

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

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ**

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2016 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Разработка схемы подключения подстанции А напряжением 110/10 кВ  
к сети 110 кВ Приморского края

Исполнитель

студент группы 142зб

\_\_\_\_\_

подпись, дата

М.Г. Немилостливая

Руководитель

доцент, к.т.н

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Нормоконтроль

доцент, к.т.н

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_ 1.

Тема выпускной квалификационной работы:

\_\_\_\_\_

(утверждено приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

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

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

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

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

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

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_  
(подпись студента)

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

**РЕЦЕНЗИЯ**

на выпускную квалификационную работу студента \_\_\_\_\_ факультета

Фамилия \_\_\_\_\_

Имя \_\_\_\_\_

Отчество \_\_\_\_\_

Специальность \_\_\_\_\_

Тема выпускной квалификационной работы \_\_\_\_\_

---

---

---

---

---

1. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

---

---

---

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе \_\_\_\_\_

---

---

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой и направленностью \_\_\_\_\_

---

---

---

2. Достоинства работы \_\_\_\_\_

---

---

---

3. Недостатки работы \_\_\_\_\_

---

---

---

4. Масштабы и характер использования специальной литературы \_\_\_\_\_

5. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала

6. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника \_\_\_\_\_

7. Актуальность и новизна работы \_\_\_\_\_

8. Практическая значимость (внедрение) результатов работы

9. Общее заключение и предлагаемая оценка работы \_\_\_\_\_

Рецензент \_\_\_\_\_

должность, Ф.И.О., подпись

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

Подпись рецензента заверяю: \_\_\_\_\_

подпись заверяющего лица

М.П.

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

**ОТЗЫВ**

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия \_\_\_\_\_

Имя \_\_\_\_\_

Отчество \_\_\_\_\_

Специальность \_\_\_\_\_

Тема выпускной квалификационной работы \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

1. Объем работы:

количество листов выпускной квалификационной работы \_\_\_\_\_

количество рисунков и таблиц \_\_\_\_\_

число приложений \_\_\_\_\_

2. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой  
и направленностью \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

3. Достоинства работы \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

4. Недостатки работы \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

5. Степень самостоятельности, проявленная выпускником и характер ее проявления  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

6. Масштабы и характер использования специальной литературы  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

7. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

8. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

9. Практическая значимость (внедрение) результатов работы  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

10. Общее заключение и предлагаемая оценка работы \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.      Руководитель \_\_\_\_\_

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 93 страницы, 20 рисунков, 36 таблиц, 102 формулы, 25 источников, 3 приложения.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ПОДСТАНЦИЯ,  
ТРАНСФОРМАТОР, НАДЕЖНОСТЬ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ,  
ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ,  
МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

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

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1 Климатическая характеристика района проектирования	7
2 Характеристика существующей схемы электрической сети	8
3 Характеристика и расчет нагрузок ПС «А»	11
4 Выбор вариантов сети	13
4.1 Определение рационального напряжения ВЛ для питания ПС «А»	13
4.2 Определение мощности компенсирующих устройств для ПС «А»	14
4.3 Выбор числа и мощности трансформаторов	15
4.4 Выбор вариантов сети	17
5 Выбор технических параметров питающей линии	21
5.1 Выбор конструкции РУ ПС «А»	21
5.2 Расчет сечения питающей ВЛ	22
6 Расчет токов короткого замыкания	24
7 Выбор оборудования РУ 110, 35, 10 кВ ПС «А»	33
7.1 Выбор выключателей 110 кВ	34
7.2 Выбор выключателей 35 кВ	36
7.3 Выбор выключателей 10 кВ	38
7.4 Выбор разъединителей	39
7.5 Выбор трансформаторов тока	40
7.6 Выбор трансформаторов напряжения	44
7.7 Выбор жестких шин	46
7.8 Выбор гибкой ошиновки	48
7.9 Выбор ОПН	49
7.10 Выбор высокочастотных заградителей на стороне 110 кВ	51
8 Расчет режима работы сети после реконструкции	52
9 Защита от прямых ударов молнии	58
10 Расчет сети заземления	60
11 Конструкция ВЛ	62
11.1 Выбор типов опор	62

11.2 Выбор изоляторов	64
11.3 Расстановка опор по профилю трассы	65
12 Расчет экономических показателей	67
13 Безопасность проекта	71
13.1 Техника безопасности при строительстве ВЛ	73
14 Экологичность проекта	74
15 Чрезвычайные ситуации	80
Заключение	84
Библиографический список	85
Приложение А. Нормальный режим работы сети	88
Приложение Б. Режим при отключении ВЛ Уссурийск-отп. Михайловка	90
Приложение В Режим при отключении ВЛ Ярославка Павловка 2	92

## ВВЕДЕНИЕ

В Приморском крае планируется строительство агропромышленного комплекса по производству аграрной продукции различного назначения, при этом для столь большого потребителя электрической энергии требуется возведение соответствующей ПС для питания всех потребителей участвующих в технологическом процессе. Строительство завода и ПС накладывается на проводимую в данном регионе реконструкцию электрических сетей с целью подключения последней к схеме внешнего электроснабжения.

Данная ВКР рассматривает один из вариантов развития и модернизации электрических сетей Приморского края напряжением 110 кВ филиала ОАО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» в частности подключение ПС «А» к схеме внешнего электроснабжения и реконструкцию электрических сетей с целью соответствия их современным требованиям надежности электроснабжения и качества электрической энергии. Так же в проекте рассматривается проект строительства ВЛ для питания указанной подстанции.

Актуальность данной ВКР заключается в том что: для развития Приморского края, а в частности территории опережающего развития, требуется реконструкция схемы электроснабжения данного района для подключения нового потребителя – агропромышленного комплекса, как следствие этого ввод в работу комплекса приведет к развитию инфраструктуры, повысит уровень жизни населения, приведет к притоку капитала и отчислению средств в местный бюджет. При этом необходимо учитывать тот факт что для работы завода требуется значительное количество электроэнергии а следовательно строительство ПС «А», позволит загрузить существующую схему электроснабжения до приемлемого уровня.

Целью данного проекта является определение экономически целесообразного варианта подключения ПС «А» к системе внешнего электроснабжения обеспечивающего требуемые параметры надежности. К основным задачам следует отнести следующие: определение сечения ВЛ

питающей ПС «А», выбор схемы распределительного устройства высокого, среднего и низкого напряжения и номинальной мощности силовых трансформаторов устанавливаемых на ПС. Так же к основным задачам следует отнести выбор основного электротехнического оборудования на ПС, и определение экономической эффективности инвестиций в реконструкцию и модернизацию сети. Определение требуемых мер безопасности в области охраны окружающей среды, при строительстве и эксплуатации электроэнергетических объектов.

Выбор электрооборудования, проектирование конструкций распределительных устройств ПС и линий электропередачи ведется с учетом климатических условий.

Категория района проектирования по ветру и гололеду требуется для выполнения расчетов механической части проектируемой воздушной линии электропередачи, скоростной напор ветра и толщина стенки гололеда позволяют проверить правильность выбора сечения проводника и марки линейных изоляторов. Наивысшая и низшая температуры за год позволят правильно принять к установке электротехническое оборудование соответствующего климатического исполнения.

Климат края - муссонный. Зима хотя и короче, чем в других частях Дальнего Востока, но холодная и малоснежная. Средняя температура января - 20, а на морском побережье - 12. Летом на равнинах средняя температура + 20, а на побережье +12 - 16. Специфика погодно - климатических условий Приморского края определяется особенностями географического положения на границе Евро-Азиатского континента и Тихого океана.

Основные расчетные данные необходимые для выполнения ВКР представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические параметры

Климатические параметры	Значение
Район по ветру	IV
Давление ветра, Па	650
Район по гололеду	IV
Нормативная стенка гололеда, мм	25
Низшая температура воздуха, °С	-31,4
Среднегодовая температура воздуха, °С	4,9
Высшая температура воздуха, °С	33,6

Указанные данные как указывалось ранее используем в дальнейших расчетах при выборе оборудования и проектировании ВЛ.

## 2 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

На рисунке 1 представлена существующая схема электрической сети, рассматриваемого района до реконструкции. Схема напряжением 110 кВ выполнена с двухсторонним питанием, относительно рассматриваемого участка питание с одной стороны подается с ПС 220 кВ «Уссурийск – 2», с другой стороны от ПС 110 кВ «Павловка – 1». По схеме подключения ПС делятся на транзитные «Ярославка», «Павловка - 2», «ЖБИ-130» и отпаечная «Михайловка». Между ПС «Михайловка» и Павловка 2 на напряжении 35 кВ имеется связь выполненная в виде воздушной линии электропередачи от которой в свою очередь получают питание ПС 35 кВ «Родина», «Россия», «Разрез – западный», «Отвал-2», при этом первые две подключены по транзитной схеме, оставшиеся две в виде отпайки.

Типы распределительных устройств на ПС 110 кВ «Ярославка» и «Павловка-2» выполнены по схеме «одна рабочая секционированная система шин с обходной и совмещенным шиносоединительным и обходным выключателями», на ПС «ЖБИ - 130» РУ-110 кВ выполнено по схеме «мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линий». На напряжении 35 кВ на ПС 110 кВ «Ярославка» и «Павловка-2» выполнены по схеме «одна секционированная система шин», на ПС «Михайловка» по схеме «одна несекционированная система шин». При этом распределительные устройства низкого напряжения на всех ПС выполнены по схеме «одна секционированная выключателем секция шин».

Все линии электропередачи рассматриваемого участка напряжением 110 и 35 кВ выполнены голым проводом марки АС, сечение которого варьируется от 70 мм<sup>2</sup> на напряжении 35 кВ до 240 мм<sup>2</sup> на напряжении 110 кВ. Протяженность ВЛ 35 кВ на некоторых участка достигает до 21 км, на напряжении 110 кВ она составляет 5,5-23,5 км.

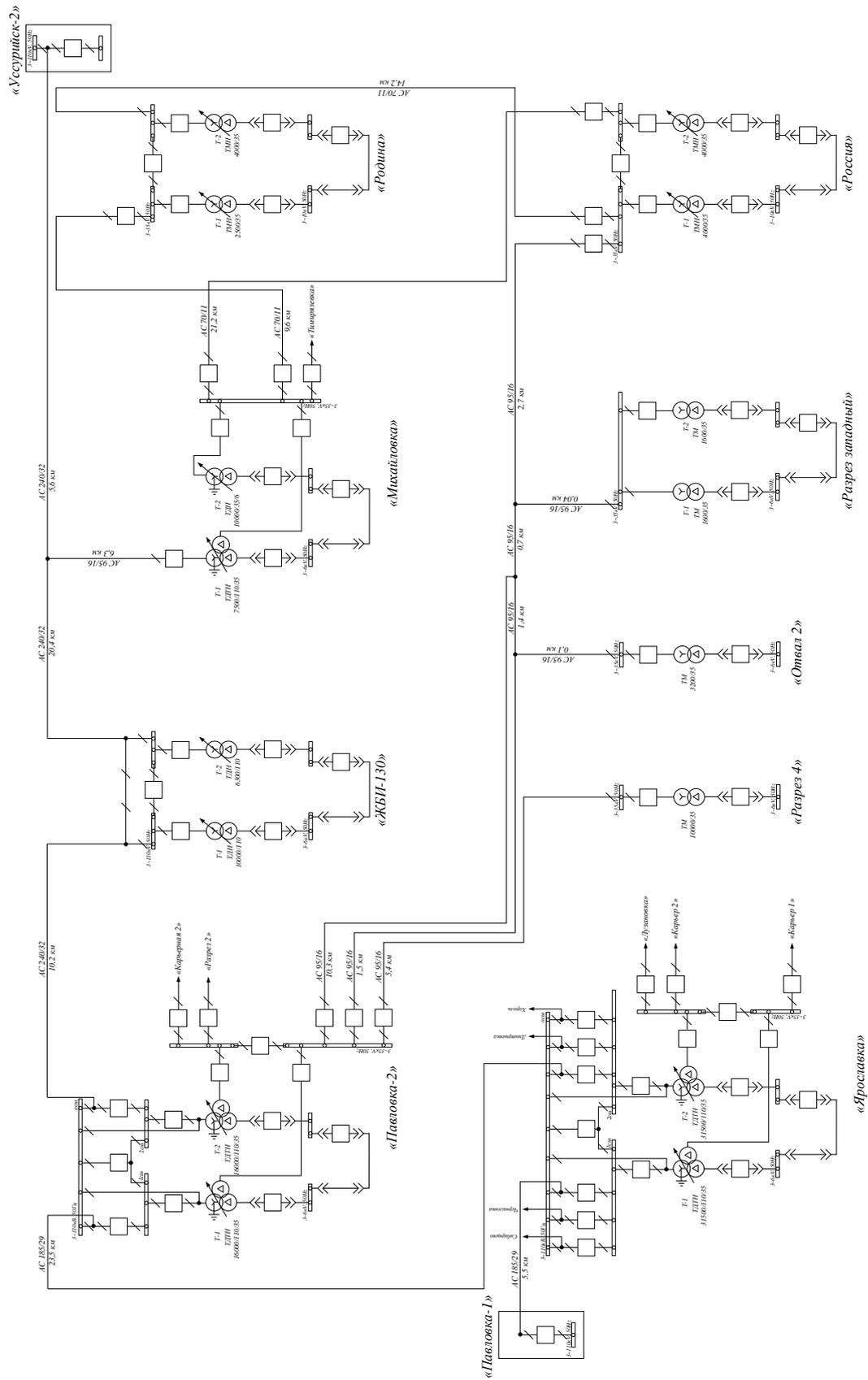


Рисунок 1 – Схема рассматриваемого участка сети

Данные по загрузке трансформаторов и линий электропередач в режиме зимнего максимума представлены в таблице 2, 3.

Таблица 2 - Загрузка трансформаторов в режиме максимума.

Подстанция	Sном, (МВА) (Общая)	Нагрузка 110кВ, (МВА)	Загрузка ПС (%)
Павловка 2	16+16	9,963	31,1
Ярославка	31,5+31,5	8,36	13,3
Михайловка	7,5+10	7,961	45,4
ЖБИ-130	6,3+10	1,413	8,6

Данные по загрузке трансформаторов показывают что на ПС «ЖБИ-130» трансформаторы работают практически на холостом ходу, есть возможность отключения одного из них (большей мощности) в резерв без ограничения потребителей даже в режиме зимнего максимума. Низкий коэффициент загрузки трансформаторов так же на ПС «Ярославка» и «Павловка - 2». На ПС «Михайловка» трансформаторы в режиме максимума на половину своей мощности.

Таблица 3 - Загрузка воздушных линий 110 кВ в режиме максимума.

Наименование ВЛ 110 кВ	Марка провода	Сечение провода (мм <sup>2</sup> )	Загрузка (А)	Допустимый длительный ток	Загрузка (%)
Павловка 1 – Ярославка	АС	185	9	435	2,06
Павловка 2 – Ярославка	АС	185	30	435	6,89
Павловка 2 – ЖБИ- 130	АС	240	20	600	3,33
ЖБИ-130 – Михайловка	АС	240	27	600	4,5
Михайловка – Уссурийск - 2	АС	240	64	600	10,67

Исходя из указанных в таблице 3 данных можно сделать вывод о том что загрузка воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ даже в режиме максимальных нагрузок имеет крайне низкое значение и варьируется от 2 до 10 % , ВЛ практически находятся на холостом ходу.

### 3 ХАРАКТЕРИСТИКА И РАСЧЕТ НАГРУЗОК ПС «А»

В составе электроприемников данных подстанции имеются только потребители второй категории, согласно [12] электроприемники второй категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

Для электроприемников данной категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады

Следовательно можно сделать вывод о том что при проектировании вновь вводимого распределительного устройства высокого напряжения ПС «А» должна быть учтена установка двух трансформаторов.

Согласно исходным данным на выполнение ВКР ввод в эксплуатацию ПС «А» планируется в два этапа, при этом на первом этапе должно быть обеспечено 10 точек подключения (10 ячеек напряжением 10 кВ для подключения потребителей электрической энергии) с общей максимальной активной мощностью 20,11 МВт.

На втором этапе должно быть обеспечено две точки подключения на напряжении 35 кВ с общей максимальной активной мощностью 15,89 МВт. Таким образом максимальная активная мощность нагрузки ПС А составит 36 МВт.

Для определения основных вероятностных характеристик нагрузки используем программу «Расчет нагрузки». Данные расчета сведены в таблицу 4.

Результаты расчета будут использованы в дальнейшем при расчете мощности КУ, выборе силовых трансформаторов для ПС «А», а так же определении сечения питающей ВЛ.

Таблица 4 – Вероятностные характеристики нагрузки ПС «А»

ПС «А»			
Параметр	Общая	Сторона 35 кВ	Сторона 10 кВ
Активная мощность максимальная (МВт)	36	15,89	20,11
Активная мощность средняя (МВт)	32,93	14,53	18,40
Активная мощность эффективная (МВт)	32,96	14,55	18,41
Реактивная мощность максимальная (МВАр)	18,66	8,24	10,42
Реактивная мощность средняя (МВАр)	17,24	7,61	9,63
Реактивная мощность эффективная (МВАр)	17,25	7,61	9,64

Полученные данные необходимы для выполнения расчетов по выбору и проверке оборудования, такого как силовые трансформаторы, воздушная линия электропередачи, а так же остальное подстанционное оборудование (выключатели разъединители, трансформаторы тока, шины)

## 4 ВЫБОР ВАРИАНТОВ СЕТИ

В данном разделе рассматривается разработка вариантов подключения ПС «А» к схеме внешнего электроснабжения.

### 4.1 Определение рационального напряжения ВЛ для питания ПС «А».

В этом подразделе определяется номинальный уровень напряжения на котором будет подключена вновь вводимая ПС «А». Это одна из основных характеристик, которая определяет капиталовложения и расходы в процессе эксплуатации электрической сети. Поэтому выбранный уровень номинального напряжения должен отвечать требованиям экономической целесообразности. В данном проекте рациональное напряжение ВЛ определяется по универсальной формуле Г.А.Илларионова [4]:

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

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

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

В данном случае при определении протяженности линии электропередачи воспользуемся данными о взаимном расположении ПС рассматриваемого района, принимаем наихудший вариант подключения при котором ПС «А» будет подключаться от шин 110 кВ ПС «Павловка-2» при это длина ВЛ составит 5,8 км.

Определяем рациональное напряжение в случае питания ПС «А» по двухцепной ВЛ от ПС «Павловка - 2» (кВ):

$$U_{РАЦ} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{5,8} + \frac{2500}{18}}} = 66,65$$

Делаем вывод о том что номинальное напряжение высокой стороны ПС «А» необходимо принять 110 кВ. При разработке вариантов необходимо учитывать данный расчет.

#### **4.2 Определение мощности компенсирующих устройств для ПС «А».**

Устройства компенсации реактивной мощности оказывают существенное положительное влияние на режим работы электрической сети, в частности они позволяют снизить потери электроэнергии, поднять уровень напряжения на удаленных от источников питания точках, установка такого рода устройств на вновь вводимых ПС позволяет применять силовое оборудование с меньшей пропускной способностью нежели без использования данных устройств.

Для выбора мощности силовых трансформаторов и сечений проводов ВЛ определяется экономически выгодная реактивная мощность, задаваемая энергосистемой в часы максимальных нагрузок.

В данной ВКР в качестве источников реактивной мощности рассматриваются шкафы типа КРМ 10,5 кВ

Расчёт требуемой мощности КУ проводится по предельному коэффициенту мощности задаваемому энергосистемой (МВАр) (приказ №380 от 23.06.2015 Минэнерго):

$$Q_k = Q_{cp} - P_{cp} \cdot tg \cdot \varphi \quad (2)$$

где  $tg \cdot \varphi$  - предельный коэффициент мощности задаваемый энергосистемой для 110 кВ – 0,5.

$$Q_k = 9,63 - 18,4 \cdot 0,5 = 0,43 \text{ (МВАр)}$$

Требуемую мощность компенсирующих устройств устанавливаемых на одну систему шин вычисляем по формуле (МВАр):

$$Q_{k1c} = \frac{Q_k}{2} \quad (3)$$

Для подстанции «А»:

$$Q_{k1c} = \frac{0,43}{2} = 0,215 \text{ (МВАр)}$$

По требуемой мощности на одну систему шин выбираем компенсирующие устройства, определяем их необходимое количество и фактическую суммарную реактивную мощность.

Принимаем к установке на ПС «А» КУ типа КРМ – 10,5 – 250, технические данные представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Вероятностные характеристики нагрузки

Технические данные КРМ – 10,5 – 250	
Номинальное напряжение	10,5 кВ
Регулирование	Ручное
Рабочие температуры (°С)	«- 50» – «+ 50»
Климатическое исполнение	УХЛ
Номинальная мощность (кВА)	250

Некомпенсированная реактивная мощность потребляемая из сети определяется следующим образом (МВАр).

$$Q_{неск} = Q_{ср} - Q_{ном} \quad (4)$$

$$Q_{неск} = 9,63 - 2 \times 0,25 = 9,13 \text{ (Мвар)}$$

#### 4.3 Выбор числа и мощности трансформаторов.

Мощность силовых трансформаторов определяется из суммарной средней активной мощности потребителей подстанции «А» и некомпенсированной реактивной мощности. Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной

подстанции. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции. Как указывалось ранее на ПС «А» по условиям надежности электроснабжения потребителей второй категории должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из трансформаторов, второй должен обеспечить полной мощностью названных потребителей.

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

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

где  $S_p$  – расчётная мощность трансформатора (МВА);

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

$Q_{неск}, Q_{сн}$  – реактивная мощность в зимний период передаваемая соответственно трансформатором в сеть низкого и среднего напряжения (Мвар);

$n_T$  – число трансформаторов;

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

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

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{(P_{нн} + P_{сн})^2 + (Q_{неск} + Q_{сн})^2}}{n_T \cdot S_{ТНОМ}} \quad (6)$$

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{(P_{нн} + P_{сн})^2 + (Q_{неск} + Q_{сн})^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{ТНОМ}} \quad (7)$$

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

Выбираем марку и мощность трансформаторов устанавливаемых на ПС «А» расчетная мощность трансформатора:

$$S_p = \frac{\sqrt{(18,4+14,53)^2 + (9,13+7,61)^2}}{2 \cdot 0,7} = 26,39 \text{ (МВА)}$$

Выбираем трехобмоточный трансформатор типа ТДТН 40000/110 с номинальной мощностью 40 МВА, номинальное напряжение средней стороны 35 кВ низкой стороны 10 кВ. Охлаждение осуществляется принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, трансформатор имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой. Определяем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы [4]:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{(18,4+14,53)^2 + (9,13+7,61)^2}}{2 \cdot 40} = 0,462$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{\sqrt{(18,4+14,53)^2 + (9,13+7,61)^2}}{40} = 0,924$$

Коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы имеют значения не превышающие нормируемых. Следовательно данный тип трансформатора принимаем к установке.

#### **4.4 Выбор вариантов сети.**

В данном разделе рассматривается выбор оптимального варианта схемы подключения ПС «А» к внешнему электроснабжению, для этого на рисунках 2, 3, 4 представлены различные варианты. Рассмотрим их подробно.

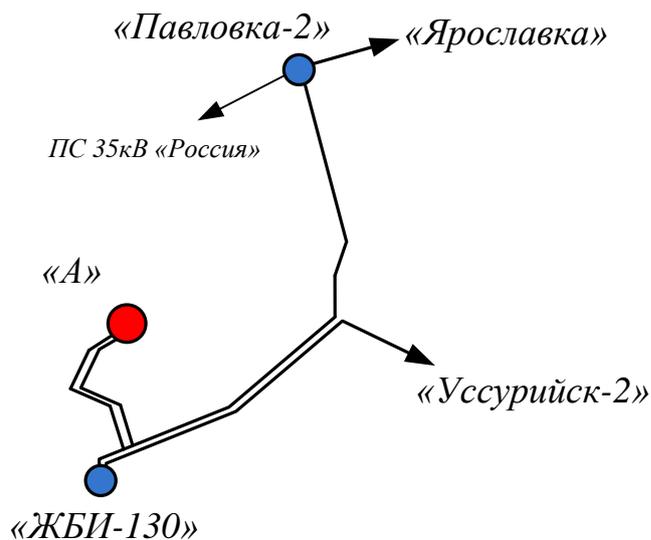


Рисунок 2 – Вариант подключения №1

На рисунке 2 представлена схема транзитного варианта подключения при котором ПС «А» присоединяется к действующей ВЛ 110 кВ «ЖБИ-130» - «Павловка 2» врезкой на расстоянии 1 км от ПС «ЖБИ-130», такая схема подключения имеет большое количество преимуществ: наименьшая длина ВЛ требуемых к строительству, при подключении не требуется изменение распределительных устройств соседних ПС, а следовательно требуются минимальные капиталовложения в реконструкцию сети. При необходимости питание ПС «А» может осуществляться как со стороны ПС «ЖБИ-130» так и со стороны ПС «Павловка-2». Транзитная схема подключения по надежности на порядок лучше остальных схем подключения таких как отпаечная и тупиковая. РУ ВН ПС «А» при этом должно быть выполнено по схеме «мостик с выключателями со стороны трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линий» (количество выключателей составляет 3 шт).

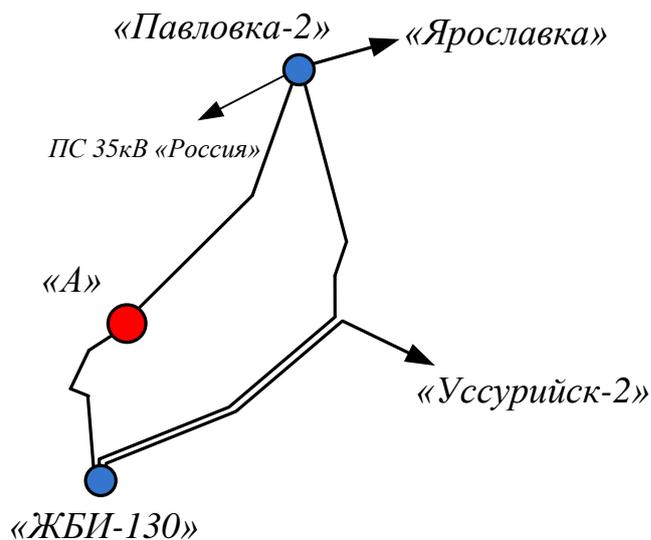


Рисунок 3 – Вариант подключения №2

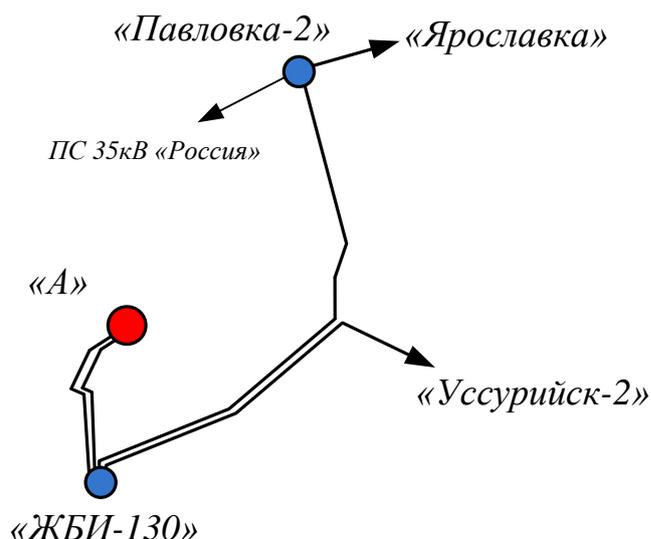


Рисунок 4 – Вариант подключения №3

На рисунке 3 представлена схема подключения ПС «А» к двум распределительным устройствам высокого напряжения ПС «ЖБИ-130» и ПС «Павловка-2», при такой схеме подключения требуется большая протяженность ВЛ чем в первом варианте (ВЛ должны проходить в отдельных коридорах что удорожает стоимость проекта), так же требуется реконструкция указанных РУ: на ПС «ЖБИ-130» схема моста должна быть изменена на одну секционированную систему шин с обходной системой (дополнительно

требуется к установке 3 ячейки выключателей), на ПС «Павловка-2» конструкция РУ позволяет подключить дополнительную ВЛ добавлением одной ячейки выключателя. Такая схема подключения менее выгодна по сравнению с первым вариантом с экономической точки зрения. РУ ВН ПС «А» при этом должно быть выполнено по схеме первого варианта (количество выключателей составляет 3 шт).

На рисунке 4 представлена схема подключения ПС «А» к РУ 110 кВ ПС «ЖБИ-130» в виде двухцепной ВЛ, схема подключения будет являться тупиковой, для реализации данного варианта на ПС «ЖБИ-130» схема моста так же должна быть изменена на одну секционированную систему шин с обходной системой (дополнительно требуется к установке 4 ячейки выключателей). Протяженность ВЛ в данном случае немногим более чем в первом варианте. РУ ВН ПС «А» должно быть выполнено по схеме «сдвоенный блок линия – трансформатор» (количество выключателей составляет 2 шт).

Для количественного сравнения вариантов основные данные, такие как общее количество дополнительных ячеек выключателей и протяженность ВЛ в одноцепном исполнении сведены в таблицу 6. При определении количества выключателей так же принимаются к расчету устанавливаемые на самой ПС «А».

Таблица 6 – Сравнение вариантов

Вариант	Количество ячеек выключателей 110 кВ (шт)	Протяженность ВЛ в одноцепном исполнении (км)
1	3	11
2	7	15
3	6	12

Исходя из данных представленных в таблице 6 наиболее оптимальным вариантом, как с экономической точки зрения так и с точки зрения схемной надежности, является первый вариант, его оставляем для дальнейшей разработки.

## 5 ВЫБОР ТЕХНИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПИТАЮЩЕЙ ЛИНИИ

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

### 5.1 Выбор конструкции РУ ПС «А».

Учитывая предполагаемую схему питания ПС «А» в качестве распределительного устройства высокого напряжения на подстанции предполагается его установка по схеме «мостик с выключателями со стороны трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линий». На стороне среднего и низкого напряжений принимаем к установке РУ по схеме «одна секционированная выключателем система шин» Принципиальная однолинейная схема подстанции «А» представлена на рисунке 5.

Данная схема РУ 110 кВ применяется для транзитных подстанции с числом присоединений 2 и номинальным напряжением 35-220 кВ.

В нормальном режиме питания ПС ремонтная перемычка на стороне 110 кВ находится в отключенном положении и вводится в работу только при выводе в ремонт выключателя в мостике для сохранения транзита мощности через РУ.

При повреждении одной из линий электропередачи (а так же при выводе ее в ремонт) она отключается соответствующим трансформаторным выключателем и выключателем в мостике. Питание обеих секций РУ 35 и 10 кВ осуществляется от оставшегося в работе трансформатора путем включения секционного выключателя на данных РУ. В случае выхода из строя одного из трансформаторов он отключается соответствующими выключателями со всех сторон, при этом обе питающие линии остаются в работе и транзит мощности не прерывается.

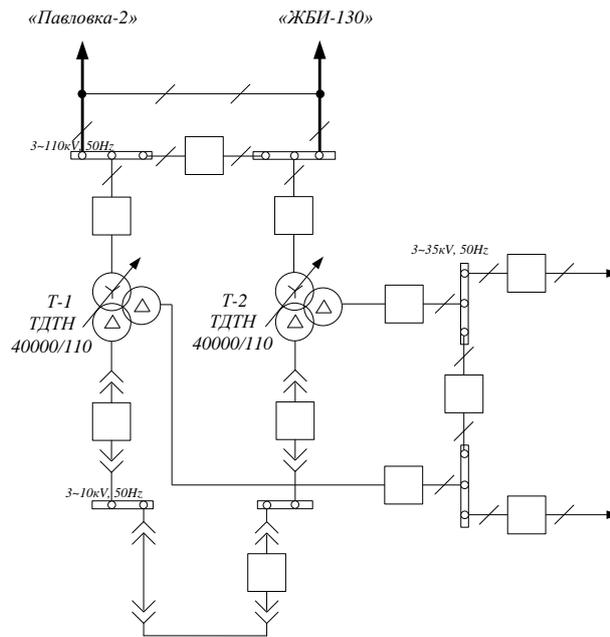


Рисунок 5 – Однолинейная схема подстанции «А»

## 5.2 Расчет сечения питающей ВЛ.

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

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

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

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (8)$$

где  $n$  – количество цепей;

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

$P_{\max}$ ,  $Q_{\text{неск}}$  – потоки максимальной активной и максимальной некомпенсированной реактивной мощностей на стороне высокого напряжения трансформаторов;

$\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;  
 $\alpha_T$  – коэффициент, учитывающий число часов использования  $\max$  нагрузки.

Для воздушных линий до 220 кВ  $\alpha_i$  принимается равным 1,05 [3].

Для  $T_m$  равным 3500 часов  $\alpha_T$  принимается равным 0,9 [3].

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

Расчетный ток для ВЛ составит согласно формуле:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} \alpha_i \cdot \alpha_T = \frac{\sqrt{32,93^2 + (9,13 + 7,61)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} 1,05 \cdot 0,9 = 97 \text{ (А)}$$

Согласно экономическим токовым интервалам и учитывая климатические характеристики района проектирования сети принимаем марку провода АС 185/29 для подхода к ПС «А», ВЛ устанавливаются на стальных опорах.

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

Определяем послеаварийный ток в сечении одной линии по формуле:

$$I_{наб} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{32,93^2 + (9,13 + 7,61)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 194 \text{ (А)}$$

Полученное значение необходимо сравнить с длительно допустимым током для данного сечения, в данном случае для провода марки АС-185/29 он составляет 510 А, делаем вывод о том что сечение рассчитано верно.

Исходя из того что действующая линия электропередачи «ЖБИ -130» - «Павловка-2» к которой производится подключение выполнена проводом марки АС 240/32, то рационально будет принять такое же сечение и для подходов ВЛ к ПС «А». Окончательно принимаем провод марки АС 240/32 для рассматриваемой ВЛ.

## 6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора оборудования и проверки его по термической, электродинамической и коммутационной стойкости к этим токам.

Данный расчет проводится для выбора оборудования на ПС «А». Расчетные точки короткого замыкания представлены на рисунке 6. Для снижения объема расчета приняты следующие упрощения: расчетная схема упрощается до двух подстанций и двух источников питания которые в свою очередь представляется как энергосистема с неизменной во времени периодической составляющей тока короткого замыкания, так же в качестве источников для подпитки места короткого замыкания будут учтены узлы нагрузки на шинах низкого напряжения подстанций «Павловка-2» и «А».

На рисунке 7 представлена схема замещения для выполнения расчета токов короткого замыкания с тремя расчетными точками на разных номинальных напряжениях подстанции «А».

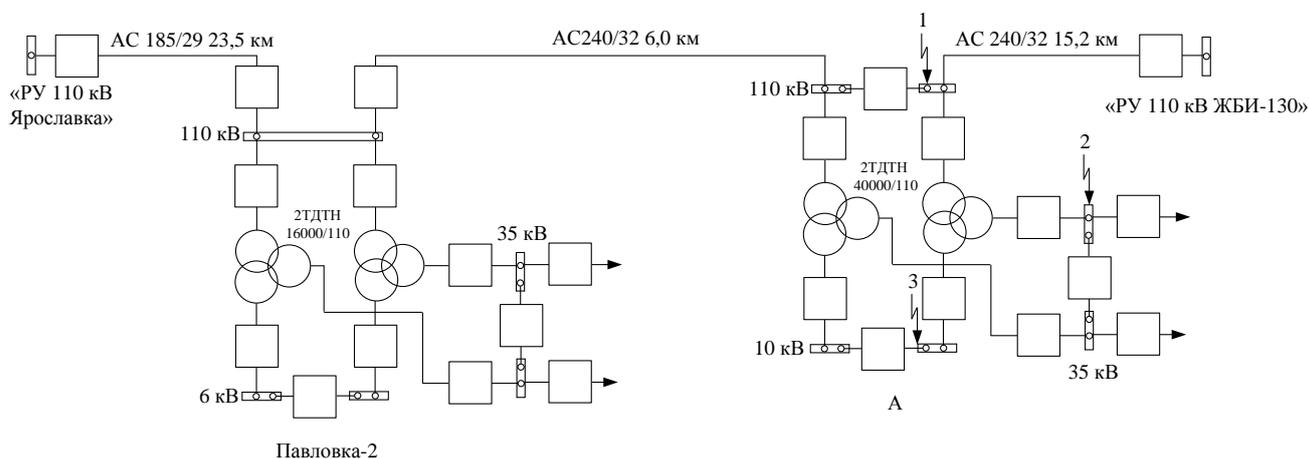


Рисунок 6 – Расчетные точки короткого замыкания

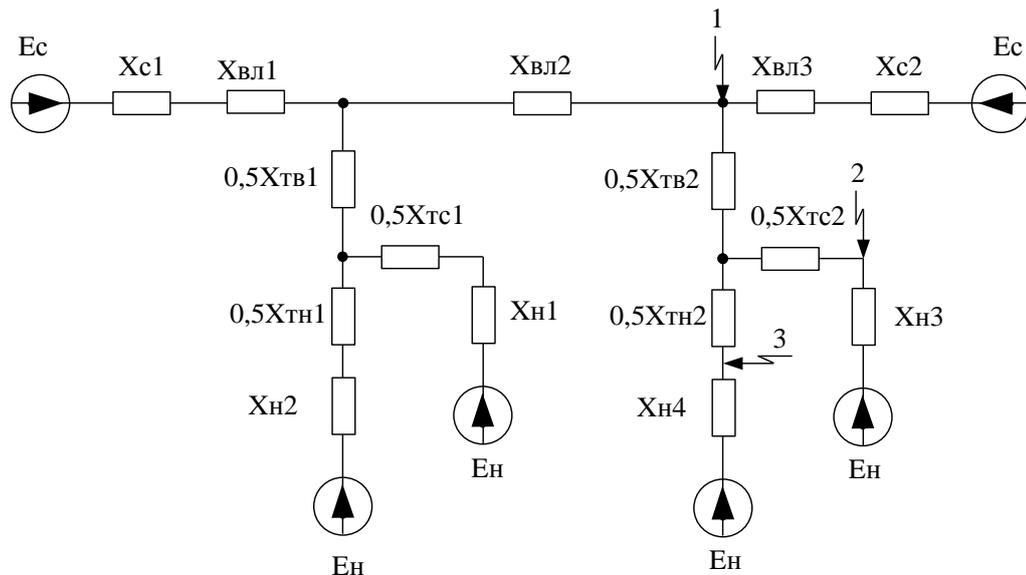


Рисунок 7 – Схема замещения для расчета тока короткого замыкания

Рассмотрим расчет тока КЗ в контрольной точке №1 (шины 110 кВ ПС «А»).

Определяем мощность короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС «Ярославка» по формуле [2]:

$$S_{K31} = \sqrt{3} \cdot U_{CP} \cdot I_{K31} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 13,8 = 2,75 \cdot 10^3 \text{ (МВА)} \quad (9)$$

где  $S_{K3}$  – мощность короткого замыкания на шинах 110 кВ

$U_{CP}$  – среднее напряжение на стороне 110 кВ (кВ);

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

Определяем мощность короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС «ЖБИ-130» по формуле:

$$S_{K32} = \sqrt{3} \cdot U_{CP} \cdot I_{K32} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 12,4 = 2,47 \cdot 10^3 \text{ (МВА)} \quad (10)$$

Все параметры приводятся к базисной ступени (115 кВ)

Сопротивление системы соответственно приведенное к базисной ступени:

$$X_{C1} = \frac{U_{CP}^2}{S_{K31}} = \frac{115^2}{2,75 \cdot 10^3} = 4,81 \text{ (Ом)} \quad (11)$$

$$X_{C2} = \frac{U_{CP}^2}{S_{K32}} = \frac{115^2}{2,47 \cdot 10^3} = 5,35 \text{ (Ом)} \quad (12)$$

Сопротивление ВЛ:

$$X_{ВЛ} = X_{уд} \cdot L \text{ (Ом)} \quad (13)$$

где  $X_{уд}$  – удельное индуктивное сопротивление ВЛ 110 кВ (Ом/км)

$L$  – длина соответствующего участка ВЛ (км);

$$X_{ВЛ1} = X_{уд} \cdot L1 = 0,4 \cdot 23,5 = 9,4 \text{ (Ом)}$$

$$X_{ВЛ2} = X_{уд} \cdot L2 = 0,4 \cdot 6 = 2,4 \text{ (Ом)}$$

$$X_{ВЛ3} = X_{уд} \cdot L3 = 0,4 \cdot 15,2 = 6,08 \text{ (Ом)}$$

Определяем сопротивление обмоток трехобмоточных трансформаторов ПС «Павловка-2» приведенное к стороне 110 кВ (принимая сопротивление обмотки среднего напряжения равным 0):

$$X_{ТВ1} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} + u_{K\%BH} - u_{K\%CH}) \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} \quad (14)$$

$$X_{ТВ1} = 0,005 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) \cdot \frac{115^2}{16} \cdot \frac{1}{2} = 44,43 \text{ (Ом)}$$

$$X_{ТН1} = 0,005 \cdot (-u_{K\%BC} + u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} \quad (15)$$

$$X_{ТН1} = 0,005 \cdot (-10,5 + 17,5 + 6,5) \cdot \frac{115^2}{16} \cdot \frac{1}{2} = 27,89 \text{ (Ом)}$$

где  $U_k$  – напряжение короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора (%)

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

Определяем сопротивление обмоток трехобмоточных трансформаторов ПС «А» приведенное к стороне 110 кВ (принимая сопротивление обмотки среднего напряжения равным 0):

$$X_{ТВ2} = 0,005 \cdot (u_{К\%BC} + u_{К\%ВН} - u_{К\%СН}) \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМ}} \quad (16)$$

$$X_{ТВ2} = 0,005 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) \cdot \frac{115^2}{40} \cdot \frac{1}{2} = 17,77 \text{ (Ом)}$$

$$X_{ТН2} = 0,005 \cdot (-u_{К\%BC} + u_{К\%ВН} + u_{К\%СН}) \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМ}} \quad (17)$$

$$X_{ТН2} = 0,005 \cdot (-10,5 + 17,5 + 6,5) \cdot \frac{115^2}{40} \cdot \frac{1}{2} = 11,15 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление обобщенной нагрузки приведенное к высокой стороне:

$$X_H = \frac{x_{О.Н.} \cdot U_{СР}^2}{S_H} \cdot K_{ТР}^2 \quad (18)$$

где  $x_{О.Н.}$  – сопротивление нагрузки (о.е.)

$S_H$  – мощность нагрузки (МВА)

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

$K_{ТР}$  – коэффициент трансформации трансформатора

Для ПС «Павловка-2»:

$$X_{Н1} = \frac{x_{О.Н.} \cdot U_{СР}^2}{S_{Н1}} \cdot K_{ТР}^2 = \frac{0,35 \cdot 37^2}{6,15} \cdot \frac{115^2}{37^2} = 752,64 \text{ (Ом)}$$

$$X_{Н2} = \frac{x_{О.Н.} \cdot U_{СР}^2}{S_{Н2}} \cdot K_{ТР}^2 = \frac{0,35 \cdot 6,3^2}{3,81} \cdot \frac{115^2}{6,3^2} = 1214,89 \text{ (Ом)}$$

Для ПС «А»:

$$X_{H3} = \frac{x_{O.H.} \cdot U_{CP}^2}{S_{H3}} \cdot K_{TP}^2 = \frac{0,35 \cdot 37^2}{\sqrt{15,89^2 + 8,24^2}} \cdot \frac{115^2}{37^2} = 258,59 \text{ (Ом)}$$

$$X_{H4} = \frac{x_{O.H.} \cdot U_{CP}^2}{S_{H4}} \cdot K_{TP}^2 = \frac{0,35 \cdot 10,5^2}{\sqrt{20,11^2 + 9,92^2}} \cdot \frac{115^2}{10,5^2} = 204,55 \text{ (Ом)}$$

Определяем ЭДС системы приведенное к базовой ступени (кВ):

$$E_C = E_{C.O.} \cdot U_C = 1 \cdot 115 = 115 \text{ (кВ)} \quad (19)$$

где  $E_{C.O.}$  – ЭДС системы (о.е.)

Определяем ЭДС обобщенной нагрузки приведенное к базовой ступени:

Со стороны 35 кВ и со стороны 10 кВ

$$E_H = E_{H.O.} \cdot U_C = 0,85 \cdot 37 \cdot \frac{115}{37} = 97,75 \text{ (кВ)} \quad (20)$$

$$E_H = E_{H.O.} \cdot U_C = 0,85 \cdot 10,5 \cdot \frac{115}{10,5} = 97,75 \text{ (кВ)} \quad (21)$$

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

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

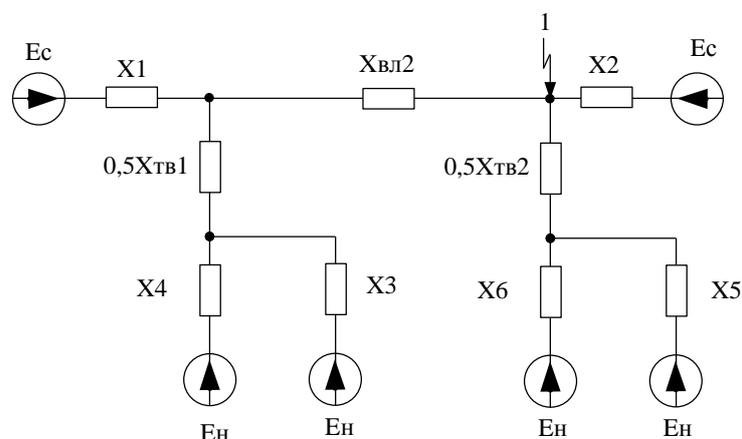


Рисунок 8 – Первое преобразование схемы замещения

$$X1 = X_{C1} + X_{BЛ1} = 4,81 + 9,4 = 14,21 \text{ (Ом)} \quad (22)$$

$$X2 = X_{C2} + X_{BЛ3} = 5,35 + 6,08 = 11,43 \text{ (Ом)} \quad (23)$$

$$X3 = X_{H1} = 752,64 \text{ (Ом)} \quad (24)$$

$$X4 = X_{ТН1} + X_{H2} = 27,89 + 1214,89 = 1242,78 \text{ (Ом)} \quad (25)$$

$$X5 = X_{H3} = 258,59 \text{ (Ом)} \quad (26)$$

$$X6 = X_{ТН2} + X_{H4} = 11,15 + 204,55 = 215,7 \text{ (Ом)} \quad (27)$$

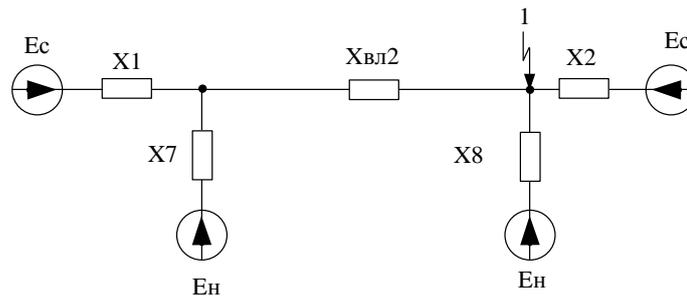


Рисунок 9 – Второе преобразование схемы замещения

$$X7 = X_{ТБ1} + \frac{X3 \cdot X4}{X3 + X4} = 44,43 + \frac{752,64 \cdot 1242,78}{752,64 + 1242,78} = 513,18 \text{ (Ом)} \quad (28)$$

$$X8 = X_{ТБ2} + \frac{X5 \cdot X6}{X5 + X6} = 17,77 + \frac{258,59 \cdot 215,6}{258,59 + 215,6} = 135,34 \text{ (Ом)} \quad (29)$$

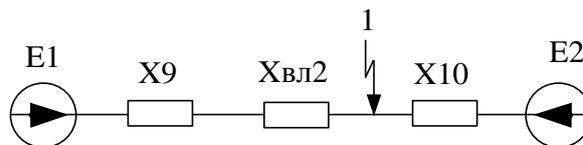


Рисунок 10 – Третье преобразование схемы замещения

$$X9 = \frac{X1 \cdot X7}{X1 + X7} = \frac{14,21 \cdot 513,18}{14,21 + 513,18} = 13,82 \text{ (Ом)} \quad (30)$$

$$X10 = \frac{X2 \cdot X8}{X2 + X8} = \frac{11,43 \cdot 135,34}{11,43 + 135,34} = 10,54 \text{ (Ом)} \quad (31)$$

$$E1 = \frac{X1 \cdot E_H + X7 \cdot E_C}{X1 + X7} = \frac{14,21 \cdot 97,75 + 513,18 \cdot 115}{14,21 + 513,18} = 114,53 \text{ (кВ)} \quad (32)$$

$$E_2 = \frac{X_2 \cdot E_H + X_8 \cdot E_C}{X_2 + X_8} = \frac{11,43 \cdot 97,75 + 135,34 \cdot 115}{11,43 + 135,34} = 113,65 \text{ (кВ)} \quad (33)$$

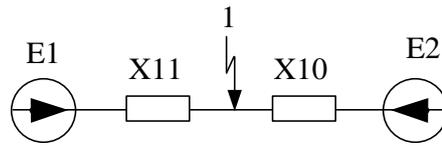


Рисунок 11 – Четвертое преобразование схемы замещения

$$X_{11} = X_9 + X_{BЛ2} = 13,82 + 2,4 = 16,22 \text{ (Ом)} \quad (34)$$

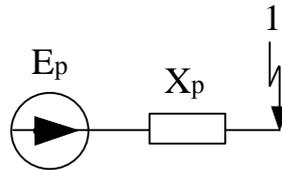


Рисунок 12 – Определение результирующих сопротивления и ЭДС

Определяем результирующее сопротивление до точки КЗ:

$$X_p = \frac{X_{11} \cdot X_{10}}{X_{11} + X_{10}} = \frac{10,54 \cdot 16,22}{10,54 + 16,22} = 6,51 \text{ (Ом)} \quad (35)$$

Проводим дальнейшее преобразование схемы

$$E_p = \frac{X_{11} \cdot E_2 + X_{10} \cdot E_1}{X_{11} + X_{10}} = \frac{16,22 \cdot 113,65 + 10,54 \cdot 114,53}{16,22 + 10,54} = 113,99 \text{ (кВ)}$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в точке К1 [2]:

$$I_{п01} = \frac{E_p}{\sqrt{3} \cdot X_p} = \frac{113,99}{\sqrt{3} \cdot 6,51} = 10,11 \text{ (кА)} \quad (36)$$

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

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле [8]:

$$I_{At} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{\frac{-T_{ос}}{T_a}} \quad (37)$$

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

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

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

$T_a$  – постоянная времени.

Для точки К1 определяем данную величину по справочным данным:

$$T_a = 0,03$$

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

Аperiodическая составляющая для К1:

$$I_{At} = \sqrt{2} \cdot 10,11 \cdot e^{\frac{-0,6}{0,03}} = 0,01 \text{ (кА)} \quad (38)$$

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (39)$$

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 10,11 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 24,54 \text{ (кА)} \quad (40)$$

Результаты расчета токов короткого замыкания с учетом всех токов КЗ сведены в таблицу 7:

Таблица 7 – Результаты расчета токов КЗ

Номер точки КЗ	$I_{по}, (кА)$	$I_{At}, (кА)$	$I_{уд}, (кА)$
1	10,11	0,01	24,54
2	11,35	0,018	25,39
3	32,58	0,04	75,16

По полученным данным проводим выбор и проверку на термическую, коммутационную и электродинамическую стойкость к токам короткого замыкания оборудования на ПС «А»:

## 7 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ 110, 35, 10 кВ ПС «А»

В данном разделе рассматривается выбор основного силового и измерительного оборудования устанавливаемого на ПС «А».

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 во всех РУ. Значения максимальных рабочих токов указаны в таблице 8. В данном разделе проводится выбор и проверка следующего подстанционного оборудования: выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, гибкая ошиновка, нелинейные ограничители перенапряжений.

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

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (41)$$

где  $S_M$  – максимальная мощность нагрузки для ПС «А» (МВА) [6].

$$I_{M110} = \frac{\sqrt{36^2 + 18,06^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 211,01$$

$$I_{M35} = \frac{\sqrt{15,89^2 + 8,24^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 295,26$$

$$I_{M10} = \frac{\sqrt{20,11^2 + 9,92^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1233,9$$

Таблица 8 – Информация о рабочих токах в РУ ПС «А»

Номинальное напряжение (кВ)	Максимальный рабочий ток (А)
110 (с учетом транзита мощности)	211,01
35	295,26
10	1233,9

## 7.1 Выбор выключателей 110 кВ.

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току:

$$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ} \quad (42)$$

$$I_{НОМ} \geq I_M \quad (43)$$

Термическая стойкость:

$$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K \quad (44)$$

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

$t_{ТЕР}$  - время термической стойкости,

$B_K$  - интеграл Джоуля.

Электродинамическая стойкость:

$$i_{ПРСКВ} = i_{ДИН} \geq i_{УД} \quad (45)$$

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

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

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

$$B_K = I_{ПО}^2 \cdot (t_{ТЕР} + T_a) = 10,11^2 \cdot (3 + 0,03) = 309,7 \quad (46)$$

Принимаем к расчету выключатель типа ВГБУ-110 П - 40/2000 У1.

Выключатель элегазовый баковый ВГБУ-110 П - 40/2000 У1 со встроенными трансформаторами тока предназначен для выполнения коммутационных операций (включений и отключений) в нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока с заземленной нейтралью (коэффициент замыкания на землю не выше 1,4) при номинальном напряжении 110 кВ и номинальной частоте 50Гц. Выключатель предназначен для работы в следующих условиях:

- нормальные значения климатических факторов внешней среды в соответствии с ГОСТ 15150 и ГОСТ 15543.1 для климатического исполнения У
- категории размещения 1.



Рисунок 13 – Внешний вид выключателя типа ВГБУ 110

При этом:

- а) рабочее значение температуры окружающего воздуха:
  - верхнее - плюс 40 °С,
  - нижнее - минус 45 °С;
- б) окружающая среда - не содержащая химически активных разъедающих оболочки и опасных в отношении взрыва примесей (содержание коррозионно-активных агентов для атмосферы типа II по ГОСТ 15150).

Выключатель пригоден для работы в условиях:

- наибольшая высота над уровнем моря - не более 1000 м;
- допустимое натяжение проводов:
  - а) в горизонтальной плоскости - 1000 Н(100 кгс);
  - б) вертикально вниз - 750 Н (75 кгс).

Сравнение параметров принятого выключателя с расчетными данными представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	2000	211,01	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	40	10,11	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	102	24,54	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	40	10,11	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Номинальное значение апериодической составляющей, $i_{АН}$ (кА)	18	0,01	$i_{АН} \geq i_{А}$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	102	24,54	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	4800	309,7	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Выключатель проходит по всем параметрам.

## 7.2 Выбор выключателей на стороне 35 кВ.

Первоначально принимаем для установки вакуумный выключатель марки ВР35НС

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



Рисунок 14 – Внешний вид – VR35HC

Выключатели серии VR35HC применяется как комплектующее для открытых распределительных устройств 35кВ комплектных трансформаторных подстанций КТПБР-110/35/10(6), КТПБР-М-35/10(6) и блоков комплектных распределительных устройств серии КРП(Б)-27,5 тяговых подстанций железной дороги, а также для расширения существующих подстанций и замены устаревших воздушных и масляных выключателей на них.

Вакуумные выключатели серии VR35HC разработаны на смену воздушным и масляным выключателям, обладая целым рядом преимуществ над ними. К основным таким преимуществам прежде всего следует отнести: механический ресурс до 30000 циклов ВО; коммутационный ресурс 55 циклов ВО при номинальном токе отключения; коммутационный ресурс 30000 циклов ВО при номинальном токе; цельнолитая кремнийорганическая изоляция полюсов по сравнению с применяемой ранее и по сравнению с керамическими покрывками позволила значительно уменьшить массу и габариты выключателя, существенно повысить надежность изоляции;

применение полимерной изоляции в конструкции полюса позволило отказаться от традиционного заполнения полюса трансформаторным маслом, что значительно повысило надежность и пожаробезопасность выключателя; применимость в схемах на постоянном и переменном оперативном напряжении; минимум обслуживания; гарантийный срок эксплуатации 2,5 года.

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

Таблица 10 – Выбор и проверка выключателей 35 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1600	295,26	$I_{НОМ} \geq I_m$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	20	11,35	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	52	25,39	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	20	11,35	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Номинальное значение апериодической составляющей, $i_{АН}$ (кА)	8	0,018	$i_{АН} \geq i_A$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	52	25,39	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	1200	214,31	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Выключатель проходит по всем параметрам.

### 7.3 Выбор выключателей на стороне 10 кВ.

Первоначально принимаем выключатель вакуумный ВВЭ-СМ-10-50/1600  
Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 11:

Таблица 11 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	10	10	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1600	1233,9	$I_{НОМ} \geq I_m$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	50	32,58	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	128	75,16	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	50	32,58	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Номинальное значение апериодической составляющей, $i_{АН}$ (кА)	12	0,04	$i_{АН} \geq i_A$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	128	75,16	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	7500	4947,89	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

#### 7.4 Выбор разъединителей.

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но отсутствует проверка на коммутационную способность, т.к. разъединители не предназначены для размыкания цепей под нагрузкой [4].

Выбор разъединителей 110 кВ.

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

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 12.

Таблица 12 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1000	211,01	$I_{НОМ} \geq I_m$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	80	24,54	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	2790,75	309,7	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Число заземляющих ножей и соответственно тип разъединителя 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 13.

Таблица 13 – Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1000	295,26	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	63	25,39	$i_{ПРСКВ} \geq i_{ВД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	1875	214,31	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

### 7.5 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.

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:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{ПРОВ} + r_{ПРИБ} + r_K \quad (47)$$

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

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (48)$$

где  $\rho = 0,0283$  (Ом·мм<sup>2</sup>)/м – удельное сопротивление алюминия;

$l$  - длина соединительных проводов, для РУ 110 кВ подстанции принимается - 100 м, для РУ35, 10 кВ - 60 м ;

$F$  - сечение соединительного провода,  $F = 4$  мм<sup>2</sup>.

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (110 кВ):

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

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

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

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I_2^2} \quad (49)$$

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

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

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс Меркурий 230. Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 14, 15, 16.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 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 230 ART2	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы , В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Ртутный 230 ART2	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы , В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Ртутный 230 ART2	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 110  $S_{\text{ПР}}=1,62$  ВА.

Тогда сопротивление приборов:

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

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

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

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 10 и 6 кВ  $S_{\text{ПР}} = 0,62$  ВА. Тогда сопротивление приборов:

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

Вторичная нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2,110} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 1,62 + 0,71 + 0,1 = 2,43 \text{ (Ом)}$$

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

$$Z_{2.10} = r_{ПРОВ} + r_{ПРИБ} + r_K = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока на стороне 110 кВ ТОЛ-110 III, с номинальным током первичной обмотки 600 А

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока с расчетными данными приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Проверка выбранного ТТ 110 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	600	211,01	$I_{НОМ} \geq I_M$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	126	24,54	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	13872	309,7	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_2$ ном (Ом)	20	2,43	$Z_{2НОМ} \geq Z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТОЛ-35-III с номинальным током первичной обмотки 300 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 18.

Таблица 18 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	300	295,26	$I_{НОМ} \geq I_M$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	125	25,39	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	7203	214,31	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_2$ ном (Ом)	30	1,15	$Z_{2НОМ} \geq Z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ ТПЛК-10-I-1 с номинальным током первичной обмотки 1600 А. Сравнение параметров приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	10	10	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1600	1233,9	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	120	75,16	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	10800	4947,89	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2НОМ}$ (Ом)	1,2	1,15	$Z_{2НОМ} \geq Z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

### 7.6 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются [6]:

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

$$S_{2НОМ} \geq S_2 \quad (50)$$

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 20.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 110 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 230	5	1
Счетчик РЭ			
Сумма			39

Принимаем на стороне 110 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ-110 УХЛ1

Таблица 21 – Проверка выбранного ТН 110 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 22.

Таблица 22 – 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 230 ART2	2	1
Счетчик РЭ			
Сумма			18

Таблица 23 – 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.

Таблица 24 – 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 230 ART2	3	1
Счетчик РЭ			
Сумма			5

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

Таблица 25 – 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	$S_{2ном} \geq S_2$

### 7.7 Выбор жестких шин.

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения. Максимальный рабочий ток в данном РУ составляет 1244,88 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами  $80 \times 6$  мм ( $4.8 \text{ см}^2$ ), длительно допустимый ток для данного сечения составляет 2200А. Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4м.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ ( $\text{см}^2$ ).

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{4947,89}}{91} = 0,77 \quad (51)$$

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

$C$  - коэффициент для алюминия 91

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

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{J}{q}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{25,6}{4,8}} = 0,95 \quad (52)$$

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

$q$  - сечение проводника, в данном случае 4,8 ( $\text{см}^2$ )

Момент инерции определяется по формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \quad (\text{см}^3 \times \text{см}) \quad (53)$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 0,9 м

Определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{75160^2}{0,4} = 244,6 \quad (\text{Н/м}) \quad (54)$$

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

$a$  - расстояние между фазами 0,4 (м).

Определяем момент сопротивления по формуле

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,6 \cdot 8^2 \frac{1}{6} = 6,4 \quad (\text{см}^3) \quad (55)$$

Определяем напряжение в проводе при протекании ударного тока КЗ:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{75160^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 34,39 \text{ (МПа)} \quad (56)$$

При расчете напряжение все длины приведены в метры.

Разрушающее напряжение для принятого материала составляет 60 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего, следовательно сечение и схема установки жестких шин выбраны верно.

### **7.8 Выбор гибкой ошиновки.**

В данном разделе рассматривается выбор гибкой ошиновки на РУ 110 кВ ПС «А» с расчетом на перспективные нагрузки.

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 212,82 А, следовательно принимаем сечение провода для данного напряжения с учетом сечения отходящей ВЛ АС 240/32 с максимально допустимым током 619 А расположение фаз горизонтальное, междуфазное расстояние 300 см.

Проверка сечения на термическую стойкость к токам КЗ не требуется так как шины выполнены голыми проводами расположенными на открытом воздухе.

При токе трехфазного короткого замыкания менее 20 кА (как в данном случае) проверка шин на схлестывание не требуется.

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

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (57)$$

где  $m$  - коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода;

$r_0$  - радиус провода 1,18 (см)

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,18}} \right) = 31,69 \text{ (кВ/см)}$$

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

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (58)$$

где  $U$  – линейное напряжение на проводе (принимается 115 кВ);

$D_{cp}$  – среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, при горизонтальном расположении фаз и расстоянии между фазами оно равно 378 см

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,18 \cdot \lg \frac{378}{1,18}} = 13,8 \text{ (кВ/см)}$$

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:

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

$$14,7 \leq 28,52$$

Неравенство выполняется, следовательно выбранное сечение удовлетворяет условию выбора.

## 7.9 Выбор ОПН.

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия

$$U_{НОПН} \geq U_{НСЕТИ}$$

Принимаем первоначально ОПН – 110 УХЛ1 номинальным напряжением 110 кВ

$$110 \geq 110$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{\text{нРОПН}} \geq U_{\text{нРСЕТИ}}$$

Для данного типа ОПН согласно паспортным данным наибольшее рабочее напряжение составляет 77 кВ, наибольшее фазное напряжение сети составляет

$$U_{\text{нРСЕТИ}} = \frac{126}{\sqrt{3}} = 72,7$$

$$77 \geq 72,7$$

Определяем энергию пропускаемую ОПН во время грозового импульса:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U - U_{\text{ост}}}{Z} \right) \cdot U_{\text{ост}} \cdot 2 \cdot T \quad (59)$$

где  $U$  - величина неограниченных перенапряжений;

$U_{\text{ост}}$  - остающееся напряжение на ограничителе (222 кВ);

$Z$  - волновое сопротивление линии Ом;

$T$  - время распространения волны.

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

где  $U_0$  - напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

$k$  – коэффициент полярности;

$l$  - длина защитного подхода.

Время распространения волны рассчитывается по формуле:

$$T = \frac{\ell}{\beta \cdot c} = \frac{3}{0,91 \cdot 300000} 10^6 = 10,99 \text{ мкс},$$

где  $\beta$  - коэффициент затухания волны;

$c$  - скорость распространения волны.

$$\mathcal{E} = \left( \frac{224,9 - 222}{415} \right) \cdot 222 \cdot 2 \cdot 10,99 = 34 \text{ (кДж)}$$

Согласно паспортным данным энергия поглощаемая данным типом ОПН составляет 220 кДж следовательно данный тип ОПН оставляем.

### 7.10 Выбор высокочастотных заградителей на стороне 110 кВ.

По напряжению выбираем заградитель типа ВЗ-400 УХЛ1.

Сравнение параметров выбранного заградителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 26.

Таблица 26 – Выбор и проверка заградителя 110 кВ

Номинальные параметры заградителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	400	211,01	$I_{НОМ} \geq I_m$
Номинальный ток КЗ $I_{КЗ}$ (кА)	14	10,11	$I_{КЗ} \geq I_{ПО}$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	25,5	24,54	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$

Данный тип заградителя принимаем для установки на обе цепи ВЛ

## 8 РАСЧЕТ РЕЖИМА РАБОТЫ СЕТИ ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

Расчет режима работы сети проводится для определения всех параметров, в процессе эксплуатации реконструированной сети, включающих такие как: потери напряжения, потери мощности токовые нагрузки в сечениях и т.д.

Расчет проводится программном комплексе RASTR WIN3, граф сети представлен на рисунке 16.

На первоначальном этапе расчета режимов работы сети требуется подготовка исходных данных: формирование графа сети, нумерация узлов, определение из них генерирующих и балансирующих по мощности.

Далее необходимо задать параметры ветвей те рассчитать сопротивления на каждом участке в т.ч. сопротивления трансформаторов и их коэффициенты трансформации (указанные сопротивления определяются по справочным данным трансформаторов и проводов линий электропередачи). На окончательном этапе в программный комплекс вводятся данные по нагрузкам сети, в нашем случае в режиме зимнего максимума (данные по нагрузкам приведены в таблице 27).

Таблица 27 - Нагрузка в узлах сети в режиме зимнего максимума

Номер узла	P (МВт)	Q (МВАр)
22	3,6	0,9
222	4,0	1,0
33	3,2	1,2
333	6,0	1,6
44	15,9	8,2
444	20,11	9,7
555	1,2	0,3
77	3,1	0,9
777	4,1	2,2

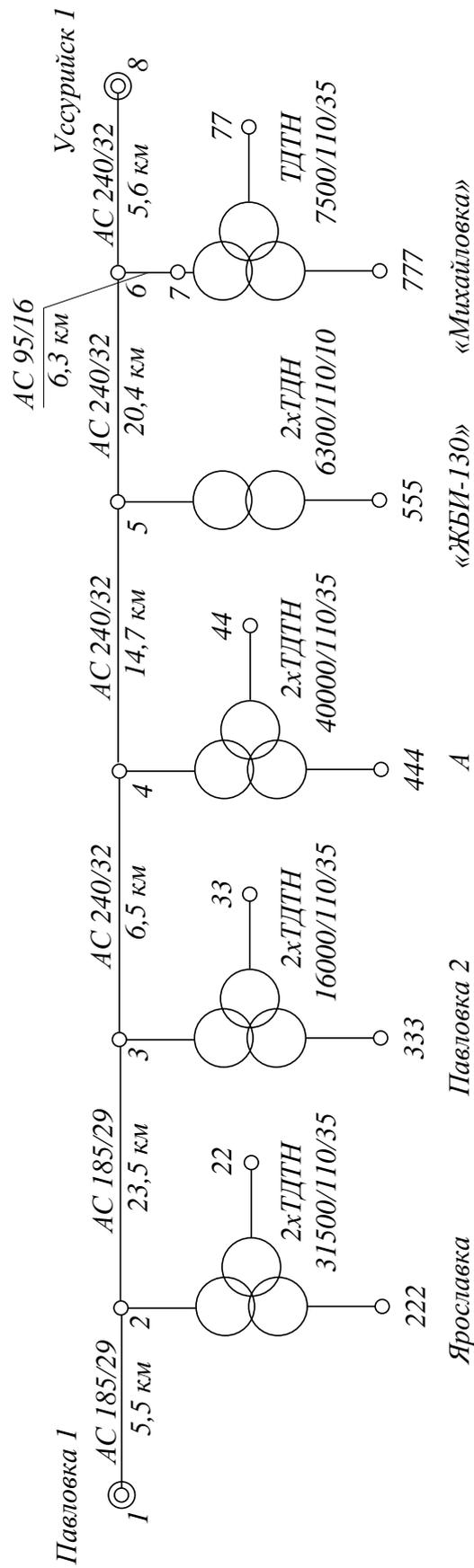


Рисунок 16 - Граф сети с указанием технических параметров оборудования

Данные о режиме работы сети представлены в таблицах 28-33.

Таблица 28 – Данные по узлам в режиме зимнего максимума

Тип	Номер	Название	Uном (кВ)	Pн (МВт)	Qн (Мвар)	Pг (МВт)	Qг (Мвар)	U (кВ)	dU (град)
Нагр	1	Павловка 1	110			15	8	122,25	0,1
База	2	Ярославка	122			19,7	7	122	
Нагр	20		110					121,72	-0,46
Нагр	22		35	3,6	0,9			38,95	-0,47
Нагр	222		6	4	1			6,09	-0,47
Нагр	3	Павловка 2	110					120,18	-0,84
Нагр	30		110					119,05	-2,29
Нагр	33		35	3,2	1,2			38,1	-2,29
Нагр	333		6	6	1,6			5,95	-2,29
Нагр	4	А	110					119,89	-1
Нагр	40		110					112,67	-7,07
Нагр	44		35	15,9	8,2			36,05	-7,07
Нагр	444		10	20,1	9,7			10,14	-7,07
Нагр	5	ЖБИ-130	110					120,92	-0,66
Нагр	555		6	1,2	0,3			6,01	-1,59
Нагр	6		110					122,47	-0,19
Нагр	7	Михайловка	110					122,28	-0,24
Нагр	70		110					120,48	-1,88
Нагр	77		35	3,1	0,9			38,55	-1,88
Нагр	777		6	4,1	2,2			6,02	-1,88
База	8	Уссурийск 1	123			27,1	21,4	123	

Таблица 29 – Данные по ВЛ в режиме зимнего максимума

Начало	Конец	Название	Инач (А)	Икон (А)
1	2	Павловка 1 - Ярославка	80	80
2	3	Ярославка - Павловка 2	142	140
3	4	Павловка 2 - А	94	93
4	5	А - ЖБИ-130	115	116
5	6	ЖБИ-130 -	122	124
6	7	Отп. Михайловка - Михайловка	38	38
6	8	Отп. Михайловка - Уссурийск 1	162	162

Таблица 30 – Данные по узлам при отключении ВЛ «Ярославка» - «Павловка 2»

Тип	Номер	Название	Uном (кВ)	Pн (МВт)	Qн (Мвар)	Pг (МВт)	Qг (Мвар)	U (кВ)	dU (град)
Нагр	1	Павловка 1	110			15	8	122,25	0,1
База	2	Ярославка	122			-7,4	-5,8	122	
Нагр	20		110					121,71	-0,46
Нагр	22		35	3,6	0,9			38,95	-0,47
Нагр	222		6	4	1			6,09	-0,47
Нагр	3	Павловка 2	110					116,93	-2,66
Нагр	30		110					115,82	-4,14
Нагр	33		35	3,2	1,2			37,06	-4,15
Нагр	333		6	6	1,6			5,79	-4,15
Нагр	4	А	110					117,06	-2,57
Нагр	40		110					109,66	-8,92
Нагр	44		35	15,9	8,2			35,09	-8,92
Нагр	444		10	20,1	9,7			9,87	-8,92
Нагр	5	ЖБИ-130	110					119,08	-1,64
Нагр	555		6	1,2	0,3			5,92	-2,6
Нагр	6		110					122,08	-0,4
Нагр	7	Михайловка	110					121,89	-0,45
Нагр	70		110					120,08	-2,1
Нагр	77		35	3,1	0,9			38,43	-2,1
Нагр	777		6	4,1	2,2			6	-2,1
База	8	Уссурийск 1	123			54,6	35,1	123	

Таблица 31 – Данные по ВЛ при отключении ВЛ «Ярославка» - «Павловка 2»

Начало	Конец	Название	Инач (А)	Икон (А)
1	2	Павловка 1 - Ярославка	80	80
2	3	Ярославка - Павловка 2		
3	4	Павловка 2 - А	47	47
4	5	А - ЖБИ-130	257	258
5	6	ЖБИ-130 -	264	266
6	7	Отп. Михайловка - Михайловка	38	38
6	8	Отп. Михайловка - Уссурийск 1	304	305

Таблица 32 – Данные по узлам при отключении ВЛ «Уссурийск - отп. Михайловка»

Тип	Номер	Название	Uном (кВ)	Pн (МВт)	Qн (Мвар)	Pг (МВт)	Qг (Мвар)	U (кВ)	dU (град)
Нагр	1	Павловка 1	110			15	8	122,25	0,1
База	2	Ярославка	122			47,1	29,5	122	
Нагр	20		110					121,71	-0,46
Нагр	22		35	3,6	0,9			38,95	-0,47
Нагр	222		6	4	1			6,09	-0,47
Нагр	3	Павловка 2	110					117,58	-1,58
Нагр	30		110					116,44	-3,09
Нагр	33		35	3,2	1,2			37,26	-3,09
Нагр	333		6	6	1,6			5,82	-3,09
Нагр	4	А	110					116,65	-1,97
Нагр	40		110					109,21	-8,38
Нагр	44		35	15,9	8,2			34,95	-8,38
Нагр	444		10	20,1	9,7			9,83	-8,38
Нагр	5	ЖБИ-130	110					116,3	-2,14
Нагр	555		6	1,2	0,3			5,78	-3,14
Нагр	6		110					115,89	-2,34
Нагр	7	Михайловка	110					115,71	-2,4
Нагр	70		110					113,98	-4,13
Нагр	77		35	3,1	0,9			36,47	-4,13
Нагр	777		6	4,1	2,2			5,7	-4,13
База	8	Уссурийск 1	123			27,1	21		

Таблица 33 – Данные по ВЛ при отключении ВЛ «Уссурийск - отп. Михайловка»

Начало	Конец	Название	Инач (А)	Икон (А)
1	2	Павловка 1 - Ярославка	80	80
2	3	Ярославка - Павловка 2	307	305
3	4	Павловка 2 - А	259	258
4	5	А - ЖБИ-130	46	45
5	6	ЖБИ-130 -	39	37
6	7	Отп. Михайловка - Михайловка	39	38
6	8	Отп. Михайловка - Уссурийск 1		

После расчета проводим анализ полученных данных: напряжения в узлах сети имеют отклонение менее 10% как в нормальном режиме работы так и в послеаварийном. Так же при утяжелении режима необходимо проверить существующие ВЛ на длительно допустимый ток, в данном случае в первом

послеаварийном режиме наиболее загруженной является ВЛ «Отп. Михайловка - Уссурийск 1» (провод марки АС 240) ток в сечении составляет 305 А, при длительно допустимом для данного сечения 690 А, следовательно сечение проходит проверку. Во втором послеаварийном режиме проверяем сечение «Ярославка - Павловка 2» (провод марки АС 185), ток составляет 307 А при длительно допустимом 520А. Таким образом делаем вывод: ввод в работу новой ПС не приводит к существенным отклонениям параметров режима работы. Так же подробный расчет режимов работы приведен в приложении А, Б, В

## 9 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ

Согласно ПУЭ открытые подстанции и ОРУ 20-500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молний.

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

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

Защиту ОРУ выполним стержневыми молниеотводами, размещенными на линейных и шинных порталах и отдельностоящими молниеотводами. Высота молниеотвода на линейном портале и отдельностоящего 110 кВ – 19 метров.

Эффективная высота молниеотвода [11]:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (60)$$

где  $h$  – высота молниеотвода (19 м)

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 19 = 16,15$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,18 \quad (61)$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне линейного портала

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)} = 1,6 \cdot 19 \cdot \frac{(19 - 11)}{(19 + 11)} = 8,1 \quad (62)$$

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

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

$$h_c = h - \frac{L}{7} = 19 - \frac{25}{7} = 15,4 \quad (63)$$

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

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}} = 1,6 \cdot \frac{15,4 - 11}{1 + \frac{11}{15,4}} = 4,1 \quad (64)$$

где  $h_x$  – высота защищаемого объекта (м).

Аналогично проводится расчет молниезащиты от остальных пар молниеотводов результаты расчета сведены в таблицу 34.

Таблица 34 – Параметры зон молниезащиты ПС «А»

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

Результаты расчета молниезащиты так же представлены в графической части ВКР.

## 10 РАСЧЕТ СЕТИ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры ПС «А» 50×110 (м)

Определяем площадь контура заземления:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (110 + 3) \cdot (50 + 3) = 5989 \text{ (м}^2\text{)} \quad (65)$$

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

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (66)$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{4,49^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,11 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (67)$$

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

$T$  - предельное время работы защиты (сек)

$\beta$  - коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку на термическую стойкость

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (68)$$

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

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

$$F_{kop} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)} \quad (69)$$

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

Общая длина полос в сетке:

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

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{2395,6}{2 \cdot \sqrt{5989}} = 15,47 \quad (70)$$

Принимаем число ячеек:  $m = 15$

Длина стороны ячейки

$$L_y = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{5989}}{15} = 5,15 \text{ (м)} \quad (71)$$

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S}(m+1) = 2 \cdot \sqrt{5989} \cdot (15+1) = 2476,4 \text{ (м)} \quad (72)$$

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{5989}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 21,89 \quad (73)$$

Принимаем:  $n_e = 22$

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

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_C = \rho \cdot \left( A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_e \cdot n_e} \right) = 50 \cdot \left( 0,42 \frac{1}{\sqrt{5989}} + \frac{1}{2476,4 + 4,0 \cdot 22} \right) = 0,442 \text{ (Ом)} \quad (74)$$

где -  $A$  - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент:

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{5989}}{(21 + 320) \cdot (4,49 + 45)}} = 1,09 \quad (75)$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_H = R_C \cdot \alpha_H = 0,442 \cdot 1,09 = 0,482 \text{ (Ом)} \quad (76)$$

Сопротивление не превышает максимального значения следовательно расчет проведен верно.

## 11 КОНСТРУКЦИЯ ВЛ

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.

В этом разделе проводится расчет механических нагрузок на провода проектируемой ВЛ, и последующий выбор изоляторов и арматуры.

### 11.1 Выбор типов опор.

При выборе типов опор, а также при определении расчетных нагрузок необходимо исходить из наиболее невыгодных сочетаний климатических условий, наблюдаемых для линии 110 кВ не реже 1 раза в 10 лет.

Исходя из расчетного сечения провода АС-240/32 и количества цепей с учетом нормативной толщины стенки гололеда принимаем следующие типы опор [3]:

Опора анкерная угловая: У 110 – 2 + 9.

Опора промежуточная: П 110 – 4.

Расчет удельных механических нагрузок

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

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

Нагрузка от массы провода:

$$\gamma_1 = g \cdot \frac{G_0}{F_p} = 9,81 \cdot \frac{0,921}{272 \cdot 10^{-6}} = 35,05 \text{ (кПа/м)} \quad (77)$$

где  $g = 9,81 \text{ м/сек}^2$ ;

$G_0$  – масса 1 м провода, кг/м;

$F_p$  – расчетное сечение провода, м<sup>2</sup>.

Нагрузка от массы гололеда:

$$\gamma_2 = g \cdot \frac{g_0 \cdot \pi \cdot b \cdot (d + 2 \cdot b)}{F_p} \text{ (кПа/м)} \quad (78)$$

$$\gamma_2 = 9,81 \cdot \frac{900 \cdot 3,14 \cdot 0,02 \cdot (0,0216 + 2 \cdot 0,02)}{272 \cdot 10^{-6}} = 125,56$$

где  $b$  – толщина стенки гололеда, м;

$g_0$  – плотность льда, кг/ м<sup>3</sup>;

$d$  – диаметр провода, м.

Нагрузка от массы провода и гололеда:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2 = 35,05 + 125,56 = 160,61 \text{ (кПа/м)} \quad (79)$$

Нагрузка от давления ветра на провод без гололеда:

$$\gamma_4 = \frac{a \cdot C_X q_{\max} \cdot k_q \cdot d}{F_p} = \frac{0,81 \cdot 1,2 \cdot 650 \cdot 1,15 \cdot 0,0216}{272 \cdot 10^{-6}} = 57,69 \text{ (кПа/м)} \quad (80)$$

где  $a$  – коэффициент учитывающий неравномерность скорости ветра по длине пролета;

$q_{\max}$  – скоростной напор ветра;

$C_X$  – аэродинамический коэффициент

$k_q$  – поправочный коэффициент,.

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

$$\gamma_5 = \frac{a \cdot C_X \cdot 0,25 \cdot q_{\max} \cdot (d + 2 \cdot b)}{F_p} = \frac{0,81 \cdot 1,2 \cdot 0,25 \cdot 650 \cdot (0,0216 + 2 \cdot 0,02)}{272 \cdot 10^{-6}} = 35,77 \quad (81)$$

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

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2} = \sqrt{35,05^2 + 57,69^2} = 67,5 \text{ (кПа/м)} \quad (82)$$

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

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2} = \sqrt{160,61^2 + 35,77^2} = 164,54 \text{ (кПа/м)} \quad (83)$$

Рассчитанные удельные нагрузки используются при выборе изоляторов и линейной арматуры.

### 11.2 Выбор изоляторов.

Для подвески в поддерживающих гирляндах выберем полимерные изоляторы марки ЛК-70/110 УХЛ1 с электромеханической разрушающей силой 70 кН.

$$n_1 = \frac{P}{p_7 \cdot l_{вес} + G_2 \cdot g} = \frac{70000}{107,53 \cdot 300 + 2,1 \cdot 9,81} = 3,7 \geq 2,7 \quad (84)$$

$$n_2 = \frac{P}{p_1 \cdot l_{вес} + G_2 \cdot g} = \frac{70000}{11,57 \cdot 300 + 2,1 \cdot 9,81} = 34,4 \geq 5 \quad (85)$$

где  $P$  – электромеханическая разрушающая нагрузка изолятора, кН;

$p_1, p_7$  – единичные нагрузки от собственного веса провода и от веса провода с гололедом при ветре,  $p_1 = 11,57$  кН/м,  $p_7 = 107,53$  кН/м;

$l_{вес}$  – весовой пролет, 300 м;

$G_2$  – масса гирлянды, для полимерных изоляторов марки ЛК-70/110 УХЛ1 2,1 кг.

Для подвески в натяжных гирляндах применяем полимерные изоляторы марки ЛК 120/110-3 УХЛ1.

Выбор типа изоляторов натяжных гирлянд производят по формулам

$$n_1 = \frac{P}{\sqrt{(\sigma_{\gamma \max} \cdot F_p)^2 + \left( \frac{p_7 \cdot l_{вес}}{2} + G_2 \cdot g \right)^2}} \quad (86)$$

$$n_1 = \frac{120000}{\sqrt{(115 \cdot 272)^2 + \left(\frac{107,53 \cdot 300}{2} + 3,2 \cdot 9,81\right)^2}} = 5,83 \geq 2,7$$

$$n_2 = \frac{P}{\sqrt{(\sigma_s \cdot F_p)^2 + \left(\frac{P_1 \cdot l_{вес}}{2} + G_2 \cdot g\right)^2}} \quad (87)$$

$$n_2 = \frac{120000}{\sqrt{(70,3 \cdot 272)^2 + \left(\frac{11,57 \cdot 300}{2} + 3,2 \cdot 9,81\right)^2}} = 10,99 \geq 5$$

где  $\sigma_{\gamma_{max}}$  и  $\sigma_s$  - напряжения в проводе при наибольшей нагрузке и среднегодовой температуре. В арматуре требуются меньшие коэффициенты запаса, чем в изоляторах, поэтому прочность арматуры не проверяется. Поддерживающие зажимы принимаем глухие. Натяжные зажимы – прессуемые, т.к. сечение провода 150 мм<sup>2</sup>.

### 11.3 Расстановка опор по профилю трассы.

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

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

$$f_1(x) = \frac{\gamma_1}{2 \cdot \sigma \cdot 1000} \cdot x^2 \quad (88)$$

Для габаритной кривой

$$f_2(x) = \frac{\gamma_1}{2 \cdot \sigma \cdot 1000} \cdot x^2 - \Delta h_{габ} - h_{габ} \quad (89)$$

Для земляной кривой

$$f_2(x) = \frac{\gamma_1}{2 \cdot \sigma \cdot 1000} \cdot x^2 - \Delta h_{габ} - h_{габ} - f_{макс} \quad (90)$$

где  $\sigma$  – допустимое напряжение при среднегодовой температуре (принимаем 80), МПа;

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

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

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

Шаблон для расстановки опор по профилю трассы представлен на рисунке 17.

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

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

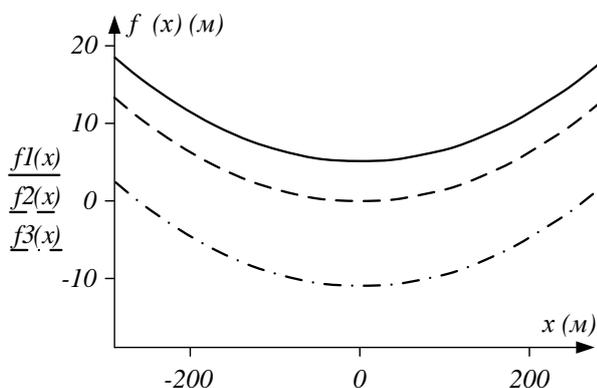


Рисунок 17 – Шаблон для расстановки опор по профилю трассы

## 12 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

В данном разделе проводится расчет капиталовложений в строительство ПС «А» а так же в ВЛ при подключении данной ПС к схеме внешнего электроснабжения. Расчет проводится по методике укрупненных стоимостных показателей с учетом районного коэффициента для дальнего востока и коэффициентом перевода стоимости оборудования на настоящее время.

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 Электроэнергетики индекс цен по отношению к ценам 2000 г. составляет 4,28) (согласно приложению №1 к письму минрегион россии).

Таблица с данными по основному оборудованию устанавливаемому на ПС и ВЛ представлено в таблицах 35, 36.

Определяем стоимость РУВН,, СН, НН ПС «А» [9]:

$$K_{py} = (N_{яч110} \cdot K_{яч110} + N_{яч35} \cdot K_{яч35} + N_{яч10} \cdot K_{яч10}) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (91)$$

где  $K_{инф}$  - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2016 год (равен 4,28)

$K_p$  - районный коэффициент: для ПС –1,3 [9]:

$N_{яч110}$  - количество ячеек выключателей 110 кВ:

$K_{яч110}$  - стоимость одной ячейки выключателя 110 кВ в ценах 2000 года [9]:

$N_{яч35}$  - количество ячеек выключателей 35 кВ:

$K_{яч35}$  - стоимость одной ячейки выключателя 35 кВ в ценах 2000 года [9]:

$N_{яч10}$  - количество ячеек выключателей 10 кВ

$K_{яч10}$  - стоимость одной ячейки выключателя 10 кВ в ценах 2000 года [9]:

$$K_{py} = (3 \cdot 7 + 5 \cdot 0,2 + 0,085 \cdot 13) \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 128,55 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем стоимость трансформаторов на ПС «А»:

$$K_{mp} = N_{mp} \cdot K_{mp} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (92)$$

где  $N_{mp}$  - количество трансформаторов 110 кВ:

$K_{mp}$  - стоимость одного трансформатора 110 кВ в ценах 2000 года [9]:

$$K_{mp} = 2 \cdot 9,5 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 105,72$$

Определяем постоянная часть затрат по подстанции:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (93)$$

где  $K_{пост}$  - постоянная часть затрат в ценах 2000 года [9]:

$$K_{пост} = 21 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 116,84$$

Определяем суммарные капиталовложения в ПС «А»:

$$K_{nc} = K_{py} + K_{mp} + K_{пост} = 128,55 + 105,72 + 116,84 = 351,11 \text{ (млн.руб)}$$

Аналогично проводится расчет стоимости оборудования по остальным ПС результаты расчета приведены в таблице 35.

Определяем капиталовложения на сооружения ВЛ (млн.руб),:

$$K_{вл} = K \cdot L \cdot K_{инф} \cdot K_p \text{ (млн.руб)} \quad (94)$$

где  $L$  - протяженность рассматриваемой ВЛ (км):

$K$  - стоимость сооружения одного километра ВЛ в ценах 2000 года :

$$K_{вл} = 1,6 \cdot 5,5 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 48,96$$

Таблица 35 – Оборудование устанавливаемое на ПС «А»

Наименование	Тип	Номинальное напряжение (кВ)	Количество	Стоимость единицы в ценах 2000 года (млн.руб)	Полная стоимость в ценах 2016 года (млн.руб)
Оборудование устанавливаемое на ПС «А»					
Силовой трансформатор	ТДТН 40000/110	110	2	9,5	105,72
Ячейка выключателя	ВГБУ-110 П - 40/2000 У1	110	3	7	116,84
	ВР35НС	35	5	0,2	5,56
	ВВЭ-СМ-10-50/1600	10	13	0,085	6,15
Постоянная часть				21	116,84
Общая стоимость (млн.руб)					351,11

Таблица 36 – Капиталовложения в ВЛ для реализации проекта

Наименование ВЛ	Протяженность ВЛ (км)	Кол-во цепей	Марка провода	Стоимость 1 км в ценах 2000 года (млн.руб)	Полная стоимость ВЛ в ценах 2016 года (млн.руб)
Двухцепная ВЛ для подхода к ПС «А»	5,5	2	АС 240/32	1,05	48,96

Общие капиталовложения:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} = 48,96 + 351,11 = 400,07 \text{ (млн.руб)}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования а так же амортизацию вычисляются по формуле:

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{AM} = K_{ВЛ} \cdot \alpha_{ам1} + K_{ПС} \cdot \alpha_{ам2}, \quad (95)$$

где  $\alpha_{ам}$  – нормы отчислений на амортизацию в год, о.е;

$K_{об}$  - капитальные вложения, тыс.руб.

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (96)$$

где  $T_{сл}$  - срок службы оборудования (для ВЛ 15 лет, для ПС 20 лет.) [9]:.

$$I_{AM} = 48,96 \cdot \frac{1}{15} + 351,11 \cdot \frac{1}{20} = 17,56 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{ЭКС} = I_{ЭКС.ВЛ} + I_{ЭКС.ПС} = \alpha_{ЭКС.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{ЭКС.ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (97)$$

где  $\alpha_{ЭКС.ВЛ} = 0,8\%$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ВЛ 35 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах; [9]:

$\alpha_{ЭКС.ПС} = 5,9\%$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций для оборудования ПС номинальным напряжением до 150 кВ (кроме ГЭС)[9]:

$$I_{ЭКС} = 48,96 \cdot 0,008 + 351,11 \cdot 0,059 = 21,11$$

Таким образом произведенные расчеты показали что стоимость реализации проекта по введению в эксплуатацию ПС «А» и подключения ее к схеме внешнего электроснабжения составляют 400,07 млн. руб при этом издержки на амортизацию основного оборудования составят 17,56 млн.руб/год, а на его эксплуатацию 21,11 млн.руб/год.

## 13 БЕЗОПАСНОСТЬ ПРОЕКТА

В данном проекте рассматривается подключение ПС «А», к сети внешнего электроснабжения на номинальное напряжение 110 кВ. Согласно расчетам на ПС будет установлено два трехобмоточных трансформатора типа ТДТН 40000/110/35/10 МВА, подстанция будет получать питание по двухцепной ВЛ выполненной проводом марки АС 240/32 и иметь протяженность 5,5 км, ВЛ выполняется на стальных опорах.

Все работы по сооружению линий электропередачи, электромонтажные и наладочные работы разрешается выполнять только при наличии проекта производства работ (ППР) или технологических карт (ТК), утвержденных главным инженером электромонтажной организации, в которых для каждого из выполняемых видов работ предусмотрены конкретные мероприятия по технике безопасности /Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ РД 153-34.3-03.285-2002/.

Основные требования мер безопасности вышеперечисленных НТД указываются в разделе «Требования по охране труда» ППР или ТК. Непосредственные руководители и исполнители электро-монтажных работ перед допуском к их выполнению должны быть ознакомлены с требованиями безопасности на месте работ с фактическими условиями труда, знать и выполнять нормы безопасности в объеме порученных работ.

На месте производства наладочных работ на провода линии должны быть наложены заземления. Непосредственно перед наложением заземления необходимо убедиться в отсутствии напряжения на линии. Наложение и закрепление, а также снятие заземляющих проводов производится при помощи изолирующей штанги.

Безаварийная работа линий электропередачи обеспечивается выполнением профилактических мероприятий, задачей которых является своевременное обнаружение возникающих неисправностей с тем, чтобы они не вызвали повреждения и выход линии электропередачи из строя.

К профилактическим мероприятиям относятся:

- низовые осмотры линий электропередачи;
- верховые осмотры линий электропередачи;
- специальные внеочередные осмотры, которые проводят при появлении гололеда, во время паводка, при возникновении пожаров вблизи трассы, после грозы, урагана и сильного мороза, а также после аварийного отключения линии, в том числе и при ее успешном повторном включении.

Кроме того, профилактическими мероприятиями предусмотрено:

- измерение сопротивления изоляции подвесных фарфоровых изоляторов;
- измерение переходного сопротивления соединений проводов ВЛ 35-110 кВ различными зажимами;
- измерение сопротивления заземлений опор;
- определение степени загнивания древесины;
- проверка габаритов проводов.

Данные, полученные в результате осмотров, ревизий и измерений заносят в специальный журнал и на основании их составляют планы ремонтных работ.

В настоящее время большой объем ремонтных работ на ВЛ (выправку опор, замену их некоторых деталей, очистку и окраску, некоторые ремонтные работы на проводах и тросах) выполняют без снятия или с частичным снятием напряжения, для чего используют различные изолирующие защитные средства и приспособления.

Основным опасным фактором на электроэнергетических объектах является поражение электрическим током. Важным отличием, обуславливающим повышенную опасность электроэнергетических объектов, является то, что электрический ток невидим.

К вредным факторам следует отнести электрические и магнитные поля промышленной частоты, возникающие при работе оборудования подстанций и линий электропередач, акустические шумы от работы силового оборудования (особенно трансформаторов и воздушных выключателей).

### **13.1 Техника безопасности при строительстве ВЛ.**

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.

Безопасные методы и способы ведения строительно-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.

При монтаже проводов под действующими ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению подхлестывания проводов. Когда требования ПУЭ в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

Работы вблизи действующих ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда – допуска , после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

## 14 ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

При производстве работ на лесосеке должна быть обеспечена безопасность всего комплекса лесосечных работ, включающих подготовительные и вспомогательные работы, валку и трелевку леса, очистку деревьев от сучьев, раскряжевку хлыстов, погрузку леса, механизированную очистку лесосек.

Готовность лесосеки к рубке оформляется актом. При прохождении трассы проектируемой ВЛ по лесистой местности, проектом предусматривается минимально допустимая прорубка просеки с очисткой трассы от порубочных остатков и их сжиганием, разделка вырубленного леса и его штабелирование.

По окончании строительно-монтажных работ должны быть выровнены участки естественного покрова земли для уменьшения эрозии почвы.

Подстанция «А» расположена вдали от жилой застройки и с целью снижения уровня шума на жителей, дополнительно предусматривается высадка деревьев и кустарников по периметру подстанции, что также положительно скажется на уровне шума

В данном дипломном проекте производится сооружение воздушной линии 110 кВ для подхода к ПС «А».

Земля, отводимая в постоянное пользование ВЛ должна быть восстановлена путем освоения новых земель. Затраты на освоение земли, взамен изымаемой в постоянное пользование и средства на возмещение убытков землепользователями учтены сметами на строительство.

При определении площади земли отводимой в постоянное и временное пользование используются следующие исходные данные:

Опора анкерная угловая: У 110 – 2 + 9 с размером основания 7,5 м и максимальным расстоянием между фазами 10,0 м в количестве 6 шт.

Опора промежуточная: П 110 – 6, размер основания 2,8 м, расстояние между фазами 8,4 м в количестве 18 шт.

Подробно рассмотрим расчет площади отводимой под постоянное и

временное пользование, схема основания опоры представлена на рисунке.

Определим площадь земли отводимой под постоянное пользование по формуле (м<sup>2</sup>):

$$F_{\text{пост}} = n_a \cdot F_a + n_n \cdot F_n \quad (98)$$

где  $n_a$ ,  $n_n$  - соответственно количество анкерных и промежуточных опор (шт);

$F_a$ ,  $F_n$  - соответственно площадь отводимая под анкерную и промежуточную опору (м<sup>2</sup>);

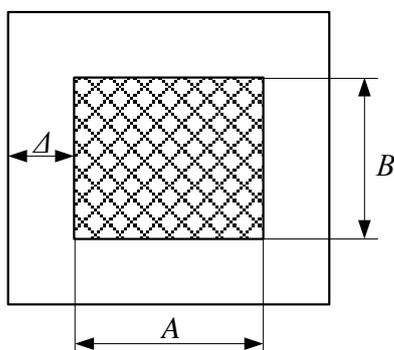


Рисунок 18 – Размеры основания опоры

Площадь отводимая для одной анкерной и промежуточной опоры определяется по формуле:

$$F_a = (A_a + 2 \cdot \Delta) \cdot (B_a + 2 \cdot \Delta) = (7,5 + 2 \cdot 1) \cdot (7,5 + 2 \cdot 1) = 90,25 (\text{м}^2)$$

$$F_n = (A_n + 2 \cdot \Delta) \cdot (B_n + 2 \cdot \Delta) = (2,8 + 2 \cdot 1) \cdot (2,8 + 2 \cdot 1) = 23,04 (\text{м}^2)$$

где  $\Delta$  - расстояние от основания опоры в обе стороны, т.к. ВЛ проходит в лесо – степи, местность равнинная, принимаем значение 1 м [25]

Площадь земли отводимой под постоянное пользование:

$$F_{\text{пост}} = n_a \cdot F_a + n_n \cdot F_n = 6 \cdot 90,25 + 18 \cdot 23,04 = 956,22 (\text{м}^2)$$

Площадь земли отводимая во временное пользование определяется по формуле:

$$F_{\text{вс}} = F_{\text{вс}} + F_{\text{вмт}} \quad (99)$$

где  $F_{\text{вс}}$ ,  $F_{\text{вмт}}$  - соответственно площади отводимые временное строительство и временные монтажные площадки;

$$F_{\text{вс}} = L \cdot l = 6000 \cdot 14 = 84 \cdot 10^3 \text{ (м}^2\text{)} \quad (100)$$

где  $L$  – длина воздушной линии согласно расчетных данных проекта (м) определена в основной части дипломного проекта (составляет 6000 м).

$l$  – ширина полосы отводимой земли вдоль ВЛ:

$$l = l_{\text{фф}} + 4 = 10 + 4 = 14 \text{ (м)} \quad (101)$$

где  $l_{\text{фф}}$  – максимальное расстояние между фазами анкерно - угловой опоры составляет 10 м.

Площадь отводимая под монтажные площадки:

$$F_{\text{вмт}} = n_a \cdot F_{\text{мта}} + n_n \cdot F_{\text{мтн}} \quad (102)$$

где  $F_{\text{мта}}$  – площадь одной монтажной площадки для сооружения анкерной – угловой стальной свободностоящей  $F_{\text{мта}} = 800 \text{ (м}^2\text{)} [25]$

$F_{\text{мтн}}$  – площадь одной монтажной площадки для сооружения промежуточной стальной свободностоящей опоры 110 кВ  $F_{\text{мтн}} = 560 \text{ (м}^2\text{)} [25]$ :

$$F_{\text{вмт}} = 6 \cdot 800 + 18 \cdot 560 = 14,88 \cdot 10^3 \text{ (м}^2\text{)}$$

Суммарная площадь под временное пользование:

$$F_{\text{вэс}} = F_{\text{вс}} + F_{\text{вмт}} = 84 \cdot 10^3 + 14,88 \cdot 10^3 = 98,88 \cdot 10^3 \text{ (м}^2\text{)}$$

Основным источником загрязнения окружающей среды на подстанциях является масло. Загрязнение может произойти во время аварий, ремонтных работ. Рассмотрим защиту от загрязнений силовых трансформаторов.

В соответствии с [12] для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

На подстанции «А» устанавливаются 2 трансформатора марки ТДТН 40000/110 с размерами (м)  $6,8 \times 4,8 \times 6,4$  и массой масла 23,2 т.

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1,5 м.

2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения.

Маслоприемники масла выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;

Верхний уровень гравия (щебня) находится на расстоянии не менее чем 75 мм ниже уровня окружающей планировки.

3) Маслоприемник оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Рассмотрим подробно расчет маслоприемника. На рисунке 19 представлено схематичное изображение маслоприемника без отвода масла.

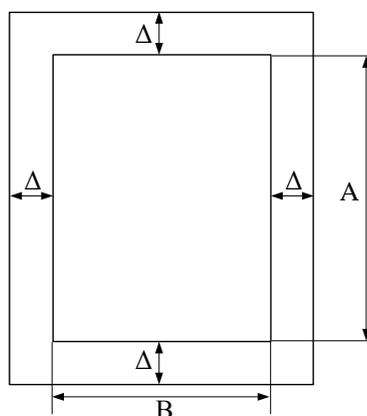


Рисунок 19 – Маслоприемник вид сверху

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле:

$$V_{mpm} = \frac{M}{\rho} = \frac{23,2}{0,88} = 26,36 \text{ (м}^3\text{)}$$

где  $M$  – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным 23,2 тонн.

$\rho$  – плотность масла 0,88 (т/м<sup>3</sup>)

Определяем площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{\text{мт}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) = (6,8 + 2 \cdot 1,5) \cdot (4,8 + 2 \cdot 1,5) = 76,44 \text{ (м}^2\text{)}$$

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

$\Delta$  – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника [12]:

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\text{бн}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H = (6,8 + 4,8) \cdot 2 \cdot 6,4 = 148,48 \text{ (м}^2\text{)}$$

где  $H$  – высота трансформатора (м)

Нормативный коэффициент пожаротушения  $K_n$  и нормативное время тушения  $t$  соответственно равны [12]:

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

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{\text{мт}} + S_{\text{бн}}) \cdot 10^{-3} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (76,44 + 148,48) \cdot 10^{-3} = 80,97 \text{ (м}^3\text{)}$$

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

$$V_{mmH_2O} = V_{mpm} + 0,8 \cdot V_{H_2O} = 26,36 + 0,8 \cdot 80,97 = 91,14 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости  $V_{mH2O}$

$$H_{mт} = \frac{V_{mH2O}}{S_{mт}} = \frac{91,14}{76,44} = 1,19 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки [12]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки [12]:

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника

$$H_{mтп} = H_{mт} + H_{en} + H_z = 1,19 + 0,05 + 0,25 = 1,49 \text{ (м)}$$

Схема маслоприемника в сечении представлена на рисунке 20.

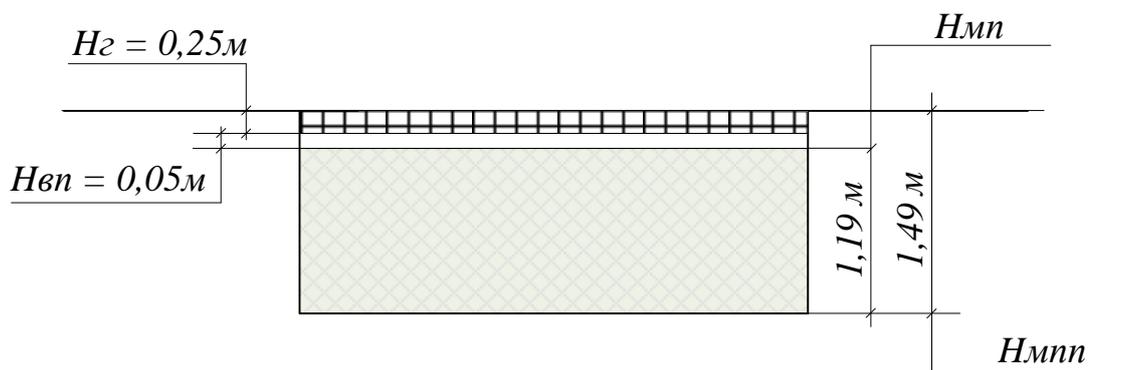


Рисунок 20 – Сечение маслоприемника

## 15 ЧРЕЗВЫЧАЙНЫЕ СИТУАЦИИ

При строительстве ВЛ должны соблюдаться нормы противопожарной безопасности во избежание возникновения лесных пожаров.

Для снижения воздействия вредных и опасных производственных факторов на подстанции предусмотрена установка современного оборудования, в частности элегазовых выключателей, которые являются безопасными в отношении взрывобезопасности и пожаробезопасности по сравнению с устаревшими масляными выключателями.

Рассмотрим защитные средства от следующих чрезвычайных ситуаций: пожар на ОРУ, прямой удар молнии в ОРУ.

Пожарная безопасность. В связи с тем, что на ПС «А» устанавливаются элегазовые и вакуумные выключатели, снижается уровень возникновения ЧС на ОРУ.

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

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

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

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

него.

Противопожарная защита обеспечивается:

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

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств;
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

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

Виды пожарной техники, применяемые на ОРУ 110 кВ.

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

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

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

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

В качестве огнетушащих средств в данном дипломном проекте устанавливаются: в здании ОПУ четыре огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в ЗРУ 10 кВ два огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в здании связи аналогично ЗРУ 10 кВ, возле каждого трансформатора также расположены два огнетушителя типа ОХП-10, два ОПС-5, один ящик с песком емкостью 0.5 м<sup>3</sup>.

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

Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными

средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

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

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

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

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был определен экономически целесообразный вариант подключения ПС «А» к системе внешнего электроснабжения обеспечивающего требуемые параметры надежности.

В ходе выполнения работы были решены следующие задачи: определено сечение ВЛ питающей ПС «А», выбрана схема распределительного устройства высокого, среднего и низкого напряжения и номинальная мощность силовых трансформаторов устанавливаемых на ПС. Так же выбрано основное электротехническое оборудование на ПС, определены экономические показатели при вводе в работу ПС. Определены требуемые меры безопасности в области охраны окружающей среды, при строительстве и эксплуатации электроэнергетических объектов.

## 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 доп.// 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.

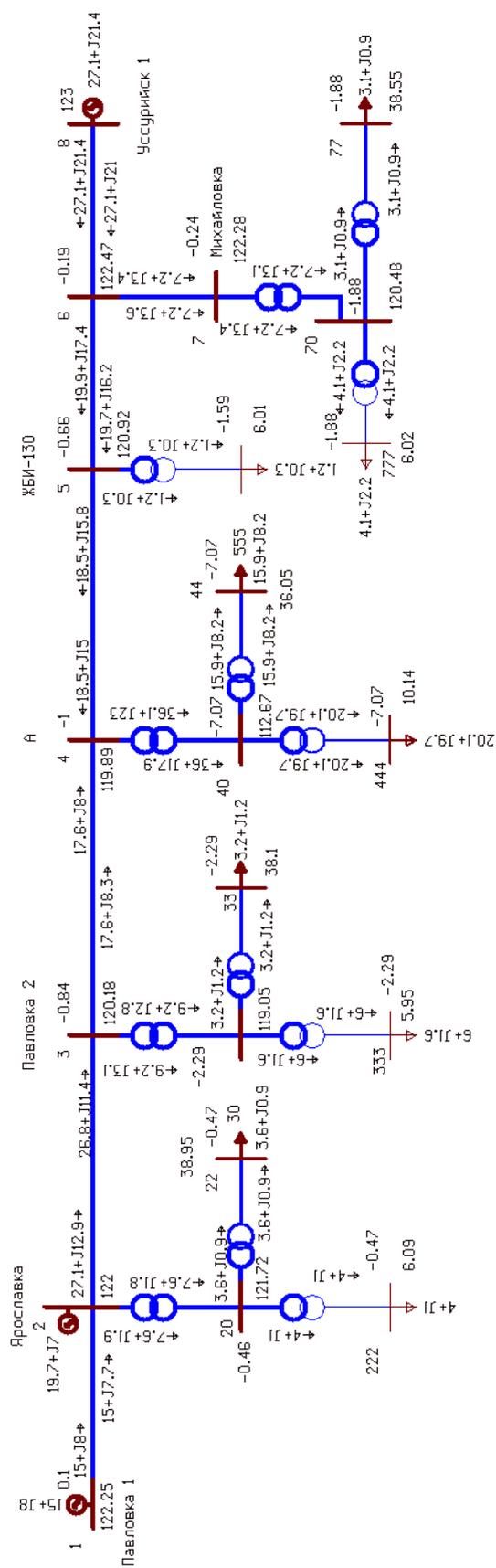
- 12 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2002.
- 13 Крюков К. П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. – 2-е изд. – Л.: Энергия, 1979.
- 14 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая 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.

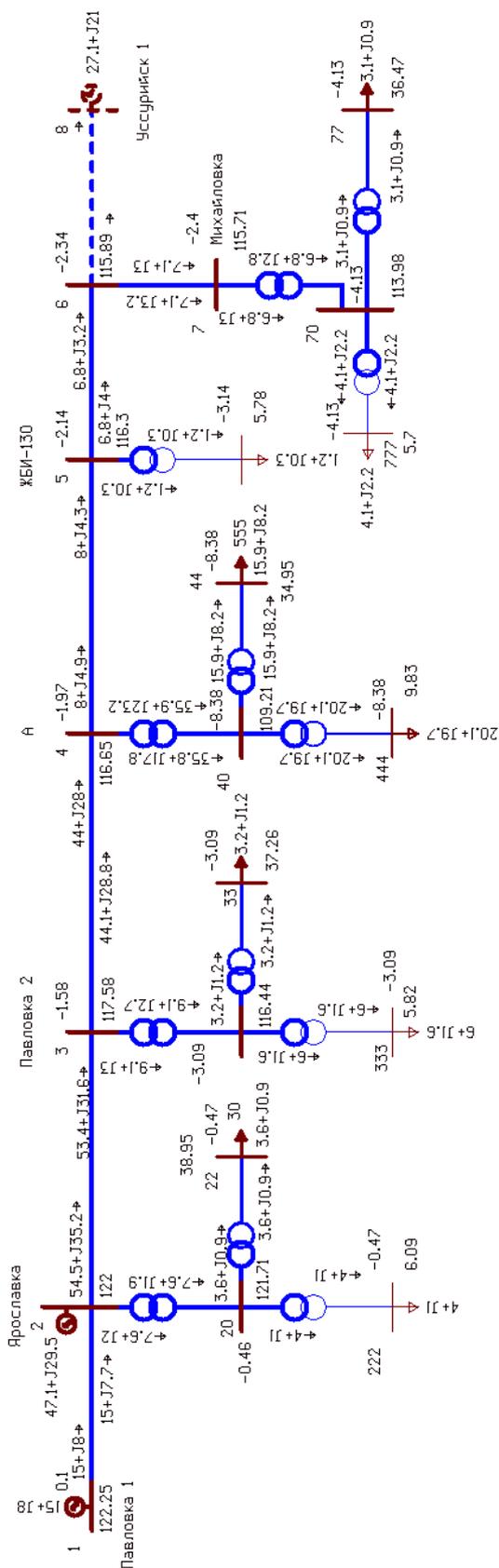
25 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ № 14278тм-т1 (редакция 1994 г.),

# ПРИЛОЖЕНИЕ А. Нормальный режим работы сети



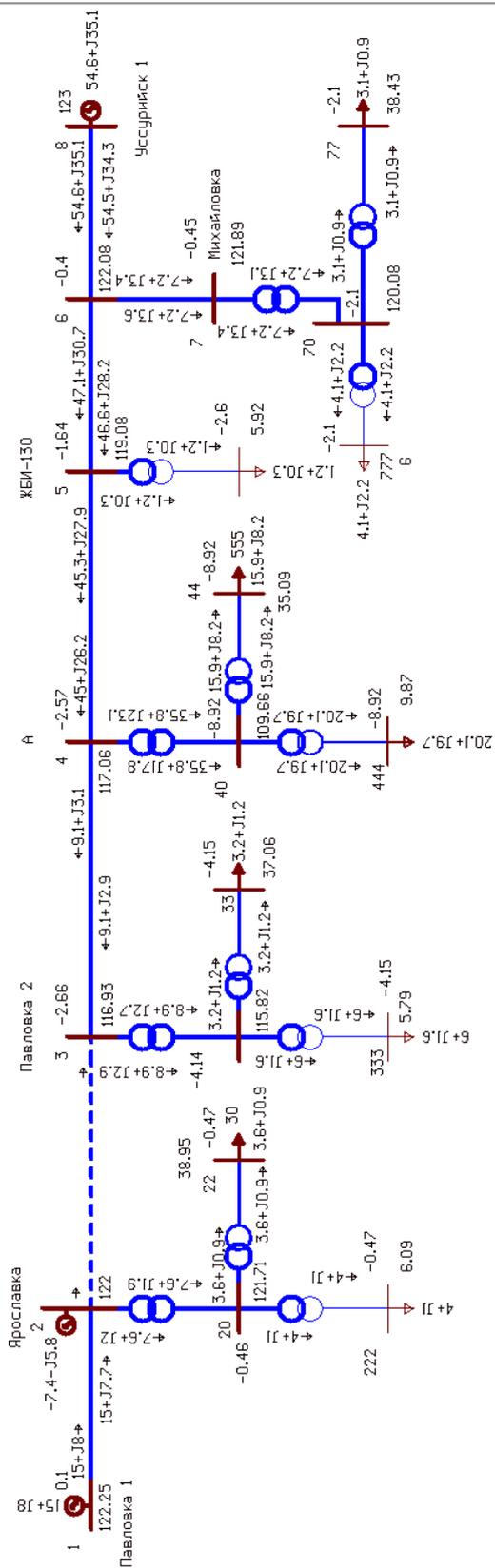
Название	Тип	Rнач	dP	Rкон	Qнач	dQ	Qш	Qкон
Павловка 1 - Ярославка	ЛЭП	-15	0,02	-15	-8	0,04	0,22	-8
Ярославка - Павловка 2	ЛЭП	-27	0,23	-27	-13	0,58	0,94	-11
Павловка 2 - А	ЛЭП	-18	0,02	-18	-8	0,07	0,26	-8
А - ЖБИ-130	ЛЭП	18	0,07	19	15	0,24	0,59	16
ЖБИ-130 -	ЛЭП	20	0,11	20	16	0,38	0,84	17
- Михайловка	ЛЭП	-7	0,01	-7	-4	0,01	0,24	-3
- Уссурийск 1	ЛЭП	27	0,05	27	21	0,18	0,24	21
Ярославка -	Тр-р	-8	0	-8	-2	0,07		-2
-	Тр-р	-4		-4	-1	0		-1
-	Тр-р	-4		-4	-1	0		-1
Павловка 2 -	Тр-р	-9	0,01	-9	-3	0,26		-3
-	Тр-р	-3		-3	-1	0		-1
-	Тр-р	-6		-6	-2	0		-2
А -	Тр-р	-36	0,08	-36	-23	5,09		-18
-	Тр-р	-16		-16	-8	0		-8
-	Тр-р	-20		-20	-10	0		-10
ЖБИ-130 -	Тр-р	-1	0	-1	0	0,02		0
Михайловка -	Тр-р	-7	0,01	-7	-3	0,25		-3
-	Тр-р	-3		-3	-1	0		-1
-	Тр-р	-4		-4	-2	0		-2

Михайловка



Название	Тип	P_нач	dP	P_кон	Q_нач	dQ	Q_ш	Q_кон
Павловка 1 - Ярославка	ЛЭП	-15	0,02	-15	-8	0,04	0,22	-8
Ярославка - Павловка 2	ЛЭП	-55	1,07	-53	-35	2,72	0,92	-32
Павловка 2 - А	ЛЭП	-44	0,16	-44	-29	0,52	0,25	-28
А - ЖБИ-130	ЛЭП	-8	0,01	-8	-5	0,04	0,56	-4
ЖБИ-130 -	ЛЭП	-7	0,01	-7	-4	0,04	0,77	-3
- Михайловка	ЛЭП	-7	0,01	-7	-3	0,01	0,21	-3
- Уссурийск 1	ЛЭП							
Ярославка -	Тр-р	-8	0	-8	-2	0,07		-2
-	Тр-р	-4		-4	-1	0		-1
-	Тр-р	-4		-4	-1	0		-1
Павловка 2 -	Тр-р	-9	0,01	-9	-3	0,27		-3
-	Тр-р	-3		-3	-1	0		-1
-	Тр-р	-6		-6	-2	0		-2
А -	Тр-р	-36	0,08	-36	-23	5,36		-18
-	Тр-р	-16		-16	-8	0		-8
-	Тр-р	-20		-20	-10	0		-10
ЖБИ-130 -	Тр-р	-1	0	-1	0	0,02		0
Михайловка -	Тр-р	-7	0,01	-7	-3	0,25		-3
-	Тр-р	-3		-3	-1	0		-1
-	Тр-р	-4		-4	-2	0		-2

## ПРИЛОЖЕНИЕ В. Режим при отключении ВЛ Ярославка Павловка 2



Название	Тип	P_нач	dP	P_кон	Q_нач	dQ	Q_ш	Q_кон
Павловка 1 - Ярославка	ЛЭП	-15	0,02	-15	-8	0,04	0,22	-8
Ярославка - Павловка 2	ЛЭП							
Павловка 2 - А	ЛЭП	9	0,01	9	3	0,02	0,25	3
А - ЖБИ-130	ЛЭП	45	0,34	45	26	1,19	0,57	28
ЖБИ-130 -	ЛЭП	47	0,53	47	28	1,75	0,83	31
- Михайловка	ЛЭП	-7	0,01	-7	-4	0,01	0,24	-3
- Уссурийск 1	ЛЭП	54	0,17	55	34	0,64	0,24	35
Ярославка -	Тр-р	-8	0	-8	-2	0,07		-2
-	Тр-р	-4		-4	-1	0		-1
-	Тр-р	-4		-4	-1	0		-1
Павловка 2 -	Тр-р	-9	0,01	-9	-3	0,26		-3
-	Тр-р	-3		-3	-1	0		-1
-	Тр-р	-6		-6	-2	0		-2
А -	Тр-р	-36	0,08	-36	-23	5,3		-18
-	Тр-р	-16		-16	-8	0		-8
-	Тр-р	-20		-20	-10	0		-10
ЖБИ-130 -	Тр-р	-1	0	-1	0	0,02		0
Михайловка -	Тр-р	-7	0,01	-7	-3	0,26		-3
-	Тр-р	-3		-3	-1	0		-1
-	Тр-р	-4		-4	-2	0		-2