

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал  
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»  
институт

Электроэнергетика  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_  
Г.Н.Чистяков  
подпись инициалы, фамилия  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2020г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»  
(код и наименование специальности)

Реконструкция внешнего электроснабжения с.Коммунар  
(наименование темы)

Руководитель \_\_\_\_\_  
подпись, дата

доц. каф. ЭЭ,к.т.н.  
должность, ученая степень

А.В.Коловский  
инициалы , фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись дата

Р. Е. Юдаков  
инициалы , фамилия

Нормоконтролер \_\_\_\_\_  
подпись, дата

И. А. Кычакова  
инициалы, фамилия

Абакан 2020

## **РЕФЕРАТ**

Работа на тему «Реконструкция внешнего электроснабжения с. Коммунар» содержит 80 страниц текстового документа, 17 рисунков, 19 таблиц, 21 использованный источник, 3 листа графического материала.

**ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ  
ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ, ОПОРА, ИЗОЛЯТОР, МОДЕЛИРОВАНИЕ,  
КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ.**

Объект исследования – система внешнего электроснабжения с. Коммунар и параметры режимов его работы.

Предметом исследования являются способы и методы реконструкции внешнего электроснабжения.

Научная новизна – использование программного комплекса RastrWin при проектировании элементов электрической сети.

Цель работы заключается в разработке мероприятий по повышению надежности электроснабжения с. Коммунар.

Задачи работы:

1. Спроектировать резервную воздушную линию 35 кВ;
2. Моделирование и анализ возможных режимов работы системы внешнего электроснабжения с. Коммунар в программе RastrWin3
3. Расчет затрат по укрупненным показателям

Основные результаты:

- произведен анализ исходной внешней сети с. Коммунар;
- выбраны место прохождения трассы ВЛ, унифицированные опоры, изоляторы и линейная арматура;
- произведен анализ показателей режима электрической сети после реконструкции, определены напряжения в узловых точках.

Практическая значимость работы обусловлена тем, что принятые в работе решения могут быть использованы в дальнейшем для реализации проекта.

## **ESSAY**

Work on the topic "Reconstruction of external power supply with. Kommunar "contains 80 pages of a text document, 17 figures, 19 tables, 21 sources used, 3 sheets of graphic material.

### **ELECTRICITY SUPPLY, AIRLINE OF ELECTRIC TRANSMISSIONS, SUPPORT, INSULATOR, MODELING, CAPITAL INVESTMENTS.**

Object of study - external power supply system p. Communard and parameters of its operation modes.

The subject of the study is the methods and methods of reconstructing external power supply.

Scientific novelty is the use of the RastrWin software package in the design of electric network elements.

The purpose of the work is to develop measures to improve the reliability of power supply s. Communard.

Tasks of work:

1. Design a backup overhead line of 35 kV;
2. Modeling and analysis of possible operating modes of the external power supply system of the village of Kommunar in the RastrWin3 program
3. Calculation of costs for aggregated indicators

The main results:

- the analysis of the source external network is performed s. Communard;
- the location of the overhead line route, unified supports, insulators and linear fittings were selected;
- an analysis of the indicators of the mode of the electric network after reconstruction, the voltages at the nodal points are determined.

The practical significance of the work is due to the fact that the decisions made in the work can be used in the future for the implementation of the project.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Теоретическая часть.....	7
1.1 Анализ состояния вопроса и целесообразность разработки темы.....	7
1.1.1 Общие сведения об электрических сетях .....	7
1.1.2 Анализ существующей внешней сети с. Коммунар .....	8
1.2 Особенности проектирования воздушной линии 35 кВ, составления проектно- сметной документации и установки приборов учета.....	8
1.2.1 Особенности проектирования воздушной линии 35 кВ .....	8
1.2.2 Особенности установки приборов учета .....	11
1.2.3 Особенности составления проектно– сметной документации.....	13
1.3 Обзор программ, применяемых при проектировании ЛЭП и моделировании в электрических сетях .....	15
2 Аналитическая часть.....	18
2.1 Выбор места прохождения трассы и предварительных выбор опор .....	18
2.1.1 Выбор трассы воздушной линии 35 кВ .....	18
2.1.2 Определение климатических условий района .....	20
2.1.3 Выбор унифицированных опор .....	21
2.2 Расчет электрической части.....	23
2.2.1 Выбор напряжения ВЛ .....	24
2.2.2 Выбор марки и сечения провода .....	24
2.2.3 Анализ возможных режимов работы в системе внешнего электроснабжения .....	27
2.2.4 Расчет токов КЗ в системе внешнего электроснабжения .....	31
2.3 Расчет удельных нагрузок на провод и трос .....	34
2.3.1 Определение максимальной толщины стенки гололеда ВЛ и максимального ветрового давления ВЛ.....	34
2.3.2 Определение удельных нагрузок на провод .....	38
2.3.3 Определение удельных нагрузок на трос .....	42

2.4 Механический расчет троса и провода .....	45
2.4.1 Определение исходного режима .....	45
2.4.2 Расчет напряжений в проводе и стрел провеса.....	48
2.4.3 Расчет грозозащитного троса.....	53
3 Практическая часть .....	57
3.1 Выбор изоляторов и линейной арматуры.....	57
3.1.1 Выбор изоляторов .....	57
3.1.2 Выбор линейной арматуры .....	61
3.2 Система учета электроэнергии .....	66
3.3 Оценка капитальных вложений по укрупненным показателям стоимости .....	68
3.4 Технико-экономическое сравнение различных конфигураций реконструкции сети с.Коммунар .....	72
3.5 Подключение запроектированной линии к ПС 110/35/6 с.Коммунар....	74
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	76
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	78

## **ВВЕДЕНИЕ**

В основе развития производственных сил в любом государстве лежит именно энергетика, которая обеспечивает непрерывную и бесперебойную работу промышленности, транспорта, сельского хозяйства, коммунальных хозяйств. Стабильность развития экономики невозможна без постоянно развивающейся энергетики.

Электроэнергетика – это ведущая областью энергетики, охватывающая производство электроэнергии на электростанциях и её доставку потребителям по линиям электропередачи, тем самым обеспечивая электрификацию потребителей.

В работе **объектом исследования** является система внешнего электроснабжения с. Коммунар и параметры режимов его работы. Сети 6 кВ поселка питаны от двухтрансформаторной подстанции 110/35/6 кВ «Коммунар». К подстанции подходит одноцепная линия 110 кВ, на которой в связи с высоким износом наблюдаются частые отключения, приводящие к перебоями в электроснабжении с. Коммунар на 3 – 4 дня.

Таким образом, **актуальной задачей** является реконструкция электроснабжения села и обеспечение резервного электроснабжения .

Цель работы заключается в разработке мероприятий по повышению надежности электроснабжения с. Коммунар.

Задачи работы:

1. Проектирование резервной воздушной линии 35 кВ;
2. Моделирование и анализ возможных режимов работы системы внешнего электроснабжения с. Коммунар в программе RastrWin3;
3. Расчет затрат по укрупненным показателям.

# **1 Теоретическая часть**

## **1.1 Анализ состояния вопроса и целесообразность разработки темы**

### **1.1.1 Общие сведения об электрических сетях**

Электрическая сеть представляет собой совокупность воздушных и кабельных линий электропередачи (ЛЭП) и подстанций (ПС), работающих на определенной территории. На подстанциях осуществляется преобразование уровня напряжения и распределение электроэнергии. Преобразование уровня напряжения производится силовыми трансформаторами (Т). Электрическая сеть участвует в поддержании в пределах допустимых отклонений заданных уровней напряжения в различных точках сети и на зажимах электроприемников у потребителей при разнообразных режимах потребления позволяет резервировать источники питания и обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей. Для выполнения этих функций сети содержат в своем составе воздушные и кабельные линии электропередачи, различные токопроводы, трансформаторные подстанции, распределительные устройства и коммутационные пункты, установки, генерирующую реактивную мощность и средства регулирования напряжения.

Электрическая сеть (система передачи и распределения электрической энергии), как часть электроэнергетической системы должна удовлетворять следующим требованиям: обеспечивать надёжное, иногда бесперебойное электроснабжение; обеспечивать устойчивую работу; доставлять потребителям электроэнергию нормированного качества; соответствовать условиям экономии, эксплуатации, расширения, безопасности и удобства эксплуатации с учетом возможности создания релейной защиты, режимной автоматики и автоматики против аварий.

### **1.1.2 Анализ существующей внешней сети с. Коммунар**

В селе Коммунар имеются потребители 2 категории электроснабжения, потребляющие мощность  $P=5,03$  МВт,  $\cos\varphi =0,99$ , согласно ПУЭ, это электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей [11].

В селе Коммунар установлена подстанция 110/35/6 и два трансформатора мощность по 16 МВА, питается от с. Туим одноцепной воздушной линией 110 кВ на деревянных опорах. Недостатками таких опор является: неизбежное загнивание и плесневение древесины со временем; рабочая зона опор насыщена вредными веществами; древесина легко воспламеняется; под дождем они мокнут, разбухают, трескаются [5]. Вследствие чего происходят постоянные перебои в электроснабжении потребителей. Существующее резервирования в виде дизель– генераторов мощностью 3,5 МВт хватает только на социально значимые объекты: детский сад, школа, котельная. Физическим потребителям приходится находиться без электроэнергии по 3 – 4 дня, пока не устранит неисправность на воздушной линии 110 кВ.

## **1.2 Особенности проектирования воздушной линии 35 кВ, составления проектно- сметной документации и установки приборов учета**

### **1.2.1 Особенности проектирования воздушной линии 35 кВ**

Проектирование электроснабжения напряжением 35 кВ является сложной и ответственной задачей. Принятие проектных решений непосредственно влияет на объем и трудоемкость монтажных работ,

удобность и безопасность эксплуатации электротехнических установок.

Основными особенностями проектирования трассы воздушной линии электропередач 35 кВ являются [17]:

а) Выбор трассы ВЛ, в т.ч. новых участков трассы ВЛ, подлежащей техническому перевооружению (реконструкции), ее экологическое обоснование, согласование и инженерные изыскания должны выполняться в соответствии с требованиями действующих государственных и ведомственных стандартов, нормативных и методических документов;

б) Трасса ВЛ должна быть, по возможности, кратчайшей, учитывая при этом условия отчуждения земли, вырубки просек в насаждениях, комплексного использования охранной зоны и приближена к дорогам и существующим ВЛ;

в) При выборе трасс ВЛ следует, как правило, избегать мест с лавинами, карстами, оползнями, агрессивными грунтами, солифлюкционными явлениями, осыпями, камнепадами, селевыми потоками, переработкой берегов водоемов, зон тектонических разломов, а также мест с подземными выработками;

г) Степень загрязнения атмосферы уточняется на основании опыта эксплуатации реконструируемой и близлежащих ВЛ, а также региональных и локальных карт степеней загрязнения для выбора изоляции электроустановок, разработанных после ввода ВЛ в эксплуатацию;

д) Выбор трассы производится на основании технико-экономического сравнения конкурирующих вариантов;

е) Климатические условия, при необходимости, уточняются на основании действующих региональных карт, материалов многолетних наблюдений гидрометеорологических станций и метеопостов за скорость ветра, массой, размерами и видом гололедно-изморозевых отложений, интенсивностью грозовой деятельности, а также опыта эксплуатации.

Особенности проектирования ВЛ 35 кВ касающиеся опор и фундаментов [17]:

а) Зaproектированные, изготовленные и установленные конструкции опор и фундаментов должны обеспечивать их нормальную эксплуатацию в течение всего срока службы ВЛ;

б) При проектировании ВЛ рекомендуется применять как унифицированные и типовые опоры и фундаменты, так и опоры и фундаменты индивидуальной конструкции;

в) Выбор материала и типа опор должен производиться, исходя из технико-экономической целесообразности применения проектных решений в конкретных условиях строительства и эксплуатации с учетом обеспечения надежности ВЛ в эксплуатации, и по согласованию с заказчиком;

г) Железобетонные опоры выполняются, как правило, комбинированными: стойки - из центрифужированного, а для ВЛ 35 кВ также из вибрированного железобетона: траверсы, тросостойки, оттяжки – из других материалов (сталь, полимерные материалы);

д) Для защиты железобетонных опор и фундаментов от воздействия агрессивных сред в зависимости от степени этого воздействия следует применять соответствующие марки бетона по водонепроницаемости и морозостойкости, а также бетон на сульфатостойком цементе. В качестве дополнительной защиты при необходимости может применяться покрытие фундаментов (в том числе их наземной части) и стволов опор (подземной части и на 0,5 м выше поверхности земли) в соответствии с действующими нормами.

Для проводов и грозозащитных тросов [17]:

а) На ВЛ рекомендуется применять сталеалюминиевые провода, в том числе провода со сниженным активным сопротивлением переменному току;

б) В качестве грозозащитных тросов следует, как правило, применять стальные канаты из оцинкованной проволоки с покрытием ее поверхности по группе ОЖ (для особо жестких условий работы), стальные канаты из проволоки с алюмоцинковым покрытием или из стальных проволок плакированных алюминием и по способу свивки нераскручивающиеся. На

ВЛ 35 кВ допускается применять 7-проводочные стальные канаты;

в) Грозозащитные тросы, примененные на ВЛ, должны отвечать требованиям термической стойкости при расчетных токах к.з., определенных с учетом перспективы развития энергосистемы, а также исключать наличие короны и радиопомех.

Для изоляции и арматуры [17]:

а) Выбор количества, типа и материала (стекло, фарфор, полимеры) изоляторов производится в соответствии с требованиями глав 1.9 и 2.5 ПУЭ с учетом климатических условий (температуры и увлажнения), условий загрязнения, опыта эксплуатации существующих ВЛ [11].

На ВЛ 35-220 кВ – стеклянные, полимерные и фарфоровые, преимущество должно отдаваться стеклянным или полимерным изоляторам [11];

б) Конструкции гирлянд изоляторов и креплений грозозащитных тросов рекомендуется выбирать в соответствии с действующими типовыми проектами;

в) При подвеске на ВЛ или отдельных ее участках нового провода выбор линейной арматуры производится по действующим нормам с учетом новых нагрузок и выбранного провода.

### **1.2.2 Особенности установки приборов учета**

Для оптимизации затрат на энергоресурсы и автоматического сбора данных о потреблении применяют системы учёта электроэнергии АСКУЭ.

Программа АСКУЭ – это автоматизированная система коммерческого учёта энергоресурсов. В целом, данная система является совокупностью как технических, так и программных средств, при помощи которых реализуется постоянный точный учёт потребляемой электроэнергии, а также анализ, хранение и передача данной информации [1].

Любая автоматизированная система учета энергоресурсов проектируется в три основных уровня [1]:

1. Первый уровень представляют различные измерительные приборы и датчики;
2. На втором уровне располагаются устройства передачи информации, кабели и провода. Данный уровень является связующим звеном между предыдущим и следующим;
3. На последнем уровне находите оборудование, которое служит для анализа, преобразования, хранения данных. Эти функции выполняет вычислительная техника, а также специализированное ПО.

В главные обязанности АСКУЭ входит [1]:

1. Ведение единого времени на всём объекте;
2. Получение и преобразование информации об измерениях, которая поступает от датчиков, а также привязка данных к определенному времени;
3. Запись всех результатов в архив измерений;
4. Преобразование данных об измерениях с целью адаптации информации под другие системы;
5. Отправка информации в другие системы, например, для печати на принтер;
6. Составление графиков, диаграмм и таблиц для более наглядного представления статистики и анализа информации;
7. Возможность оперативного доступа ко всем данным.

Преимущества АСКУЭ [1]:

1. Оптимизация затрат на энергоресурсы;
2. Снижение потребления электроэнергии;
3. Возможность контролировать и анализировать расход энергии, а также выставить лимит;
4. Защита от хищения электричества;

5. Возможность выявить недостатки всей электрической системы и устранить их.

АСКУЭ представляет собой целый комплекс устройств, каждое из которых выполняет свою задачу. Принцип работы АСКУЭ сводится к следующему [1]:

1. Электронные счётчики, выступающие в качестве основных приборов учёта, посылают сигналы. Как правило, передача данных осуществляется единовременно. Периодичность отправки данных программируется АС;

2. Информация с учётных приборов накапливаются в сумматорах, далее они поступают на сервер для обработки, где в дальнейшем архивируются. Если АС не загружена, данные могут направляться на сервер, минуя сумматоры;

3. АПК обрабатывает полученную информацию и архивирует её.

От качества и производительности каждого элемента АСКУЭ зависит качество учёта и производительность системы в целом. Поэтому комплектующие АСКУЭ – это не то, на чём стоит экономить. В будущем внедрение такой системы позволит снизить потребление энергоресурсов.

### **1.2.3 Особенности составления проектно-сметной документации**

Особенностями составления проектно-сметной документации являются [17]:

1. Порядок разработки (в том числе стадийность), согласования и утверждения проектно–сметной документации на строительство ВЛ регламентируется нормативно-методическими документами, утвержденными в установленном порядке;

2. Содержание, состав, объем и оформление предпроектной и проектно-сметной документации, а также заданий на проектирование

определяется соответствующими эталонами (образцами, макетами), утвержденными в установленном порядке;

3. Сметная стоимость строительства ВЛ определяется в базисных ценах по действующим сметным нормам. Стоимость сооружения ВЛ – договорная;

4. При проектировании новых ВЛ по очередям каждая очередь должна быть законченным объектом, обеспечивающим передачу электроэнергии потребителям. Допускается временная работа ВЛ или очередей ВЛ на напряжении более низком, чем то напряжение, на которое она запроектирована;

5. При разработке проектной документации производится проверка принятых в ней новых технических решений на патентную чистоту и патентноспособность;

6. В сметной документации следует предусматривать затраты, связанные с отводом земель в постоянное и временное пользование (выкуп, восстановление, исполнительная съемка, возмещение потерь сельскохозяйственного производства, убытки от изъятия земель, рекультивация), на вырубку леса, на проведение мероприятий по охране окружающей среды, а также на химическую обработку древеснокустарниковой растительности. В случае сноса строений по трассе ВЛ в сметную документацию включаются средства для выполнения сноса указанных строений, а также на выплату компенсации или на сооружение новых строений согласно документам, представляемым заказчиком;

7. Для обеспечения качественного выполнения строительномонтажных работ рекомендуется предусматривать в сметной документации средства на проведение авторского надзора за строительством ВЛ, особенно для ВЛ, сооружаемых в сложных климатических и природных условиях, для ВЛ, на которых применяются новые технические решения;

8. Для сложных и особо сложных объектов в сметной документации предусматриваются средства на разработку проекта производства работ;

9. В сметной стоимости работ по сооружению ВЛ выделяется стоимость работ по переустройству объектов смежных с проектируемой ВЛ и входящих в состав ее проекта.

### **1.3 Обзор программ, применяемых при проектировании ЛЭП и моделировании в электрических сетях**

При проектировании линий электропередач и моделировании в электрических сетях для более наглядного и простого понимания применяют определенные программы, способствующие этому. Такими программами являются плагин ЛЭП ПРО, работающий на основе AutoCAD, RastrWin3, а также, всеми известный, Microsoft Office. Рассмотрим по отдельности каждый из них.

Наиболее используемыми программами из Microsoft Office являются Microsoft Word, Microsoft Excel и Microsoft Visio.

Программа ЛЭП ПРО от компании НИЛЕД является бесплатной и работает на базе AutoCAD, NanoCAD, BricsCAD. Она предназначена для проектирования воздушных линий 0,4-35 кВ и кабельных линий всех напряжений [8].

Основные возможности программы ЛЭП ПРО [8]:

1. Удобное построение и оформление трассы ВЛ. Построение магистральных и абонентских линий. Возможность построения трассы по полилинии;

2. Быстрая корректировка как одной опоры, так и всей линии (редактор трассы);

3. Построение поопорной схемы, формирование паспорта проекта, ведомости опор и координат. Быстрый расчет основных параметров трассы, построение полосы отвода ВЛ;

4. Корректировка спецификации, добавление дополнительного оборудования в зависимости от выбранного сечения провода (редактор трассы);
5. Вывод спецификации в форматах dwg, docx, pdf. Возможность расчета предварительной спецификации на условную длину ВЛ и итоговой спецификации по построенной трассе, например в AutoCAD;
6. Автоматический подбор и замена арматуры на аналоги;
7. Возможность редактирования и создания новых типовых проектов в базе данных;
8. Электротехнический расчет с возможностью сохранения в редактируемый формат – docx;
9. Механический расчет для выбора провода, проверки линейной арматуры и стойки на изгиб. Построение профиля/пересечения выбранного пролёта в dwg. Вывод расчета в формат docx;
10. Проектирование кабельных линий;
11. Редактор тома – приложение для формирования, редактирования и отправки на печать документации.

Программа RastrWin3 предназначена для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем [13].

Основные особенности программного комплекса RastrWin3 [13]:

1. Расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ);
2. Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
3. Расчет установившихся режимов с учетом отклонения частоты (без балансирующего узла);
4. Контроль исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
5. Эквивалентирование (упрощение) электрических сетей;

6. Оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;

7. Расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой (РПН) и положений вольтодобавочных трансформаторов(ВДТ);

8. Расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;

9. Структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;

10. Проведение многовариантных расчетов по списку возможных аварийных ситуаций;

11. Моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;

12. Моделирование генераторов и возможность задания его PQ-диаграммы;

13. Моделирование линейных и шинных реакторов с возможностью их отключения и переноса линейного реактора в узел при отключении ЛЭП;

14. Анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;

15. Расчет сетевых коэффициентов, позволяющих оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета, и наоборот, проанализировать чувствительность результатов расчета к изменению входных параметров;

16. Расчет агрегатной информации по различным территориальным и ведомственным подразделениям (потребление, генерация, внешние перетоки);

17. Сравнение различных режимов по заданному списку параметров.

Рассмотрев наиболее используемые программы, для наших задач будем использовать программный комплекс RastrWin3 и Microsoft Office.

## **2 Аналитическая часть**

### **2.1 Выбор места прохождения трассы и предварительных выбор опор**

#### **2.1.1 Выбор трассы воздушной линии 35 кВ**

Для выбора прохождения трассы воздушной линии необходимо рассмотреть географические карты, например, google карты [21] , изучить местность, также необходимо определить, будет ли проходить ВЛ по насаждениям, по населенной или ненаселенной и труднодоступной местности, будет ли она сближаться и пересекаться с железными или автомобильными дорогами, с водными пространствами, с троллейбусными и трамвайными линиями, с взрыво- и пожароопасными установками, с надземными и наземными трубопроводами, сооружениями транспорта нефти и газа, канатными дорогами, с аэродромами и вертодромами, с сооружениями связи, сигнализации и проводноговещания, будет ли проходить по мостам платинам и дамбам [18].

Рассмотрев местность между селами Ефремкино и Коммунар, была выбрана следующая трасса, которая представлена на рисунке 2.1.

Длина трассы составила 16,2 км, изгиб сделан для того, чтобы обойти горную местность (перевал). Проектируемая воздушная линия пересекает водное пространство, реку Белый Июс. Ширина пересекаемой реки составляет 90 метров, река находится в 720 метрах от начала трассы ВЛ со стороны села Ефремкино.

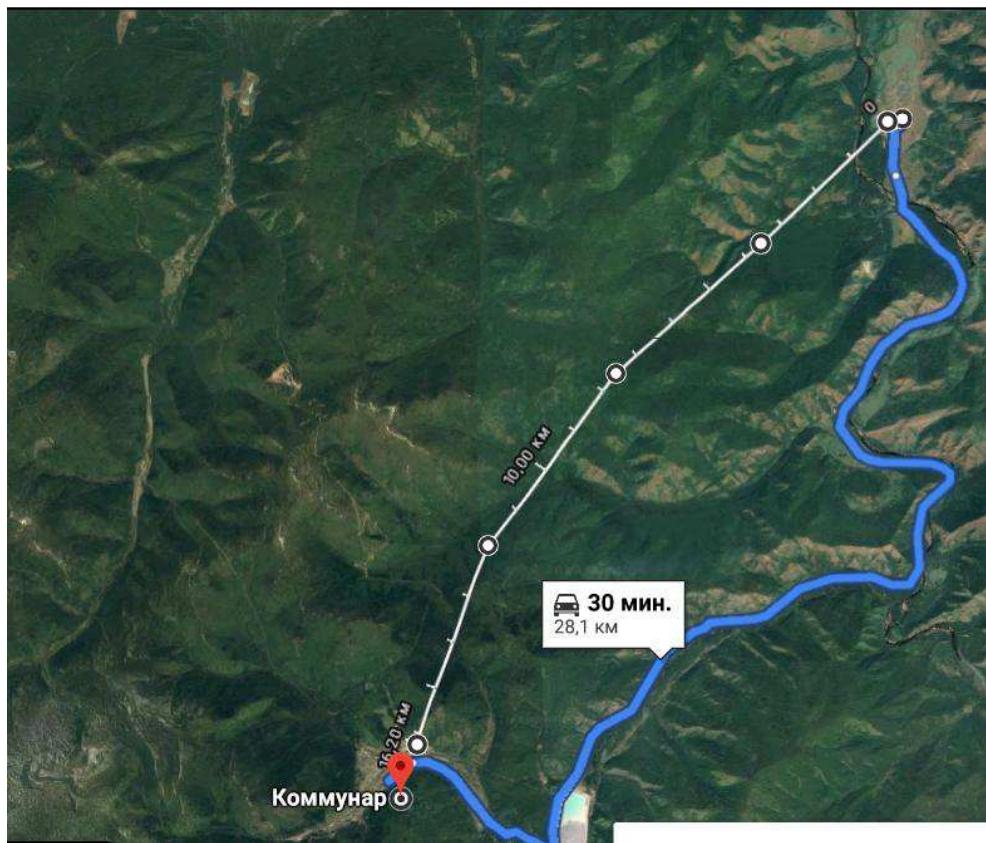


Рисунок 2.1 – Трасса ВЛ со спутниковой карты

Приведем выбранную проектируемую трассу в виде чертежа с указанными длинами и углами (Рисунок 2.2).

с. Коммунар

с. Ефремкино

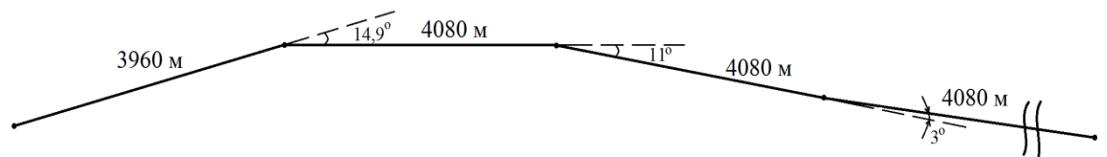


Рисунок 2.2 – Трасса ВЛ в виде чертежа

## **2.1.2 Определение климатических условий района**

При расчете ВЛ и их элементов должны учитываться климатические условия – ветровое давление, толщина стенки гололеда, температура воздуха, степень агрессивного воздействия окружающей среды, интенсивность грозовой деятельности, пляска проводов и тросов, вибрация.

Определение расчетных условий по ветру и гололеду должно производиться на основании соответствующих карт климатического районирования территории РФ с уточнением при необходимости их параметров в сторону увеличения или уменьшения по региональным картам и материалам многолетних наблюдений гидрометеорологических станций и метеопостов за скорость ветра, массой, размерами и видом гололедно-изморозевых отложений [11].

Интенсивность грозовой деятельности должна определяться по картам районирования территории РФ по числу грозовых часов в году, региональным картам с уточнением при необходимости по данным метеостанций о среднегодовой продолжительности гроз.

Определение районов по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов и тросов должно производиться по карте районирования территории РФ с уточнением по данным эксплуатации.

Исходя из пункта 2.5.38 правил устройства электроустановок [11] были определены климатические условия по проектируемому району. Полученные данные внесем в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Климатические условия района

Наименование показателя	Значение показателя
Район по гололеду	III
Район по ветру	IV
Нормальное ветровое давление $W_0$	650 Па (32 м/с)
Район по продолжительности гроз	20 – 40 ч.
Район по пляске проводов	Умеренный

### **2.1.3 Выбор унифицированных опор**

Правильнее всего при проектировании воздушной линии производить выбор опор основываясь на типовых проектах. При проектировании применяются следующие опоры: промежуточные, промежуточно-угловые, анкерные, анкерно-угловые, ответвительные, концевые, ответвительно-концевые, которые изготавливаются из древесины, железобетона и стали.

Для нашей ВЛ 35 кВ с учетом климатических условий района будем использовать железобетонные опоры [16], основываясь на типовом проекте 3.407.1-164 (Унифицированные железобетонные опоры ВЛ 35 кВ на центрифужированных стойках) [19].

В качестве концевых опор выбираем опоры КБ35-1.1, в качестве промежуточных ПБ35-3.1, в качестве анкерно-угловой У35-1.

Для того, чтобы сэкономить денежные средства мною было принято решение об использовании анкерно-угловых опор в местах изгиба трассы ВЛ вместо промежуточно-угловых.

Пролет промежуточных опор ПБ35-3.1 для провода АС-120/19 выбираем 170 метров, а пролет между угловыми анкерными опорами У35-1 выбираем примерно 4000 метров, что соответствует пункту 2.5.136 ПУЭ [11] на ВЛ 35 кВ и выше расстояние между анкерными опорами должно быть не более 5 км в труднодоступной местности.

Эскизы опор с указанными основными размерами, приведены на рисунках 2.3 – 2.5.

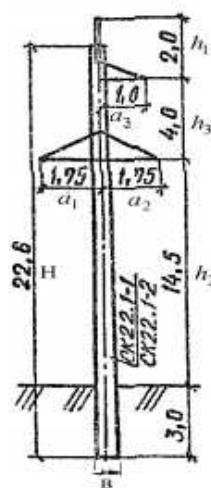


Рисунок 2.3 – Эскиз опоры ПБ35-3.1

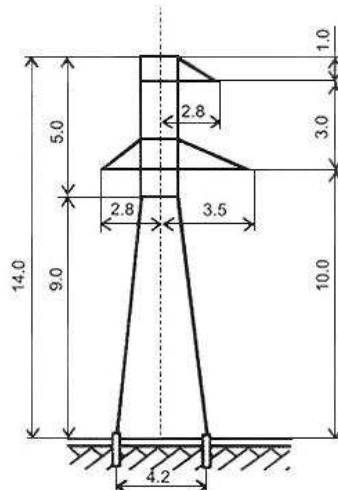


Рисунок 2.4 – Эскиз опоры У35-1

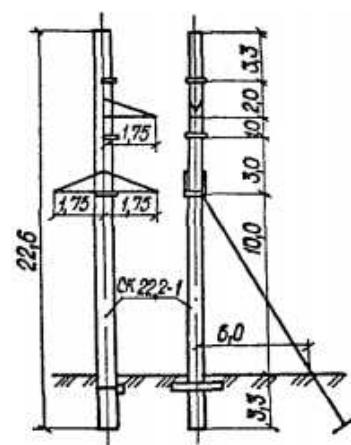


Рисунок 2.5 – Эскиз опоры КБ35-1.1

Размеры пролетов опоры ПБ35-3.1 указаны в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Длины пролетов промежуточной опоры ПБ35-3.1

Наименование пролета	Длина пролета, м
Габаритный	209
Весовой	261
Ветровой	350

Определим расчетный пролет  $l_p$ , (м) по формуле:

$$l_p = 0,8 \cdot l_g, \quad (2.1)$$

где  $l_g$  – габаритный пролет опоры, м.

$$l_p = 0,8 \cdot 209 \text{ м} = 170 \text{ м.}$$

С учетом полученных данных определим количество опор, внесем данные в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Количество опор, необходимых для проектирования трассы ВЛ

Наименование опоры	Количество опор
ПБ35-3.1	91
У35-1	3
КБ35-1.1	2
Итого	96

## 2.2 Расчет электрической части

По результатом контрольных замеров известно, что активная нагрузка с.Коммунар  $P=5,03 \text{ МВт}$ , а  $\cos\varphi=0,99$ . Определим полную ( $S$ ) и реактивную ( $Q$ ) мощности по формулам 2.2, 2.3, соответственно.

$$S = \frac{P}{\cos \varphi}, \quad (2.2)$$

где  $P$  – активная мощность, МВт;

$S$  – полная мощность, МВА.

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}, \quad (2.3)$$

где  $Q$  – реактивная мощность, МВар.

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{5,03 \text{ МВт}}{0,99} = 5,08 \text{ МВА.}$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{5,08^2 - 5,03^2} = 0,71 \text{ МВар.}$$

### 2.2.1 Выбор напряжения ВЛ

Определим номинальное напряжение линии  $U_{\text{ном}}$ , (кВ) по формуле Стилла [3].

$$U_{\text{ном}} = 4,34 \cdot \sqrt{l_l + 16 \cdot P_l}, \quad (2.4)$$

где  $l_l$  – длина линии, км;

$P_l$  – активная мощность линии, МВт.

$$U_{\text{ном}} = 4,34 \cdot \sqrt{16,2 + 16 \cdot 5,03} = 42,67 \text{ кВ.}$$

Принимаем за номинальное напряжение ВЛ 35 кВ.

### 2.2.2 Выбор марки и сечения провода

Сечение проводов и кабелей выбирают по техническим и экономическим соображениям. Выбор сечения по нагреву производят по расчетному току.

Произведем расчет рабочего тока в линии  $I_{\text{л}}$ , (А) по формуле (2.5).

$$I_{\text{л}} = \frac{S_{\text{л}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n}, \quad (2.5)$$

где  $S_{\text{л}}$  – полная мощность в линии, МВА;

$n$  – количество цепей линий;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение, кВт.

$$I_{\text{л}} = \frac{5,08}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 1} = 84 \text{ А.}$$

Правилами устройств электроустановок установлены экономические плотности тока, по которым должны выбираться сечения проводов и кабелей.

Расчет сечения провода необходимо производить затем, чтобы убедится, что выбранный провод соответствует всем требованиям надежности и безопасной эксплуатации. Экономическая плотность тока определяется из таблицы 2.4.

Сечение проводника  $F_{\text{э}}$ , ( $\text{мм}^2$ ) по условию экономической плотности тока определяется по формуле 2.6 [16]:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{л}}}{j_k}, \quad (2.6)$$

где  $I_{\text{л}}$  – рабочий ток линии, А;

$j_k$  – экономическая плотность тока, А/ $\text{мм}^2$ .

$$F_{\text{э}} = \frac{84 \text{ А}}{0,9} = 93,33 \text{ мм}^2.$$

Таблица 2.4 – Предельная экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>

Наименования проводников	Продолжительность использования максимума нагрузки, ч		
	1000-3000	3000-5000	более 5000
Голые провода и шины:	2,5	2,1	1,8
медные алюминиевые	1,3	1,1	0,9
Кабели с бумажной и провода с резиновой изоляцией с жилами;	3,0	2,5	2,0
медными алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:	3,5	3,1	2,7
медными алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

Для нашего расчета принимаем значение предельной экономической плотности тока равной 0,9 А/мм<sup>2</sup>.

Для данной сети используем стальноеалюминиевый провод марки АС 120/19 [20], техническая характеристика которого сведена в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 – Характеристики провода АС 120/19

Наименование характеристики	Ед.изм.	Значение
ГОСТ	-	ГОСТ 839-80
Код ОКП провода АС 120/19	-	35 1151
Диапазон температур эксплуатации	°C	От -70 до +90
Разрывное усилие	даН	4152,1
Расчетная масса провода	Кг/км	471
Вес одного метра провода	Кг/м	0,471
Наружный диаметр	мм	15,2
Площадь сечения провода по элементам	Мм <sup>2</sup>	136,43
Наименование характеристики	Ед.изм.	Значение
Площадь сечения алюминиевой части	Мм <sup>2</sup>	117,62
Площадь сечения стальной части	Мм <sup>2</sup>	18,81
Допустимый ток	А	390
Срок службы, не менее	лет	45
Максимальная мощность при прокладке в воздухе, 220 В	кВт	114,4
Максимальная мощность при прокладке в воздухе, 330 В	кВт	256,62
Механическое напряжение для наиб.нагрузки	даН/мм <sup>2</sup>	13,5
Механическое напряжение при ср.год. темпер.	даН/мм <sup>2</sup>	9,0
Коэф-т температурного линейного расширения	1/°C*10 <sup>-6</sup>	19,2
Модуль упругости Е	даН/мм <sup>2</sup>	8250
Эл.сопротив. 1 км провода постоянному току	Ом	0,244

## 2.2.3 Анализ возможных режимов работы в системе внешнего электроснабжения

Для расчета и анализа режимов работы при возможных конфигурациях сети удобно проводить в программном комплексе RastrWin3 [12]. Его существенным достоинством является легкость анализа режимов на модели после переключений в сети (отключение узлов, линий). При создании модели в программе RastrWin3 необходимо задать параметры ветвей (трансформаторы, ЛЭП, выключатели) и параметры узлов (генераторы, нагрузка).

Разработанная модель исследуемого участка сети (с.Туим → с.Шира → с.Ефремкино ↔ с.Коммунар ← с.Туим) после реконструкции представлена на рисунке 2.6.

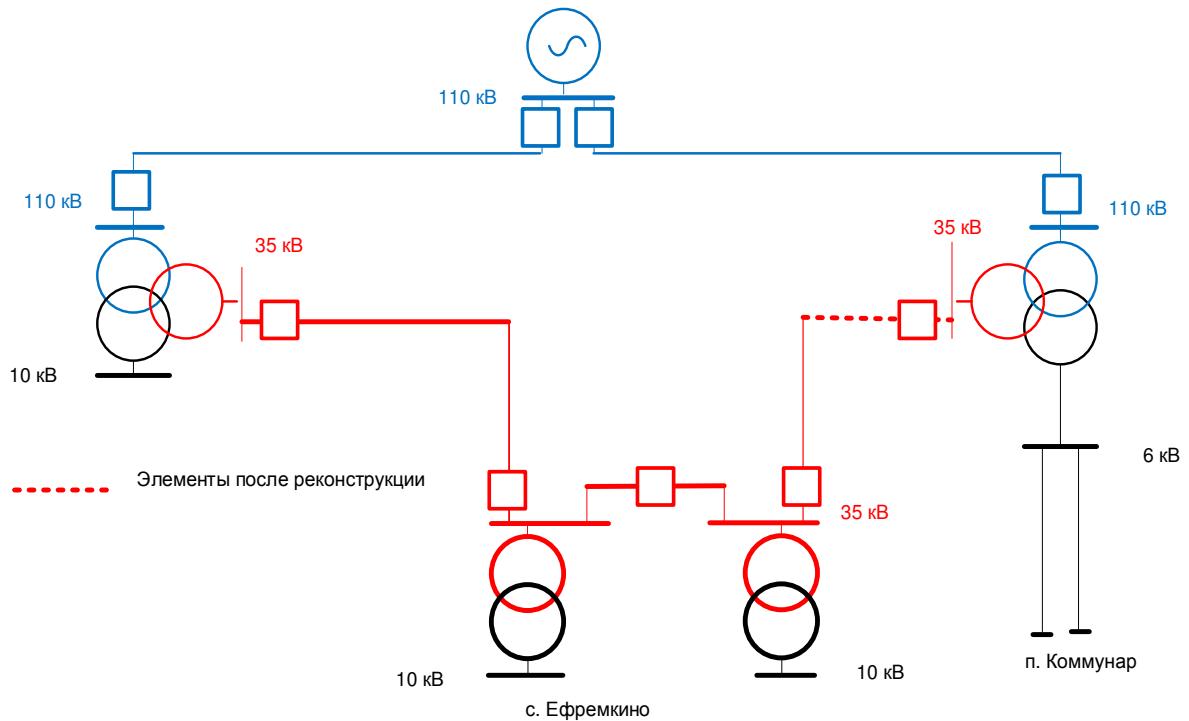


Рисунок 2.6 – Разработанная модель исследуемого участка сети

Проведем анализ схем, показанных на рисунках 2.7 – 2.10, в следующих конфигурациях сети при максимальной нагрузке:

- 1) Нормальный режим (отключена линия с.Ефремкино – с.Коммунар);
- 2) Отключена линия с.Туим – с.Коммунар 110 кВ и нагрузка 35 кВ на ПС «Коммунар»;
- 3) Отключена линия с.Шира – с.Ефремкино;
- 4) Замкнутое кольцо.

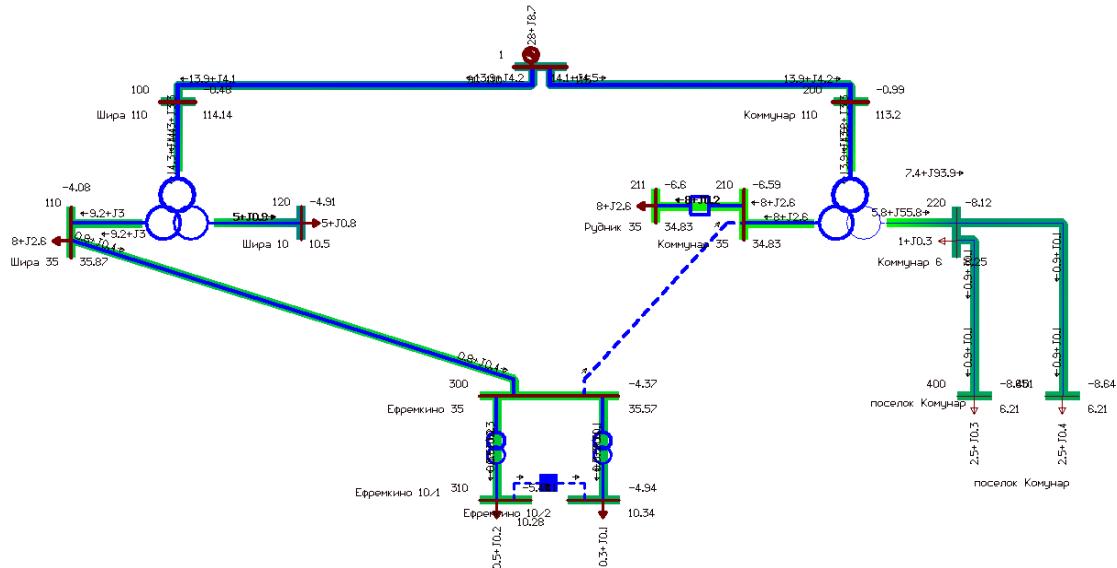


Рисунок 2.7 – Нормальный режим (отключена линия с.Ефремкино – с.Коммунар)

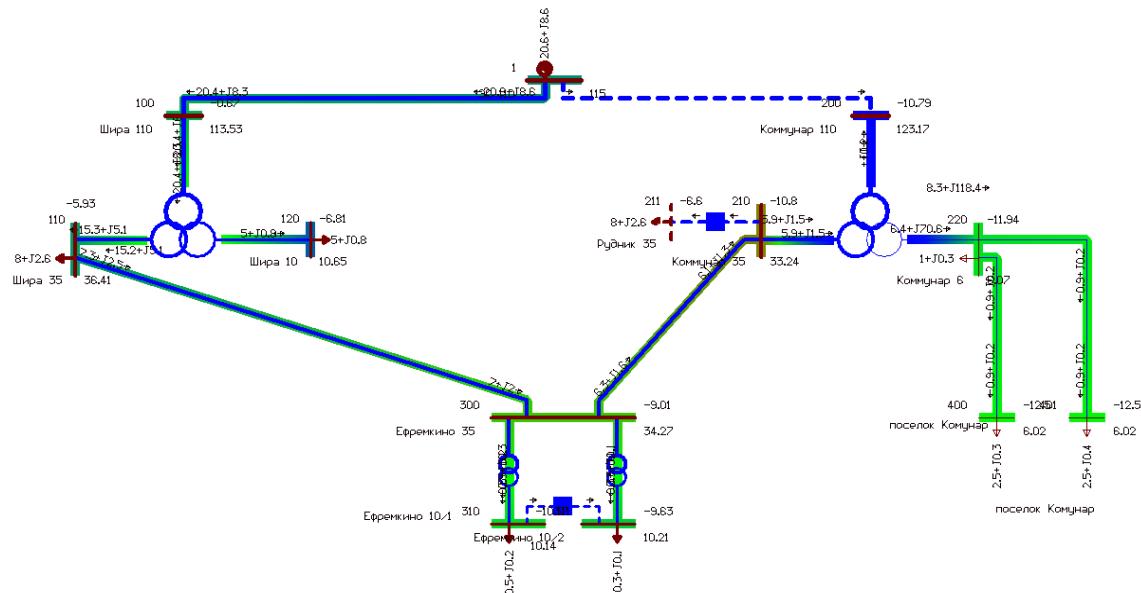


Рисунок 2.8 – Отключена линия с.Туим – с.Коммунар 110 кВ и нагрузка 35 кВ на ПС «Коммунар»

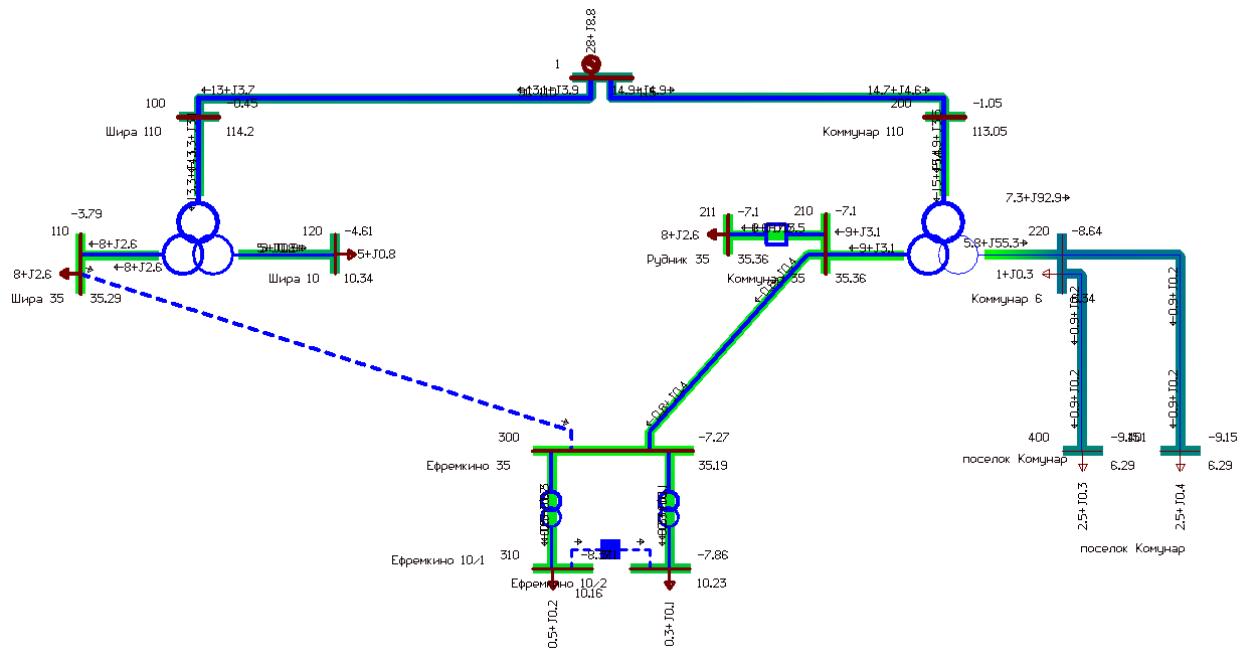


Рисунок 2.9 – Отключена линия с.Шира – с.Ефремкино

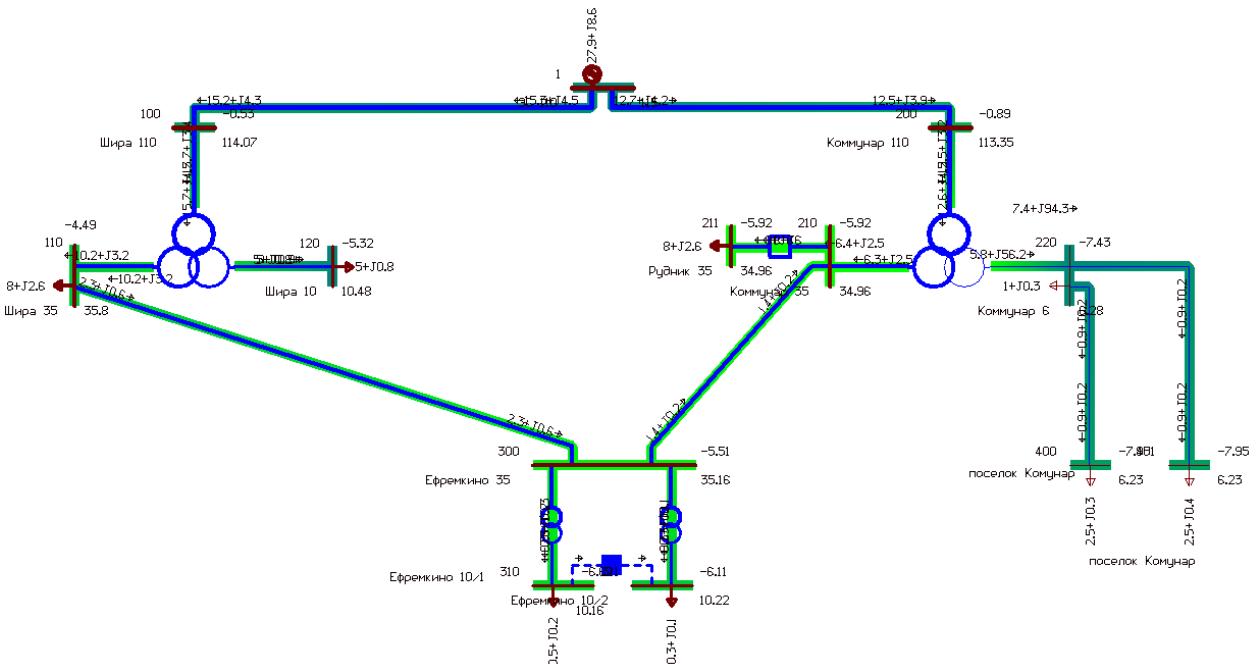


Рисунок 2.10 – Все линии и нагрузки подключены («замкнутое кольцо»)

При рассмотрении различных режимов схемы, напряжение осталось в допустимых пределах. Были использованы устройства регулирования напряжений [2]: переключения без возбуждения (ПБВ), которые настроены одинаково для разных режимов, а также устройства регулирования под

нагрузкой (РПН). Их моделирование в RastrWin3 осуществляется настройкой таблицы «Анцапфы», как изображено на рисунке 2.11.

	N_bd	Название	ЕИ	+/-	Тип	Место	K...	V_нр	V_рег	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг
1	1	Ефремкино	%	+	ПБВ	ВН	1	10,5	35,0	2	-2,500	2	2,500
2	2	Шира РПН	%	+	РПН	ВН	1	11,0	115,0	9	-1,780	9	1,780
3	3	Коммунар РПН	%	+	РПН	ВН	1	6,6	115,0	9	-1,780	9	1,780
4	4	Шира ПБВ	%	+	ПБВ	СН	1	11,0	38,5	2	-2,500	2	2,500
5	5	Коммунар ПБВ	%	+	ПБВ	СН	1	6,6	38,5	2	-2,500	2	2,500

Рисунок 2.11 – Таблица «Анцапфы» (моделирование устройств регулирования напряжений)

В результате исследования были выбраны положения отпаек устройств регулирования напряжения, обеспечивающие наименьшее отклонение напряжения от номинального для различных конфигураций сети, приведенные в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Положение отпаек устройств регулирования напряжений

Конфигурация сети	ПС	Устройство регулирования	№ отпайки
1. Нормальный режим (отключена линия Ефремкино – Коммунар)	Шира	ПБВ	4
		РПН	9
	Коммунар	ПБВ	5
		РПН	10
	Ефремкино	ПБВ	2
2. Отключена линия Туим – Коммунар 110 кВ и нагрузка 35 кВ на ПС «Коммунар»	Шира	ПБВ	4
		РПН	11
	Коммунар	ПБВ	5
		РПН	1
	Ефремкино	ПБВ	2
3. Отключена линия Шира – Ефремкино	Шира	ПБВ	4
		РПН	8
	Коммунар	ПБВ	5
		РПН	11
	Ефремкино	ПБВ	2
4. «Замкнутое кольцо»	Шира	ПБВ	4
		РПН	9
	Коммунар	ПБВ	5
		РПН	10
	Ефремкино	ПБВ	2

При всех рассмотренных конфигурациях сети токовая нагрузка оказалась в допустимых пределах. Одним из важнейших показателей качества электроэнергии является напряжение в узловых точках. Расчетные значения напряжений приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Расчетные значения напряжений для различных режимов сети

Шина	Конфигурация сети			
	1	2	3	4
ПС Шира 110 кВ	114,14	113,53	114,2	114,07
ПС Шира 35 кВ	35,87	36,41	35,29	35,8
ПС Шира 10 кВ	10,5	10,45	10,34	10,48
ПС Ефремкино 35 кВ	35,57	34,27	35,19	35,16
ПС Ефремкино 10/1 кВ	10,28	10,14	10,16	10,16
ПС Ефремкино 10/2 кВ	10,34	10,21	10,23	10,22
ПС Коммунар 110 кВ	113,2	-	113,05	113,35
ПС Коммунар 35 кВ	34,83	33,24	35,36	34,96
ПС Коммунар 6 кВ	6,25	6,07	6,34	6,28
РП Коммунар 6 кВ	6,21	6,02	6,29	6,23

#### 2.2.4 Расчет токов КЗ в системе внешнего электроснабжения

Выполним расчет токов КЗ в системе внешнего электроснабжения, это необходимо для выбора электрического оборудования, а также для выбора и расчета устройств релейной защиты и некоторых видов автоматики.

Расчет будем производить при помощи программного комплекса RastrWin3, основываясь на помощи к ПК RastrKZ v3.0.0 [10].

Расчет токов КЗ будем производить в трёх точках. Исходная расчётная схема с точками КЗ представлена на рисунке 2.11. В зависимости от того питается ли с.Коммунар от с.Туим или от с.Ефремкино, будет рассмотрено две конфигурации схемы (рисунки 2.13 – 2.14).

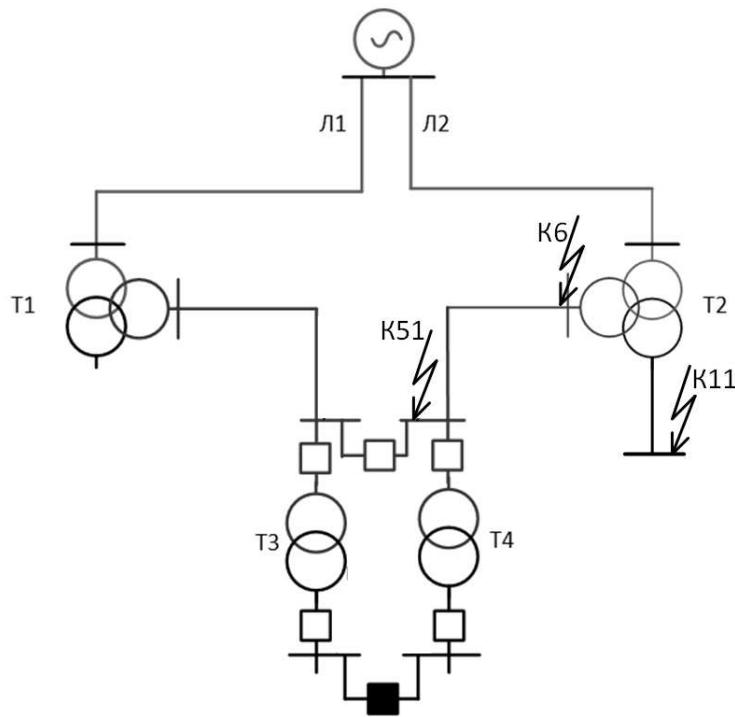


Рисунок 2.12 – Исходная расчетная схема с точками КЗ

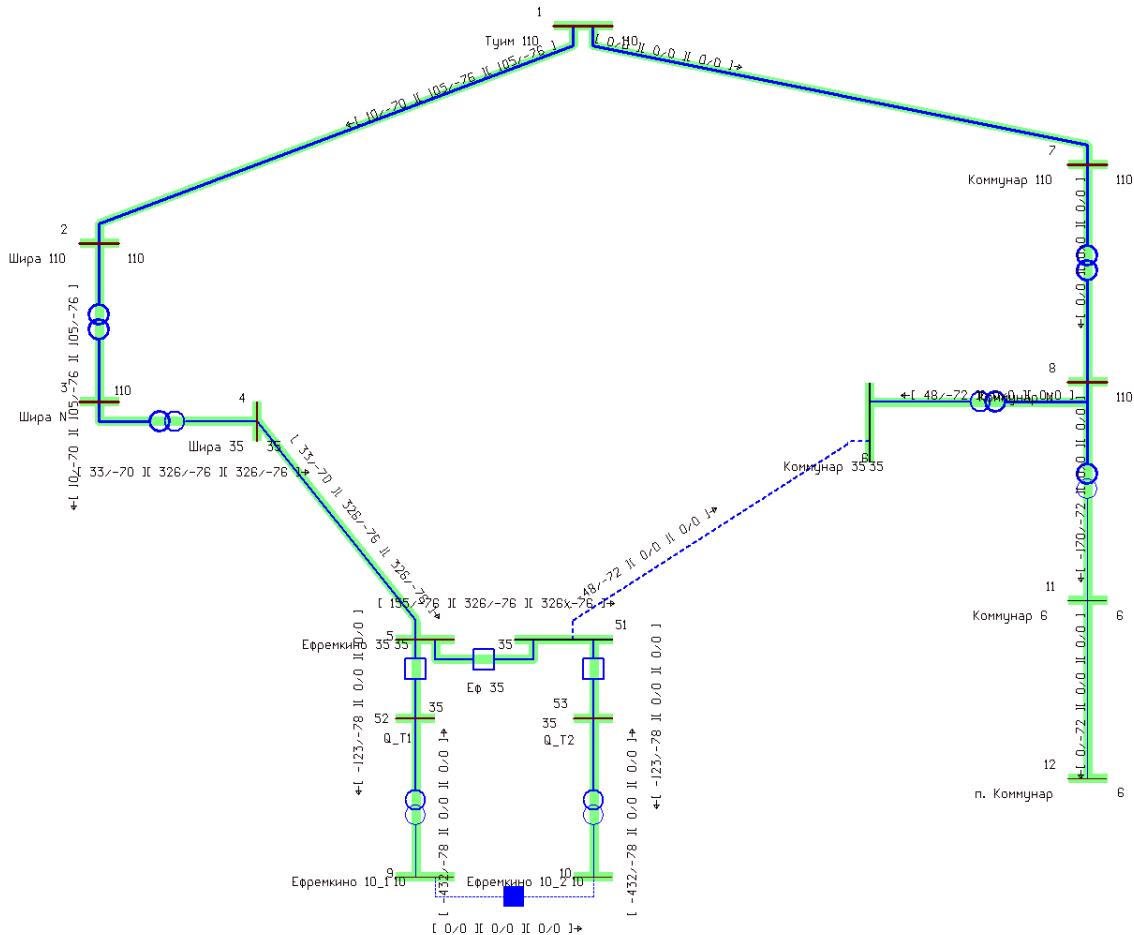


Рисунок 2.13 – Расчетная схема с питанием от с.Туим

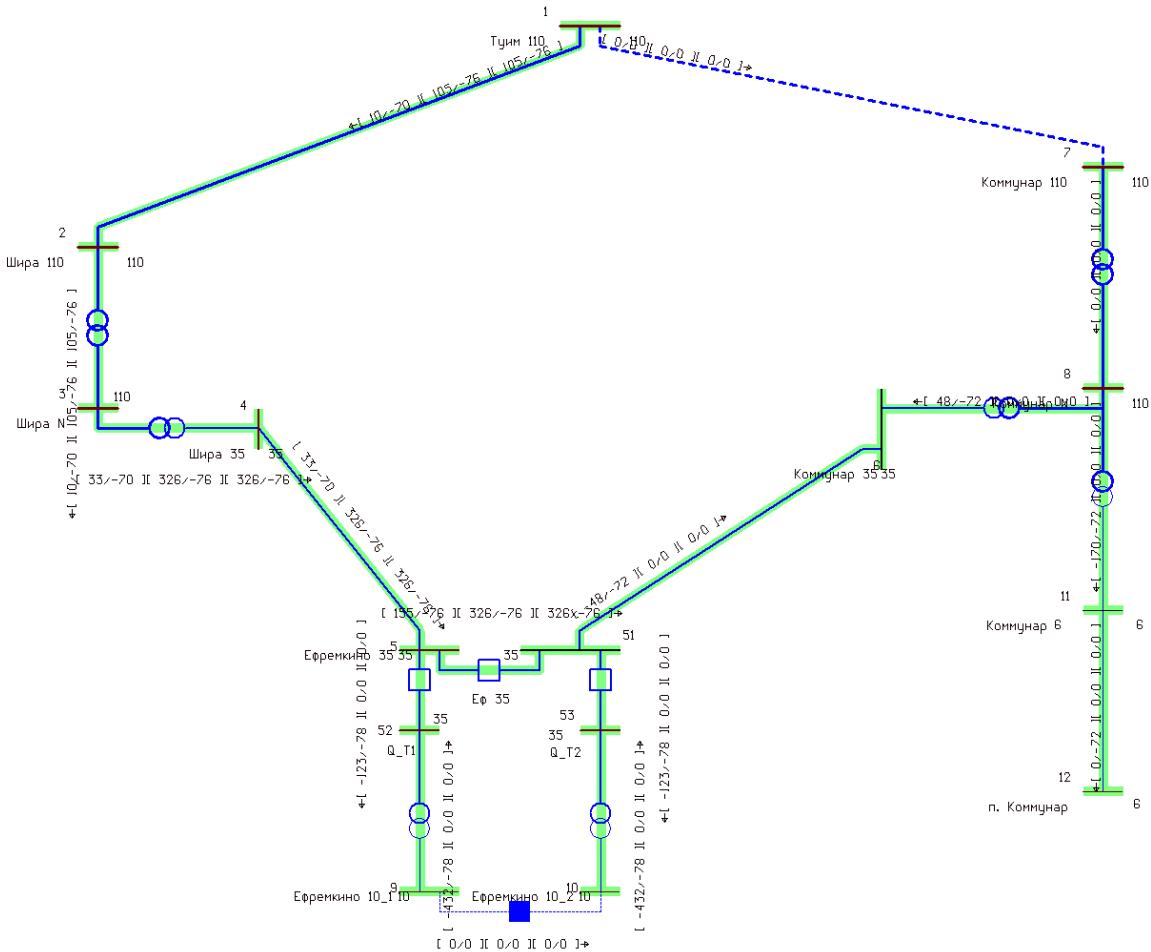


Рисунок 2.14 – Расчетная схема с питанием от с. Ефремкино

Сопротивления линий, трансформаторов и энергосистемы были определены ранее в пункте 2.2.3. Они представлены на рисунке 2.14.

Рисунок 2.14 – Таблица «Ветви/Несим/ИД» (исходные данные)

Воспользовавшись расчетом макроса в программе RastrWin3 определим трехфазные токи КЗ, а также ударные токи. Сведем полученные данные в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Найденные трехфазные токи КЗ и ударные токи

Точка КЗ	I <sub>1</sub> , кА	T <sub>a</sub>	t <sub>уд</sub>	K <sub>уд</sub>	i <sub>уд</sub> , кА
Питание от с.Туим					
K6	0,921	0,052	0,009804	1,827	2,38
K11	4,419	0,038	0,009733	1,773	11,08
K51	0,709	0,012	0,00918	1,468	1,472
Питание от с.Ефремкино					
K6	0,57	0,01	0,008989	1,395	1,125
K11	1,384	0,014	0,009287	1,515	2,965
K51	0,709	0,012	0,00918	1,468	1,472

### 2.3 Расчет удельных нагрузок на провод и трос

Для того, чтобы воздушная линия надежно работала в естественных условиях необходимо произвести расчет удельных нагрузок на провод и трос от влияния собственного веса провода (троса), от веса гололеда, от ветрового давления [5].

Значения максимальных ветровых давлений и толщин стенок гололеда для ВЛ определяются на высоте 10 м над поверхностью земли с повторяемостью 1 раз в 25 лет (нормативные значения), согласно пункту 2.5.40 ПУЭ-7 [11].

#### 2.3.1 Определение максимальной толщины стенки гололеда ВЛ и максимального ветрового давления ВЛ

Расстояние от проводов (или троса) до земли меняется по длине пролета, поэтому используют такое понятие, как высота расположения приведенного центра тяжести проводов или тросов  $h_{np}$ , (м) для габаритного пролета определяется по формуле 2.7.

$$h_{np} = h_{cp} - \frac{2}{3} \cdot f, \quad (2.7)$$

где  $h_{cp}$  – среднеарифметическое значение высоты крепления проводов к изоляторам или среднеарифметическое значение высоты крепления тросов к опоре, отсчитываемое от отметок земли в местах установки опор, м;

$f$  – стрела провеса провода (троса) в середине пролета при высшей температуре, м.

Значение  $h_{cp}$ , (м) для проводов определяется по формуле 2.8.

$$h_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^m h_i}{m} - \lambda, \quad (2.8)$$

где  $h_{cp}$  – среднеарифметическое значение высоты крепления проводов к изоляторам, отсчитываемое от отметок земли в местах установки опор, м;

$h_i$  – расстояние от земли до  $i$ -той траверсы опоры, м;

$m$  – количество проводов на опоре, шт;

$\lambda$  – длина гирлянды изоляторов, м.

Предварительно для воздушной линии 35 кВ  $\lambda=0,6$  м, тогда:

$$h_{cp} = \frac{h_2 + h_2 + (h_2 + h_3)}{3} - \lambda, \quad (2.9)$$

где  $h_2, h_3$  – размеры опоры, указаны на рисунке 2.3;

$n$  – количество линий, шт.

$$h_{cp} = \frac{14,5 + 14,5 + (14,5 + 4)}{3} - 0,6 = 15,23 \text{ м.}$$

Значение  $h_{cp}^m$ , (м) для троса определяется по формуле 2.10.

$$h_{cp}^m = h_2 + h_3 \cdot n + h_1, \quad (2.10)$$

где  $h_1, h_2, h_3$  – размеры опоры, указаны на рисунке 2.3;  
 $n$  – количество линий, шт.

$$h_{cp}^m = 14,5 + 4 \cdot 1 + 2 = 20,5 \text{ м.}$$

Максимально допустимая стрела провеса провода  $f$ , (м):

$$f = h_2 - \lambda - \Gamma, \quad (2.11)$$

где  $h_2$  – размер опоры, указан на рисунке 2.3, м;  
 $\lambda$  – предварительная длина гирлянды изоляторов, м;  
 $\Gamma$  – габаритный размер, м.

$$f = 14,5 - 0,6 - 3,5 = 10,4 \text{ м.}$$

Максимально допустимая стрела провеса троса  $f_m$ , (м):

$$f_m = h_{cp}^m - (\Gamma + n \cdot h_3 + z), \quad (2.12)$$

где  $\Gamma$  – габаритный размер, м;  
 $h_3$  – размер опоры, указан на рисунке 2.3, м;  
 $n$  – количество линий, шт;  
 $z$  – наименьшее допустимое расстояние по вертикали между проводом и тросом в середине пролета, м:

$$z = 3,2 + \frac{4 - 3,2}{200 - 150} \cdot (170 - 150) = 3,52 \text{ м.}$$

$$f_m = 21 - (3,5 + 1 \cdot 4 + 3,52) = 9,98 \text{ м.}$$

Высота расположения приведенного центра тяжести провода  $h_{\text{пр}}$ , (м):

$$h_{np} = 15,23 - \frac{2}{3} \cdot 10,4 = 8,3 \text{ м.}$$

Высота расположения приведенного центра тяжести троса  $h_{np}^m$ , (м):

$$h_{np}^m = 20,5 - \frac{2}{3} \cdot 9,98 = 13,85 \text{ м.}$$

Максимальная толщина стенки гололеда на проводе или тросе  $C_{\text{max}}$ , (мм):

$$C_{\text{max}} = C_0 \cdot k_{\Gamma 1} \cdot k_{\Gamma 2}, \quad (2.13)$$

где  $C_0$  – толщина стенки гололёда ( $C_0 = 10$  мм);

$k_{\Gamma 1}$  – поправочный коэффициент на высоту;

$k_{\Gamma 2}$  – поправочный коэффициент на диаметр провода (троса).

Для провода:

Так как  $h_{\text{пр}} = 8,3 < 25$  (м), тогда толщина стенки гололеда на проводе  $C_{\text{max}}$ , (мм) берется непосредственно из таблицы 4.4 [14], принимаем его равным 10 мм.

Для троса:

Так как  $h_{np}^m = 13,85 < 25$  (м), тогда  $C_{\text{max}}$  принимаем равным 10 мм.

Определение ветрового давления  $W_{\max}$ , Па:

$$W_{\max} = W_0 \cdot K_w, \quad (2.14)$$

где  $W_0$  – нормативное значение ветрового давления, Па (определяется из таблицы 4.2, [14]): при III районе по ветровой нагрузке  $W_0 = 650$  Па;  $K_w$  – поправочный коэффициент (находим по таблице 4.3, [14]).

Так как  $h_{\text{пр}} = 8,3$  (м), а тип местности по условию воздействия ветра – тип В, то поправочный коэффициент  $K_w$  определяется по таблице 4.3, [14], принимаем его равным 0,65.

Ветровое давление на провод  $W_{\max}$ , Па:

$$W_{\max} = 650 \cdot 0,65 = 423 \text{ Па.}$$

Для троса:

Так как  $h_{\text{пр}}^m = 13,85$  (м), тогда поправочный коэффициент  $K_w = 0,85$ .

Ветровое давление на трос  $W_{\max}^m$ , Па:

$$W_{\max}^m = 650 \cdot 0,85 = 553 \text{ Па.}$$

### 2.3.2 Определение удельных нагрузок на провод

При выполнении механического расчёта проводов и тросов используется понятие удельных нагрузок – это нагрузки, действующие на провод или трос, отнесённые к единице длины и поперечного сечения провода. Провода и тросы ВЛ испытывают на себе действие нагрузок: вертикальные нагрузки (вес самого провода и вес гололёда) и горизонтальные (ветровое давление). В результате этих нагрузок в металле

проводов возникают растягивающие напряжения. При расчетах на механическую прочность пользуются удельными нагрузками на провода и тросы. Под удельной нагрузкой понимают равномерно распределенную вдоль провода механическую нагрузку, отнесенную к единице длины и поперечного сечения. Удельные нагрузки выражаются в Ньютонах ( $\frac{H}{м \cdot мм^2}$ ).

Определим удельную нагрузку от веса собственного провода –  $\gamma_1$ , ( $\frac{H}{м \cdot мм^2}$ ) по формуле 2.15.

$$\gamma_1 = \frac{G_n}{F}, \quad (2.15)$$

где  $G_n$  – вес одного метра провода или троса, Н

$F$  – фактическое сечение провода или троса,  $мм^2$ .

$$\gamma_1 = \frac{4,71}{136,43} = 34,5 \cdot 10^{-3};$$

Определим удельную нагрузку от веса гололеда на проводе  $\gamma_2$ , исходя из условия, что гололедные отложения имеют форму цилиндра плотностью  $g_0 = 9 \cdot 10^{-3}$ ,  $H / (м \cdot мм^2)$  по формуле 2.16.

$$\gamma_2 = \frac{g_0 \cdot \pi \cdot C_{\max} \cdot (d + C_{\max}) \cdot k_n \cdot k_p \cdot k_f \cdot k_d}{F}, \quad (2.16)$$

где  $C_{\max}$  – максимальная толщина стенки гололеда, мм;

$F$  – площадь сечения провода,  $мм^2$ ;

$d$  – диаметр провода, мм;

$k_n$  – коэффициент надежности по ответственности, принимаемый равным: 1,0 – для ВЛ до 220 кВ;

$k_p$  – региональный коэффициент, принимаемый равным от 1 до 1,5 (допускается принимать равным 1);

$k_f$  – коэффициент надежности по гололедной нагрузке, равный 1,6 для районов по гололеду III и выше;

$k_d$  – коэффициент условий работы, равный 0,5.

$$\gamma_2 = \frac{9 \cdot 10^{-3} \cdot 3,14 \cdot 20 \cdot (15,2 + 20) \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,6 \cdot 0,5}{136,43} = 116,7 \cdot 10^{-3}$$

Определим удельную нагрузку от собственного веса провода и веса гололеда –  $\gamma_3$ , ( $\frac{H}{\text{м} \cdot \text{мм}^2}$ ) по формуле 2.17.

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2; \quad (2.17)$$

где  $\gamma_1$  – удельная нагрузка от веса собственного провода,  $\text{Н}/(\text{м} \cdot \text{мм}^2)$ ;  
 $\gamma_2$  – удельная нагрузка от веса гололеда на проводе,  $\text{Н}/(\text{м} \cdot \text{мм}^2)$ .

$$\gamma_3 = (34,5 + 116,7) \cdot 10^{-3} = 151,2 \cdot 10^{-3}.$$

Определим удельную нагрузку от давления ветра, действующего перпендикулярно проводу при отсутствии гололеда –  $\gamma_4$ , ( $\frac{H}{\text{м} \cdot \text{мм}^2}$ ) по формуле 2.18.

$$\gamma_4 = \frac{W_{\max} \cdot k_l \cdot k_H \cdot C_x \cdot d \cdot k_n \cdot k_p \cdot k_f}{F}; \quad (2.18)$$

где  $C_x = 1,2$  – коэффициент лобового сопротивления для проводов диаметром меньше 20 мм и свободных от гололёда проводов;

$k_H = 0,76$  – коэффициент, учитывающий неравномерность скоростного напора ветра, принимаемый по таблице 4.8 [14];

$k_f$  – коэффициент надежности по ветровой нагрузке, равный 1,1;

$k_l = 1,04$  – коэффициент, учитывающий влияние длины пролета на ветровую нагрузку, равный 1,05 при расстоянии пролета 150 м, 1,0 – при 250 м и более, для пролета в 170 м находим с помощью метода линейной интерполяции:

$$k_l = 1,05 + \frac{1-1,05}{250-150} \cdot (170 - 150) = 1,04.$$

$$\gamma_4 = \frac{423 \cdot 1,04 \cdot 0,76 \cdot 1,2 \cdot 15,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,1}{136,43} = 49,2 \cdot 10^{-3}.$$

Определим удельную нагрузку от давления ветра, действующего перпендикулярно, при наличии гололеда –  $\gamma_5$ , ( $\frac{H}{M \cdot MM^2}$ ) по формуле 2.19.

$$\gamma_5 = \frac{W' \cdot k_l \cdot k_H \cdot C_x \cdot (d + 2 \cdot C_{max}) \cdot k_n \cdot k_p \cdot k_f}{F}; \quad (2.19)$$

где  $W' = 0,25 \cdot W_{max} = 0,25 \cdot 423 = 105,75$  Па. Для ВЛ до 220 кВ ветровое давление при гололеде  $W'$  должно приниматься не менее 200 Па. Следовательно  $W' = 200$  Па;

$k_H = 1$  – определен по таблице 4.8 [14] для  $W' = 200$  Па.

$$\gamma_5 = \frac{200 \cdot 1,04 \cdot 1 \cdot 1,2 \cdot (15,2 + 2 \cdot 20) \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,1}{136,43} \cdot 10^{-3} = 111,1 \cdot 10^{-3},$$

Определим удельную нагрузку от давления ветра и веса провода без гололеда –  $\gamma_6$ , ( $\frac{H}{M \cdot MM^2}$ ) по формуле 2.20.

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2}; \quad (2.20)$$

где  $\gamma_1$  – удельная нагрузка от веса собственного провода,  $\text{Н}/(\text{м}\cdot\text{мм}^2)$ ;

$\gamma_4$  – удельная нагрузка от давления ветра, действующего перпендикулярно проводу при отсутствии гололеда,  $\text{Н}/(\text{м}\cdot\text{мм}^2)$ .

$$\gamma_6 = \sqrt{34,5^2 + 49,2^2} \cdot 10^{-3} = 60,09 \cdot 10^{-3}.$$

Определим удельную нагрузку от давления ветра и веса провода, покрытого гололедом –  $\gamma_7$ ,  $(\frac{\text{Н}}{\text{м}\cdot\text{мм}^2})$  по формуле 2.21.

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2}; \quad (2.21)$$

где  $\gamma_3$  – удельная нагрузка от собственного веса провода и веса гололеда,  $\text{Н}/(\text{м}\cdot\text{мм}^2)$ ;

$\gamma_5$  – удельная нагрузка от давления ветра, действующего перпендикулярно, при наличии гололеда,  $\text{Н}/(\text{м}\cdot\text{мм}^2)$ .

$$\gamma_7 = \sqrt{151,2^2 + 111,1^2} \cdot 10^{-3} = 187,63 \cdot 10^{-3}.$$

### 2.3.3 Определение удельных нагрузок на трос

Аналогичным образом производятся расчеты и для троса.

Определим удельную нагрузку от собственного веса троса –  $\gamma_1^m$ ,  $(\frac{\text{Н}}{\text{м}\cdot\text{мм}^2})$ :

$$\gamma_1^m = \frac{3,3}{38,6} = 85,5 \cdot 10^{-3};$$

Определим удельную нагрузку от веса гололеда на тросе –  $\gamma_2^m$ , ( $\frac{H}{M \cdot MM^2}$ ):

$$\gamma_2 = \frac{9 \cdot 10^{-3} \cdot 3,14 \cdot 20 \cdot (8 + 20) \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,6 \cdot 0,5}{38,6} = 327,99 \cdot 10^{-3}$$

Определим удельную нагрузку от веса провода и гололеда –  $\gamma_3^m$ , ( $\frac{H}{M \cdot MM^2}$ ) по формуле 2.22.

$$\gamma_3^m = \gamma_1^m + \gamma_2^m, \quad (2.22)$$

$$\gamma_3^m = (85,5 + 327,99) \cdot 10^{-3} = 413,5 \cdot 10^{-3}.$$

Определим удельную нагрузку от давления ветра, действующего перпендикулярно тросу при отсутствии гололеда –  $\gamma_4^m$ , ( $\frac{H}{M \cdot MM^2}$ ):

$$\gamma_4^m = \frac{W_{\max}^m \cdot k_l \cdot k_h \cdot C_x \cdot d \cdot k_n \cdot k_p \cdot k_f}{F}; \quad (2.23)$$

где  $C_x = 1,2$  – коэффициент лобового сопротивления для проводов диаметром меньше 20 мм и свободных от гололёда проводов;

$k_l = 1,04$  – коэффициент, учитывающий влияние длины пролёта на ветровую нагрузку;

$k_h = 0,7$  – коэффициент, учитывающий неравномерность скоростного напора ветра, принимаемый по таблице 4.8 [14], для  $W_{\max}^m = 553$  Па определяется с помощью метода линейной интерполяции:

$$k_h = 0,71 + \frac{0,7 - 0,71}{580 - 500} \cdot (553 - 500) = 0,702;$$

$$\gamma_4^m = \frac{553 \cdot 1,04 \cdot 0,7 \cdot 1,2 \cdot 8 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,1}{38,6} \cdot 10^{-3} = 110,13 \cdot 10^{-3}.$$

Определим удельную нагрузку от давления ветра при наличии гололеда –  $\gamma_5^m$ , ( $\frac{H}{\text{м} \cdot \text{мм}^2}$ ) по формуле 2.24.

$$\gamma_5^m = \frac{W' \cdot k_l \cdot k_H \cdot C_x \cdot (d + 2 \cdot C_{\max}) \cdot k_n \cdot k_p \cdot k_f}{F}; \quad (2.24)$$

$$\gamma_5^m = \frac{200 \cdot 1,04 \cdot 1 \cdot 1,2 \cdot (8 + 2 \cdot 20) \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,1}{38,6} \cdot 10^{-3} = 341,42 \cdot 10^{-3},$$

где  $W' = 0,25 \cdot W_{\max} = 553 \cdot 0,25 = 138,25$  Па. Принимается не менее 200 Па для ВЛ 35 кВ;

Коэффициент  $k_H=1$  определен по таблице 4.8 [14] для  $W'=200$  Па.

Определим удельную нагрузку от ветра и веса провода без гололеда –  $\gamma_6^m$ , ( $\frac{H}{\text{м} \cdot \text{мм}^2}$ ) по формуле 2.25.

$$\gamma_6^m = \sqrt{\gamma_1^{m2} + \gamma_4^{m2}}; \quad (2.25)$$

$$\gamma_6^m = \sqrt{85,5^2 + 110,13^2} \cdot 10^{-3} = 139,4 \cdot 10^{-3}.$$

Определим удельную нагрузку от ветра и веса провода, покрытого гололедом –  $\gamma_7^m$ , ( $\frac{H}{\text{м} \cdot \text{мм}^2}$ ) по формуле 2.26.

$$\gamma_7^m = \sqrt{\gamma_3^{m2} + \gamma_5^{m2}}; \quad (2.26)$$

$$\gamma_7^m = \sqrt{413,5^2 + 341,42^2} \cdot 10^{-3} = 536,2 \cdot 10^{-3}.$$

## 2.4 Механический расчет троса и провода

### 2.4.1 Определение исходного режима

При выполнении механического расчёта проводов и троса очень важным моментом является определение исходного режима. Исходным режимом называется такой режим, при котором известны три параметра: механическое напряжение в проводе или тросе, температура и удельная нагрузка. При механическом расчёте проводов и троса в качестве исходного режима принято принимать наиболее тяжёлый режим, при котором напряжение в проводе достигает допустимого значения. Для выбора исходного режима используется понятие критических пролётов. Критическим называется граничный пролёт, при котором влияние температуры и нагрузки на напряжения в проводе оказывается равноопасным [5].

Условия ограничения напряжения в проводе или тросе в трех указанных выше режимах определяются три критических пролета.

Первый критический пролёт ( $l_{k1}$ ) – это пролёт, при котором напряжение в проводе в режиме среднегодовой температуры равно допустимому при среднегодовой температуре, а в режиме низшей температуры – допустимому напряжению при низшей температуре [5].

Второй критический пролёт ( $l_{k2}$ ) – это пролёт, при котором напряжение в проводе при наибольшей нагрузке равно допустимому напряжению при наибольшей нагрузке, а в режиме низшей температуры – допустимому напряжению при низшей температуре [5].

Третий критический пролёт ( $l_{k3}$ ) – это пролёт, при котором напряжение в проводе в режиме среднегодовой температуры равно допустимому при

среднегодовой температуре, а в режиме наибольшей нагрузки – допустимому напряжению при наибольшей нагрузке [5].

Формулы для определения критических пролетов могут быть получены из уравнения состояния провода, имеющее следующий вид [5]:

$$\sigma_p - \frac{\gamma_p^2 \cdot l_p^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_p^2} = \sigma_H - \frac{\gamma_H^2 \cdot l_p^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_H^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_p - t_H), \quad (2.27)$$

где  $\sigma_H, \gamma_H, t_H$  – напряжение в материале провода, удельная нагрузка и температура в исходном режиме;

$\sigma_p, \gamma_p, t_p$  – напряжение в материале провода, удельная нагрузка и температура в рассчитываемом режиме;

$E, \alpha$  – модуль упругости и температурный коэффициент линейного расширения материала провода;

$l_p$  – расчетная длина пролета.

Относительно неизвестной величины  $\sigma_p$  уравнение состояния является неполным кубическим уравнением вида:

$$\sigma_p^3 \pm B \cdot \sigma_p^2 - D = 0, \quad (2.28)$$

где  $B$  и  $D$  – числовые коэффициенты, полученные в результате подстановки в уравнение состояния всех известных параметров.

Для вычисления первого критического пролета необходимо в правую часть уравнения состояния провода подставить значения  $[\sigma_{t_{\min}}], \gamma_1, t_{\min}$ , а в левую –  $[\sigma_{t_{cp}}], \gamma_1, t_{cp}$  и выразить длину, м:

$$l_{\kappa 1} = \frac{2 \cdot [\sigma_{tcp}]}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \left[ \frac{1}{E} \right] \cdot ([\sigma_{tcp}] - [\sigma_{t_{min}}]) + \alpha \cdot (t_{cp} - t_{min})}{1 - \left( \frac{[\sigma_{tcp}]}{[\sigma_{t_{min}}]} \right)^2}}; \quad (2.29)$$

$$l_{\kappa 1} = \frac{2 \cdot 72}{34,5 \cdot 10^{-3}} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \left[ \frac{1}{82,5 \cdot 10^3} \cdot (72 - 121) + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot (-5 - (-40)) \right]}{1 - \left( \frac{72}{121} \right)^2}} = 452,62.$$

Для вычисления второго критического пролета необходимо в уравнение состояния провода подставить значения  $[\sigma_{\gamma_{\max}}]$ ,  $\gamma_{\max}$ ,  $t_{sol}$  и  $[\sigma_{t_{min}}]$ ,  $\gamma_1$ ,  $t_{min}$ , м:

$$l_{\kappa 2} = \frac{2 \cdot [\sigma_{\gamma_{\max}}]}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \alpha (t_{sol} - t_{min})}{\left( \frac{\gamma_{\max}}{\gamma_1} \right)^2 - 1}}; \quad (2.30)$$

$$l_{\kappa 2} = \frac{2 \cdot 121}{34,5 \cdot 10^{-3}} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot (-10 - (-40))}{\left( \frac{187,63 \cdot 10^{-3}}{34,5 \cdot 10^{-3}} \right)^2 - 1}} = 177,14.$$

Для вычисления третьего критического пролета необходимо в уравнение состояния провода подставить значения  $[\sigma_{t_{cp}}]$ ,  $\gamma_1$ ,  $t_{cp}$  и  $[\sigma_{t_{\max}}]$ ,  $\gamma_{\max}$ ,  $t_{sol}$ , м:

$$l_{\kappa 3} = \frac{2 \times [\sigma_{\gamma_{\max}}]}{\gamma_1} \times \sqrt{\frac{6 \times \left[ \frac{1}{E} \times ([\sigma_{\gamma_{\max}}] - [\sigma_{t_{cp}}]) + \alpha (t_{sol} - t_{cp}) \right]}{\left( \frac{\gamma_{\max}}{\gamma_1} \right)^2 - \left( \frac{[\sigma_{\gamma_{\max}}]}{[\sigma_{t_{cp}}]} \right)^2}}; \quad (2.31)$$

$$l_{\kappa^3} = \frac{2 \cdot 121}{34,5 \cdot 10^{-3}} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \left[ \frac{1}{82,5 \cdot 10^3} \cdot (121 - 72) + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot (-10 - (-5)) \right]}{\left( \frac{187,63 \cdot 10^{-3}}{34,5 \cdot 10^{-3}} \right)^2 - \left( \frac{121}{72} \right)^2}} = 174,13.$$

Таким образом, получается, что  $l_{\kappa 1} > l_{\kappa 2} > l_{\kappa 3}$  и  $l_p < l_{\kappa 2}$ . Пользуясь таблицей 3.10 [14], определяем, что исходным является режим наибольшей нагрузки с параметрами:

$$t = t_{\text{зол}} = -10^0 C;$$

$$\gamma_7 = \gamma_{\max} = 187,63 \cdot 10^{-3} H/(m \cdot mm^2);$$

$$[\sigma_{\gamma \max}] = 121 H/(mm^2).$$

## 2.4.2 Расчет напряжений в проводе и стрел провеса

Расчет напряжения в проводе ведется по уравнению состояния провода [5]. Напряжения в проводе нужно рассчитать для грозового режима и режима высшей температуры. Остальные режимы рассчитываются на компьютере. Результаты заносятся в таблицу 2.9.

Уравнение состояния провода для режима высшей температуры выполним «вручную». Для этого подставим все известные параметры в уравнение (2.27):

$$\sigma_{t \min} - \frac{\gamma_1^2 \cdot l^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_{t \min}^2} = [\sigma_{\gamma \max}] - \frac{\gamma_7^2 \cdot l^2 \cdot E}{24 \cdot [\sigma_{\gamma \max}]^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{\min} - t_{\text{зол}}); \quad (2.32)$$

$$\begin{aligned} \sigma_{t \min} - \frac{(34,50 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 170^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4}{24 \cdot \sigma_{t \min}^2} = \\ = 121 - \frac{(187,63 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 170^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4}{24 \cdot 121^2} - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-40 - (-10)). \end{aligned}$$

Приведем данное уравнение к виду, соответствующему выражению:

$$\sigma_{t \min}^3 - 92,96 \cdot \sigma_{t \min}^2 - 118243,9 = 0.$$

Решение полученного уравнения выполняется итерационным методом касательных. В качестве нулевого приближения принимается значение  $\sigma_0 = 100 \text{ H/mm}^2$ .

Определяется поправка на первой итерации:

$$\Delta_1 = \frac{100^3 - 92,96 \cdot 100^2 - 118243,9}{3 \cdot 100^2 - 2 \cdot 92,96 \cdot 100} = -4,19.$$

Находится новое значение напряжения:

$$\sigma_1 = 100 + (-4,19) = 104,19.$$

Выполняется проверка окончания итерационного процесса. Для этого задается точность расчета  $\varepsilon = 0,1 \text{ H/(mm}^2)$ :  $|-4,19| > 0,1$ ,

Следовательно, расчет необходимо продолжить, приняв в качестве нового приближения  $\sigma_1 = 104,19$ .

Определим поправку на второй итерации:

$$\Delta_2 = \frac{104,19^3 - 92,96 \cdot 104,19^2 - 118243,9}{3 \cdot 104,19^2 - 2 \cdot 92,96 \cdot 104,19} = 0,28.$$

Находится новое значение напряжения:

$$\sigma_2 = 104,19 - 0,28 = 103,91.$$

Выполняется проверка:  $0,28 > 0,1$ ,

Следовательно, расчет необходимо продолжить, приняв в качестве нового приближения  $\sigma_2 = 103,91$ .

Определим поправку на третей итерации:

$$\Delta_3 = \frac{103,91^3 - 92,96 \cdot 103,91^2 - 118243,9}{3 \cdot 103,91^2 - 2 \cdot 92,96 \cdot 103,91} = -1,04 \cdot 10^{-3}.$$

Выполняется проверка:  $| -1,04 \cdot 10^{-3} | < 0,1$ , следовательно, за искомое значение  $\sigma_{t \min}$  принимается  $\sigma_2, H/mm^2$ :

$$\sigma_{t \min} = 103,91.$$

Аналогичные расчеты проводятся для режима максимальной нагрузки:

$$\sigma_{\gamma \max} - \frac{\gamma_7^2 \cdot l^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_{\gamma \max}^2} = [\sigma_{\gamma \max}] - \frac{\gamma_7^2 \cdot l^2 \cdot E}{24 \cdot [\sigma_{\gamma \max}]^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{cp} - t_{sol}); \quad (2.33)$$

$$\begin{aligned} \sigma_{\gamma \max} - \frac{(187,63 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 170^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4}{24 \cdot \sigma_{\gamma \max}^2} = \\ = 121 - \frac{(187,63 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 170^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4}{24 \cdot 121^2} - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-5 - (-10)). \end{aligned}$$

$$\sigma_{\gamma \max}^3 - 94,12 \cdot \sigma_{\gamma \max}^2 - 3497398,3 = 0 \Rightarrow \sigma_{\gamma \max} = 121 H/mm^2.$$

Результаты расчетов напряжений для режимов гололеда без ветра –  $\sigma_{sol}$ , высшей температуры –  $\sigma_{t \max}$ , грозового режима –  $\sigma_{cp}$ , среднегодовой температуры –  $\sigma_{tcp}$  сведены в табл. 2.9.

Стрелы провеса проводов в режимах гололеда без ветра, высшей температуры и грозового режима определяются по формуле 2.34,  $f_i, (m)$ :

$$f_i = \frac{\gamma_i \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_i}$$

(2.34)

1) для режима гололеда без ветра, (м):

$$f_{\text{зол}} = \frac{\gamma_3 \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{\text{зол}}};$$

(2.35)

$$f_{\text{зол}} = \frac{151,2 \cdot 10^{-3} \cdot 170^2}{8 \cdot 102,33} = 5,34.$$

2) для режима высшей температуры, (м):

$$f_{t_{\max}} = \frac{\gamma_1 \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{t_{\max}}};$$

(2.36)

$$f_{t_{\max}} = \frac{34,5 \cdot 10^{-3} \cdot 170^2}{8 \cdot 52,27} = 2,38.$$

3) для грозового режима, (м):

$$f_{ep} = \frac{\gamma_1 \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{ep}};$$

(2.37)

$$f_{ep} = \frac{34,5 \cdot 10^{-3} \cdot 170^2}{8 \cdot 61,32} = 2,03.$$

Таблица 2.9 – Параметры режимов провода

Режим	Удельная нагрузка, $\times 10^{-3} H / (м \cdot мм^2)$	Температура, $^{\circ}C$	Напряжение в проводе, $H / мм^2$	Стрела провеса, м
Высшей температуры	34,5	30	58,96	2,11
Низшей температуры	34,5	-40	103,91	1,2
Среднегодовой температуры	34,5	-5	70,72	1,76
Гололеда	151,2	-10	102,33	5,34
Максимальной нагрузки	187,63	-10	121	5,6
Грозовой	34,5	15	61,32	2,03

Из таблицы видно, что напряжения в проводе в режиме минимальной температуры, средней температуры, максимальной нагрузки, меньше допустимых, это значит, что механическая прочность проводов будет достаточной для условий проектируемой линии:

$$\sigma_{t \min} \leq [\sigma_{t \min}], \quad \sigma_{t \text{cp}} \leq [\sigma_{t \text{cp}}], \quad \sigma_{\gamma \max} \leq [\sigma_{\gamma \max}].$$

$103,91 < 121$  ;  $70,72 < 72$  ;  $121 = 121$  Также выполняется проверка требуемых расстояний от низшей точки провисания провода до земли в режимах гололеда без ветра и и максимальной температуры:

$$f_{\text{зол}} < [f]; \quad f_{t \max} < [f].$$

$5,34 < 6,9$  ;  $5,6 < 6,9$  , условия выполняются – значит, расстояние от провода до земли будет не менее допустимого.

### 2.4.3 Расчет грозозащитного троса

Расчет грозозащитного троса подобен расчету провода. Для начала определяется стрела провеса для троса в грозовом режиме [5] (исходном для троса), м:

$$f_{ep}^m = f_{ep} + h_1 + \lambda - z, \quad (2.38)$$

где  $z = 3,52$  м – расстояние между низшей точкой троса и провода.

$$f_{ep}^m = 2,03 + 2 + 0,6 - 3,52 = 1,11.$$

После определения стрелы провеса троса находится напряжение в тросе при грозовом режиме,  $H / \text{мм}^2$ :

$$\sigma_{ep}^m = \frac{\gamma_1^m \cdot l^2}{8 \cdot f_{15}^m}; \quad (2.39)$$

$$\sigma_{ep}^m = \frac{85,5 \cdot 10^{-3} \cdot 170^2}{8 \cdot 1,11} = 278,26.$$

Далее принимается в качестве исходного грозовой режим и находится напряжение в тросе в режиме максимальной нагрузки:

$$\sigma_{\gamma \max}^m - \frac{\gamma_1^{m2} \cdot l^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_{\gamma \max}^{m2}} = \sigma_{ep}^m - \frac{\gamma_1^{m2} \cdot l^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_{ep}^{m2}} - \alpha \cdot E \cdot (t_{\gamma \max} - t_{ep}); \quad (2.40)$$

$$\begin{aligned}\sigma_{\gamma \max}^m - \frac{(536,2 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 170^2 \cdot 18,5 \cdot 10^4}{24 \cdot \sigma_{\gamma \max}^{m-2}} = \\ = 217,33 - \frac{(85,5 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 170^2 \cdot 18,5 \cdot 10^4}{24 \cdot 217,33^2} - 12 \cdot 10^{-6} \cdot 18,5 \cdot 10^4 \cdot (-10 - 15).\end{aligned}$$

Получается уравнение:

$$\sigma_{\gamma \max}^m - 238,35 \cdot \sigma_{\gamma \max}^{m-2} - 64048940 = 0$$

Определяется поправка на первой итерации:

$$\Delta_1 = \frac{380^3 - 238,35 \cdot 380^2 - 64048940}{3 \cdot 380^2 - 2 \cdot 238,35 \cdot 380} = -172,96.$$

Находится новое значение напряжения:

$$\sigma_1 = 380 + 172,96 = 552,93.$$

Выполняется проверка окончания итерационного процесса. Для этого задается точность расчета  $\varepsilon = 0,1 \text{ H}/(\text{мм}^2)$ :

$$|-172,96| > 0,1,$$

Следовательно, расчет необходимо продолжить, приняв в качестве нового приближения  $\sigma_1 = 552,93$ .

Определим поправку на второй итерации:

$$\Delta_2 = \frac{552,93^3 - 238,35 \cdot 552,93^2 - 64048940}{3 \cdot 552,93^2 - 2 \cdot 238,35 \cdot 552,93} = 49,15.$$

Находится новое значение напряжения:

$$\sigma_2 = 552,93 - 49,15 = 503,78.$$

Выполняется проверка:

$$49,15 > 0,1,$$

Следовательно, расчет необходимо продолжить, приняв в качестве нового приближения  $\sigma_2 = 503,78$ .

Определим поправку на третей итерации:

$$\Delta_3 = \frac{503,78^3 - 238,35 \cdot 503,78^2 - 64048940}{3 \cdot 503,78^2 - 2 \cdot 238,35 \cdot 503,78} = 6,36$$

Находится новое значение напряжения:

$$\sigma_3 = 503,78 - 6,36 = 497,42.$$

Выполняется проверка:

$$6,36 > 0,1,$$

Следовательно, расчет необходимо продолжить, приняв в качестве нового приближения  $\sigma_3 = 497,42$ .

Определим поправку на третей итерации:

$$\Delta_4 = \frac{497,42^3 - 238,35 \cdot 497,42^2 - 64048940}{3 \cdot 497,42^2 - 2 \cdot 238,35 \cdot 497,42} = 0,09$$

Выполняется проверка:

$0,09 < 0,1$ , следовательно, за искомое значение  $\sigma_{\gamma \max}^m$  принимается  $\sigma_3$ ,

$H / \text{мм}^2$ :

$$\sigma_{\gamma \max}^m = 497,42.$$

Далее расчет ведется аналогично для режимов среднегодовой и низшей температур, результаты записаны в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Параметры режимов грозозащитного троса

Режим	Удельная нагрузка, $\times 10^{-3} H / (\text{м} \cdot \text{мм}^2)$	Допустимое напряжение, $\text{Н}/\text{мм}^2$	Напряжение в тросе, $\text{Н}/\text{мм}^2$
Среднегодовой температуры	85,5	420	257,16
Низшей температуры	85,5	600	319,45
Максимальной нагрузки	536,2	600	497,42

Как видно из таблицы, напряжения в тросе не превышают допустимых значений.

### **3 Практическая часть**

#### **3.1 Выбор изоляторов и линейной арматуры**

##### **3.1.1 Выбор изоляторов**

На промежуточных опорах ВЛ 35 кВ и выше применяются поддерживающие гирлянды подвесных изоляторов, прикрепленные к траверсам опор с помощью линейной арматуры. Гирлянда комплектуется из отдельных изоляторов. Согласно ПУЭ, коэффициенты запаса прочности в режиме наибольшей нагрузки должны быть не менее 2,5, а в режиме среднегодовой температуры – не менее 5,0 [11].

В нормальных режимах поддерживающая гирлянда изоляторов воспринимает осевую нагрузку, состоящую из веса провода  $G_n$ , гололеда  $G_e$  и самой гирлянды  $G_u$ . Вес гирлянды принимается предварительно.

Расчетные условия для выбора типа изоляторов в подвесной гирлянде имеет вид:

$$\begin{cases} 2,5 \cdot (G_e + G_u) \leq G_{sm}, \\ 5,0 \cdot (G_n + G_u) \leq G_{sm}, \end{cases} \quad (3.1)$$

где  $G_e$  – нагрузка на изолятор от веса провода, покрытого гололедом;

$G_u$  – нагрузка на изолятор от веса гирлянды;

$G_n$  – нагрузка на изолятор от веса провода;

$G_{sm}$  – разрушающая электромеханическая нагрузка.

Нормативная нагрузка на изолятор от веса провода без гололеда,  $H$ :

$$G_n = \gamma_1 \cdot F \cdot l_{sec}; \quad (3.2)$$

$$G_n = 34,5 \cdot 10^{-3} \cdot 136,43 \cdot 261 = 1228,5.$$

Нормативная нагрузка от веса провода, покрытого гололедом при ветре,  $H$ :

$$G_e = \gamma_7 \cdot F \cdot l_{sec}; \quad (3.3)$$

$$G_e = 187,63 \cdot 10^{-3} \cdot 136,43 \cdot 261 = 6681,2.$$

Определяется нагрузка на изоляторы поддерживающих гирлянд,  $H$ :

$$\begin{cases} 2,5 \cdot (6681,2 + 400) = 17703, \\ 5,0 \cdot (1228,5 + 400) = 8142,5, \end{cases}$$

Для поддерживающей гирлянды выбираем изолятор ПС-70Е с характеристиками, приведенными в таблице 3.1, с разрушающей электромеханической нагрузкой 70000  $H$ :

$$17703 < 70000,$$

$$8142,5 < 70000,$$

т.е. условия выполняются.

Таблица 3.1 – Технические характеристики изолятора ПС-70Е

Механическая разрушающая сила при растяжении, не менее, кН	Диаметр изоляционной детали, D, мм	Строительная высота H, мм	Длина пути утечки, мм	Выдерживаемое напряжение 50 Гц (под дождем), кВ	Масса, кг, не более
70	255	127	303	40	3,4

Определяется число изоляторов в поддерживающей гирлянде по формуле [7]:

$$n \geq \frac{\lambda_{\phi} \cdot U_{nau\delta}}{l_{\phi}}, \quad (3.4)$$

где  $U_{nau\delta} = 1,15 \cdot U_{nom}$ ; (3.5)

$\lambda_{\phi}$  – нормированная удельная длина пути утечки, определяется по табл. 5.2 [14], степень загрязнения II:  $\lambda_{\phi} = 2,35 \text{ см} / \kappa B = 23,5 \text{ мм} / \kappa B$ ;

$l_{\phi}$  – эффективная длина пути утечки рассчитывается по формуле 3.6.

$$l_{\phi} = \frac{l_{ym}}{k}, \quad (3.6)$$

где  $k$  – поправочный коэффициент(коэффициент эффективности изолятора).

$$k = 1 + 0,5 \left( \frac{l_{ym}}{D} - 1 \right), \quad (3.7)$$

где  $l_{ym}$  – длина пути утечки;  
 $D$  – диаметр тарелки изоляторов.

$$k = 1 + 0,5 \left( \frac{303}{255} - 1 \right) = 1,09;$$

$$l_{\phi} = \frac{303}{1,09} = 276,98;$$

$$n = \frac{23,5 \cdot 40,25}{276,97} = 3,4.$$

Полученное значение округляется до четырех. Таким образом, число изоляторов в поддерживающей гирлянде составит четыре штуки.

Нагрузка на изолятор натяжной гирлянды изоляторов производится по следующим формулам,  $H$ :

$$\begin{cases} 2,5 \cdot \sqrt{(\sigma_{\gamma \max} \cdot F)^2 + \left(\frac{G_e}{2} + G_u\right)^2} \leq G_{\text{зм}}; \\ 6,0 \cdot \sqrt{(\sigma_{tcp} \cdot F)^2 + \left(\frac{G_n}{2} + G_u\right)^2} \leq G_{\text{зм}}, \end{cases} \quad (3.8)$$

$$\begin{cases} 2,5 \cdot \sqrt{(121 \cdot 136,43)^2 + \left(\frac{6681,2}{2} + 400\right)^2} = 42316,3; \\ 6,0 \cdot \sqrt{(70,72 \cdot 136,43)^2 + \left(\frac{1228,5}{2} + 400\right)^2} = 58208,95. \end{cases}$$

Для натяжной гирлянды, как и для поддерживающей гирлянды выбирается изолятор ПС-70Е с характеристиками, приведенными в таблице 3.1, с разрушающей электромеханической нагрузкой 70000  $H$ :

$$42316,3 < 70000,$$

$$58208,95 < 70000,$$

т.е. условия выполняются.

Определяем число изоляторов в натяжной гирлянде:

$$k = 1 + 0,5 \left( \frac{303}{255} - 1 \right) = 1,09;$$

$$l_{\phi} = \frac{303}{1,09} = 276,98;$$

$$n = \frac{23,5 \cdot 40,25}{276,97} = 3,4.$$

Полученное значение округляется до четырех. Таким образом, число изоляторов в натяжной гирлянде составит четыре штуки.

### 3.1.2 Выбор линейной арматуры

Линейная арматура предназначена для крепления гирлянды изоляторов к траверсе опоры и для крепления провода к гирлянде.

Арматура делится на следующие разновидности:

- зажимы, которые служат для крепления проводов;
- сцепная арматура – служит для крепления верхнего изолятора к траверсе и нижнего изолятора к зажиму;
- соединительная арматура – служит для соединения отдельных кусков провода друг с другом;
- распорки – служат для поддержания необходимой конфигурации проводов в расщеплённой фазе.

Для крепления провода к гирлянде применяются, как правило, поддерживающие глухие зажимы типа ПГ и ПГН и ушки типа УІ. Для крепления гирлянды к траверсе используются узлы типа КГП и серьги типа СР [5]. Для выбора элементов арматуры используют коэффициент запаса прочности в нормальном режиме в условиях гололеда и ветра равный 2,5 [7].

Выбор арматуры для поддерживающей гирлянды осуществляется по выражению,  $H$ :

$$2,5 \cdot (G_e + G_u) \leq G_p; \quad (3.9)$$

$$2,5 \cdot (6681,2 + 400) = 17703.$$

Пользуясь таблицами приложения Е–Л [14] выбирается соответствующая арматура для поддерживающей гирлянды, параметры которой представлены в таблицах 3.2– 3.5.

Выбирается арматура: узел крепления гирлянды к траверсе опоры КГП-7-1, серьга СР-7-16, глухой поддерживающий зажим ПГН-3-5, ушко У1-7-16.

Таблица 3.2 – Поддерживающий зажим ПГН-3-5

L, мм	H, мм	H1, мм	d, мм	A, мм	Вес, кг	Разрушающая нагрузка, кН
220	67	111	16	20	1,1	29,4

Таблица 3.3 – Узел крепления гирлянд к траверсам опор КГП-7-1

D, мм	D <sub>1</sub> , мм	d, мм	L, мм	H <sub>1</sub> , мм	H, мм	Вес, кг	Разрушающая нагрузка, кН
16	17	16	80	135	82	0,8	70

Таблица 3.4 – Серьга СР-7-16

b, мм	D, мм	D1, мм	d, мм	H1 мм	H мм	Вес, кг	Разрушающая нагрузка, кН
16	42	17	17	65	99,4	0,3	70

Таблица 3.5 – Ушко У1-7-16

B1, мм	B2, мм	b, мм	D, мм	D1, мм	H, мм	H1, мм	Вес, кг	Разрушающая нагрузка, кН
52	58	16	17	19,2	96,5	123	0,67	70

Нагрузка на арматуру натяжной гирлянды, Н:

$$2,5 \cdot \sqrt{(\sigma_{\gamma \max} \cdot F)^2 + \left( \frac{G_e}{2} + G_u \right)^2} \leq G_p; \quad (3.10)$$

$$2,5 \cdot \sqrt{(121 \cdot 136,43)^2 + \left( \frac{6681,2}{2} + 400 \right)^2} = 42316,3.$$

Для натяжной гирлянды изоляторов можно выбрать ту же арматуру, что и для поддерживающей. Только вместо поддерживающего зажима ПГН-3-5 выбирается натяжной зажим.

НБ-3-6Б технические характеристики которого представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6– Технические характеристики натяжного зажима НБ-3-6Б

Размеры, мм					Прочность заделки провода, кН, не менее	Масса, кг	Разрушающая нагрузка Р, кН
B	B <sub>1</sub>	B <sub>2</sub>	L	L <sub>1</sub>			
23	51	81	186	247	47	4,14	88,2

Фактические вес и длина поддерживающей гирлянды:

$$G_{cup.\phi} = n \cdot G_{uz} + G_{apm}, \quad (3.11)$$

где  $G_{uz}$  – вес одного изолятора;

$G_{apm}$  – суммарный вес элементов арматуры.

$$\lambda_{cup.\phi} = n \cdot H_{uz} + H_{apm}, \quad (3.12)$$

где  $H_{uz}$  – высота одного изолятора;

$H_{apm}$  – суммарная высота элементов арматуры.

$$G_{cup.\phi} = 4 \cdot 34 + 11 + 8 + 3 + 6,7 = 164,7 \text{ Н};$$

$$\lambda_{cup.\phi} = 4 \cdot 127 + 67 + 82 + 99,4 + 96,5 = 852,9 \text{ мм} \approx 0,853 \text{ м.}$$

Сравним полученное значение  $\lambda_{cup.\phi}$  со значением  $\lambda$ , заложенным в расчеты допустимой стрелы провеса провода  $[f]$ :  $\lambda_{cup.\phi} \geq \lambda$ , т.e.  $0,853 > 0,6$ .

Следовательно, необходимо пересчитать  $[f]$  по формуле (2.11), с учетом изменившегося значения  $\lambda$ :

$$[f] = h_2 - \lambda - \Gamma;$$

$$[f] = 14,5 - 0,853 - 7 = 6,65 \text{ м.}$$

Сравним полученное значение  $[f]$  со значениями стрел провеса провода в соответствующих режимах:

$$\begin{aligned} f_{\max} &\leq [f] & f_{\text{эол}} &\leq [f] \\ 5,6 &< 6,65; & 5,34 &< 6,65. \end{aligned}$$

При воздействии ветра в проводах и тросах воздушных линий электропередач могут возникать колебательные процессы – вибрации. Длительное воздействие вибраций на провод и трос может привести к поломке отдельных проволок в местах его крепления к зажиму и, в конечном счёте, вызовет его обрыв.

Для проводов рассматриваемой ЛЭП требуется защита от вибраций. Выбор гасителя вибрации осуществляется по таблицам приложения К, учитывая марку и сечение провода. Выбирается гаситель вибрации ГПГ-1,6-11-400/20, который может быть установлен на провод.

Расстояние от зажима до места крепления виброгасителя по выражению, мм:

$$l = 1,3 \cdot d \cdot \sqrt{\sigma_{tcp} \cdot \frac{F}{G_n}}; \quad (3.13)$$

$$l = 1,3 \cdot 17,1 \cdot \sqrt{7,072 \cdot \frac{136,43}{1,2285}} = 622,99.$$

Аналогично выбирается арматура для троса. Рассчитывается нагрузка на арматуру поддерживающей гирлянды:

$$2,5 \cdot (G_e^m + G_u^m) \leq G_p^m;$$

$$G_e^m = \gamma_7^m \cdot F^m \cdot l_{sec},$$

$$G_e^m = 536,2 \cdot 10^{-3} \cdot 38,6 \cdot 261 = 5402 H,$$

$$G_u^m = 0 H,$$

$$2,5 \cdot (5402 + 0) = 13505 H.$$

Выбирается соответствующая арматура для троса, такая же как и для поддерживающей гирлянды провода. Но в качестве зажима используется поддерживающий глухой зажим ПГ-2-10, параметры которого представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Технические характеристики поддерживающего зажима ПГ-2-10

Размеры, мм		Диаметр канатов по ГОСТ, мм	Масса, кг	Разрушающая нагрузка Р, кН
L	H			
240	17	8,0-13,0	1,94	30

### **3.2 Система учета электроэнергии**

Для начала разберемся, какие виды приборов учета электроэнергии существуют. Рассмотрим их виды и выберем наиболее подходящий для наших потребностей.

Классификация приборов учета:

1. По виду тока и напряжения:

- а) переменного напряжения промышленной частоты;
- б) постоянного тока.

2. По конструктивному исполнению:

- а) индукционные приборы учета;
- б) электронные приборы учета;
- в) гибридные приборы учета.

3. По роду тока:

- а) однофазные приборы учета;
- б) трехфазные приборы учета.

4. По типу подключения:

- а) прямого подключения;
- б) подключение через измерительные трансформаторы.

5. По способу учета:

- а) односторонний;
- б) двухсторонний.

Для нашей схемы подходит электронный прибор учета, работающий на трехфазном переменном напряжении промышленной частоты, подключенный через измерительные трансформаторы, двухсторонний, так как предполагается использование новой воздушной линии 35 кВ в качестве резерва как для с.Коммунар, так и для с.Ефремкино.

Известно, что на ПС №49 110/35/10 "Шира" уже установлен счетчик электроэнергии Меркурий 230 5(7,5)А. Следовательно, принимаем решение,

установить один двунаправленный прибор учета на границе балансовой принадлежности, т.е. в с.Коммунар.

Выбираем трехфазный двунаправленный счетчик электроэнергии Меркурий 234 ART-01POR с интерфейсом оптопорт и реле RS485 (A – учёт активной энергии прямого направления; R – учёт реактивной энергии прямого и обратного направления; Т – наличие внутреннего тарификатора; Р – профиль мощности, фиксация магнитного воздействия, внешнее резервное питание, журнал отклонений напряжения и частоты, поквадрантный учёт реактивной энергии (без тарификации); О – внутреннее реле отключения\подключения нагрузки; R – RS485) предназначенный для учета активной и реактивной электроэнергии и мощности, а также измерения параметров электрической сети с последующим хранением накопленной информации и передачей информации в центры сбора данных систем АСКУЭ [6].

Подключение приборов учета в сетях свыше 1000 В осуществляется по схеме косвенного включения (рисунок 3.1) при которой токовые цепи подключаются к счетчику через трансформаторы тока, а цепи напряжения подключаются через трансформаторы напряжения.

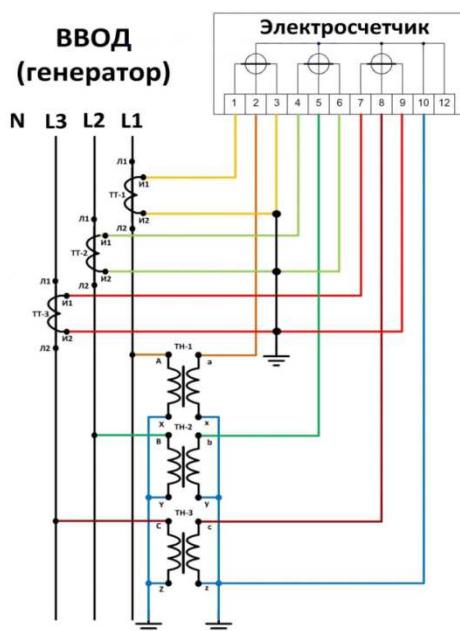


Рисунок 3.1 – Схема подключения приборов учета

Рассмотрим принцип организации системы АСКУЭ на рисунке 3.2.

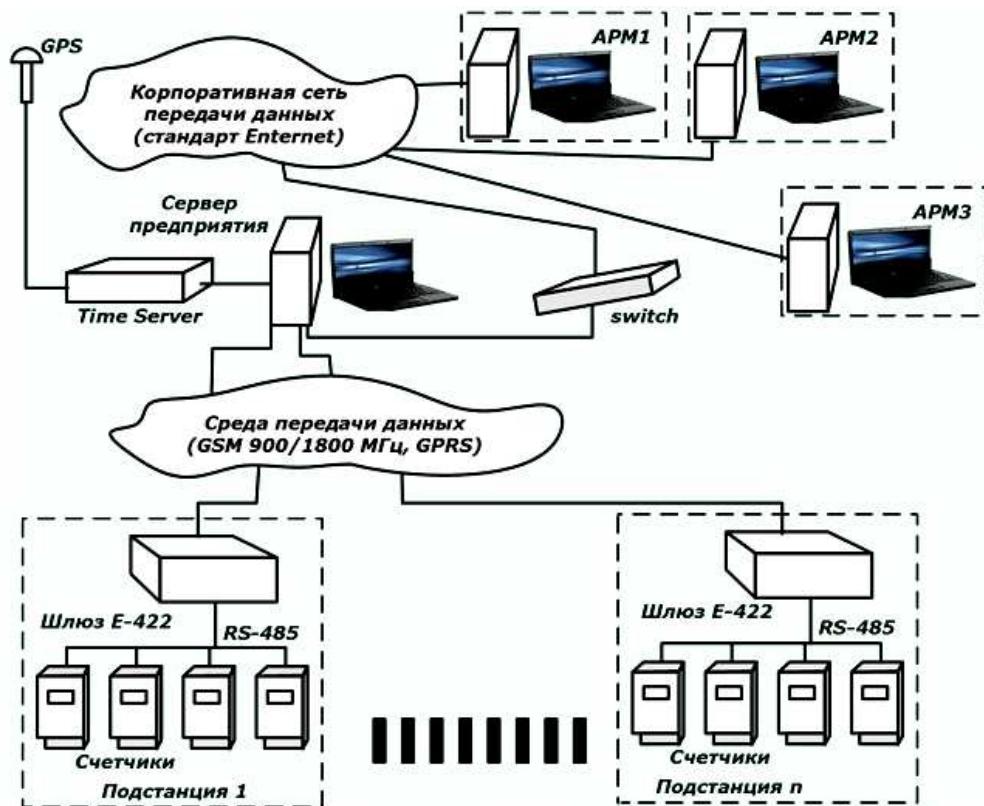


Рисунок 3.2 – Принцип организации системы АСКУЭ

Для решения организационных вопросов системы АСКУЭ обеспечивается:

1. установка высокоточных приборов учета в местах учета электроэнергии;
2. передача информации от них выполняется цифровыми сигналами с помощью «сумматоров», имеющих оперативную память;
3. организация системы связи по проводным и радиоканалам;
4. осуществление схемы обработки получаемой информации.

### **3.3 Оценка капитальных вложений по укрупненным показателям стоимости**

Для оценки капитальных вложений на строительство воздушной линии

35 кВ на унифицированных железобетонных опорах со стальалюминиевым проводом марки АС-120/19, проходящей на территории республики Хакасия был выбран метод укрупненных показателей стоимости.

Данный метод хоть не самый всеохватывающий, но способный оперативно оценить стоимость всех необходимых строительно-монтажных работ с учетом усложняющих коэффициентов.

Укрупненные показатели стоимости строительства линии электропередачи напряжением 35 кВ разработаны с целью обеспечения соответствия укрупненных стоимостных показателей электрических сетей новым проектным решениям и технологиям строительного производства, современному уровню базисных цен в строительстве, также УПС предназначены для оценки предполагаемого объема инвестиций в сооружение линий электропередачи (ВЛ) как при осуществлении нового строительства, так и при реконструкции и расширении действующих ВЛ [15].

Стоимостные показатели элементов электрических сетей энергосистем, приняты в базисном уровне цен (по состоянию на 1 января 2000 года) без учета НДС.

Затраты на строительство воздушной линии 35 кВ складываются из [15]:

1. Затрат на строительно-монтажные работы:
  - а. Затраты на заливку фундаментов под опоры;
  - б. Затраты на установку опор;
  - в. Затраты на протяжку проводов;
  - г. Затраты на подвеску грозозащитных тросов;
  - д. Затраты на устройства заземления.
2. Затраты на вырубку и подготовку просеки.

Для получения общей стоимости ВЛ добавляют затраты на благоустройство, временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы и авторский надзор, прочие работы и затраты. Средние значения

указанных затрат от базисной стоимости ВЛ составляют [15]:

- 1,5% – благоустройство;
- 2,5-3,3% – временные здания и сооружения (при реконструкции и расширении применяется коэффициент 0,8);
- 7,5-9,0% – проектно-изыскательские работы и авторский надзор;
- 2,6-3,18% – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;
- 5,0-8,0% – прочие работы и затраты (производство работ в зимнее время, средства на покрытие затрат строительных организаций по добровольному страхованию работников и имущества, затраты по перевозке рабочих, затраты связанные с командированием рабочих для строительства, средства на проведение подрядных торгов);
- 3% – непредвиденные затраты (при согласовании с заказчиком до 10%).

Общий процент сопутствующих строительству ВЛ 35 кВ затрат составляет 22,1 %.

По таблице 4 [15] выбираем коэффициент учета усложняющих условий строительства – 1,003.

Таблица 3.8 – Расчет затрат на строительство ВЛ 35 кВ по укрупненным показателям стоимости

№ п/п	Составляющие затрат	Величина, ед.изм.	Стоимость ед.изм.	Расчет затрат	Величина затрат, тыс. руб.
1	Стоимость ВЛ 35 кВ по базисным показателям	16200 м	576 тыс.руб/км	$576 \cdot 16,2 \cdot 1,003$	9359,19
2	Вырубка и подготовка просеки	16200 м	105 тыс.руб/км	$105 \cdot 16,2$	1701
	Итого:	-	-	-	11060,19
3	Стоимость строительства ВЛ (с учетом затрат сопутствующих строительству 22,1 %)	22,1 %	-	$11060,19 \cdot 1,221$	13504,49

Окончание таблицы 3.8 – Расчет затрат на строительство ВЛ 35 кВ по укрупненным показателям стоимости

№ п/п	Составляющие затрат	Величина, ед.изм.	Стоимость ед.изм.	Расчет затрат	Величина затрат, тыс. руб.
4	Коэффициент перевода цен на 2020 год для строительно-монтажных работ	5,63	-	-	-
5	Коэффициент перевода цен на 2020 год для прочих затрат	8,35	-	-	-
6	Затраты на строительно-монтажные работы (с учетом коэффициента перевода цен)	80 %	-	13504,49·0,8·5, 63	60 824,22
7	Прочие затраты (с учетом коэффициента перевода цен)	20 %	-	13504,49·0,2·8, 35	22 552,5
8	Ячейка одного комплекта масляного выключателя 35 кВ	1	940 тыс.руб	940·1	940
	Итого (с переводом цен на 2020 год)				<b>84 316,72</b>

В ценах на 1 квартал 2020 г. стоимость строительства ВЛ 35 кВ составит:

- строительно-монтажные работы

$$13504,49 \cdot 0,8 \cdot 5,63 = 60 824,22 \text{ тыс. руб.},$$

где 5,63 – индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, определяемых с применением федеральных единичных расценок на 1 квартал 2020 года (приложение № 1 к письму Минрегиона России от 19.02.2020 № 5414-ИФ/09 - воздушная прокладка кабеля с алюминиевыми жилами без учета НДС) [9];

- прочие затраты

$$13504,49 \cdot 0,2 \cdot 8,35 = 22\ 552,5 \text{ тыс. руб.},$$

где 8,35 – индекс изменения сметной стоимости прочих работ и затрат, определяемых с применением федеральных единичных расценок на 1 квартал 2020 года (приложение № 1 к письму Минрегиона России от 19.02.2020 № 5414-ИФ/09 - воздушная прокладка кабеля с алюминиевыми жилами без учета НДС) [9].

Затраты на ячейку одного комплекта масляного выключателя составили 940 тыс.руб.

Показатели стоимости ячейки выключателя включает:

- оборудование (60%);
- релейная защита, кабели, панели в ОПУ (22%);
- ошиновка, порталы, строительные и монтажные работы (18%).

Всего затрат на строительство ВЛ 35 кВ:

$$60\ 824,22 + 22\ 552,5 + 940 = 84\ 316,72 \text{ тыс.руб.}$$

С учетом реконструкции линии с.Шира – с.Ефремкино, которую выполнял студент Меркель Федор, затраты составят:

$$84\ 316,72 + 107\ 521 = 191\ 837,72 \text{ тыс. руб.}$$

### **3.4 Технико-экономическое сравнение различных конфигураций реконструкции сети с.Коммунар**

Сравним два варианта реконструкции сети с.Коммунар. Первый вариант – сооружение воздушной линии 35 кВ, запитанной от ПС

с.Ефремкино, второй вариант – реконструкция уже имеющейся одноцепной воздушной линии 110 кВ на деревянных опорах, питанной от ПС с.Туим.

Затраты на первый вариант, которые уже были рассчитаны ранее в пункте 3.3, составили 84 316,72 тыс.руб.

Составим расчет капиталовложений на реконструкцию одноцепной воздушной линии 110 кВ на деревянных опорах с проводом марки АС, сечением до 150 мм<sup>2</sup>.

Таблица 3.9 – Расчет затрат на реконструкцию ВЛ 110 кВ по укрупненным показателям стоимости

№ п/п	Составляющие затрат	Величина, ед.изм.	Стоимость ед.изм.	Расчет затрат	Величина затрат, тыс. руб.
Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ на ж/б опорах с стальными анкерными					
1	Стоимость ВЛ 110 кВ по базисным показателям	45000 м	971,5 тыс.руб/км	971,5·45·1,003	43848,63
2	Стоимость строительства ВЛ (с учетом затрат сопутствующих строительству 22,1 %)	22,1 %	-	43848,63·1,221	53539,2
3	Коэффициент перевода цен на 2020 год для строительно- монтажных работ	5,63	-	-	-
4	Коэффициент перевода цен на 2020 год для прочих затрат	8,35	-	-	-
5	Затраты на строительно- монтажные работы (с учетом коэффициента перевода цен)	80 %	-	53539,2·0,8·5,63	241140,56
6	Прочие затраты (с учетом коэффициента перевода цен)	20 %	-	53539,2·0,2·8,35	89410,46
	Итого (с переводом цен на 2020 год)	-	-	-	<b>330551,02</b>
Демонтаж старой воздушной линии электропередач					
1	Демонтаж деревянных опор	45000 м	6,3 тыс.руб/км	6,3·45	283,5
2	Демонтаж провода 110 кВ	45000 м	6,9 тыс.руб/км	6,9·45	310,5
3	Демонтаж грозозащитного провода 110 кВ	45000 м	1,3 тыс.руб/км	1,3·45	58,5

Окончание таблицы 3.9 – Расчет затрат на реконструкцию ВЛ 110 кВ по укрупненным показателям стоимости

№ п/п	Составляющие затрат	Величина, ед.изм.	Стоимость ед.изм.	Расчет затрат	Величина затрат, тыс. руб.
	Итого (по базисным показателям)	-	-	-	652,5
4	Коэффициент перевода цен на 2020 год для строительно- монтажных работ	5,63	-	-	-
5	Затраты на демонтаж оборудования (с учетом коэффициента перевода цен)	100 %	-	652,5 · 5,63	3677,58
	Итого (с переводом цен на 2020 год)	-	-	-	<b>3677,58</b>
Общие капиталовложения					
	Итого строительство новой ВЛ и демонтаж старой ВЛ (с переводом цен на 2020 год)	-	-	-	<b>334 228,6</b>

Из таблицы 3.9 видно, что затраты на второй вариант, т.е. реконструкцию старой ВЛ 110 кВ превышают затраты на первый вариант (строительство новой линии ВЛ 35 кВ) практически в 2 раза.

### **3.5 Подключение запроектированной линии к ПС 110/35/6 с.Коммунар**

Подключение воздушной линии 35 кВ будем осуществлять к уже имеющейся подстанции ПС 110/35/6 с.Коммунар. Для этого необходимо договориться с собственником подстанции, чтобы тот, в свою очередь, выделил место под ячейку на стороне 35 кВ на менее загруженной шине. Это поможет нам значительно сэкономить бюджет проекта.

Выбор ячейки ввода будем осуществлять основываясь на типовых проектах.

Известно, что на подстанции с.Коммунар используются ячейки с маломасляными выключателями. Следовательно, для подключения нашей линии также выбираем ячейку ВКП-35 с маломасляным выключателем высокого напряжения трехполосного типа С-35М-630 [4].

Рассмотрим на рисунке 3.3 схему подключения ВЛ 35 кВ. Черным цветом обозначены элементы, существующей схемы, красным – новая ячейка.

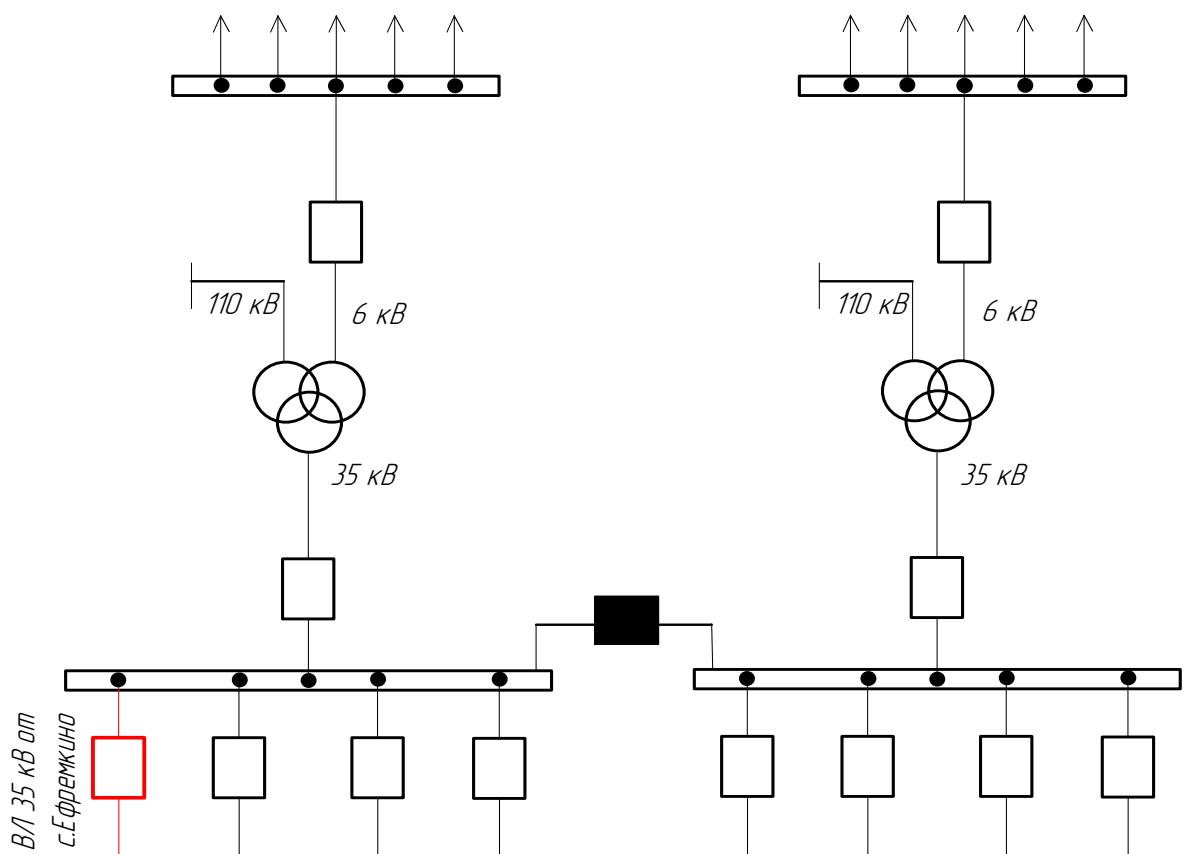


Рисунок 3.3 – Подключение линии ВЛ 35 кВ от с.Ефремкино на ПС с.Коммунар

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В выпускной квалификационной работе разработан проект реконструкции внешнего электроснабжения с. Коммунар. Было предложено строительство воздушной линии электропередач 35 кВ, запитанной с одной стороны от проходной ПС с. Ефремкино, а с другой от ПС с. Коммунар.

Выбрано место прохождения линии, основываясь на ПУЭ-7, изучены климатические условия района, а также спроектирован план трассы. Произведен расчет электрической части линии: определено напряжение ВЛ, выбраны марка и сечение провода (сталеалюминиевый провод АС-120/19) и определены потери в линии. Далее были выбраны унифицированные опоры, в качестве промежуточных опор – ПБ35-3.1, концевых – КБ35-1.1 и анкерных – У35-1. Произведен выбор линейной арматуры по минимальной разрушающей нагрузке, по напряжению. Выбраны изоляторы ПС-70Е для поддерживающей и натяжной гирлянд.

В программном комплексе RastrWin3 произведен анализ возможных режимов работ в системе внешнего электроснабжения с. Коммунар при возможных конфигурациях сети, произведен выбор положения отпаек на устройствах регулирования напряжения для различных режимов схемы. Также произведен расчет трехфазных токов короткого замыкания и определены напряжения в узловых точках, которые оказались в допустимых пределах.

Рассмотрена классификация приборов учета электроэнергии и способы их подключения. Для нашей линии выбран трехфазный двунаправленный счетчик электроэнергии Меркурий 234 ART-01POR и установлен на границе балансовой принадлежности.

Для определения более экономичного варианта реконструкции внешнего электроснабжения села, была произведена оценка капитальных вложений по укрупненным показателям стоимости и технико-экономическое сравнение строительства линии с. Ефремкино – с. Коммунар и реконструкции

линии с.Туим – с.Коммунар, затраты составили 84316,72 тыс.руб. и 334228,6 тыс.руб., соответственно.

В итоге, выбран вариант реконструкции внешнего электроснабжения, обеспечено резервирование села Коммунар от двух разных источников питания, от с.Туим и от с.Ефремкино одноцепными воздушными линиями 110 кВ и 35 кВ, соответственно.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии [Электронный ресурс] // СмисЭксперт – Режим доступа: <https://www.smis-expert.com/pages/askueh.html>.
- 2 Алгоритмы задач электроэнергетики: Методические указания по выполнению лабораторных работ / сост.: А. А. Казакул. – Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. – 132 с.
- 3 Ананичева, С. С. Проектирование электрических сетей : учеб. пособие / С. С. Ананичева, Е. Н. Котова. – Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2017. – 164 с.
- 4 Выбор высоковольтных вводов выключателей 35 кВ [Электронный ресурс] // ООО "ПКФ "Гармония" . – Режим доступа: <http://www.garmony.com.ua>.
- 5 Кабельные и воздушные линии электропередачи : учеб. пособие / Н. П. Бадалян [и др.] ; Владим. гос. ун-т им. А. Г. и Н. Г. Столетовых. – Владимир : Изд-во ВлГУ, 2019. – 260 с.
- 6 Каталог приборов учета электроэнергии [Электронный ресурс] // Incotex Electronics Group – Режим доступа: <https://www.incotex.com/>.
- 7 Короткевич, М. А. Проектирование механической части линий электропередачи : учебно-методическое пособие к практическим занятиям для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» специализации 1-43 01 02 02 «Проектирование, монтаж и эксплуатация электрических сетей» / М. А. Короткевич. – Минск: БНТУ, 2016. – 116 с.
- 8 ЛЭП ПРО : плагин для программы AutoCAD [Электронный ресурс] // ООО «НИЛЕД» – Режим доступа: <https://n-sip.ru/lep-pro/>.
- 9 Письмо Минстроя России от 19.02.2020 № 5414-ИФ/09 «Об индексах изменения сметной стоимости строительства в I квартале 2020 года» // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

10 Помощь к ПК RastrKZ v.3.0.0 [Электронный ресурс] / Неуймин В. Г., Александров А. С. // Екатеринбургский фонд «Фонд им. Д.А. Арзамасцева» . – Екатеринбург, 2019 – 98 с.

11 Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Текст]. 7-е изд.перераб. и доп., с изм. – Екатеринбург : Модуль, 2013. – 672 с.

12 Практическое применение программного комплекса RastrWin3 при решении эксплуатационных задач в сетях 6-10 кВ / сост.: И. Ю. Смирных, А. П. Афанасьев. – «Вестник Приамурского государственного университета им. Шолом-Алейхема» № 4 (29) 2017. – 6с.

13 Программный комплекс «RastrWin3» : руководство пользователя [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [www.rastrwin.ru / download/Files/HELP\\_RastrWin3\\_29\\_08\\_12.pdf](http://www.rastrwin.ru / download/Files/HELP_RastrWin3_29_08_12.pdf).

14 Проектирование механической части ЛЭП: учебное пособие. Спец. 140205 / ВятГУ, ЭТФ, каф. ЭЭС; сост.А.П. Вихарев, А.В. Вычегжанин, Н.Г. Репкина. – Киров, 2009. – 140 с.

15 Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК». – введ. 20.09.2012 – Москва, 2012. – 71 с.

16 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.

17 СТО 56947007- 29.240.55.016-2008 г. Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ. Официальное издание, введено 24.10.2008. – ОАО «ФСК ЕЭС», 2008. – 42с.

18 СТО 70238424.29.240.20.003-2011г. Воздушные линии напряжением 35-750 кВ условия создания, нормы и требования. Официальное издание, введено 1.12.2011. – Москва, 2011. – 124 с.

19 Типовые строительные конструкции, изделия и узлы. Серия 3.407.1-164. Унифицированные железобетонные опоры ВЛ 35 кВ на центрифугированных стойках [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://gostrf.com/normadata/1/4293844/4293844639.pdf>.

20 Характеристики сталиалюминевых проводов марки АС [Электронный ресурс] // Опоры ЛЭП, провода, тросы и другие изделия на ЛЭП – Режим доступа: <https://linijaopory.ru/as-neizolirovannyj-stalealyuminievuj-provod/>.

21 Google Карты [Электронный ресурс] – Режим доступа: [https://www.google.ru/maps/.](https://www.google.ru/maps/)

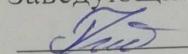
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал  
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»  
институт

Электроэнергетика  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 Г.Н.Чистяков  
подпись инициалы, фамилия  
«25 » 08 2020г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»  
(код и наименование специальности)

Реконструкция внешнего электроснабжения с.Коммунар  
(наименование темы)

Руководитель кант 22.07.20  
подпись, дата

доц. каф. ЭЭ,к.т.н.  
должность, ученая степень

А.В.Коловский  
инициалы , фамилия

Выпускник речь, 22.07.20  
подпись дата

Р. Е. Юдаков  
инициалы , фамилия

Нормоконтролер Лер 22.07.20  
подпись, дата

И. А. Кычакова  
инициалы, фамилия

Абакан 2020