

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 (140400.62) – Электроэнергетика и
электротехника
Профиль – Электрические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 220 кВ в связи с
расширением подстанции Архара

Исполнитель
студент группы 142-3б _____ Д.А. Волынкин
(подпись, дата)

Руководитель
доцент _____ П.П. Проценко
(подпись, дата)

Нормоконтроль
доцент, канд. техн. наук _____ А.Н. Козлов
(подпись, дата)

Технический контроль
доцент, канд. техн. наук _____ А.Н. Козлов
(подпись, дата)

Благовещенск 2016

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой

« _____ » _____ 2015 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента: Волынкина Дмитрия Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей напряжением 220 кВ в связи с расширением подстанции Архара

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

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

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

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

_____ Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 86 с., 13 рисунков, 23 таблицы, 78 формул, 2 приложения

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ, ПОДСТАНЦИЯ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ТРАНСФОРМАТОР, НАДЕЖНОСТЬ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ЗАЩИТА, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, РЕЖИМ РАБОТЫ, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ

В данной работе разработан вариант развития сети амурской энергосистемы при вводе в эксплуатацию воздушной линии электропередачи ПС «Архара» - «Нижнебурейская ГЭС» и ПС «Архара» - «Райчихинская ГРЭС».

Цель работы – расчет основных параметров проектируемой линии электропередачи предназначенной для выдачи мощности Нижнебурейской ГЭС, а так же выбор основного оборудования на ПС «Архара» и «РГРЭС»

В работе рассмотрена реконструкция распределительного устройства высокого напряжения 220 кВ ПС «Архара». Выполнено обоснование выбранного номинального напряжения проектируемой воздушной линии, а также реконструкции распределительного устройства высокого напряжения подстанции «Архара». Произведен расчет рабочих токов и токов КЗ. Произведен выбор основного электрического оборудования ОРУ 220 кВ на ПС «Архара», выбрана защита ВЛ. Произведен расчет режимов. Рассчитано заземляющее устройство ПС «Архара» Выбрана схема расстановки молниеотводов для защиты ОРУ 220 кВ от прямых ударов молнии в связи с реконструкцией, рассчитаны зоны защиты молниеотводов. Произведен технико-экономический расчет.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ГЭС – гидроэлектростанция

ПС – подстанция

КЗ – короткое замыкание

ВН – высокое напряжение

НН – низкое напряжение

ВЛ – воздушная линия

МЗ – микропроцессорная защита

ОРУ – открытое распределительное устройство

ОПН – ограничитель перенапряжения

ПУЭ – правила устройства электроустановок

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1 Климатическая характеристика района	7
2 Анализ существующей схемы электрической сети	8
2.1 Выбор схемы подключения «Нижнебурейской ГЭС»	10
3 Реконструкция РУ ВН ПС «Архара»	12
4 Выбор проводов линии электропередач	14
5 Расчет токов короткого замыкания	16
6 Выбор оборудования РУ ПС «Архара»	26
6.1 Выбор выключателей	26
6.2 Выбор разъединителей	32
6.3 Выбор трансформаторов тока	33
6.4 Выбор трансформаторов напряжения	37
6.5 Выбор гибкой ошиновки	39
6.6 Выбор жестких шин на напряжении 10 кВ	41
7 Расчет и анализ режимов	44
8 Конструктивное исполнение линии электропередачи	51
8.1 Выбор типов опор	51
8.2 Расчет удельных механических нагрузок	51
8.3 Выбор изоляторов	54
9 Микропроцессорная защита воздушной линии электропередачи	56
9.1 Первая ступень дистанционной защиты	56
9.2 Вторая ступень дистанционной защиты	57
9.3 Третья ступень дистанционной защиты	58
9.4 Четвертая ступень дистанционной защиты	58
10 Расчет защитного заземления	62
11 Расчет молниезащиты	65
12 Расчет затрат на реализацию проекта	67
13 Безопасность	71

13.1 Безопасность эксплуатации ячеек выключателей 220 кВ на ПС «Архара»	71
13.2 Техника безопасности при строительстве ВЛ Нижнебурейская ГЭС - ПС «Архара»	71
13.3 Экологичность	73
13.4 Воздействие ВЛ Нижнебурейская ГЭС - ПС «Архара» на территорию, условия землепользования и геологическую среду	73
13.5 Охрана атмосферного воздуха	74
13.6 Охрана окружающей среды при складировании (утилизации) отходов	75
Заключение	78
Библиографический список	79
Приложение А. Расчет режима максимальных нагрузок	82
Приложение Б. Расчет аварийного режима	84

ВВЕДЕНИЕ

Основой энергетики Дальнего Востока в частности Амурской области представляют такие мощные гидроэлектростанции как «Зейская», «Бурейская», а так же строящаяся «Нижнебурейская». Но необходимо учитывать тот факт что вся эта мощность может являться запертой без строительства соответствующих линий электропередачи.

В данной работе рассматривается вариант развития энергосистемы Амурской области в частности проектирование ВЛ 220 кВ «Нижнебурейская ГЭС» - ПС «Архара» - «Райчихинская ГРЭС»

Рассматриваемая линия электропередачи будет предназначаться для выдачи мощности «Нижнебурейской ГЭС» и увеличения пропускной способности сетей в восточном и западном направлениях ОЭС Востока, надежного электроснабжения потребителей Амурской энергосистемы.

Сооружение указанной ВЛ обосновывается необходимостью ввода в эксплуатацию «Нижнебурейской ГЭС».

Актуальность данной работы заключается в необходимости реконструкции существующих электрических сетей 220 кВ Амурской области в связи с вводом в эксплуатацию нового источника энергии и увеличении энергонезависимости данного субъекта РФ, которые в настоящее время не подготовлены к принятию дополнительных мощностей

Целью работы является определение основных технических и экономических показателей линии электропередачи которая позволит передавать мощность от гидроэлектростанции в общую энергосистему дальнего востока. Такие характеристики должны удовлетворять требованиям надежности, качества электрической энергии, а так же быть экономически целесообразными.

Основными задачами, которые будут решены в данной работе являются:

1) Определение рационального напряжения и технических характеристик проектируемых линий электропередачи, а так же схема подключения ВЛ.

2) Реконструкция распределительных устройств высокого напряжения на ПС «Архара», а так же на «Райчихинской ГРЭС» в связи с расширением и подключением новых линий электропередачи.

3) Расчет токов короткого замыкания в сети после реконструкции и выбор основного силового оборудования на ПС «Архара», «Райчихинской ГРЭС» на основе полученных данных

4) Расчет режимов работы электрической сети в различных условиях таких как режим минимальных и максимальных нагрузок, послеаварийные режимы работы.

5) Расчет параметров молниезащиты и заземления ОРУ 220 кВ ПС «Архара» в связи с расширением.

6) Выбор защит линий электропередачи 220 кВ.

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

Выбор электрических параметров оборудования и проводников, проектирование конструкций распределительных устройств ПС и линий электропередачи ведется с учетом климатических условий.

Количество грозových часов в году необходимо для оценки грозových перенапряжений. Продолжительность зимних и летних дней в году учитывается при расчетах электрических нагрузок. Рассмотрим климатические характеристики Амурской области в районе расположения реконструируемых объектов. Зима характеризуется малой снежностью и сильными морозами. Абсолютная минимальная температура минус 39 °С. Среднемесячная температура в январе достигает минус 24 – минус 32 °С. Продолжительность зимы: 150 – 120 дней. Температура при образовании гололеда минус 10°С.

Зимние осадки незначительны, поэтому высота снежного покрова всего 20 – 40 см (нормативная снеговая нагрузка 700 Па). Средняя температура в середине лета достигает примерно 25 – 30 °С. Дожди составляют 60 – 70 % годового количества. Количество осадков в год примерно 500 – 600 мм. Наибольший скоростной нормативный напор ветра в данном районе равен 400 Па. Соответствующая скорость ветра составляет 25 м/с. Район по ветру – II. Преобладающее направление ветров – северо-западное.

Район по гололеду согласно ПУЭ – II. Нормативная толщина стенки гололёда для высоты 10 м равна 10 мм. Температура при образовании гололеда минус 10°С.

Почвы в районе расположения объектов буротаежные, болотистые. Глубина промерзания 3,20 м. Первый слой почвы занимают суглинки маловлажные (1,5 м), второй слой – пески (до 7 м).

Указанные выше данные будут использованы в дальнейших расчетах при выборе характеристик оборудования.

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

На рисунке 1 представлена схема существующих электрических сетей в районе строительства ВЛ. На рисунке 1 представлена принципиальная однолинейная схема части существующей электрической сети Амурской области, охватывающая ПС 220 кВ рассматриваемого района.

Большую часть подстанций на данном участке представляют тяговые такие как: «Ядрини - тяга», «Короли - тяга», «Завитая - тяга», «Белогорск - тяга», в схеме подключения к схеме внешнего электроснабжения они относятся к транзитным (кроме «Завитая тяга» - тупиковая), соответственно распределительно устройство высокого напряжения на таких ПС Выполнено по схеме «мостик с выключателями в цепях трансформаторов» («Завитая тяга» - РУВН по схеме сдвоенного блока.) Остальные ПС «Архара», «Завитая» так же относятся к транзитным однако РУВН в данном случае выполнено по схеме «одна рабочая секционированная система шин с обходной», при этом необходимо отметить что на первой количество присоединений на высокой стороне составляет 2, что нетипично для данной схему РУ, на ПС «Завитая» количество таких присоединений составляет 9. Так же на схеме указаны ПС «Гарманчукан» - схема подключения отпаечная, и «Хвойная» - транзитная.

«Райчихинская ГРЭС» имеет 5 уровней номинальных напряжений, но на рисунке для упрощения представлена только распределительными устройствами 110 и 220 кВ. РУ 220 кВ здесь так же представлено в виде «одна рабочая секционированная система шин с обходной», количество отходящих линий 4, при этом существует резерв по подключению дополнительных цепей. Связь между РУ 110 И 220 кВ здесь осуществляется через автотрансформатор типа АДЦТН 125000/220/110/10, количество присоединений на стороне 110 кВ составляет так же 4.

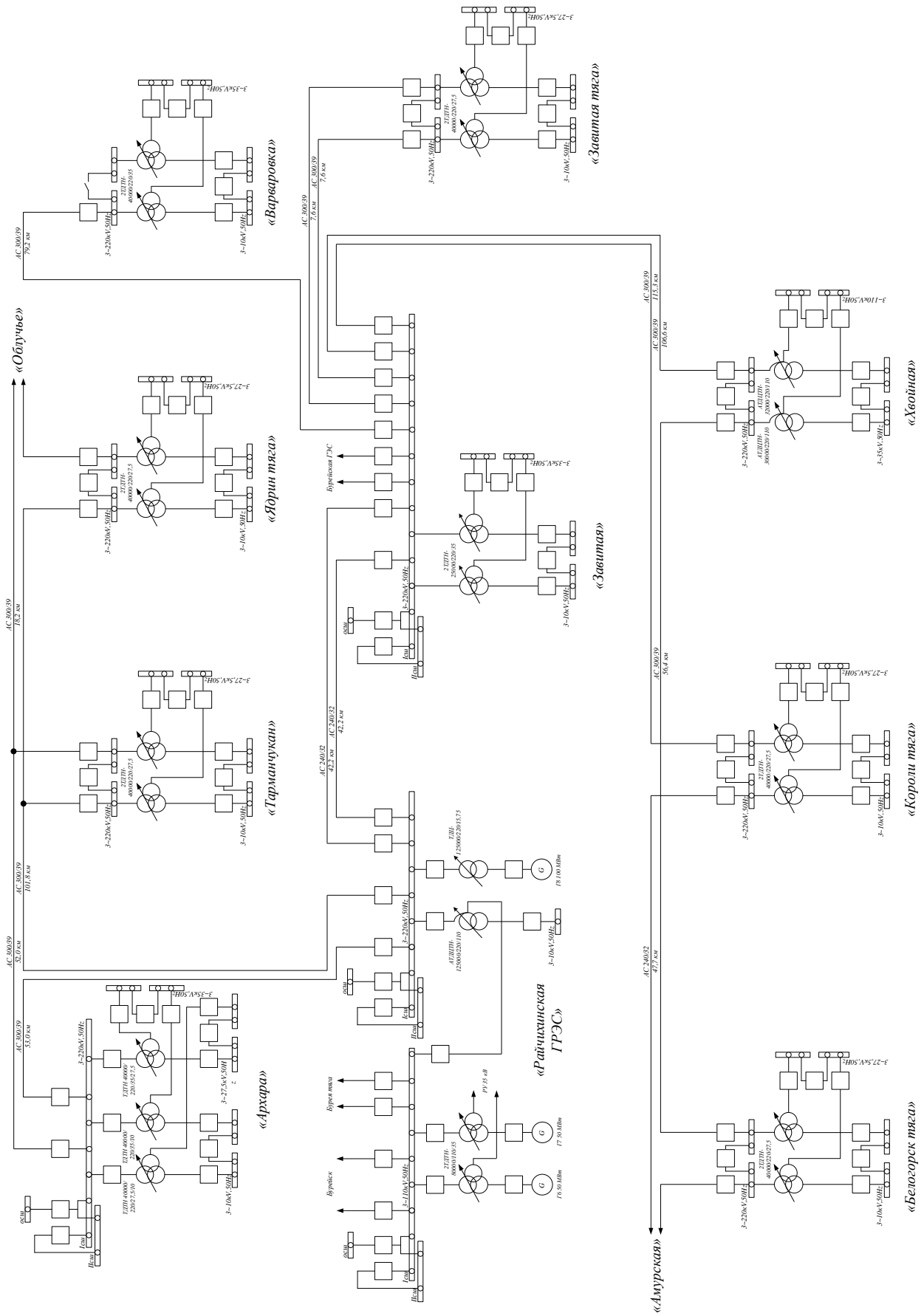


Рисунок 1- Однолинейная схема сети

Особое внимание стоит уделить однолинейной схеме ПС «Архара», на ПС установлено три трехобмоточных трансформатора типа ТДТН 40000/220/35/10, ТДТН 40000/220/27,5/10, ТДТН 40000/220/35/27,5, таким образом от них получают питание секции РУ 35; 27,5; 10 кВ. ПС одновременно выполняет функции понижающей и тяговой. РУ 35 кВ, 27,5 кВ и 10 кВ выполнены по схеме «одна секционированная выключателем система шин».

2.1 Выбор схемы подключения «Нижнебурейской ГЭС»

С точки зрения географического расположения наиболее близкими сетевыми объектами к «Нижнебурейской ГЭС» являются «Райчихинская ГРЭС» и ПС «Архара», для организации связи между ними требуется строительство линий электропередачи, при этом необходимо знать на каком уровне напряжений экономически обоснованно подключать ГЭС к энергосистеме. Для этого необходимо знать максимальную активную мощность которую она будет передавать в энергосистему, а так же протяженность линии связи.

«Нижнебурейская ГЭС» спроектирована как средненапорная русловая гидроэлектростанция (здание ГЭС входит в состав напорного фронта). Проектная установленная мощность электростанции - 320 МВт, гарантированная зимняя мощность — 147 МВт, среднегодовая выработка электроэнергии — 1,65 млрд кВт·ч. При этом на первоначальном этапе рассмотрим вариант выдачи мощность в сторону ПС «Архара» тк на данной ПС имеется резерв по подключению дополнительных ячеек РУВН. Для определения рационального напряжения передачи мощности рассмотрим расчет по универсальной формуле Г.А.Илларионова.:

$$U_{РАЦ} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (1)$$

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

Данная формула получена эмпирическим путем и позволяет получать верное значение напряжения в широком диапазоне, от 35 до 1150 кВ. Следует учитывать то, что Р это мощность, передаваемая по одноцепной линии, если линия двух цепная, то мощность делится на два.

На первоначальном этапе принимаем протяженность ВЛ равную расстоянию от «Нижнебурейской ГЭС» до ПС «Архара» 52 км, при этом по условиям обеспечения надежности электроснабжения количество цепей ВЛ принимаем 2.

Определяем рациональное напряжение (кВ):

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{52} + \frac{2500}{320/2}}} = 199,05$$

Таким образом наиболее подходящим уровнем напряжения является 220 кВ. При передачи мощности в сторону ПС Архара необходимо учитывать тот факт что связи только с одной этой ПС недостаточно для нормального функционирования энергосистемы в данном районе, следовательно нужно рассмотреть вариант создания дополнительных связей для повышения надежности электроснабжения. Наиболее подходящим вариантом является создание дополнительной связи «ПС Архара» с «Райчихинской ГРЭС». В настоящее время эта связь выполнена в виде одноцепной ВЛ, при этом подключение дополнительных двух цепей на напряжении 220 кВ позволит повысить надежность электроснабжения.

3 РЕКОНСТРУКЦИЯ РУ ВН ПС «АРХАРА»

Как указывалось ранее в данной работе рассматривается вариант расширения ПС «Архара» и подключения к РУВН данной ПС еще дополнительных 4 ячейки - двухцепной ВЛ в сторону «Нижнебурейской ГЭС», и двухцепной ВЛ в сторону «Райчихинской ГРЭС». При этом распределительное устройство на данной ПС позволяет выполнить эту реконструкцию путем незначительного изменения – добавления дополнительных линейных ячеек выключателей.

Принципиальная однолинейная схема ПС Архара после реконструкции примет вид указанный на рисунке 2

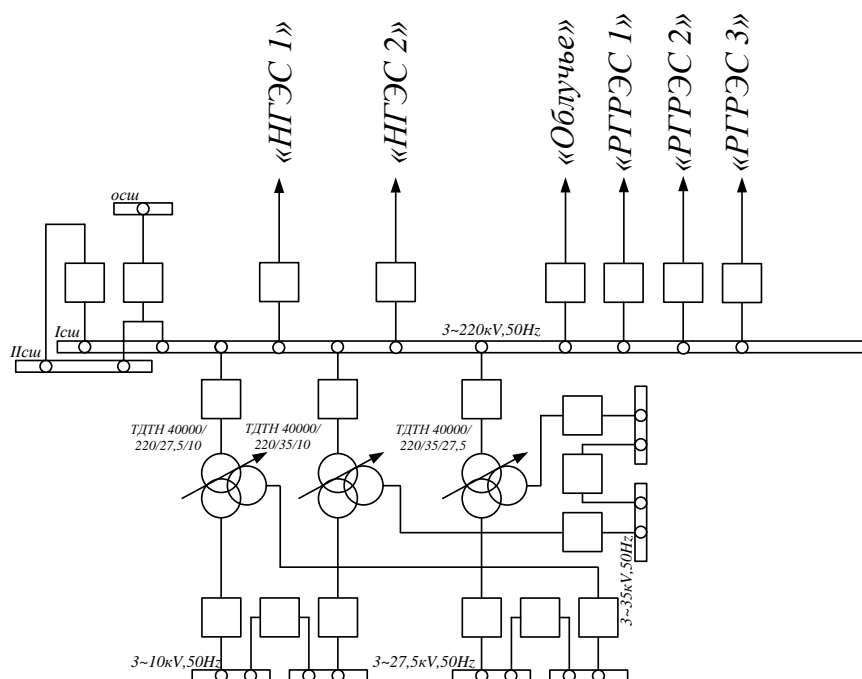


Рисунок 2- Однолинейная схема ПС «Архара» после реконструкции

Однолинейная схема участка сети при выполнении ранее указанных связей представлена на рисунке 3

На самой «Нижнебурейской ГЭС» подключение проектируемых ВЛ будет осуществлено к комплектному элегазовому распределительному

устройству 220 кВ. На следующем этапе проектирования необходимо определить сечение и марку провода из которого будут выполнены ВЛ.

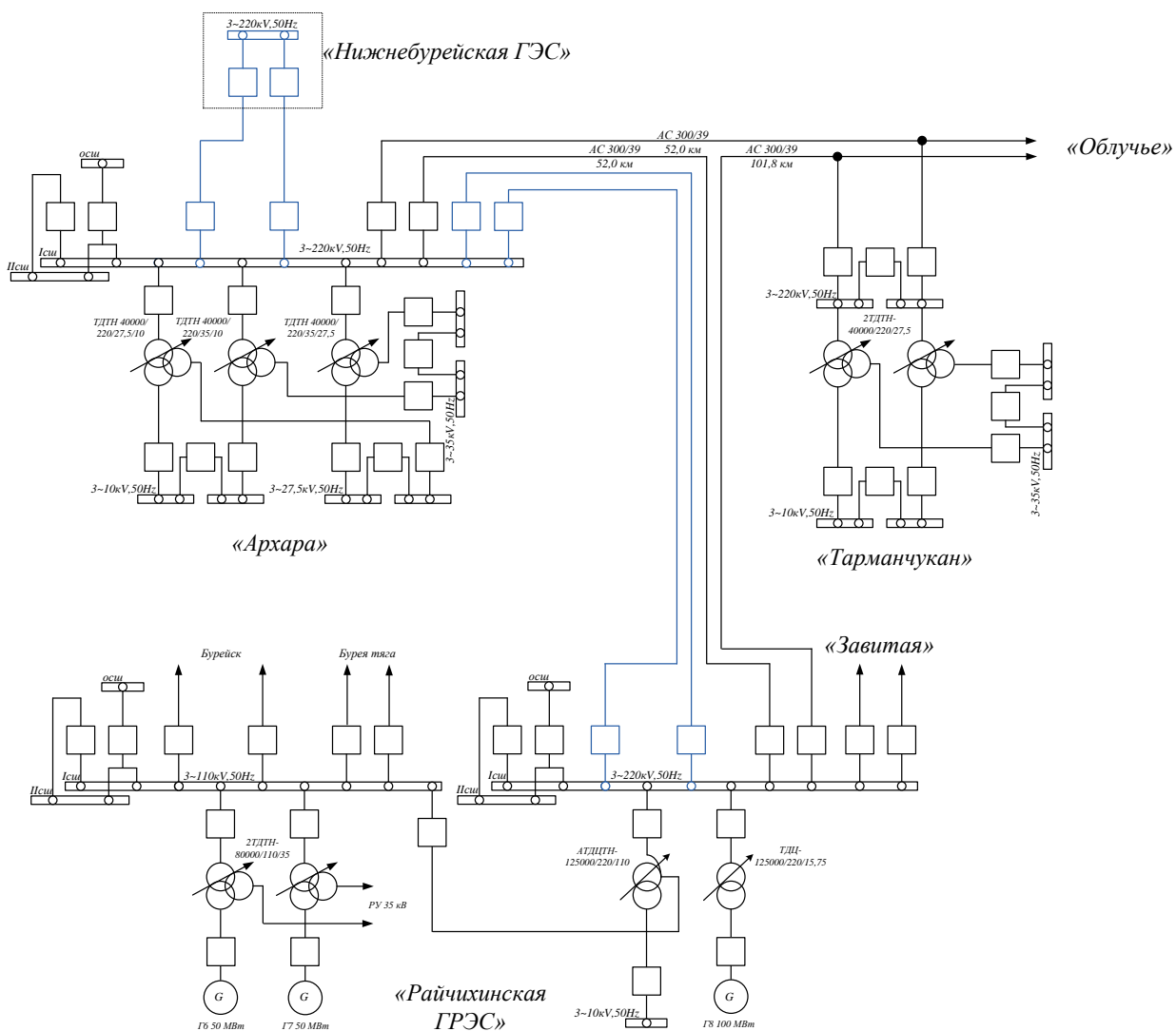


Рисунок 3 - Однолинейная схема с учетом реконструкции

4 ВЫБОР ПРОВОДОВ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Сечение провода и марка провода – важнейший параметр линии. С увеличением сечения проводов линии, увеличиваются затраты на ее сооружение и отчисления от них. Одновременно уменьшаются потери электроэнергии и их стоимость за год.

В данной работе на воздушных линиях предусматривается применение только сталеалюминевых проводов марки АС. Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов с последующей проверкой по длительно допустимому току в послеаварийном режиме работы.

Также предусматривается проектирование двухцепных ВЛ для обеспечения достаточного уровня надежности питания потребителей, согласно задания на проект ВЛ.

Расчетный ток в воздушных линиях вычисляется по формуле [3]:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (2)$$

где n – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение;

P_{\max} , Q_{\max} – потоки максимальной активной и максимальной реактивной мощностей ;

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 [3].

Для T_M равным 3500 часов α_T принимается равным 0,9 [3].

Рассмотрим подробно расчет сечения ВЛ «Нижнебурейская ГЭС» - ПС «Архара», в данном случае по ВЛ передается как активная так и реактивная мощность генераторов, при этом реактивная мощность может быть определена

по паспортным для данного типа оборудования номинальная реактивная мощность ГЭС составляет 156 Мвар.

Расчетный ток для ВЛ в таком случае составит согласно формуле:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} \alpha_i \cdot \alpha_T = \frac{\sqrt{320^2 + 156^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} 1,05 \cdot 0,9 = 421,43 \text{ (кА)}$$

Согласно экономическим токовым интервалам и учитывая климатические характеристики района (район по гололеду II) а так же материал опор (стальные) принимаем марку провода АС 400/64.

Далее проверяем выбранное сечение ВЛ по длительно допустимому току в послеаварийном режиме работы при отключении одной цепи рассматриваемой ВЛ. Расчетный ток в сечении составит:

$$I_{нав} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot (n-1)} \alpha_i \cdot \alpha_T = \frac{\sqrt{320^2 + 156^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} 1,05 \cdot 0,9 = 842,86 \leq 860$$

Полученное значение меньше длительно допустимого тока для данного типа проводника, следовательно расчет проведен верно.

Аналогично проводится расчет сечения ВЛ «Райчихинская ГРЭС» - ПС «Архара», в данном случае так же принимается провод типа АС400/64.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткими замыканиями в электроустановках называются замыкания между фазами (фазными проводниками), замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо и эффективно заземленными нейтралью, а также витковые замыкания в электрических машинах. КЗ возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны: старение или пробой изоляции, искусственные КЗ или обрывы проводов линий электропередач с падением на землю, перекрытия токоведущих частей установок, механическое повреждение изоляции кабельных линий при земляных работах, неправильные действия обслуживающего персонала, удары молнии и т.п.

В электрических установках могут возникать различные виды коротких замыканий, сопровождающихся резким увеличением рабочего тока. Протекание токов КЗ приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев и сопровождается значительными электродинамическими усилиями между проводниками. Все электрооборудование, устанавливаемое в системах электроснабжения, должно быть устойчивым к токам КЗ и выбираться с учетом величины этих токов.

Короткие замыкания в сети могут сопровождаться:

- прекращением питания потребителей, присоединенных к местам на которых произошло КЗ;
- нарушением нормальной работы оставшихся потребителей (подключенных к неповрежденным участкам сети), вследствие понижения напряжения на этих участках;
- нарушением нормальной работы системы.

Расчетным видом КЗ для выбора электрооборудования является трехфазное КЗ.

Расчет токов КЗ ведем с учетом действительных характеристик и действительных режимов работы.

Расчеты токов КЗ для выбора аппаратов и проводников, их проверки по термической и электродинамической стойкости при КЗ, производятся приближенным методом с использованием относительных единиц.

Расчет токов короткого замыкания проводится в данной работе в связи с изменением схемы электрической конфигурации сети, при этом в данном случае на ПС «Архара» происходит увеличение значения токов КЗ. Это связано с уменьшением электрического сопротивления между рассматриваемой ПС и ИП, а так же появление дополнительного источника питания в системе. При изменении токов КЗ требуется проверка коммутационных аппаратов на воздействие этих токов.

В данном случае так же необходимо отметить факт устаревания (периодического выхода из строя) оборудования как основного силового так и вспомогательного, следовательно результаты расчета так же будут использованы для выбора всего оборудования на ПС «Архара»

Расчетные точки короткого замыкания представлены на рисунке. Для снижения объема расчета приняты следующие упрощения: расчетная схема упрощается до одной подстанций и источников питания:

- 1) Распределительного устройства высокого напряжения 220 кВ «Райчихинская ГРЭС»,
- 2) Распределительного устройства высокого напряжения 220 кВ «Нижнебурейская ГЭС»,
- 3) Распределительного устройства высокого напряжения 220 кВ «Облучье»,

Данные источники будут представляется как энергосистема с неизменной во времени периодической составляющей тока короткого замыкания, так же в качестве источников для подпитки места короткого замыкания будут учтены узлы нагрузки на шинах среднего низкого напряжения подстанций «Архара».

В качестве расчетных точек короткого замыкания принимаем КЗ на шинах всех РУ ПС «Архара».

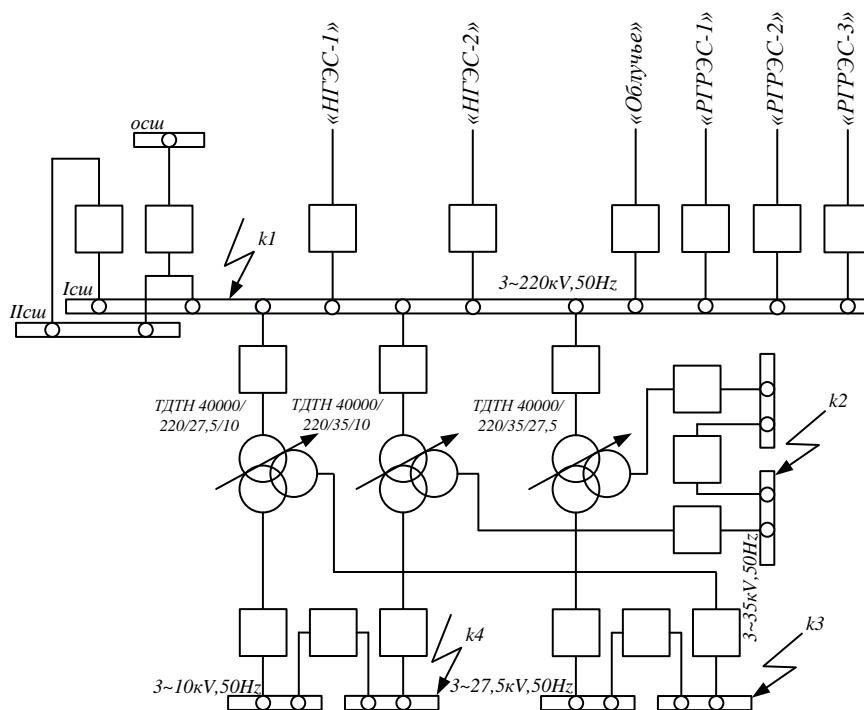


Рисунок 4 – Расчетные точки короткого замыкания

На рисунке 4 представлена схема замещения для расчета токов короткого замыкания на ПС «Архара».

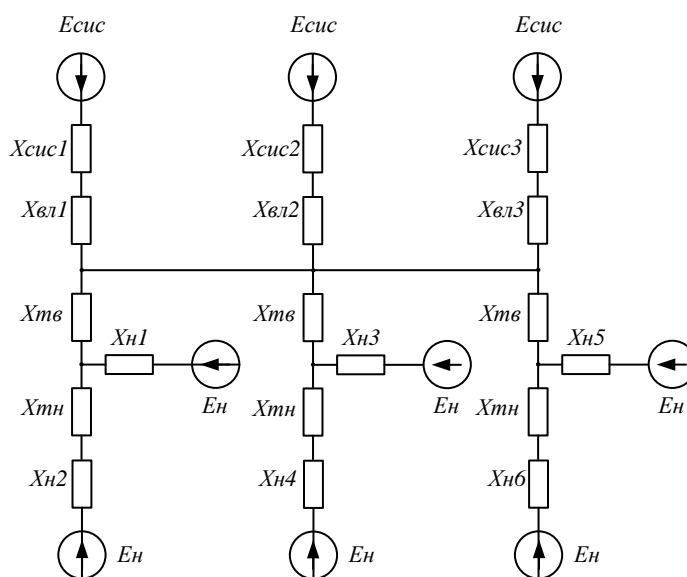


Рисунок 5 – Схема замещения

Сопротивление энергосистемы относительно шин 220 кВ определяем по отключающей способности выключателей 220 кВ установленных на данном РУ, которая составляет 25 кА.

Принимаем базисные условия: базисная мощность равна номинальной мощности трансформаторов [7]:

1) $S_{баз} = 40$ (МВА),

Принимаем следующие значения базисных напряжений из среднего ряда:

2) базисное напряжение на стороне 220 (кВ) $U_{баз220} = 230$

3) базисное напряжение на стороне 35 (кВ) $U_{баз35} = 37$

4) базисное напряжение на стороне 10 (кВ) $U_{баз10} = 10,5$

5) ЭДС и сопротивление нагрузки в относительных единицах соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

Базисный ток на каждой стороне и рассчитываем по соответствующей формуле (кА) [7]:

$$I_{б} = \frac{S_{баз}}{\sqrt{3} \cdot U_{баз}} \quad (3)$$

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

$$I_{б220} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,1 \text{ (кА)}$$

$$I_{б35} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,62 \text{ (кА)}$$

$$I_{б10} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,20 \text{ (кА)}$$

Определяем индуктивные сопротивления элементов в относительных единицах приведенные к базисным условиям (мощности и напряжению) (о.е.):

Сопротивление энергосистемы при отсутствии уточненных данных рассчитываем по отключающей способности выключателей 220 кВ:

$$X_{сис} = \frac{S_{баз}}{S_{кз}} \quad (4)$$

$$X_{сис} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 25} = 0,004$$

$$X_{сис1} = X_{сис2} = X_{сис3}$$

где $S_{кз}$ – мощность короткого замыкания на шинах 220 кВ источников питания, согласно исходным данным:

Сопротивление линии электропередачи определяем по формуле:

$$X_{вл} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{баз}}{U_{баз}^2} \quad (5)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

l – длина ВЛ (км)

Рассчитываем сопротивление ВЛ ПС «Архара» – «НГЭС»

$$X_{вл1} = 0,4 \cdot 52 \cdot \frac{40}{230^2} \cdot \frac{1}{2} = 0,008 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление ВЛ ПС «Архара» – ПС «Облучье»

$$X_{вл2} = 0,4 \cdot 67,0 \cdot \frac{40}{230^2} = 0,02 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление ВЛ ПС «Архара» – «РГРЭС»

$$X_{вл3} = 0,4 \cdot 53,0 \cdot \frac{40}{230^2} \cdot \frac{1}{3} = 0,005 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивления трехобмоточных трансформаторов 40 МВА установленных на подстанции «Архара» по формулам:

$$X_{m\bar{B}} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} + u_{K\%BH} - u_{K\%CH}) \quad (6)$$

$$X_{mC} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} - u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \quad (7)$$

$$X_{mH} = 0,005 \cdot (-u_{K\%BC} + u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \quad (8)$$

$$X_{m\bar{B}} = 0,005 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 0,55$$

$$X_{mC} = 0,005 \cdot (10,5 - 17,5 + 6,5) = -0,05 \text{ (принимаем равное 0)}$$

$$X_{mH} = 0,005 \cdot (-10,5 + 17,5 + 6,5) = 0,35$$

Сопротивление нагрузки (в режиме зимнего максимума):

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_{\bar{B}A3}}{S_H} \quad (9)$$

где s_H – мощность нагрузки (МВА)

$$X_{H1} = X_{H3} = 0,35 \cdot \frac{40}{5,64 \cdot 0,5} = 4,96$$

$$X_{H2} = X_{H6} = 0,35 \cdot \frac{40}{3,66 \cdot 0,5} = 7,65$$

$$X_{H4} = X_{H5} = 0,35 \cdot \frac{40}{4,68 \cdot 0,5} = 5,98$$

После определения значений всех элементов схемы замещения проводим последовательное преобразование относительно точки короткого замыкания (на примере точки кз 1). Подробное сворачивание схемы представлено на рисунках 6, 7, 8):

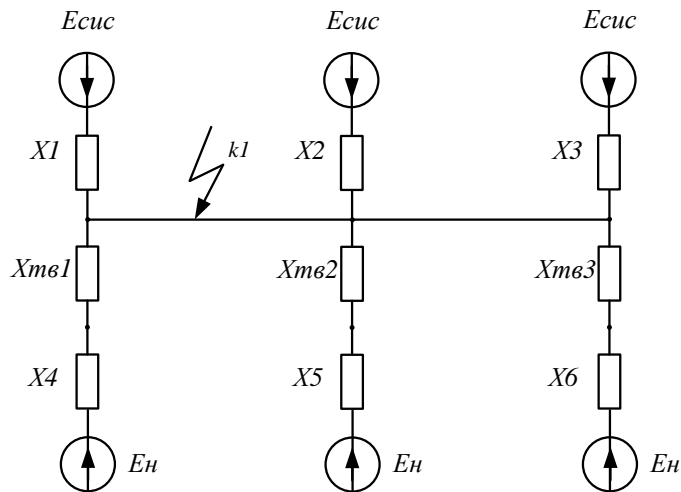


Рисунок 6 – Преобразование схемы замещения

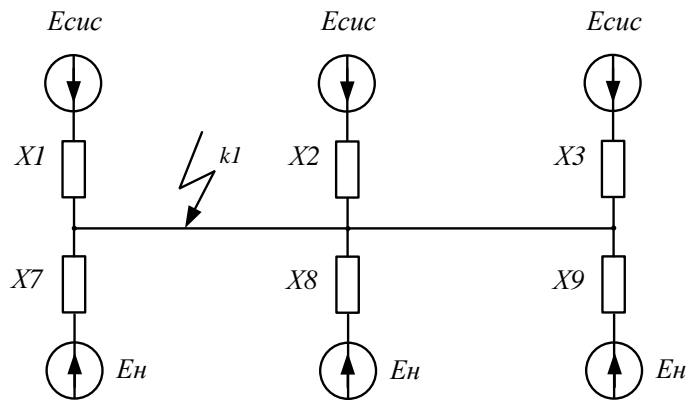


Рисунок 7 – Преобразование схемы замещения

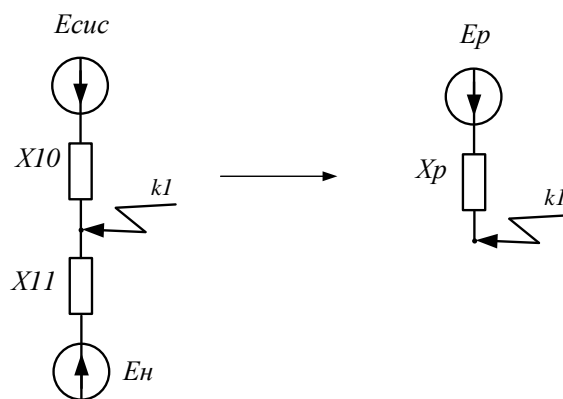


Рисунок 8 – Преобразование схемы замещения

Проводим подробный расчет сопротивлений при преобразовании схемы замещения:

$$X1 = X_{сис1} + X_{вл1} = 0,004 + 0,008 = 0,012$$

$$X_2 = X_{cuc2} + X_{\epsilon l2} = 0,004 + 0,02 = 0,024$$

$$X_3 = X_{cuc3} + X_{\epsilon l3} = 0,004 + 0,005 = 0,009$$

$$X_4 = \frac{(X_{mH} + X_{H2}) \cdot X_{H1}}{(X_{mH} + X_{H2}) + X_{H1}} = \frac{(0,35 + 7,65) \cdot 4,96}{(0,35 + 7,65) + 4,96} = 3,06$$

$$X_5 = \frac{(X_{mH} + X_{H4}) \cdot X_{H3}}{(X_{mH} + X_{H4}) + X_{H3}} = \frac{(0,35 + 5,98) \cdot 4,96}{(0,35 + 5,98) + 4,96} = 2,78$$

$$X_6 = \frac{(X_{mH} + X_{H6}) \cdot X_{H5}}{(X_{mH} + X_{H6}) + X_{H5}} = \frac{(0,35 + 7,65) \cdot 5,98}{(0,35 + 7,65) + 5,98} = 3,42$$

$$X_7 = X_4 + X_{m\epsilon} = 3,06 + 0,55 = 3,61$$

$$X_8 = X_5 + X_{m\epsilon} = 2,78 + 0,55 = 3,33$$

$$X_9 = X_6 + X_{m\epsilon} = 3,42 + 0,55 = 3,97$$

$$X_{10} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3}} = \frac{1}{\frac{1}{0,012} + \frac{1}{0,024} + \frac{1}{0,009}} = 0,004$$

$$X_{11} = \frac{1}{\frac{1}{X_7} + \frac{1}{X_8} + \frac{1}{X_9}} = \frac{1}{\frac{1}{3,61} + \frac{1}{3,33} + \frac{1}{3,97}} = 1,21$$

$$X_p = \frac{X_{10} \cdot X_{11}}{X_{10} + X_{11}} = \frac{0,004 \cdot 1,21}{0,004 + 1,21} = 0,0039$$

$$E_p = \frac{E_c \cdot X_{11} + E_H \cdot X_{10}}{X_{10} + X_{11}} = \frac{1 \cdot 1,21 + 0,85 \cdot 0,004}{1,21 + 0,004} = 0,99$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в расчетной точке кз 1:

$$I_{no} = \frac{E_p}{X_p} \cdot I_{\sigma 220} = \frac{0,99}{0,0039} \cdot 0,1 = 25,38 \text{ (кА)} \quad (10)$$

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания определим по следующей формуле:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{\frac{-T_{ov}}{T_a}} \quad (11)$$

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

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

T_{ov} – время отключения выключателя с учетом работы микропроцессорной защиты установленной на данном выключателе (сек), в данном случае принимается 0,55 сек.

T_a – постоянная времени для данной точки КЗ.

Определяем значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания на примере первой точки:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{\frac{-T_{ov}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 25,37 \cdot e^{\frac{-0,55}{0,03}} = 0,01 \text{ (кА)}$$

Постоянная времени определяется по следующей формуле:

$$T_a = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (12)$$

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 (принимается 314 рад/сек.)

Определяем постоянную времени для первой точки по справочным данным для данных условий:

$$T_a = 0,016$$

Значение ударного тока короткого замыкания определяем по следующей формуле:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (13)$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 25,38 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,016}} \right) = 55,11 \text{ (кА)}$$

По приведенным ранее формулам проводится расчет токов короткого замыкания для оставшихся точек результаты расчета сводятся в таблицу 1:

Таблица 1 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка короткого замыкания ПС «Архара»	Периодическая составляющая тока КЗ в расчетной точке (кА)	Апериодическая составляющая тока КЗ в расчетной точке (кА)	Ударный ток КЗ в расчетной точке (кА)
Шины 220 кВ	25,38	0,01	55,11
Шины 35 кВ	7,15	0,01	15,52
Шины 10,5 кВ	38,18	0,02	90,81

Полученные данные используем в дальнейших расчетах и при выборе оборудования

6 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ ПС «АРХАРА»

Данный раздел посвящен выбору основного силового и измерительного электротехнического оборудования устанавливаемого на ПС «Архара» при ее реконструкции и модернизации.

Выбор оборудования РУ ведется на основе данных расчета токов КЗ, характера потребителей электроэнергии и климатических условий района размещения подстанции. Также для выбора оборудования РУ необходимы данные о максимальных рабочих токах. Значения максимальных рабочих токов указаны в таблице 2. В данном разделе проводится выбор и проверка следующего подстанционного оборудования: выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, гибкая ошиновка, нелинейные ограничители перенапряжений.

Максимальные рабочие токи в РУ определяем по условиям загрузки трехобмоточных трансформаторов установленных на ПС.

Таблица 2 – Максимальные рабочие токи в РУ ПС «Архара»

Номинальное напряжение (кВ)	Максимальный рабочий ток (А)
220	842,9
35	619,8
10	2199,4

6.1 Выбор выключателей.

Выбор выключателей на стороне 220 кВ.

В настоящее время наиболее перспективными типом выключателя класса 220 кВ являются выключатели с элегазовой изоляцией. Они обладают следующими преимуществами:

- взрыво- и пожаробезопасность;
- высокая стойкость при коммутации номинальных токов и номинальных токов отключения. Для элегазовых выключателей – до 5000 отключений номинальных токов и 20-50 отключений номинальных токов отключения.

- отсутствие в процессе работы внешних эффектов и загрязнений окружающей среды;
- отсутствие дополнительных динамических нагрузок на фундамент при коммутации токов КЗ;
- широкий диапазон температур окружающей среды, в котором возможна работа выключателей;
- низкие эксплуатационные расходы, компенсирующие высокую стоимость;
- чистота, удобство обслуживания;
- компактность и небольшая масса.

Вследствие этого на ПС «Архара» целесообразно установить элегазовые выключатели.

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току [4]:

$$U_{ном} \geq U_{номсети} \quad (14)$$

$$I_{ном} \geq I_{макс}. \quad (15)$$

Выберем элегазовый выключатель марки ВГТ-220П-40/2500ХЛ1 для установки на ОРУ 220 кВ. Внешний вид выключателя и его габаритные размеры представлены на рисунке 9.

Выключатели типа ВГТ 220 предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также работы в циклах АПВ в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с номинальным напряжением 220 кВ.

Выключатели изготовлены в климатическом исполнении У и ХЛ, категории размещения 1 ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1. Они предназначены для эксплуатации в открытых и закрытых распределительных устройствах в районах с умеренным и холодным климатом (минус 55°С) при следующих условиях:

- окружающая среда - невзрывоопасная, не содержащая агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию. Содержание коррозионно-активных агентов по ГОСТ 15150-69 (для атмосферы типа II);

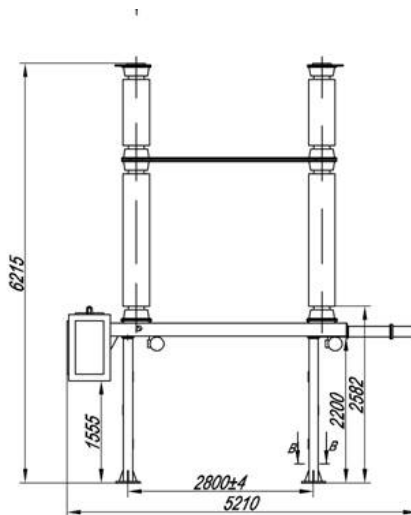


Рисунок 9 – Внешний вид и габаритные размеры – ВГТ 220

- верхнее рабочее значение температуры окружающего выключатель воздуха составляет 40°C;

- нижнее рабочее значение температуры окружающего выключатель воздуха составляет: для исполнения У1 - минус 45°C при заполнении выключателя элегазом, для исполнения ХЛ1 - минус 55°C при заполнении выключателя газовой смесью (элегаз SF6 и тетрафторметан CF4);

- относительная влажность воздуха: при температуре +15°C - 75% (верхнее значение 100% при температуре +25°C);

- при гололеде с толщиной корки льда до 20 мм и ветре скоростью до 15 м/с, а при отсутствии гололеда - при ветре скоростью до 40 м/с;

- высота установки над уровнем моря не более 1000 м;

- сейсмичность - до 9 баллов по шкале MSK-64 (выключатели на 220 кВ должны устанавливаться на фундаментные стойки (бетонные опоры), имеющие сваи С35 с поперечным сечением 35x35 см).

Выбранный выключатель проверяется на коммутационную способность, электродинамическую стойкость, термическую стойкость.

Термическая стойкость проверяется по выражению [4]:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K \quad (16)$$

где $I_{тер}$ - ток термической стойкости (принимается равным периодической составляющей);

$t_{тер}$ - время термической стойкости (принимается равным сумме времени работы защиты и собственного времени отключения выключателя),

B_K - интеграл Джоуля.

Электродинамическая стойкость проверяется по выражению:

$$i_{прскв} = i_{дин} \geq i_{уд} \quad (17)$$

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

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

Значение B_K можно определить по формуле:

Для расчетной точки №1

$$B_{K1} = I_{тер1}^2 \cdot t_{тер} = 25,98^2 \cdot (0,55) = 371,22 \text{ (кА}^2\text{с)} \quad (18)$$

Для расчетной точки №2

$$B_{K2} = I_{тер2}^2 \cdot t_{тер} = 7,15^2 \cdot (0,55) = 28,12 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Для расчетной точки №3

$$B_{K3} = I_{тер3}^2 \cdot t_{тер} = 41,86^2 \cdot (0,55) = 963,74 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 3.

Таблица 3 – Выбор выключателя 220 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение (кВ)	220	220	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток (А)	2500	842,9	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Номинальный ток включения (кА)	40	25,38	$I_{вкл} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения (кА)	102	55,11	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения (кА)	40	25,38	$I_{откл} \geq I_{nt}$
Номинальное значение апериодической составляющей (кА)	25,42	0,01	$i_{ан} \geq i_A$
Предельный сквозной ток (кА)	102	55,11	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость (кА ² с)	4800	371,22	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Данный тип выключателя предлагается к установке на новые присоединения ОРУ 220 кВ ПС «Архара».

Выбор выключателей на стороне 35 кВ.

Первоначально принимаем для установки элегазовый выключатель марки ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1.



Рисунок 10 – Внешний вид – ВГБЭ 35

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 4.

Таблица 4 – Выбор и проверка выключателей 35 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток (А)	630	619,8	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Номинальный ток включения (кА)	12,5	7,15	$I_{вкл} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения (кА)	31,5	15,52	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения (кА)	12,5	7,145	$I_{откл} \geq I_{nt}$
Номинальное значение апериодической составляющей (кА)	7,9	0,01	$i_{ан} \geq i_A$
Предельный сквозной ток (кА)	31	15,52	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость (кА ² с)	5000	28,12	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Выбор выключателей на стороне 10 кВ.

Первоначально принимаем выключатель вакуумный ВВЭ-СМ-10-40.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 5:

Таблица 5 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток (А)	2500	2199,4	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Номинальный ток включения (кА)	40	38,18	$I_{вкл} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения (кА)	128	90,81	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения (кА)	40	38,18	$I_{откл} \geq I_{nt}$
Номинальное значение апериодической составляющей (кА)	8,48	0,02	$i_{ан} \geq i_A$
Предельный сквозной ток (кА)	128	90,81	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость (кА ² с)	4800	963,74	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Выключатели проходят по всем параметрам.

6.2 Выбор разъединителей.

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но отсутствует проверка на коммутационную способность, т.к. разъединители не предназначены для размыкания цепей под нагрузкой [6].

По напряжению и максимальному рабочему току выберем разъединители марки РНДЗ-220/1000 ХЛ1 (разъединитель для наружной установки двухколонковый с заземляющими ножами) для установки на ОРУ 220. Привод разъединителя – ПДН-1ХЛ1.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 6.

Таблица 6 – Выбор разъединителя

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение (кВ)	220	220	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток (А)	1000	842,9	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Предельный сквозной ток (кА)	100	55,11	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость (кА ² с)	4800	371,22	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Данный тип разъединителя предлагается к установке на все новые присоединения ОРУ 220 кВ ПС «Архара». Число заземляющих ножей определяется местом установки.

Выбор разъединителей 35 кВ.

На напряжении 35 кВ, по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РГ-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя – ПРНЗ.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 7.

Таблица 7 – Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток (А)	1000	619,8	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток (кА)	63	15,52	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость (кА ² с)	1875	28,12	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

6.3 Выбор трансформаторов тока.

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей [1].

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

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

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (19)$$

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

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (20)$$

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

l - длина соединительных проводов, для РУ 220 кВ подстанции принимается - 100 м, для РУ35, 10 кВ - 60 м ;

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

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (для 220 кВ):

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

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

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

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2} \quad (21)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, $I_2 = 1\text{А}$.

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс Меркурий 233. Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 8, 9, 10.

Таблица 8 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 220 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы , В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 233	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 9 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы , В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 233	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 10 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы , В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Ртутный 233	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 220 $S_{np}=1,62$ ВА.

Тогда сопротивление приборов:

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

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 35 кВ $S_{np} = 0,62$

ВА. Тогда сопротивление приборов:

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

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 10 кВ $S_{np} = 0,62$

ВА. Тогда сопротивление приборов:

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

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 220 кВ):

$$Z_{2,220} = r_{пров} + r_{приб} + r_k = 1,62 + 0,71 + 0,1 = 2,43 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 35 кВ):

$$Z_{2,35} = r_{пров} + r_{приб} + r_k = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 10 кВ):

$$Z_{2,10} = r_{пров} + r_{приб} + r_k = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Принимаем к установке на стороне 220 кВ подстанции «Архара» газонаполненный трансформатор тока типа ТОГ 220-II-IУ1, с номинальным током первичной обмотки 1000 А. Сравнение параметров трансформатора тока 220 кВ приведено в таблице 11.

Таблица 11 – Проверка выбранного ТТ 220 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение (кВ)	220	220	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток (А)	1000	842,9	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток (кА)	161	55,11	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость (кА ² с)	11907	371,22	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z2 ном (Ом)	20 Ом	2,43	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Данный тип трансформатора тока проходит по всем параметрам следовательно его оставляем.

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТОЛ-35-III с номинальным током первичной обмотки 630 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 12.

Таблица 12 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток (А)	630	619,8	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток (кА)	125	15,52	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость (кА ² с)	7203	28,121	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z2 ном (Ом)	30	1,15	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ ТОЛ-10-I-1 с номинальным током первичной обмотки 2500 А. Сравнение параметров приведено в таблице 13.

Таблица 13 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток (А)	2500	2199,4	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток (кА)	128	90,81	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость (кА ² с)	4200	963,74	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Номинальная вторичная нагрузка Z2 ном (Ом)	1,2	1,15	$Z_{2ном} \geq z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

6.4 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются [6]:

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

$$S_{2ном} \geq S_2 \quad (22)$$

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

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

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 220 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	1	10
Частотомер	Н-397	1	7
Варметр	Д-335	5	1,5
Ваттметр	Д-335	5	1,5
Счетчик АЭ	Меркурий 233	5	1
Счетчик РЭ			
Сумма			39

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

Таблица 15 – Проверка выбранного ТН 220 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	400 ВА	39 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

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

Принимаем трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1, проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	Меркурий 233	2	1
Счетчик РЭ			
Сумма			18

Таблица 17 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 18 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его оставляем.

Выбираем трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ. Сравнение параметров выбранного трансформатора напряжения приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 10 кВ) подстанции

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Счетчик АЭ	Меркурий 233	3	1
Счетчик РЭ			
Сумма			5

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

Таблица 19 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 (10 кВ)	75 ВА	5 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Выбранные трансформаторы напряжения проходят по всем параметрам следовательно их оставляем

6.5 Выбор гибкой ошиновки.

В данном разделе рассматривается выбор гибкой ошиновки на РУ 220 кВ ПС «Архара».

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 842,9 А, следовательно принимаем сечение провода для данного

напряжения с учетом сечения отходящей ВЛ АС 400/64 с максимально допустимым током 860 А расположение фаз горизонтальное.

Сборные шины электроустановок и гибкая ошиновка в пределах ОРУ всех напряжений не проверяются по экономической плотности тока.

Проводится проверка сечения на нагрев (по допустимому току) [4]:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{макс}} \quad (23)$$

Для провода АС-400/64 $I_{\text{доп}} = 860$ А. Максимальный рабочий ток на стороне 220 кВ $I_{\text{макс}} = 842,9$ А. Условие выполняется

Проводим проверку по условиям возникновения короны на поверхности провода.

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

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (24)$$

где m - коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода;

r_0 - радиус провода 1,18 (см)

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,21}} \right) = 31,59$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода определяется по выражению (кВ/см):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_0}} \quad (25)$$

где U – линейное напряжение на проводе (принимается 220 кВ);

D_{cp} - среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, при горизонтальном расположении фаз и расстоянии между фазами оно равно 504 см

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,18 \cdot \lg \frac{504}{1,21}} = 25,19$$

При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе на 7% больше рассчитанной величины.

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9E_0$. Таким образом, условие образования короны:

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

$$26,86 \leq 28,52$$

Неравенство выполняется, следовательно выбранное сечение удовлетворяет условию выбора.

6.6 Выбор жестких шин на напряжении 10 кВ.

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения подстанции «Архара». Максимальный рабочий ток составляет 2199,4 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 100×8 мм, длительно допустимый ток для данного сечения составляет 2680 А. Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4 м.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{963,74}}{91} = 0,34 \quad (26)$$

C - коэффициент для алюминия 91

Минимальное сечение меньше чем фактическое следовательно условие выполняется.

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

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{56,66}{8}}} = 0,98 \quad (27)$$

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

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

Момент инерции шин определяется по формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,8 \cdot 10^3 \frac{1}{12} = 56,66 \quad (28)$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 1 м.

Определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании (Н/м)

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{90810^2}{0,4} = 3570,8 \quad (29)$$

где i_{y0} – ударный ток короткого замыкания (А).

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

Определяем момент сопротивления по формуле (см^3)

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,8 \cdot 10^2 \frac{1}{6} = 13,33 \quad (30)$$

Определяем напряжение в проводе (МПа):

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{90810^2 \cdot 100^2}{13,33 \cdot 40} = 26,7 \quad (31)$$

При расчете напряжения в проводе все длины приведены в сантиметры.

Для современных материалов из которых изготавливаются сборные шины распределительных устройств, разрушающее напряжение составляет 170 МПа, следовательно расчет верен и выбранные шины проходят проверку по механической прочности.

7 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ

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

Режимы рассчитываются для:

- выявления требований к маневренным свойствам оборудования электростанций;
- выбора структуры генерирующих мощностей и определения типа необходимых к сооружению электростанций;
- оценки годовой выработки энергии различных типов электростанций и последующего расчета потребности в отдельных видах топлива;
- выбора схемы развития электрических сетей;
- расчет величины технических потерь в сети.

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

Для удобства расчетов на рисунках приведены часть действующей электрической сети в виде графа и схема замещения для расчета режима работы

Основные данные по нагрузкам показаны в таблице 20

Таблица 20 – Нагрузки в узлах схемы, МВА

Номер узла	Максимальная мощность нагрузки (МВт)	Максимальная мощность нагрузки (Мвар)
2	18,88	10,15
3	8,13	5,16
4	3,6	1,8
7	19,46	9,85
8	14,56	5,77
9	5,56	2,12
10	12,35	9,15
11	2,44	1,84
12	1,99	1,08

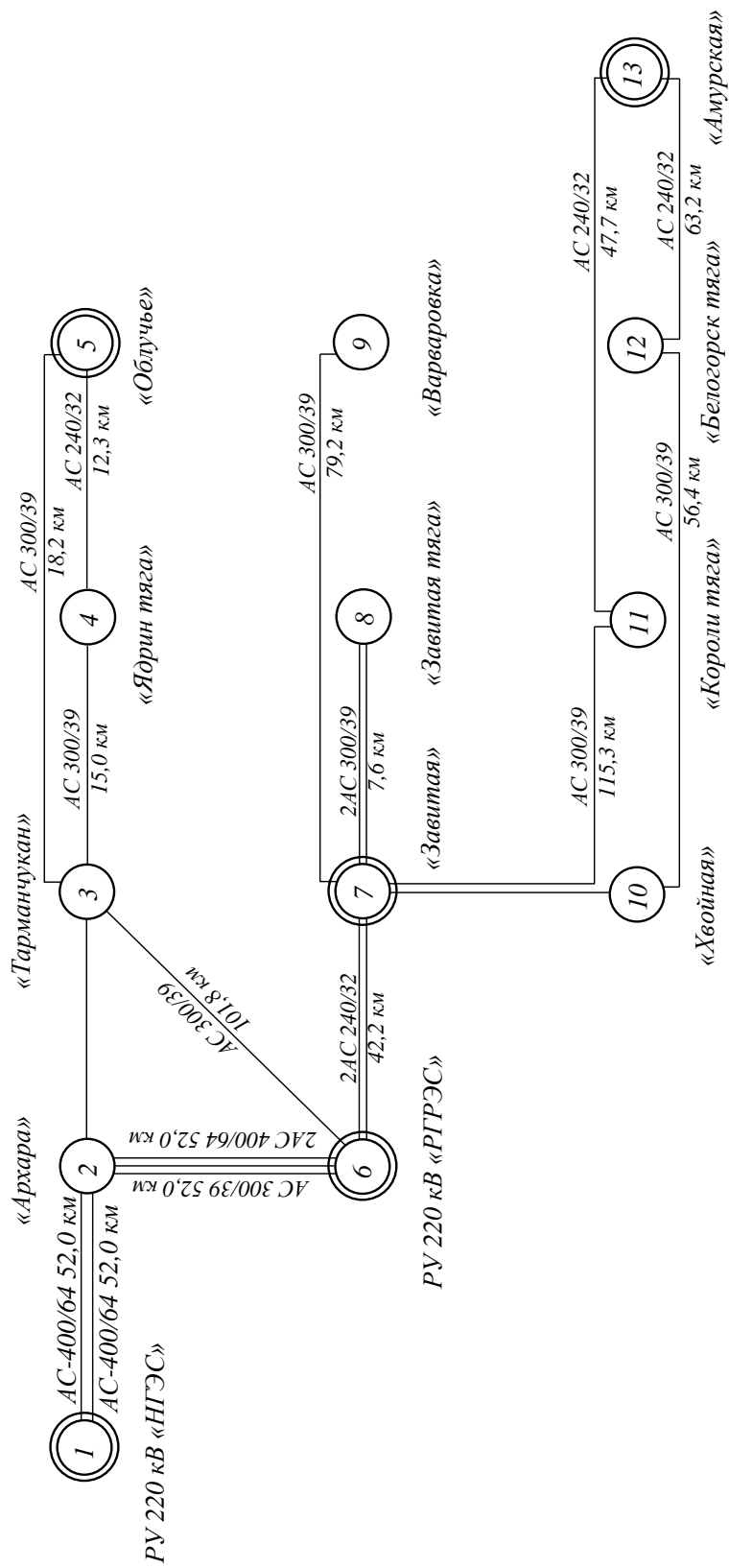


Рисунок 11 – Граф сети для расчета режима

Таблица 21 – Параметры ветвей

Ветви	Активное сопротивление (Ом)	Реактивное сопротивление (Ом)	Емкостная проводимость (мкСм)
1-2	2,54	10,4	274,56
2-6	1,64	8,55	375,57
2-3	5,09	20,8	137,28
3-5	1,78	7,28	48,04
3-4	1,47	6,0	39,0
4-5	1,48	5,04	31,98
3-6	9,97	40,72	368,75
6-7	2,06	8,44	222,81
7-8	0,37	1,52	40,12
7-9	7,76	31,68	209,08
7-10	6,64	27,2	179,52
7-11	11,29	46,12	304,39
10-12	5,53	22,56	148,89
11-13	4,67	19,08	125,93
12-13	6,19	25,28	166,84

Результаты расчета режима сведены в таблицы 22,23.

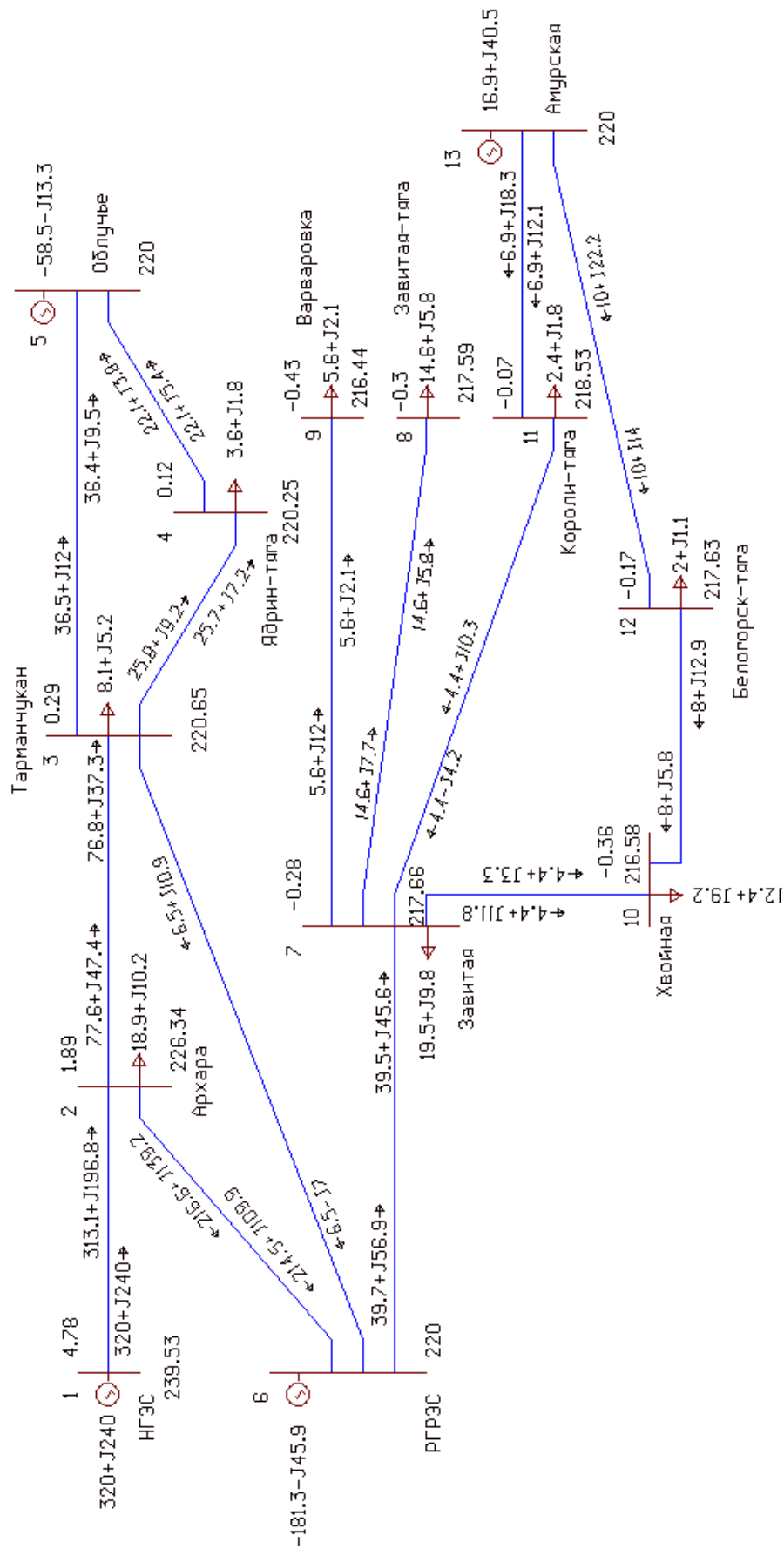


Рисунок 12 – Расчет нормального режима работы сети в графической форме

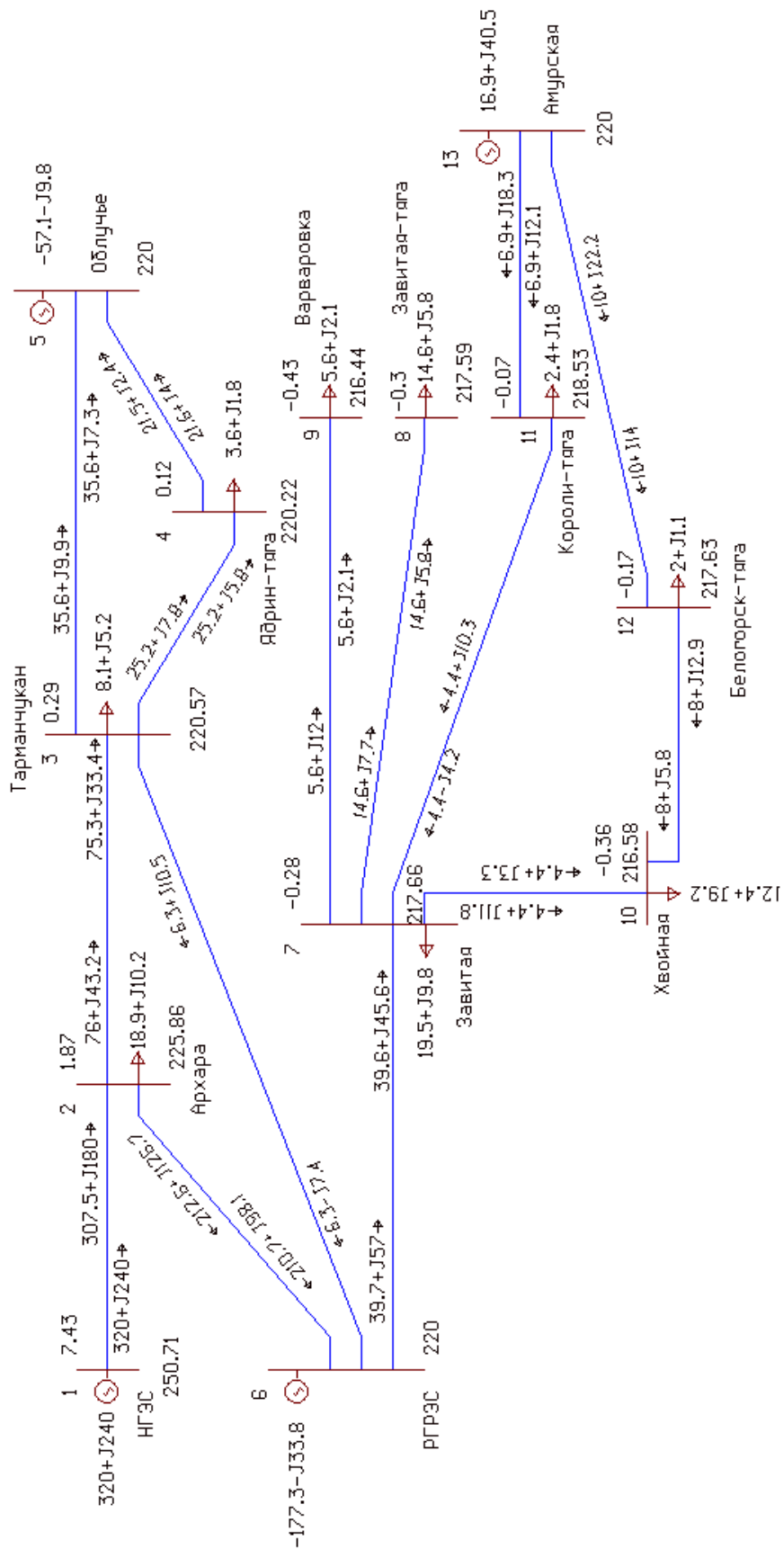


Рисунок 13 – Расчет послеаварийного режима работы сети в графической форме (отключение одной цепи «НГЭС» - ПС «Архара»)

Таблица 22 – Расчет нормального режима работы сети в табличной форме

Название ВЛ	Рн МВт	dP МВт	Рк МВт	Qн Мвар	dQ Мвар	Qш Мвар	Qк Мвар	Uн кВ	Uк кВ	dU %
НГЭС - Архара	-320	6,92	-313	-240	28,33	14,91	-197	239,5	226,3	5,49
Архара - РГРЭС	-217	2,04	-215	-139	10,63	18,71	-110	226,3	220	2,88
Архара - Гарманчукан	-78	0,79	-77	-47	3,23	6,86	-37	226,3	220,7	2,59
Гарманчукан - Облучье	-36	0,05	-36	-12	0,22	2,33	-9	220,7	220	0,3
Гарманчукан - Ядрин-тяга	-26	0,02	-26	-9	0,09	1,9	-7	220,7	220,3	0,18
Ядрин-тяга - Облучье	-22	0,02	-22	-5	0,05	1,55	-4	220,3	220	0,12
Гарманчукан - РГРЭС	-6	0,01	-6	-11	0,04	17,86	7	220,7	220	0,3
РГРЭС - Завитая	-40	0,18	-40	-57	0,74	10,63	-46	220	217,7	1,06
Завитая - Завитая-тяга	-15	0	-15	-8	0,01	1,9	-6	217,7	217,6	0,03
Завитая - Барваровка	-6	0,01	-6	-12	0,05	9,85	-2	217,7	216,4	0,56
Завитая - Хвойная	-4	0,01	-4	-12	0,04	8,46	-3	217,7	216,6	0,49
Завитая - Короли-тяга	4	0,01	4	-4	0,03	14,46	10	217,7	218,5	-0,4
Хвойная - Белогорск- тяга	8	0,01	8	6	0,07	7,02	13	216,6	217,6	-0,48
Короли-тяга - Амурская	7	0,03	7	12	0,11	6,01	18	218,5	220	-0,67
Белогорск- тяга - Амурская	10	0,05	10	14	0,22	7,99	22	217,6	220	-1,08

Таблица 23 – Расчет послеаварийного режима работы сети в табличной форме
(отключение одной цепи «НГЭС» - ПС «Архара»)

Название ВЛ	Рн МВт	dP МВт	Рк МВт	Qн Мвар	dQ Мвар	Qш Мвар	Qк Мвар	Un кВ	Uк кВ	dU %
НГЭС - Архара	-320	12,52	-307	-240	52,28	7,69	-180	250,7	225,9	10,36
Архара - РГРЭС	-213	1,89	-211	-127	9,87	18,67	-98	225,9	220	2,66
Архара - Гарманчукан	-76	0,73	-75	-43	3	6,84	-33	225,9	220,6	2,4
Гарманчукан - Облучье	-36	0,05	-36	-10	0,2	2,33	-7	220,6	220	0,26
Гарманчукан - Ядрин-тяга	-25	0,02	-25	-8	0,08	1,89	-6	220,6	220,2	0,16
Ядрин-тяга - Облучье	-22	0,01	-22	-4	0,05	1,55	-2	220,2	220	0,1
Гарманчукан - РГРЭС	-6	0,01	-6	-11	0,04	17,86	7	220,6	220	0,26
РГРЭС - Завитая	-40	0,18	-40	-57	0,74	10,63	-46	220	217,7	1,06
Завитая - Завитая-тяга	-15	0	-15	-8	0,01	1,9	-6	217,7	217,6	0,03
Завитая - Варваровка	-6	0,01	-6	-12	0,05	9,85	-2	217,7	216,4	0,56
Завитая - Хвойная	-4	0,01	-4	-12	0,04	8,46	-3	217,7	216,6	0,49
Завитая - Короли-тяга	4	0,01	4	-4	0,03	14,46	10	217,7	218,5	-0,4
Хвойная - Белогорск- тяга	8	0,01	8	6	0,07	7,02	13	216,6	217,6	-0,48
Короли-тяга - Амурская	7	0,03	7	12	0,11	6,01	18	218,5	220	-0,67
Белогорск- тяга - Амурская	10	0,06	10	14	0,22	7,99	22	217,6	220	-1,08

Анализ режимов работы участка сети показывает что показатели такие как напряжения в узлах сети находятся на приемлемых уровнях (отклонение не превышает %) токовая нагрузка ВЛ так же находится в пределах длительно допустимых значений. Наиболее загруженным является участок «НГЭС» - ПС «Архара», при отключении одной цепи происходит перегрузка оставшейся в работе цепи (ток в сечении составляет 921А при длительно допустимом 825 А), в таком режиме требуется ограничение мощности передаваемой по данной ВЛ.

8 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Проектирование конструктивной части воздушных линий основывается на проекте электрической части линии, технико-экономических расчетах, климатической характеристике района прохождения линии. Данные необходимые для расчета приведены в соответствующих разделах проекта.

8.1 Выбор типов опор.

При выборе типов опор, а также при определении расчетных нагрузок необходимо исходить из наиболее невыгодных сочетаний климатических условий, наблюдаемых для линии 220 кВ не реже 1 раза в 10 лет [13].

Исходя из расчетного сечения провода АС-400/64 и количества цепей с учетом нормативной толщины стенки гололеда принимаем следующие типы опор на примере ВЛ «НГЭС» - ПС «Архара» :

промежуточные опоры – ПС 220-2 (промежуточная двухцепная стальная свободностоящая опора для ВЛ 220 кВ);

анкерные опоры: – У220-2+9 (анкерная двухцепная стальная свободностоящая опора для ВЛ 220 кВ).

Для выбранных типов опор принимается:

- длина габаритного пролета принимается: 450 м;
- длина весового пролета принимается: 500 м;
- длина ветрового пролета принимается 470 м.

8.2 Расчет удельных механических нагрузок.

Удельные нагрузки на провода и тросы учитывают механические силы от веса и гололедных образований в следствие климатических условий, а также давление ветра на провода без гололеда или с ним.

Удельные нагрузки относятся к единице длины (метру) и единице поперечного сечения провода (мм^2) или троса и применяются во всех расчетах конструктивной части ВЛ в качестве исходных данных.

Определяем нагрузку на провод от собственного веса провода (кПа/м):

$$\sigma_1 = g \cdot \frac{G_0}{F_p} \quad (32)$$

где g - ускорение свободного падения м/сек²;

G_0 – расчетная масса 1 м провода, кг/м;

F_p – расчетное сечение провода, м².

$$\sigma_1 = 9,81 \cdot \frac{1,074}{464 \cdot 10^{-6}} = 22,71 \text{ (кПа/м)}$$

Определяем нагрузку на провод от массы гололеда на нем по следующей формуле (кПа/м):

$$\sigma_2 = g \cdot \frac{g_0 \cdot \pi \cdot b \cdot (d + 2 \cdot b)}{F_p} \quad (33)$$

где b – толщина стенки гололеда, согласно климатическим условиям прохождения ВЛ м;

g_0 – плотность льда, кг/ м³;

d – диаметр провода, м.

$$\sigma_2 = 9,81 \cdot \frac{900 \cdot 3,14 \cdot 0,01 \cdot (0,028 + 2 \cdot 0,01)}{464 \cdot 10^{-6}} = 28,68 \text{ (кПа/м)}$$

Суммарная нагрузка от массы провода и гололеда определяется как (кПа/м):

$$\sigma_3 = \sigma_1 + \sigma_2 \quad (34)$$

$$\sigma_3 = 22,71 + 28,68 = 51,39 \text{ (кПа/м)}$$

Определяем нагрузку на провод от давления ветра на провод при отсутствии гололеда (кПа/м):

$$\sigma_4 = \frac{a \cdot C_X q_{\max} \cdot k_q \cdot d}{F_p} \quad (35)$$

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

q_{\max} – скоростной напор ветра для данного района (Па);

C_x – аэродинамический коэффициент учитывающий шероховатость провода, равен 1,2;

k_q – поправочный коэффициент 1,15.

$$\sigma_4 = \frac{0,81 \cdot 1,2 \cdot 400 \cdot 1,15 \cdot 0,028}{464 \cdot 10^{-6}} = 26,98$$

Определяем удельную нагрузку от давления ветра на провод с гололедом по формуле (кПа/м):

$$\sigma_5 = \frac{a \cdot C_x \cdot 0,25 \cdot q_{\max} \cdot (d + 2 \cdot b)}{F_p} \quad (36)$$

$$\sigma_5 = \frac{0,81 \cdot 1,2 \cdot 0,25 \cdot 400 \cdot (0,028 + 2 \cdot 0,01)}{464 \cdot 10^{-6}} = 10,06$$

Определяем удельную нагрузку на провод от собственной тяжести и давления ветра по формуле (кПа/м):

$$\sigma_6 = \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_4^2} \quad (37)$$

$$\sigma_6 = \sqrt{2^2 + 26,98^2} = 35,26$$

Суммарная удельная нагрузка на провод от массы провода, массы гололеда и давления ветра определяется по формуле (кПа/м):

$$\sigma_7 = \sqrt{\sigma_3^2 + \sigma_5^2} \quad (38)$$

$$\sigma_7 = \sqrt{51,39^2 + 10,06^2} = 52,36$$

8.3 Выбор изоляторов.

В качестве изоляторов для линии электропередачи в данной работе рассматриваются современные полимерные изоляторы, их преимущества по сравнению с устаревшими стеклянными или фарфоровыми очевидны, сюда можно отнести: низкую стоимость, небольшую массу, простоту монтажа.

Выбор типа изоляторов, производится по коэффициенту запаса, при наибольшей нагрузке и при отсутствии ветра и гололеда.

Для подвески в поддерживающих опорах принимаем полимерные изоляторы марки ЛК-70/220-IV УХЛ1 с электромеханической разрушающей силой 70 кН.

Определяем коэффициенты запаса прочности по формулам:

$$n_1 = \frac{P}{\sigma_7 \cdot l_{вес} + G_2 \cdot g} = \frac{70000}{52,34 \cdot 500 + 5,5 \cdot 9,81} = 2,81 \geq 2,7 \quad (39)$$

$$n_2 = \frac{P}{\sigma_1 \cdot l_{вес} + G_2 \cdot g} = \frac{70000}{22,71 \cdot 500 + 5,5 \cdot 9,81} = 6,13 \geq 5 \quad (40)$$

где P – электромеханическая разрушающая нагрузка изолятора, кН;

$l_{вес}$ – весовой пролет, 500 м;

G_2 – масса гирлянды, для полимерных изоляторов марки ЛК-70/220-IV УХЛ1 5,5 кг.

Для подвески в натяжных гирляндах так же применяем полимерные изоляторы марки ЛК-120/220-IV УХЛ1

Выбор типа изоляторов натяжных гирлянд производят по формулам через коэффициенты запаса прочности:

$$n_1 = \frac{P}{\sqrt{(\sigma_{\gamma \max} \cdot F_p)^2 + \left(\frac{\sigma_7 \cdot l_{вес}}{2} + G_2 \cdot g\right)^2}} \quad (41)$$

$$n_1 = \frac{120000}{\sqrt{(139,16 \cdot 464)^2 + \left(\frac{52,34 \cdot 500}{2} + 5,9 \cdot 9,81\right)^2}} = 4,29 \geq 2,7$$

$$n_2 = \frac{P}{\sqrt{(\sigma_s \cdot F_p)^2 + \left(\frac{\sigma_1 \cdot l_{вс}}{2} + G_z \cdot g\right)^2}} \quad (42)$$

$$n_2 = \frac{120000}{\sqrt{(95,23 \cdot 464)^2 + \left(\frac{22,71 \cdot 500}{2} + 5,9 \cdot 9,81\right)^2}} = 5,21 \geq 5$$

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

Выбранные типы изоляторов проходят проверку по механической стойкости, следовательно их оставляем.

9 МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ 220 КВ

В данном разделе рассматривается расчет всех защит устанавливаемых на ВЛ «НГЭС» – ПС «Архара»

Традиционные устройства релейной защиты и автоматики, выполненные с помощью электромеханических и статических (микроэлектронных) устройств, представляют собой физические блоки, соответствующие отдельным физическим функциям (реле тока, напряжения, сопротивления и т.д.).

Микропроцессорная техника реализует эти функции программно, т.е. существуют некая математическая модель, реализующая алгоритм работы того или иного реле. Это определяет необходимость изменения подхода к анализу срабатывания, характеристикам срабатывания, проверке отстройки и чувствительности, особенно при расчете ступеней дистанционных защит. В данном разделе рассматривается расчет срабатывания дистанционных защит, токовой отсечки устанавливаемой на линиях 110 кВ.

9.1 Первая ступень дистанционной защиты.

Сопротивление срабатывания защиты первой ступени:

$$Z_{cз1} = 0,85 \cdot Z_{yд} \cdot L \quad (43)$$

где L - протяженность ВЛ (км).

$Z_{yд}$ - удельное сопротивление ВЛ (принимается равным индуктивному сопротивлению)

$$Z_{cз1} = 0,85 \cdot 0,4 \cdot 52,0 = 17,68 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление срабатывания реле определяется:

$$Z_{cp1} = K_{cx} \cdot \frac{K_{TT}}{K_{TH}} \cdot Z_{c3} \quad (44)$$

где K_{TT} – коэффициенты трансформации трансформатора тока

K_{TH} – коэффициенты трансформации трансформатора напряжения

$$Z_{cp1} = \sqrt{3} \cdot \frac{1000}{2300} \cdot 17,68 = 13,31 \text{ (Ом)}$$

Время срабатывания первой ступени дистанционной защиты принимаем 0,1 сек.

9.2 Вторая ступень дистанционной защиты.

Сопротивление срабатывания защиты второй ступени:

$$Z_{c32} = 0,85 \cdot Z_{y\partial} \cdot L \quad (45)$$

где L - протяженность ВЛ (км).

$Z_{y\partial}$ - удельное сопротивление ВЛ (принимаем равным индуктивному сопротивлению)

$$Z_{c32} = 0,85 \cdot 0,4 \cdot 52,0 = 17,68 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление срабатывания реле определяется:

$$Z_{cp2} = K_{cx} \cdot \frac{K_{TT}}{K_{TH}} \cdot Z_{c3} \quad (46)$$

$$Z_{cp2} = \sqrt{3} \cdot \frac{1000}{2300} \cdot 17,68 = 13,31 \text{ (Ом)}$$

Время срабатывания первой ступени дистанционной защиты принимаем 0,6 сек.

9.3 Третья ступень дистанционной защиты.

Сопротивление срабатывания:

$$Z_{cз3} = 0,85 \cdot (Z_{yд} \cdot L + \frac{0,85 \cdot Z_{yд} \cdot L}{K_{TP}}) \quad (47)$$

где K_{TP} - коэффициент распределения тока, (принимаяем 1).

$$Z_{cз3} = 0,85 \cdot (52,0 \cdot 0,4 + \frac{0,85 \cdot 52,0 \cdot 0,4}{1}) = 32,71 \text{ (Ом)}$$

Ток срабатывания реле третьей ступени определяется по формуле:

$$Z_{ср3} = \sqrt{3} \cdot \frac{1000}{2300} \cdot 32,71 = 24,63 \text{ (Ом)}$$

Время срабатывания третьей ступени принимаем 1,1 сек.:

Проверка коэффициента чувствительности третьей ступени дистанционной защиты определяется по следующему выражению:

$$K_{чз} = \frac{Z_{cз3}}{Z_{yд} \cdot L} = \frac{32,71}{20,8} = 1,57 > 1,2 \quad (48)$$

Третья ступень дистанционной защиты проходит проверку по чувствительности

9.4 Четвертая ступень дистанционной защиты.

Сопротивление срабатывания защиты:

$$Z_{cз4} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_{ДЛ}} \quad (49)$$

где U_H - номинальное напряжение ВЛ;

$I_{ДЛ}$ - длительно допустимый ток (для провода марки АС 400/64 – 825 А).

$$Z_{cз4} = \frac{0,95 \cdot 230}{0,825} = 264,8 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление срабатывания реле четвертой ступени определяется по формуле:

$$Z_{cp4} = \sqrt{3} \cdot \frac{1000}{2300} \cdot 264,8 = 199,41$$

Время срабатывания четвертой ступени принимаем равным 1,6 сек:

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

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

Время срабатывания токовой отсечки принимаем равным 0,4 сек

По условию селективности ток срабатывания отсечки выбирается больше максимального значения тока при КЗ в конце защищаемого участка, определяем ток срабатывания токовой отсечки по выражению:

$$I_{co} = K_H \cdot I_{к.м.з} \quad (50)$$

где $I_{к.м.з}$ - ток трехфазного короткого замыкания в режиме максимальной нагрузки;

K_H - коэффициент надежности, равный 1.2.

$$I_{co} = 1,2 \cdot 25380 = 30456 \text{ (А)}$$

Коэффициент чувствительности токовой отсечки определяется следующим выражением:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{к.мин.3}} \cdot K_{\text{сх}}}{I_{\text{с0}}} > 1,2 \quad (51)$$

где $I_{\text{к.мин.3}}$ - ток трехфазного короткого замыкания в режиме минимальной нагрузки;

$K_{\text{сх}}$ - коэффициент схемы, равный 1,73.

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot 24560 \cdot 1,73}{30456} = 1,22 > 1,2$$

Токовая отсечка удовлетворяет требованиям чувствительности.

Первая ступень токовой защиты нулевой последовательности.

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

$$I_{\text{сз1}} = k_{\text{н}} \cdot I_{\text{max 0}}$$

где $k_{\text{н}} = 1,2$ – для сети 110—220 кВ.

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

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

$$I_{\text{сз1}} = 1,2 \cdot 21500 = 25800 \text{ (А)}$$

Вторая ступень токовой защиты нулевой последовательности.

Отстраивается от тока срабатывания I ступени защиты:

$$I_{\text{сз2}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{сз1}} \quad (52)$$

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

$$I_{\text{с.з.}}^{\text{II}} = 1,1 \cdot 25800 = 28380 \text{ (А)}$$

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

Третья ступень токовой защиты нулевой последовательности.

Отстраивается от тока небаланса в защите при трехфазном коротком замыкании.

$$I_{сз3} = k_n \cdot I_{н\bar{б}м} \quad (53)$$

где $k_n = 1,2$.

Максимальный ток небаланса определяется как:

$$I_{н\bar{б}м} = k_{одн} \cdot k_{ап} \cdot \varepsilon \cdot I_{км}^{(3)}, \quad (54)$$

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

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

ε - допустимая погрешность трансформаторов тока.

$$I_{н\bar{б}м} = 0,5 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 25380 = 1269$$

$$I_{сз3} = 1,2 \cdot I_{н\bar{б}м} = 1,2 \cdot 1269 = 1522,8$$

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

Чувствительность защиты проверяется по формуле через коэффициент:

$$k_{ч} = \frac{3 \cdot I_{к.мин.3}}{I_{сз}} \geq 1,5.$$

$$k_{ч} = \frac{3 \cdot 24560}{1522,8} = 48,38 \geq 1,5$$

Защита проходит проверку по чувствительности ее оставляем.

10 РАСЧЕТ ЗАЩИТНОГО ЗАЗЕМЛЕНИЯ.

Расчет защитного заземления проводится для его проверки, сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать нормативное значения в целях электробезопасности.

Размеры подстанции $A \times B = 150 \times 200$ (м)

Удельное сопротивление первого грунта:

$$\rho = 31,2$$

Коэффициенты для расчета заземления:

$$ak = 0,005$$

$$bk = 0,0036$$

$$ck = -0,05$$

$$dk = 0,343$$

Коэффициент сезонности:

$$\psi = 2,7$$

Определяем площадь контура заземления:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (150 + 3) \cdot (200 + 3) = 6 \cdot 10^3 \text{ (м}^2\text{)} \quad (55)$$

Определяем удельное сопротивление второго грунта:

$$\rho_{\text{эк}} = \frac{\rho}{\psi} = \frac{31,2}{2,7} = 11,56 \quad (56)$$

Принимаем диаметр проводов $d = 0,0021$ м, соответствующее сечение рассчитывается по формуле:

$$F = \pi \cdot \frac{d^2}{4} = 3,14 \cdot \frac{0,0021^2}{4} = 0,08 \quad (57)$$

Проверка на термическую прочность производится через ток короткого замыкания на землю:

$$I_M = 21500 \text{ (кА)}$$

Время срабатывания релейной защиты: $t = 5$ (сек)

Коэффициент термической стойкости $\beta = 21$

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot 5}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{21,5^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,05 \quad (58)$$

Проверка на коррозионную стойкость:

$$S_k = ak \cdot \ln(240) + bk \cdot \ln(240) + ck \cdot \ln(240) + dk = 1 \text{ (см}^2\text{)} \quad (59)$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S \cdot (S_k + d) = 3,15 \quad (60)$$

Принимаем расстояние между полосами сетки:

$$l_{nn} = 10 \text{ (м)}$$

Общая длина полос в сетке:

$$l_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}} \cdot (B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}} \cdot (A+3) = 1,198 \cdot 10^3 \text{ (м)} \quad (61)$$

Число ячеек:

$$M = \frac{l_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{1,198 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{6 \cdot 10^3}} = 9,98 \quad (62)$$

Принимаем: $M = 10$

Длина стороны ячейки:

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{M} = 7,73 \text{ (м)} \quad (63)$$

Длина горизонтальных полос в рассматриваемой модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (M + 1) = 1,703 \cdot 10^3 \text{ (м)} \quad (64)$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 21,88 \text{ (ед)} \quad (65)$$

Принимаем длину вертикальных электродов:

$$L_e = 4 \text{ (м)}$$

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_c = \rho_{\text{эк}} \cdot \left(\frac{0,42}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_e \cdot L_e} \right) = 0,069 \text{ (ом)} \quad (66)$$

Вычисляем импульсное сопротивление заземлителя через вспомогательный коэффициент:

$$a_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = 2,66 \quad (67)$$

$$R_u = a_u \cdot R_c = 0,184 \text{ (ом)} \quad (68)$$

Импульсное сопротивление заземлителя должно быть не более 0,5 Ом, следовательно расчет проведен верно

11 РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ.

Согласно ПУЭ открытые РУ 20-500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молний.

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

Необходимо защитить выключатели (высота 9 м) молниеотводами, так как высота остальных элементов подстанции значительно ниже, и они попадают в зону защиты молниеотводов.

Защиту РУ 220 кВ выполним стержневыми отдельностоящими молниеотводами. Высота молниеотвода (отдельностоящего) – 30 метров.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (69)$$

где h – высота молниеотвода (30 м)

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 30 = 25,5$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 31,2 \quad (70)$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне выключателя 220 кВ

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)} = 1,6 \cdot 30 \cdot \frac{(30 - 9)}{(30 + 9)} = 25,84 \quad (71)$$

где h_x – высота защищаемого объекта (выключателя) составляет 9 м.

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

$$h_c = h - \frac{L}{7} = 30 - \frac{60}{7} = 21,4 \quad (72)$$

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

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}} = 1,6 \cdot \frac{21,4 - 9}{1 + \frac{9}{21,4}} = 5,9 \quad (73)$$

где h_x – высота защищаемого объекта (м).

Расчет показывает что молниезащита полностью закрывает оборудование расположенной на ПС «Архара»

12 РАСЧЕТ ЗАТРАТ НА РЕАЛИЗАЦИЮ ПРОЕКТА

В данном разделе проводится расчет суммарных капиталовложений необходимых для реализации проекта в частности строительство двух линий электропередач «НГЭС» - ПС «Архара» и ПС «Архара» - «РГРЭС», установка 4-х линейных ячеек на ОРУ 220 кВ ПС «Архара», так же в ходе расчета будет произведен расчет годовых издержек на амортизацию оборудования и на его эксплуатации.

Капиталовложение на сооружение сети вычисляются по формуле:

$$K = K_{вл} + K_{ПС} \quad (74)$$

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

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

Капиталовложение на строительство подстанций определяются (источник: справочник по проектированию электрических сетей по ред. Файбисович Д.Л. 2012г), отвод земли под ПС не планируется тк осуществляется реконструкция существующей ПС.:

$$K_{ПС} = (K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (75)$$

где $K_{ОРУ}$ – стоимости открытых распределительных устройств в ценах 2000 года.

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат по подстанции в ценах 2000 года включающая затраты на:

- благоустройство территории
- подвод коммуникаций, и.т.д.

$K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2016 год (индекс дефлятор равен 4,28) (источник: приложение №1 к письму минрегион России)

K_p - районный коэффициент: для ПС – 1,5 (источник: справочник по проектированию электрических сетей по ред. Файбисович Д.Л. 2012г):

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (76)$$

где K_0 – удельная стоимость сооружения одного км линии (в ценах 2000 года);

l – длина линии с учетом коэффициента удлинения (км).

K_p – районный коэффициент: для ВЛ –1,5 (источник: справочник по проектированию электрических сетей по ред. Файбисович Д.Л. 2012г):

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формуле:

$$I_{ЭР} = I_{ЭР.ВЛ} + I_{ЭР.ПС} = \alpha_{ЭР.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{ЭР.ПС} \cdot K_{ПС} \quad (77)$$

где $\alpha_{ЭР.ВЛ} = 0,65\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ВЛ; (источник: справочник по проектированию электрических сетей по ред. Файбисович Д.Л. 2012г):

$\alpha_{ЭР.ПС} = 3,7\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций. (источник: справочник по проектированию электрических сетей по ред. Файбисович Д.Л. 2012г):

Ежегодные издержки на амортизацию вычисляются по формуле:

$$I_{АМ} = \frac{K_{ВЛ.Σ}}{T_{СЛ1}} + \frac{K_{ПС.Σ}}{T_{СЛ2}} \quad (78)$$

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

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

Определяем стоимость открытого распределительного устройства высокого напряжения на подстанции «Архара» (млн.руб):

Стоимость оборудования подстанции определяется согласно укрупненным стоимостным показателям, с учетом индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, в том числе стоимости материалов, оплаты труда и эксплуатации машин и механизмов на I квартал 2016 года (для

ДФО «Амурской области» индекс цен на СМР по отношению к ценам 2000 г. составляет 4,28 ед) (источник: приложение №1 к письму минрегион россии)

Определяем стоимость четырех ячеек РУ 220 кВ при расчете принимается стоимость одной ячейки элегазового выключателя и количество этих ячеек (в данном случае 4 ячейки на стороне 220 кВ):

$$K_{ОРУ} = N_{яч} \cdot K_{яч} \cdot K_{инф} \cdot K_p = (4 \cdot 12,5) \cdot 4,28 \cdot 1,5 = 321,0 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем постоянная часть затрат по подстанции (тк ПС «Архара» реконструируется частично то принимаем часть затрат от полной стоимости):

$$K_{ПОСТ} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p = 20,0 \cdot 4,28 \cdot 1,5 = 128,4 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем капиталовложение на модернизацию и реконструкцию ПС «Архара»:

$$K_{ПС} = K_{ОРУ} + K_{ПОСТ} = 321,0 + 128,4 = 449,4 \text{ (млн.руб)}$$

где $K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2016 год

K_p - районный коэффициент: для ПС –1,5

Определяем капиталовложения на сооружение ВЛ для питания ПС 220 кВ (в данном случае также учитывается индекс изменения цен по отношению к 2000 г, для Амурской области) (млн.руб),

Рассмотрим подробно расчет стоимости ВЛ 220 кВ, общая протяженность 104,0 км выполнена в двухцепном исполнении проводом марки АС 400/64, опоры стальные:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{инф} \cdot K_p$$

$$K_{ВЛ} = 2,42 \cdot 104,0 \cdot 4,28 \cdot 1,5 = 258,1 \text{ (млн.руб)}$$

где K_p - районный коэффициент: для ВЛ –1,5 (источник: справочник по проектированию электрических сетей по ред. Файбисович Д.Л. 2009г)

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

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} = 258,1 + 449,4 = 707,5 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования:

$$I_{ЭР} = \alpha_{ЭР} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{ЭР.ПС} \cdot K_{ПС} = 0,0065 \cdot 258,1 + 0,037 \cdot 449,4 = 18,31 \text{ (млн.руб/год)}$$

Ежегодные издержки на амортизацию определяются через данные о сроке службы подстанционного и линейного оборудования:

$$I_{АМ} = \frac{K_{ВЛ.Σ}}{T_{СЛ}} + \frac{K_{ПС.Σ}}{T_{СЛ}} = \frac{258,1}{15} + \frac{449,4}{20} = 39,68 \text{ (млн.руб/год)}$$

Расчет экономических показателей показал что суммарные капиталовложения в реализацию проекта составляют 707,5 млн. рублей при этом ежегодные отчисления на амортизацию составят 39,68 млн. рублей , а на эксплуатацию вновь введенного оборудования 18,31 млн. рублей

13 БЕЗОПАСНОСТЬ

13.1 Безопасность эксплуатации ячеек выключателей 220 кВ на ПС «Архара».

Для обеспечения надежной и безаварийной работы ячеек необходимо выполнение трех условий: высокое качество изготовления, качественное проведение монтажных и пуско-наладочных работ и своевременное и квалифицированное техническое обслуживание элегазового оборудования.

В качестве изоляции в выключателях 220 кВ используется элегаз SF₆. Опишем основные свойства элегаза. Элегаз – химически инертный газ без цвета и запаха, не токсичен, тяжелее воздуха, не поддерживает горение, взрывобезопасен, имеет пробивное напряжение в 2-2,5 раза выше, чем у воздуха, обладает хорошей дугогасящей способностью за счет активного поглощения свободных электронов (электроотрицательный газ), устойчив к нагреву до 200 С. Под действием электрической дуги разлагается с образованием фторидов – химически активных и токсичных продуктов. Это приводит к необходимости принятия соответствующих мер: размещение внутри электроаппаратов адсорбентов, обязательное оборудование помещений приточно-вытяжной вентиляцией и т.д.

Меры безопасности при работе с продуктами разложения элегаза, в частности, их генерация, установлены в РД 16066-83 «Электрооборудование высокого напряжения. Технические требования к производству и методы контроля для обеспечения качества элегаза».

13.2 Техника безопасности при строительстве ВЛ Нижнебурейская ГЭС - ПС «Архара».

При производстве всего комплекса строительно-монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.[9]

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

Перед монтажом и установкой опор производится подготовка монтажных площадок [25].

Расчистку и планировку площадок производят в непосредственной близости от фундамента. Необходимо произвести обеспечение подъезда длинномерного транспортного средства и установки грузоподъемного механизма. Грузоподъемный механизм рекомендуется устанавливать в непосредственной близости к фундаменту опоры, но обеспечить при этом возможность свободного доступа к фундаменту с любой стороны.

Перед сборкой секций опор, траверсы и тросостойки выкладывают на подкладки, в порядке, предусмотренном монтажной схемой и технологической картой.

На уклонах направление выкладки принимают таким, чтобы тяговый механизм при установке опоры перемещался вниз по склону. Порядок сборки опоры определяется конструкцией опоры и готовностью фундамента. При сборке металлических опор широко применяют механизированный и ручной инструмент.

К установке опор, являющейся завершающим этапом основных строительных работ, приступают при наличии достаточного количества собранных опор и готовых фундаментов.

Подготовительные работы включают расстановку машин, механизмов и приспособлений (кранов, тракторов, лебедок, блоков, подъемных стрел) и устройство якорей. Подъем опоры заключается в выведении ее с помощью машин и механизмов в вертикальное положение. При выверке поднятую опору

устанавливают в положение, которое она должна занимать согласно проекту. После закрепления опора приобретает расчетную устойчивость и готовность к монтажу проводов. Завершаются работы демонтажем оборудования и такелажных средств и переходом к следующей опоре.

Монтаж опор производится в стесненных условиях. Опоры ВЛ 220 кВ устанавливают в соответствии с технологическими картами, в которых указаны последовательность и технология выполнения работ, применяемый такелаж и приспособления, схемы подъема, расстановка машин и механизмов.

Монтаж металлических решетчатых опор возможен методом падающей стрелы поворота, методом свободного монтажа и методом наращивания. При подъеме опор на фундаменты необходимо произвести установку упоров полностью воспринимающих горизонтальные монтажные усилия. Монтаж опор должен производиться с соблюдением мер по предохранению лакокрасочной поверхности от повреждений.

Установка опоры производится бурильно-крановой машиной или автокраном. Монтаж, транспортирование и хранение стальных и ж.б. конструкций опор должны производиться в соответствии с техническими условиями.

13.3 Экологичность

Согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» защита населения от воздействия электрического поля воздушных линий электропередачи напряжением 220 кВ и ниже, удовлетворяющих требованиям Правил устройства электроустановок и Правил охраны высоковольтных электрических сетей, не требуется.

13.4 Воздействие ВЛ Нижнебурейская ГЭС - ПС «Архара» на территорию, условия землепользования и геологическую среду.

В процессе строительства возможны воздействия проектируемого объекта на окружающую среду по нескольким направлениям:

изъятие земель сельскохозяйственного назначения в постоянное и временное пользование;

нарушение почвенно-растительного покрова;

загрязнение атмосферного воздуха;

образование бытовых отходов;

образование производственных отходов;

потребление водных ресурсов для хозяйственно-бытовых нужд строительства;

В постоянное пользование, на условиях долгосрочной аренды, испрашиваются земли под установку опор ВЛ; во временное пользование – для организации строительства.

Во время строительства и эксплуатации ВЛ, при условии соблюдения всех проектных решений и строительных норм, изменения состояния и свойств грунтов не произойдет.

Нарушение почвенно-растительного покрова при строительстве обусловлено устройством котлованов для заглубления опор ВЛ, под фундаменты ПЖЗ и теплой стоянки, прохождением строительной техники.

В период эксплуатации ВЛ воздействие на почвенный покров будет оказываться только при выполнении профилактических и ремонтных работах. Но поскольку эти работы имеют эпизодический характер (2,3 дня в году) сколько-нибудь заметного вреда почвенному покрову они оказывать не будут.

Загрязнение атмосферного воздуха происходит от выхлопных газов при работе строительной техники.

13.5 Охрана атмосферного воздуха.

Во время строительства, при работе строительной техники происходит выброс газозвушных смесей в атмосферу. Интенсивность выбросов зависит от количества работающей техники и количества сжигаемого топлива[3].

Для снижения неблагоприятных воздействий строительной техники на окружающую среду необходимо проведение комплексных мероприятий (оборудование автотранспорта нейтрализаторами для улавливания

отработавших газов, переход на неэтилированный бензин, газ, антидымные присадки к топливу).

Проведение этих мероприятий позволит снизить выброс свинца на 50%, окиси углерода – в 5 раз. По условиям производства работ на строительной площадке одновременно будет задействовано не более двух единиц строительной техники.

При разработке проекта производства работ должен быть составлен график использования и передвижения строительных машин и механизмов. График составляется таким образом, чтобы исключить холостые перегоны техники, не связанные с непосредственным выполнением строительных работ.

Минимизация вредных выбросов может производиться за счет соблюдения условий технического осмотра транспорта, контроля 1 раз в месяц каждой автотранспортной единицы на токсичность отработавших газов и за счет отмены погрузочно-разгрузочных работ при ветрах более 7 м/с.

На площадке строительства формируются удовлетворительные условия для самоочищения атмосферы: открытое воздушное пространство, линейный характер строительства, отсутствие влажности, ветры северо-западного направления приводят к быстрому рассеиванию выделяемых строительной техникой веществ.

Учитывая кратковременность работы двигателей, можно сделать вывод, что выбросы вредных веществ будут незначительными и кратковременными, не окажут влияния на общий фон и не вызовут вредных экологических последствий.

13.6 Охрана окружающей среды при складировании (утилизации) отходов.

При строительстве ВЛ Нижнебурейская ГЭС - ПС «Архара» образуются следующие виды отходов:

твердые бытовые отходы;

жидкие бытовые отходы;

производственные отходы (строительный мусор).

При выполнении работ по реконструкции существующей подстанции образуются производственные отходы (отходы, содержащие ГСМ; бетон, кирпич).

Складирование отходов требуется осуществлять на площадках с твердым покрытием в герметичных металлических контейнерах, исключающих загрязнение окружающей среды.

Вывоз бытовых и промышленных отходов (низкой и очень низкой степени вредного воздействия на окружающую природную среду) производится на санкционированную свалку.

Отходы, содержащие горюче-смазочные материалы (промасленная ветошь, отработанные ГСМ), накопленные в специальных водонепроницаемых контейнерах, сдаются специализированному предприятию, имеющему разрешение на их прием и переработку (утилизацию).

До начала строительства должны быть заключены договора между подрядной организацией и специализированными предприятиями, принимающими отходы.

Подрядчик за счет накладных расходов осуществляет содержание и уборку строительной площадки и прилегающей к ней территории, а также в ходе строительства обеспечивает на строительной площадке необходимые мероприятия по технике безопасности.

Обеспечение пожарной безопасности на ПС Архара. В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться «Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций»[16].

С целью ограничения пожара в случае загорания масла под трансформатором оборудуется специальная маслоприёмная яма, покрытая решеткой, поверх которой насыпают гравий. При пожаре трансформатора масло из бака с помощью нижнего спускного крана сливают через гравий в яму.

Территория подстанции «Архара» должна содержаться в чистоте и систематически очищаться от отходов производства и травы. Горючие отходы, мусор и т.п. следует собирать на специально выделенных площадках в контейнеры или ящики, а затем вывозить. Ко всем зданиям и сооружениям подстанции должен быть обеспечен свободный доступ. Дороги, проезды, подъезды и проходы к зданиям, сооружениям, открытым складам, пожарным гидрантам, а также подступы к стационарным пожарным лестницам и пожарному инвентарю должны быть всегда свободными, содержаться в исправном состоянии, а зимой быть очищенными от снега и льда. Территория подстанции должна иметь наружное освещение, достаточное для быстрого нахождения противопожарных водосточников, наружных пожарных лестниц, входов в здания и сооружения. На территории подстанции запрещается устилать свалки горючих отходов, разводить костры, сжигать отходы, тару.

Основными огнегасительными средствами и веществами являются: пена, песок, инертные газы, сухие (твёрдые) огнегасительные вещества, войлочные и асбестовые полотна. Песок используют для тушения небольших очагов воспламенения кабелей, электропроводки и горючих жидкостей: мазута, масла, красок и т.п. Хранят его в ящиках вместе с лопатой. На ОРУ ящики с песком вместимостью 0,5 м³ ставят у трансформаторов. Песок должен быть всегда сухим и рыхлым. На подстанции установлено три ящика с песком из условия не менее 0,5 м³ на каждые 500 м² защищаемой площади.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был разработан вариант развития сети амурской энергосистемы при вводе в эксплуатацию воздушной линии электропередачи ПС «Архара» - «Нижнебурейская ГЭС» и ПС «Архара» - «Райчихинская ГРЭС». Рассмотрена реконструкция распределительного устройства высокого напряжения 220 кВ ПС «Архара». Выполнено обоснование выбранного номинального напряжения проектируемой воздушной линии, а также реконструкции распределительного устройства высокого напряжения подстанции «Архара».

Произведен:

- 1) расчет рабочих токов и токов КЗ.
- 2) выбор основного электрического оборудования ОРУ 220 кВ на ПС «Архара», выбрана защита ВЛ.
- 3) расчет режимов. Рассчитано заземляющее устройство ПС «Архара».
- 4) технико-экономический расчет.
- 5) Определены основные меры безопасности при строительстве ВЛ и эксплуатации оборудования

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2006. – 430 с.
- 2 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,2011. – 383 с.
- 3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 880 с.
- 4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 592 с.
- 5 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
- 6 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.
- 7 Официальный сайт Центробанка России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.cbr.ru>
- 8 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и до п.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.
- 9 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.
- 10 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.
- 11 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.

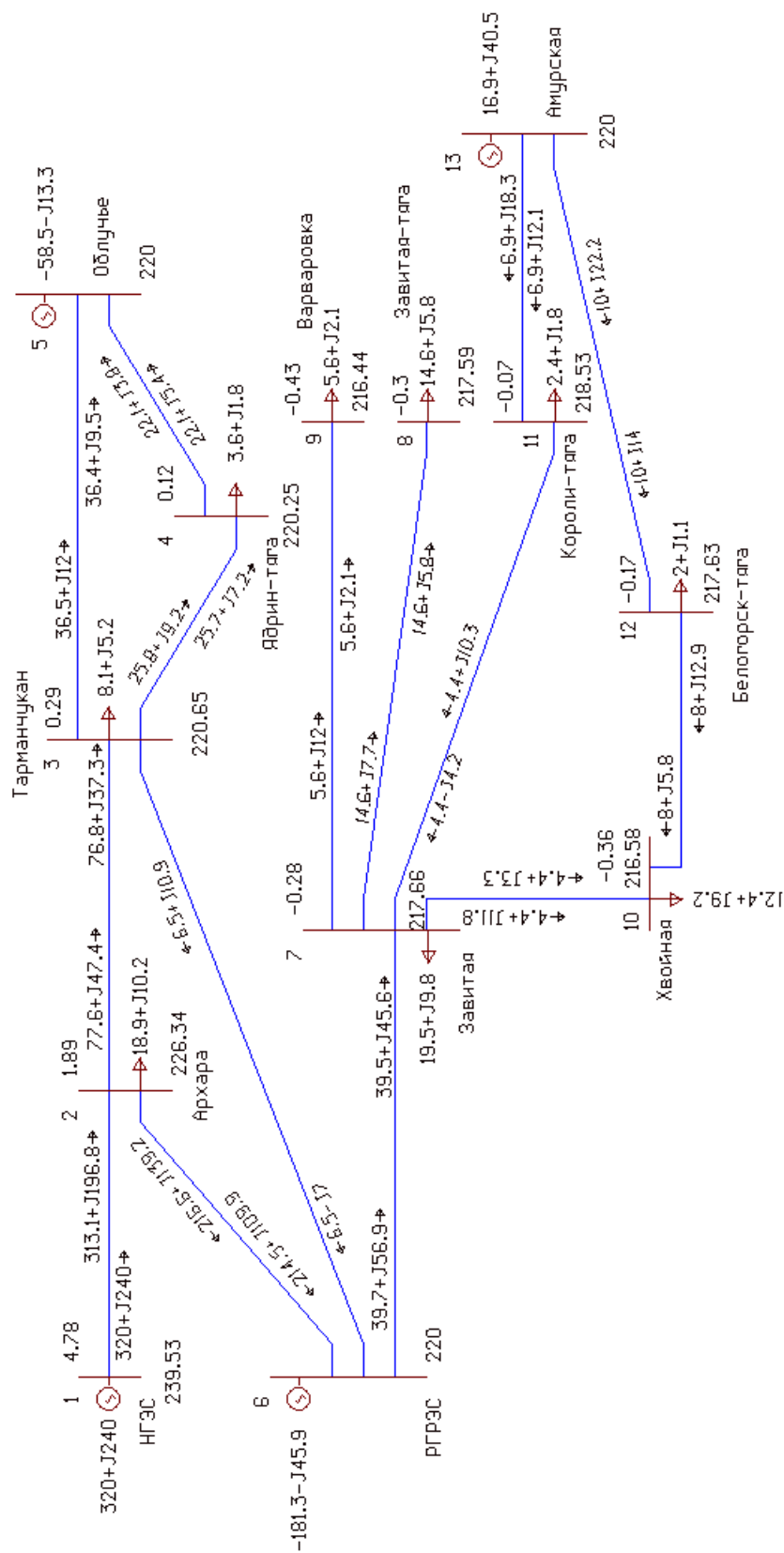
- 12 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2002.
- 13 Крюков К. П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. – 2-е изд. – Л.: Энергия, 1979.
- 14 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 1991.
- 15 Чернобровов Н.В. Релейная защита. – М.: Энергия, 1971.
- 16 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003
- 17 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005г. №21.
- 18 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2001. №10.
- 19 Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2002.
- 20 Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.
- 21 Экономика промышленности: Учебное пособие для вузов. – В 3-х томах. – М.: Издательство МЭИ, 1998.
- 22 Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2003), 2003.

23 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2003 ОАО РАО «ЕЭС России».– М, 2003.

24 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

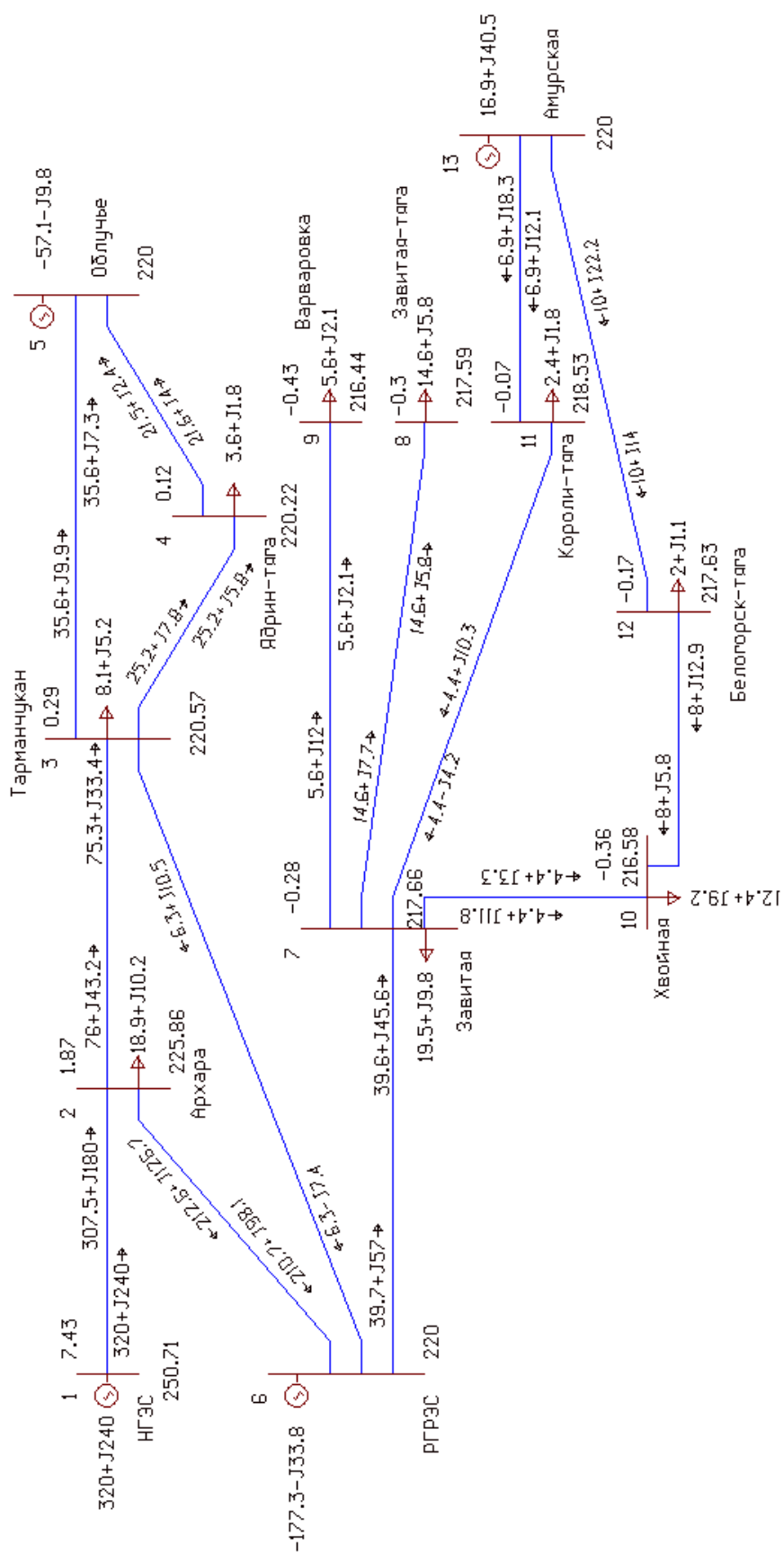
25 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ № 14278тм-т1 (редакция 1994 г.),

Приложение А. Расчет режима максимальных нагрузок



Название ВЛ	Рн МВт	dP МВт	Рк МВт	Qн Мвар	dQ Мвар	Qш Мвар	Qк Мвар	Uн кВ	Uк кВ	dU %
НГЭС - Архара	-320	6,92	-313	-240	28,33	14,91	-197	239,5	226,3	5,49
Архара - РГРЭС	-217	2,04	-215	-139	10,63	18,71	-110	226,3	220	2,88
Архара - Тарманчукан	-78	0,79	-77	-47	3,23	6,86	-37	226,3	220,7	2,59
Тарманчукан - Облучье	-36	0,05	-36	-12	0,22	2,33	-9	220,7	220	0,3
Тарманчукан - Ядрин-тяга	-26	0,02	-26	-9	0,09	1,9	-7	220,7	220,3	0,18
Ядрин-тяга - Облучье	-22	0,02	-22	-5	0,05	1,55	-4	220,3	220	0,12
Тарманчукан - РГРЭС	-6	0,01	-6	-11	0,04	17,86	7	220,7	220	0,3
РГРЭС - Завитая	-40	0,18	-40	-57	0,74	10,63	-46	220	217,7	1,06
Завитая - Завитая-тяга	-15	0	-15	-8	0,01	1,9	-6	217,7	217,6	0,03
Завитая - Барваровка	-6	0,01	-6	-12	0,05	9,85	-2	217,7	216,4	0,56
Завитая - Хвойная	-4	0,01	-4	-12	0,04	8,46	-3	217,7	216,6	0,49
Завитая - Короли-тяга	4	0,01	4	-4	0,03	14,46	10	217,7	218,5	-0,4
Хвойная - Белогорск- тяга	8	0,01	8	6	0,07	7,02	13	216,6	217,6	-0,48
Короли-тяга - Амурская	7	0,03	7	12	0,11	6,01	18	218,5	220	-0,67
Белогорск- тяга - Амурская	10	0,05	10	14	0,22	7,99	22	217,6	220	-1,08

Приложение Б. Расчет аварийного режима



Название ВЛ	Рн МВт	dP МВт	Рк МВт	Qн Мвар	dQ Мвар	Qш Мвар	Qк Мвар	Uн кВ	Uк кВ	dU %
НГЭС - Архара	-320	12,52	-307	-240	52,28	7,69	-180	250,7	225,9	10,36
Архара - РГРЭС	-213	1,89	-211	-127	9,87	18,67	-98	225,9	220	2,66
Архара - Тарманчукан	-76	0,73	-75	-43	3	6,84	-33	225,9	220,6	2,4
Тарманчукан - Облучье	-36	0,05	-36	-10	0,2	2,33	-7	220,6	220	0,26
Тарманчукан - Ядрин-тяга	-25	0,02	-25	-8	0,08	1,89	-6	220,6	220,2	0,16
Ядрин-тяга - Облучье	-22	0,01	-22	-4	0,05	1,55	-2	220,2	220	0,1
Тарманчукан - РГРЭС	-6	0,01	-6	-11	0,04	17,86	7	220,6	220	0,26
РГРЭС - Завитая	-40	0,18	-40	-57	0,74	10,63	-46	220	217,7	1,06
Завитая - Завитая-тяга	-15	0	-15	-8	0,01	1,9	-6	217,7	217,6	0,03
Завитая - Барваровка	-6	0,01	-6	-12	0,05	9,85	-2	217,7	216,4	0,56
Завитая - Хвойная	-4	0,01	-4	-12	0,04	8,46	-3	217,7	216,6	0,49
Завитая - Короли-тяга	4	0,01	4	-4	0,03	14,46	10	217,7	218,5	-0,4
Хвойная - Белогорск- тяга	8	0,01	8	6	0,07	7,02	13	216,6	217,6	-0,48
Короли-тяга - Амурская	7	0,03	7	12	0,11	6,01	18	218,5	220	-0,67
Белогорск- тяга - Амурская	10	0,06	10	14	0,22	7,99	22	217,6	220	-1,08

