испытаны на устойчивость к внешним и внутренним помехам в соответствии с ГОСТ Р 51321.1-2000 (МЭК 60439-1-92) и отвечать «Общим техническим требованиям к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем» РД 34.35.310-97.

Под РЗА предусматривается установка 8 шкафов, из них:

- панели управления –1;

- шкафы релейной защиты и автоматики –7.

Для автотрансформатора 6АТ 220/110/35 кВ 125 МВА предусматривается установка двух комплектов основных защит, каждый из которых размещается в отдельном шкафу. Предусматривается корректировка существующей оперативной блокировки разъединителей ОРУ 220, 110 кВ в связи с появлением новых присоединений.

6 Заземление и молниезащита на подстанции 500кВ «Холмогорская»

6.1 Расчет заземления зданий и сооружений объекта

Расчет заземляющих устройств сводится к расчету заземлителя, т.к. заземляющие проводники в большинстве случаев принимают по условиям механической прочности и стойкости к коррозии по ПУЭ:

а) в соответствии с ПУЭ устанавливаем допустимое сопротивление заземляющего устройства R_3 . Если заземляющее устройство является общим для установок на различное напряжение, то за расчетное сопротивление заземляющего устройства принимаем наименьшее из допустимых. Принимаем сопротивление заземляющего устройства $R_3 = 0,5$ Ом.

б) предварительно с учетом отведенной территории намечаем расположение заземлителей – по контуру.

в) определяем необходимое сопротивление искусственного заземлителя с учетом использования естественного заземлителя, включенного параллельно, из выражения:

$$R_u = \frac{R_E R_3}{R_E - R_3} = \frac{1,2 \times 0,5}{1,2 - 0,5} = 0,850 \text{ Ом} \quad (33)$$

где R_u – сопротивление искусственного заземлителя,

R_e – сопротивление естественного заземлителя,

R_3 – допустимое сопротивление заземляющего устройства, принятое по п.1;

г) определяю расчетное удельное сопротивление грунта ρ_p для горизонтальных и вертикальных электродов с учетом повышающего коэффициента $K_{п}$, учитывающего высыхание грунта летом и промерзание его зимой.

$$\rho_p = \rho_{\text{сум}} \times K_{\Pi} \quad (34)$$

где $\rho_{\text{сум}}$ – измеренное удельное сопротивление грунта, $\rho_{\text{сум}} = 100 \text{ Ом}$;

K_{Π} – повышающий коэффициент, для вертикальных заземлителей $K_{\Pi}=1,4$; для горизонтальных заземлителей $K_{\Pi}=3,4$;

$$\rho_{\text{рв}}=100 \cdot 1,4=140 \text{ Ом}; \rho_{\text{рг}}= 100 \cdot 3,4=340 \text{ Ом};$$

д) определяю сопротивление растеканию одного вертикального электрода по формуле:

$$R_{\text{в.э.}} = \frac{\rho_{\text{рв}}}{2\pi l} \left(1_n \frac{2 \times l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+1}{4t-1} \right) \quad (35)$$

где l -длина электрода;

$$R_{\text{в.э.}} = \frac{140}{2 \times 3.14 \times 2.5} \left(1_n \frac{2 \times 2.5}{0.012} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \times 1.95 + 1}{4 \times 1.95 - 1} \right) = 83 \text{ Ом}$$

е) определяем ориентировочное число вертикальных заземлителей при предварительно принятом коэффициенте использования $K_{\text{ив}}$.

$$N = \frac{R_{\text{вэ}}}{K_{\text{ив}} \times R_{\text{и}}} = \frac{83}{0,85 \times 0,65} = 150,23 \quad (36)$$

где $K_{\text{ив}}$ – коэффициент использования, учитывает увеличение сопротивления заземлителя вследствие явления экранирования соседних электродов, $K_{\text{ив}} = 0,65$;

ж) определяем расчетное сопротивление растеканию горизонтальных электродов по выражению:

$$R_{\text{рг}} = \frac{\rho_{\text{рг}}}{K_{\text{игэ}}} = \frac{340}{0,33} = 1030,3 \text{ Ом} \quad (37)$$

где $K_{игэ}$ – коэффициент использования горизонтальных электродов,
 $K_{игэ}=0,33$ (для горизонтальных полос сечением 40X4 мм);
 з) уточняем необходимое сопротивление вертикальных электродов:

$$R_{вэ} = \frac{R_{пр} \times R_u}{R_{пр} - R_u} = \frac{1030,3 \times 0,85}{1030,3 - 0,85} = 0,85 \quad (38)$$

и) Определяю число вертикальных электродов по формуле:

$$N = \frac{R_{вэ}}{K_{ИБ} \times R_{вэ}} = \frac{83}{0,65 \times 0,85} = 150,23 \quad (39)$$

Принимаем окончательно 150 вертикальных электродов.

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_B = l_b \times n_e = 5 \times 150 = 750 \text{ м} \quad (40)$$

Действительный план заземляющего устройства преобразует расчетную квадратную модель со стороной

$$S = \sqrt{342 \times 217,5} = 272,736 \text{ м}$$

Число ячеек по стороне квадрата

$$m = \frac{L_t}{2\sqrt{S}} - 1 = \frac{5340}{2 \times 272,736} - 1 = 8,8 \quad (41)$$

где L_t – длина горизонтальных заземлителей, м; Принимаем $m=9$.

Длина полос в расчетной модели

$$L_r = 2\sqrt{S} (m + 1) = 2 \times 272,736 \times (9 + 1) = 5454,7 \text{ м} \quad (42)$$

Длина сторон ячейки

$$b = \frac{272.736}{9} = 30.3\text{м}$$

Расстояния между вертикальными электродами:

$$a = \frac{4 \times \sqrt{S}}{N} = \frac{4 \times 272.736}{150} = 7.3\text{м} \quad (43)$$

к) для установок $U > 1000\text{В}$ в сетях с заземленной нейтралью заземляющие проводники проверяют на термическую стойкость по формуле:

$$S_M = \frac{I_p}{K_M} \times \sqrt{t_n} \quad (44)$$

где I_p – расчетный ток через проводник;

t_n – приведенное время прохождения тока кз на землю, $t_n = 1,1\text{с}$;

K_T – температурный коэффициент, учитывающий ограничение допустимой температуры нагрева проводника для стали, $K_T = 74$; [4].

$$S_m = \frac{11010.183 \times \sqrt{1.1}}{74} = 156 \text{ мм}$$

Полученное сечение должно быть меньше сечения полосы, а именно $156 \text{ мм}^2 < 160 \text{ мм}^2$, т.е. полоса удовлетворяет условиям термической стойкости.

6.2 Молниезащита зданий и сооружений объекта

Наиболее опасным проявлением молнии с точки зрения поражения зданий и сооружений является прямой удар. Производственные, жилые и общественные здания и сооружения в зависимости от их назначения, а также

интенсивности грозовой деятельности в районе их местонахождения выделены в категории по степени устройства молниезащиты. Подстанция относится по типу зоны защиты к зоне А, по категории устройства молниезащиты к I категории.

На практике для защиты зданий и сооружений от прямых ударов молнии наибольшее распространение получили стержневые и тросовые молниеотводы.

Каждый молниеотвод состоит из следующих элементов: молниеприемника 1, непосредственно воспринимающего удар молнии; несущей конструкции 2, предназначенной для установки молниеприемника; токоотвода 3, обеспечивающего отвод тока в землю, и заземлителя 4, отводящего ток в землю и обеспечивающего контакт с землей молниеприемника и токоотвода.

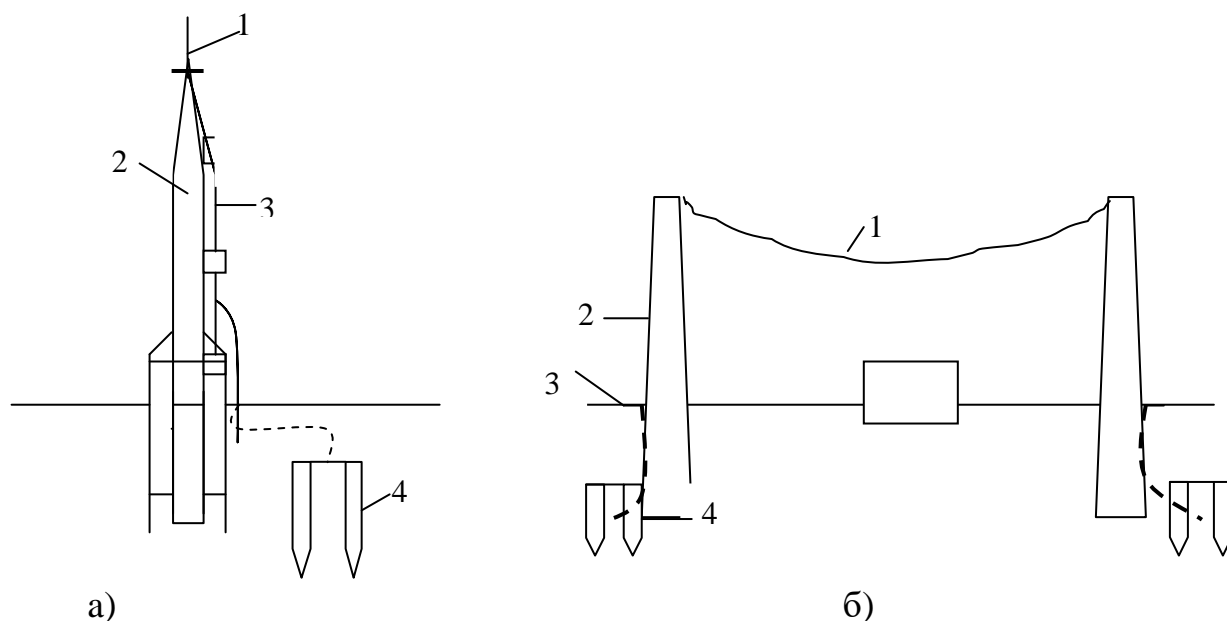


Рисунок 6 – Конструкция стержневого (а) и тросового (б) молниеотводов: 1 – молниеприемник; 2 – несущая конструкция; 3 – токоотвод; 4 – заземлители

Название молниеотвода определяется типом молниеприемника. Стержневые молниеприемники изготавливают из прокатной стали различного профиля. В качестве тросового молниеприемника часто используют стальной оцинкованный спиральный канат марки ТК сечением $48,26 \text{ мм}^2$. Для устройства токоотводов применяют круглую сталь и стальной канат диаметром 5-6мм или полосовую сталь прямоугольную и угловую с площадью поперечного сечения 24 и 48 мм^2 . На металлических молниеотводах токоотводом может служить металлическая ферма или стальная арматура конструкции.

Металлические молниеотводы находят широкое применение при защите высоких, протяженных объектов, где требуемая высота молниеотвода составляет 20-30 м.

Наибольшая оптимальная высота несущих конструкций отдельно стоящих молниеотводов (тросовых и стержневых) не превышает 45-50 м.

Заземляющее устройство молниезащиты выполняют аналогично и в ряде случаев эти устройства можно объединять.

Необходимо отличать заземлители, входящие в комплекс защиты от прямого удара молнии и заноса высоких потенциалов, от заземлителей, входящих в комплекс защиты от вторичных воздействий молнии.

Тип, количество и взаимное расположение молниеотводов определяют геометрическую форму зоны защиты. На проектируемой подстанции принимаем исполнение защиты шестью отдельно стоящими металлическими молниеотводами стержневого типа высотой 50 м.

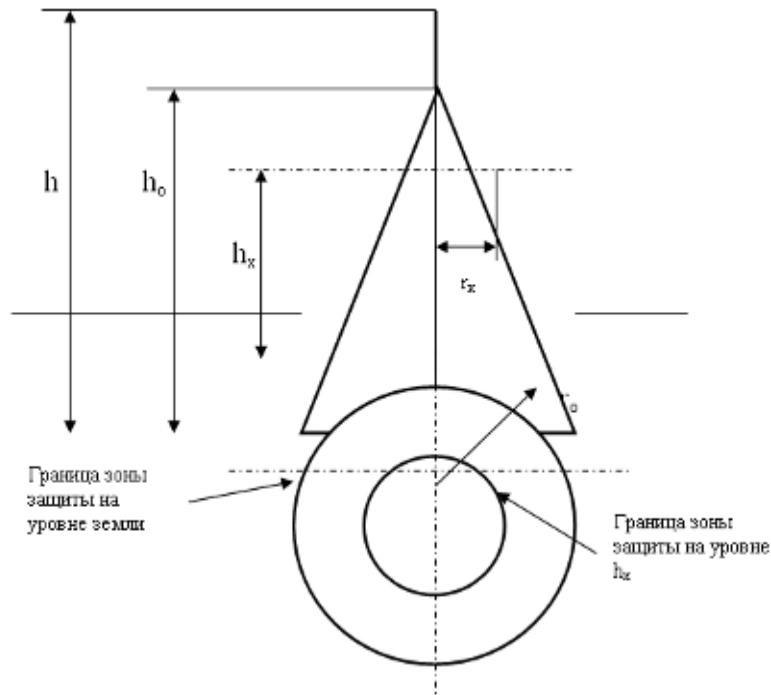


Рисунок 7 –Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода

Определяем параметры зоны защит:

1. $h_0 = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 30 = 25,5$ м;
2. $r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h)h = (1,1 - 0,002 \cdot 30)30 = 31,2$ м;

Зоны защиты построим для трех уровней:

$$h_{x1} = 11 \text{ м}, \quad h_{x2} = 7,8 \text{ м}, \quad h_{x3} = 17 \text{ м}.$$

Радиусы зон защиты составят:

$$r_{x1} = (1,1 - 0,002 \cdot h) \left(h - \frac{h_{x1}}{0,85} \right) = (1,1 - 0,002 \cdot 35) \left(35 - \frac{11}{0,85} \right) = 21,7 \text{ м};$$

$$r_{x2} = (1,1 - 0,002 \cdot h) \left(h - \frac{h_{x2}}{0,85} \right) = (1,1 - 0,002 \cdot 35) \left(35 - \frac{7,8}{0,85} \right) = 23,7 \text{ м};$$

$$r_{x3} = (1,1 - 0,002 \cdot h) \left(h - \frac{h_{x3}}{0,85} \right) = (1,1 - 0,002 \cdot 35) \left(35 - \frac{17}{0,85} \right) = 15 \text{ м.}$$

Выводы по разделу 6:

Целесообразность установки автотрансформатора подтвердилась проведенным анализом нагрузки на подстанции и невозможностью вывода в ремонт любого из автотрансформаторов без ограничения нагрузки потребителя.

Произведена проверка коммутационной аппаратуры установленной при реконструкции по результатам расчетов тока короткого замыкания.

Был произведен выбор и компоновка оборудования.

Принимаем окончательно 150 вертикальных электродов. На проектируемой подстанции молниезащиту выполняем шестью отдельно стоящими металлическими молниеотводами стержневого типа высотой 50 м.

Заключение

В данной работе обоснована необходимость расширения главной понизительной подстанции «Холмогорская», питающей электроэнергией г.Ноябрьск. На этой подстанции имеется четыре открытых распределительных устройства (ОРУ): ОРУ-500 кВ, ОРУ-220 кВ, ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ. Реконструкция затрагивает ОРУ напряжением 220 кВ, 110 кВ и 35 кВ.

Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей с явно выраженной динамикой роста потребления электроэнергии на ПС-500 «Холмогорская» предложена установка третьего автотрансформатора АТДЦТН-125000/220/110У1.

Целесообразность установки автотрансформатора подтвердилась проведенным анализом нагрузки на подстанции, в ходе которого было выявлено, что вывод в ремонт любого автотрансформатора без ограничения нагрузки потребителя невозможен.

На основе выполненных в работе расчетов доказано, что предлагаемый к установке дополнительный автотрансформатор соответствует условиям параллельной работы.

Устанавливаемая в ходе реконструкции коммутационная аппаратура выбрана и проверена с учетом проведенных в работе расчетов токов короткого замыкания.

Надежность работы вновь устанавливаемого автотрансформатора обеспечивается за счет применения современных микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики.

Для безопасной эксплуатации электрооборудования рассматриваемой подстанции предусматриваются системы заземления и молниезащиты. Расчет показал, что для заземления следует использовать 150 вертикальных электродов. Для молниезащиты – шесть отдельно стоящих металлических молниеотводов стержневого типа высотой 50 м.

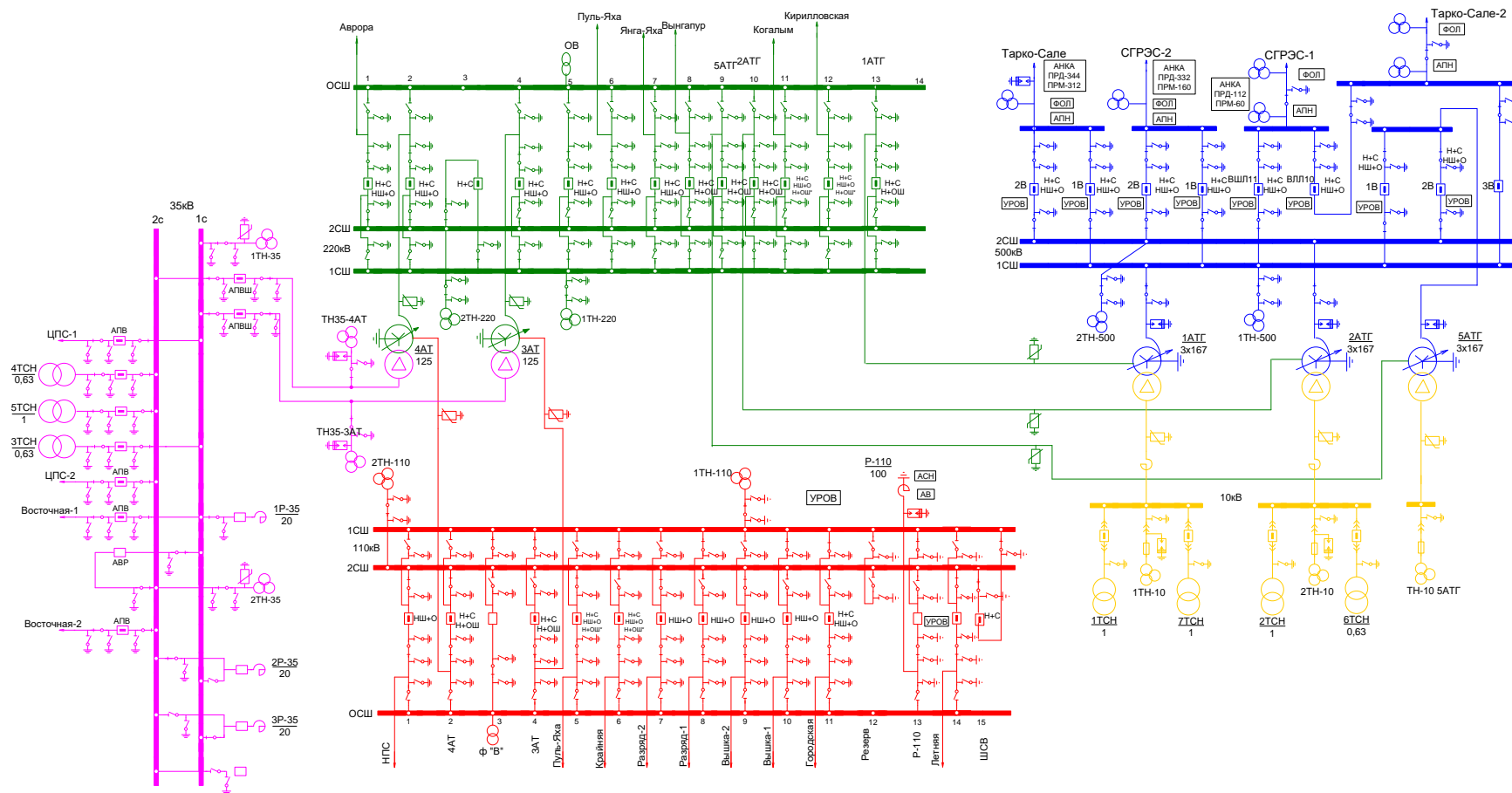
Список используемых источников

1. СНиП 11-01-95 «Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений»
2. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. «Санитарно- защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов
3. СП ТЭС—2007. Свод правил по проектированию тепловых электрических станций. Электротехническая часть.
4. СО 34.35.101—2003. Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанциях.
5. СТО 56947007-29.240.30.010—2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35—750 кВ. Типовые решения.
6. СТО 56947007-29.240.10.028—2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35—750 кВ (НТП ПС).
7. РД 3.45-51.300—97. Объем и нормы испытаний электрооборудования / под общ. ред. Б.А. Алексеева, Ф.Л. Когана. — 6-е изд., с изм. и доп. — М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004.
8. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, 2018. - 192 с.
9. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование.: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, 2015. - 48 с.
10. Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий (для бакалавров) / Э.А. Киреева. - М.: КноРус, 2015. - 192 с.
11. Киреева, Э.А. Электрооборудование электрических станций, сетей и

- систем (спо) / Э.А. Киреева. - М.: КноРус, 2019. - 48 с.
12. Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов: Учебник / Е.А. Конюхова. - М.: Академия, 2016. - 352 с.
13. Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, М.Г. Ощурков. - Рн/Д: Феникс, 2017. - 416 с.
14. Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин. - РнД: Феникс, 2018. - 382 с.
15. Ополева, Г.Н. Электроснабжениемыш.предприятий и городов: Учебное пособие / Г.Н. Ополева. - М.: Форум, 2018. - 350 с.
16. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник / Л.Д. Рожкова. - М.: Academia, 2017. - 160 с.
17. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для студентов учреждений среднего профессионального образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. - М.: ИЦ Академия, 2016. - 448 с.
18. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2015. - 328 с.
19. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий: Учебник / Ю.Д. Сибикин. - М.: Инфра-М, 2017. - 89 с.
20. Щербаков, Е.Ф. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях: Учебное пособие / Е.Ф. Щербаков, Д.С. Александров, А.Л. Дубов. - М.: Форум, 2016. - 208 с.

Приложение А

Схема ПС-500 «Холмогорская» до реконструкции



Приложение Б

Сметная документация

Таблица Б.1 – Сметная документация

№ п/п	Шифр и № позиции норматива	Наименование работ и затрат, единица измерения	Кол-во	Стоим. ед. руб.		Общая стоимость, руб.			Затраты труда рабочих, чел.-ч не занятых обслуж. машин	
				Всего	Экспл. машин	Всего	Основной зарплаты	Экспл. Машин	Обслуживающ. машин	
									В т.ч. зарплаты	В т.ч. зарплаты
Раздел 1. Оборудование										
1	Цена завода	АТДЦТН-125000/220/110-У1	1	418246	–	418246	–	–	–	–
				–	–					
2	Цена завода	ТМ-100/10-У1 (комплект)	2	96632	–	96632	–	–	–	–
				–	–					
3	Цена завода	ОПН-100/80-10(II)УХЛ1 (фаза)	9	21456	–	193104	–	–	–	–
				–	–					
4	Цена завода	ОПН-35-10(II)УХЛ2 (фаза)	3	1132	–	3396	–	–	–	–
				–	–					
Гирлянда 16хПС 70Е натяжная одноцепная для одного провода АС 240/32										
5	Цена завода	ПС 70Е 212 V (шт)	48	124	–	5952	–	–	–	–
				–	–					
6	Цена завода	Серьга СРС-7-16 (шт)	3	18,2	–	54	–	–	–	–
				–	–					
7	Цена завода	Ушки У2К-7-16 (шт)	3	77,3	–	232	–	–	–	–
				–	–					

Продолжение Приложения Б

Продолжение таблицы Б.1

№ п/п	Шифр и № позиции норматива	Наименование работ и затрат, единица измерения	Кол-во	Стоим. ед. руб.		Общая стоимость, руб.			Затраты труда рабочих, чел.-ч не занятых обслуж. машин	
				Всего	Экспл. машин	Всего	Основной зарплаты	Экспл. Машин	Обслуживающ. машин	
									В т.ч. зарплаты	В т.ч. зарплаты
7	Цена завода	Узлы КГП-7-3 (шт)	3	23,33	–	70	–	–	–	–
				–	–					
8	Цена завода	ПРТ-7/21-2 (шт)	3	34,87	–	105	–	–	–	–
				–	–					
9	Цена завода	НПС-240-1 (шт)	3	241	–	723	–	–	–	–
				–	–					
Гирлянда изоляторов 9хПС 70 натяжная одноцепная для одного провода АС 500/64										
10	Цена завода	ПС 70Е 212V (шт.)	27	124	–	3348	–	–	–	–
				–	–					
11	Цена завода	СРС-7-16(шт.)	3	18,02	–	54	–	–	–	–
				–	–					
12	Цена завода	У2К-7-16 (шт.)	3	77,3	–	232	–	–	–	–
				–	–					
13	Цена завода	КГП-7-3 (шт.)	3	23,33	–	70	–	–	–	–
				–	–					
14	Цена завода	ПРТ-7/21-2 (шт.)	3	34,87	–	105	–	–	–	–
				–	–					

Продолжение Приложения Б

Продолжение таблицы Б.1

№ п/п	Шифр и № позиции норматива	Наименование работ и затрат, единица измерения	Кол-во	Стоим. ед. руб.		Общая стоимость, руб.				Затраты труда рабочих, чел.-ч не занятых обслуж. машин	
				Всего	Экспл. машин	Всего	Основной зарплаты	Экспл. Машин	Обслуживающ. машин		
									В т.ч. зарплаты	В т.ч. зарплаты	На един.
15	Цена завода	НАС-600-1 (шт.)	3	485	—	1455	—	—	—	—	—
				—	—						
16	Цена завода	А4А-240-8 (шт.)	17	44,45	—	757	—	—	—	—	—
				—	—						
17	Цена завода	А4А-300-2 (шт.)	6	59,39	—	356	—	—	—	—	—
				—	—						
18	Цена завода	А4А-400-2 (шт.)	3	66,14	—	198	—	—	—	—	—
				—	—						
19	Цена завода	А4А-400-2 (шт.)	3	55,34	—	166	—	—	—	—	—
				—	—						
20	Цена завода	АШМ 12-1 (шт.)	3	236,2	—	709	—	—	—	—	—
				—	—						
21	Цена завода	ОА-240-1 (шт.)	3	43,19	—	130	—	—	—	—	—
				—	—						
22	Цена завода	ОА-400-2 (шт.)	6	71,53	—	429	—	—	—	—	—
				—	—						
23	Цена завода	РОА-400-3 (шт.)	6	224,05	—	1344	—	—	—	—	—
				—	—						

Продолжение Приложения Б

Продолжение таблицы Б.1

№ п/п	Шифр и № позиции норматива	Наименование работ и затрат, единица измерения	Кол-во	Стоим. ед. руб.		Общая стоимость, руб.			Затраты труда рабочих, чел.-ч не занятых обслуж. машин	
				Всего	Экспл. машин	Всего	Основной зарплаты	Экспл. Машин	Обслуживающ. машин	
									В т.ч. зарплаты	В т.ч. зарплаты
24	Пульс. Цена	Масло трансфор.- ное (кг)	6600	11,5	–	75900	–	–	–	–
				–	–			–	–	–
Раздел 2. Материалы										
25	Цена завода	Шкаф силов.ШС-3 (шт.)	1	3260	–	3260	–	–	–	–
				–	–			–	–	–
26	Цена завода	Транс.тока ТШН- 0,66У3 (шт.)	2	329	–	784	–	–	–	–
				–	–			–	–	–
27	Цена завода	КП-0,1/0,1-2У1 (шт.)	1	268,36	–	268,36	–	–	–	–
				–	–			–	–	–
28	Цена завода	КП-0,1/0,2-2У1 (шт.)	7	376,32	–	2634	–	–	–	–
				–	–			–	–	–
29	Цена завода	СПР-0,15/0,4-У1 (шт.)	2	19,14	–	38,28	–	–	–	–
				–	–			–	–	–
30	СЦМ-507- 0086	Провода 1гр. алюминиевых. проволок марки АС, 500/26 мм ² (т)	0,204	43120,02	–	8796	–	–	–	–
				–	–			–	–	–

Продолжение Приложения Б

Продолжение таблицы Б.1

№ п/п	Шифр и № позиции норматива	Наименование работ и затрат, единица измерения	Кол-во	Стоим. ед. руб.		Общая стоимость, руб.				Затраты труда рабочих, чел.-ч не занятых обслуж. машин	
				Всего	Экспл. машин	Всего	Основной зарплаты	Экспл. Машин	Обслуживающ. машин		
									В т.ч. зарплаты	В т.ч. зарплаты	На един.
31	СЦМ-507- 0083	Провода для ВЛ из стальных оцинкованных проволок АС, 330/30мм ² (т)	0,113	42323,11	—	4783	—	—	—	—	—
				—	—			—	—	—	—
32	СЦМ-507- 0081	Провода для ВЛ из стальных оцинкованных проволок АС, 240/32мм ² (т)	0,097	43325,56	—	4203	—	—	—	—	—
				—	—			—	—	—	—
33	Цена завода	Провод с медной жилой ПРГ-6000 Сеч. 25мм ² (м)	22,95	7,2	—	165	—	—	—	—	—
				—	—			—	—	—	—
34	ССЦ500- 9394-002	Шины алюминиевые АДЗ1 (кг)	21	65	—	1365	—	—	—	—	—
				—	—			—	—	—	—
35	СЦМ-411- 0041	Электроэнергия кВт ч	661	0,31	—	205	—	—	—	—	—
				—	—			—	—	—	—

Продолжение Приложения Б

Продолжение таблицы Б.1

№ п/п	Шифр и № позиции норматива	Наименование работ и затрат, единица измерения	Кол-во	Стоим. ед. руб.		Общая стоимость, руб.			Затраты труда рабочих, чел.-ч не занятых обслуж. машин	
				Всего	Экспл. машин	Всего	Основной зарплаты	Экспл. Машин	Обслуживающ. машин	
									В т.ч. зарплаты	В т.ч. зарплаты
Раздел 3. Монтажные работы										
36	ТЕРм08-01- 001-17	Транс. или автотр.-ор силовой 3-фаз. 220кВ, мощность, кВА 25000- 160000 (шт.)	1	29410,93	16636,93	29411	10434	16637	1099	1099
				10433,91	1461,44			1461	127	127
37	ТЕРм08-01- 010-02	Очистка масла трансформаторов 110-500кВ с доведением мех. Примесей до50г/т (т)	6	70,9	46,65	425	146	280	2,58	15,48
				24,25	2,73			16	0,24	1,44
38	ТЕРм08-01- 019-02	Прогрев маслонаполненн ых вводов, 150кВ, 220кВ компл.(3шт)	1	2345,44	413,69	2345	1175	414	125	125
				1175	18,96			19	1,58	1,58

Продолжение Приложения Б

Продолжение таблицы Б.1

№ п/п	Шифр и № позиции норматива	Наименование работ и затрат, единица измерения	Кол-во	Стоим. ед. руб.		Общая стоимость, руб.			Затраты труда рабочих, чел.-ч не занятых обслуж. машин	
				Всего	Экспл. машин				Обслуживающ. машин	
				Основной зарплаты	В т.ч. зарплаты	Всего	Основной зарплаты	Экспл. Машин В т.ч. зарплаты		
39	ТЕРм08-01- 019-02	Прогрев маслонаполненн ых вводов, 110кВ компл.(3шт)	1	1028,75	237,12	1029	551	237	58,6	58,6
				550,84	15,21			15	1,17	1,17
40	ТЕРм08-01- 064-01	Сушка трансформаторно го масла (т)	6	419,45	147,82	2517	942	887	16,7	100,2
				156,98	11,59			70	1,04	6,24
41	ТЕРм08-01- 003-01	Система охлаждение типа ДЦ навесная 1 охладитель	4	1850,2	892,64	7401	3638	3571	95,8	383,2
				909,53	63,09			252	5,17	20,68
42	ТЕРм08-01- 010-05	Установка плёночной защиты трансформ.- го масла (компл.)	1	2363,58	1225,33	2364	940	1225	100	100
				940	138,87			139	14,2	14,2
43	ТЕРм08-01- 015-10	ОПН-110кВ компл.(3фаз)	3	925,48	545,18	2776	406	1636	14,1	42,3
				135,19	59,37			178	4,83	14,49

Продолжение Приложения Б

Продолжение таблицы Б.1

№ п/п	Шифр и № позиции норматива	Наименование работ и затрат, единица измерения	Кол-во	Стоим. ед. руб.		Общая стоимость, руб.				Затраты труда рабочих, чел.-ч не занятых обслуж. машин	
				Всего	Экспл. машин	Всего	Основной зарплаты	Экспл. Машин	Обслуживающ. машин		
									В т.ч. зарплаты	В т.ч. зарплаты	На един.
44	ТЕРм08-01-015-01	ОПН-35кВ компл.(3фаз)	1	568,19	97,94	568	122	98	12,9	12,9	
				122,47	16,29			16	1,37	1,37	
45	ТЕРм08-01-017-08	ИОС-35кВ (шт.)	6	125,35	56,86	752	131	341	2,3	13,8	
				21,84	5,81			35	0,47	0,82	
46	ТЕРм08-01-023-03	Металлические конструкции под оборудование (т)	0,095	1896,37	567,85	1803	57	54	62,2	5,909	
				602,22	39,53			4	3,48	0,3306	
47	ТЕРм08-02-427-07	Проводник, заземляющий из полосовой стали, 160мм ² (100 (м))	0,77	1873,05	93,16	1442	154	72	21,3	16,401	
				199,44	5,68			4	0,5	0,385	
48	ТЕРм08-01-001-30	Блок управления шкафного исполнения, высота и ширина, мм, до 1200x1000 (шт)	1	536,63	80,28	537	35	80	3,49	3,49	
				34,79	6,82			7	0,6	0,6	

Продолжение Приложения Б

Продолжение таблицы Б.1

№ п/п	Шифр и № позиции норматива	Наименование работ и затрат, единица измерения	Кол-во	Стоим. ед. руб.		Общая стоимость, руб.				Затраты труда рабочих, чел.-ч не занятых обслуж. машин	
				Всего	Экспл. машин	Всего	Основной зарплаты	Экспл. Машин	Обслуживающ. машин		
									В т.ч. зарплаты	В т.ч. зарплаты	На един.
49	ТЕРм08-02- 396-01	Короб на конструкциях, кронштейнах, по фермам и колонам, длина 2м (100м)	0,16	1455,18	837,94	233	56	134	37,6	6,016	
				352,07	184,43			30	15,3	2,448	
50	ТЕРм08-01- 023-01	Спуск, петля, перемычка, сеч. 300мм ² , кол-во проводов в фазе 1	8	118,44	72,1	948	359	577	4,78	38,24	
				44,93	22,35			179	1,83	14,64	
51	ТЕРм08-01- 023-03	Спуск, петля, перемычка, сеч. 640мм ² , кол-во проводов в фазе 1	2	694,92	612,01	1390	157	1224	8,37	16,74	
				78,68	47,63			95	3,93	7,86	
52	ТЕРм08-02- 405-02	Провод по стальным конструкциям до 35мм ² (100м)	0,23	1895,48	151,77	436	90	35	41,8	9,614	
				391,39	8,18			2	0,72	0,1656	

Продолжение Приложения Б

Продолжение таблицы Б.1

№ п/п	Шифр и № позиции норматива	Наименование работ и затрат, единица измерения	Кол-во	Стоим. ед. руб.		Общая стоимость, руб.			Затраты труда рабочих, чел.-ч не занятых обслуж. машин	
				Всего	Экспл. машин	Всего	Основной зарплаты	Экспл. Машин	Обслуживающ. машин	
									В т.ч. зарплаты	В т.ч. зарплаты
Итого прямые затраты по смете						897612	19756	28677	—	2085,45
								2627	—	226,24
Оборудование						813121	—	—	—	—
Тара и упаковка ПЗ=1,5%						12197	—	—	—	—
Запасные части ПЗ=2%						16262	—	—	—	—
Комплектация ПЗ=1%						8131	—	—	—	—
Услуги посреднических организаций ПЗ=5%						40656	—	—	—	—
Транспортные расходы ПЗ=6%						48787	—	—	—	—
Заготовительно- складские расходы						11270	—	—	—	—
Итого						950425	—	—	—	—
Накладные расходы 0,00%						—	—	—	—	—
Сметная прибыль 0,00%						—	—	—	—	—
Итого оборудование						950425	—	—	—	—
Монтажные работы						84491	33585	30516	—	2085,45
								4466	—	226,24

Продолжение Приложения Б

Продолжение таблицы Б.1

№ п/п	Шифр и № позиции норматива	Наименование работ и затрат, единица измерения	Кол-во	Стоим. ед. руб.		Общая стоимость, руб.			Затраты труда рабочих, чел.-ч не занятых обслуж. машин	
				Всего	Экспл. машин	Всего	Основной зарплаты	Экспл. Машин	Обслуживающ. машин	
									В т.ч. зарплаты	В т.ч. зарплаты
С учетом районного коэффициента 1,7						10091	33585	30516		2085,45
								4466	—	226,24
Стесненные условия работы под напряжением ОЗП=1,38;ЭМ=1,38;ЗПМ=1,38;ТЗ=1,38;ТЗМ=1,38						24358	12762	11596	—	792,47
								1697	—	85,97
Заготовительно- складские расходы ПЗ=2%						530	—	—	—	—
Итого						125048	46348	42112	—	2877,92
								6163	—	312,21
Накладные расходы 105%*0,94 ФОТ (от 52510,52)						51828	—	—	—	—
Сметная прибыль 65% ФОТ (от 52510,52)						34132	—	—	—	—
Итого монтажные работы						211007	—	—	—	—
С учетом районного коэффициента 1,7						100159	33585	30516	—	2085,45
								4466	—	226,24
Тара и упаковка ПЗ=1,5%						12197	—	—	—	—
Запасные части ПЗ=2%						16262	—	—	—	—

Продолжение Приложения Б

Продолжение таблицы 6.1

№ п/п	Шифр и № позиции норматива	Наименование работ и затрат, единица измерения	Кол-во	Стоим. ед. руб.		Общая стоимость, руб.			Затраты труда рабочих, чел.-ч не занятых обслуж. машин	
				Всего	Экспл. машин	Всего	Основной зарплаты	Экспл. Машин	Обслуживающ. машин	
									В т.ч. зарплаты	В т.ч. зарплаты
		Комплектация ПЗ=1%				8131	–	–	–	–
		Услуги посреднических организаций ПЗ=5%				40656	–	–	–	–
		Транспортные расходы ПЗ=6%				48787	–	–	–	–
		Заготовительно- складские расходы				11270	–	–	–	–
		Стесненные условия работы под напряжением ОЗП=1,38;ЭМ=1,38;ЗПМ=1,38;ТЗ=1,38;ТЗМ=1,38				24358	12762	11596	–	792,47
								1697	–	85,97
		Заготовительно- складские расходы ПЗ=2%				530	–	–	–	–
		Итого				1075472	46348	42112	–	2877,92
								6163	–	312,21
		Накладные расходы 105%*0,94 ФОТ (от 52510,52)				51828	–	–	–	–
		Сметная прибыль 65% ФОТ (от 52510,52)				34132	–	–	–	–
		Итого по смете				1151432	–	–	–	–
		Итого без учета оборудования				211007	–	–	–	–
		Оборудование				950425	–	–	–	–
		Итого с оборудованием				1161432	–	–	–	–
		Всего по смете				1161432	–	–	–	–

Приложение В

Схема ПС-500 «Холмогорская» после реконструкции

