

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Электронного обучения

Направление подготовки (специальность) 140205 Электроэнергетические системы и сети

Кафедра Электрических сетей и электротехники

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Обоснование необходимости строительства одноцепной ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская - Стрежевская с реконструкцией ПС 110 кВ Стрежевская.

УДК 621.311.4:69-048.35(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9201	Суденков Андрей Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Донент	Абеуов Р.Б.	К.Т.Н		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Коршунова Л.А.	К.Т.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Амелькович Ю.А.	К.Т.Н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
электрических сетей и электротехники	Прохоров А.В.	К.Т.Н., доцент		

Министерство образования и науки Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Электронного обучения

Направление подготовки (специальность) 140205 Электроэнергетические системы и сети

Уровень образования Специалист

Кафедра Электрических сетей и электротехники

Период выполнения весенний семестр 2015 /2016 учебного года

Форма представления работы:

дипломный проект

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	<i>Введение. Исходные данные для проектирования воздушной линии и ОРУ–110 на подстанции «Стрежевская».</i>	
	<i>Расчет электрических параметров. Проектирование воздушной линии. Проектирование ОРУ– 110 на подстанции. Выбор и проверка электрических аппаратов, изоляторов и токоведущих частей подстанции.</i>	
	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	
	<i>Социальная ответственность</i>	
	<i>Заключение. Список использованных источников</i>	
	<i>Выполненный дипломный проект</i>	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭСиЭ	Абеуов Р.Б.	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
электрических сетей и электротехники	Прохоров А.В.	к.т.н., доцент		

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Электронного обучения
Специальность 140205 Электроэнергетические системы и сети
Кафедра Электрических сетей и электротехники

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

_____ Прохоров А.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

дипломного проекта

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-9201	Суденкову Андрею Сергеевичу

Тема работы:

Проект развития электрических сетей северной части Томской энергосистемы.

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

*(наименование объекта исследования или проектирования;
производительность или нагрузка;
режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.);
вид сырья или материал изделия;
требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*

В проекте приведено обоснование необходимости строительства одноцепной ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская - Стрежевская с реконструкцией ПС 110 кВ Стрежевская.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p>Проектирование: ОРУ – 110 ПС 110 кВ Стрежевская; ВЛ 110 кВ ПС Советско-Соснинская – ПС Стрежевская. Выбор оборудования подстанции: схема распределительного устройства, высоковольтное оборудование. Составление схемы затрат и расчет срока окупаемости проекта. Социальная ответственность.</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, кандидат технических наук Коршунова Л.А.
Социальная ответственность	Доцент, кандидат технических наук Амелькович Ю. А.
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭСиЭ	Абеуов Р.Б.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9201	Суденков Андрей Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ,
РЕСУРСООЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

<i>Группа</i>	<i>ФИО</i>
3-9201	Суденков Андрей Сергеевич

<i>Институт</i>	Энергетиче	<i>Кафедра</i>	Э
<i>Уровень образования</i>		<i>Направление/специальность</i>	140203 Электроэнерге-

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материалов и оборудования, стоимость электроэнергии, минимальная
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы амортизации.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка отчислений в социальные фонды.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и	
1. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Планирование работ по проектированию и определению
2. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	Расчет затрат на проектирование
3. Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР	Расчет капиталовложений на оборудование и строительно-монтажные работы.
4. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Расчет годовых эксплуатационных затрат.
5. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков	Расчет срока окупаемости проекта.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

<i>Должность</i>	<i>ФИО</i>	<i>Ученая степень, звание</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>
Доцент	Коршунова Л.А.			

Задание принял к исполнению студент:

<i>Гру</i>	<i>ФИО</i>	<i>Подпись</i>	
3-	Суденков А.С.		

\

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-9201	Суденков Андрей Сергеевич

Институт	Электронного обучения	Кафедра	Электрических сетей и электротехники
Уровень образования	Специалист	Специальность	140205 Электроэнергетические системы и сети

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>вредных проявлений факторов производственной среды (метеословия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</i> – <i>опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</i> – <i>негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</i> – <i>чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</i> 	<p>Предметом исследования является проектное помещение. Данная подстанция по степени опасности поражения электрическим током относится к безопасным помещениям.</p> <p>-вредные проявления: повышенная температура воздуха на рабочем месте; сильные электромагнитные поля; влажность, скорость воздушного потока, инфракрасные излучения в помещении.</p>
<p>2. <i>Перечень законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. <i>Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</i> – <i>действие фактора на организм человека;</i> – <i>приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</i> – <i>предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</i> 	<p>При воздействии постоянного электромагнитного поля на рабочего, со временем будет наблюдаться нарушение сердечнососудистого ритма и замедление частоты биения сердца, изменения состава крови.</p> <p>Прохождение электрического тока через тело человека вызывает поражение различных органов, оказывает воздействие на нервную систему, кровеносно-сосудистую систему человека, на кровь, сердце, мозг и т.д. Чаще всего при поражении электрическим током реакцией организма являются: судороги, фибрилляция сердца, прекращение дыхания, паралич и ожоги.</p> <p>Длительное воздействие шума может привести к ухудшению слуха, а в отдельных случаях – к глухоте. Шумовое загрязнение среды на</p>
<p>2. <i>Анализ выявленных опасных факторов проектируемой</i></p>	<p>Поведение объекта в ЧС и меры,</p>

<p><i>произведённой среды в следующей последовательности</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>механические опасности (источники, средства защиты);</i> – <i>термические опасности (источники, средства защиты);</i> – <i>электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита– источники, средства защиты);</i> – <i>пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</i> 	<p>необходимые для повышения устойчивости при ЧС.</p>
<p>3. <i>Охрана окружающей среды:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>защита селитебной зоны</i> – <i>анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</i> – <i>анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</i> – <i>анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</i> – <i>разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</i> 	<p>При высоких температурах происходит большая нагрузка на сердечнососудистую систему. При перегреве увеличивается, а затем уменьшается выделение желудочного сока, поэтому возможны заболевания желудочно-кишечного тракта. Обильное выделение пота снижает кислотный барьер кожи, от чего возникают гнойничковые заболевания. Высокая температура внешней среды усиливает степень отравлений при работе с химическими веществами.</p>
<p>4. <i>Защита в чрезвычайных ситуациях:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>перечень возможных ЧС на объекте;</i> – <i>выбор наиболее типичной ЧС;</i> – <i>разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</i> – <i>разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</i> – <i>разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</i> 	<p>Исследование территории строительства на сейсмичность, возникновение урагана.</p>
<p>Перечень графического материала:</p>	
<p><i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i></p>	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Амелькович Юлия Александровна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9201	Суденков Андрей Сергеевич		

Реферат.

Дипломная работа содержит 156 страниц, 37 рисунков, 32 таблицы, 1 приложение.

В дипломной работе представлен проект обоснования необходимости строительства одноцепной ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская - Стрежевская с реконструкцией ПС 110 кВ Стрежевская.

Цель дипломной работы – обоснование необходимости строительства одноцепной ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская - Стрежевская с реконструкцией ПС 110 кВ Стрежевская для усиления электрической сети и повышения надежности электроснабжения потребителей электрической энергии.

В дипломном проекте выполняются расчёты электрических режимов, осуществляется выбор и проверка коммутационного оборудования ПС 110 кВ Стрежевская и проводов ВЛ, проводится расчёт механической части новых ВЛ и оценивается величина капитальных вложений в сооружение ВЛ и реконструкцию ПС 110 кВ Стрежевская.

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Office Word 2007, Microsoft Office Excel 2007, AutoCAD 2005, Microsoft Visio 2007, RastrWin3, SASPlanet.

Содержание:

Реферат	8
Ведение.....	11
1. Постановка цели и задач исследования.....	13
2. Расчёт и обоснование электрических режимов энергосистемы.....	14
2.1 Анализ результатов расчётов установившихся режимов.....	15
2.2 Расчёты токов короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС Стрежевская.....	29
3. Выбор силового оборудования и провода для строительства ВЛ....	50
3.1 Выбор сечения проводов ВЛ.....	50
3.2 Выбор и проверка коммутационной аппаратуры.....	52
4. Механический расчет ВЛ.....	59
4.1 Расчет механических нагрузок на провода от внешних воздействий.....	59
4.2 Определение физико-механических характеристик провода.....	65
4.3 Выбор изоляторов для промежуточной опоры.....	69
4.4 Выбор изоляторов для анкерно-угловых опоры.....	71
4.5 Расчет шаблона для расстановки промежуточных опор.....	73
4.6 Расчет грозозащитного троса.....	76
4.7 Расчёт нагрузок, действующих на промежуточную опору П110- 3В.....	84
4.8 Расчет грибовидного фундамента-подножника для промежуточной опоры.....	87
4.9 Расчет нагрузок анкерно-угловой опоры У110-3.....	91
4.10 Расчет грибовидного фундамента – подножника под анкерную опору.....	95
4.11 Расчет монтажной таблицы и построение монтажных графиков.....	98
5. Оценка капитальных вложений в сооружение ВЛ ПС Советско- Соснинска – ПС Стрежевская с реконструкцией ОРУ 110 кВ ПС Стрежевская.....	103
4.1 Расчет стоимости строительства ВЛ 110 кВ.....	104
5.2. Расчета стоимости реконструкции ПС 110 кВ Стрежевская.....	105
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и	

ресурсосбережение.....	108
6.1 Планирование работ по проектированию и определение трудоемкости.....	108
6.2 Расчет затрат на проектирование ПС 110/35/10кВ.....	109
6.3 Расчет эксплуатационных затрат.....	116
7. Социальная ответственность.....	120
7.1 Производственная безопасность.....	120
7.2 Расчет защитного заземления подстанции.....	130
7.3 Экологическая безопасность.....	142
7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	144
7.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности...	150
8. Заключение.....	155
9. Список литературы.....	156

Введение.

Единая энергетическая система (ЕЭС) России дает возможность повысить темпы роста энергетических мощностей за счет укрупнения электростанций и повышения единичной мощности агрегатов, снижает стоимость вновь вводимых мощностей, повышает производительность труда при строительстве и эксплуатации электростанций. Регулирование межсистемных перетоков в ЕЭС позволяет облегчить покрытие переменной части графика нагрузок, обеспечивая более ровный режим работы крупных атомных и тепловых электростанций за счет использования маневренных возможностей гидроэлектростанций. Объединение энергосистем позволяет значительно повысить надежность энергоснабжения потребителей за счет взаимной помощи энергосистем в аварийной ситуации. Именно запас прочности, заложенный при создании ЕЭС России, позволил обеспечить устойчивое электроснабжение потребителей страны.

Осуществляемые в настоящее время реструктуризация управления электроэнергетической отраслью страны, создание рыночных и конкурентных условий в электроэнергетике не должны вести к снижению уровня надежности работы Единой энергетической системы (ЕЭС) России и как следствие к созданию угрозы энергетической безопасности страны. Текущее снижение электропотребления на 25% по сравнению с 1990 г. является временным и должно рассматриваться, как возможность развернуть необходимое строительство по замещению выбывающего оборудования (отработавшего свой ресурс) и покрытию нарастающего энергопотребления.

Необходимость эксплуатации морально и физически устаревшего линий электропередач привела к обвальному росту её доли в установленной мощности ЕЭС.

В настоящее время износ основных фондов линий электропередачи ЕЭС России превышает 25 %, подстанций -45 %, трансформаторов - более 30%, воздушных выключателей – эксплуатируются свыше 20 лет и почти

пришли в негодность. Анализ существующего состояния электростанций России показал, что значительная их часть находится в эксплуатации более 30 лет и оснащена оборудованием, выработавшим парковый ресурс, например в ОЭС Сибири около 67 %.

Подстанция «Советско-Соснинская» является стратегически важным объектом. Возведена она еще в 70-х годах прошлого столетия и является стратегически важной узловой подстанцией, через которую проходят перетоки мощности с Севера на Юг Томской области.

Основными потребителями электрической энергии получающими электрическую энергию от ПС 220 кВ Советско-Соснинская являются предприятия нефтегазового комплекса. Помимо этого ПС 220 кВ Советско-Соснинская основным центром питания для подстанций энергорайона, таких как ПС 110 кВ Вахская, ПС 110 кВ Григорьевская и ПС 110 кВ Стрежевская, обеспечивающая электроснабжение потребителей электрической энергии города Стрежевой. В данном проекте было рассмотрено обоснование необходимости строительства одноцепной ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская - Стрежевская с реконструкцией ПС 110 кВ Стрежевская для усиления электрической сети и повышения надежности электроснабжения потребителей электрической энергии.

1. Постановка цели и задач исследования.

Целью данного дипломного проекта является обоснование необходимости строительства одноцепной ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская - Стрежевская с реконструкцией ПС 110 кВ Стрежевская для усиления электрической сети и повышения надежности электроснабжения потребителей электрической энергии.

К задачам решаемым в проекте относятся:

- Расчет установившихся режимов для существующей схемы электроснабжения города Стрежевой и для перспективной схемы с дополнительной линией электропередач.
- Расчет токов КЗ на стороне 110 кВ ПС Стрежевская.
- Выбор марки провода и проверка его сечения по допустимой токовой нагрузке.
- Выбор схемы распределительного устройства на стороне 110 кВ ПС 110 кВ Стрежевская.
- Выбор и проверка коммутационных устройств на стороне 110 кВ ПС 110 кВ Стрежевская.
- Механический расчет ВЛ 110 кВ ПС Советско-Соснинская – ПС Стрежевская.
- Оценка капитальных вложений в сооружение ВЛ и ПС.

2. Расчёт и обоснование электрических режимов энергосистемы.

Расчёты установившихся нормального и послеаварийных режимов рассматривались для режима зимних максимальных нагрузок.

В нормальном режиме все элементы схемы электрической сети должны находиться в работе и обеспечивать передачу всей электрической энергии без ограничений и полное электроснабжение всех потребителей.

Послеаварийные режимы – это режимы работы электрической сети после отказа (аварии) одного из элементов электрической сети. В послеаварийных режимах допускается ограничение электроснабжения потребителей, которое является сопоставлением экономических последствий отказов элементов схемы с затратами на увеличение пропускной способности схемы исключая ограничение электроснабжения потребителей.

В данном разделе рассмотрены нормальный и послеаварийные режимы работы существующей схемы электрической сети ПС 220 кВ Советско-Соснинская – ПС 110 кВ Вахская, а так же рассмотрены нормальный и послеаварийные режимы работы перспективной схемы, предложенной для электроснабжения данного энергорайона.

Расчётные схемы представлены в виде растрового изображения графа электрической сети и получены с помощью программного комплекса RastrWin3. Так же в данном разделе представлены расчёты токов КЗ на стороне 110 кВ ПС Стрежевская необходимые для выбора и проверки коммутационного оборудования.

2.1. Анализ результатов расчётов установившихся режимов.

Программный комплекс «**RastrWin**» предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. В данном комплексе были произведены расчеты установившихся режимов электрических сетей, как для существующей так и перспективной схемы электрической сети..

На рисунках 2.1-2.12 приведены результаты расчётов нормальных и послеаварийных режимов для существующей и перспективной схем электрической сети энергорайона.

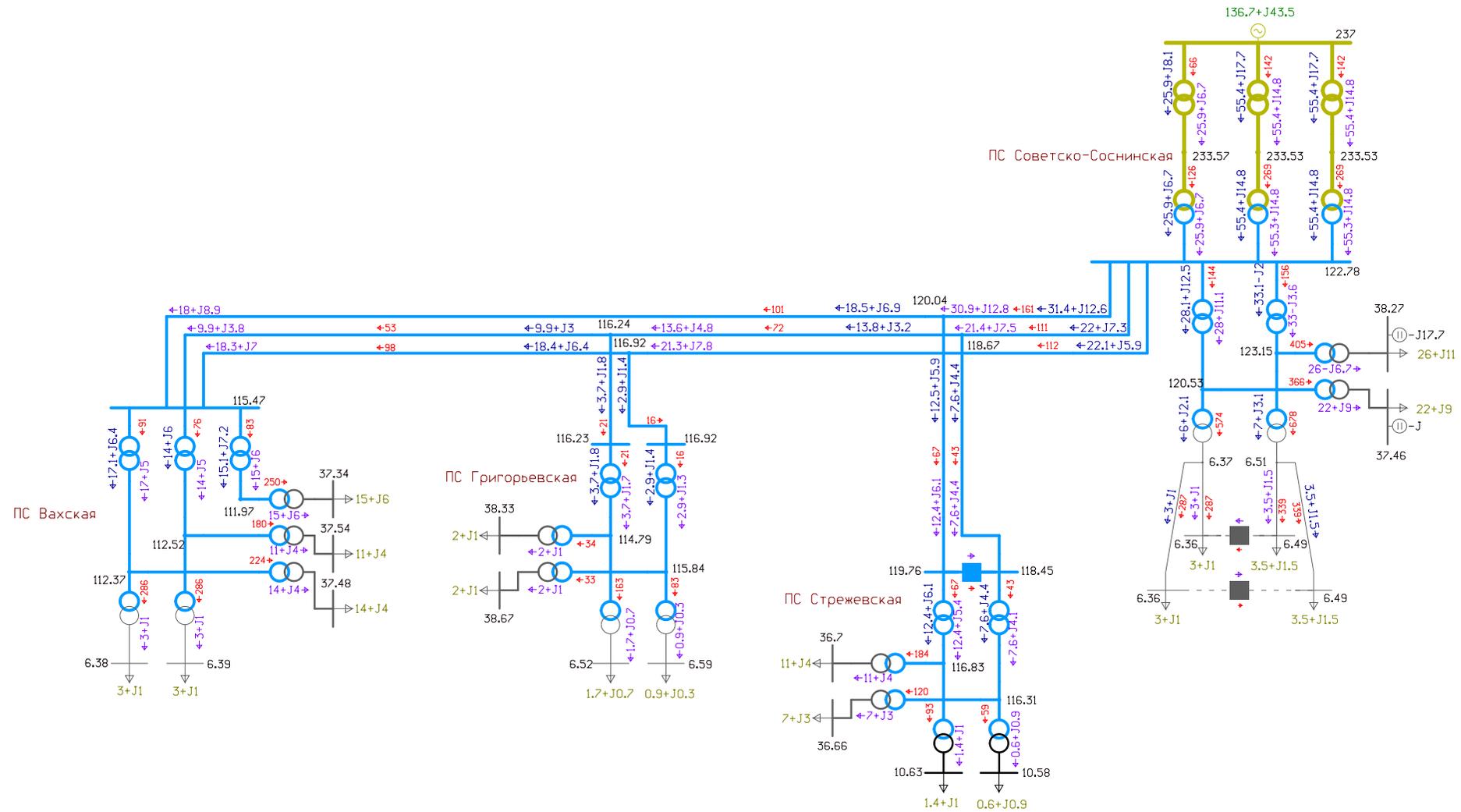


Рисунок 2.1 - Нормальный режим работы существующей схемы электрической сети энергорайона.

В данном установившемся режиме (рис 2.1) напряжения в узлах электрической сети находятся в пределах нормируемых значений, нагрузка элементов электрической сети не превышает длительно-допустимых значений.

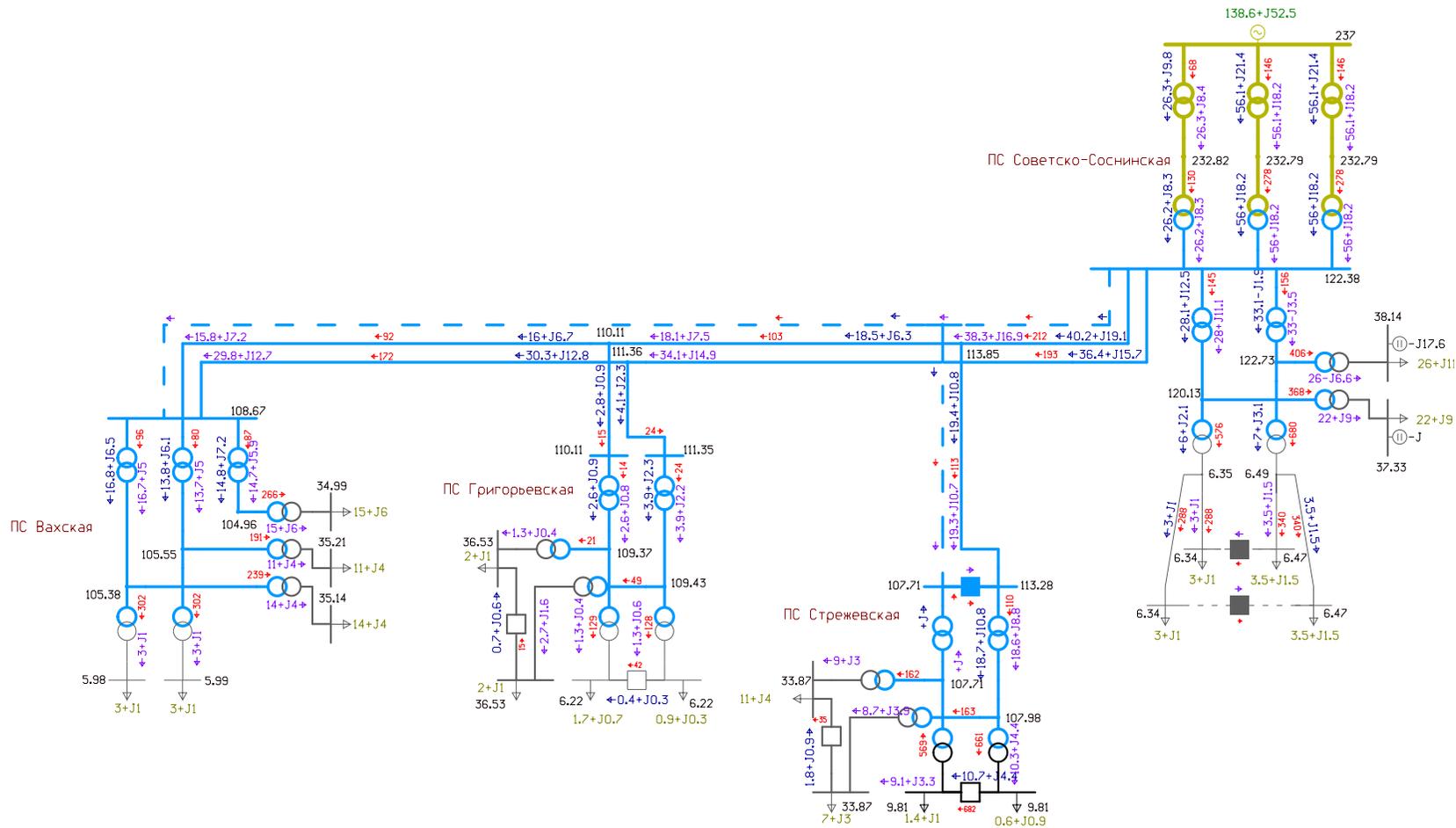


Рисунок 2.2 - Послеаварийный режим работы существующей расчетной схемы, с отключением одной цепи ВЛ АС-150 110 кВ PS Советско-Соснинская – PS Вахская.

В данном установившемся режиме (рис 2.2) напряжения в узлах электрической сети находятся в пределах нормируемых значений, нагрузка элементов электрической сети не превышает длительно-допустимых значений.

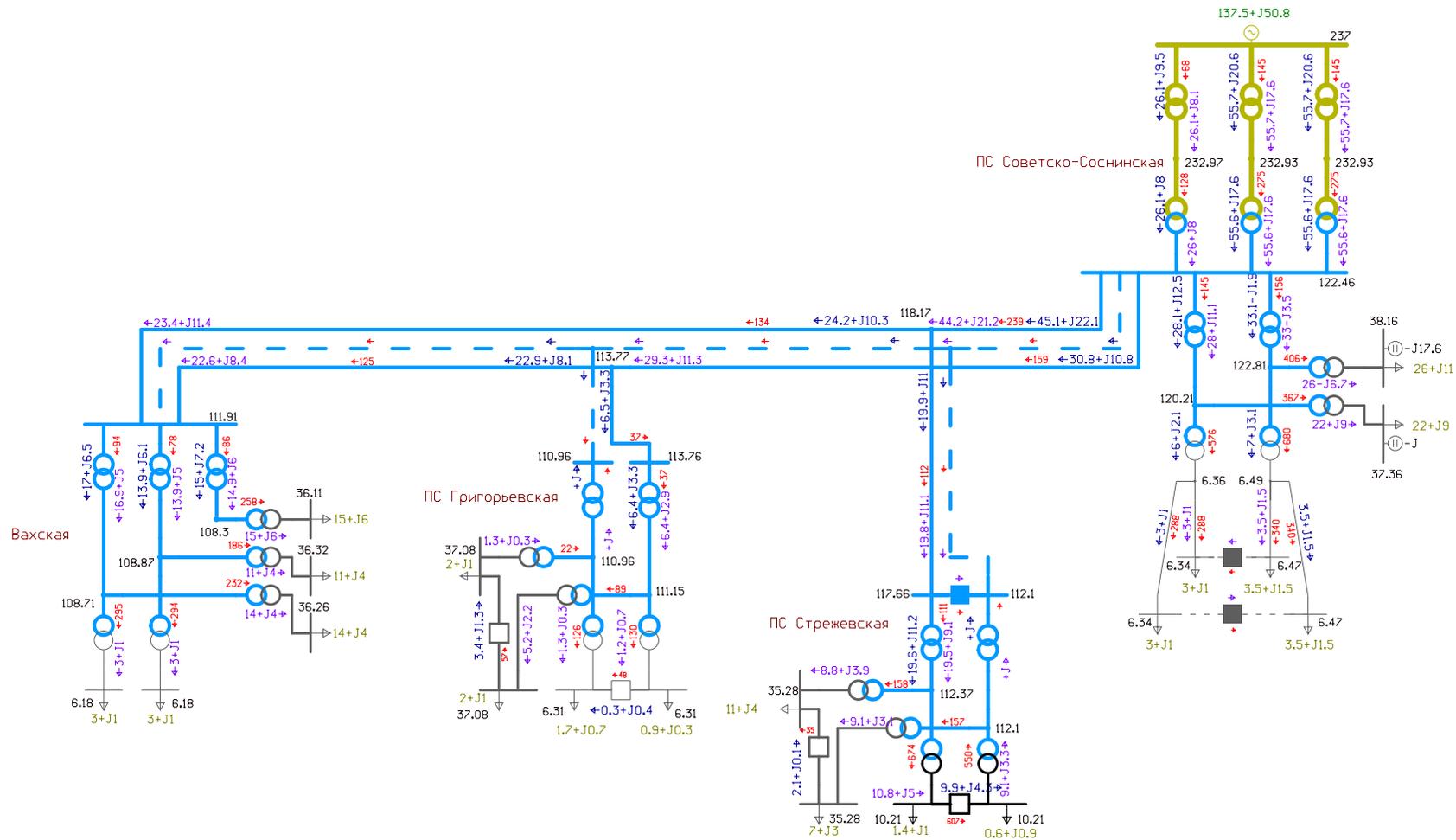


Рисунок 2.3 - Послеаварийный режим работы существующей расчетной схемы, с отключением одной цепи ВЛ 2АС-120 110 кВ PS Советско-Соснинская – PS Вахская.

В данном установившемся режиме (рис 2.3) напряжения в узлах электрической сети находятся в пределах нормируемых значений , нагрузка элементов электрической сети не превышает длительно-допустимых значений.

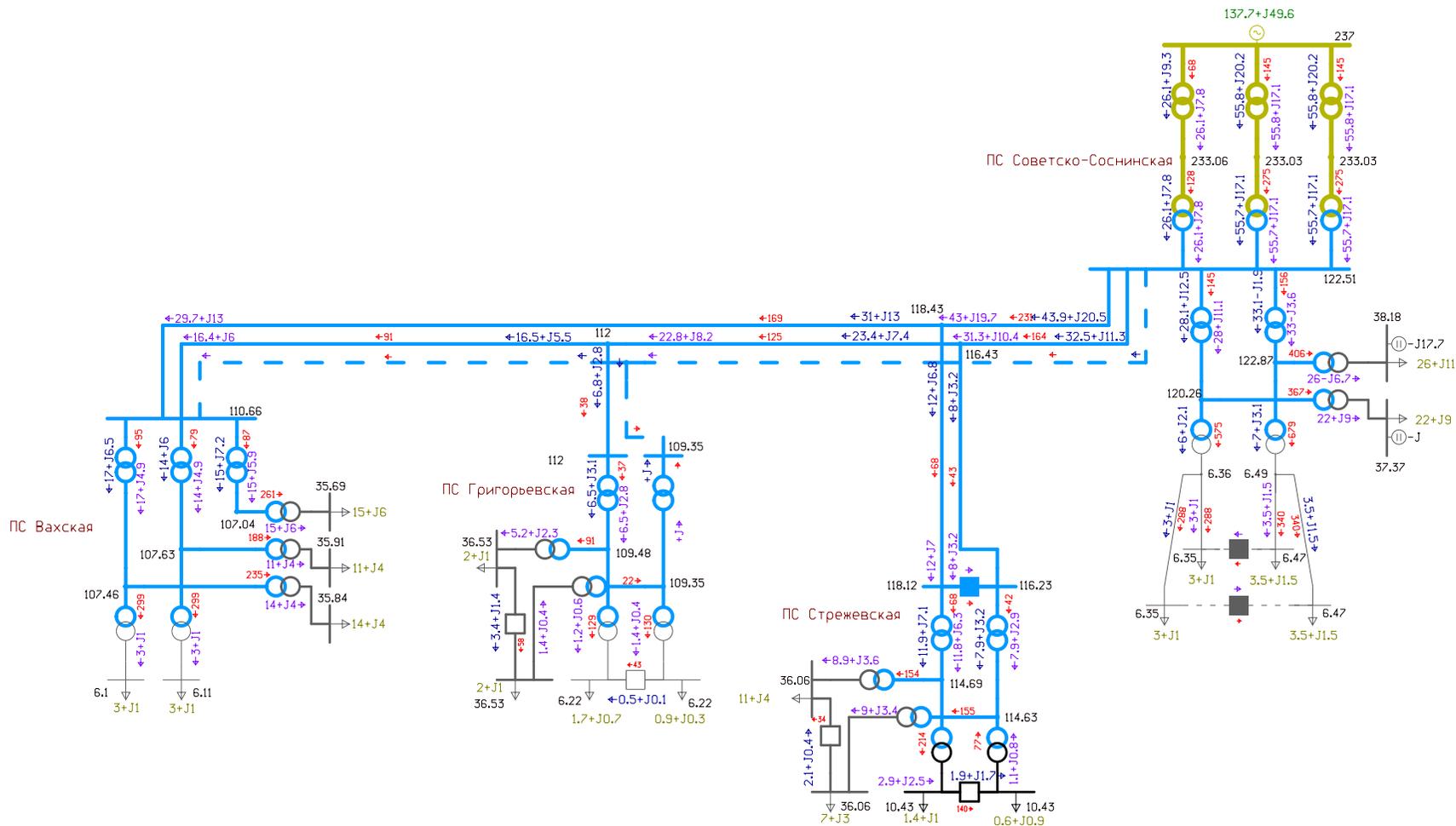


Рисунок 2.4 - Послеаварийный режим работы существующей расчетной схемы, с отключением одной цепи ВЛ 2АС-120 110 кВ
 PS Советско-Соснинская – PS Вахская.

В данном установившемся режиме (рис 2.4) напряжения в узлах электрической сети находятся в пределах нормируемых значений , нагрузка элементов электрической сети не превышает длительно-допустимых значений.

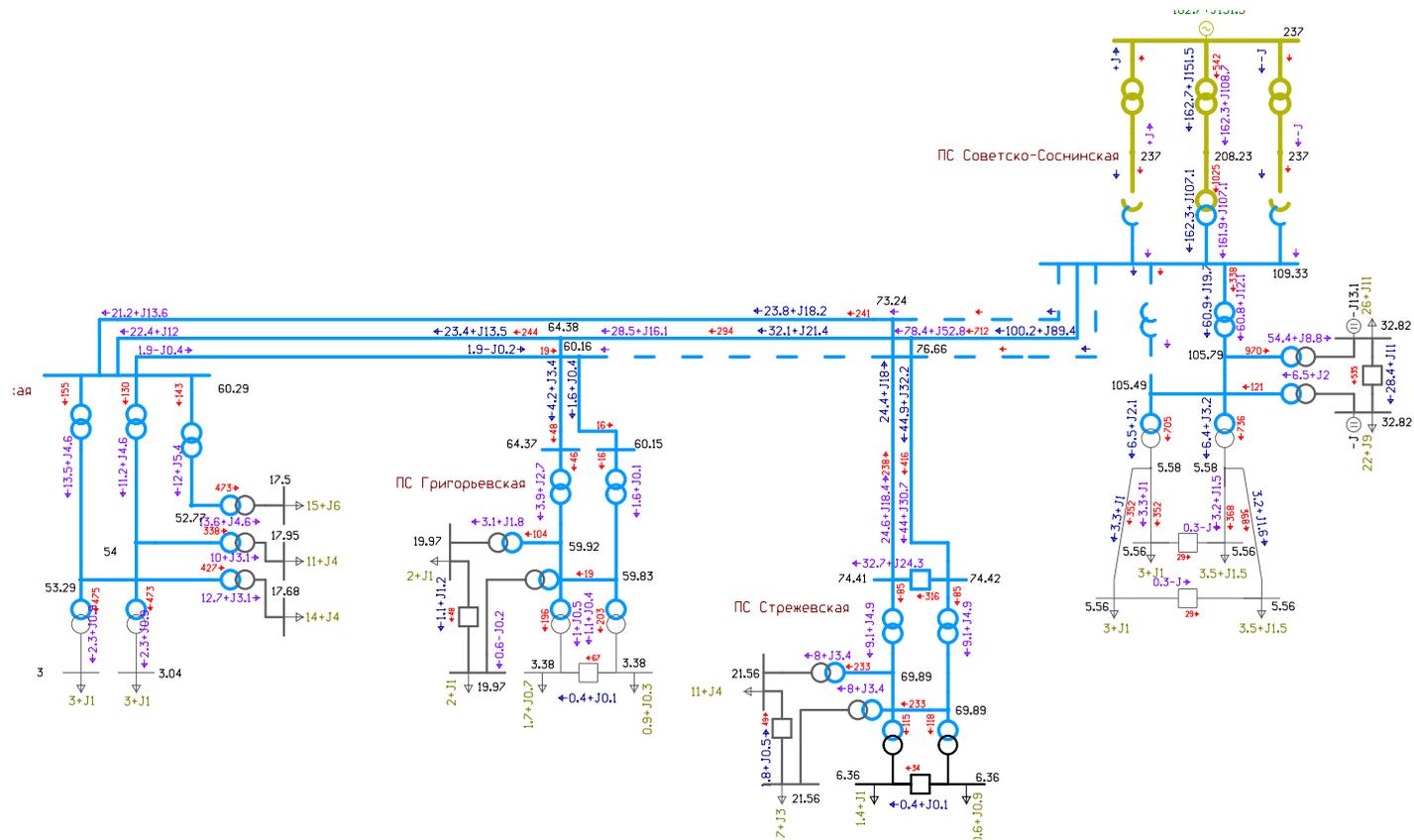


Рисунок 2.5 - Послеаварийный режим работы существующей расчетной схемы, с отключением первой секции шин на распределительном устройстве 110кВ ПС Советско-Соснинская

В данном установившемся режиме (2.5) наблюдается значительное падение напряжения для всех потребителей данного района, за исключением потребителей ПС Советско-Соснинской в пределах допустимой нормы. Значительные перегрузки по току и мощности в ВЛ. АС120/19 – максимально допустимый длительный ток вне помещения: 390 А; мощность вне помещения при $U=110$ кВ: 68,7 МВт. (2.таб.3.15

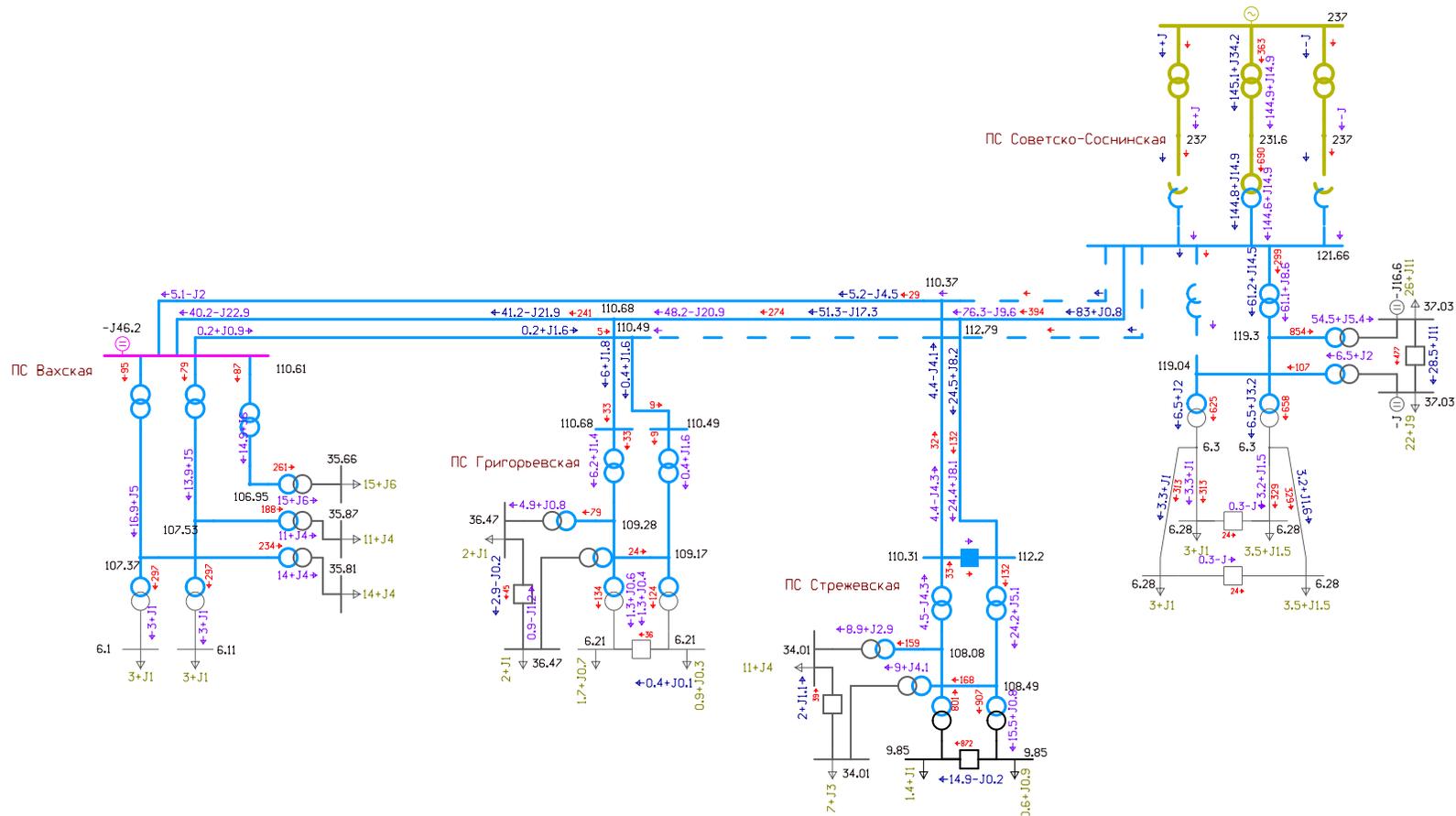


Рисунок 2.6 - Послеаварийный режим работы существующей расчетной схемы, с отключением первой секции шин на распределительном устройстве 110кВ ПС Советско-Соснинская и с установкой на ПС Вахская БСК-52 МВАр - 110 кВ

В данном установившемся режиме (2.6) не наблюдается падение напряжения для всех потребителей данного энергорайона, оно в пределах допустимой нормы. Незначительные перегрузки по току и мощности в ВЛ. АС120/19 – максимально допустимый длительный ток вне помещения: 390 А; мощность вне помещения при $U=110$ кВ: 68,7 МВт. (2.таб.3.15)

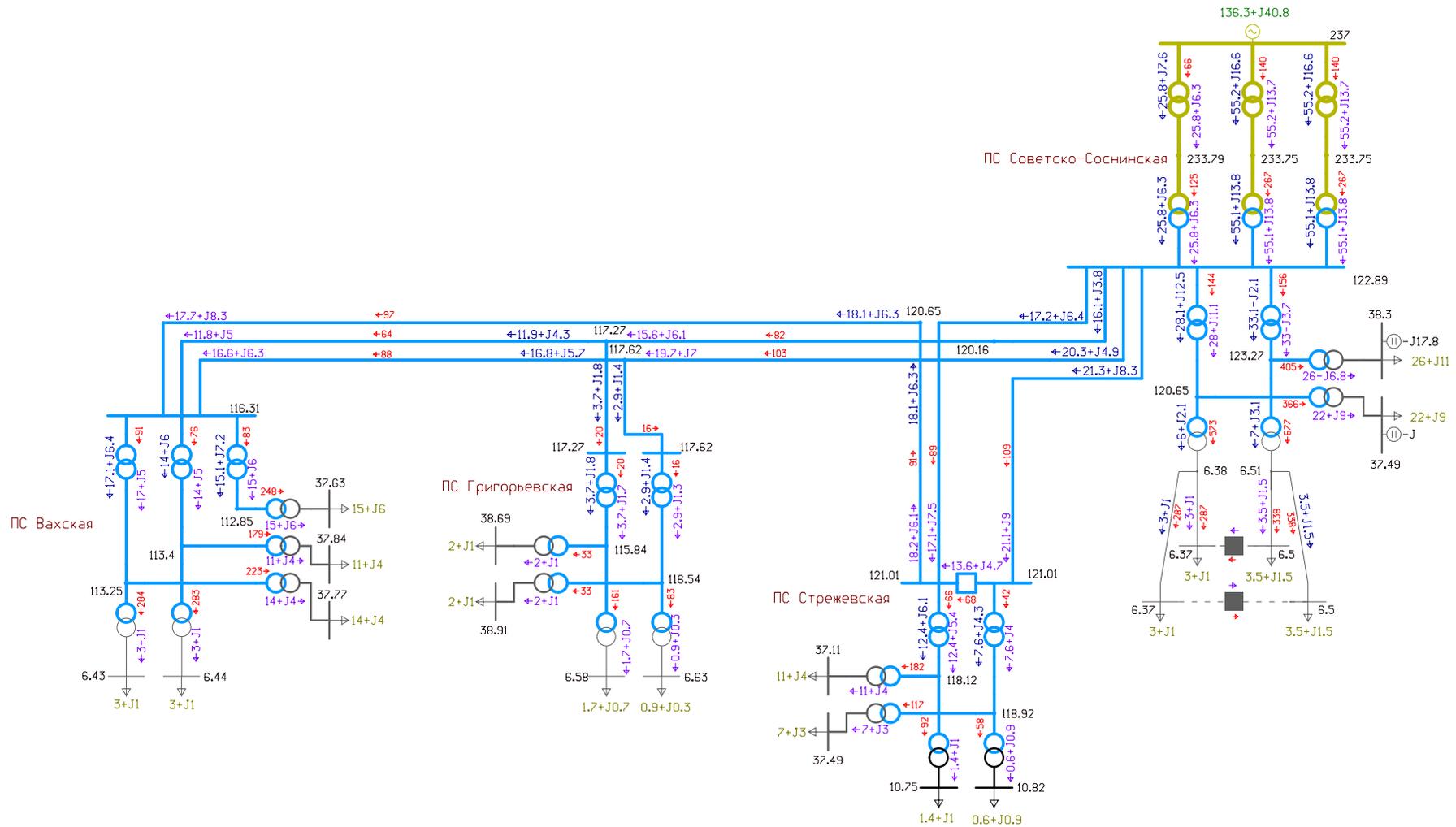


Рисунок 2.7 - Нормальный режим работы новой расчетной схемы электрической сети энергорайона.

В данном установившемся режиме (рис 2.7) напряжения в узлах электрической сети находятся в пределах нормируемых значений, нагрузка элементов электрической сети не превышает длительно-допустимых значений..

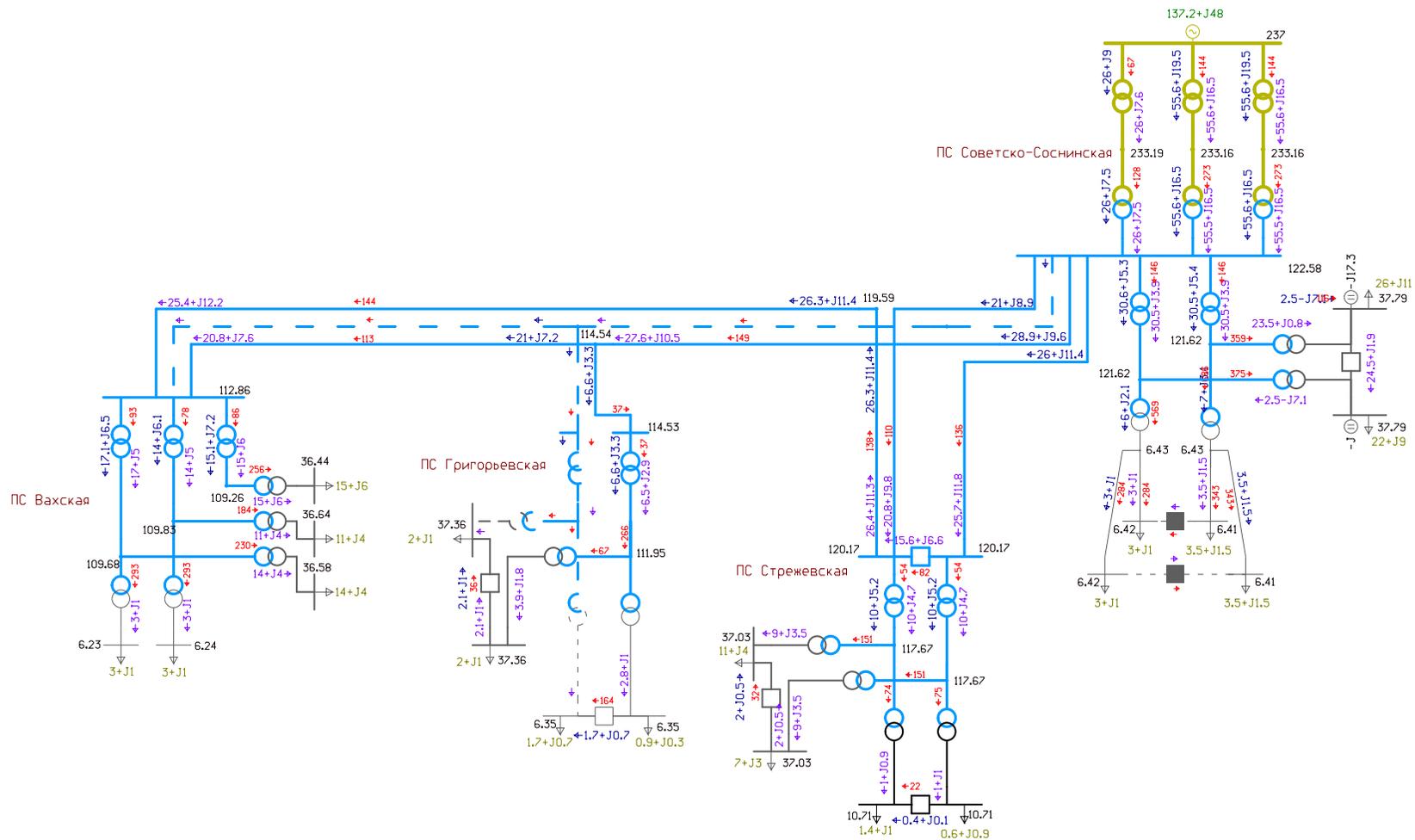


Рисунок 2.8 - Послеаварийный режим работы новой расчетной схемы, с отключением одной цепи ВЛ 2АС-120 110 кВ PS Советско-Соснинская – PS Вахская.

В данном установившемся режиме (рис 2.8) напряжения в узлах электрической сети находятся в пределах нормируемых значений, нагрузка элементов электрической сети не превышает длительно-допустимых значений.

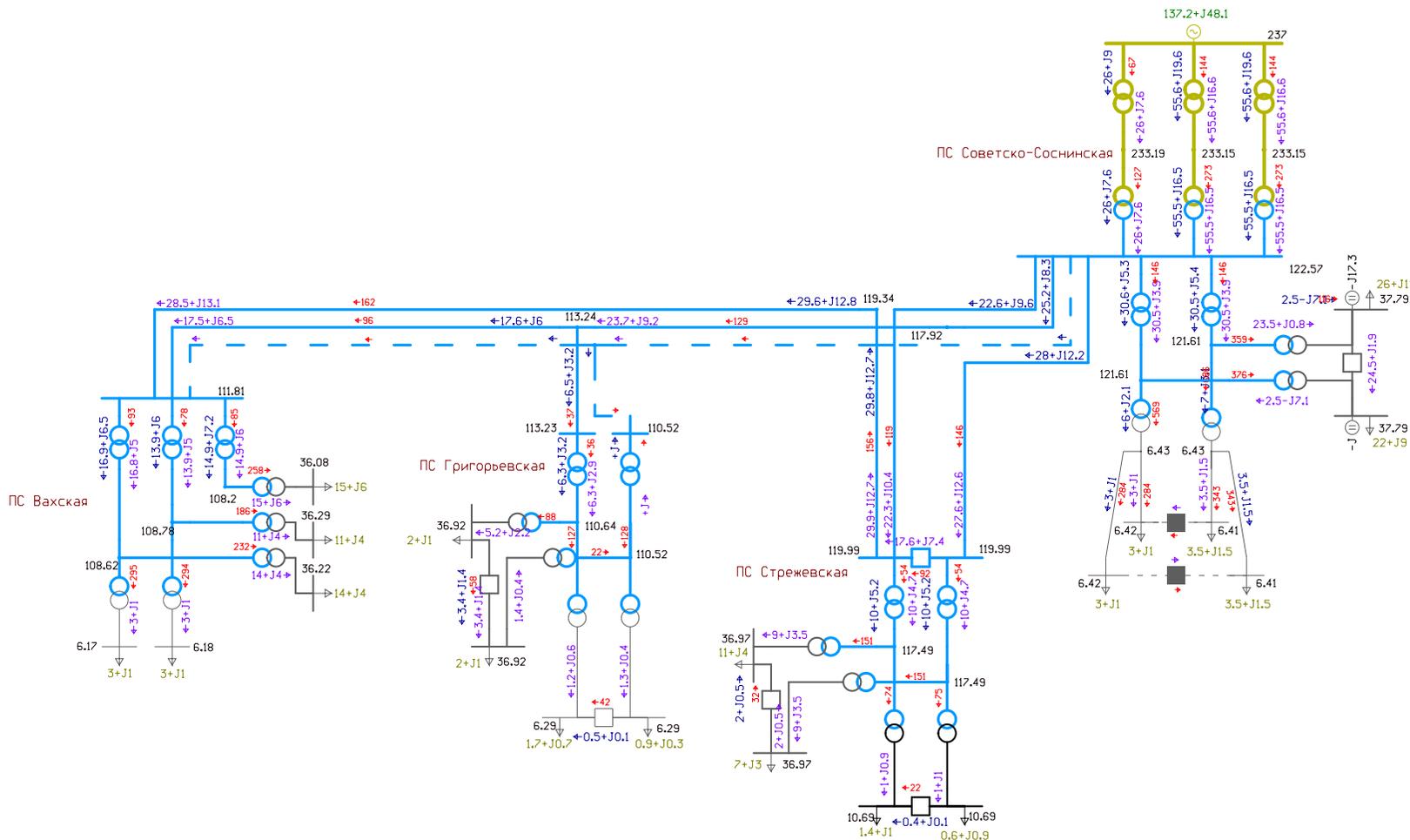


Рисунок 2.9 - Послеаварийный режим работы новой расчетной схемы, с отключением одной цепи ВЛ 2АС-120 110 кВ PS Советско-Соснинская – PS Вахская.

В данном установившемся режиме (рис 2.9) напряжения в узлах электрической сети находятся в пределах нормируемых значений, нагрузка элементов электрической сети не превышает длительно-допустимых значений.

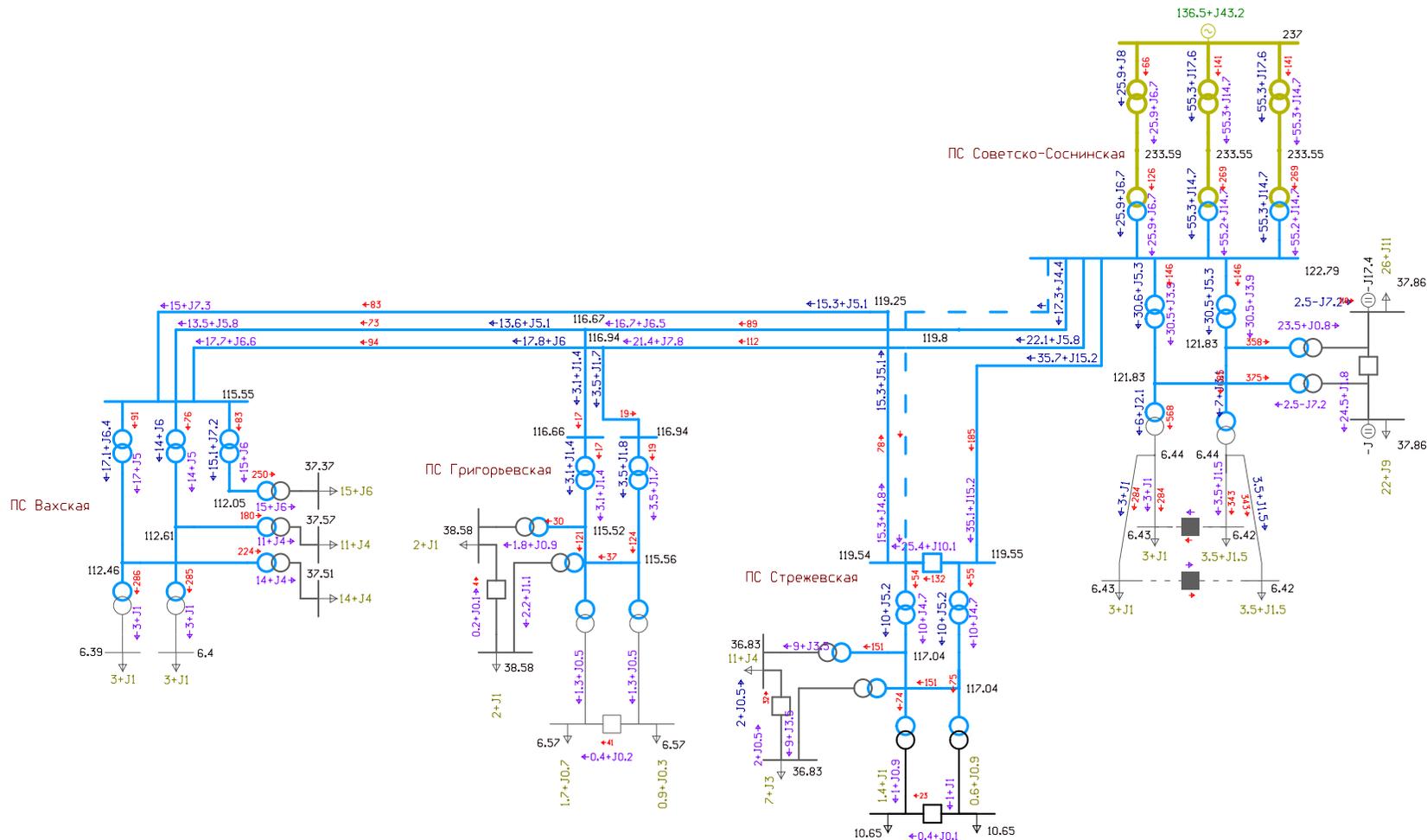


Рисунок 2.10 - Послеаварийный режим работы новой расчетной схемы, с отключением одной цепи ВЛ АС-150 110 кВ ПС Советско-Соснинская – ПС Стрежевская.

В данном установившемся режиме (рис 2.10) напряжения в узлах электрической сети находятся в пределах нормируемых значений, нагрузка элементов электрической сети не превышает длительно-допустимых значений.

Основываясь на произведенных расчетах можно сделать вывод:

Строительство новой ВЛ 110 кВ ПС Советско-Соснинская -ПС Стрежевская и реконструкция ОРУ 110 кВ ПС Стрежевская значительно повысит надёжность и качество электроснабжения предприятий нефтегазового комплекса и потребителей города Стрежевой.

Альтернативой строительства ВЛ ПС Советско-Соснинская – ПС Стрежевская может быть установка БСК-52МВАр-110кВ на шине 110 кВ ПС Вахская. Батареи статических конденсаторов применяются для увеличения эффективности передачи электроэнергии путем поддержания допустимого напряжения в линии, увеличения её пропускной способности, устранения перетоков реактивной энергии. В результате проведенных расчетов видно: допустимые значения напряжения на всех участках энергорайона в норме, но наблюдаются отклонения допустимого длительного тока и мощности в линии.

Строительство новой ВЛ 110кВ потребует изменение схемы распределительного устройства 110 кВ на ПС Стрежевская с существующей 5Н на схему 110-9 - одна рабочая секционированная система шин. Схема 5Н применяется на напряжениях 35-220 кВ для проходных двухтрансформаторных ПС с двухсторонним питанием с условием сохранения транзита при КЗ в трансформаторе и необходимости сохранения в работе двух трансформаторов в течении суток (неравномерный график нагрузок). На напряжениях 110-220 кВ мостиковые схемы применяются как правило с ремонтной перемычкой.

Для новой схемы распределительного устройства 110 кВ ПС Стрежевская более подходит схема со сборными шинами и одним выключателем. К схемам со сборными шинами и одним выключателем относятся схема 110-9. Схема 110-9 применяется на напряжении 35-220 кВ для ПС с наличием паралельных ВЛ и ВЛ резервируемых от других ПС, но не более одной на секцию, при отсутствии требований сохранения в работе всех присоединений при ревизии секции.

2.2 Расчеты токов короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС Стрежевская.

Для выбора и проверки нового и существующего коммутационного оборудования на шинах распределительного устройства 110 кВ ПС Стрежевская необходимо произвести расчеты токов КЗ..

2.2.1 Расчетная схема для расчетов токов КЗ в существующей схеме приведена на рисунке 2.13.

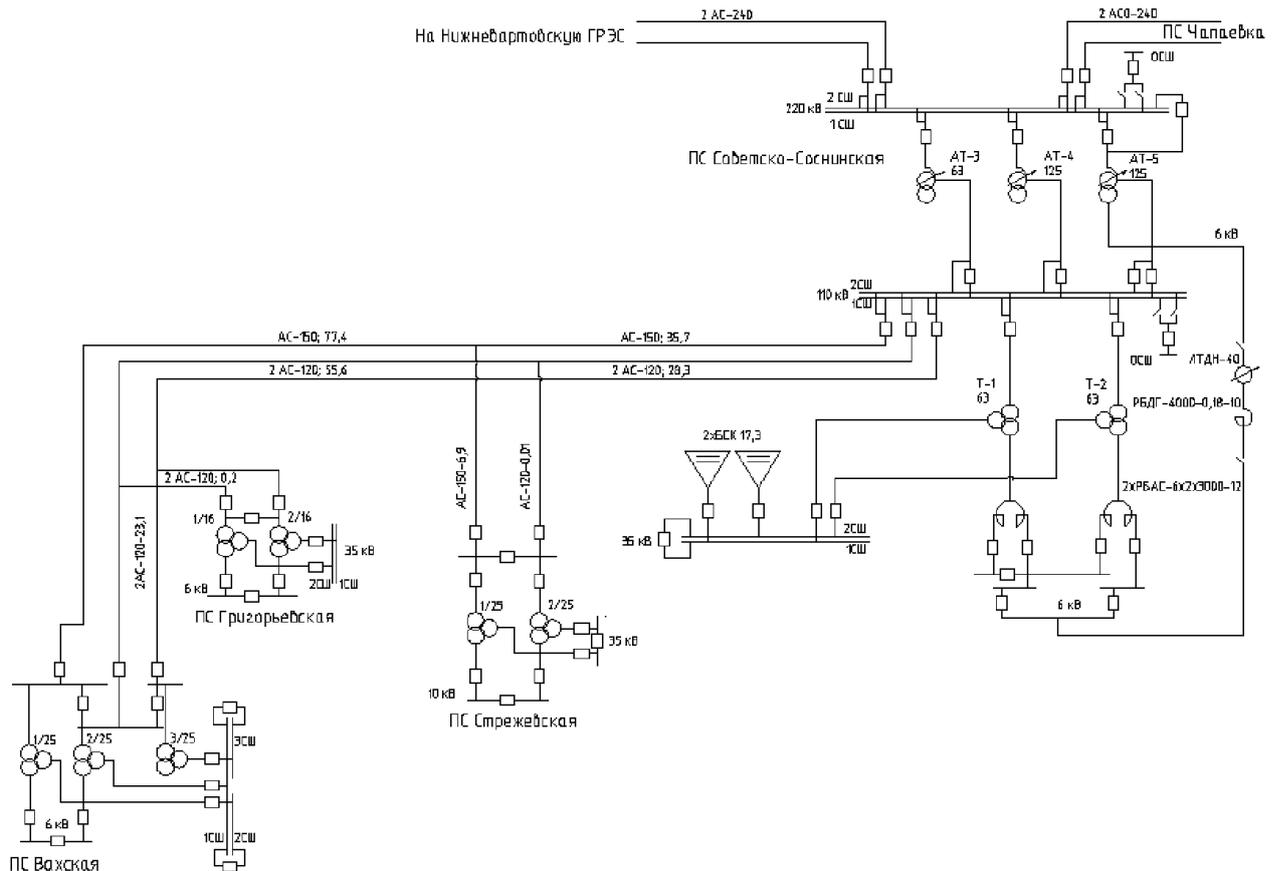


Рисунок 2.13 – Существующая принципиальная электрическая схема.

Для расчетов трехфазных токов короткого замыкания в данном узле необходимо составить схему замещения на основе принципиальной схемы, для этого необходимо произвести расчеты реактивных составляющих, сопротивлений элементов и сверхпроводимых ЭДС источников питания и конечной мощности.

Таблица 1 – Параметры автотрансформаторов[2, стр. 13, табл. 5.18]

Тип	S _{НОМ} , МВА	U _{НОМ} , кВ			U _к , %			I _{хх} , %
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н	
АТДЦН- 63000/220	63	230	121	11	11	35	22	0,45
АТДЦН- 125000/220	125	230	121	11	11	31	19	0,5

Таблица 2 – Параметры воздушных линий[2, стр. 74, табл. 3.8], [2, стр. 75, табл. 3.9]

Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6-7
АС-150	АС-120	АС-120	АС-120	АС-150	2АС-120
U _{НОМ} = 110 кВ	U _{НОМ} = 110кВ				
L = 28,8 км	L = 28,3км	L = 83,9км	L = 55,6км	L = 77,4км	L = 23,1км
x ₀ = 0,420	x ₀ = 0,427	x ₀ = 0,427	x ₀ = 0,427	x ₀ = 0,420	x ₀ = 0,427
n _ц = 1 шт.	n _ц = 1 шт.	n _ц = 1 шт.	n _ц = 1 шт.	n _ц = 1 шт.	n _ц = 2 шт.

Расчет проведем в системе относительных единиц при приближенном учете коэффициентов трансформации. Принимаем за базисные величины

$$S_{\sigma} = 1000 \text{ М В А,}$$

$$U_{\sigma 1} = 115 \text{ к В, } I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,020 \text{ к А,}$$

$$U_{\sigma 2} = 230 \text{ к В, } I_{\sigma 2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 5,510 \text{ к А,}$$

Расчет параметров схемы замещения

Система

$$S_c = \infty, X_c = X_1 = \frac{S_{\sigma}}{S_c} = 0$$

Автотрансформатор (АТ1)

$$\frac{U_{k.BH} + U_{k.BC} - U_{k.CH}}{2 \cdot 100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{HOM}} = \frac{35 + 11 - 22}{2 \cdot 100} \cdot \frac{1000}{63} = 1,904$$

$$\frac{U_{k.BH} + U_{k.CH} - U_{k.BC}}{2 \cdot 100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{HOM}} = \frac{35 + 22 - 11}{2 \cdot 100} \cdot \frac{1000}{63} = 3,65$$

Автотрансформатор (АТ2-3)

$$\frac{U_{k.BH} + U_{k.BC} - U_{k.CH}}{2 \cdot 100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{HOM}} = \frac{31 + 11 - 19}{2 \cdot 100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,92,$$

$$\frac{U_{k.BH} + U_{k.CH} - U_{k.BC}}{2 \cdot 100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{HOM}} = \frac{31 + 19 - 11}{2 \cdot 100} \cdot \frac{1000}{125} = 1,56$$

Трансформаторы (Т4-5)

$$\frac{U_{k.\%}}{100} \left(1 - \frac{K_p}{4}\right) \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{HOM}} = \frac{10,5}{100} \left(1 - \frac{3,5}{4}\right) \cdot \frac{1000}{63} = 0,208$$

$$\frac{U_{k.\%}}{100} \cdot \frac{K_p}{2} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{HOM}} = \frac{17}{100} \cdot \frac{3,5}{2} \cdot \frac{1000}{63} = 4,72$$

$$\frac{U_{k.\%}}{100} \cdot \frac{K_p}{2} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{HOM}} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{3,5}{2} \cdot \frac{1000}{63} = 1,8$$

Трансформаторы (Т6-7-10-11-12)

$$\frac{U_{k.\%}}{100} \left(1 - \frac{K_p}{4}\right) \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{HOM}} = \frac{10,5}{100} \left(1 - \frac{3,5}{4}\right) \cdot \frac{1000}{25} = 0,525$$

$$\frac{U_{k.\%}}{100} \cdot \frac{K_p}{2} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{HOM}} = \frac{17,5}{100} \cdot \frac{3,5}{2} \cdot \frac{1000}{25} = 12,25$$

$$\frac{U_{k.\%}}{100} \cdot \frac{K_p}{2} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{HOM}} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{3,5}{2} \cdot \frac{1000}{25} = 4,55$$

Трансформаторы (Т8-9)

$$\frac{U_{k.\%}}{100} \left(1 - \frac{K_p}{4}\right) \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{HOM}} = \frac{10,5}{100} \left(1 - \frac{3,5}{4}\right) \cdot \frac{1000}{16} = 0,82$$

$$\frac{U_{k.\%}}{100} \cdot \frac{K_p}{2} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{HOM}} = \frac{17}{100} \cdot \frac{3,5}{2} \cdot \frac{1000}{16} = 18,59$$

$$\frac{U_{k.\%}}{100} \cdot \frac{K_p}{2} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{HOM}} = \frac{6}{100} \cdot \frac{3,5}{2} \cdot \frac{1000}{16} = 6,56$$

Воздушные линии электропередачи (Л1- Л6)

$$x_{*1} = x_0 \cdot \frac{L_1}{n_{\text{ц}}} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}1}^2} = 0,420 \cdot \frac{28,8}{1} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,914,$$

$$x_{*2} = x_0 \cdot \frac{L_2}{n_{\text{ц}}} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}1}^2} = 0,427 \cdot \frac{28,3}{1} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,913,$$

$$x_{*3} = x_0 \cdot \frac{L_3}{n_{\text{ц}}} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}1}^2} = 0,427 \cdot \frac{83,9}{1} \cdot \frac{1000}{115^2} = 2,7$$

$$x_{*4} = x_0 \cdot \frac{L_4}{n_{\text{ц}}} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}1}^2} = 0,427 \cdot \frac{55,6}{1} \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,795,$$

$$x_{*5} = x_0 \cdot \frac{L_5}{n_{\text{ц}}} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}1}^2} = 0,420 \cdot \frac{77,4}{1} \cdot \frac{1000}{115^2} = 2,458.$$

$$x_{*6} = x_0 \cdot \frac{L_6}{n_{\text{ц}}} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}1}^2} = 0,427 \cdot \frac{23,1}{1} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,745,$$

2.2.2 Расчет трехфазного короткого замыкания в точке «К»

Преобразование схемы замещения и расчет параметров схемы замещения. Схема замещения преобразуется до эквивалентной ветви относительно точки КЗ с результирующим значением ЭДС(E_{Σ}) и сопротивлением (X_{Σ}) с использованием основных формул преобразования схем

$$X_{eKB} = X_1 + X_2; \quad X_{eKB} = \frac{X_1 \times X_2}{X_1 + X_2}; \quad E_{eKB} = \frac{E_1 \times X_2 + E_2 \times X_1}{X_1 + X_2}$$

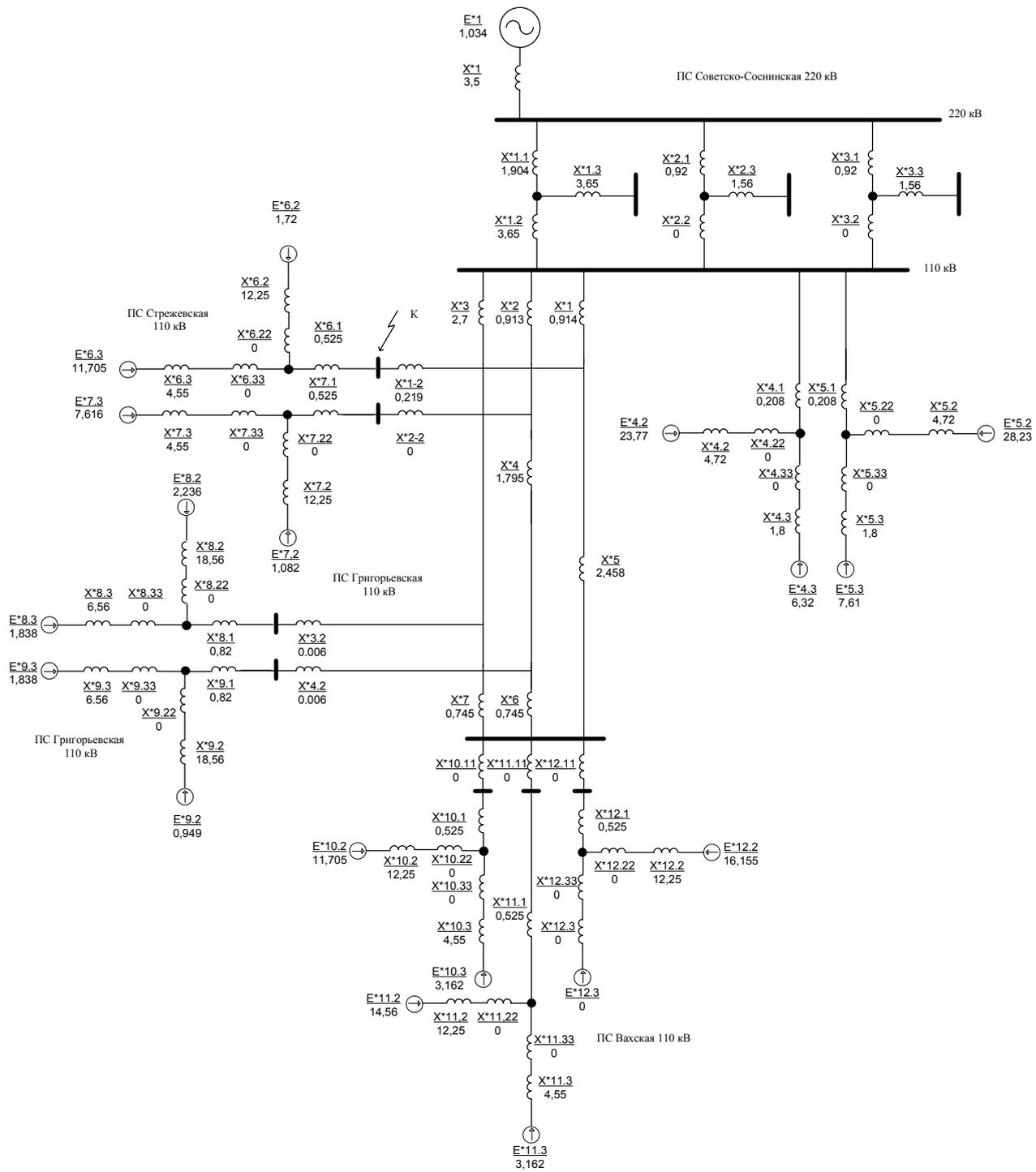


Рисунок 2.14 – Схема замещения существующей схемы ПС Советско-Соснинская – ПС Вахская.

$$X_{э\kappa\text{в}} = X_{\text{л\text{е}п}} + X_{\text{т\text{р}}}$$

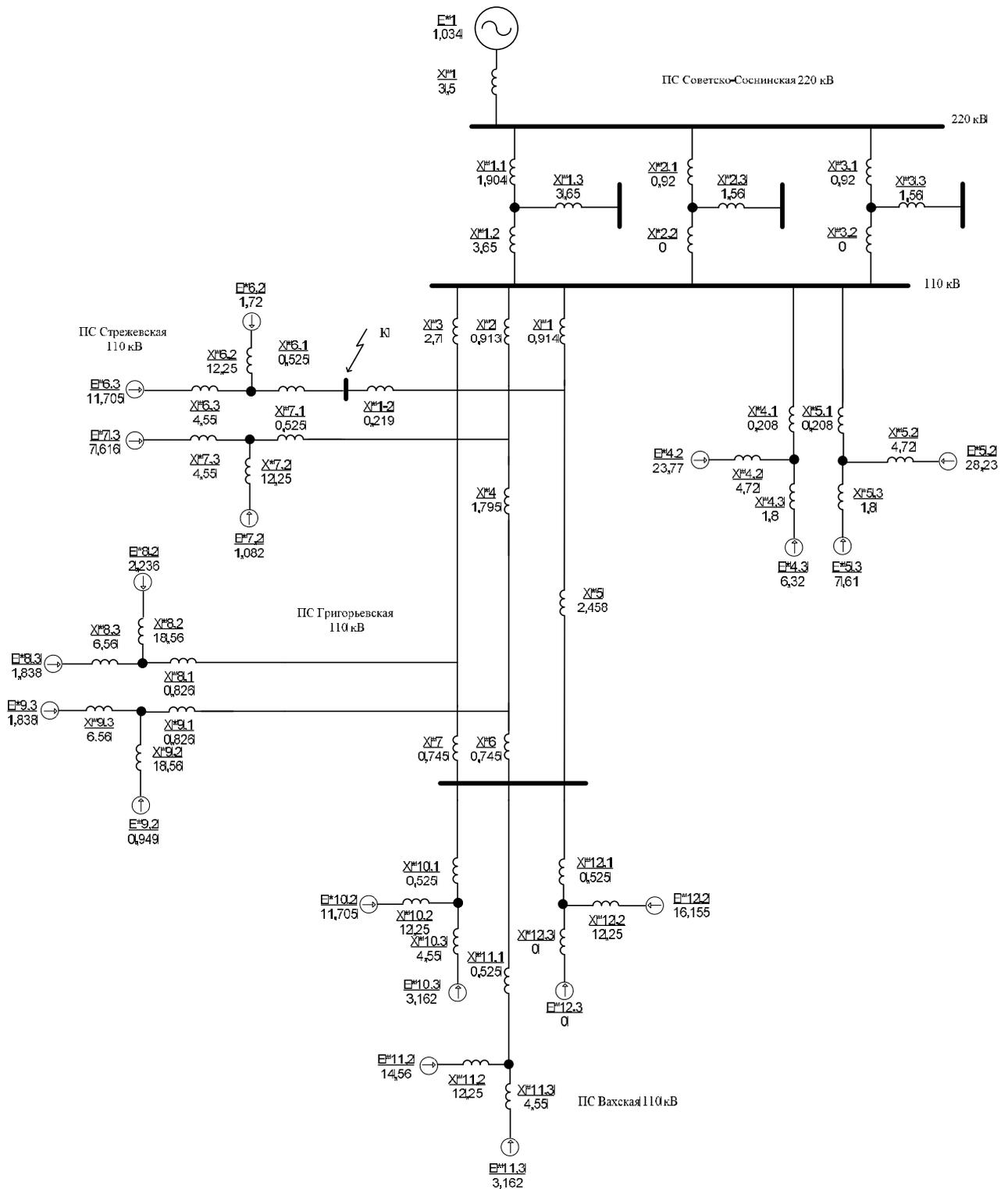


Рисунок 2.15 - Преобразование элементов трансформаторов и линий ЛЭП.

$$X_{\text{екв}} = \frac{X_1 X_2}{X_1 + X_2}$$

$$E_{\text{екв}} = \frac{E_1 X_2 + E_2 X_1}{X_1 + X_2}$$

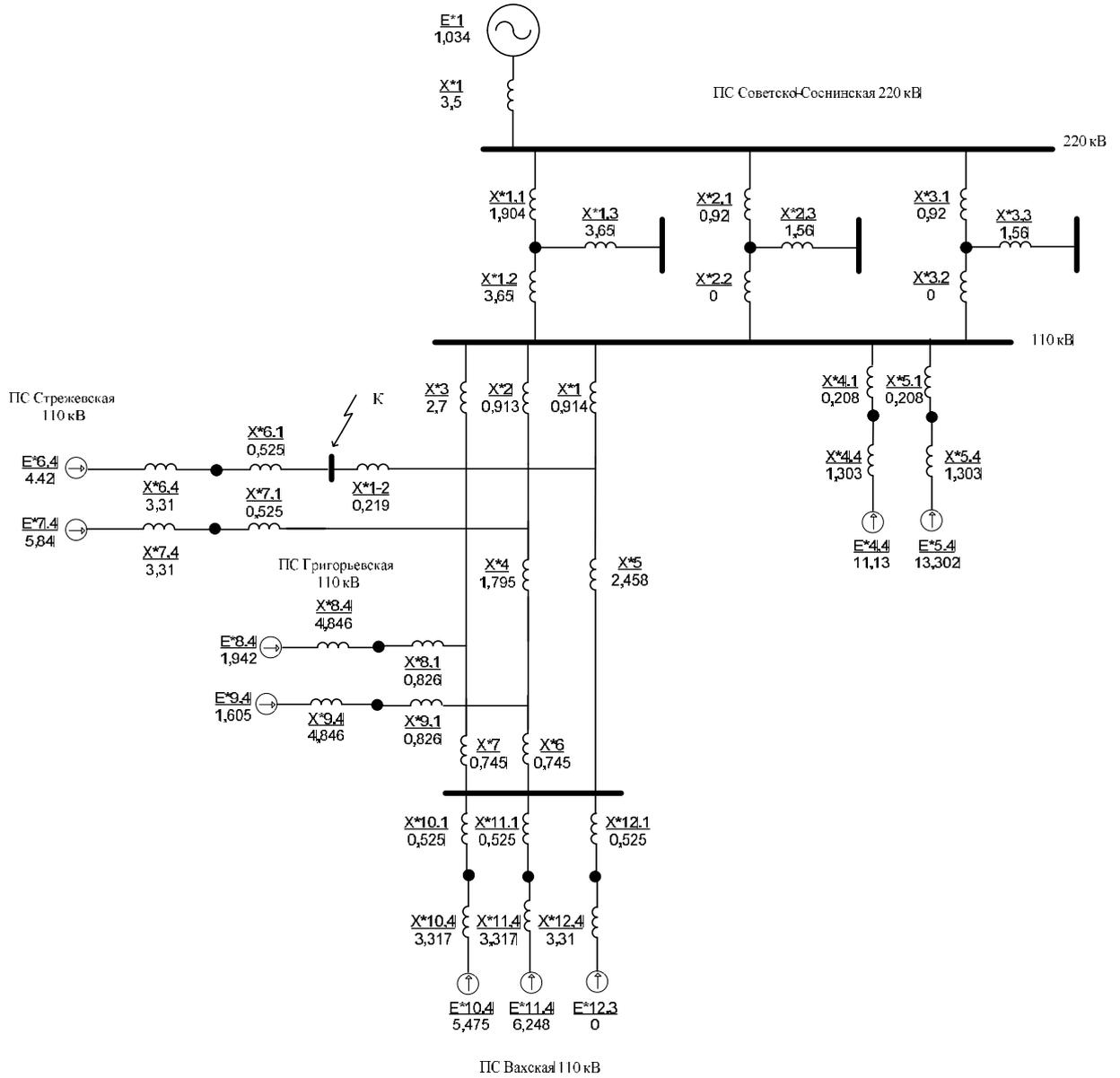


Рисунок 2.16 - Преобразование элементов ВН и СН трансформаторов.

$$X_{*екв} = X_{*1} + X_2$$

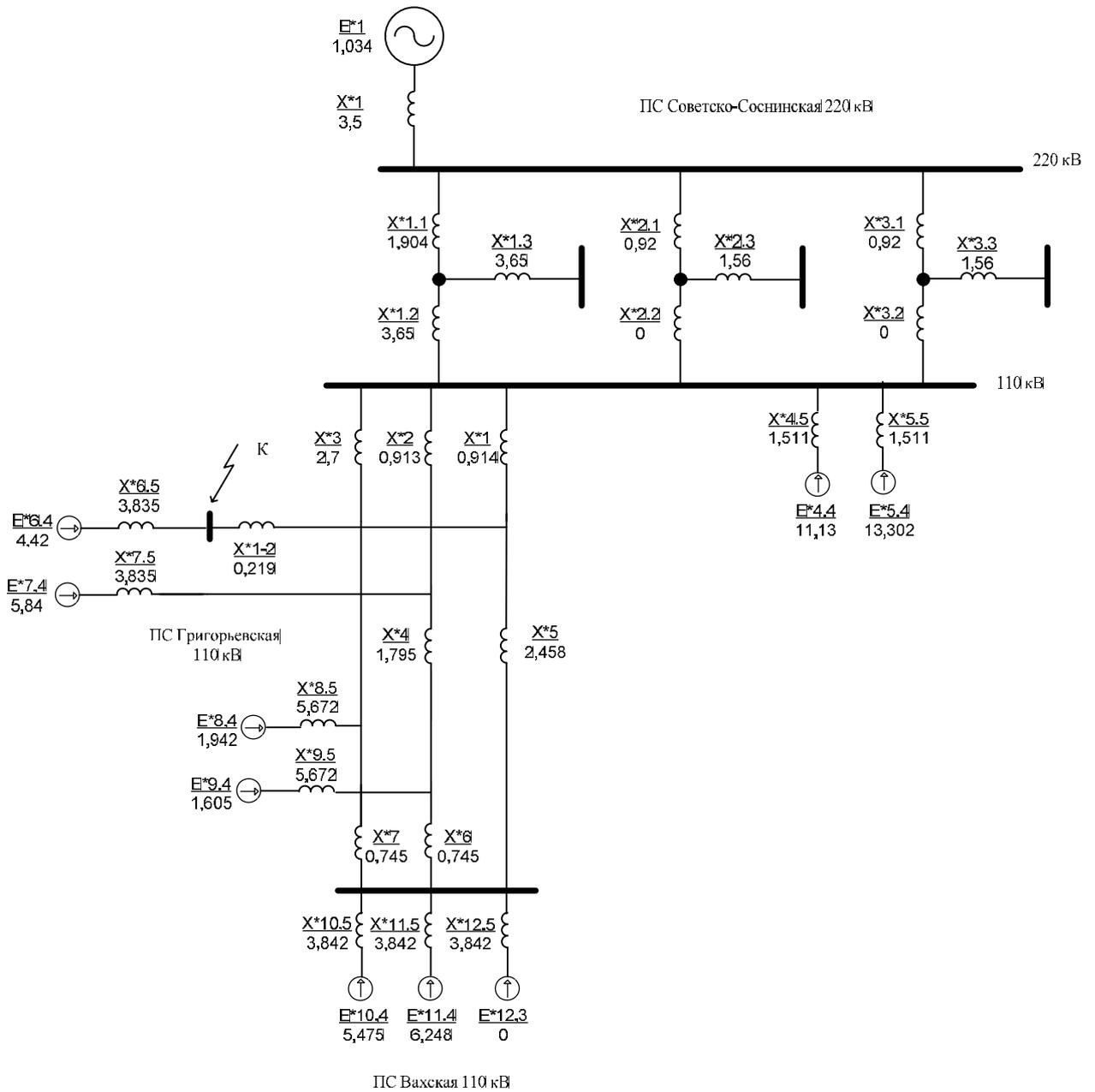


Рисунок 2.17 - Преобразование элементов трансформаторов и подходящих к ним линий.

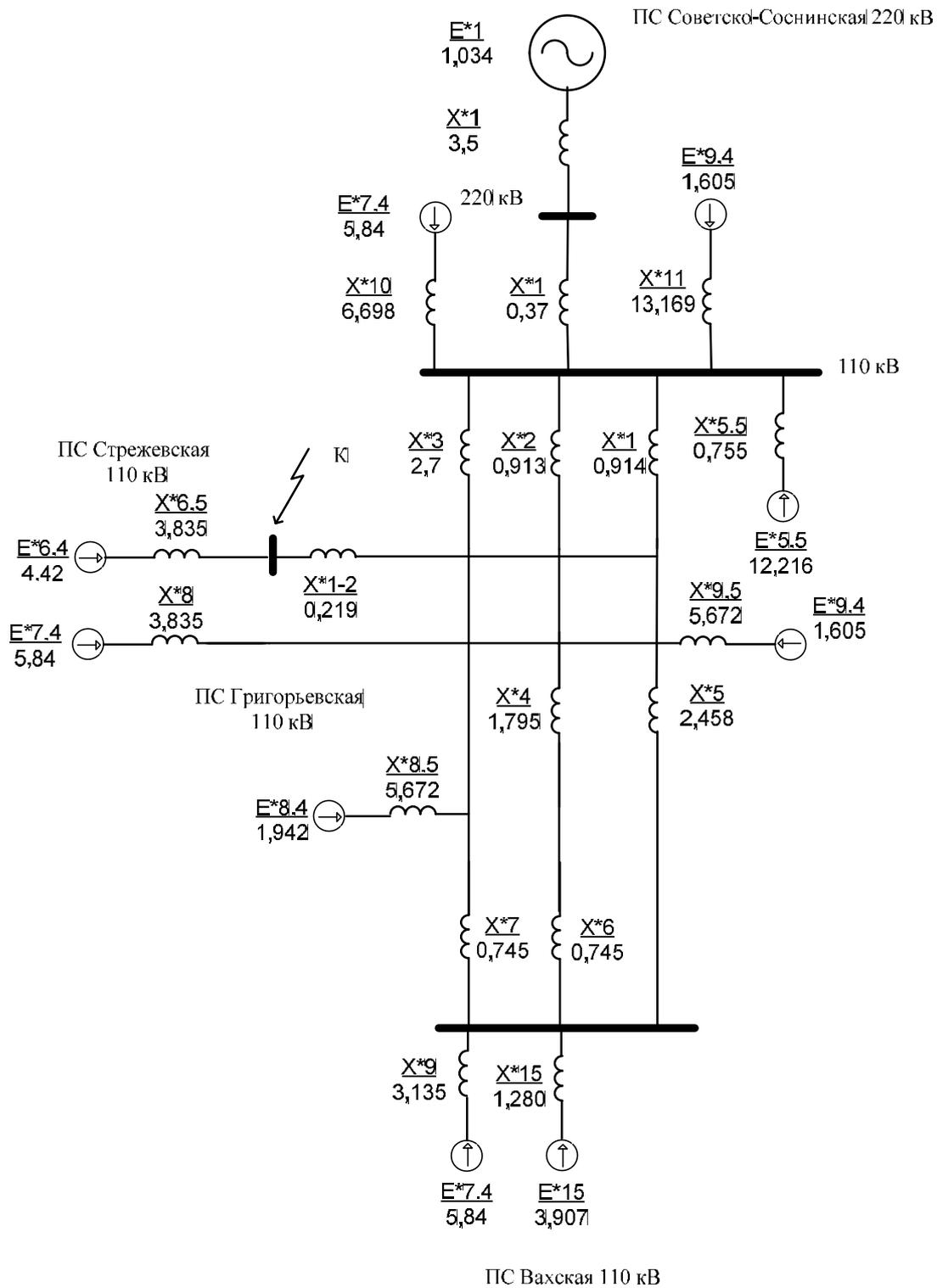


Рисунок 2.18 - Преобразование звезды в треугольник.

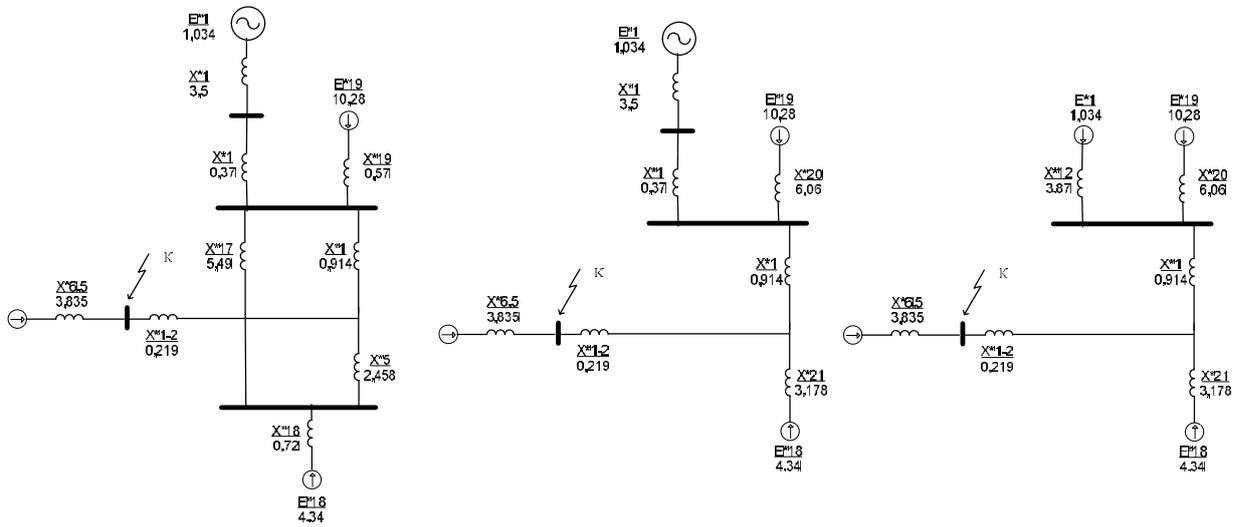
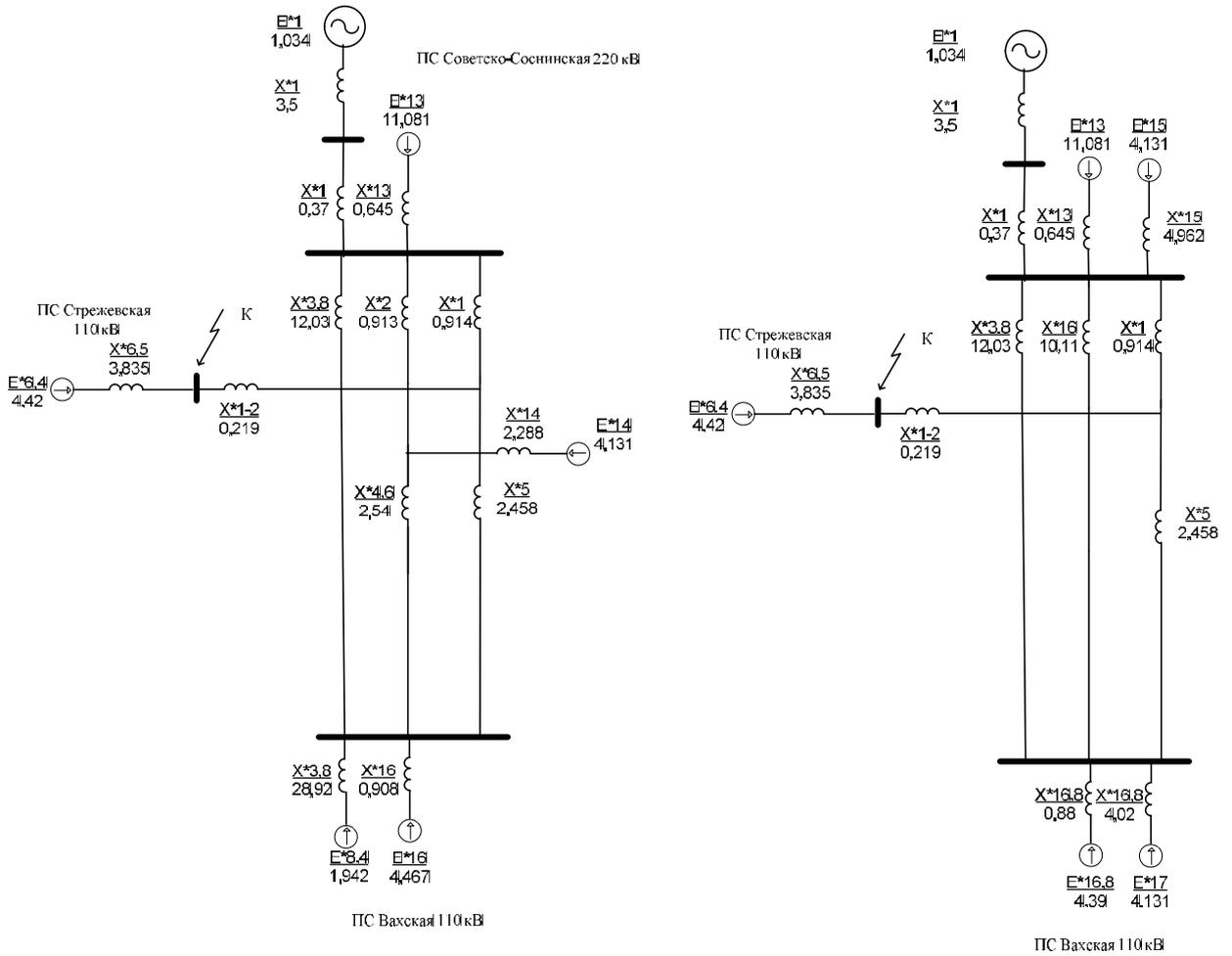


Рисунок 2.19 – Завершающие преобразования.

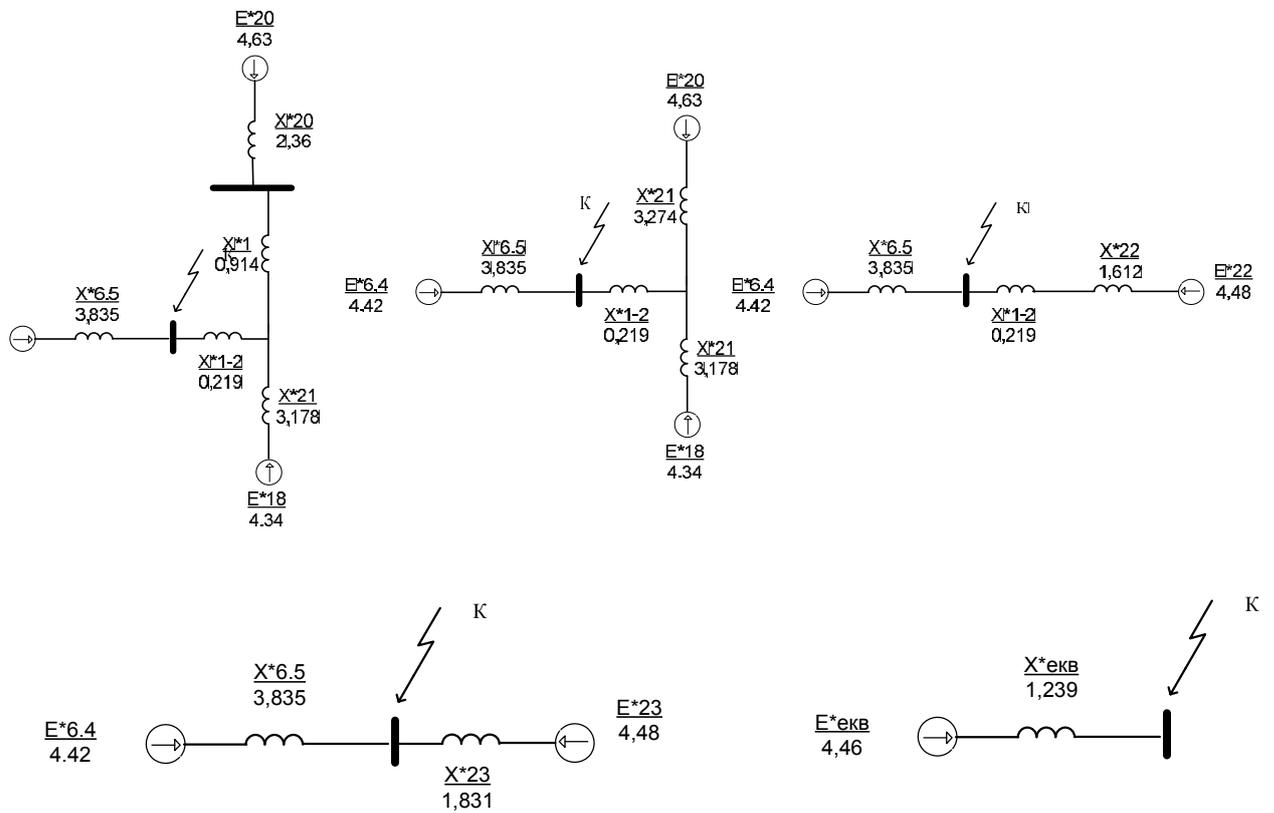


Рисунок 2.20 – Окончательные преобразования.

Ток КЗ в точке К определяем по формуле:

$$I_{n.0} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} = \frac{4,46}{1,239} = 3,599 \text{ кА.}$$

2.2.3 Расчетная схема для расчетов токов КЗ в существующей схеме приведена на рисунке 2.21.

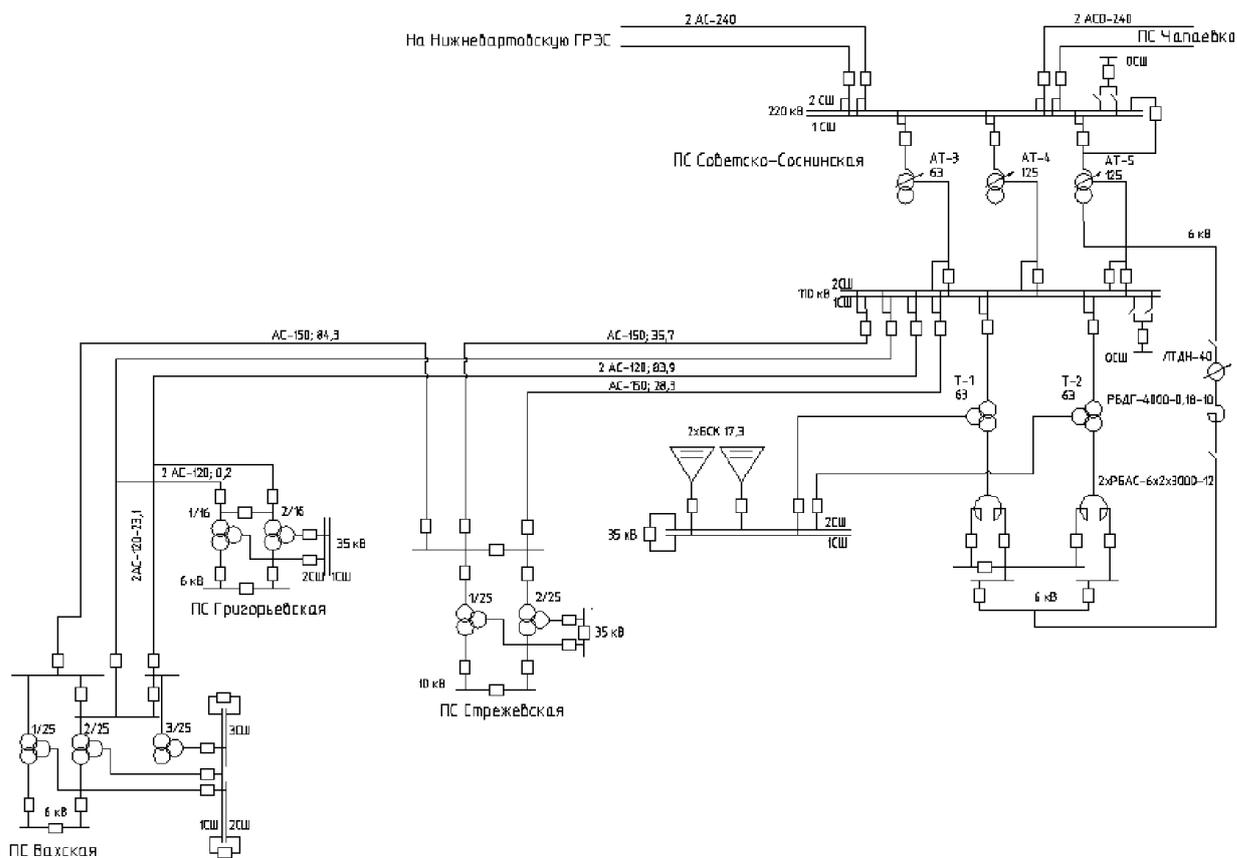


Рисунок 2.21 – Новая принципиальная электрическая схема.

Таблица 3 – Параметры автотрансформаторов[2, стр. 13, табл. 5.18],

Тип	S _{ном} , MVA	U _{ном} , кВ			U _к , %			I _{хх} , %
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н	
АТДЦН-63000/220	63	230	121	11	11	35	22	0,45
АТДЦН-125000/220	125	230	121	11	11	31	19	0,5

Расчет проведем в системе относительных единиц при приближенном учете коэффициентов трансформации. Принимаем за базисные величины.

$$S_{б} = 1000 \text{ MVA},$$

$$U_{\delta 1} = 115 \text{ кВ}, I_{\delta 1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,020 \text{ кА},$$

$$U_{\delta 2} = 230 \text{ кВ}, I_{\delta 2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 5,510 \text{ кА},$$

Расчет параметров схемы замещения

Система

$$S_c = \infty, X_c = X_1 = \frac{S_{\delta}}{S_c} = 0$$

Автотрансформатор (АТ1)

$$\frac{U_{\text{к.ВН}} + U_{\text{к.ВС}} - U_{\text{к.СН}}}{2 \cdot 100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{35 + 11 - 22}{2 \cdot 100} \cdot \frac{1000}{63} = 1,904$$

$$\frac{U_{\text{к.ВН}} + U_{\text{к.СН}} - U_{\text{к.ВС}}}{2 \cdot 100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{35 + 22 - 11}{2 \cdot 100} \cdot \frac{1000}{63} = 3,65$$

Автотрансформатор (АТ2-3)

$$\frac{U_{\text{к.ВН}} + U_{\text{к.ВС}} - U_{\text{к.СН}}}{2 \cdot 100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{31 + 11 - 19}{2 \cdot 100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,92,$$

$$\frac{U_{\text{к.ВН}} + U_{\text{к.СН}} - U_{\text{к.ВС}}}{2 \cdot 100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{31 + 19 - 11}{2 \cdot 100} \cdot \frac{1000}{125} = 1,56$$

Трансформаторы (Т4-5)

$$\frac{U_{\text{к.}\%}}{100} \left(1 - \frac{K_p}{4}\right) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5}{100} \left(1 - \frac{3,5}{4}\right) \cdot \frac{1000}{63} = 0,208$$

$$\frac{U_{\text{к.}\%}}{100} \cdot \frac{K_p}{2} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{17}{100} \cdot \frac{3,5}{2} \cdot \frac{1000}{63} = 4,72$$

$$\frac{U_{\text{к.}\%}}{100} \cdot \frac{K_p}{2} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{3,5}{2} \cdot \frac{1000}{63} = 1,8$$

Трансформаторы (Т6-7-10-11-12)

$$\frac{U_{\text{к.}\%}}{100} \left(1 - \frac{K_p}{4}\right) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5}{100} \left(1 - \frac{3,5}{4}\right) \cdot \frac{1000}{25} = 0,525$$

$$\frac{U_{k.\%}}{100} \cdot \frac{K_p}{2} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{17,5}{100} \cdot \frac{3,5}{2} \cdot \frac{1000}{25} = 12,25$$

$$\frac{U_{k.\%}}{100} \cdot \frac{K_p}{2} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{3,5}{2} \cdot \frac{1000}{25} = 4,55$$

Трансформаторы (Т8-9)

$$\frac{U_{k.\%}}{100} \left(1 - \frac{K_p}{4}\right) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5}{100} \left(1 - \frac{3,5}{4}\right) \cdot \frac{1000}{16} = 0,82$$

$$\frac{U_{k.\%}}{100} \cdot \frac{K_p}{2} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{17}{100} \cdot \frac{3,5}{2} \cdot \frac{1000}{16} = 18,59$$

$$\frac{U_{k.\%}}{100} \cdot \frac{K_p}{2} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{6}{100} \cdot \frac{3,5}{2} \cdot \frac{1000}{16} = 6,56$$

Таблица 4 – Параметры воздушных линий [2, стр. 74, табл. 3.8], [2, стр. 75, табл. 3.9]

Л1	Л2-3	Л4	Л5	Л6-7
АС-150	АС-120	АС-150	АС-150	2АС-120
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$				
$L = 35,7 \text{ км}$	$L = 83,9 \text{ км}$	$L = 28,3 \text{ км}$	$L = 84,3 \text{ км}$	$L = 23,1 \text{ км}$
$x_0 = 0,420$	$x_0 = 0,427$	$x_0 = 0,420$	$x_0 = 0,420$	$x_0 = 0,427$
$n_{\text{ц}} = 1 \text{ шт.}$	$n_{\text{ц}} = 2 \text{ шт.}$	$n_{\text{ц}} = 1 \text{ шт.}$	$n_{\text{ц}} = 1 \text{ шт.}$	$n_{\text{ц}} = 2 \text{ шт.}$

Воздушные линии электропередачи (Л1- Л9)

$$x_{*1} = x_0 \cdot \frac{L_1}{n_{\text{ц}}} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta 1}^2} = 0,420 \cdot \frac{35,7}{1} \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,133,$$

$$x_{*2-3} = x_0 \cdot \frac{L_3}{n_{\text{ц}}} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta 1}^2} = 0,427 \cdot \frac{83,9}{1} \cdot \frac{1000}{115^2} = 2,7$$

$$x_{*4} = x_0 \cdot \frac{L_2}{n_{\text{ц}}} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta 1}^2} = 0,420 \cdot \frac{28,3}{1} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,898,$$

$$x_{*5} = x_0 \cdot \frac{L_5}{n_{\text{ц}}} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta 1}^2} = 0,420 \cdot \frac{84,3}{1} \cdot \frac{1000}{115^2} = 2,677.$$

$$x_{*6-7} = x_0 \cdot \frac{L_6}{n_{\text{ц}}} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta 1}^2} = 0,427 \cdot \frac{23,1}{1} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,745,$$

2.2.4 Расчет трехфазного короткого замыкания в точке «К»

Преобразование схемы замещения и расчет параметров цепи КЗ.

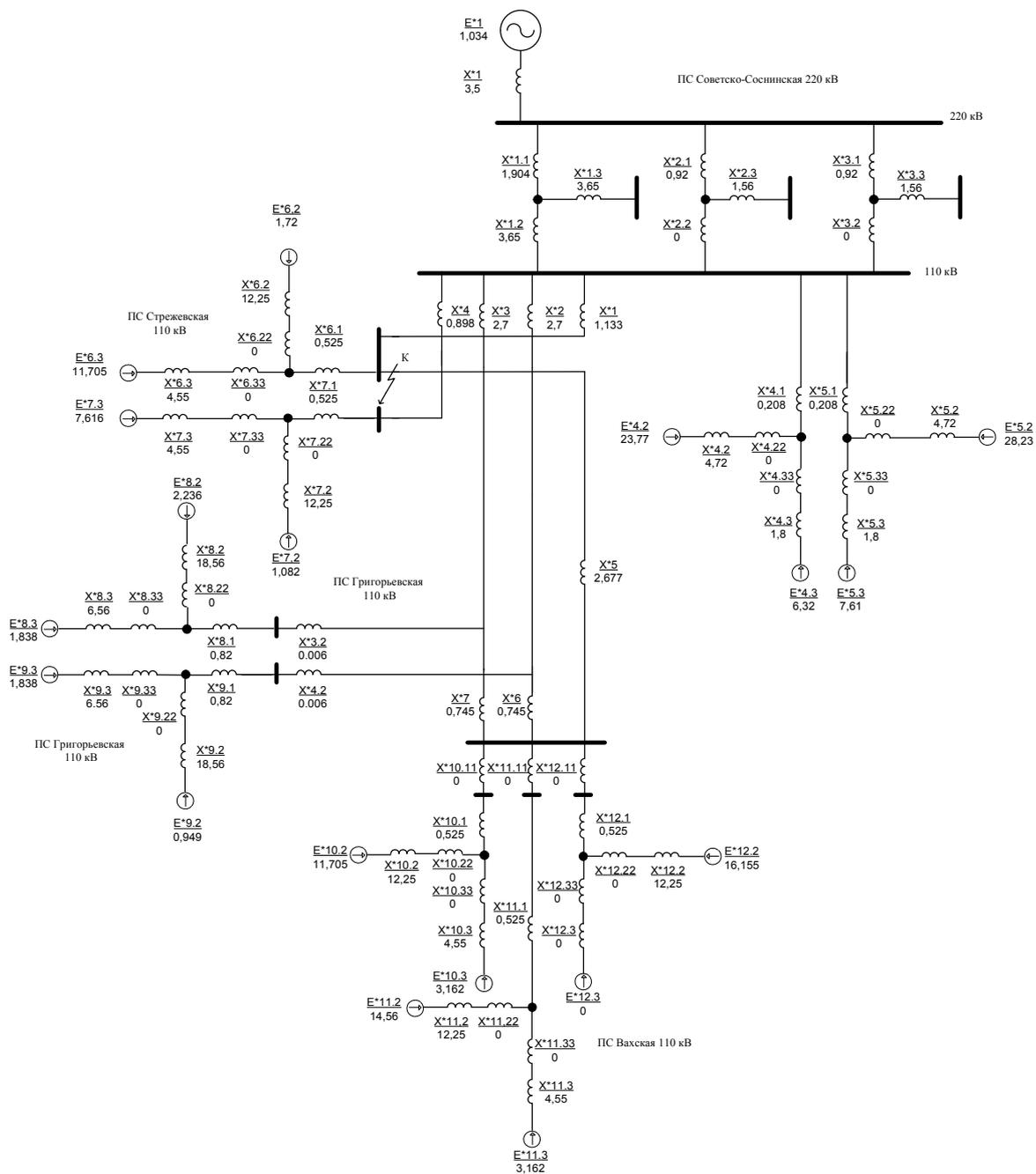


Рисунок 2.22 – Схема замещения существующей схемы ПС Советско-Соснинская – ПС Вахская.

$$X_{экв} = X_{леп} + X_{тр}$$

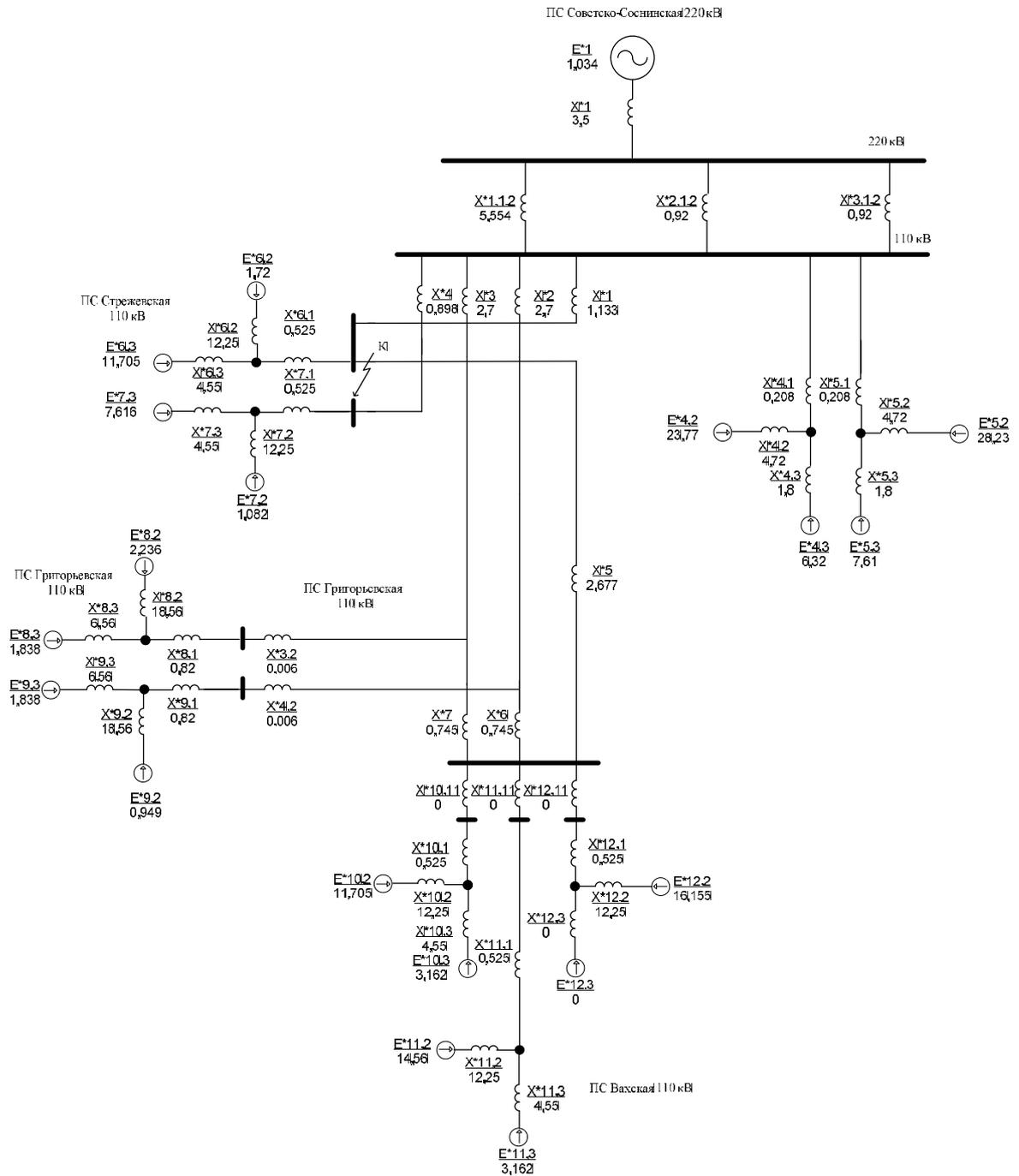


Рисунок 2.23 - Преобразование элементов трансформаторов и линий ЛЕП.

$$X_{\text{екв}} = \frac{X_1 X_2}{X_1 + X_2}$$

$$E_{\text{екв}} = \frac{E_1 X_2 + E_2 X_1}{X_1 + X_2}$$

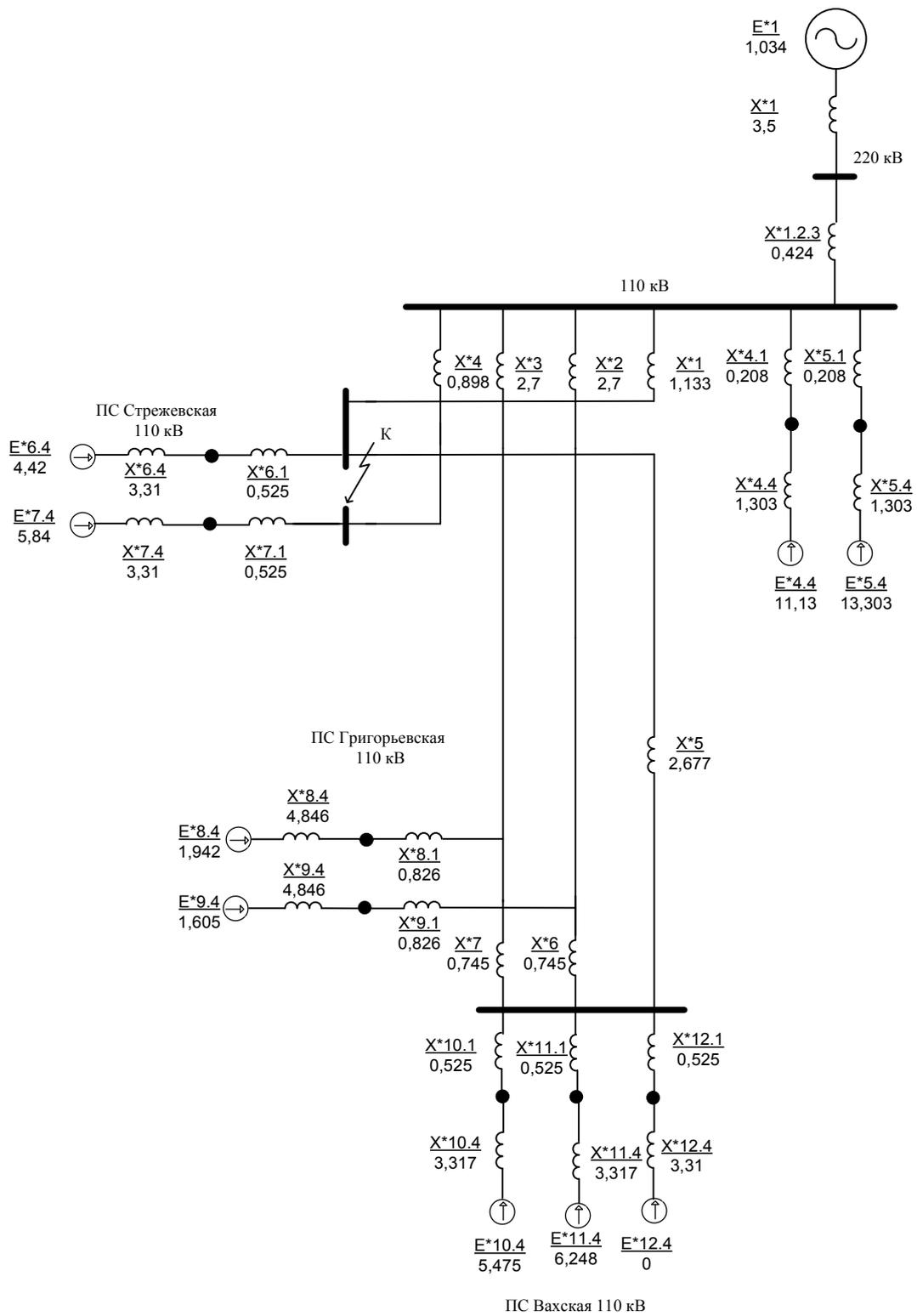


Рисунок 2.24 - Преобразование элементов ВН и СН трансформаторов.

$$X_{*екв} = X_{*1} + X_2$$

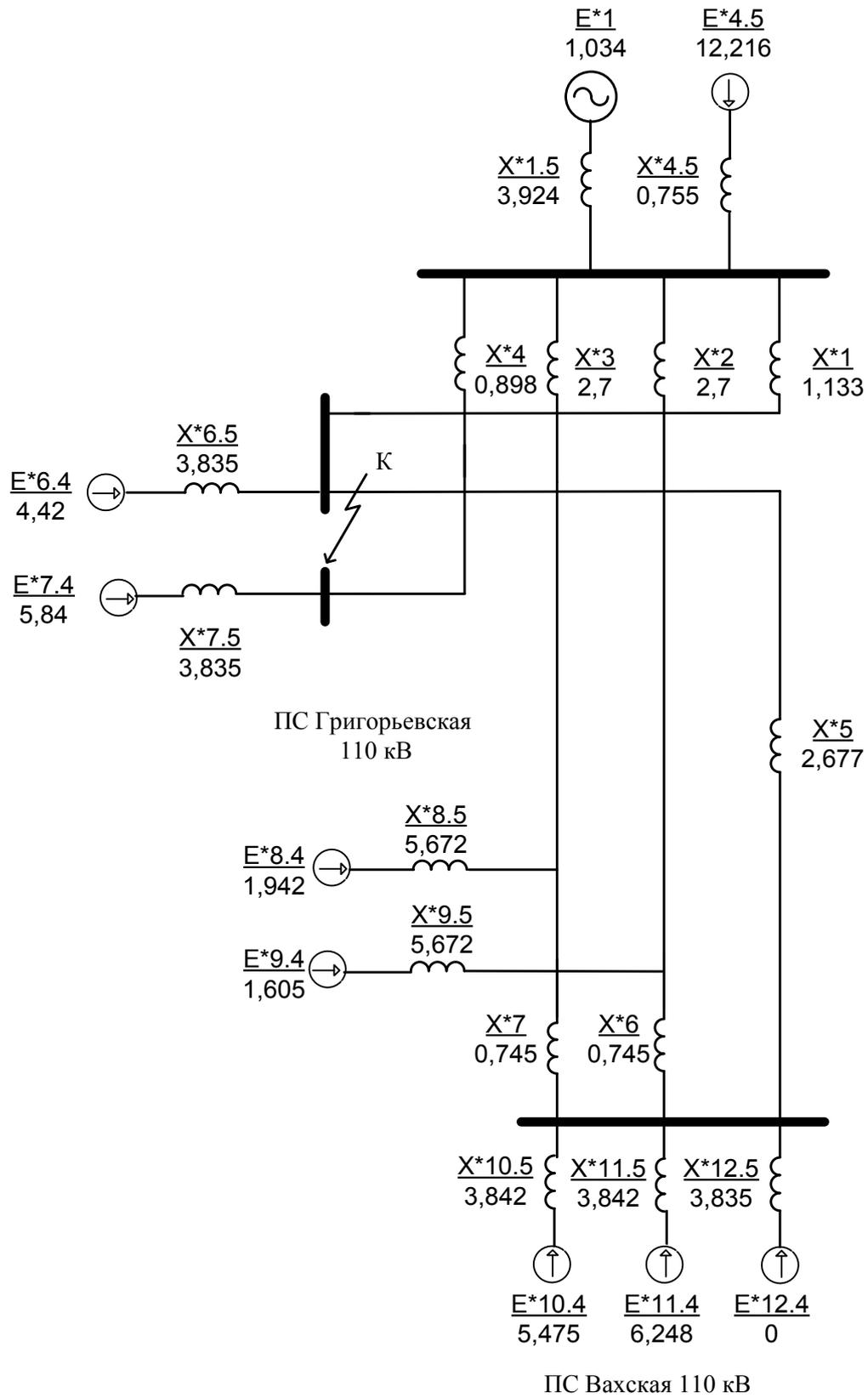


Рисунок 2.25 - Преобразование элементов трансформаторов и подходящих к ним линий.

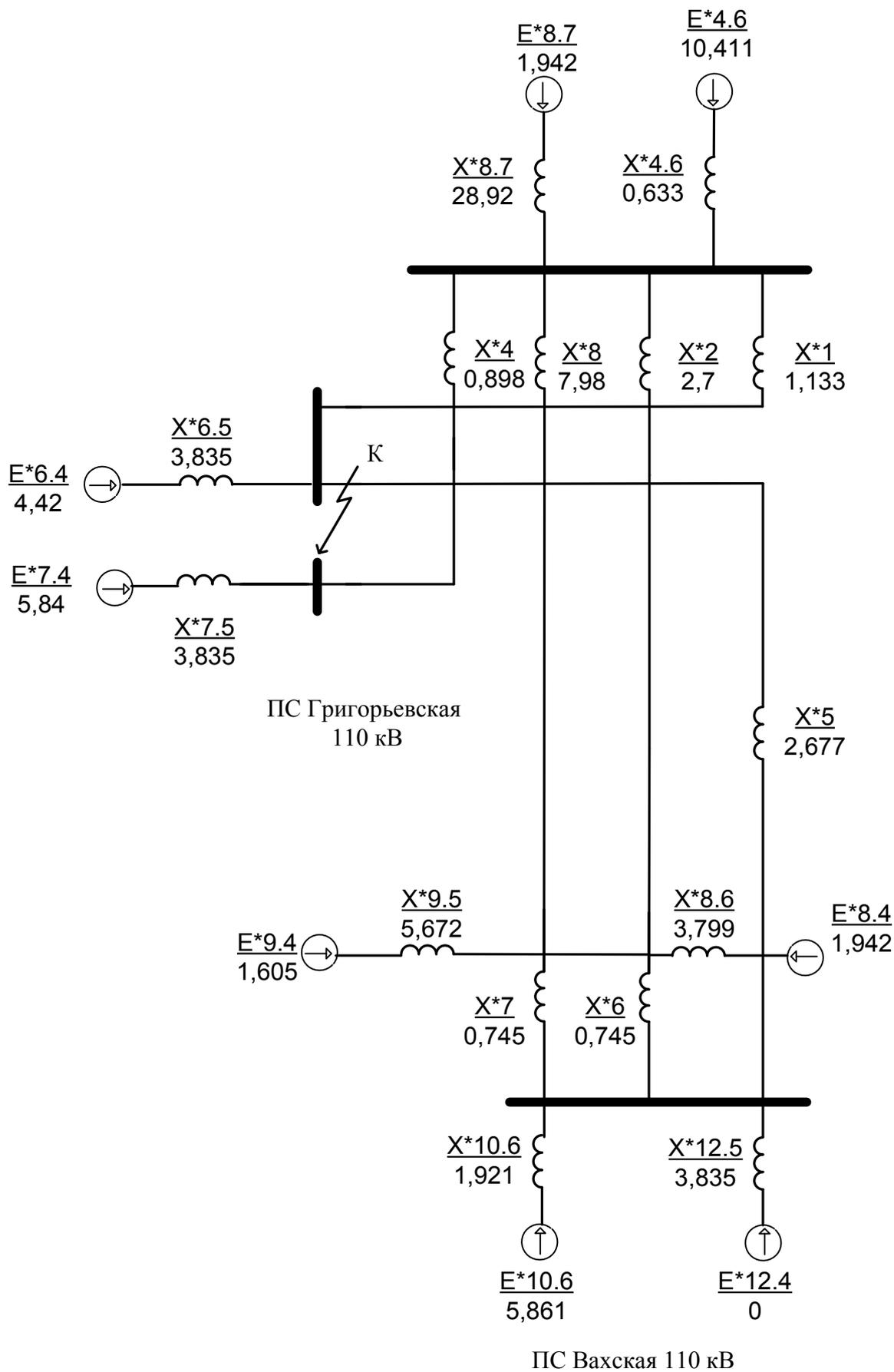


Рисунок 2.26 - Преобразование звезды в треугольник.

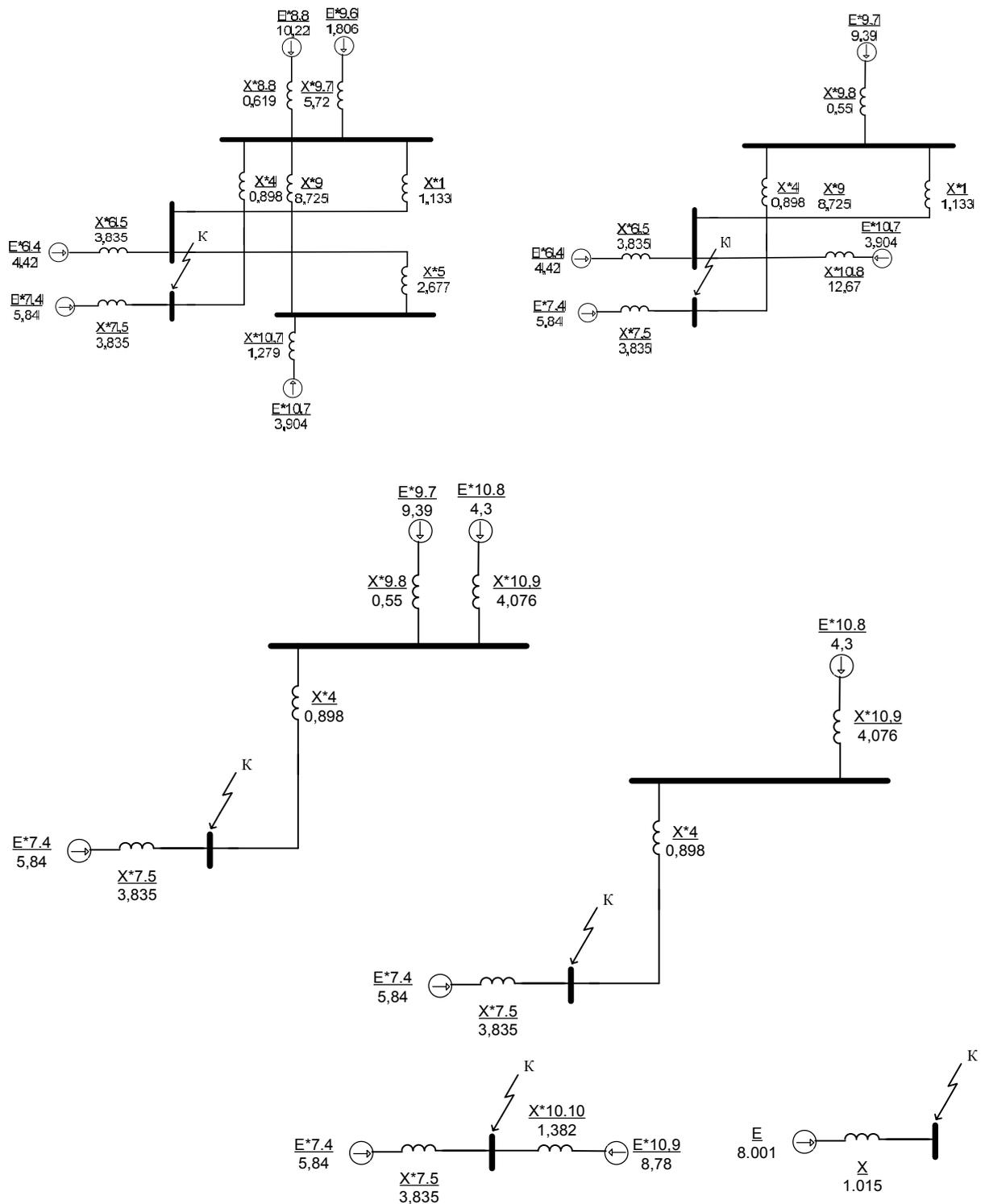


Рисунок 2.27 – Окончательное преобразование схемы замещения.

Ток КЗ в точке К определяем по формуле:

$$I_{n.0} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} = \frac{8,001}{1,015} = 7,882 \text{ кА}$$

Результаты расчётов токов короткого замыкания для существующей и перспективной схем электрических сетей показали, что токи трёхфазного КЗ на шинах ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Стрежевская, равны:

Для существующей схемы: $I_{кз} = 3,559$ кА.

Для предлагаемой схемы на шине с новой ВЛ: $I_{кз} = 7,882$ кА.

Расчёты токов КЗ показали, что при переходе от схемы 5-Н к схеме 110-9 для ОРУ 110 кВ ПС Стрежевская можно наблюдать увеличение токов короткого замыкания в два раза. Однако значения токов трёхфазного короткого замыкания на шинах ОРУ 110 кВ для перспективной схемы электрической сети не превышают отключающей способности выключателей ОРУ 110 кВ ПС Стрежевская равной 20 кА.

3. Выбор силового оборудования и провода для строительства ВЛ.

В данном разделе будут произведены выбор и проверка провода для строительства линии электропередач, а так же выбор и проверка оборудования для реконструкции распределительного устройства 110 кВ ПС Стрежевская.

3.1. Выбор сечения проводов ВЛ.

При проектировании ВЛ напряжением до 500 кВ выбор сечения проводов производится по нормативным обобщенным показателям. В качестве таких показателей используются нормативные значения экономической плотности тока.

- Суммарное сечение (F) проводов фазы проектируемой ВЛ составляет

$$F = \frac{I_{расч}}{j_{эк}}$$

Расчетный ток на одну цепь

$$I_{расч} = \frac{S_p}{n_{ц} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{22,86}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 121} = 109,2 \text{ А.}$$

Экономическое сечение

$$F_{эк} = \frac{I_{расч}}{j_{эк}} = \frac{109,2 * 1,1 * 1,05}{1} = 126 \text{ мм}^2$$

где $j_{эк}$ – нормированное значение экономической плотности тока с учетом числа часов использования максимальной нагрузки [1, табл. 1.3.36], А/мм².

Из стандартного ряда сечений принимаем ближайшее большее сечение для сталеалюминевых проводов АС-150/24 с $I_{доп} = 450\text{А}$ [2, стр. 82, табл. 3.15.].

•Проверка по перегрузочной способности (в послеаварийном режиме при отключении одной из питающих линий)

$$I_{\text{расч.п/ав}} < 1,3 \cdot I_{\text{доп}} = 1,3 \cdot 450 = 585.$$

Проверка выполняется.

•Проверка по условию механической прочности: согласно ПУЭ, воздушные линии напряжением 35 кВ и выше, сооружаемые на одноцепных опорах с применением сталеалюминевых проводов, должны иметь сечение не менее 120 мм². Таким образом, проверка выполняется.

Проверка на корону.

•Проверке по условиям короны подлежат ВЛ 110 кВ и выше, прокладываемые по трассам с отметками выше 1500 м над уровнем моря. При более низких отметках проверка не производится, если сечение проводов равно минимально допустимым по короны или превышает их.

Проверка по допустимым потерям и отклонениям напряжения.

•Проверке по допустимым потерям и отклонениям напряжениям ВЛ 35 кВ и выше не подлежат, так как повышение уровня напряжения путем увеличения сечения проводов таких линий по сравнению с применением трансформаторов с РПН или средств компенсации реактивной мощности экономически не оправдывается.

Основываясь на данных расчетах и проверках можно сделать вывод о том что провод марки АС150/24 полностью подходит для проектирования ЛВ.

3.2. Выбор и проверка коммутационной аппаратуры.

Коммутационные аппараты предназначены для присоединения отдельных элементов электрической части электростанций и ПС, а так же для присоединения к ним линий электропередач. В электрических сетях 35 кВ и выше основным коммутационным аппаратом является выключатель.

Выключатели служат для включения и отключения токов, протекающих в нормальном и аварийных режимах работы электрической сети. Наиболее тяжелые условия работы выключателя возникают при отключении токов КЗ.

Для проверки коммутационной аппаратуры применяются расчеты на основе токов КЗ для данного участка схемы.

3.1.1. Проверка выключателей и разъединителей установленных в ОРУ ПС Стрежевская.

Ток КЗ на шине 110 кВ ПС Стрежевская для существующей схемы:

$$I_{К.З}=3,599 \text{ кА}$$

Ударный ток

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{К.З} \cdot k_{y д} = \sqrt{2} \cdot 3,599 \cdot 1,608 = 8,18 \text{ к А.}$$

где $k_{y д}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени T_a , определяемый по зависимости $k_{y д} = f(T_a)$ [5, стр. 150, табл. 3.8].

Намечаем к проверке выключатель типа МКП110-630-20

Параметры выключателя [8, стр. 239, табл. 5.2]

- номинальное напряжение $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$;
- номинальный ток $I_{ном} = 630 \text{ А}$;
- номинальный ток отключения $I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}$;
- ток электродинамической стойкости $I_{дин} = 20 \text{ кА}$;
- пик тока электродинамической стойкости $i_{дин} = 52 \text{ кА}$;
- ток термической стойкости $I_{тер} = 20 \text{ кА}$;
- длительность протекания тока термической стойкости $t_{тер} = 3 \text{ с}$;
- полное время отключения выключателя $t_{отк.в} = 0,05 \text{ с}$.

Проверка выключателя :

– по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$

$$U_{уст} = 110 \text{ кВ} = U_{ном} = 110 \text{ кВ};$$

– по отключающей способности $I_{n,t} \leq I_{отк.ном}$

$$I_{n,t} = 3,599 \text{ кА} < I_{отк.ном} = 20 \text{ кА};$$

– по электродинамической стойкости $I_{п,0} \leq I_{дин}$, $i_{уд} \leq i_{дин}$

$$I_{п,0} = 3,599 \text{ кА} < I_{дин} = 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 8,18 \text{ кА} < i_{дин} = 52 \text{ кА};$$

– по термической стойкости $W_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

$$W_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{р.з.} + t_{отк.в} + T_a) = 3,599^2 \cdot (1,2 + 0,05 + 0,02) \\ = 16,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$W_k < I_{тер}^2 \cdot t_{тер}.$$

Выключатель проходит по результатам проверок.

3.1.2. Проверка выключателей и разъединителей установленных в ОРУ ПС Стрежевская.

Ток КЗ на шине 110 кВ ПС Стрежевская для существующей схемы:

$$I_{кз} = 7,882 \text{ кА}$$

Ударный ток:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 7,882 \cdot 1,608 = 17,924 \text{ кА}.$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени T_a , определяемый по зависимости $k_{уд} = f(T_a)$ [5, стр. 150, табл. 3.8].

3.2.1 Выбор выключателей.

К выключателям высокого напряжения предъявляются следующие требования:

1. надежное отключение любых токов;
2. наименьшее время отключения, т. е. быстрота действия;

3. быстрое включение выключателя же после отключения т.е. пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т. е.;

4. возможность управления пофазного для выключателей 110 кВ и выше;

5. легкость ревизии;

6. пожаро - и взрывобезопасность;

7. удобство эксплуатации и транспортировки.

В соответствии с ГОСТ 687–РВЕ выключатели характеризуются следующими параметрами:

1. Номинальный ток отключения $I_{откл.ном}$ - наибольший ток КЗ. Номинальный ток отключения является периодической составляющей действующего значения в момент расхождения контактов.

2. Содержание аperiodической составляющей тока в токе отключения $\beta_n, \%$, определяется по кривой рис. 3.7:

$$\beta_n = \frac{i_{a.ном}}{\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном}} \cdot 100;$$

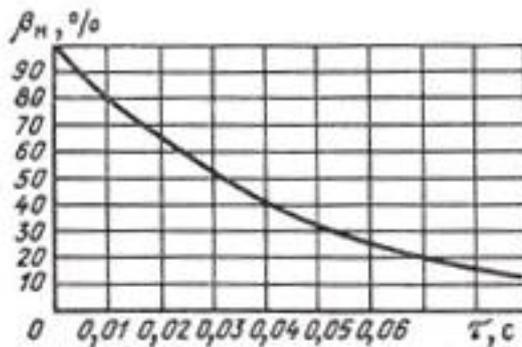


Рисунок 3.1 – Нормированное содержание аperiodической составляющей.

Нормированное значение β_n определяется для момента расхождения контактов

$$\tau = t_{з.мин} + t_{с.в.} = 0,01 + t_{с.в.};$$

Если $\tau > 0,09$ с, то принимают $\beta_n = 0$.

3. Цикл операций–последовательность выполняемая выключателем

коммутационных операций с заданными между ними интервалами.

4. Стойкость при сквозных токах, характеризуется электродинамической стойкости $I_{дин}$ и термической стойкости $I_{тер}$, $i_{дин}$ – наибольший пик (амплитудное значение); выключатель эти токи выдерживает во включенном положении без повреждений.

Завод-изготовитель должен выдерживать соотношение:

$$i_{дин} = 2,55 \cdot I_{откл.ном};$$

5. Номинальный ток включения – ток короткого замыкания, который выключатель, без приваривания контактов и других повреждений, способен включить, при $U_{ном}$ и заданном цикле.

6. Собственное время отключения $t_{с.в}$ это время от момента подачи команды на отключение до момента прекращения соприкосновения дугогасительных контактов.

Время отключения $t_{отк.в}$ это время от подачи команды на отключение до момента погасания дуги во всех полюсах.

Время включения $t_{вкл.в}$ это время от момента подачи команды на включение до возникновения тока в цепи.

Наряду с физическим износом оборудования происходит его моральное старение. Средний технический уровень установленного станционного и подстанционного коммутационного оборудования соответствует оборудованию, которое эксплуатировалось в ведущих странах мира 30 лет назад. Вместе с тем тенденции развития высоковольтных выключателей показывают устойчивый рост применения в мире вакуумных и элегазовых выключателей.

Элегазовые выключатели начали быстро заменять масляные и воздушные выключатели. Они также имеют свои положительные стороны:

взрыво и пожаробезопасность;

быстродействие и пригодность для работы в любом цикле АПВ;

возможность, непосредственно перед переходом тока через нуль, синхронного размыкания контактов;

высокая отключающая способность при отключении не удаленных коротких замыканий и др;

надежное отключение емкостных токов холостых линий; небольшой износ дугогасительных контактов; к дугогасителям легкий доступ, а также простота их ревизии; небольшой вес;

возможность для наружной и внутренней установки.

Однако необходимо отметить и недостатки:

необходимость устройств для перекачивания, наполнения и очистки элегаза;

сложность ряда деталей и узлов конструкции, а также необходимость применения высоконадежных уплотнений;

высокая стоимость выключателя в целом и дугогасящей среды.

Выбираем выключатель на стороне ВН: элегазовый ВЭК-110-40/2000У1 (табл. 5.34 [15]).

Выключатель газовый (элегазовый) трех полюсной, наружной установки на номинальный ток 2000 А, номинальный ток отключения 40 кА, номинальное напряжение 110 кВ, номинальное напряжение включающего электромагнита (ЭВ) привода 220 В и номинальное напряжение отключающего электромагнита (ЭО) привода и катушки контактора 220 В.

3.3.1 Проверка оборудования.

Выбор выключателей и разъединителей:

Намечаем к установке выключатель типа ВЭК-110-40/2000У1

Параметры выключателя [8, стр. 239, табл. 5.2]

- номинальное напряжение $U_{ном} = 110$ кВ;
- номинальный ток $I_{ном} = 2000$ А;
- номинальный ток отключения $I_{отк.ном} = 40$ кА;
- ток электродинамической стойкости $I_{дин} = 40$ кА;
- пик тока электродинамической стойкости $i_{дин} = 102$ кА;
- ток термической стойкости $I_{тер} = 50$ кА;

- длительность протекания тока термической стойкости $t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}$;
- полное время отключения выключателя $t_{\text{отк.в}} = 0,1 \text{ с}$.

Проверка выключателя:

- по напряжению установки $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$

$$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ} = U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ};$$

- по отключающей способности $I_{\text{n,t}} \leq I_{\text{отк.ном}}$

$$I_{\text{n,t}} = 7,882 \text{ кА} < I_{\text{отк.ном}} = 40 \text{ кА};$$

- по электродинамической стойкости $I_{\text{п,0}} \leq I_{\text{дин}}$, $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$

$$I_{\text{п,0}} = 7,882 \text{ кА} < I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд}} = 17,924 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА};$$

- по термической стойкости $B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п,0}}^2 \cdot (t_{\text{р.з.}} + t_{\text{отк.в}} + T_{\text{а}}) = 7,882^2 \cdot (1,2 + 0,1 + 0,02)$$

$$= 82 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 50^2 \cdot 3 = 7500,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{\text{к}} < I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}.$$

Выключатель проходит по результатам проверок.

На ОРУ - 110 кВ к установке принимаем разъединитель РНДЗ-2-110У/2000У1(табл. 5.5 [9]) - разъединитель наружной установки двухколонковый, с двумя заземляющими ножами, напряжение 110 кВ, усиленная изоляция, номинальный ток 2000 А, для работы в умеренном холодном (ХЛ) климате, категория размещения (1) на открытом воздухе.

Номинальное напряжение: $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$;

Номинальный ток: $I_{\text{ном}} = 3200 \text{ А}$;

Амплитуда предельного сквозного тока: $i_{\text{уд}} = 100 \text{ кА}$;

Ток термической стойкости главных ножей/допустимое время $I_{\text{тер}} = 40 \text{ кА/3с}$;

Ток термической стойкости заземляющих ножей/допустимое время $I_{\text{тер}} = 40 \text{ кА/1с}$;

Проверка разъединителя

– по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$

$$U_{уст} = 110 \text{ кВ} = U_{ном} = 110 \text{ кВ};$$

– по электродинамической стойкости $i_{уд} \leq i_{пр.с}$

$$i_y = 17,924 \text{ кА} < i_{пр.с} = 40 \text{ кА};$$

– по термической стойкости $B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

$$B_k = 82 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_k < I_{тер}^2 \cdot t_{тер}.$$

Разъединитель проходит по результатам проверок. Расчеты по выбору выключателей и разъединителей сведем в таблицу 5.

Таблица 5 – Выбор выключателей и разъединителей.

Расчетные данные	Выключатель ВЭК-110-40/2000У1	Выключатель РНД3.2-110/2000У1
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1233 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 3200 \text{ А}$
$I_{n,t} = 7,882 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}$	–
$I_{п,0} = 7,882 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	–
$i_y = 17,924 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 82 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вывод: в данном разделе выбрана марка провода АС150/24 и произведена его проверка по экономической плотности тока, перегрузочной способности и по условию механической прочности.

Проведена проверка установленных выключателей и выбор новой коммутационной аппаратуры для распределительного устройства 110 кВ ПС Стрежевская.

4. Механический расчет ВЛ.

Линии электропередач состоят из ВЛ основной и распределительной сети, ВЛ основной сети обеспечивают связь между крупными электростанциями и передачу мощности от них в районы потребления электроэнергии. ВЛ распределительной сети обеспечивают передачу электроэнергии от ПС основной сети и электростанций к потребителям электроэнергии.

Механический расчет воздушных линий электропередач.

Исходные данные:

Марка провода – АС-150/24.

Длина ВЛ – $L = 28.3$ км.

Город - Стрежевой

Район по ветровому давлению – I [1, рис. 2.5.4].

Район по гололеду – II [1, рис. 2.5.8].

Низшая температура – $t_- = -51^{\circ}\text{C}$ [3, табл. 1].

Высшая температура – $t_+ = +35^{\circ}\text{C}$ [2, табл. 2].

Среднегодовая температура – $t_{\text{сг}} = -5.5^{\circ}\text{C}$ [2, табл. 3].

Температура гололедообразования – $t_{\text{г}} = -4^{\circ}\text{C}$ [1, п. 2.5.51].

Трасса сооружения линии электропередачи 110кВ проходит по лесостепной местности протяженностью 28.3 км. Провода подвешены на свободностоящих стальных опорах марки ПБ110-3В и на анкерных опорах марки У110-1.

4.1. Расчет механических нагрузок на провода от внешних воздействий.

Согласно ПУЭ интенсивность внешних воздействий на конструктивные элементы ВЛ принимают исходя из частоты повторяемости наибольших гололедных и ветровых нагрузок.

Таблица 6– Технические данные провода АС-150/24

Параметры	Проводник	Сердечник	Провод
Сечение, мм ²	149	24.2	173.2
Диаметр, мм	17.1	6.3	23.4
Масса, кг/км	409	190	599

Нормативное ветровое давление W_0 на высоте 10 м над поверхностью земли в I ветровом районе принимают равным 500 Па [1, табл. 2.5.1], а нормативная толщина стенки гололеда $b_э$ (рис. 2) в III гололедном районе составляет 15 мм [1, табл.2.5.3].

Постоянная нагрузка:

1. Постоянно действующая нагрузка от собственной массы провода:

$$P_n = M_{II} \cdot g \cdot 10^{-3} = 599 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 5.8702 \text{ Н/м},$$

где M_{II} – вес провода;

$g = 9,8 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения.

2. Удельная действующая нагрузка от собственной массы провода:

$$\gamma_n = \frac{P_n}{F} = \frac{5.87}{173.2} = 0,033 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}.$$

Нормативные нагрузки:

1. Нормативная гололедная нагрузка на 1 м провода:

$$P_{2n}^H = \pi \cdot \kappa_i \cdot \kappa_d \cdot b_э \cdot (d_n + \kappa_i \cdot \kappa_d \cdot b_э) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3},$$

где κ_i , κ_d – коэффициенты, учитывающие изменения толщины стенки гололеда по высоте и в зависимости от диаметра провода [1, п. 2.5.4];

$b_э$ – толщина стенки гололеда;

d_n – диаметр провода;

$\rho = 0,9 \text{ г/см}^3$ – плотность льда.

Высоту расположения приведенного центра тяжести проводов над поверхностью земли находят по формуле [1, п.2.5.54]:

$$h_{ПР} = h_{СР} - \frac{2}{3} \cdot f,$$

где $h_{СР}$ - среднеарифметическое значение высоты крепления проводов к изоляторам, м;

f - стрела провисания провода в середине пролета, м.

$$\text{Примем: } h_{СР} = \frac{\sum_{i=1}^n H_{mp}^i}{n},$$

где n – количество зон, отсчитываемых от поверхности земли в месте установки опоры;

H_{mp}^i - высота крепления провода к траверсе.

$$h_{СР} = \frac{\sum_{i=1}^n H_{mp}^i}{n} = \frac{19 + (19 + 4) + 19}{3} = 20.3 \text{ м.}$$

Согласно техническим характеристикам провода, при среднеэксплуатационной работе линии, провод марки АС-150/24 имеет поперечное сечение проводника 149 мм^2 и поперечное сечение сердечника 24.2 мм^2 . Отношение сечений алюминиевой части провода и сечения стального сердечника провода:

$$\frac{F_A}{F_C} = \frac{149}{24.2} \approx 6.1 \text{ мм}^2.$$

В соответствии с [1, табл. 2.5.7], допустимое напряжение при среднегодовой температуре для сталеалюминевых проводов сечением 150-

800 мм^2 при $\frac{F_A}{F_C} = 6.1 \text{ мм}^2$ составляет $\sigma_{сг} = 87 \text{ Н/мм}^2$.

Примем длину пролета $l = 350 \text{ м}$.

Стрела провисания провода:

$$f = \frac{\gamma_{II} \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{сз}} = \frac{0,033 \cdot 350^2}{8 \cdot 87} = 5,808 \text{ м.}$$

Высота расположения приведенного центра тяжести:

$$h_{IIIP} = h_{CIP} - \frac{2}{3} \cdot f = 20,3 - \frac{2}{3} \cdot 5,808 = 16,43 \text{ м.}$$

$$P_{сн}^H = 3,14 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 35(23,4 + 0,9 \cdot 1 \cdot 35) \cdot 0,9 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 47,89 \text{ Н/м.}$$

2. Нормативная ветровая нагрузка, действующая на 1 м провода без гололеда:

$$P_{wn}^H = \alpha_w \cdot k_l \cdot k_w \cdot C_x \cdot W \cdot F \cdot \sin^2 \varphi,$$

где α_w - коэффициент, учитывающий неравномерность ветрового давления по пролету ВЛ, принят равным 0,7 [1, п. 2.5.52];

k_l - коэффициент, учитывающий влияние длины пролета на ветровую нагрузку, равный 1 [1, п. 2.5.52];

k_w - коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте в зависимости от типа местности, принят равным 1,25 [1, табл. 2.5.2];

C_x - коэффициент лобового сопротивления, принимаемый равным 1,1 для проводов покрытых гололедом, диаметром 20мм и более [1, п. 2.5.52];

W_0 - нормативное ветровое давление;

F - площадь продольного диаметрального сечения провода.

$$F = d_n \cdot 10^{-3} = 0,023 \text{ м}^2;$$

$$P_{wn}^H = 0,76 \cdot 1 \cdot 1,25 \cdot 1 \cdot 500 \cdot 0,023 = 10,925 \text{ Н/м.}$$

Нормативная ветровая нагрузка, действующая на 1 м провода с гололедом:

$$P_{wnг}^H = \alpha_w \cdot k_l \cdot k_w \cdot C_x \cdot 0,25 \cdot W \cdot F \cdot \sin^2 \varphi,$$

где $0,25 \cdot W = W_{Г}$ - гололедное ветровое давление;

φ - угол между направлением ветра и осью ВЛ, принимаем $\varphi = 90^\circ$;

F - площадь продольного диаметрального сечения провода.

$$F = (d_n + 2 \cdot k_l \cdot k_w \cdot b_э) \cdot 10^{-3} = (23,4 + 2 \cdot 1 \cdot 1,25 \cdot 25) \cdot 10^{-3} = 0,0859 \text{ м}^2;$$

$$P_{wnz}^H = 0,76 \cdot 1 \cdot 1,25 \cdot 1,1 \cdot 0,25 \cdot 500 \cdot 0,0859 = 11,22 \text{ Н/м.}$$

Расчетные нагрузки:

1. Расчетная гололедная нагрузка на 1 м провода:

$$P_{zn} = P_{zn}^H \cdot \gamma_{nz} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f \cdot \gamma_d,$$

где γ_{nz} - коэффициент надежности по ответственности, принят равным 1 [1, п. 2.5.55];

γ_p - региональный коэффициент, принят равным 1 [1, п. 2.5.55];

γ_f - коэффициент надежности по гололедной нагрузке, равный 1,3 [1, п. 2.5.55];

γ_d - коэффициент условий работы, равный 0,5 [1, п. 2.5.55];

$$P_{zn} = 10,92 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 0,5 = 7,098 \text{ Н/м.}$$

2. Удельная гололедная нагрузка:

$$\gamma_{zn} = \frac{P_{zn}}{F} = \frac{7,098}{173,2} = 0,0409 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}.$$

3. Расчетная ветровая нагрузка на 1 метр провод без гололеда:

$$P_{wn} = P_{wn}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f,$$

где γ_{nw} - коэффициент надежности по ответственности равен 1 [1, п. 2.5.54];

γ_p - региональный коэффициент, принят равным 1 [1, п. 2.5.54];

γ_f - коэффициент надежности по ветровой нагрузке, равный 1,3 [1, п. 2.5.54].

$$P_{wn} = 10,925 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,3 = 14,202 \text{ Н/м.}$$

4. Удельная ветровая нагрузка:

$$\gamma_{wn} = \frac{P_{wn}}{F} = \frac{14,202}{173,2} = 0,081 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}.$$

5. Расчетная ветровая нагрузка на 1 метр провода с гололедом:

$$P_{wnz} = P_{wnz}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 12,554 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,6 = 20,087 \text{ Н/м}.$$

6. Удельная ветровая нагрузка с гололедом:

$$\gamma_{wnz} = \frac{P_{wnz}}{F} = \frac{20,087}{275,7} = 0,073 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}.$$

Результирующие нагрузки:

1. Результирующая нагрузка от веса провода и веса гололеда:

$$p_{\Sigma 1} = p_n + p_{zn} = 5,87 + 7,98 = 13,85 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{\Sigma 1} = \frac{p_{\Sigma 1}}{F} = \frac{13,85}{173,2} = 0,079 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}.$$

Результирующая нагрузка на провод без гололеда от давления ветра:

$$p_{\Sigma 2} = \sqrt{p_n^2 + p_{wn}^2} = \sqrt{5,87^2 + 14,202^2} = 15,367 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{\Sigma 2} = \frac{p_{\Sigma 2}}{F} = \frac{15,367}{173,2} = 0,088 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}.$$

2. Результирующая нагрузка на провод с гололедом от давления ветра:

$$p_{\Sigma 3} = \sqrt{p_{\Sigma 1}^2 + p_{wnz}^2} = \sqrt{13,85^2 + 20,087^2} = 24,398 \text{ (Н/м)};$$

$$\gamma_{\Sigma 3} = \frac{p_{\Sigma 3}}{F} = \frac{24,398}{173,2} = 0,14 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}.$$

Полученные результаты сведем в таблицу 7.

Таблица 7 - Нагрузки, действующие на провод.

Название	Нормативная	Расчетная	Удельная
Постоянно действующая нагрузка от собственной массы провода		5,8702	0,033
Гололедная нагрузка, действующая на 1м провода		7,98	0,0409
Ветровая нагрузка, действующая на 1м провода без гололеда перпендикулярно проводу	10,925	14.202	0,081
Ветровая нагрузка, действующая на 1м провода с гололедом перпендикулярно проводу	11,22	20,087	0,073
Результирующая нагрузка 1	-	13,85	0,079
Результирующая нагрузка 2	-	15,367	0,088
Результирующая нагрузка 3	-	24,398	0,14

Заключение по расчету нагрузок, действующих на провод: наибольшей нагрузкой является результирующая нагрузка на провод с гололедом от давления ветра.

4.2 Определение физико-механических характеристик провода.

Согласно[1, табл.2.5.8]для провода АС 150/24 с отношением

$$\frac{F_A}{F_C} = 6,15 :$$

$\alpha = 19,2 \cdot 10^{-6} \text{ град}^{-1}$ - температурный коэффициент линейного удлинения;

$$E = 8,25 \cdot 10^4 \text{ Н / мм}^2 \text{ - модуль продольной упругости.}$$

По [1, табл.2.5.7] производим определение:

$\sigma_{нб} = 135 \text{ Н/мм}^2$ - механическое напряжение при воздействии на провод наибольшей удельной механической нагрузки $\gamma_{нб}$;

$\sigma_{-} = 135 \text{ Н/мм}^2$ - механическое напряжение при воздействии на провод низшей температуры t_{-} ;

$\sigma_{сэ} = 90 \text{ Н/мм}^2$ - механическое напряжение при воздействии на провод среднегодовой температуры $t_{сэ}$.

Определим, как изменится напряжение в проводе в зависимости от изменения длины пролета при возникновении наибольшей удельной нагрузки.

При $l \Rightarrow 0$:

$$\begin{aligned}\sigma_{сэ(1)}^{(1)} &= \sigma_{нб} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сэ} - t_2) = 135 - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-5,5 - (-4)) = \\ &= 137,376 \text{ Н/мм}^2.\end{aligned}$$

При $l \Rightarrow \infty$:

$$\sigma_{сэ(1)}^{(2)} = \frac{\gamma_n}{\gamma_{нб}} \cdot \sigma_{нб} = \frac{0,033}{0,14} \cdot 135 = 31,821 \text{ Н/мм}^2.$$

Таким образом, среднеэксплуатационное механическое напряжение в проводе при условии возникновения наибольшей нагрузке будет изменяться в пределах от $31,821 \text{ Н / мм}^2$ до $137,376 \text{ Н / мм}^2$.

Расчет критической температуры:

Для расчета критической температуры принимаются безветровые режимы, так как стрела провисания – это расстояние от точки подвеса до

нижней точки кривой провисания по вертикали, а действие ветра отклоняет провод от вертикального положения.

$$t_{кр} = (t_2 - 3) + \frac{\sigma_{нб}}{\alpha \cdot E} \cdot \frac{\gamma_{эп}}{\gamma_{\Sigma 1}} = (-4 - 3) + \frac{135}{19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4} \cdot \frac{0,0409}{0,079} = 37,12^\circ \text{C}.$$

Наивысшая температура составляет 35° , что меньше критической температуры, значит, наибольшая стрела провисания будет при нагрузке провода собственной массой и массой гололеда ($\gamma_{\Sigma 1}$).

Расчет габаритного пролета:

При расстановке опор на ровной местности наибольшая возможная длина пролета может быть определена в зависимости от максимальной стрелы провисания, которую можно определить при заданной высоте подвеса провода на опоре, и, минимальном габарите – от низшей точки кривой провисания провода до земли.

$$l_{1к} = 4,9 \cdot \frac{\sigma_-}{\gamma_n} \cdot \sqrt{\frac{(\sigma_- - \sigma_{сэ}) + \alpha \cdot E \cdot (t_- - t_{сэ})}{E \cdot \left[1 - \left(\frac{\sigma_-}{\sigma_{сэ}} \right)^2 \right]}}$$

$$= 4,9 \cdot \frac{135}{0,088} \cdot \sqrt{\frac{(135 - 90) + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-47 - 0,1)}{8,25 \cdot 10^4 \cdot \left[1 - \left(\frac{135}{90} \right)^2 \right]}} = 14,46 \text{ м};$$

$$l_{2к} = 4,9 \cdot \frac{\sigma_{нб}}{\gamma_n} \cdot \sqrt{\frac{\alpha \cdot (t_2 - t_-)}{\left(\frac{\gamma_{нб}}{\gamma_n} \right)^2 - 1}} = 4,9 \cdot \frac{135}{0,088} \cdot \sqrt{\frac{19,2 \cdot 10^{-6} \cdot (-4 - (-45))}{\left(\frac{0,14}{0,088} \right)^2 - 1}} = 174,56 \text{ м};$$

$$l_{3к} = 4,9 \cdot \frac{\sigma_{нб}}{\gamma_n} \cdot \sqrt{\frac{(\sigma_{нб} - \sigma_{сэ}) + \alpha \cdot E \cdot (t_2 - t_{сэ})}{E \cdot \left[\left(\frac{\gamma_{нб}}{\gamma_n} \right)^2 - \left(\frac{\sigma_{нб}}{\sigma_{сэ}} \right)^2 \right]}} =$$

$$= 4,9 \cdot \frac{135}{0,088} \cdot \sqrt{\frac{(135 - 90) + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-4 - 5,5)}{8,25 \cdot 10^4 \cdot \left[\left(\frac{0,14}{0,088} \right)^2 - \left(\frac{135}{90} \right)^2 \right]}} = 9,602 \text{ м.}$$

$$l_{заб}^4 \cdot \left(\frac{\gamma[f]}{8 \cdot f} + \left(\frac{\gamma[\sigma]}{\sigma} \right)^2 \cdot \frac{E}{24} \right) - l_{заб}^2 \cdot \left(\sigma + \alpha \cdot E \cdot (t_{[\sigma]} - t_{[f]}) \right) - \frac{8}{3} \cdot f^2 \cdot E = 0$$

,

где $\gamma[f]$ - удельная механическая нагрузка, при которой имеет место наибольшее провисание провода;

$\gamma[\sigma]$ - удельная механическая нагрузка, принятая как исходная для расчета провода на прочность;

σ - напряжение в проводе, принятое как исходное для расчета провода на прочность;

E - модуль упругости;

α - температурный коэффициент линейного расширения;

$t_{[\sigma]}$ - температура, принятая как исходная для расчета провода на прочность;

$t_{[f]}$ - температура, при которой стрела провеса максимальна.

$$A = \left(\frac{\gamma[f]}{8 \cdot f} + \left(\frac{\gamma[\sigma]}{\sigma} \right)^2 \cdot \frac{E}{24} \right) = \left(\frac{0,079}{8 \cdot 5,808} + \left(\frac{0,14}{135} \right)^2 \cdot \frac{8,25 \cdot 10^4}{24} \right) = 0,005397;$$

$$B = \left(\sigma_{нб} + \alpha \cdot E \cdot (t_{[\sigma]} - t_{[f]}) \right) = 135 + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-4 - 35) = 73,224;$$

$$C = \frac{8}{3} \cdot f^2 \cdot E = \frac{8}{3} \cdot 5,808^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 = 7,421 \cdot 10^6.$$

$$l_{габ} = \sqrt{\frac{B + \sqrt{B^2 + 4 \cdot A \cdot C}}{2 \cdot A}} = \sqrt{\frac{73,224 + \sqrt{73,224^2 + 4 \cdot 0,005397 \cdot 7,421 \cdot 10^6}}{2 \cdot 0,005397}} =$$

$$= 210,903 \text{ м.}$$

Если $l_{габ} = 210,903 \text{ м} > l_{2к} = 174,56 \text{ м}$, то расчеты верны.

Длина весового пролета:

$$l_{вес} = 1,25 \cdot l_{габ} = 1,25 \cdot 210,903 = 263,62 \text{ м.}$$

Стрела провисания для габаритного пролета:

$$f_{габ} = \frac{\gamma_n \cdot l_{габ}^2}{8 \cdot \sigma_-} = \frac{0,088 \cdot 210,903^2}{8 \cdot 135} = 3,624 \text{ м.}$$

4.3. Выбор изоляторов для промежуточной опоры.

В соответствии с ПУЭ расчет изоляторов производится по методу разрушающей нагрузки. Расчетные усилия в изоляторах не должны превышать значений разрушающих нагрузок (механических или электромеханических), установленных государственными стандартами и техническими условиями. Степень загрязнения атмосферы 1.

Нормативная нагрузка для поддерживающих гирлянд промежуточных опор в нормальном режиме работы ВЛ:

При наибольшей механической нагрузке:

$$2,5 \cdot (n_{ф} \cdot \gamma_{нб} \cdot F_{нр} \cdot l_{вес} + G_2) = 2,5 \cdot (1 \cdot 0,14 \cdot 173,2 \cdot 263,62 + 400) =$$

$$= 16980 \text{ Н,}$$

где G_2 - средний вес гирлянды изоляторов, для линии 110 кВ.

При среднеэксплуатационных условиях:

$$5 \cdot (n_{\phi} \cdot \gamma_{np} \cdot F_{np} \cdot l_{вес} + G_2) = 5 \cdot (1 \cdot 0,088 \cdot 173,2 \cdot 263,62 + 400) = \\ = 22089 \text{ Н,}$$

где n_{ϕ} – число проводов в расщепленной фазе, шт;

$l_{вес}$ – наибольший весовой пролёт линии. В проектах для типовых опор принимают, м;

Так как весовой пролет $l_{вес} = 263,62 \text{ м} > l_{2к} = 174,56 \text{ м}$, то примем $\sigma_{нб} = 135 \text{ Н/мм}^2$, исходя из режима наибольших нагрузок.

$$1,8 \cdot \sqrt{\left(\frac{n_{\phi} \cdot \gamma_{нб} \cdot F_{np} \cdot l_{вес}}{2} + G_2 \right)^2 + (K_{р\partial} \cdot T_{нб})^2} \leq P$$

$$T_{нб} = n_{\phi} \cdot \sigma_{нб} \cdot F_{np},$$

где $K_{р\partial} = 0,4$ - коэффициент редукии.

$$1,8 \cdot \sqrt{\left(\frac{1 \cdot 0,14 \cdot 173,2 \cdot 263,62}{2} + 400 \right)^2 + (0,4 \cdot 1 \cdot 135 \cdot 263,62)^2} = \\ = 26426 \text{ Н.}$$

Из расчетов видно, что выбор изоляторов для промежуточных опор следует проводить для режима обрыва провода.

Выбираем изолятор типа ПС-40А[2, табл. 1.70], технические характеристики которого представлены в таблице 8.

Таблица 8 - Технические характеристики изолятора ПС-40А

Механическая разрушающая сила, кН.	Диаметр тарелки, D, мм.	H, мм	Длина пути утечки, мм	Масса, кг
70	175	110	189	1,7

Длину пути утечки:

$$L = \lambda_{\text{э}} \cdot U \cdot K = 1,6 \cdot 126 \cdot 1,1 = 221,76 \text{ см,}$$

где $\lambda_{\text{э}} = 1,6$ - удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ[1, т.

1.4.9];

$U = 126 \text{ кВ}$ - наибольшее рабочее междуфазное напряжение [8];

$K = 1,1$ - коэффициент эффективности[1, т. 1.9.20; т. 1.9.22].

Количество изоляторов в гирлянде:

$$m = \frac{L}{L_u} = \frac{221,76}{18,9} = 11,73 \approx 12 \text{ шт.,}$$

где L_u - длина пути утечки одного изолятора, см;

Длина поддерживающих гирлянд изоляторов:

$$\lambda_1 = m \cdot H = 12 \cdot 0,11 = 1,32 \text{ м.}$$

Вес поддерживающей гирлянды:

$$G_2 = m \cdot M = 12 \cdot 1,7 = 20,4 \text{ кг,}$$

где M - масса изолятора.

4.4. Выбор изоляторов для анкерной опоры.

Нормативная нагрузка для натяжных гирлянд промежуточных опор в нормальном режиме работы ВЛ:

При наибольшей механической нагрузке:

$$2,5 \cdot \sqrt{\left(\frac{\gamma_{нб} \cdot F_{нр} \cdot l_{вес}}{2} + G_2\right)^2 + (\sigma_{нб} \cdot F_{нр})^2} =$$

$$= 2,5 \cdot \sqrt{\left(\frac{0,14 \cdot 173,2 \cdot 263,62}{2} + 400\right)^2 + (135 \cdot 173,2)^2} = 59142 \text{ Н.}$$

При среднеэксплуатационных условиях:

Длина приведенного пролета $l_{нр} = 0,9 \cdot l_{заб} = 0,9 \cdot 210,903 = 189,81 \text{ м}$;

$\sigma_{сэ}$ для $l_{нр}$ составляет 75 Н/м.

$$6 \cdot \sqrt{\left(\frac{\gamma_n \cdot F_{нр} \cdot l_{вес}}{2} + G_2\right)^2 + (\sigma_{сэ} \cdot F_{нр})^2} =$$

$$= 6 \cdot \sqrt{\left(\frac{0,14 \cdot 173,2 \cdot 263,62}{2} + 400\right)^2 + (75 \cdot 173,2)^2} = 80871 \text{ Н.}$$

Из расчетов видно, что выбор изоляторов для анкерных опор следует проводить для нормативной нагрузки при среднеэксплуатационных условиях.

Выбираем изолятор типа ПСВ70А[2, табл. 1.70], технические характеристики которого представлены в таблице 9.

Таблица 9 - Технические характеристики изолятора ПСВ70А.

Механическая разрушающая сила, Н.	Диаметр тарелки, D, мм.	Н, мм	Длина пути утечки, L_u , мм	Масса, кг
70000	280	146	442	5,6

Длину пути утечки:

$$L = \lambda_9 \cdot U \cdot K = 1,6 \cdot 126 \cdot 1,438 = 289,9 \text{ см.}$$

где λ_9 - удельная эффективная длина пути утечкитока[1, т. 1.4.9];

$K = 1,438$ - коэффициент эффективности[1, т. 1.9.20; т. 1.9.22].

Количество изоляторов:

$$m = \frac{L}{L_u} = \frac{289,9}{44,2} = 6,55 \approx 7 \text{ шт.}$$

Длина натяжных гирлянд изоляторов:

$$\lambda_1 = m \cdot H = 7 \cdot 0,146 = 1,022 \text{ м.}$$

Вес гирлянды:

$$G_2 = m \cdot M = 7 \cdot 5,6 = 39,2 \text{ кг.}$$

4.5. Расчет шаблона для расстановки промежуточных опор.

Необходимо учесть следующие требования:

- принятый габарит не должен быть меньше регламентируемого ПУЭ;
- нагрузка на опоры не должна превышать значений, принятых для

опор соответствующих типов.

Исходные условия: $\gamma_n, t_{\rightarrow}, \sigma_{габ}$;

Искомые условия: $\gamma_{\Sigma 3}, t_{c2}, \sigma_{нб}$.

$$\sigma_{габ} \cdot \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma_{габ}^2} = \sigma_{нб} \cdot \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{c2} - t_c);$$

$$A = \sigma_{нб} \cdot \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{c2} - t_c) = 135 - \frac{0,088^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot 210,903}{24 \cdot 135^2} - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-5,5 - (-4)) = 137,067;$$

$$B = \frac{\gamma_{\Sigma 3}^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24} = \frac{0,14^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot 210,903^2}{24} = 2996845;$$

$$\sigma_{габ} \cdot \frac{B}{\sigma_{габ}^2} = A.$$

Сводим к неполному кубическому уравнению:

$$\sigma_{габ}^3 - A \cdot \sigma_{габ}^2 - B = 0,$$

Определим значение габаритного механического напряжения, решив неполное кубическое уравнение методом Ньютона:

$$\sigma_{габ+1} = \sigma_{габ} - \frac{\sigma_{габ}^3 - A \cdot \sigma_{габ}^2 - B}{3 \cdot \sigma_{габ}^2 - 2 \cdot A \cdot \sigma_{габ}}$$

За начальное приближение примем $\sigma_{габ} = \sigma_{нб} = 135 \text{ Н / мм}^2$.

Расчеты итераций сведем в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчет габаритного механического напряжения

Номер итерации	Значение
$\sigma_{габ+1}$	180,306
$\sigma_{габ+2}$	177,365
$\sigma_{габ+3}$	174,519
$\sigma_{габ+4}$	171,762

Кривая 1– кривая максимального провисания провода:

$$y = k_{ш} \cdot \left(\frac{x}{100} \right)^2,$$

где x – значение длины габаритного пролета в метра;

$$x = (0 \div 0,75) \cdot l_{габ} = 0 \div 158,177 \text{ м.}$$

$k_{ш}$ – коэффициент шаблона;

$$k_{ш} = \frac{\gamma_{нб} \cdot 10^4}{2 \cdot \sigma_{габ}} = \frac{0,14 \cdot 10^4}{2 \cdot 171,762} = 4,075.$$

$$y = 4,075 \cdot \left(\frac{x}{100} \right)^2.$$

Кривая 2–габаритная кривая, служит для проверки расстояния от проводов до земли или до пересекаемых инженерных сооружений и сдвинута от кривой 1 на расстояние:

Результаты расчетов представлены в виде таблице 11.

Таблица 11 - Результаты расчетов.

x0	y1	y2	y3
-175,00	8,39	1,09	-15,56
-160,00	7,02	-0,28	-16,94
-140,00	5,37	-1,93	-18,58
-120,00	3,95	-3,35	-20,01
-100,00	2,74	-4,56	-21,22
-80,00	1,75	-5,55	-22,20
-60,00	0,99	-6,31	-22,97
-40,00	0,44	-6,86	-23,52
-20,00	0,11	-7,19	-23,85
0,00	0,00	-7,30	-23,96
20,00	0,11	-7,19	-23,85
40,00	0,44	-6,86	-23,52
60,00	0,99	-6,31	-22,97
80,00	1,75	-5,55	-22,20
100,00	2,74	-4,56	-21,22
120,00	3,95	-3,35	-20,01
140,00	5,37	-1,93	-18,58
160,00	7,02	-0,28	-16,94
175,00	8,39	1,09	-15,56

$$h_{габ} = \Gamma + (0,3 \div 0,5) = 6,5 + 0,5 = 7 \text{ м.}$$

Габарит для ВЛ 110кВ строящихся по ненаселенной местности до поверхности земли равен 6,5 м [1, табл.2.5.20].

Кривая 3– земляная кривая – сдвинута от кривой 1 на расстояние, равное высоте подвесов проводов на промежуточных опорах h_0 .

$$h_0 = H_{тр} - \lambda_1 = 19 - 1,32 = 17,68 \text{ м.}$$

Полученный в результате расчетов шаблон для расстановки опор по продольному профилю трассы представлен на рисунке 4.1

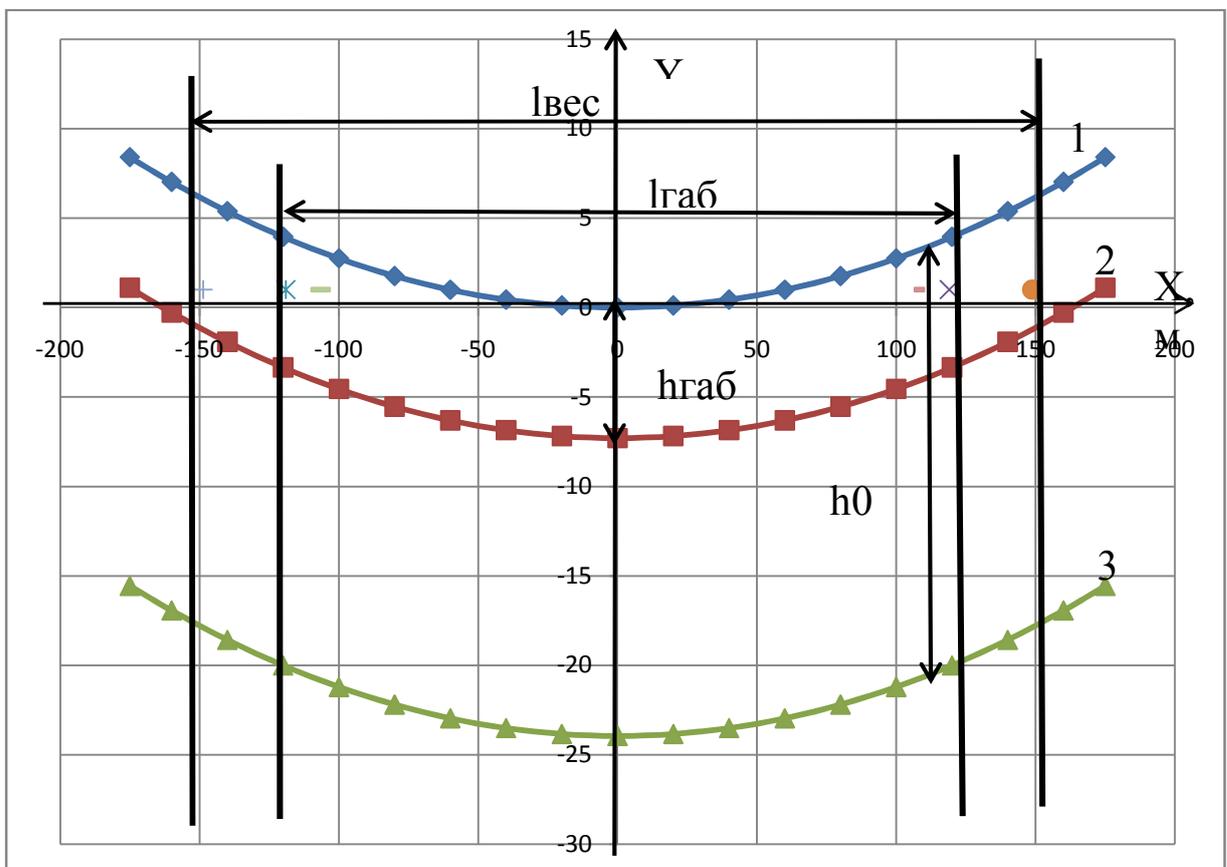


Рисунок 4.1 – Шаблон для расстановки опор по профилю трассы.

4.6. Расчет грозозащитного троса.

Согласно [1, п. 2.5.79], для ВЛ 110кВ и выше минимальное сечение троса – 50 мм^2 . В качестве грозозащитного троса примем трос марки ТК-9,2 сечением, технические данные приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Технические характеристики грозозащитного троса.

Параметры	ТК-9.2
Действительная площадь поперечного сечения, мм ²	50,45
Масса смазанного каната, кг/км	438,5
Диаметр троса, мм	9,2

Высота гирлянды изоляторов на промежуточной опоре – $\lambda_n = 1,32$ м.

Высота изолятора, зажима и узла крепления троса $\lambda_T = 0,362$ м.

Температурный коэффициент линейного расширения [1, табл.2.5.8]:

$$\alpha_m = 12 \cdot 10^{-6}, \text{ град}^{-1}.$$

Модуль продольной упругости троса [1, табл.2.5.8]:

$$E_T = 8,25 \cdot 10^4, \text{ Н/мм}^2.$$

Допускаемые напряжения в тросе [1, табл.2.5.7]:

$$\sigma_{m \text{ нб}} = \sigma_{m-} = 600 \text{ Н/мм}^2, \text{ когда на провод действует наибольшая}$$

механическая нагрузка.

$$\sigma_{m \text{ сз}} = 420 \text{ Н/мм}^2 \text{ при среднегодовой температуре воздуха.}$$

Защитный угол проводов на опоре:

$$\alpha_{ПВ} = \arctg \frac{D_B}{H_{ТС} + \lambda_{П} - \lambda_T} = \arctg \frac{2,1}{2 + 1,32 - 0,362} = 28^0,$$

где D_B - вылеты верхней и средней траверс;

$H_{ТС}$ - высота тросостойки(рис.1).

Защитный угол проводов средних фаз:

$$\alpha_{ПС} = \arctg \frac{D_C}{H_{СВ} + H_{ТС} + \lambda_{П} - \lambda_T} = \arctg \frac{2,1}{2 + 4 + 1,32 - 0,362} = 29^0$$

Согласно[1, п. 2.5.120], значение защитного угла для одностоечных металлических опор с одним тросом не должно превышать допустимого значения 30^0 .

Определим нагрузки, действующие на трос.

Нагрузки, действующие на трос:

1. Постоянно действующая нагрузка от собственного веса троса:

$$P_T = M_T \cdot g \cdot 10^{-3} = 438,5 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 4,297 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_T = \frac{P_T}{F_T} = \frac{4,297}{50,45} = 0,085 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}.$$

2. Гололедная нагрузка на 1м троса:

а) нормативная:

$$P_{\text{гТ}}^H = \pi \cdot k_i \cdot k_d \cdot b_{\text{э}} \cdot (d_T + k_i \cdot k_d \cdot b_{\text{э}}) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3} = \\ = 3,14 \cdot 1 \cdot 0,7 \cdot 15 \cdot (9,2 + 1 \cdot 0,7 \cdot 15) \cdot 0,9 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 5,728 \text{ Н/м};$$

б) расчетная:

$$P_{\text{гТ}} = P_{\text{гТ}}^H \cdot \gamma_{\text{ПГ}} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f \cdot \gamma_d = 5,728 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 0,5 = 3,7232 \text{ Н/м};$$

в) удельная:

$$\gamma_{\text{гТ}} = \frac{P_{\text{гТ}}}{F_T} = \frac{3,7232}{50,45} = 0,073 \text{ (Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{))}.$$

3. Ветровая нагрузка на 1м троса без гололеда:

- ветровое давлению атмосферного перенапряжения:

а) нормативная:

$$P_{\text{вТ}}^H = \alpha_w \cdot k_l \cdot k_w \cdot C_x \cdot W_a \cdot F_m \cdot \sin \varphi = 1 \cdot 1 \cdot 1,25 \cdot 1,2 \cdot 50 \cdot 9,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = \\ = 0,69 \text{ Н/м}.$$

$$W_a = 0,06 \cdot W, \text{ но не менее } 50 \text{ Па [1, п. 2.5.73]},$$

$$W_a = 0,06 \cdot 400 = 24 \text{ Па} < 50 \text{ Па} \rightarrow W_a = 50 \text{ Па}.$$

Согласно [1, п. 2.5.52] $\alpha_W = 1$, $k_l = 1$, $k_W = 1,25$, $C_X = 1,2$,

$$F_T = 9,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}.$$

б) расчетная:

$$P_{wma} = P_{wma}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 0,69 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 1,3 = 0,98767 \text{ Н/м.}$$

в) удельная:

$$\gamma_{wma} = \frac{P_{wma}}{F_T} = \frac{0,9867}{50,45} = 0,019 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}.$$

4. Ветровая нагрузка на 1 м троса с гололедом:

а) нормативная:

$$P_{WTga}^H = \alpha_w \cdot k_l \cdot k_w \cdot C_x \cdot W_a \cdot (d_m + 2 \cdot k_i \cdot k_d \cdot b_{\text{э}}) \cdot 10^{-3}$$

$$P_{WTga}^H = 1 \cdot 1 \cdot 1,25 \cdot 1,2 \cdot 50 \cdot (9,2 + 2 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 15) \cdot 10^{-3} = 2,715 \text{ Н/м.}$$

б) расчетная:

$$P_{WTga} = P_{WTga}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 2,715 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 1,3 = 4,778 \text{ Н/м.}$$

в) удельная:

$$\gamma_{WTga} = \frac{P_{WTga}}{F_T} = \frac{4,778}{50,45} = 0,094 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}.$$

5. Результирующая нагрузка от массы троса и гололеда:

$$P_{\Sigma 1T} = P_T + P_{2T} = 4,297 + 3,723 = 8,02 \text{ Н/м;}$$

$$\gamma_{\Sigma 1T} = \gamma_T + \gamma_{2T} = 0,085 + 0,073 = 0,815 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}.$$

6. Результирующая нагрузка на трос без гололеда от давления ветра:

$$P_{\Sigma 2T} = \sqrt{P_T^2 + P_{wta}^2} = \sqrt{4,297^2 + 0,987^2} = 4,408 \text{ Н/м;}$$

$$\gamma_{\Sigma 2T} = \frac{P_{\Sigma 2T}}{F_T} = \frac{4,408}{50,45} = 0,087 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}.$$

7. Результирующая нагрузка на трос с гололедом от давления ветра:

$$P_{\Sigma 3T} = \sqrt{P_{\Sigma 1T}^2 + P_{WT2a}^2} = \sqrt{8,02^2 + 4,778^2} = 9,335 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{\Sigma 3Ta} = \frac{P_{\Sigma 3T}}{F_T} = \frac{9,335}{50,45} = 0,185 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}.$$

Из расчетов видно, что наибольшей результирующей нагрузкой является нагрузка на трос с гололёдом от давления ветра.

Так как ветровая нагрузка на трос без гололеда рассчитывалась для условий атмосферных перенапряжений, то и нагрузку на провод без гололеда необходимо пересчитать для этих же условий.

8. Ветровая нагрузка на провод для условий атмосферных перенапряжений:

а) нормативная:

$$P_{wn}^H = \alpha_W \cdot k_l \cdot k_W \cdot C_x \cdot W_a \cdot F_{\Pi} \cdot \sin \varphi = 1 \cdot 1 \cdot 1,25 \cdot 1,2 \cdot 50 \cdot 1 \cdot 50,45 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 3,783 \text{ Н/м};$$

б) расчетная $P_{wna} = P_{wna}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 3,783 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 1,3 = 5,409 \text{ Н/м}$.

в) удельная: $\gamma_{wna} = \frac{P_{wna}}{F_{\Pi}} = \frac{5,409}{50,45} = 0,107 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}.$

9. Результирующая нагрузка на провод без гололеда от давления ветра:

$$P_{\Sigma 2na} = \sqrt{P_{\Pi}^2 + P_{wna}^2} = \sqrt{4,408^2 + 5,409^2} = 6,977 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{\Sigma 2па} = \frac{P_{\Sigma 2na}}{F_{\Pi}} = \frac{6,977}{50,45} = 0,138 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}.$$

Угол отклонения провода от вертикальной плоскости:

$$\beta = \arctg\left(\frac{\gamma_{wna}}{\gamma_{\Sigma 2na}}\right) = \arctg\left(\frac{0,107}{0,138}\right) = 0,65$$

Стрела провисания провода при температуре атмосферных перенапряжений $t_a = +15^{\circ}\text{C}$:

$$f_{na}^3 + 0,375 \cdot \left(\frac{A \cdot l_{np}^2}{E} \right) \cdot f_{na} - \frac{3}{64} \cdot \frac{\gamma_{\Sigma 2na} \cdot l_{np}^4}{E} = 0, \text{ где}$$

$$A = \sigma_- - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_{np}^2}{24 \cdot \sigma_-^2} + \alpha E (t_- - t_a) =$$

$$= 135 - \frac{0,104^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot 189,81^2}{24 \cdot 135^2} + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 (-51 - 15) = 43,042;$$

$$D = 0,375 \cdot \left(\frac{A \cdot l_{np}^2}{E} \right) = 0,375 \cdot \left(\frac{46,08 \cdot 189,81^2}{8,25 \cdot 10^4} \right) = 7,04;$$

$$F = \frac{3}{64} \cdot \frac{\gamma_{\Sigma 2na} \cdot l_{np}^4}{E} = \frac{3}{64} \cdot \frac{0,138 \cdot 189,81^4}{8,25 \cdot 10^4} = 101,77;$$

$$f_{na}^3 + D \cdot f_{na} - F = 0.$$

В качестве первого приближения для расчета методом Ньютона принято ранее определенное значение стрелы провисания $f_{заб} = 3,624$ м.

Расчеты итераций сведем в таблицу 13.

Таблица 13 – Расчет итераций

Номер итерации	Значение
f_{na+1}	3,624
f_{na+2}	3,105
f_{na+3}	3,017
f_{na+4}	3,014
f_{na+5}	3,014

Напряжение в низшей точке провода при атмосферных перенапряжениях:

$$\sigma_{na} = \frac{\gamma_{\Sigma 2na} \cdot l_{np}^2}{8 \cdot f_{na}} = \frac{0,138 \cdot 189,81^2}{8 \cdot 3,014} = 206,19 \text{ Н/мм}^2.$$

Максимальная стрела провисания провода при атмосферных перенапряжениях:

$$l_{\max} = 1,25 \cdot l_{\text{габ}} = 1,25 \cdot 210,903 = 263,62 \text{ м};$$

$$f_{na \max} = f_{na} \cdot \left(\frac{l_{\max}}{l_{np}} \right)^2 = 3,014 \cdot \left(\frac{263,62}{189,81} \right)^2 = 5,8153 \text{ м.}$$

Вертикальная проекция максимальной стрелы провисания:

$$f_{na \max}^B = f_{na \max} \cdot \cos \beta = 5,813 \cdot \cos(16,07^\circ) = 5,58 \text{ м.}$$

Для длин пролета, не превышающих 1000 м, расстояние между проводом и тросом в середине пролета рассчитывается по эмпирической формуле:

$$Z = 4 + 0,015 \cdot (l_{\max} - 200) = 4 + 0,015 \cdot (263,62 - 200) = 4,954 \text{ м.}$$

Стрела провисания троса:

$$f_{та \max} = f_{na \max}^B + \lambda_n + H_{mc} - \lambda_m - Z = 5,58 + 1,804 + 4 - 0,546 - 4,954 = 5,984 \text{ м.}$$

$f_{та \max} > f_{па \max}^B$, что недопустимо. По условию исключения прорыва грозowymi разрядами тросовой защиты рекомендуется обеспечить разность:

$$f_{na \max}^B - f_{та \max} = 0,404 \text{ (м)};$$

$$f_{та \max} = f_{na \max}^B - 0,404 = 5,58 - 0,404 = 5,176 \text{ м};$$

$$Z_1 = (f_{na \max}^B - f_{та \max}) + \lambda_n + H_{mc} - \lambda_m = 0,404 - 5,176 + 1,32 + 4 - 0,546 = 8,131 \text{ м.}$$

Защитный угол троса в середине пролета при неотклоненных ветром положениях троса и провода:

$$\alpha_{ПВ} = \arctg \frac{D_B}{Z_1} = \arctg \frac{2,1}{8,131} = 21,124^\circ < 24,005^\circ,$$

чего достаточно для эффективной защиты проводов в пролете наибольшей возможной длины.

Стальные тросы изготавливают из стальной проволоки высокого качества, свитой по спирали, поэтому режим низших температур не представляет для него опасности. Необходимо рассмотреть режим наибольших нагрузок.

$$\sigma_{\text{ТНб}} - \frac{\gamma_{\Sigma 3\text{Тa}}^2 \cdot E_{\text{T}} \cdot l_{\text{нр}}^2}{24 \cdot \sigma_{\text{ТНб}}^2} = \sigma_{\text{Тa}} - \frac{\gamma_{\Sigma 2\text{Тa}}^2 \cdot E_{\text{T}} \cdot l_{\text{нр}}^2}{24 \cdot \sigma_{\text{Тa}}^2} + \alpha_{\text{T}} \cdot E_{\text{T}} \cdot (t_{\text{a}} - t_{\text{z}});$$

$$D = \sigma_{\text{Тa}} - \frac{\gamma_{\Sigma 2\text{Тa}}^2 \cdot E_{\text{T}} \cdot l_{\text{нр}}^2}{24 \cdot \sigma_{\text{Тa}}^2} + \alpha_{\text{T}} \cdot E_{\text{T}} \cdot (t_{\text{a}} - t_{\text{z}}) =$$

$$= 50,45 - \frac{0,138^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot 189,81^2}{24 \cdot 50,45^2} + 12 \cdot 10^{-6} \cdot 18,5 \cdot 10^4 (15 - (-4)) = -1985,31;$$

$$F = \frac{\gamma_{\Sigma 3\text{Тa}}^2 \cdot E_{\text{T}} \cdot l_{\text{нр}}^2}{24} = \frac{0,185 \cdot 189,81^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4}{24} = 51377195;$$

$$\sigma_{\text{ТНб}}^3 + D \cdot \sigma_{\text{ТНб}}^2 - F = 0;$$

$$\sigma_{\text{ТНб}+1} = \frac{2}{3} \cdot \frac{\sigma_{\text{ТНб}}^3 + \frac{F}{2}}{\sigma_{\text{ТНб}}^2 + \frac{D}{3}}.$$

В качестве первого приближения примем допускаемое напряжение для троса $\sigma_{\text{т нб}} = 600 \text{ Н/мм}^2$.

Расчеты итераций сведем в таблицу 14.

Таблица 14 – Расчет итераций

Номер итерации	Значение
$\sigma_{m \text{ нб}+1}$	438,375
$\sigma_{m \text{ нб}+2}$	364,087
$\sigma_{m \text{ нб}+3}$	346,85
$\sigma_{m \text{ нб}+4}$	345,961
$\sigma_{m \text{ нб}+5}$	345,961

$\sigma_{m \text{ нб}+5} = 345,961 \text{ Н/мм}^2 < \sigma_{m \text{ нб}} = \sigma_{m-} = 600 \text{ Н/мм}^2$, трос марки ТК-9,2 удовлетворяет требованиям обеспечения механической прочности.

4.7. Расчёт нагрузок, действующих на промежуточную опору П110-3В.

На промежуточную опору в нормальном режиме работы ВЛ действуют нагрузки:

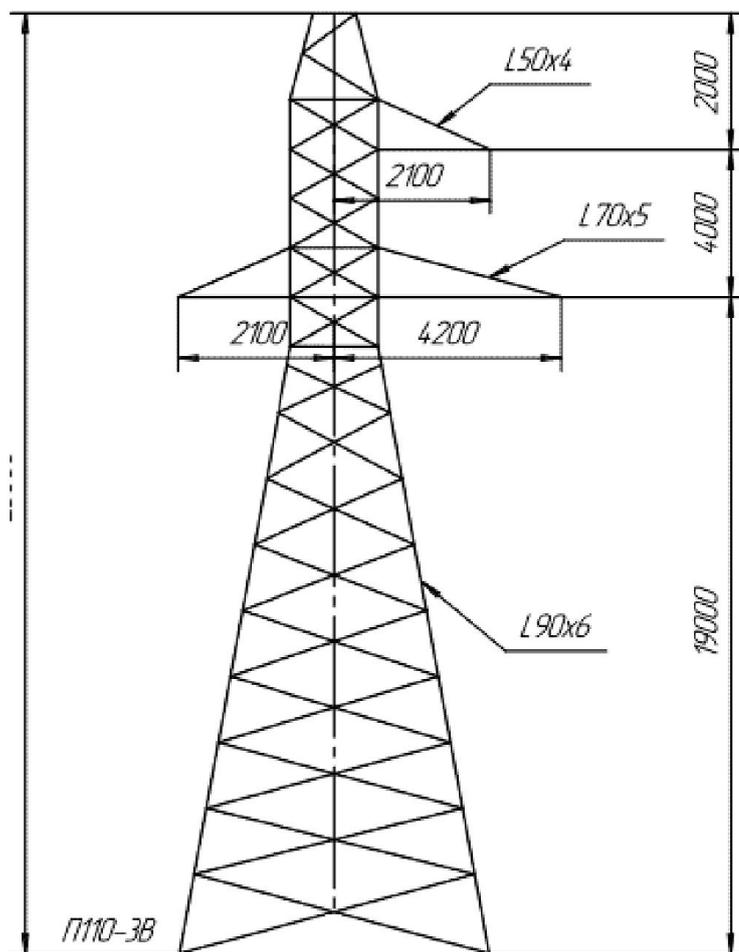


Рисунок 4.2 – Промежуточная опора П110-3В.

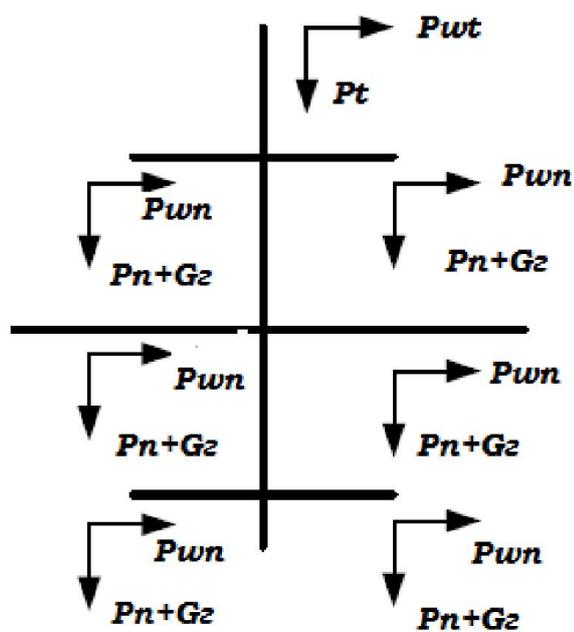


Рисунок 4.3 - Нагрузки, действующие на промежуточную опору.

1. Нагрузка от собственного веса опоры:

$$P_{он} = M_{он} \cdot g \cdot 10^3 = 2,42 \cdot 10^3 \cdot 9,8 = 23,712 \text{ Н} \cdot 10^3,$$

где $M_{он} = 2421$ кг.

2. Нагрузка от веса гирлянды изоляторов:

$$G_{ГП} = n_{Г} \cdot G_{Г} \cdot g = 12 \cdot 20,4 \cdot 9,8 = 2,3 \text{ Н} \cdot 10^3,$$

где $n_{Г}$ – количество гирлянд на опоре, шт.;

$G_{Г}$ – масса каждой гирлянды, кг;

3. Нагрузка от веса проводов на весовой пролет с учетом одной цепи и трехфазной системы:

$$P_{П} = 3 \cdot P_{П} \cdot l_{вес} = 3 \cdot 5,8702 \cdot 263,62 = 4,64 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

4. Нагрузка от веса троса на весовой пролет:

$$P_{Т} = P_{Т} \cdot l_{вес} = 4,297 \cdot 263,62 = 1,13 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

5. Постоянные нагрузки:

$$P_{пост} = P_{он} + G_{ГП} + P_{П} + P_{Т} = 23,712 + 2,3 + 4,64 + 1,13 = 31,78 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

6. Нагрузка от давления ветра на провода без гололеда (ветер перпендикулярно оси линии) с учетом одной цепи и трехфазной системы:

$$P_{wП} = 3 \cdot P_{wn} \cdot l_{вес} = 3 \cdot 15,38 \cdot 263,62 = 12,163 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

7. Нагрузка от давления ветра на трос без гололеда:

$$P_{wТ} = P_{wта} \cdot l_{вес} = 0,98 \cdot 263,62 = 0,258 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

8. Нагрузка от веса гололеда на провод с учетом одной цепи и трехфазной системы:

$$P_{ГП} = 3 \cdot P_{zn} \cdot l_{вес} = 3 \cdot 7,098 \cdot 263,62 = 5,613 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

9. Нагрузка от веса гололеда на трос:

$$P_{ГТ} = P_{zт} \cdot l_{вес} = 3,72 \cdot 263,62 = 0,98 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

10. Нормативная средняя составляющая ветровой нагрузки:

$$Q_c^H = k_w \cdot W \cdot C_x \cdot A,$$

где $k_w = 1,25$; $W = 500 \text{ Па}$; $C_x = 1,1$

A – площадь проекции опоры, м^2 .

Ширина базы опоры у ее основания – 2,8 м.

Высота опоры от основания до нижней траверсы – 19 м.

Высота опоры от нижней траверсы до верхушки тросостойки – 6 м.

Средняя ширина ствола опоры от траверсы до верхушки тросостойки – 0,7 м.

Площадь поверхности опоры:

$$A = 2,8 \cdot 19 + 6 \cdot 0,7 = 57,4 \text{ м}^2.$$

$$Q_c^H = 1,25 \cdot 500 \cdot 1,1 \cdot 57,4 = 39,46 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

11. Нормативная пульсационная составляющая:

$$Q_n^H = 0,5 \cdot Q_c^H = 0,5 \cdot 39,46 = 19,73 \text{ Н} \cdot 10^3;$$

$$Q = (Q_n^H + Q_c^H) \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f,$$

где $\gamma_f = 1,3$; $\gamma_{nw} = 1$; $\gamma_p = 1$;

$$Q = (19,73 + 39,46) \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,3 = 76,95 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

12. Итого по кратковременным нормативным нагрузкам:

$$P_{кр} = P_{wII} + P_{ГII} + P_{wT} + P_{ГT} + Q = 12,16 + 5,61 + 0,258 + 0,98 + 76,95 = 95,96 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

13. Нагрузка на промежуточную опору:

$$P_{проп} = P_{пост} + P_{кр} = 31,78 + 95,96 = 127,74 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

4.8. Расчет грибовидного фундамента-подножника для промежуточной опоры.

Рассчитаем основание грибовидного подножника марки Ф1-2 [1,табл.1.16],технические данные которого приведены в таблице 12, под промежуточную опору П110-3 в нормальном режиме работы ВЛ. Грунт

глинистый с показателем консистенции $J_L = 0,54$ и коэффициентом пористости $e = 0,45$ [4].

Таблица 15 - Технические характеристики фундамента Ф1-2

Высота фундамента h , м	Глубина заложения h_{ϕ} , м	Размер стороны квадрата опорной плиты a , м	Масса фундамента G_{ϕ} , т
2,7	2,5	1,2x1,2	1,5

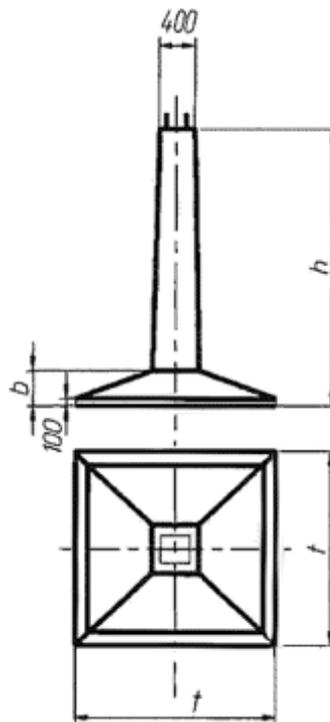


Рисунок 4.4 - Чертеж фундамента Ф1-2

Сжимающая нагрузка, действующая на грибовидный фундамент, равна сумме постоянных и кратковременных нормальных нагрузок, действующих на опору равна расчетной вырывающей нагрузке:

$$N_{\phi}^p = N_c = 127,74 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Нормативная вырывающая нагрузка равна итоговой сумме постоянных нагрузок, действующих на опору:

$$N_{\sigma}^H = 31,71 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Для глинистых грунтов с показателем консистенции $J_L = 0,54$ и коэффициентом пористости $e = 0,45$:

- нормативное значение модуля деформации $E = 27000 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}$;
- нормативный угол внутреннего трения $\varphi_H = 25^{\circ}$;
- нормативное удельное сцепление грунта $c_H = 12,5 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}^2$.

Давление на грунт основания подножника, рассчитывается из условий предельных деформаций основания в нормальном режиме работы линии для значения модуля $E = 27000 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}$ при размере стороны квадратного подножника $a = 1,2 \text{ м}$ и глубина заложенного фундамента $h_{\phi} = 2,5 \text{ м}$. Давление на грунт основания подножника $R_{\sigma} = 672 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}^2$ [5, П.2, табл. 2.14].

Для промежуточной прямой опоры, установленной в глинистый грунт с показателем $J_L = 0,54$ консистенции относительным заглублением $h/a = 2,7/1,2 = 2,25 \text{ м}$.

Объемным весом грунта обратной засыпки при механическом уплотнении $\gamma_3 = 17 \cdot 10^3 \text{ Н} / \text{м}^3$ расчетное давление $R_3 = 60 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}^2$ [5, П.2, табл. 2.8].

Выбираем коэффициент бокового расширения $\mu = 0,8$ коэффициент безопасности по грунту для угла внутреннего трения $k_{\Gamma} = 1,1$, а для супеси $k_{\Gamma} = 2,4$ [5, П.2, табл. 2.13].

Угол внутреннего трения обратной засыпки:

$$\varphi_0 = \mu \cdot \frac{\varphi^H}{k_{\Gamma}} = 0,8 \cdot \frac{21}{1,1} = 18,18^{\circ}.$$

Удельное сцепление грунта обратной засыпки:

$$C_0 = \mu \cdot \frac{C_H}{k_{\Gamma}} = 0,8 \cdot \frac{12,5}{2,4} = 4,167 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}.$$

Для промежуточной опоры коэффициент надежности $k_H = 1$

[5, П.2, табл. 2.7].

4.2.16 Расчет на сжатие.

Среднее давление по подошве фундамента:

$$\sigma_{ср} = \frac{N_c}{F} + \gamma_3 \cdot h_{\phi} = \frac{669}{1,2^2} + 17 \cdot 2,7 = 510,4 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}^2;$$

$$\sigma_{ср} \leq R_s \text{ или } 510,4 < 672 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}^2.$$

Условие расчета по деформациям на сжатие соблюдается, и вертикальная осадка фундамента Ф1-2 находится в допустимых пределах.

1 Расчет на вырывание

Вырывающая нагрузка, действующая на фундамент:

$$m \cdot R_3 \cdot F_0 + G_{\phi} \cdot 9,8 = 1,2 \cdot 60 \cdot 1,2^2 + 1,5 \cdot 9,8 = 118,38 \text{ Н} \cdot 10^3,$$

где $m=1,2$ – коэффициент грунта;

Сравниваем нормативную нагрузку с полученной:

$$N_B^H = 31,78 < 118,38$$

Фундамент марки Ф1-2 удовлетворяет условию расчета по деформациям на вырывание.

2 Расчет по устойчивости (по несущей способности)

Определим объем обелиска грибовидного фундамента–подножника, если, $a=1,2$ м:

$$a_1 = a + 2 \cdot h_{\phi} \cdot \text{tg} \varphi_0 = 1,2 + 2 \cdot 2,7 \cdot \text{tg}(18,18^\circ) = 4,1;$$

$$V_{\phi} = \frac{h_{\phi}}{6} [(2 \cdot a_1 + a) \cdot a_1 + (2 \cdot a + a_1) \cdot a] = \frac{2,5}{6} \cdot [(2 \cdot 1,2 + 4,1) \cdot 4,1 + (2 \cdot 1,2 + 4,1) \cdot 1,2] = 14,354 \text{ м}^3.$$

Определим сумму площадей боковых поверхностей грибовидного фундаментаподножника:

$$\Sigma \omega_{\phi} = 2 \cdot h_{\phi} \cdot (a + a_1) = 2 \cdot 2,5 \cdot (1,2 + 4,1) = 26,5 \text{ м}^2.$$

$$\begin{aligned} \frac{1}{K_H} \cdot (N_{\phi} + 0,9 \cdot G_{\phi} \cdot 9,8) &= \frac{1}{K_H} (V_{\phi} \cdot \gamma_3 + C_0 \cdot \cos \varphi_0 \cdot \Sigma \omega_{\phi} + 0,9 \cdot G_{\phi} \cdot 9,8) = \\ &= \frac{1}{1} \cdot (14,354 \cdot 17 + 3,125 \cdot \cos(13,6^\circ) \cdot 26,5 + 0,9 \cdot 1,5 \cdot 9,8) = 306,61 \text{ Н} \cdot 10^3. \end{aligned}$$

$$N_B^p \leq \frac{1}{K_H} (N_{\phi} + 0,9 G_{\phi} \cdot 9,8)$$

$127,74 < 306,61 \text{ Н} \cdot 10^3$, следовательно, выбранный фундамент удовлетворяет условию расчета по несущей способности.

Заключение: фундамент Ф1-2 выбран верно.

4.9 Выбор анкерно-угловой опоры У110-3.

Выберем анкерно-угловую опору марки У110-3. Определим нормативные и расчетные нагрузки на анкерную металлическую опору У110-3 в нормальном режиме работы ВЛ для дальнейшего выбора и проверки фундамента под опору.

Таблица 16 – Характеристики анкерной опоры.

Марка опоры	Полная высота H , м	Высота до нижней траверсы H_t , м	Ширина A , м	Масса M , т
У110-3	19,9	10,5	4,8	3,248

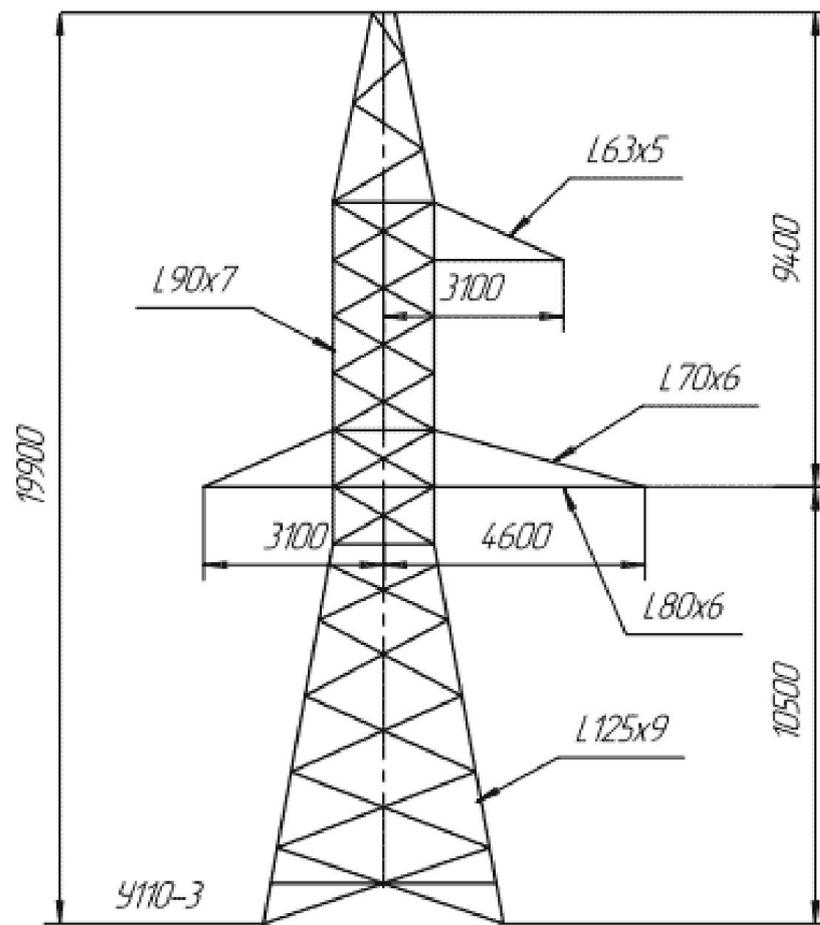


Рисунок – 4.5 Чертеж анкерно-угловой опоры У110-3

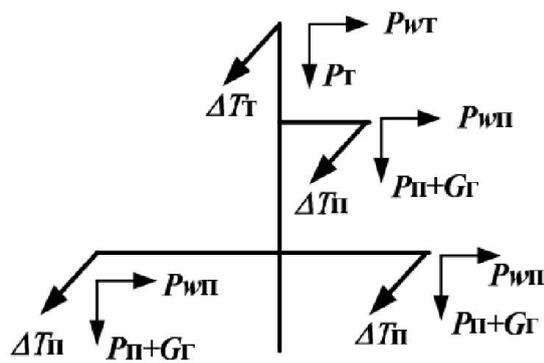


Рисунок 4.6 - Нагрузки, действующие на анкерную опору.

Постоянные нагрузки:

1. Собственный вес опоры:

$$P_{оп} = M \cdot g = 3,248 \cdot 9,8 \cdot 10^3 = 31,83 H \cdot 10^3 .$$

2. собственный вес гирлянды изоляторов:

$$G_{\Gamma} = n_{\Gamma} \cdot G_{\Gamma} = 7 \cdot 5,6 \cdot 9,8 = 0,384 \text{ Н} \cdot 10^3$$

3. Собственный вес проводов:

$$P_{\Pi} = 3 \cdot P_{\Pi} \cdot l_{\text{вес}} = 3 \cdot 7,098 \cdot 263,62 = 5,613 \text{ Н} \cdot 10^3$$

4. Собственный вес троса:

$$P_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot l_{\text{вес}} = 4,297 \cdot 263,62 = 1,132 \text{ Н} \cdot 10^3$$

5. Итого по постоянным нормативным нагрузкам:

$$P_{\text{ПОСТ}} = P_{\text{ОП}} + G_{\Gamma} + P_{\Pi} + P_{\Gamma} = 31,83 + 0,384 + 5,613 + 1,132 = 38,96 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Кратковременные нагрузки:

1. Нагрузка от давления ветра на провода без гололеда (ветер перпендикулярно оси линии) с учетом одной цепи и трехфазной системы:

$$P_{\text{вП}} = 3 \cdot P_{\text{вп}} \cdot l_{\text{вес}} = 3 \cdot 14,202 \cdot 263,62 = 11,23 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

2. Нагрузка от давления ветра на трос без гололеда:

$$P_{\text{вТ}} = P_{\text{вта}} \cdot l_{\text{вес}} = 0,98 \cdot 263,62 = 0,258 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

3. Нагрузка от веса гололеда на провод с учетом одной цепи и трехфазной системы:

$$P_{\text{ГП}} = 3 \cdot P_{\text{гп}} \cdot l_{\text{вес}} = 3 \cdot 7,098 \cdot 263,62 = 5,61 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

4. Нагрузка от веса гололеда на трос:

$$P_{\text{ГТ}} = P_{\text{гт}} \cdot l_{\text{вес}} = 3,72 \cdot 263,62 = 0,98 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

5. Нормативная средняя составляющая ветровой нагрузки:

$$Q_c^H = k_w \cdot W \cdot C_x \cdot A,$$

где $k_w = 1,25$; $W = 500 \text{ Па}$; $C_x = 1,1$

A – площадь проекции опоры, м^2 .

Ширина базы опоры у ее основания – 4,8 м.

Высота опоры от основания до нижней траверсы – 10,5 м.

Высота опоры от нижней траверсы до верхушки тросостойки – 19,9 м.

Средняя ширина ствола опоры от траверсы до верхушки тросостойки – 0,7 м.

Площадь поверхности опоры:

$$A = 4,8 \cdot 10,5 + 19,9 \cdot 0,7 = 64,33 \text{ м}^2.$$

$$Q_C^H = 1,25 \cdot 500 \cdot 1,1 \cdot 64,33 = 44,22 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

6. Нормативная пульсационная составляющая:

$$Q_n^H = 0,5 \cdot Q_C^H = 0,5 \cdot 44,22 = 22,11 \text{ Н} \cdot 10^3;$$

$$Q = (Q_n^H + Q_C^H) \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f,$$

где $\gamma_f = 1,6$; $\gamma_{nw} = 1$; $\gamma_p = 1$;

$$Q = (22,11 + 44,22) \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,6 = 106,13 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

7. Итого по кратковременным нормативным нагрузкам:

$$P_{кр} = P_{wII} + P_{ГII} + P_{wT} + P_{ГT} + Q = 11,23 + 5,61 + 0,26 + 0,98 + 106,13 = 124,21 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

8. Нагрузка на промежуточную опору:

$$P_{проп} = P_{пост} + P_{кр} = 38,96 + 124,21 = 163,17 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

4.10. Расчет грибовидного фундамента - подножника под анкерную опору.

Рассчитаем основание грибовидного подножника марки Ф1-А [1,табл.1.16] под анкерную опору У110-3 в нормальном режиме работы ВЛ.

Грунт представляет собой супеси с показателем консистенции $J_L = 0,54$ и коэффициентом пористости $e = 0,45$.

Таблица 17 - Технические данные фундамента Ф1-А

Высота фундамента h , м	Глубина заложения h_{ϕ} , м	Размер стороны квадрата опорной плиты a , м	Масса фундамента G_{ϕ} , т
3,2	3	1,5×1,5	2,5

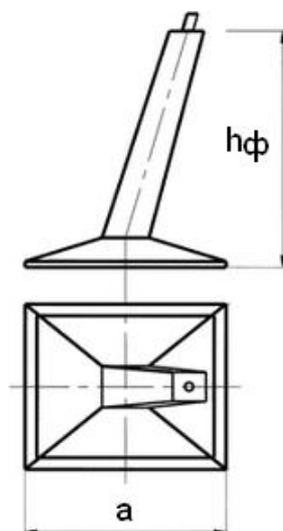


Рисунок 4.7 - Чертеж фундамента Ф1-А.

Здесь: a – размер стороны квадратной опорной плиты подножника, м;
 h_{ϕ} - глубина заложения подножника, м.

Сжимающая нагрузка, действующая на подножник, равна сумме постоянных и кратковременных нормальных нагрузок, действующих на опору У110-3 и равна расчетной вырывающей нагрузке:

$$N_{\sigma}^P = N_c = 163,17 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Нормативная вырывающая нагрузка равна итоговой сумме постоянных нагрузок, действующих на опору У110-3:

$$N_{\sigma}^H = 38,96 \text{ Н} \cdot 10^3$$

Для грунтов (супесей) с показателем консистенции $J_L = 0,54$ и коэффициентом пористости $e = 0,45$:

-нормативное значение модуля деформации $E = 27000 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}$

-нормативный угол внутреннего трения $\varphi_H = 25^{\circ}$

-нормативное удельное сцепление грунта $c_H = 12,5 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}$.

Давление на грунт основания анкерного подножника, рассчитывается из условий предельных деформаций основания в нормативном режиме работы линии для $E = 27000 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}$, при размере стороны квадратного анкерного подножника $a = 1,5 \text{ м}$ и глубина заложенного фундамента $h_{\phi} = 3 \text{ м}$.

$$R_{\sigma} = 300 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}^2$$

Для прямой промежуточной опоры, установленной в грунт (супеси) с показателем консистенции с $J_L = 0,54$ относительным заглублением

$$h / a = 3 / 1,5 = 2 \text{ м}.$$

Объемный вес грунта обратной засыпки при механическом уплотнении $\gamma_3 = 17 \cdot 10^3 \text{ Н} / \text{м}^3$ расчетное давление $R_3 = 60 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}^2$.

Для супесей с $J_L = 0,54$ и $\gamma_3 = 17 \cdot 10^3 \text{ Н} / \text{м}^3$ коэффициент бокового расширения $\mu = 0,6$ коэффициент безопасности по грунту для угла внутреннего трения $k_{\Gamma} = 1,1$, а для супеси $k_{\Gamma} = 2,4$. [5, П.2, т.2.13]

Угол внутреннего трения обратной засыпки:

$$\varphi_0 = \mu \cdot \frac{\varphi_H}{k_{\Gamma}} = 0,8 \cdot \frac{25}{1,1} = 18,18^{\circ}$$

Удельное сцепление грунта обратной засыпки:

$$C_0 = \mu \cdot \frac{CH}{k_{\Gamma}} = 0,8 \cdot \frac{12,5}{2,4} = 4,167 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}.$$

Расчет по деформации (на сжатие):

Среднее давление по подошве фундамента:

$$\sigma_{cp} = \frac{N_c}{F} + \gamma_3 \cdot h_{\phi} = \frac{403,5}{1,5^2} + 17 \cdot 3,2 = 233,6 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}^2$$

$$\sigma_{cp} \leq R_s \text{ или } 233,6 < 300 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}^2$$

Условие расчета по деформациям на сжатие соблюдается, и вертикальная осадка фундамента Ф1-А находятся в допустимых пределах.

Расчет по деформациям (на вырывание):

Вырывающая нагрузка, действующая на фундамент:

$$m \cdot R_3 \cdot F + G_{\phi} \cdot 9,8 = 1,2 \cdot 60 \cdot 1,5^2 + 4,3 \cdot 9,8 = 204,14 \text{ Н} \cdot 10^3$$

Где $m=1,2$ – коэффициент грунта;

Сравниваем нормативную нагрузку с полученной:

$$N_B^H < m \cdot R_3 \cdot F + G_{\phi} \cdot 9,8 \text{ или } 38,96 < 204,14 \text{ Н} \cdot 10^3$$

Фундамент марки Ф1-А удовлетворяет условию расчета по деформациям на вырывание.

Таким образом, на основании проведенных проверок можно утверждать о правильном выборе фундамента.

Расчет по устойчивости (по несущей способности):

Определим объем обелиска грибовидного фундамента–подножника марки

Ф1- А, если $a = 1,5$ м.

$$a_1 = a + 2 \cdot h_{\phi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_0 = 1,5 + 2 \cdot 3 \cdot \operatorname{tg} 18,18 = 3,24$$

$$V_{\phi} = \frac{h_{\phi}}{6} [(2 \cdot a_1 + a) \cdot a_1 + (2 \cdot a + a_1) \cdot a] = \frac{3}{6} \cdot [(2 \cdot 3,24 + 1,5) \cdot 3,24 + (2 \cdot 1,5 + 3,24) \cdot 1,5] = 16,05 \text{ м}^3.$$

Определим сумму площадей боковых поверхностей грибовидного фундамента подножника марки Ф1-А:

$$\Sigma \omega_{\phi} = 2h_{\phi} (a + a_1) = 2 \cdot 3 \cdot (1,5 + 3,24) = 28,44 \text{ м}^2$$

Далее проверяем, выполняется ли условие по несущей способности:

$$\begin{aligned} \frac{1}{K_H} (N_{\phi} + 0,9G_{\phi} \cdot 9,8) &= \frac{1}{K_H} (V_{\phi} \gamma_3 + C_0 \cos \varphi_0 \cdot \Sigma \omega_{\phi} + 0,9G_{\phi} \cdot 9,8) = \\ &= \frac{1}{1,3} (16,05 \cdot 17 + 4,167 \cdot \cos 18,3^{\circ} \cdot 28,44 + 0,9 \cdot 4,3 \cdot 9,8) = 316,79 \text{ Н} \cdot 10^3 \end{aligned}$$

$$N_B^p \leq \frac{1}{K_H} (N_{\phi} + 0,9G_{\phi} \cdot 9,8)$$

$163,17 < 316,79 \text{ Н} \cdot 10^3$, следовательно, выбранный фундамент удовлетворяет условию расчета по несущей способности.

4.11. Расчет монтажной таблицы и построение монтажных графиков.

Монтаж происходит в течение значительного периода времени. Требуется учесть вытяжку провода при расчете механического монтажного напряжения, для предотвращения увеличения стрелы провисания провода.

Доля вытяжки происходящей при монтаже оценивается величиной:

$$V = 0,05 \cdot m = 0,05 \cdot 7,8 = 0,39,$$

где $m = \frac{149}{24,2} = 6,16$ – отношение площадей поперечных сечений провода.

В расчете необходимо использовать значения модулей:

$F_{cm} = 18,5 \cdot 10^3 \text{ H / мм}^2$ – модуль упругости стали.

$$F = F_{cm} \cdot \frac{1+0,286 \cdot m}{1+m} = 18,5 \frac{1+0,286 \cdot 6,16}{1+6,16} = 7,13 \text{ H} \cdot 10^3 / \text{м};$$

$$D = F_{cm} \cdot \frac{1+0,19 \cdot m}{1+m} = 18,5 \frac{1+0,19 \cdot 6,16}{1+6,16} = 5,6 \text{ H} \cdot 10^3 / \text{м};$$

$$F_M = \frac{F}{1 + \left(\frac{F}{D} - 1\right) \cdot V} = \frac{71,3}{1 + \left(\frac{71,3}{56,07} - 1\right) \cdot 0,39} = 6,44 \text{ H} \cdot 10^3 / \text{м}.$$

Для исходных условий соответствующих режиму наибольших механических нагрузок, с учетом модулей, уравнение состояния провода примет вид:

$$\sigma_M - \frac{\gamma_{\Sigma 1}^2 \cdot F_M \cdot l_{np}^2}{24 \cdot \sigma_M^2} = \sigma_{нб} \cdot \frac{F_M}{D} - \frac{\gamma_{нб}^2 \cdot F_M \cdot l_{np}^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} + \alpha_n \cdot F_M \cdot (t_z - t_M).$$

Примем $t_M = t_{сз}$;

$$A = \sigma_{нб} \cdot \frac{F_M}{D} - \frac{\gamma_{нб}^2 \cdot F_M \cdot l_{np}^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} + \alpha_n \cdot F_M \cdot (t_z - t_M) = 135 \cdot \frac{6,44}{5,6} - \frac{0,14^2 \cdot 6,44 \cdot 10^3 \cdot 189,81^2}{24 \cdot 135^2} + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 6,44 \cdot 10^3 (-4 + 5,5) = 144,976;$$

$$B = \frac{\gamma_{\Sigma 1}^2 \cdot F_M \cdot l_{np}^2}{24} = \frac{0,079^2 \cdot 189,81^2 \cdot 6,44 \cdot 10^3}{24} = 60,33.$$

если $A > 0$, то

$$\sigma_{M0} = 1,02 \sqrt{B^{2/3} + A^2} = 1,02 \sqrt{60,33^{2/3} + 144,976^2} = 147,93 \text{ H / мм}^2;$$

$$\sigma_{M+1} = \frac{\sigma_{M0}^2 (2 \cdot \sigma_{M0} - A) + B}{\sigma_{M0} \cdot (3 \sigma_{M0} - 2A)}.$$

Расчеты итераций сведем в таблицу 18.

Таблица 18 - Результаты расчетов монтажных напряжений, Н/мм

t	σ_0	σ_1	σ_2
-55	157,1083	147,218	147,1024
-45	155,8951	146,0189	145,9035
-35	153,7431	144,8316	144,7124
-25	151,368	143,6063	143,4982
-15	149,144	142,4054	142,2982
-5	147,93	141,2045	141,0982
5	145,696	140,0036	139,8982
15	143,472	138,8027	138,6982
25	141,248	137,6018	137,4982
35	139,024	136,4009	136,2982
45	137,8	135,2	135,0982
55	136,576	133,9991	133,8982

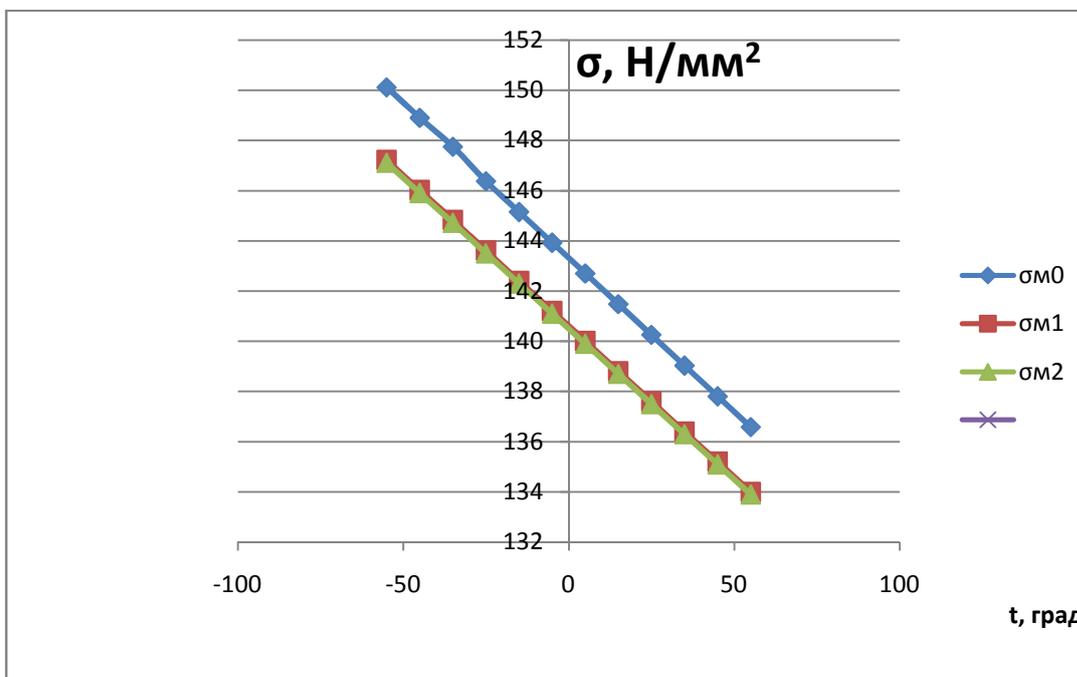


Рисунок – 9 Монтажные графики провода.

Таблица 19- Результаты расчетов монтажных стрел провисания, м

t	l_{np}	$l_{заб}$	$l_{макс}$
-55	3,471214	7,688521	12,01204
-45	3,499738	7,751699	12,11074
-35	3,528543	7,815501	12,21043
-25	3,558401	7,881634	12,31375
-15	3,588409	7,9481	12,41759
-5	3,618927	8,015696	12,5232
5	3,649969	8,084452	12,63062
15	3,681549	8,154398	12,7399
25	3,713679	8,225565	12,85108
35	3,746375	8,297985	12,96423
45	3,779652	8,371691	13,07938
55	3,813525	8,446719	13,1966

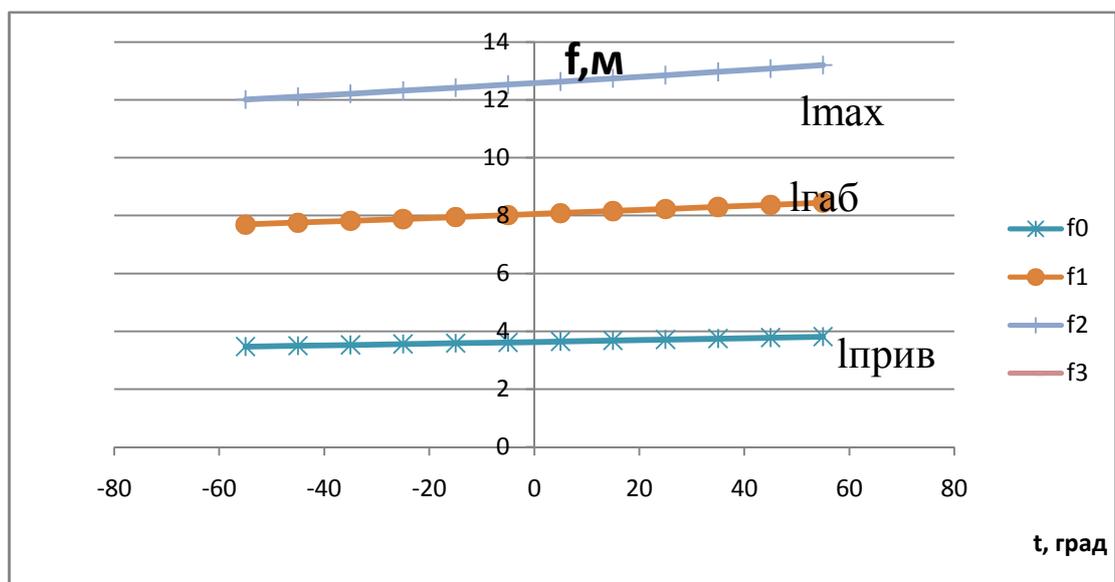


Рисунок – 10 Монтажные графики провода.

В данном разделе был произведен механический расчет проектируемой линии электропередач. Из расчетов стала известна длина пролета ВЛ $l_{2a\bar{b}} = 210,903$ м который необходим для расстановки опор на местности, так же была рассчитана необходимая длинна провода в пролете $l_{вес} = 263,62$ м

Произведен выбор промежуточных и анкерно-угловых опор, а так же рассчитан фундамент для данных них.

5. Оценка капитальных вложений в сооружение ВЛ ПС Советско-Соснинска – ПС Стрежевская с реконструкцией ОРУ 110 кВ ПС Стрежевская.

ВЛ 110 кВ предназначена для усиления внешнего электроснабжения энергоузла и прокладывается между ПС «Советско-Соснинская» и ПС «Стрежевская» расчет выполнен в ценах на 20.05.2016г.

Укрупненные стоимостные показатели (УСП) электрических сетей напряжением 35 кВ и выше предназначены для: оценки объема инвестиций при планировании нового строительства (реконструкции) электросетевых объектов; технико-экономических расчетов при сопоставлении вариантов решений выбора схем электрических сетей («схемное» проектирование); укрупненных расчетов стоимости строительства в составе обоснований инвестиций и бизнес-планов; формирования начальной цены при подготовке конкурсной документации и общеэкономических расчетов в инвестиционной сфере для объектов электросетевого строительства. 1.2. В основу определения УСП положены: материалы, обобщающие сметные расчеты к проектам конкретных объектов; требования к строительной и механической части электросетевых объектов, определяемые «Правилами устройства электроустановок» 7-го издания; «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)» (СТО 56947007-29.240.10.028-2009). Утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 13.04.2009 № 136; «Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ» (СТО 56947007-29.240.55.016-2008). Утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 24.10.2008 № 460; «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ.

Типовые решения (СТО 56947007- 29.240.30.010-2008)». Утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 20.12.2007 № 441; цены на оборудование и материалы заводов-поставщиков и инвесторов. Цены на оборудование включают транспортные и заготовительно-складские расходы, а также расходы на комплектацию.

5.1 Расчет стоимости строительства ВЛ 110 кВ

1. Общая характеристика района прохождения ВЛ 110 кВ.
 - 1.1. Местоположение ВЛ – Западная Сибирь.
 - 1.2. Длина ВЛ – 28,3 км
 - 1.3. Рельеф местности – равнинный.
 - 1.4. Под опоры ВЛ изымаются земли сельхозугодий.
2. Технические показатели.
 - 2.1. Количество цепей – одна.
 - 2.2. Характеристика опор – свободностоящие.
 - 2.3. Материал опор – металл.
 - 2.4. Марка и число проводов в фазе – АС 150/24.
 - 2.5. Нормативный скоростной напор ветра – 500 Па.
 - 2.6. Концевые устройства предусматривают установку по одному комплекту элегазовых выключателей с каждой стороны ВЛ.

Таблица 20 - Расчет затрат на строительство ВЛ - 110 кВ

№ п/п	Составляющие затрат	Номер таблицы	Расчет затрат	Величина затрат, Тыс. руб
1	Стоимость ВЛ 110 кВ по базисным показателям.	Табл. 1	987×28,3	27 932,1
2	Вырубка просеки.	Табл.5	220×15	3 300
3	Устройство лежневых дорог.	Табл. 5		
4	Установка выключателя на конце электропередачи.	Табл. 19,2	6580	6 580
5	Демонтаж провода АС 120/19.	Табл. 29	5,85×0,01	
6	Стоимость ВЛ 110 кВ по базисным показателям.	Табл. 1	987×6,9	6 810,3
7	Итого			44 622,4
8	Стоимость строительства ВЛ (с учетом затрат, сопутствующих строительству 20,61%)		44622.4+20,61%	53 819

5.2. Расчета стоимости реконструкции ПС 110 кВ Стрежевская.

1. Общая характеристика района размещения подстанции 110 кВ.

1.1. Месторасположение ПС – Западная Сибирь.

1.2. Рельеф площадки ПС - равнинный.

1.3. Грунты - суглинки.

2. Технические показатели подстанции 110 кВ.

2.1. Мощность - 50 МВА.

2.2 Тип и количество автотрансформаторов - АДЦТН 25000/110/35/10, 2 шт.

2.3. Главная схема электрических соединений: на стороне 110 кВ – одна секционированная система шин; на стороне 35 кВ и 10 кВ – мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой, секционированная выключателем. В РУ 110 кВ к установке приняты элегазовые выключатели.

2.4. Количество выключателей на стороне: ВН - 5 шт.; СН - 2 шт, НН – 2 шт.

2.5. Количество отходящих линий : 3 - ВЛ 110 кВ; 2 - ВЛ 35 кВ; 2 – ВЛ 10 кВ.

2.6. Количество выключателей на стороне: • ВН – ОРУ 110 кВ - 3 ячейки с выключателями.

Таблица 21 - Расчет затрат на строительство ПС 110 Стрежевская.

№ п/п	Составляющие затрат	Номер таблицы	Расчет затрат	Величина затрат, тыс. руб
1	Стоимость дополнительной ячейки 110 кВ, с учетом Ктер.	Табл. 15	6580×3	19 740
2	Постоянная часть затрат.	Табл. 28	10340	10 340
3	Итого:			30 080
4	Стоимость строительства ПС (с учетом затрат, сопутствующих строительству 22,23 %)	п. 4.7	30080+22,23%	36 766,78

Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных и пусконаладочных работ по объектам строительства, определяемых с применением федеральных и территориальных единичных расценок, на I квартал 2016 года для Сибирского Федерального округа, Томской области,

Строительство объектов - 6,46; Воздушная прокладка провода с алюминиевыми жилами – 5,12;

Таблица 22 - Сводная таблица затрат на строительство.

№ п/п	Наименование объекта	Объем строительства (кол-во ячеек, трансформаторов, км ВЛ и т.д.)	Стоимость строительства тыс. руб.			
			Строительно-монтажные работы (СМР), <u>Базовая стоимость</u> Текущая стоимость	Оборудование, материалы, <u>Базовая стоимость</u> Текущая стоимость	Прочие <u>Базовая стоимость</u> Текущая стоимость	ВСЕГО <u>Базовая стоимость</u> Текущая стоимость
1	Подстанция	3	15 074,4	19 486,4	2 206	36 766
			97 380,6	125 882,1	14 250	237 513
2	ВЛ	28,3	50 639,3	3 087,7	8 028,2	61 755,2
			259 273,2	15 809	41104,4	316 186
3	ВСЕГО без НДС		356 653,8	141 691,1	55 355,2	426 178
4	ВСЕГО с НДС		420 851,5	167195,5	65319,1	653663

В разделе «Оценка капитальных вложений в сооружение ВЛ ПС Советско-Соснинска – ПС Стрежевская с реконструкцией ОРУ 110 кВ ПС Стрежевская.» произведена экономическая оценка стоимости строительства одноцепной линии электропередач и расчет затрат на реконструкцию РУ 110 кВ ПС Стрежевская.

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

Планирование работ по проектированию ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская - Стрежевская, реконструкции ПС 110кВ Стрежевская и определение трудоемкости.

Технико-экономическое обоснование необходимости строительства дополнительной ВЛ ПС Советско-Соснинская – ПС Стрежевская. Основной задачей является увеличение надежности всего энергоузла данного района. Надёжность электроэнергетической системы есть свойство обеспечивать потребителей электроэнергией при отклонениях элементов или вывода в ремонт в определённых пределах, обусловленных ПУЭ. Эти сравнения в конечном итоге обеспечивают снижение расходов на обслуживание и ремонт, повышение передаваемой мощности подстанций, обеспечивается надёжность электроснабжения. Экономический эффект может быть получен за счет увеличения показателей надежности и снижения затрат на проведение ремонтов коммутационных аппаратов.

6.1 Планирование работ по проектированию и определение трудоемкости.

Для расчета основной заработной платы сотрудников составляем график выполнения работ таблица 5.2.

Для определения трудоемкости выполнения проекта сначала составим перечень основных этапов и видов работ, которые должны быть выполнены.

Для определения ожидаемого значения продолжительности работ $t_{ож.}$ применим вариант, основанный на использовании трех оценок: t_{max} , t_{min} , $t_{н.в.}$

$$t_{ож.} = \frac{t_{min} + 4 \cdot t_{н.в.} + t_{max}}{6}$$

где t_{min} – кратчайшая продолжительность данной работы (оптимистическая оценка);

$t_{н.в.}$ – наиболее возможная, по мнению экспертов продолжительность работы (реалистическая оценка);

t_{max} – самая длительная продолжительность работы.

6.2 Расчет затрат на проектирование ПС 110/35/10кВ.

Затраты, образующие себестоимость продукции группируются в соответствии с их экономическим содержанием по следующим элементам:

1. материальные затраты;
2. оплата труда;
3. отчисления на социальные нужды;
4. амортизация основных фондов;
5. прочие затраты;
6. накладные расходы.

1. Материальные затраты включают в себя:

расходные материалы (бумага, картриджи для принтера, плоттера, ручки, изготовление слайдов), сведенные в приведенную ниже таблицу 5.3.

Таблица 24 – Материальные затраты

Материал	Единица измерения	Количество	Стоимость, руб.
Печатная бумага	Пачка	1	200
Диск CD-RW	Шт.	2	80
Канц. товары	Шт.	6	110
ИТОГО			$I_M=390$

2. Расчет заработной платы.

$$И_{з.пл.} = \frac{(З \cdot k_1 \cdot k_2)}{21} \cdot X$$

где: З – оклад;

k_1 - коэффициент за отпуск (1,1);

k_2 - районный коэффициент (1,3);

21 - количество рабочих дней в месяце;

X - количество рабочих дней затраченных на проект (3 дня).

Зарплата.

Расчет для научного руководителя

$$И_{з.пл.} = \frac{(30000) \cdot 1.16 \cdot 1.3}{21} \cdot 90 = 193885 \text{ (руб)}$$

Расчет для инженера

$$И_{з.пл.} = \frac{(З \cdot k_1 \cdot k_2)}{21} \cdot X = \frac{(18000) \cdot 0,8 \cdot 1.3}{21} \cdot 90 = 80228,57 \text{ (руб)}$$

Сводим расчеты в таблицу 25.

Таблица 25 – Заработная плата исполнителей.

Исполнители	Группа	Оклад р.	Время занятости дней	Зп, руб.
Руководитель	3	30000	90	193885
инженер	2	18000	90	80 228
Итого				274 113

Фонд заработной платы ФЗП = $\sum ЗП_{исп.}$

ФЗП = 130549 р.

3. Размер отчислений в социальные фонды составляет 30% от ФЗП.

Сумма начислений на социальные нужды составляет:

$И_{сн} = 274 113 \cdot 0,3 = 82 234$ руб.

4. Специальное оборудование учитывается в сметной стоимости в виде амортизационных отчислений по формуле:

$$I_{\text{ам}} = \frac{T_{\text{и}}}{T_{\text{кал}}} \cdot N_{\text{а}} \cdot \Phi_{\text{п}}$$

где $\Phi_{\text{п}}$ - первоначальная стоимость оборудования;

$N_{\text{а}}$ - норма амортизации;

$T_{\text{и}}$ - количество дней использования оборудования;

$T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году.

$$I_{\text{ам Комп.}} = \frac{90}{365} \times 0,2 \times 30000 = 1500 \text{ руб.}$$

$$I_{\text{ам Принтер}} = \frac{23}{365} \times 0,2 \times 8000 = 168 \text{ руб.}$$

$$I_{\text{ам Стол}} = \frac{90}{365} \times 0,1 \times 10000 = 250 \text{ руб.}$$

$$I_{\text{ам Стул}} = \frac{90}{365} \times 0,2 \times 4000 = 100 \text{ руб.}$$

Таблица 26 –Амортизационные отчисления.

Наименовани е	Количество	$\Phi_{\text{п}}$, р	$N_{\text{а}}$, %	Срок службы (лет)	$T_{\text{и}}$ дней	$I_{\text{амр}}$
Компьютер	1 Шт.	30000	0,2	5	90	1500
Принтер	1 Шт.	8000	0,2	3	23	168
Стол	2 Шт.	10000	0,1	5	45	250
Стол	2 Шт.	4000	0,2	5	45	100
	Итого					2018

Амортизационные затраты составляют $I_{\text{ам}} = 2018$ рубля.

Прочие расходы :

Прочие неучтенные прямые затраты включают в себя все расходы связанные с налоговыми сборами (не предусмотренными в предыдущих

статях), отчисления внебюджетные фонды, платежи по страхованию, оплата услуг связи, представительские расходы, затраты на ремонт и прочее. Принимаем размер прочих затрат как 10% от суммы расходов на материальные затраты, услуги сторонних организаций, амортизации оборудования, затрат на оплату труда, отчисления на социальные нужды.

$$I_{пр} = 0,1 \cdot (I_{з.пл} + I_{соц} + I_{мат} + I_{ам}) =$$

$$= 0,1 \cdot (274113 + 82234 + 390 + 2018) = 35875 \text{ руб}$$

6. Накладные расходы принимаем 200% от ФЗП:

Накладные расходы составят 200% от ФЗП. Включают в себя затраты на хозяйственное обслуживание помещения, обеспечение нормальных условий труда, оплату за энергоносители, административные расходы и другие косвенные затраты.

$$I_{накл} = 2 \cdot I_{з.пл} = 2 \cdot 274113 = 548\,226 \text{ руб.}$$

Себестоимость проекта:

$$\sum I_{проекта} = I_{з.пл} + I_{соц} + I_{мат} + I_{ам} + I_{пр} + I_{накл} =$$

$$= 274113 + 82234 + 390 + 2018 + 35875 + 548226 = 942856 \text{ руб.}$$

Принимаем рентабельность 20%, прибыль:

$$П_{\bar{o}} = \sum I_{проекта} \cdot 0,2 = 942856 \cdot 0,2 = 188571 \text{ руб.}$$

Стоимость проекта:

$$Ц_n = П_{\bar{o}} + \sum I_{проекта} = 942856 + 188571 = 1\,131\,427 \text{ руб.}$$

Смета затрат представлена в таблице 27.

Таблица 27 – Смета затрат.

Вид расходов	Обозначение	Сумма, р.
Материальные затраты	I_M	390
Заработная плата	$I_{зп}$	274 113
Амортизация	$I_{ам}$	2018
Отчисления на социальные нужды	$I_{сн}$	82 234
Прочие расходы	$I_{пр}$	35 875

Накладные расходы	$I_{\text{накл}}$	548 226
Себестоимость проекта	$\Sigma_{\text{и}}$	942 856
Прибыль	$\Pi_{\text{б}}$	188 571
Стоимость проекта	$\Pi_{\text{п}}$	1 131 427

Расчет приведенных затрат по надежности.

Экономическим критерием, по которому определяют наивыгоднейший вариант, является минимум приведенных затрат, руб/год, вычисленных по формуле

$$Z = p_n \cdot K + I \quad (5.1)$$

где p_n – норма дисконта, 1/год (для расчетов установок энергетики $p_n = 0,15$);

K – единовременные капитальные вложения, руб.;

I – ежегодные эксплуатационные затраты, руб.

Расчёт капиталовложений на оборудование истроительно-монтажные работы.

Целью является расчет экономической эффективности капитальных вложений на проект строительства ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская и реконструкцию ПС 110 кВ Стрежевская.

Капитальные вложения K включают затраты на основные фонды и оборотные средства. Так как оборотные средства невелики (1 – 2%), то ими можно пренебречь.

Основные фонды включают стоимость оборудования, затраты на установку, монтаж, наладку и пробный пуск оборудования и аппаратуры, затраты на транспортировку.

При расчете затрат на оборудование, строительно-монтажные работы и т.д. учитывались существующие цены на март 2016 года. Результаты расчета сводим в таблицу 28.

Таблица 28 - Расчет капиталовложений на оборудование.

№ варианта	Наименования оборудования	Кол-во, шт. или м.	Цена руб. за 1 ед. с НДС	Производитель, поставщик	Сумма. Руб.
1	Промежуточная опора П 110-3В	135	163200,00	СЕВЕРО-ЗАПАДНЫЙ ЗАВОД МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙС-П	22 032 000
1	Опора анкерная У-110- 3	14	227400,00	СЕВЕРО-ЗАПАДНЫЙ ЗАВОД МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙС-П	3 183 600
1	Изолятор стеклянный подвесной ПС-40В	12482	273,00	Южноуральская изоляторная компания	34 07586
1	Выключатель вэж-110-40/2000у1	1	120000	ЗАО «Завод электротехнического оборудования» г. Великие Луки	12 0 000
1	Серьга СРС	826	43,65	Южноуральская изоляторная компания	36 054,9
1	Узел крепления гирлянды КГП	826	40,21	Южноуральская изоляторная компания	33 213,5
1	Разъединитель 3х полюсной	10	25000	ГК "Электроцит" г. Самара	25 0000
1	Провод АС150/24	28300	93,47	ЗАО "Сибкабель", г. Томск	2 645 201
	Итого:				31 707 654

Таблица 29 - Расчет строительно-монтажных работ.

Наименования вида работ	Единица измерения	Норматив трудо затрат, чел/час	Размер вознаграждения за выслугу лет	ОЭЗ-2			Кол/прот, шт/м	Сумма; руб
				Тарифная ставка, руб./час	Базовый размер ежемесячной премии	Сдельная единичная расценка, руб.		
Строительство ВЛ-110 кВ								
Установка стальных промежуточных опор	1 опора	24,11	1,1	5,0	1,3	3206,63	138	442514,9
Подвеска проводов ВЛ 110 кВ - АС 150/24	1 км провода	100,46	1,1	5,0	1,3	13361,18	39,3	1575357,39
Антикоррозийное покрытие грозозащитных тросов 110кВ	1 км троса	11,68	1,1	5,0	1,3	1553,44	39,3	61050,19
Забивка вертикальных заземлителей механизированная	1 заземлитель	0,81	1,1	5,0	1,3	107,73	149	16051,77
Бурение котлованов на глубину бурения до 4 км	1 котлован	1,43	1,1	5,0	1,3	190,19	61	11601,59
Общая сумма на строительно-монтажные работы						К_{монт}=2106575,88		

Таким образом капитальные затраты составляют $K = K_{обор.} + K_{монт.} + K_{проект} = 34\ 945\ 657$ руб.

6.3 Расчет эксплуатационных затрат.

Целью является расчет капитальных вложений на проект реконструкции подстанции «Стрежевская» 110/35/10 кВ, строительство ВЛ 110 кВПС Советско-Соснинская– ПССстрежевская. Реконструкция и строительство позволит повысить надежность электроснабжения потребителей.

Капитальные вложения K включают затраты на основные фонды и оборотные средства. Так как оборотные средства в системе электроснабжения невелики (1 – 2%), то ими можно пренебречь.

Основные фонды включают стоимость оборудования, затраты на установку, монтаж, наладку и пробный пуск оборудования и аппаратуры, затраты на транспортировку.

При расчете затрат на оборудование, строительные-монтажные работы и т.д. учитывались существующие цены на март 2016 года. При строительстве ЛЭП предусматривается монтаж опор и проводов.

1)Общую стоимость материалов и оборудования примем исходя из смет: $K_{\text{обор}}=31\,707\,654$ рублей.

2)При расчетах принимаем средние значения начисления по видам дополнительных затрат в % к стоимости оборудования:

Транспортировка	3 – 10 %
Заготовительно-складские	1,2 – 1,5 %
Установка и монтаж	5 – 20 %
Пуск и регулировка	2 – 3 %

Итого 11,2 – 34,5 %

Стоимость оборудования, монтажных работ (составляет 30% от стоимости продукции). Данные для расчета взяты из проектного бюро.

$$K_{\text{монт}} = 2\,106\,575,88 \text{ рублей.}$$

3) Капитальные затраты составляют:

$$K = K_{\text{обор.}} + K_{\text{монт.}} + K_{\text{проект}} = 34\,945\,657 \text{ руб.}$$

Эксплуатационные затраты определяются из следующей формулы:

$$I = I_{\text{ам}} + I_{\text{обсл}} + I_{\text{пот}}$$

где $I_{\text{ам}}$ - ежегодные амортизационные отчисления, руб.;

$I_{\text{обсл}}$ - годовые расходы на обслуживание и текущий ремонт электрооборудования, руб.;

$I_{\text{пот}}$ - стоимость годовых потерь электроэнергии, руб.

Амортизационные отчисления – это собственный источник финансирования обновления основных производственных фондов, величина которого зависит от двух факторов: стоимости имеющихся основных производственных фондов и норм амортизационных отчислений [14].

Ежегодные амортизационные отчисления:

$$I_{\text{ам}} = P_a \cdot K,$$

где P_a - норма амортизационных отчислений, % (для оборудования ПС $P_a = 3,0\%$);

1) Вариант

$$I_{\text{ам}} = 31\,707\,645 \cdot 0,03 = 951\,229,62$$

Годовые расходы на обслуживание и текущий ремонт, руб.:

$$I_{\text{обсл}} = P_{\text{обсл}} \times K,$$

где $P_{\text{обсл}}$ – норма затрат на обслуживание, % (для кабельной продукции $P_{\text{ам}} = 2,0\%$).

$$I_{\text{обсл.1}} = 0,02 \times 31\,707\,654 = 634\,153,03 \text{ руб.}$$

ΔP - среднегодовые потери активной мощности, кВт;

$T_{\text{г}}$ – годовое время включения электроустановки $T_{\text{г}} = 8760$ ч/год.

$\tau = 2,05$ руб. - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии.

Потери активной и реактивной мощностей в ЛЭП сравниваемых вариантов определяем по формулам:

$$L = 28,3 \text{ км}$$

$X_0 = 0,42 \text{ Ом/км}$ – удельное индуктивное сопротивление для провода АС150/24

$r_0 = 0,204 \text{ Ом/км}$ - удельное активное сопротивление для провода АС150/24

$$X_1 = X_{01} \times L \times \frac{S_B}{U_B^2} = 0,42 \times 28,3 \times \frac{1000}{115^2} = 0,898$$

$$r_1 = r_{01} \times L \times \frac{S_B}{U_B^2} = 0,204 \times 28,3 \times \frac{1000}{115^2} = 0,436$$

$$\Delta P_{Л1} = 3 \times I_{расч.}^2 \times r_1 \times 10^{-3} = 3 \times 109^2 \times 0,436 \times 10^{-3} = 15,54 \text{ кВт}$$

$$\tau_{ном} = 2,05 \text{ руб/кВт}$$

$$I_{ном} = \tau_{ном} \cdot \Delta P_{л} \cdot T_{ч} = 15,54 \cdot 8760 \cdot 2,05 = 279\,067,32 \text{ руб/год}$$

$$I_1 = I_{ам} + I_{обсл} + I_{ном} = 951251,62 + 634153,03 + 279067,32 = 1864471,97 \text{ руб.}$$

Приведенные затраты за 3 года, руб.

$$З = p_n \times K + И$$

Результаты расчетов приведенных затрат сводим в таблицу 29.

Таблица 30 - Приведенные затраты, руб.

$З = p_n \times K + И$	p_n	К	И	И = И _{ам} + И _{обсл} + И _{пот}		
				И _{ам}	И _{обсл}	И _{пот}
7 106 320,55	0,15	34 945 657	1 864 472	951 252	634 153	279 067

$$З = 0,15 \times 34945657 + 1864472 = 7106320,55 \text{ руб.}$$

Мощность линии:

$$P_{л} = (U_{шина} \times I_{рас} - I^2 R_{л}) \times 3 = (110 \times 109 - 109^2 \times 0,436 \times 10^{-3}) \times 3 = 359,5 \text{ МВт}$$

$$W_{ср} = P_{л} \times 8760 = 359,5 \times 8760 = 3149220 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год}$$

$$\tau_{\text{тариф}}=2,2 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}$$

$$V_{\text{выр}}=\tau_{\text{тариф}}\cdot W_{\text{ср}}=2.2\times 3\ 149\ 220=6\ 928\ 284 \text{ руб/год}$$

$$P_{\text{б}}=V_{\text{выр}}-I_1=6\ 928\ 284 - 1\ 864\ 471=5\ 063\ 813 \text{ руб}$$

$$H_{\text{налог}}=20\% \text{ налог на прибыль.}$$

$$P_{\text{чист}} = P_{\text{б}} - H = 5\ 063\ 813 - (5\ 063\ 813 \cdot 0.2) = 4\ 051\ 050,4$$

$$T_{\text{окуп}} = \frac{\Sigma K}{P_{\text{чист}}} = \frac{34\ 945\ 675}{4\ 051\ 050,4} = 8,6 \text{ года}$$

Вывод:

В результате проведенных экономических расчетов для строительства линии электропередач была рассчитана окупаемость капиталовложений в строительство линии при $\tau_{\text{тариф}}=2.2$ руб/кВт она составила 8,6 года при $E=0$.

7. Социальная ответственность.

Введение.

Социальная ответственность представляет собой систему законодательных актов, социально-экономических, организационных, технических, гигиенических и лечебно-профилактических мероприятий и средств, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и работоспособности человека в процессе труда. В нашей стране государство направляет средства на проведение мероприятий по охране здоровья трудящихся и в частности на обеспечение техники безопасности и производственной санитарии. Мероприятия, связанные с созданием безопасных условий труда осуществляются в плановом порядке.

В данном разделе рассмотрены следующие вопросы: проанализированы условия труда с точки зрения наличия возможности появления вредных факторов и их воздействие на работающих, рассмотрены мероприятия по технике безопасности и производственной санитарии, а также мероприятия по противопожарной профилактике на рабочем месте электромонтера.

В данной работе рассмотрена ПС Стрежевская, её оборудование, которое создает множество опасных и вредных факторов. Необходимо строго соблюдать технику безопасности и применять различные меры для обеспечения безопасности рабочего персонала.

7.1 Производственная безопасность

Анализ опасных и вредных факторов:

Опасным производственным фактором называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях человека приводит к травме или к другому внезапному резкому ухудшению здоровья.

В рассмотренной подстанции имеются следующие опасные факторы:

- механические травмы;

- поражения электрическим током;
- пожар (наличие открытого огня при проведении сварочных и других работ, короткое замыкание и другие причины);
- взрыв (наличие баллонов со сжатыми горючими газами, взрыв системы отопления).
- возможность падения с высоты самого работающего либо различных деталей и предметов;

Вредным производственным фактором называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего человека в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению трудоспособности. Вредные факторы при строительстве и производстве электромонтажных работ (ГОСТ 12.0.002 – 80): - физические факторы: 1)температура, 2)влажность 3)подвижность воздуха, 3)статическое, 4)электрическое и магнитные поля, 5)производственный шум, 6)низкая освещенность, 7)повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны, 8)вибрация, 9) тепловые излучения.

- факторы трудового процесса, характеризующие тяжесть физического труда: физическая динамическая нагрузка, масса поднимаемого и перемещаемого груза;

- факторы трудового процесса, характеризующие напряженность труда;

- статическое электричество;

Перед началом работ в условиях производственного риска необходимо выделить опасные для людей зоны, в которых постоянно действуют или могут действовать опасные факторы, связанные или не связанные с характером выполняемых работ.

Для предотвращения влияния опасных факторов на персонал, обслуживающий подстанцию, предусматриваются следующие мероприятия:

- персонал должен действовать согласно ПТБ при работе в электроустановках;

- при невозможности ограничения времени пребывания персонала под воздействием электромагнитного поля необходимо применить экранирование рабочих мест: экраны над переходами, экранирующие козырьки и навесы над шкафами управления, съёмные экраны при ремонтных работах.

- установка заземляющего контура, заземление и зануление оборудования;

- соблюдение расстояний до токоведущих частей;

- выполнение организационно технических мероприятий для безопасного проведения работ.

К зонам постоянно действующих опасных факторов относятся:

- места вблизи от незащищённых токоведущих частей электроустановок;

- места вблизи незащищённых перепадов по высоте 1,3 и более.

К зонам потенциально опасных производственных факторов следует относить:

- участки территории вблизи строящегося сооружения;

- зоны перемещения машин, оборудования или их частей, рабочих органов.

Места временного или постоянного нахождения работников должны располагаться за пределами опасных зон.

На границах зон постоянно действующих производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон потенциально опасных производственных факторов - сигнальные ограждения и знаки безопасности.

Механическая травма:

Представляет собой повреждение тканей, частей тела, органов и других анатомических образований в результате воздействия внешней механической силы.

Чаще всего встречается острая, внезапно возникающая травма. В отличие от острой бывают травмы хронические (микротравмы), при

которых изменения в тканях развиваются медленно, под влиянием незначительных и часто повторяющихся факторов воздействия. Суммирующиеся микротравмы приводят к стойким местным патологическим изменениям в анатомических образованиях соответствующей области. Примером могут служить профессиональные крепители тендовагиниты, дегенеративные изменения в пяточном (ахилловом) и других сухожилиях, эпикондилиты.

Виды острых механических травм весьма многообразны, а диапазон тяжести повреждений тканей и органов в результате травмирующей силы большой — от незначительных и малочувствительных нарушений (ушибы, подкожные гематомы, ссадины, небольшие поверхностные раны и т. п.) до тяжелых: обширные и глубокие раны, переломы костей, отрывы конечностей, повреждения внутренних органов.

В зависимости от вида анатомических структур, тканей, органов и характера патологических нарушений, возникающих под влиянием 5 травмирующего механического фактора, различают следующие повреждения:

- 1) повреждения мягких тканей: ушибы, подкожные гематомы, ссадины кожи, раны (рубленые, колотые, ушибленные, рваные, огнестрельные и др.), разрывы, отрывы сухожилий, мышц и др.;
- 2) повреждения связочно-сумочного аппарата суставов: растяжения и разрывы связочного аппарата голеностопного сустава, гемартрозы, разрывы менисков и связок коленного сустава и др.;
- 3) травматические вывихи во всех суставах, среди них первое место занимают вывихи плеча;
- 4) переломы костей, чаще всего переломы костей конечностей;
- 5) повреждения внутренних (полостных) органов: черепа, груди и живота (брюшной полости и забрюшинного пространства).

По степени тяжести различают следующие виды повреждений:

- 1) легкие — незначительные повреждения, обычно скоро и бесследно заживающие;
- 2) средней тяжести — не опасные для жизни, но требующие более

длительного срока лечения; с временной нетрудоспособностью;

3) тяжелые, создающие в определенной мере угрозу жизни, или травма, влекущая потерю какого-либо органа либо его функции, а также повреждения, требующие длительного лечения и приводящие к стойкой утрате трудоспособности;

4) крайне тяжелые повреждения — несовместимые с жизнью, которые приводят к непосредственному или в ближайшее время после получения травмы смертельному исходу.

Защита от травмирования достигается применением технических средств, исключающих либо уменьшающих воздействие на работающих травмоопасных производственных факторов. Они могут быть коллективными и индивидуальными. Первые обеспечивают защиту любого работника, обслуживающего травмоопасное оборудование с указанными средствами защиты. Вторые — только тех, кто их использует. Средства защиты от механического травмирования стандартизованы ГОСТ 12.4.125—83 [3] и включают в себя целый ряд подвидов.

Защитные устройства должны удовлетворять следующим общим требованиям:

- предотвращать контакт рук и других частей тела человека, его одежды и других предметов с опасными движущимися частями машины, не позволять человеку-оператору машины или другому рабочему приблизить руки и другие части тела к опасным движущимся частям;
- должны быть изготовлены из прочных материалов, выдерживающих условия нормальной эксплуатации, и надежно при крепляться к машине;
- не создавать иных опасностей, не иметь режущую кромку, заусенец или шероховатости поверхности;
- не мешать выполнению работ.

Наибольшее применение для защиты от механического травмирования машин, механизмов, инструмента находят оградительные, предохранительные, тормозные устройства, устройства автоматического контроля и сигнализации, дистанционного управления.

Падение с высоты:

Падение с высоты является серьезным инцидентом, случающимся во многих отраслях промышленности и среди людей различных профессий. Падение с высоты приводит к телесным повреждениям за счет контакта между упавшим и источником травмы при следующих обстоятельствах:

Движение человека и сила удара вызываются силой тяжести.

Точка контакта с источником телесного повреждения находится ниже, чем та поверхность, на которой находился человек в момент начала падения.

Из данного определения можно сделать вывод о неизбежности падений, так как гравитационная сила присутствует всегда. Падение является частично прогнозируемым несчастным случаем с тяжелыми последствиями, происходящим во всех секторах промышленности и присущим всем профессиям. В данной статье обсуждаются методы снижения числа падений или, по крайней мере, уменьшения тяжести телесных повреждений при падениях.

Тяжесть телесных повреждений, вызванных падением, в основном связана с высотой падения. Но это верно лишь отчасти: энергия свободного падения является произведением падающей массы на высоту падения, и тяжесть телесных повреждений прямо пропорциональна энергии, передающейся во время удара. Статистика несчастных случаев подтверждает эту связь, но также показывает, что падение с высоты менее 3 метров может закончиться смертельным исходом. Подробное исследование смертельных исходов при падениях на строительстве показывает, что 10% смертельных исходов приходится на падение с высоты менее 3 метров.

Средства защиты от падения с высоты. Для организации рабочих мест на высоте и обеспечения безопасности труда при производстве строительного-монтажных работ наиболее широко применяют средства защиты. От конструктивных и эксплуатационных качеств СЗ зависит в первую очередь производительность труда и безопасность выполнения работ. К СЗ относятся различные приспособления и устройства, которыми пользуются, как правило, одновременно несколько работающих, а в некоторых случаях самостоятельно один работающий. При производстве строительного-монтажных работ на высоте применяют в основном следующие СЗ: средства подмащивания (СП), включая монтажные лестницы, переходные мостики, страховочные канаты, ограждения и настилы. СП применяют в процессе производства строительного-монтажных работ при возведении, реконструкции и ремонте зданий и сооружений. Основное назначение СП — обеспечение безопасности труда, т. е. организация безопасных рабочих мест на высоте при приемке, выверке и проектном закреплении конструкций, а также при окончательном оформлении узлов примыкания конструкций друг к другу и обработке поверхностей.

Поражение электрическим током:

Электрические установки представляют для человека потенциальную опасность, так как в процессе эксплуатации или проведения профилактических работ человек может коснуться токоведущих частей.

Устройство и эксплуатация электроустановок должны осуществляться в соответствии с требованиями правил устройства электроустановок, межотраслевых правил охраны труда при эксплуатации электроустановок потребителей, правил эксплуатации электроустановок потребителей.

Электробезопасность — это система организационных и технических мероприятий и механических средств, обеспечивающих защиту людей от воздействия электрического тока, электрической дуги электромагнитного поля и статического электричества.

Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ в электроустановках регламентированы ПОТ РМ – 016 – 2001.К Данными мероприятиями являются:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Ответственными за безопасное ведение работ являются:

- выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- ответственный руководитель работ;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;
- члены бригады.

При подготовке места со снятием напряжения должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;
- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;
- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
- установлено заземление (включены заземляющие ножи, а там, где они отсутствуют, установлены переносные заземления);

- вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

ПС Стрежевская и открытое распределительное устройство относится к категории «Помещения особо опасные» по поражению электрическим током. согласно ПУЭ (см.п.1.1.13)

Действующими правилами устройства электроустановок (ПУЭ) все помещения подразделены на следующие три категории по поражению электрическим током:

I. Помещения без повышенной опасности: сухие, с нормальной температурой воздуха, с токонепроводящими полами.

II. Помещения с повышенной опасностью: сырые с относительной влажностью воздуха (длительной) более 75%; жаркие с температурой воздуха, длительно превышающей +30°C; с полами из токопроводящих материалов; с большим количеством выделяющейся токопроводящей технологической пыли, оседающей на проводах и проникающей внутрь электроустановок; с размещением электроустановок с металлическими корпусами, имеющих соединение с землей, металлоконструкций зданий и технологического оборудования, допускающих одновременное соприкосновение с ними.

III. Помещения особо опасные: особо сырые с относительной влажностью воздуха, близкой к 100%, химически активной средой, одновременным наличием двух и более условий, свойственных помещениям с повышенной опасностью.

В электроустановках напряжением выше 1000 В с каждой стороны, с которой коммутационным аппаратом на рабочее место может быть подано напряжение, должен быть видимый разрыв. Видимый разрыв может быть создан отключением разъединителей, снятием предохранителей, отключением отделителей и выключателей нагрузки, отсоединением или снятием шин и проводов.

Силовые трансформаторы и трансформаторы напряжения, связанные с выделением для работ участком электроустановки, должны быть отключены и схемы их разобраны также со стороны других своих обмоток для исключения возможности обратной трансформации, так как трансформаторы относятся к категории опасности по поражению электрическим током к особо опасным.

В электроустановках напряжением выше 1000 В для предотвращения ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов, которыми может быть подано напряжение к месту работы, должны быть приняты следующие меры:

- у разъединителей, отделителей, выключателей нагрузки ручные приводы в отключенном положении должны быть заперты на механический замок;

- у разъединителей, управляемых оперативной штангой, стационарные ограждения должны быть заперты на механический замок;

- у приводов коммутационных аппаратов, имеющих дистанционное управление, должны быть отключены силовые цепи и цепи управления, а у пневматических приводов, кроме того, на подводящем трубопроводе сжатого воздуха должна быть закрыта и заперта на механический замок задвижка и выпущен сжатый воздух, при этом спускные клапаны должны быть оставлены в открытом положении;

- у грузовых и пружинных приводов включающий груз или включающие пружины должны быть приведены в нерабочее положение;

- должны быть вывешены запрещающие плакаты.

Проверять отсутствие напряжения необходимо указателем напряжения, исправность которого перед применением должна быть установлена с помощью предназначенных для этой цели специальных приборов или приближением к токоведущим частям, заведомо находящимся под напряжением.

В электроустановках напряжением выше 1000 В пользоваться указателем напряжения необходимо в диэлектрических перчатках.

В электроустановках напряжением 35 кВ и выше проверки отсутствия напряжения можно пользоваться изолирующей штангой, прикасаясь ею несколько раз к токоведущим частям. признаком отсутствия напряжения является отсутствие искрения и потрескивания.

Установка и снятие переносных заземлений должны выполняться в диэлектрических перчатках с применением в электроустановках напряжением выше 1000 В изолирующей штанги. Закреплять зажимы переносных заземлений следует этой же штангой или непосредственно руками в диэлектрических перчатках.

В электроустановках напряжением выше 1000 В заземляться должны токоведущие части всех фаз (полюсов) отключенного для работ участка со всех сторон, откуда может быть подано напряжение, за исключением отключенных для работы сборных шин, на которые достаточно установить одно заземление.

7.2 Расчет защитного заземления подстанции.

Назначение защитного заземления состоит в том, чтобы обеспечить между корпусами защищаемого электрооборудования и землей электрическое соединение с достаточно малым сопротивлением и тем самым снизить до безопасного значения напряжение прикосновения во время замыкания на корпус электрооборудования. Для выполнения этого требования корпуса и части всего электрооборудования, нормально не находящегося под напряжением, должны быть надежно подключены к заземляющему устройству ПС.

Заземлению подлежит оборудование, отдельные части и конструкции:

- корпуса трансформаторов, аппаратов, светильников;
- приводы электрических аппаратов;
- вторичные обмотки измерительных трансформаторов;
- каркасы распределительных щитков, щитов управления, а так же съемные и открывающиеся части, если на них установлено оборудование напряжением выше 42 В переменного или 110 В постоянного тока;

-металлические конструкции распределительных устройств, металлические кабельные соединительные муфты, металлические оболочки и броня силовых и контрольных кабелей, стальные трубы электропроводки, лотки, короба, стальные полосы, на которых укреплены кабели и провода, а так же другие металлические конструкции, связанные с установкой электрооборудования.

Требование заземлять все металлические части оборудования предопределило прокладку заземляющих магистралей вдоль его рядов. Эти магистрали, расположение которых задается планом подстанции, и составляют основу выравнивающих сеток.

Основное назначение сетки заключается в создании на всей территории подстанции и непосредственно около нее, по внешнему периметру, такого распределения потенциалов, которое обеспечило бы необходимую степень безопасности. Распределение потенциалов у одиночных заземлителей, особенно в их начальной части, носит не очень плавный характер.

Вдоль фронта оборудования, на каждой линии его установки, прокладывают систему параллельных полос, служащих для подключения заземляющей проводки, идущей к заземляемому оборудованию. Если их недостаточно для выравнивания потенциалов, прокладывают дополнительные.

Учитывая основное назначение этих заземляющих полос, их следует укладывать не ближе 0,8 – 1 м от оборудования и от стен, чтобы человек мог коснуться этого оборудования, находясь только за полосой, а не перед нею.

Человек, находящийся в зоне растекания тока, оказывается под воздействием разности потенциалов, величина которой зависит от длины шага (0,8 м) и расстояния человека от точки растекания тока.

По мере удаления от заземлителя объем грунта, в котором растекается ток, увеличивается, и плотность тока в грунте уменьшается. Потенциал снижается и на расстоянии 20 м от точки растекания тока становится равным нулю. Крутизна кривой распределения потенциалов в грунте

зависит от проводимости грунта: чем больше его проводимость, тем дальше удалены точки нулевого потенциала.

Конструктивное выполнение сети заземления подстанции.

Различают естественные и искусственные заземлители

Естественными являются находящиеся в земле металлические конструкции здания и свинцовые оболочки кабелей.

На проектируемой подстанции осуществляется контурное заземление с уравнительными полосами, которые позволяют равномерно распределить потенциал на всей площади.

Искусственные заземлители выполнены из электродов, соединенных на глубине 0,7 м посредством сварки стальной полосой. Электроды длиной 5 м изготовлены из круглой стали диаметром 16 мм. Соединительная полоса выполняется из полосовой стали размером 40×4 мм.

Каждый заземляемый элемент подключается к сети заземления отдельным ответвлением. Внутренние магистрали заземления соединяются с наружным контуром в нескольких местах.

Чтобы избежать большой разности потенциалов во внешней части контура, особенно в местах входа и въезда в подстанцию, закладывают дополнительно две – три стальные полосы (в форме козырька) с настенным заглублением до 1,5 – 2 м; этим достигается более пологий спад потенциала и снижение напряжения шага.

Иногда может возникнуть необходимость дополнительного выравнивания потенциалов по всему периметру подстанции за пределами ее территории. Эта последняя мера во многом определяется тем, из какого материала сооружен забор подстанции и на каком расстоянии он находится от заземляющего контура.

Чтобы улучшить распределение потенциалов по углам контура, рекомендуется либо создать там дополнительную проводимость путем забивки какого-то количества труб, либо, что еще проще, округлить углы контура.

Дополнительным защитным средством, повышающим безопасность обслуживания, является окраска металлических частей, которые могут

оказаться под напряжением вследствие повреждения изоляции оборудования.

Расчет заземляющих устройств.

Сопротивление заземляющего устройства R_3 складывается из сопротивлений растеканию отдельных электродов заземлителя (труб, уголков, полос) и сопротивлений заземляющих проводников.

Сопротивление растеканию каждого отдельного электрода зависит от удельного сопротивления грунта с учётом его сезонных изменений; формы, размеров и материала электрода и глубины погружения его в землю, а также наличия вблизи него других электродов, электрически соединённых с ним.

Удельное сопротивление грунта ρ принимается по (таблица 1.18 [8]).

Удельное сопротивление промёрзшего грунта получается умножением удельного сопротивления грунта, измеренного в нормальных условиях (15°C и 10 – 20 % влажности), на поправочные коэффициенты по (таблица 1.19, 1.20, 1.26 – 1.28 [8])

Сопротивление растеканию одиночных электродов, $R_{3.1}$, Ом, выполненных из вертикальных электродов из круглой арматурной стали или трубы, верхний конец ниже уровня земли:

$$R_{3.1} = \frac{0,366\rho}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right)$$

Сопротивление растеканию горизонтальных электродов ($R_{3.2}$, Ом), выполненных из полосовой стали:

$$R_{3.2} = \frac{0,366\rho}{l} \lg \frac{2l^2}{b \times t}$$

где ρ – удельное сопротивление грунта, Ом·м, принимается в необходимых случаях с учётом коэффициентов на промерзание или высыхание грунта;

l – длина электрода, м;

d – диаметр электрода, м;

t – глубина заложения, м (для вертикального электрода, верхний конец которого ниже уровня земли, расстояние от поверхности земли до середины электрода);

b - ширина полосового электрода, м.

Суммарное сопротивление части заземлителя, состоящей из вертикальных электродов (труб или уголков), электрически связанных между собой, без учёта сопротивления соединяющей их полосы:

$$R_{3.6.э} = \frac{R_{3.6}}{n \times \eta_e}$$

где n – число вертикальных электродов;

η_e – коэффициент, учитывающий экранирование электродов соседними, принимается по (таблица 1.22 – 1.25 [8]).

Сопротивление растеканию полосы с учётом экранирования

$$R_{3.2.э} = \frac{R_{3.2}}{\eta_e}$$

Полное сопротивление растеканию заземлителя:

$$R_3 = \frac{R_{3.6.э} \cdot R_{3.2.э}}{R_{3.6.э} + R_{3.2.э}}$$

Площадь территории подстанции составляет $38 \times 42 \text{ м}^2$. Предварительно принимаем количество вертикальных электродов – 40 шт. по периметру территории через 5 м.

Составляем расчетную модель заземлителя в виде прямоугольной сетки с площадью $S = 38 \times 42 = 1596 \text{ м}^2$.

Общая протяженность горизонтальных заземлителей сетки 160 м.

Грунт – насыпные грунты с сопротивлением растеканию 500 Ом·м – первый слой высотой 2 м; 900 Ом·м – второй слой.

$\rho_э$ – эквивалентное сопротивление двух слоёв земли, определяемое по формуле:

$$\rho_э = \rho_1 (1 - e^{-\alpha h_1 / \sqrt{S}}) + \rho_2 (1 - e^{-\beta \sqrt{S} / h_1}) = 500 (1 - e^{-1.1 \frac{2}{\sqrt{1596}}}) + 900 (1 - e^{-0.3 \frac{2}{\sqrt{1596}}}) = 142,34 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

α, β – безразмерные коэффициенты, зависящие от соотношения удельных электрических сопротивлений слоёв земли;

$$\alpha = 1,1;$$

$$\beta = 0,3;$$

Рекомендуемое для расчётов сопротивление грунта с учётом повышающих коэффициентов для первой климатической зоны принимаются равными 5,5 для горизонтальных электродов при глубине заложения 0,7 м и 1,65 для вертикальных электродов длиной 5 м при глубине заложения их верхнего конца 0,5 – 0,8 м.

Расчётные удельные сопротивления грунта:

для горизонтальных электродов:

$$\rho_{расч.г} = 5,5 \times 142,34 = 782,87 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

для вертикальных электродов:

$$\rho_{расч.в} = 1,65 \times 142,34 = 234,86 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

Определяется сопротивление растеканию одного стержня диаметром 16 мм, длиной 5 м при погружении ниже уровня земли на 0,7 м по формуле:

$$R_{во} = \frac{0,366 \rho_{расч.в}}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right)$$

$$R_{во} = \frac{0,366 \times 234,86}{5} \times \left(\lg \frac{2 \times 5}{0,016} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \times 3,25 + 5}{4 \times 3,25 - 5} \right) = 51,1 \text{ Ом}$$

Принимаем примерное число вертикальных заземлителей $n = 40$, при коэффициенте использования $\eta_v = 0,5$ (расположение вертикальных заземлителей по контуру (таблица 1.22 [8]):

Сопротивление вертикальных электродов:

$$R_{з.в.э} = \frac{R_{во}}{n \times \eta_v} = \frac{51,1}{40 \times 0,5} = 2,55 \text{ Ом}$$

Определим сопротивление растекания горизонтального электрода из полосовой стали 40×4, приваренного к верхним концам вертикальных стержней. Коэффициент использования горизонтального электрода в контуре из стержней при числе их порядка 40 и отношении расстояния

между стержнями к длине стержня $a/l = 1$ принимается равным 0,27 (таблица 1.21 [8]).

Сопротивление растеканию горизонтального электрода по формуле:

$$R_{3.2.э} = \frac{1}{\eta_2} \times \frac{0,366\rho}{l} \lg \frac{2l^2}{b \times t} = \frac{0,366 \times 782,87}{0,27 \times 160} \lg \frac{2 \times 160^2}{0,04 \times 0,7} = 41,5 \text{ Ом}$$

Полное сопротивление растеканию искусственного заземлителя:

$$R_{3.и} = \frac{R_{3.в.э} \cdot R_{3.2.э}}{R_{3.в.э} + R_{3.2.э}} = \frac{2,55 \times 41,5}{2,55 + 41,5} = 2,4 \text{ Ом}$$

Окончательно принимается 40 вертикальных стержней из круга диаметром 16 мм, соединённых горизонтальной полосой 40×4 мм.

Микроклимат:

Нормы производственного микроклимата установлены системой стандартов безопасности труда «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» и СанПиН 2.2.4.548 – 96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».

Микроклимат в производственных условиях определяется следующими параметрами:

В санитарно-гигиеническом отношении система водяного отопления наиболее эффективна. Кроме того, она требует минимальных затрат на обслуживание и обеспечивает возможность регулирования температуры в широких пределах.

- Температура воздуха, $t^{\circ}\text{C}$;
- Относительная влажность, φ , %
- Скорость движения воздуха, v , м/с
- Предельно допустимая концентрация веществ ПДК;
- Интенсивность теплового излучения, I , Вт/м².

Оптимальные и допустимые нормы параметров микроклимата в рабочей зоне производственного помещения, таблица 6.1.

Интенсивность теплового облучения работающих от нагретых поверхностей технологического оборудования не должна превышать 100 Вт/м² при облучении не более 25 % поверхности тела.

Таблица 31 - Оптимальные и допустимые нормы параметров микроклимата.

Период года	Категория работ	Температура воздуха, t°С		Относительная влажность, φ %		Скорость движения воздуха, v м/с, не более	
		Допуст.	Оптим.	Допуст.	Оптим.	Допуст.	Оптим.
Холодный	Средней тяжести Пб	23-25	17-19	15-75	60-40	0,4	0,3
Теплый	Средней тяжести Пб	17-22	19-21	15-75	60-40	0,3	0,2

Тепловое излучение: Допустимые величины интенсивности теплового облучения работающих от источников излучения, нагретых до белого и красного свечения (раскаленный или расплавленный металл, стекло, пламя и др.), не должны превышать 140 Вт/ м². При этом облучению не должно подвергаться более 25% поверхности тела и обязательным является использование средств индивидуальной защиты, в том числе средств защиты лица и глаз.

По Санитарным правилам и нормам СанПиН 2.2.4.548-96 температура наружных поверхностей технологического оборудования и ограждений на рабочем месте не должна превышать 45 °С.

В холодные и теплые периоды параметры микроклимата обеспечиваются:

- отоплением;
- естественная и искусственная вентиляция;
- системой кондиционирования воздуха;

Мероприятия по созданию условий для нормальной терморегуляции организма

- механизация и автоматизация технологических процессов;
- защита от источников теплового излучения с помощью теплозащитных экранов;
- устройство систем вентиляции;
- кондиционирование воздуха и отопления.

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны:

Мероприятия по борьбе с загрязненностью воздуха вредными газами, парами и аэрозолями:

- удаление из производства или ограничение использования вредных веществ;
- рационализация технологического процесса, устраняющая образование газов, паров и аэрозолей;
- максимальная герметизация оборудования;
- механизация и автоматизация производственных процессов;- увлажнение обрабатываемых материалов;
- устройство различных систем вентиляции от мест выделения газов, паров и аэрозолей;
- снабжение рабочих средствами индивидуальной защиты.

Состояние воздушной среды характеризуется уровнем запыленности или загазованности воздуха рабочей зоны. Выполнение различных производственных работ нередко сопровождается выделением в воздушную среду вредных веществ, которые могут вызвать профессиональные заболевания или отклонения в состоянии здоровья человека. Для воздуха рабочей зоны производственных помещений в соответствии с установлены предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать ПДК, используемых при проектировании производственных зданий, технологических процессов, оборудования, вентиляции. [31]

Производственные помещения, в которых происходит выделение пыли, должны иметь гладкую поверхность стен, потолков, полов и регулярно очищаться от пыли.

Нормы производственной вентиляции установлены системой стандартов безопасности труда ГОСТ 12.4.021 – 75. На рабочем месте предусматривается искусственная приточно-вытяжная общеобменная вентиляция с расходом воздуха на одного работающего не менее $60 \text{ м}^3/\text{час}$.

Воздух, поступающий в помещение в зимнее время, подогревается, а в летнее время – охлаждается. Кроме того, поступающий воздух при необходимости может быть увлажнен или осушен. Механическая вентиляция обеспечивает очистку выбрасываемого наружу воздуха, что очень важно для воздушной среды окружающей предприятие.

Отопление:

Целью отопления помещения является поддержание в них в холодное время года заданной температуры воздуха, а также обеспечить безопасность в отношении пожаров и взрывов. В зависимости от теплоносителя системы отопления бывают водяные, паровые, воздушные и комбинированные.

Освещение:

Рабочее и аварийное освещение во всех помещениях, на рабочих местах и на открытой территории должно обеспечивать освещенность согласно ведомственным нормам и "Санитарным нормам проектирования промышленных предприятий". СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*

Светильники аварийного освещения должны отличаться от светильников рабочего освещения отличительными знаками или окраской.

Аварийное и рабочее освещение в нормальном режиме должно питаться от общего источника.

Присоединение к сети аварийного освещения переносных трансформаторов и других видов нагрузок, не относящихся к этому освещению, запрещается. Сеть аварийного отключения должна быть без штепсельных розеток. Питание сети освещения по схемам, отличных от проектных, запрещается.

Переносные ручные светильники ремонтного освещения должны питаться от сети напряжением не выше 42 В, а при повышенной опасности поражения электрическим током – не выше 12 В.

Вилки 12-42 В не должны подходить к розеткам 127 и 220 В. Розетки должны иметь надписи с указанием напряжения.

Оперативно-ремонтный персонал даже при наличии аварийного освещения должен быть снабжен переносными электрическими фонарями.

Очистку светильников должен выполнять по графику специально обученный персонал. Периодичность очистки должна быть установлена с учетом местных условий.

Осмотр и проверка осветительной сети должны проводиться в следующие сроки:

проверка исправности аварийного освещения при отключении рабочего освещения – 2 раза в год;

измерение освещенности рабочих мест – при вводе в эксплуатацию и в дальнейшем по мере необходимости;

испытание изоляции стационарных трансформаторов 12-42 В – 1 раз в год, переносных трансформаторов и светильников 12-42 В – 2 раза в год.

Проверка состояния стационарного оборудования и электропроводки аварийного и рабочего освещения, испытание и измерение сопротивления изоляции должны проводиться при пуске в эксплуатацию, а в дальнейшем - по графику, утвержденному главным инженером энергопредприятия.

Нормирование естественного освещения согласно СНиП 23-05-95, по назначению помещений предусмотрены следующие уровни освещенности в помещениях:

- производственные помещения – 500 - 600 люкс.

Шум:

Повышенное воздействие шума наносит ощутимый ущерб на организм человека и снижает производительность труда: снижается острота зрения и слуха, снижается внимание.

В проектируемой подстанции источником шума являются: трансформаторы и высоковольтное оборудование подстанции.

Согласно ГОСТ 12.1.003 – 83 для подстанции допустимый уровень звукового давления на рабочих местах равен 85 дБА. Для снижения уровня шума предусматриваются следующие общие меры:

- уменьшение уровня шума непосредственно в самом источнике шума применением шумопоглощающих кожухов, звуконепроницаемых камер;
- изменение направленности излучения путем применения экранов (защитных и направляющих);
- уменьшение механического шума путем совершенствования технологических процессов
- применение индивидуальных средств защиты (наушники, шлемы).

Электромагнитные поля:

Допустимые уровни напряженности и длительность пребывания работающих без средств защиты в электрическом поле таковы:

- 5 кВ/м – без ограничений;
- от 5 кВ/м до 10 кВ/м – не более 3,5 часов;
- от 10 кВ/м до 15 кВ/м – не более 1,5 часа;
- от 15 кВ/м до 20 кВ/м – не более 10 минут;
- от 20 кВ/м до 25 кВ/м – 5 минут.

Защита от воздействия электромагнитных полей промышленной частоты осуществляется экранированием источников.

Активная часть трансформатора помещена в металлический маслonaполненный бак, вся коммутационная аппаратура устанавливается в металлических шкафах. Шинопроводы прокладываются в металлических коробах, кабели прокладываются в полу.

Величина предельно допустимой напряженности по ПОТ РМ–016–2001 РД 153 – 34.0 – 03.150 – 00 электромагнитного поля на рабочих местах 500В/м, для защиты от повышенного уровня электромагнитных излучений предусматриваются следующие меры:

- для ослабления мощности электромагнитного излучения на рабочем месте увеличиваем расстояние между источником и рабочим местом;

-для ослабления мощности электромагнитного излучения от источников применяется различные виды экранов и поглотителей мощности (металлические экраны и сетки);

-для защиты самих рабочих мест они тоже экранируются;

-применение индивидуальных средств защиты (экраны изготовленные из металлизированных материалов).

Вибрация:

При эксплуатации тепловых пунктов источником вибрации являются включенные трансформаторы с электроприводами. Технологическую вибрацию, воздействующую на человека на рабочих местах стационарных машин или передающуюся на рабочие места, не имеющие источников вибрации – электрические агрегаты - называют общей вибрацией 3 категории. Общую вибрацию на постоянных рабочих местах производственных помещений предприятий категории относят к типу 3а.

Таблица 32 - Предельно допустимые значения вибрации рабочих мест категории 3 - технологического типа "а"

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	Значения весовых коэффициентов			
	для виброускорения		для виброскорости	
	K_f	L_k	K_f	L_k
8	1,0	0	0,5	-6
16	1,0	0	1,0	0
31,5	0,5	-6	1,0	0
63	0,25	-12	1,0	0
125	0,125	-18	1,0	0

7.3 Экологическая безопасность.

Электроэнергетика оказывает заметное воздействие на окружающую природную среду, загрязняя атмосферу, землю, воду вредными выбросами

дымовых газов и сточными водами электростанций, сброса большого количества теплоты, расходуя значительное количество водных и земельных ресурсов, подвергая биосферу неблагоприятному воздействию радиации, связанной с эксплуатацией атомных станций, электромагнитных полей линий электропередачи.

В дипломной работе проектируемый объект сооружается для передачи и распределения электроэнергии на напряжение 6/10-0.4 кВ.

Указанный технологический процесс является безотходным и не сопровождается вредными выбросами в окружающую природную среду (как воздушную, так и водную).

Вырубка зелёных насаждений при строительстве ВЛ-0,4кВ не требуется, за исключением отдельных деревьев, растущих непосредственно по оси трассы ВЛ и чья высота превышает 4,0 м, а также деревьев, растущих непосредственно на пикете установки опоры. В отдельных случаях выполняется обрезка ветвей деревьев.

Твердые отходы такие как пластик, стекло, металлы утилизируются на специальный полигон.

В период реконструкции подстанции:

- уровень загрязнения атмосферного воздуха от источника предприятия не превысит санитарных нормативов, даже с учетом существующего фона;

- строительство объекта не сопряжено с каким-либо существенным воздействием на геологическую среду и подземные воды, и таким образом, не приведет к отрицательным изменениям данных компонентов ОС;

- строительство проектируемого объекта не окажет негативного воздействия на состояние природных вод;

- строительство объекта не приведет к негативному воздействию на растительный и животный мир прилегающих к участку отвода территорий;

- основным источником шума в период строительства объекта будет являться работа строительной техники. Вклад в общий уровень шума будет крайне незначительным;

- при проведении строительных работ возведение и использование крупных источников загрязняющих веществ, могущих повлиять на ОС и здоровье населения - не планируется;

- основными источниками отходов, образующихся в данный период, будут являться строительные материалы. Преобладающим видом отходов будет – отходы битума, демонтированный песок. Остальные виды представлены только небольшим количеством. Все, образующиеся в результате реконструкции объекта, отходы запланировано временно хранить и утилизировать (по мере накопления) в соответствии с действующими санитарно – экологическими требованиями;

- реконструкция объекта не приведет к ухудшению современного состояния здоровья населения ближайших жилых зон.

Выводы.

Проведенный анализ свидетельствует об отсутствии сильно негативного воздействия на окружающую среду.

7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

В настоящее время на территории СНГ действует 15 атомных электростанций, более 2 тысяч химически опасных объектов. В России около 30 реакторов, свыше 85 тысяч километров магистральных нефтепроводов, свыше 2400 километров аммиакопроводов.

В отрасли 73 объекта отнесены к радиационно- и химически опасным. В числе радиационно-опасных 46 энергетических, 8 промышленных, 30 опытных и исследовательских реакторов.

Статистика свидетельствует, что за последние 40 лет в мире в среднем в год происходит около 8 стихийных бедствий и от 9 до 23 аварий и катастроф, уносящих не менее 100 человеческих жизней.

Современное высокоразвитое индустриальное общество требует все большего усложнения технологии производства, что неизбежно ведет к росту возможностей возникновения аварий и катастроф. Каждый год на территории России возникают сотни чрезвычайных ситуаций.

Чрезвычайная ситуация- это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Необходимо предупреждение чрезвычайных ситуаций - комплекс мероприятий, проводимых заблаговременно и направленных на максимально возможное уменьшение риска возникновения чрезвычайных ситуаций, а также на сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба окружающей природной среде и материальных потерь в случае их возникновения.

Ликвидация чрезвычайных ситуаций - это аварийно-спасательные и другие неотложные работы, проводимые при возникновении чрезвычайных ситуаций и направленные на спасение жизни и сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба окружающей природной среде и материальных потерь, а также на локализацию зон чрезвычайных ситуаций, прекращение действия характерных для них опасных факторов.

Чрезвычайные ситуации классифицируются по следующим основным признакам:

1. По сфере возникновения (технологические, природные, экологические, социально-политические и т.д.).
2. По ведомственной принадлежности (в промышленности, строительстве, сельском хозяйстве, на транспорте и т.д.).
3. По масштабу возможных последствий (глобальные, региональные, местные).
4. По масштабу и уровням привлекаемых для ликвидации последствий сил, средств и органов управления.
5. По сложности обстановки и тяжести последствий.
6. По характеру лежащих в ее основе явлений и процессов.

Основные причины возникновения чрезвычайных ситуаций:

1. Результат стихийных бедствий и особо опасных инфекций.

2. Воздействие внешних природных факторов, приводящих к старению или коррозии металлов, конструкций, сооружений и снижение их физико-механических показателей.

3. Проектно-производственные дефекты сооружений.

4. воздействие технологических процессов промышленного производства на материалы сооружений (нагрузки, высокие температуры, скорость, вибрация).

5. Нарушение правил эксплуатации сооружений и технических процессов.

6. Нарушение правил техники безопасности при ведении работ и технологических процессов.

7. Ошибки, связанные с системой отбора руководящих кадров, низким уровнем профессиональной подготовки рабочих и их некомпетентностью и безответственностью.

Перечень потенциальных опасностей, которые могут возникнуть на объектах

Чрезвычайные ситуации, возникающие в мирное время в результате производственных аварий, катастроф, стихийных бедствий, сопровождаются разрушением зданий, сооружений, инженерных коммуникаций, промышленных и энергетических объектов, гибелью и поражением людей, оборудования, материальных ценностей. Уменьшить потери, спасти пострадавших, восстановить нормальные условия жизнедеятельности людей, предприятий, учреждений можно только принятием экстренных мер.

Техногенные чрезвычайные ситуации:

1. Пожары, взрывы, внезапные выбросы газа.

Аварии на пожаро- и взрывоопасных объектах могут вызвать разрушения, нанести материальный ущерб, нарушить нормальный ход производственной деятельности предприятия.

В случае возгорания трансформатора опасность состоит в том, что баки трансформаторов наполнены маслом и при возгорании в любое время

можно ожидать взрыва, а следовательно и поражения персонала ВЭС, находящегося на близком расстоянии от места взрыва.

2. Аварии с выбросом (сбросом) загрязняющих веществ, приводящие к экстремально высокому загрязнению окружающей среды.

При авариях возможно заражение территории и объектов ВЭС, а также поражения людей, степень и опасность заражения радиоактивными веществами и поражения людей будет зависеть от объемов и степени зараженности атмосферы РВ, направления и скорости ветра, удаление радиоактивного опасного объекта от ВЭС, времени года и суток, состояния погоды.

Исходя из известных характеристик радиоактивных опасных объектов, степень заражения территории и объектов ВЭС и поражения людей может колебаться от допустимых норм (в том числе однократных) до опасных, что вызовет необходимость не только проведения в больших объемах защитных мер и специальной обработки, но и больших объемов работ по ликвидации последствий радиоактивного заражения зданий, оборудования, проведения дезактивационных работ по удалению (снижению степени заражения) РВ с поверхностей техники, оборудования, инструмента, подъездных путей, территории ВЭС и т.д.

Природные чрезвычайные ситуации

1. Опасные геологические, стихийные, гидрометеорологические и другие природные явления:

- землетрясения 3 балла и более;
- сильные дожди и ливни - 50 мм осадков и более за 12 часов и менее;
- снегопад - 150 мм и более за 12 часов и менее;
- гололед и ветер - скорость при порывах 25 м/сек и более;
- отложение льда и снега на проводах ЛЭП - 20 мм и более;
- значительное понижение и резкие перепады температур воздуха.

Стихийные бедствия могут вызвать разрушения, нанести материальный ущерб, внезапно нарушить нормальную жизнедеятельность людей, а зачастую привести к безвозвратным потерям определенной их части.

В результате значительного понижения и резких перепадов температур воздуха в зимнее время возможны обрывы высоковольтных проводов, короткие замыкания, нарушения работы трансформаторов и распределительных устройств, в результате чего могут произойти отключения объектов, важных в обеспечении жизнедеятельности населения.

Последствием сильных ветров, ураганов и смерчей может стать обрыв проводов, разрушение опор линий высоких напряжений, различного масштаба короткие замыкания, в результате чего могут произойти пожары и даже взрывы.

Из-за паводковых вод или ливневых дождей может произойти подтопление участков линий электропередач, проходящих по поймам рек, отдельных трансформаторных подстанций, расположенных в низких местах. В результате затоплений могут произойти просадки фундаментов ТП, нарушена устойчивость опор ЛЭП, образоваться промоины на дорогах, прерывающие или затрудняющие транспортное сообщение.

Природные лесные и торфяные пожары - крупные (25 Га и более) не контролируемые пожары на прилегающих к территории объекта энергетики площадях, а также на территории самого объекта.

При реконструкции ПС «Стрежевская» 110/35/10 кВ, в связи с сохранением генплана, дополнительных мероприятий по гражданской обороне иЧС не требуется.

Инженерно–технические мероприятия по предупреждению ЧСприродного и техногенного характера предусматриваются:

- для предотвращения постороннего вмешательства в деятельность объекта используется существующее ограждение ПС;

- эвакуация людей с территории объекта предусматривается черезсуществующие ворота и калитку, имеющие специальные замки,открывающиеся изнутри без ключа, а снаружи–только ключом;

Характерной ЧС при эксплуатации электрооборудования является пожар. Причинами пожара могут быть аварийные режимы работы электрических изделий, сопровождаемые нагреванием проводов и

аппаратов, искрением и образованием электрической дуги: короткое замыкание, перегрузка проводов и аппаратов, большое переходное сопротивление.

Если электроустановка не находится под напряжением, то при наличии специального разрешения допустимо для тушения пожара применять огнетушители водного либо пенного типа (серии ОВП, ОХП, ОВ). Это разрешение дает диспетчер участка электросети, на котором произошла авария. Причина, по которой диспетчер должен дать разрешение – видимый обрыв кабельной линии, которая питает воспламенившееся электрооборудование. В остальных случаях нельзя использовать водные и пенные огнетушители для того, чтобы потушить электроприбор, особенно под напряжением. Если возгорание произошло на участке электросети с напряжением до 1000 В (к примеру, возгорание электрощита), то можно тушить проводку порошковым огнетушителем. Такие средства быстро сбивают пламя, т.к. слой инертного порошка предотвращает попадание кислорода к очагу возгорания электрооборудования. Особенно эффективны огнетушители серии ОП при тушении горячей изоляции в электроустановке. Следует также отметить, что порошковый тип изделий допускается использовать даже под напряжением, если оно не выше 1 кВ. Самыми эффективными для тушения электрооборудования и электроприборов считаются углекислотные огнетушители серии ОУ. Ликвидация пламени происходит за счет низкой температуры огне тушащего вещества, которое позволяет не только сбить огонь, но и остудить тлеющие участки изоляции. Из недостатков углекислоты можно отметить только вредоносное испарение этого вещества. Именно поэтому запрещается тушить электроустановки в закрытых помещениях.

По пожарной опасности помещения ЗРУ относятся к категории «В»(пожароопасные) - горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть при условии, что

помещения, в которых они имеются в наличии или обращаются, не относятся к категориям А или Б. ОРУ к категории «Вн»(пожароопасные) - установка относится к категории ВН, если в ней присутствуют (хранятся, перерабатываются, транспортируются) горючие и (или) трудногорючие жидкости, твердые горючие и (или) трудногорючие вещества и (или) материалы (в том числе пыли и (или) волокна), вещества и (или) материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха и (или) друг с другом гореть, и если не реализуются критерии, позволяющие отнести установку к категории АН или БН (при условии, что величина пожарного риска при возможном сгорании указанных веществ и (или) материалов превышает одну миллионную в год на расстоянии 30 м от наружной установки) буроводанию.

7.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ существует Приказ Минздравсоцразвития России № 46н от 16 февраля 2009 г. «Об утверждении Перечня производств, профессий и должностей, работа в которых дает право на бесплатное получение лечебно-профилактического питания в связи с особо вредными условиями труда, рационов лечебно-профилактического питания, норм бесплатной выдачи витаминных препаратов и Правил бесплатной выдачи лечебно-профилактического питания». Некоторые должности, работа на которых является вредной, указываются и в трудовых договорах конкретных предприятий.

Согласно статье 57 ТК РФ в случае, если характер работы предусматривает наличие вредных или опасных условий труда, то в трудовом договоре обязательно должны быть указаны следующие сведения: специальности с указанием квалификации; конкретный вид поручаемой работы. При этом если с выполнением работ связано предоставление компенсаций и льгот или наличие ограничений, то их наименования должны соответствовать наименованиям, указанным в квалификационных справочниках.

- режим рабочего времени, если он отличается от общих правил, установленных у данного работодателя;

- условия оплаты труда, доплаты и надбавки за опасные условия труда с указанием их характеристик.

В соответствии со статьей 91 ТК РФ нормальная продолжительность рабочего времени не может превышать 40 часов в неделю.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, является:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых

- в порядке текущей эксплуатации;

- допуск к работе;

- надзор во время работы;

- оформление перерыва в работе, перевод на другое рабочее место, окончания работы.

Ответственными за безопасность работ являются:

- а) лицо, выдающее наряд, отдающее распоряжение, утверждающий перечень работ выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

- б) допускающий - ответственное лицо из оперативного персонала;

- в) ответственный руководитель работ (далее ответственный руководитель);

- г) производитель работ;

- д) наблюдающий;

- е) члены бригады.

Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ со снятием напряжения:

При подготовке рабочего места со снятием напряжения должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие

ошибочного или самопро-извольного включения коммутационных аппаратов;

- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;

- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;

- установлено заземление (включены заземляющие ножи, а там где они отсутствуют, установлены переносные заземления);

- вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

Льготы для работников, занятых на вредном производстве:

Статья 117 ТК РФ предусматривает право на ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск для работников, которые заняты на работах, связанных с неблагоприятным воздействием на здоровье человека вредных физических, и других факторов при работе на подстанции «Стрежевская»

Минимальная продолжительность такого отпуска должна составлять семь календарных дней. Его конкретная продолжительность в зависимости от класса условий труда должна определяться соответствующими инструкциями указанными в трудовом договоре.

Дополнительный отпуск предоставляется работникам, если они в рабочем году фактически проработали во вредных и опасных условиях труда не менее 11 месяцев. Дополнительный отпуск можно совместить с поездкой в санаторий при заключении врача.

Если работник имеет право на получение дополнительного отпуска в связи с вредными условиями труда по нескольким основаниям, отпуск предоставляется по одному из этих оснований. Также работнику

предоставляется бесплатный проезд по Российской Федерации один раз в 2 года с одним членом семьи, и половина стоимости ребенку.

Оплата труда работникам с вредными условиями труда:

Статья 147 ТК РФ устанавливает, что оплата труда работников, занятых на работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере по сравнению с тарифными ставками, установленными для различных видов работ с нормальными условиями труда, но не ниже размеров, установленных трудовым законодательством.

Постановлением Правительства РФ № 870 определен минимальный размер такого повышения – не менее 4% тарифной ставки (оклада) по сравнению с нормальными условиями труда. Более конкретные нормы устанавливаются ведомственными нормативными актами, отраслевыми соглашениями, коллективными и трудовыми договорами.

Кроме того, среди льгот – регулярные медицинские осмотры, которые являются обязательными и периодическими.

Для занятых на подстанции «Стрежевская» законодательством предусмотрены и ежедневные осмотры, которые должны проводиться и в начале рабочего дня. К ним относятся: работы на высоте, верхолазные работы, работы связанные с применением легковоспламеняющихся материалов.

Правила обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты утверждены Приказом Минздравсоцразвития РФ от 01.06.2009 № 290н. Обеспечение работников средствами индивидуальной защиты, смывающими и обезвреживающими средствами предусмотрено статьей 212 ТК РФ, согласно которой эти средства должны быть предоставлены работодателем за его счет, а перед этим пройти обязательную сертификацию или декларирование соответствия.

Средства индивидуальной защиты выдаются по результатам аттестации рабочих мест по условиям труда. Этим же приказом

установлены нормы и условия выдачи молока – 0,5 л за смену независимо от ее продолжительности. По желанию работника выдача молока и других равноценных продуктов может быть заменена компенсационной выплатой.

8. Заключение.

В данной дипломной работе было рассмотрено обоснование строительства ВЛ ПС Советско-Соснинская – ПС Стрежевская с реконструкцией ОРУ ПС Стрежевская.

С помощью комплексной программы RastrWin 3 были рассчитаны возможные послеаварийные режимы существующей и перспективной схем работы данного энергорайона.

Были рассчитаны токи короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС Стрежевская для проверки установленных выключателей и выбора новой коммутационной аппаратуры для распределительного устройства данной подстанции.

Выбран провод марки АС150/24 и произведены его проверки по экономической плотности тока, перегрузочной способности и по условию механической прочности для строительства новой ЛЭП.

Произведен механический расчет перспективной линии электропередач из которого стала известна длина пролета ВЛ который необходим для расстановки опор на местности, так же была рассчитана необходимая длина провода в пролете. Произведен выбор промежуточных и анкерно-угловых опор, а так же рассчитан фундамент для них.

В разделе «Оценка капитальных вложений в сооружение ВЛ ПС Советско-Соснинска – ПС Стрежевская с реконструкцией ОРУ 110 кВ ПС Стрежевская.» произведена экономическая оценка стоимости строительства одноцепной линии электропередач и расчет затрат на реконструкцию РУ 110 кВ ПС Стрежевская.

Список литературы:

1. Узелков Борис. Справочник по строительству и реконструкции линий электропередачи напряжением 0,4–750 кВ
2. Правила устройства электроустановок Минэнерго России. – 7-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2003.
3. Фабисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей – М. :Изд-во НЦ ЭНАС,2006
4. Гук Ю.В. Теория надёжности в электроэнергетике: Учебное пособие для вузов. – СПб. Энергоатомиздат 1997
5. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового проектирования: Учебное пособие для вузов. 4-е изд.перераб. и доп. –М.: Энергоатомиздат, 1989
6. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. Учебник для техникумов. 3-е изд.
7. Чунихин А.А. Электрические аппараты высокого напряжения. Выключатели. Том 2. – М. 2002
8. Дашковский А.Г.Расчет устройства защитного заземления. Методические указания к выполнению самостоятельной работы по дисциплине «Электробезопасность» для студентов всех специальностей ЭЛТИ. Томск, изд. ТПУ, 2010.
9. Рокотян С.С., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических систем. – М., Энергия, 1971
10. ГОСТ Р.22.0.02-94 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.
11. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
12. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
13. ГОСТ 12.1.019-79 (2001) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.