

МИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«БРАТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Факультет Энергетики и автоматики
Кафедра Электроэнергетики и электротехники

НАПРАВЛЕНИЕ: 13.03.02 – «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА»
ПРОФИЛЬ «ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ»

Допустить к защите в ГЭК
Заведующий кафедрой ЭиЭ

 Ю.Н. Булатов

« 06 » 07 2020 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

РЕКОНСТРУКЦИЯ ВЛ 220КВ «СЕДЕНОВСКИЙ ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ –
БОГУЧАНСКАЯ ГЭС» С ПЕРЕВОДОМ ЕЁ НА НАПРЯЖЕНИЕ 35КВ

Руководитель выпускной
квалификационной работы



Яковкина Т.Н. доцент, к.т.н.

Консультанты:

1. Экономическая часть



Игнатъева С.М, доцент, к.э.н.

2. Техника безопасности



Яковкина Т.Н., доцент, к.т.н.

Нормоконтроль



Струмеляк А.В., доцент, к.т.н.

Работу выполнил



Краева Н.А.

студент группы ЭП-16

Братск 2020 г.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«БРАТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Факультет Энергетики и автоматики
Кафедра Электроэнергетики и электротехники

НАПРАВЛЕНИЕ: 13.03.02 – «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА»
ПРОФИЛЬ «ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ»

УТВЕРЖДЕНО
Заведующий кафедрой ЭиЭ


Ю.Н. Булатов
« 09 » 06 2020 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студенту группы _____ ЭП-16

Краевой Нине Александровне

1. Тема выпускной квалификационной работы «Реконструкция ВЛ 220кВ «Седановский переключательный пункт – Богучанская ГЭС» с переводом её на напряжение 35кВ» утверждена приказом ректора от « 9 » июня 2020 г. № 588сд
2. Срок сдачи законченной выпускной квалификационной работы « 10 » июля 2020 г.
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе:
 - Карта прохождения трассы ВЛ, технические характеристики ВЛ, передаваемая мощность.
 - Задание на реконструкцию ВЛ 220кВ с переводом её на напряжение 35кВ.
4. Содержание пояснительной записки (перечень основных разделов подлежащих разработке):
 - Исходные данные для реконструкции ВЛ 35кВ «Седановский переключательный пункт – Богучанская ГЭС»;
 - Электрический расчёт ВЛ 35кВ «Седановский переключательный пункт – Богучанская ГЭС»;
 - Механический расчёт ВЛ 35кВ «Седановский переключательный пункт – Богучанская ГЭС»;
 - Сравнительная оценка вариантов реконструкции ВЛ 35кВ «Седановский переключательный пункт – Богучанская ГЭС»;
 - Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции;

- Техника безопасности;

5. Перечень графического материала, презентаций:

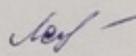
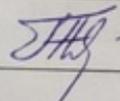
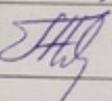
Лист 1. Варианты опор, их характеристики и условия прохождения трассы реконструируемой ВЛ 35 кВ «Седановский переключательный пункт – Богучанская ГЭС»

Лист 2. Поперечный разрез провода, изоляторы и линейная поддерживающая арматура

Лист 3. Монтажные графики, разбивочные шаблоны и расстановка опор по профилю трассы

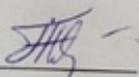
Лист 4. Сравнительная и технико-экономическая оценка вариантов реконструкции ВЛ 35 кВ «Седановский переключательный пункт – Богучанская ГЭС»

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе

Наименование раздела	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал	Задание принял
Экономическая часть	Игнатьева С.М.	9.06.2021. 	24.06.2021. 
Техника безопасности	Яковкина Т.Н.	9.06.2022 	29.06.22 

7. Дата выдачи задания: « 9 » июля 2020 г.

Руководитель ВКР



Яковкина Т.Н. доцент, к.т.н.

Задание принял к исполнению



Краева Н.А.

студент группы ЭП-16

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

№ п/п	Наименование этапов	Срок выполнения этапов ВКР	Примечание
1.	Сбор исходной информации	9.06.2020	Выполнено
2.	Общая характеристика объекта исследования	12.06.2020	Выполнено
3.	Электрический расчёт ВЛ 35 кВ	15.06.2020	Выполнено
4.	Механический расчёт ВЛ 35 кВ	17.06.2020	Выполнено
5.	Экономический раздел	24.06.2020	Выполнено
6.	Техника безопасности	29.06.2020	Выполнено
7.	Оформление ПЗ	01.06.2020	Выполнено
8.	Оформление ГЧ	06.07.2020	Выполнено

Руководитель



Яковкина Т.Н. доцент к.т.н

Задание принял к исполнению



Краева Н.А

студент группы ЭП-16

СПРАВКА

о результатах проверки текстового документа на наличие заимствований

Проверка выполнена в системе Антиплагиат.ВУЗ

Автор работы	Краева Нина Александровна
Подразделение	кафедра Электроэнергетики и электротехники
Тип работы	Выпускная квалификационная работа
Название работы	Краева Н.А. Реконструкция ВЛ 220 кВ ЭП-16
Название файла	Краева Н.А. Реконструкция ВЛ 220 кВ ЭП-16.pdf
Процент заимствования	25.43 %
Процент самоцитирования	0.00 %
Процент цитирования	5.85 %
Процент оригинальности	68.72 %
Дата проверки	16:06:24 02 июля 2020г.
Модули поиска	Модуль поиска ИПС "Адилет"; Модуль выделения библиографических записей; Модуль поиска "БрГУ"; Сводная коллекция ЭБС; Коллекция РГБ; Цитирование; Модуль поиска переводных заимствований; Модуль поиска переводных заимствований по eLibrary (EnRu); Модуль поиска переводных заимствований по интернет (EnRu); Коллекция eLIBRARY.RU; Коллекция ГАРАНТ; Модуль поиска Интернет; Коллекция Медицина; Модуль поиска перефразирований eLIBRARY.RU; Модуль поиска перефразирований Интернет; Коллекция Патенты; Модуль поиска общеупотребительных выражений; Кольцо вузов
Работу проверил	Булатов Юрий Николаевич ФИО проверяющего
Дата подписи	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"><div style="width: 45%;"></div><div style="width: 45%; text-align: right;">Подпись проверяющего</div></div>

Чтобы убедиться
в подлинности справки,
используйте QR-код, который
содержит ссылку на отчет.



Ответ на вопрос, является ли обнаруженное заимствование
корректным, система оставляет на усмотрение проверяющего.
Предоставленная информация не подлежит использованию
в коммерческих целях.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РЕКОНСТРУКЦИИ ВЛ 35 кВ «СЕДАНОВСКИЙ ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ – БОГУЧАНСКАЯ ГЭС».....	12
1.1 Инженерные сведения	12
1.2 Климатические условия района строительства воздушной линии ..	14
2. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ ВЛ 35 кВ «СЕДАНОВСКИЙ ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ – БОГУЧАНСКАЯ ГЭС»	17
2.1 Выбор сечения проводов линии	17
3. МЕХАНИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ ВЛ 35 кВ «СЕДАНОВСКИЙ ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ – БОГУЧАНСКАЯ ГЭС»	20
3.1 Выбор физико-механических параметров провода	21
3.2 Выбор опор	23
3.3 Определение высоты приведенного центра тяжести провода	27
3.4 Определение погонных и приведённых удельных нагрузок на элементы воздушной линии.....	29
3.5 Вычисление критических пролетов. Выбор исходного режима для расчёта провода	36
3.6 Выбор изоляторов по условиям механической прочности	44
3.7 Выбор соединительной аппаратуры.....	48
3.8 Построение монтажного графика	49
3.9 Расстановка опор по профилю трассы.....	55

					13.03.02 – ЭП – 9 – ВКР – 014 – 14 – ПЗ						
Изм.	Листы	№ докум.	Лист	Подпись	Дата						
Разработал:	Краева Н.А.				01.07.20	Реконструкция ВЛ 220кВ «Седановский переключательный пункт – Богучанская ГЭС» с переводом её на напряжение 35кВ	Лит.	Лист	Дата	Листов	
Проверил:	Яковкина Т.Н.				01.07.20				6		123
Н.контроль:	Струмяляк А.В.				06.07.2020						
Утвердил:	Булатов Ю.Н.				06.07.20						
						ФГБОУ ВО «БрГУ», гр. ЭП-16					

3.10	Заземление опор	59
3.11	Общие сведения о железобетонных опорах	60
3.12	Определение высоты приведенного центра тяжести провода	61
3.13	Определение погонных и приведённых удельных нагрузок на элементы воздушной линии.....	63
3.14	Вычисление критических пролетов. Выбор исходного режима для расчёта провода	65
3.15	Выбор изоляторов по условиям механической прочности. Выбор изоляторов для поддерживающих гирлянд провод	70
3.16	Выбор арматуры для поддерживающих гирлянд	70
3.17	Построение монтажного графика	71
3.18	Расстановка опор по профилю трассы. Построение разбивочного шаблона.....	76
3.19	Общие сведения о стальных решётчатых опорах	79
3.20	Определение высоты приведенного центра тяжести провода	81
3.21	Определение погонных и приведённых удельных нагрузок на элементы воздушной линии.....	83
3.22	Вычисление критических пролетов. Выбор исходного режима для расчёта провода	85
3.23	Выбор изоляторов по условиям механической прочности. Выбор изоляторов для поддерживающих гирлянд провод	89
3.24	Выбор арматуры для поддерживающих гирлянд	90
3.25	Построение монтажного графика	90
3.26	Расстановка опор по профилю трассы. Построение разбивочного шаблона.....	95

4. СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ ВЛ 35 кВ «СЕДАНОВСКИЙ ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ – БОГУЧАНСКАЯ ГЭС»	99
5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ.....	102
5.2 Основные показатели для оценки стоимости ВЛ.....	103
5.3 Расчёт стоимости строительства ВЛ 35 кВ «Седановский переключательный пункт – Богучанская ГЭС» при использовании провода АС 120/19 и стальных многогранных опор	106
5.4 Расчёт стоимости строительства ВЛ 35 кВ «Седановский переключательный пункт – Богучанская ГЭС» при использовании провода АС 120/19 и железобетонных опор	107
5.5 Расчёт стоимости строительства ВЛ 35 кВ «Седановский переключательный пункт – Богучанская ГЭС» при использовании провода АС 120/19 и стальных решётчатых опор	108
5.6 Сравнительная оценка вариантов технико-экономического расчёта	109
6. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ	112
6.1 Правила проведения верхолазных работ	112
6.2 Порядок производства работ на подстанциях и ВЛ.....	113
6.3 Правила проведения работ на ВЛ.....	115
6.4. Работы под напряжением.....	116
6.5. Заземление при работах на ВЛ	117
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	119
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	121

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время филиалом «Иркутской электросетевой компании» Северными Электрическими Сетями планируется реконструкция воздушной линии электропередач 220 кВ «Седановский переключательный пункт – Богучанская ГЭС» с переводом её на напряжение 35 кВ. Руководство Северных Электрических Сетей обратилось на кафедру «Электроэнергетики и электротехники» с просьбой рассмотреть возможные варианты реконструкции воздушной линии.

Данная линия выполнена в габаритах ВЛ 220 кВ на деревянных опорах. Однако, линия уже несколько лет работает на напряжении 35 кВ. Снижение класса напряжения ВЛ обусловлено снижением мощностей потребителя. Данная ВЛ питает посёлок и подстанцию, где не требуется напряжение 220 кВ. Проводить реконструкцию на более низкое напряжение нельзя, так как из-за большой длины линии будут наблюдаться большие падения напряжения. В связи с тем, что за годы эксплуатации большая часть деревянных опор пришла в негодность, было принято решение произвести реконструкцию с заменой деревянных опор и полным переводом линии на напряжение 35 кВ.

В выпускной квалификационной работе реконструкция воздушной линии рассматривается в нескольких вариантах: с применением многогранных опор, железобетонных и стальных решётчатых. Все варианты опор рассчитаны вкуче с одинаковым проводом, так как в целях экономии было решено оставить имеющийся провод и использовать его для дальнейшей работы на реконструируемой ВЛ.

В первой главе представлены основные инженерные сведения и климатические характеристики района прохождения проектируемой ВЛ.

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			9

Во второй главе произведён электрический расчёт линии и определены токи нагрузки на провод, что позволило нам в дальнейшем определить минимальное необходимое сечение и сделать вывод о пригодности уже имеющегося провода.

В третьей главе представлены расчёты единичных и удельных нагрузок на линию для всех вариантов реконструкции в заданных гололёдно-ветровых условиях, определены критические пролёты и стрелы провеса. Так же построены монтажные графики и разбивочные шаблоны, с помощью которых расставлены опоры по профилю трассы.

На основании полученных результатов произведена сравнительная оценка железобетонных, стальных решётчатых и металлических многогранных опор, а также технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции воздушной линии 35 кВ.

В заключении проектирования рассмотрен раздел техники безопасности, в котором указаны мероприятия, обеспечивающие соблюдение требований по охране труда в процессе реконструкции и эксплуатации реконструируемой линии электропередачи.

Полученные результаты проведенных исследований были представлены на IV (XIX) Всероссийской научно-технической конференции студентов и магистрантов «Молодая мысль – развитию энергетики» в секции «Электроэнергетика и электротехника».

По теме выпускной квалификационной работы в соавторстве опубликованы следующие работы:

1) Краева Н.А. Варианты реконструкции ВЛ 35 кВ «Седановский переключательный пункт – Богучанская ГЭС»; науч.рук. Яковкина Т.Н. Электроэнергетика и электротехника // Молодая мысль - развитию энергетики: материалы IV (XIX) Всероссийской научно-технической конференции студентов и магистрантов. - Братск: Изд-во БрГУ, 2019. – 371 с.

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			10

2) Краева Н.А., Яковкина Т.Н. Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции ВЛ 35 кВ «Седановский переключательный пункт – Богучанская ГЭС» // Труды Братского государственного университета. Серия: Естественные и инженерные науки. 1 том. - Братск: Изд-во БрГУ, 2019. – 238 с.

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			11

1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РЕКОНСТРУКЦИИ ВЛ 35 кВ «СЕДАНОВСКИЙ ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ – БОГУЧАНСКАЯ ГЭС»

1.1 Инженерные сведения

Согласно [8] воздушная линия 35 кВ «Седановский переключательный пункт – Богучанская ГЭС» предназначена для повышения надёжности электроснабжения потребителей Иркутской области и Красноярского края.

Проектируемые участки линий электропередачи предназначены для строительства переходов ВЛ через р. Кова протяженностью 1,12 км, ручей Крутой протяженностью 0,84 км и р. Холанда протяженностью 4,04 км. В сумме рассматриваемый участок ВЛ составляет 5,98 км.

Передаваемая мощность электрической энергии по проектируемым переходам составляет 2,24 МВт.

На период строительства площадь временно занимаемых земель в охранной зоне ВЛ составляет:

- Усть-Илимский район – 4450 м²;
- Чунский район – 70990 м².

Площадь занимаемых земель в постоянное пользование составляет:

- Усть-Илимский район – 130 м²;
- Чунский район - 1092 м².

Категория занимаемых земель – охранная зона под линии электропередачи, расположенная на землях Усть-Илимского и Чунского районов. В связи с тем, что в данном проекте выполняется реконструкция участков существующей ВЛ 220 кВ, средства для возмещения убытков правообладателям земельных участков не предусматривается.

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			12

1.2 Климатические условия района строительства воздушной линии

В геоморфологическом отношении трасса ВЛ располагается в южной оконечности Средне-Сибирского плоскогорья, в пределах Ковинского кряжа и Мурской низменности [8].

Абсолютные отметки колеблются в пределах 400-500м. Территория расположения объекта отнесена к равнинным лесам таежной зоны, со светлохвойными лесами и небольшим распространением сосны, по вырубкам занята мелколиственными лесами — березовыми, реже осиновыми.

Наиболее развитыми физико-геологическими процессами и явлениями в районе прохождения ВЛ являются экзогенные процессы водного, климатического и мерзлотного характера.

В тектоническом отношении территории исследований располагаются в пределах Предбайкальской впадины. Район относится к области слабо дифференцированных современных неотектонических движений земной коры.

По совокупности природно-техногенных, геоморфологических, инженерно-геологических и гидрогеологических факторов рассматриваемые участки трасс ВЛ относятся к благоприятным условиям для строительства и II категории сложности инженерно-геологических условий.

По сейсмическим свойствам грунты по трассе ВЛ относятся ко II категории. Расчетная сейсмичность с учётом грунтовых условий – менее 6 баллов по шкале MSK-64. Опасные экзогенные и эндогенные процессы наличие заболачивания, подтопления и морозного пучения грунтов и сейсмичность менее 6 баллов по шкале MSK-64 на принятие проектных решений не оказывают существенного влияния.

Продольный профиль трассы проектируемой ВЛ и полоса отвода земель во временное пользование характеризуются следующими основными параметрами:

- наличие заболоченных участков;

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			14

- наличие просеки;
- наличие горных участков;
- наличие луговых участков;
- пересечения с водными преградами – р. Кова, р. Крутой, р. Халанда.

При своём следовании участки трасс реконструируемой ВЛ проходят по трассе действующей ВЛ, которая в данное время располагается на землях лесных фондов Илимского участкового лесничества и Чунского участкового лесничества.

Земли особо охраняемых природных территорий реконструируемые участки трасс ВЛ не пересекают.

Инженерно-метеорологические и климатические условия для строительства ВЛ приняты на основании «Технического отчета по инженерно-геодезическим, инженерно-геологическим, инженерно-гидрометеорологическим изысканиям и геофизическим исследованиям» и представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Климатические характеристики района прохождения ВЛ

№	Климатическая характеристика	Значение параметра (м/ст Братск обл.)
1	Климат	Резко континентальный с суровой продолжительной зимой и тёплым, с обильными осадками летом
2	Район по климатическому районированию	III
3	Район по ветровому давлению по ПУЭ	II
4	Нормативное значение ветрового давления, согласно ПУЭ, Па	500
5	Район по ветровому давлению согласно карте районирования территории РФ по ветровому давлению согласно СП 20.13330.2011	II

Продолжение таблицы 1.1

№	Климатическая характеристика	Значение параметра (м/ст Братск обл.)
6	Нормативное значение ветрового давления, согласно карте районирования территория РФ по ветровому давлению согласно СП 20.13330.2011, кПа	0,30
7	Средняя годовая скорость ветра, м/с	1,9
8	Преобладающее направление ветра	З, ЮЗ
9	Наибольшая скорость ветра м/с, возможная один раз за 25 лет	29
10	Средняя годовая температура воздуха, °С	-1,6
11	Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С	+23,5
12	Абсолютный минимум температуры воздуха, °С	-44
13	Абсолютный максимум температуры воздуха, °С	+33
14	Число дней в году с устойчивым снежным покровом	179
15	Район по весу снегового покрова	III
16	Годовая продолжительность гроз, час в год	20-40
17	Район по гололёду	III
18	Нормативная толщина стенки гололёда, мм	20
19	Расчетная зона по степени загрязнения	I

2. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ ВЛ 35 КВ «СЕДАНОВСКИЙ ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ – БОГУЧАНСКАЯ ГЭС»

Электрический расчёт сети сводится к определению тока нагрузки на провод, с помощью которого по справочным таблицам можно подобрать провод необходимого сечения для наибольшей экономической выгоды реконструкции ВЛ 35 кВ.

2.1 Выбор сечения проводов линии

Основным критерием для выбора сечения проводов ВЛ является минимум приведённых затрат. В практике проектирования линий массового строительства выбор сечения проводов производится не сопоставительным технико-экономическим расчётом, в каждом конкретном случае, а по нормируемым обобщённым показателям.

В качестве такого показателя при проектировании ВЛ 35 кВ в течение многих лет использовалась экономическая плотность тока, её значения принимались в пределах $1 - 1,5 \text{ А/мм}^2$ – в зависимости от региона и количества часов использования максимума нагрузки [2]. Принимая во всех точках напряжение равным номинальному, находим токи, протекающие по участкам сети:

$$I_{i-j} = \frac{S_{i-j}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.}i-j} \cdot n_{i-j}} \cdot 10^3 \quad (2.1)$$

где I_{i-j} – значение тока, А;

S_{i-j} – полная мощность, МВА;

n_{i-j} – количество параллельных цепей линии.

Сечение провода проектируемого участка ВЛ 35 кВ «Седановский переключательный пункт – Богучанская ГЭС» протяженностью 5,98 км определяем по нормируемой экономической плотности тока:

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			17

$$F = \frac{I}{J_{\text{э}}}, \quad (2.2)$$

где I – значение тока, А;

$J_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока, которая зависит от конструктивного исполнения линии, материала проводов и продолжительности использования максимальной нагрузки, А/мм². Для ВЛ 35 кВ «Седановский переключательный пункт – Богучанская ГЭС» экономическая плотность тока будет равна 1,1 А/мм², в соответствии с [2];

F – расчетное сечение провода, мм².

В соответствии с этим токи, протекающие по участку цепи в данном случае равны:

$$I_{i-j} = \frac{2,4}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} \cdot 10^3 = 70 \text{ А}$$

Расчётное сечение провода:

$$F = 70 / 1,1 = 63,6 \text{ мм}^2$$

Полученное значение сечения округляем до ближайшего большего табличного, то есть до 70 мм².

Однако в целях экономии принято решение об использовании проводов демонтируемой ВЛ 220кВ на новой линии 35кВ, поэтому в дальнейших расчётах будем применять провода сечением 120 мм². Выбранное сечение провода проверяем по допустимой токовой нагрузке по нагреву:

$$I_p < I_{\text{доп}}, \quad (2.3)$$

где I_p – токовая нагрузка в максимальном режиме, в зимний период, А;

$I_{\text{доп}}$ – допустимая длительная токовая нагрузка [3], А.

Тогда:

$$70 \text{ А} < 390 \text{ А}$$

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			18

В нормальном режиме ток линии меньше длительно допустимого. Проверке по допустимым потерям и отклонениям напряжения линии 35 кВ 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.

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			19

3. МЕХАНИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ ВЛ 35 КВ «СЕДАНОВСКИЙ ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ – БОГУЧАНСКАЯ ГЭС»

Линии электропередач состоят из основных и дополнительных элементов. Основными частями конструкции являются провода, изоляторы, линейная арматура, фундаменты и опоры. Дополнительные элементы обеспечивают необходимую степень надёжности и к относят грозозащитные тросы, заземления и разрядники. Необходимость применения последних указано в ПУЭ [2].

К основным требованиям для удобства монтажа и надёжной работы, которым должны удовлетворять провода линии, относят следующие [4]:

- 1) материал проводов должен иметь высокую электрическую проводимость;
- 2) провода должны обладать достаточно большой механической прочностью;
- 3) материал проводов и тросов должен выдерживать атмосферные воздействия, обладать коррозионной стойкостью.

Алюминиевые провода выпускаются по ГОСТ 839-80 Е. Они состоят из нескольких повивов проволок одинакового диаметра. В центре сечения провода расположена одна проволока, вокруг неё концентрически расположены шесть проволок второго повива, затем проволоки третьего повива и так далее. При этом число проволок в каждом повиве увеличивается на шесть по сравнению с предыдущим.

Центральная проволока в проводе считается первым повивом. Каждый следующий повив многопроволочного провода имеет противоположное направление скрутки [4].

Для защит линии электропередач от грозовых перенапряжений используют грозовые тросы, которые подвешиваются на опорах выше проводов на специальную стойку. На линиях 35 кВ грозотросы защищают только подходы к

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			20

подстанциям, протяжённостью 2-2,5 км и могут не использоваться по всей длине линии, что позволяет нам экономить на материале, а соответственно, и на полной стоимости линии.

3.1 Выбор физико-механических параметров провода

3.1.1 Конструкция и выбор физико-механических параметров провода марки АС 120/19

Комбинированные провода выпускаются по ГОСТ 839-80 Е марок АС. Провода марки АС состоят из стального сердечника, который принимает на себя основную механическую нагрузку, и алюминиевого внешнего слоя, который отвечает за проводимость данного провода. В связи с этим коэффициент $\alpha_{АС}$ будет являться одной из наиболее важных характеристик провода. Определяется он отношением площади поперечного сечения алюминиевой части провода S_A , мм², к площади поперечного сечения стальной части провода S_C , мм²:

$$\alpha_{АС} = \frac{S_A}{S_C} \quad (3.1)$$

Коэффициент $\alpha_{АС}$ характеризует электромеханические свойства сталеалюминиевого провода комбинированной конструкции.

Для районов с толщиной стенки гололёда 20 мм при сечениях провода 120 мм² на напряжении 35 кВ применяется провод марки АС. Для всех предложенных вариантов реконструкции ВЛ 35 кВ будет рассматриваться провод АС 120/19, так как он удовлетворяет заданным требованиям, согласно [5]. Поперечный разрез и характеристики сталеалюминиевого провода представлены на рисунке 3.1 и в таблице 3.1.

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			21

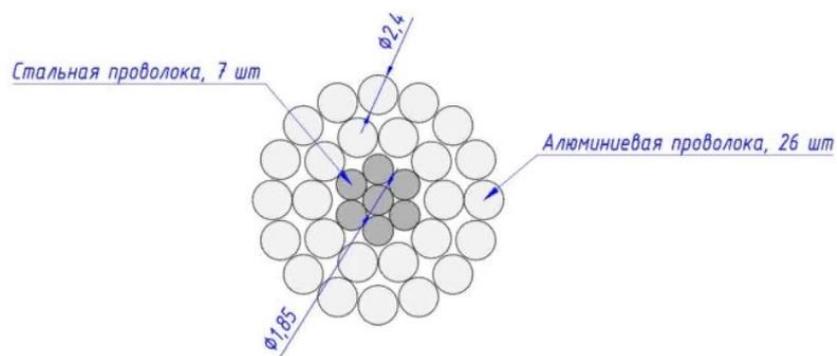


Рисунок 3.1 – Поперечный разрез провода АС 120/19

Таблица 3.1 – Характеристика сталеалюминиевого провода АС 120/19

Марка провода	Число и диаметр проволок, мм		Расчетное сечение, мм ²			Расчетный диаметр, мм	
	алюминиевая	стальная	А	С	всего провода	стальной сердечник	всего провода
АС 120/19	26x2,4	7x1,85	120	19	139	5	15,2

Физико-механические параметры провода АС 120/19 приведены в табл. 3.2.

Таблица 3.2 - Сводная таблица физико-механических характеристик провода АС 120/19

№	Наименование параметра	Обозначение	Единица измерения	Величина
1	Масса 1 км	М	кг/км	471
2	Фактическое сечение:			
	а) алюминиевой части	А	мм ²	118
	б) стальной части	С	мм ²	18,8
	в) всего провода	С	мм ²	136,8
3	Отношение алюминиевой части к стальной	a=A/C	-	6,27
4	Диаметр:			
	а) стального сердечника	d _c	мм	5,6
	б) всего провода	d	мм	15,2

№	Наименование параметра	Обозначение	Единица измерения	Величина
5	Приведенная нагрузка от собственного веса	γ	даН/(мм ² · м)	$3,46 \cdot 10^{-3}$
6	Модуль упругости	E	даН/мм ²	8250
7	Температурный коэффициент линейного расширения	α	град-1	$19,2 \cdot 10^{-6}$
8	Предел прочности при растяжении	$[\sigma]$	даН/мм ²	29
9	Допускаемое напряжение: а) при max нагрузке и min температуре б) при среднегодовой температуре	$[\sigma_r]$	даН/мм ²	13,0
		$[\sigma_{тэ}]$	даН/мм ²	8,7

3.1.2 Выбор физико-механических параметров грозозащитного троса

Согласно п.2.5.79 ПУЭ седьмого издания [2] применение грозозащитного троса для ВЛ 35 кВ «Седановский переключательный пункт – Богучанская ГЭС» не требуется.

3.2 Выбор опор

Типы опор на проектируемой линии определили с учетом сечения подвешиваемых проводов, количества монтируемых цепей, напряжения и гололёдно-ветряных условий прохождения трассы воздушной линии электропередач.

В данной выпускной квалификационной работе были рассмотрены следующие варианты опор для реконструкции ВЛ 35 кВ:

- стальные многогранные опоры;
- железобетонные опоры;

- стальные решётчатые опоры.

Данные типы опор были выбраны не случайно. Второй и третий варианты являются наиболее дешёвыми и распространёнными в данных климатических условиях. Так же наиболее дешёвыми считаются деревянные опоры, но от данного варианта отказались в пользу более современного и надёжного варианта – многогранных опор.

Первый вариант реконструкции – ВЛ на многогранных опорах, подробно рассмотрим в пунктах 3.3 – 3.11. Второй вариант – ВЛ на железобетонных опорах в пунктах 3.12–3.19. И последний – в пунктах 3.20–3.27.

3.2.1 Общие сведения о многогранных опорах

Стальные многогранные опоры используются в высоковольтных сетях линий электропередач напряжением 10-500 кВ. Могут эксплуатироваться в I-V гололёдно-ветровых климатических районах. Выдерживают температуру до - 65°C.

Многогранные металлические опоры выполнены из стоек в виде полых усеченных пирамид из стального листа с поперечным сечением в форме правильного многогранника. Секции стоек соединены между собой телескопическим или фланцевым соединениями. Траверсы таких опор выполнены многогранными, решетчатыми или изолирующими [14].

Опоры изготавливают из стали марки С 345. Антикоррозионная защита выполняется при помощи горячего оцинкования и цинконаполненного композитного покрытия.

Преимущества многогранных опор ЛЭП:

1) сроки строительства ВЛ на многогранных опорах меньше, так как установка и монтаж намного проще, в сравнении с другими видами опор.

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			24

2) с использованием дисконтированного денежного дохода, экономический эффект при строительстве ЛЭП на многогранных опорах составляет 12-15% по сравнению с бетонными и 40-45% по сравнению с решетчатыми. Это обусловлено снижением затрат на транспортировку и строительно-монтажные работы, а также более низкими затратами на эксплуатацию, более длительным сроком службы, низкими затратами на ликвидацию и утилизацию. Преимущества стальных многогранных опор (СМО) возрастают при строительстве ЛЭП в северных и отдаленных районах, а также на классы напряжения 35-220 кВ.

3) многогранные опоры отличает низкая стоимость транспортировки: в 1,5-2 раза дешевле решетчатых, и в 3-4 раза дешевле железобетонных опор. Длина секций 12 м позволяет использовать для перевозок стандартный габаритный транспорт. Телескопическая конструкция опор позволяет при транспортировке размещать одни секции внутри других;

4) при применении многогранных опор затраты на постоянный землеотвод снижаются примерно в 2 раза. Сокращаются затраты и на временный землеотвод;

5) многогранные опоры практически не нуждаются в ремонте, который при необходимости осуществляется в кратчайшие сроки. На ЛЭП на стальных многогранных опорах отсутствуют катастрофические разрушения, присущие стальным решётчатым (скручивание) и железобетонным (эффект домино). Это снижает величину потерь у потребителя и ускоряет время восстановления энергоснабжения. Так же реже наблюдается частичный или полный выход опор из строя [14].

Для заданных климатических условий и провода имеют место следующие данные стальных многогранных опор, которые приведены в таблице 3.3.

3.2.2 Характеристики типовой промежуточной опоры

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			25

В соответствии с [5], для строительства линии в качестве массовой промежуточной опоры выбираем унифицированную стальную двухцепную свободностоящую многогранную опору типа ПМ 35-4. Для заданных климатических условий и выбранного провода опоры имеют следующие характеристики, представленные в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Физико-механические характеристики многогранных опор

Тип опоры	Заданные условия			Расчетные пролеты, м		
	Провод	Район по гололеду	Район по ветровой нагрузке	Габаритный	Ветровой	Весовой
ПМ 35-4	АС 120/19	III	II	120	154	230

Конструкция опоры типа ПМ 35-4 представлена на рисунке 3.2 по действующим каталогам ООО «Сибирский Завод Металлоконструкций – ГлобалСталь» [10].

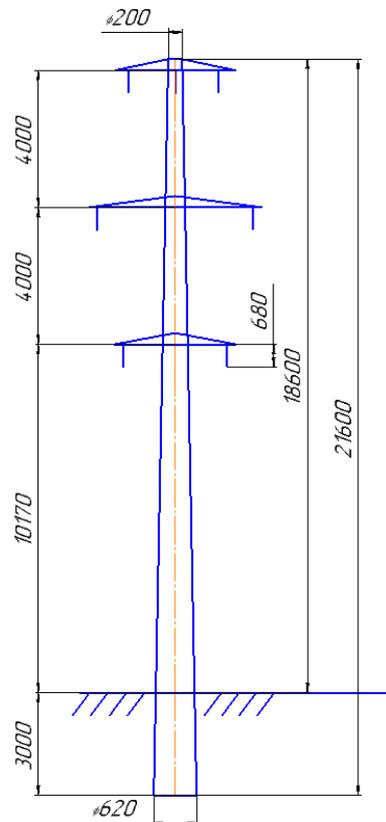


Рисунок 3.2 – Типовая промежуточная опора ПМ 35-4

3.3 Определение высоты приведенного центра тяжести провода

3.3.1 Определение наибольшей стрелы провеса провода

Согласно ПУЭ [2], наименьшее допускаемое расстояние от проводов до земли в ненаселённой местности доступной для транспорта и сельскохозяйственных машин при напряжении 35 кВ составляет $\Gamma=6$ м.

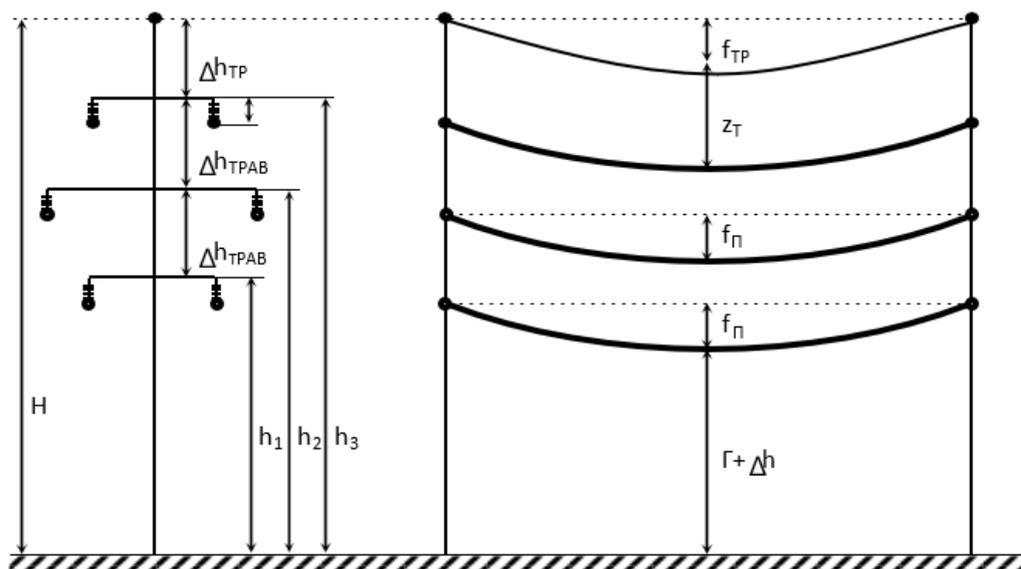


Рисунок 3.3 – Схема расположения проводов для определения стрел провеса

Наименьшее расстояние по вертикали между тросом и проводом в середине пролета (Z_t) при температуре 15° С без ветра, требуемое ПУЭ[2], для опор ПМ 35-4 составляет 2,48м. Данный габаритный пролет рассчитывается методом линейной интерполяции по значениям таблицы 3.4.

Таблица 3.4 – Наименьшие расстояния между проводом и тросом

Длина пр., м	100	150	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
Z_t , м	2,0	3,2	4,0	5,5	7,0	8,5	10	11,5	13,0	14,6	16

Данные для расчёта:

$H=18,6$ м – высота промежуточной опоры;

$\Delta h_{\text{трав}} = 4 \text{ м}$ – расстояния между траверсами;

$\lambda = 0,670 \text{ м}$ – длина гирлянды изоляторов (берём изолятор ЛК 70/35-АІV);

$h_1 = 10,17 \text{ м}$ – расстояние от земли до нижней траверсы;

$h_2 = 14,17 \text{ м}$ – расстояние от земли до средней траверсы;

$h_3 = 18,17 \text{ м}$ – расстояние от земли до верхней траверсы;

$\Gamma = 6 \text{ м}$ – наименьшее расстояние от провода ВЛ до поверхности земли в ненаселённой местности, принятое по указаниям ПУЭ [2];

$\Delta h = 0,25 \text{ м}$ – поправка на неровности почвы;

f_{Π} – наибольшая стрела провеса провода по формуле:

$$f_{\Pi} = h_1 - \lambda - \Gamma - \Delta h; \quad (3.2)$$

$$f_{\Pi} = 10,17 - 0,670 - 6 - 0,25 = 3,25 \text{ м}$$

3.3.2 Средняя высота подвески провода

Для опор башенного типа [4] средняя высота подвески провода составляет:

$$h_{\text{ср}} = \frac{h_1 + h_2 + h_3}{3} - \lambda, \quad (3.3)$$

где h_1 – расстояние от земли до нижней траверсы, м;

h_2 – расстояние от земли до средней траверсы, м;

h_3 – расстояние от земли до верхней траверсы, м;

λ – длина поддерживающей гирлянды изолятора, м.

Для опор башенного типа средняя высота подвески провода составляет:

$$h_{\text{ср}} = \frac{10,17 + 14,17 + 18,17}{3} - 0,670 = 13,5 \text{ м}$$

3.3.3 Высота приведённого центра тяжести проводов

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			28

Высота приведенного центра тяжести для провода определяется в соответствии с [4] по формуле:

$$h_{ц.т.}^{пр} = h_{ср} - \frac{2}{3} \cdot f_{п}, \quad (3.4)$$

где $h_{ср}$ – средняя высота подвески проводов, м;

$f_{п}$ – наибольшая стрела провеса провода, м.

Для линии 35 кВ высота приведённого центра тяжести равна:

$$h_{цт}^{прив} = 13,5 - \frac{2}{3} \cdot 3,25 = 11,333 \text{ м}$$

Полученная величина приведённого центра тяжести необходима для расчёта ветровых нагрузок.

3.4 Определение погонных и приведённых удельных нагрузок на элементы воздушной линии

3.4.1 Расчётные климатические условия. Ветровые и гололёдные нагрузки. Влияние температуры

Данные о скоростных напорах и приближенных скоростях ветра приведены в ПУЭ [2]. Для Цветряного района приближённая скорость ветра составляет 29 м/с, а скоростной напор 50 даН/м².

Для обеспечения надежной работы воздушных линий в расчетах конструкций необходимо учитывать скорость ветра, гололёдоизморозевые отложения и температуру воздуха в зоне трассы сооружаемой линии. Значения максимальных ветровых давлений и толщин стенок гололеда для ВЛ определяются на высоте 10 м над поверхностью земли с повторяемостью 1 раз в 25 лет (нормативные значения). При определении ветровых нагрузок в расчетах удобно пользоваться величиной [4]:

$$q = \frac{v^2}{16}, \quad (3.5)$$

где q – скоростной напор, даН/м²;

V – скорость ветра, м/с.

Для нашего случая, при максимальной скорости ветра 29 м/с, скоростной напор будет равен:

$$q = \frac{29^2}{16} = 50 \frac{\text{даН}}{\text{м}^2}$$

Гололёдоизморозевые отложения на проводах имеют различную форму и вид. Наблюдаются отложения чистого гололеда, то есть плотно намерзшего льда, инея, зернистой изморози, мокрого снега, налипающего на провода, а также сочетания отложений различных видов. Нормативную толщину стенки гололеда следует принимать по ПУЭ [2] в соответствии с картой районирования территории России по толщине стенки гололеда или по региональным картам районирования. Исходя из климатических условий воздушная линия 35 кВ «Седановский переключательный пункт – Богучанская ГЭС» проходит по III гололёдному району, следовательно, величина стенки гололёда равна 20 мм.

3.4.2 Нагрузка от собственного веса

Наглядное представление нагрузки от собственного веса провода представлено на рисунке 3.4.

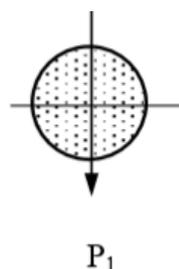


Рисунок 3.4 – Поперечное сечение провода

$$P_1 = \gamma_1 \cdot S \quad (3.6)$$

где P_1 - единичная (погонная) нагрузка от собственного веса провода, даН/м;

γ_1 – приведенная (удельная) нагрузка от собственного веса провода, даН/(м·мм²);

S – фактическое сечение провода, мм².

Для провода марки АС 120/19 единичная нагрузка от собственного веса:

$$P_1 = 3,46 \cdot 10^{-3} \cdot 136,8 = 0,47 \text{ даН/м}$$

3.4.3 Единичная нагрузка от веса гололёда

Наглядное представление нагрузки от веса гололёда представлено на рисунке 3.5.

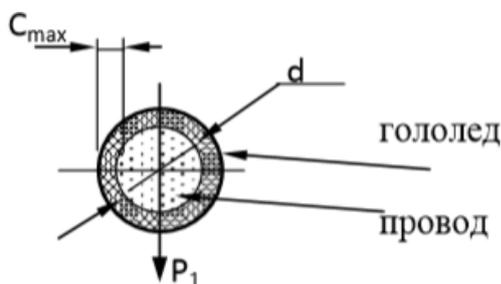


Рисунок 3.5 – Поперечный разрез провода с гололёдом

$$P_2 = 0,9 \cdot \pi \cdot C_{max} \cdot (C_{max} + d) \cdot 10^{-3}, \quad (3.7)$$

где 0,9 - плотность льда;

C_{max} – максимальная толщина стенки гололёда, мм;

d – диаметр провода, мм;

P_2 – единичная нагрузка от веса с гололёдом, даН/м.

$$P_2 = 0,9 \cdot 3,14 \cdot 20 \cdot (20 + 15,2) \cdot 10^{-3} = 1,99 \text{ даН/м}$$

Удельная нагрузка от веса гололёда не может быть использована в расчетах проводов и поэтому не вычисляется.

3.4.4 Результирующая весовая нагрузка провода с гололёдом

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			31

Результативная весовая нагрузка провода с гололёдом представлена на рисунке 3.6.

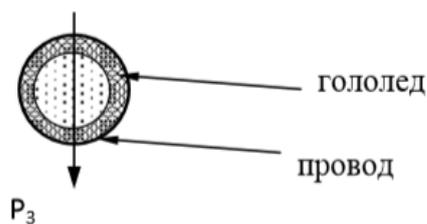


Рисунок 3.6 – Поперечный разрез провода

$$P_3 = P_1 + P_2, \quad (3.8)$$

где P_1 – единичная нагрузка от собственного веса провода, даН/м;

P_2 – единичная нагрузка от веса гололёда, даН/м.

$$\gamma_3 = \frac{P_3}{S}, \quad (3.9)$$

где P_3 – нагрузка от веса провода с гололёдом, даН/м;

S – фактическое сечение провода, мм².

По данным формулам:

$$P_3 = 0,47 + 1,99 = 2,46 \text{ даН/м};$$

$$\gamma_3 = \frac{2,46}{136,8} = 0,018 \frac{\text{даН}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2},$$

3.4.5 Единичная ветровая нагрузка провода без гололёда

Наглядное представление единичной ветровой нагрузки провода без гололёда представлено на рисунке 3.7.

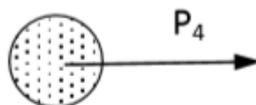


Рисунок 3.7 – Поперечный разрез провода

$$P_4 = \alpha(q) \cdot k_B \cdot k_h \cdot C_x \cdot q \cdot F \cdot \sin^2 \varphi, \quad (3.10)$$

где q – скоростной напор ветра, м/с;

F – площадь продольного сечения метрового отрезка провода, м²;

φ – угол между направлением ветра и проводом, град;

C_x – аэродинамический коэффициент или коэффициент лобового сопротивления, зависящий от плотности воздуха, от скорости ветра, от формы, протяженности и шероховатости обдуваемой поверхности. Согласно ПУЭ [2]: $C_x=1,1$ для проводов и тросов с $d>20$ мм, $C_x=1,2$ для проводов и тросов с $d<20$ мм, а так же для любых проводов или тросов покрытых гололёдом;

$\alpha(q)$ – коэффициент, учитывающий неравномерность скоростного напора ветра (таблица 3.5);

k_1 – коэффициент, зависящий от длины габаритного пролёта (таблица 3.6);

k_h – коэффициент, учитывающий увеличение скоростного напора ветра по высоте, зависит от приведенного центра тяжести провода или троса (таблица 3.7).

Таблица 3.5 – Зависимость $\alpha(q)$ от скоростного напора ветра

q , даН/м ²	до 27	40	55	76 и более
$\alpha(q)$	1	0,85	0,75	0,7

При нормативном скоростном напоре $q=50$ даН/м² находим $\alpha(q)$ по таблице 3.5 методом линейной интерполяции. Следовательно, $\alpha(q) = 0,783$.

Таблица 3.6 – Зависимость k_1 от длины габаритного пролёта

l , м	до 50	100	150	Более 250
k_1	1,2	1,1	1,05	1

При длине габаритного пролёта $l=120$ м коэффициент $k_1= 1,08$.

Таблица 3.7 – Зависимость k_h от высоты приведенного центра тяжести

$h_{ц.т.}, \text{ м}$	до 15	20	30	40	60	100	200	300 и более
k_h	1	1,25	1,4	1,55	1,75	2,1	2,6	3,1

Так как высота приведенного центра тяжести 11,333м, k_h принимаем равным 1.

Следовательно, единичная нагрузка от ветра без гололёда:

$$P_4 = 0,783 \cdot 1,2 \cdot 50 \cdot 15,2 \cdot 1,08 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 0,77 \frac{\text{даН}}{\text{м}}$$

3.4.6 Единичная ветровая нагрузка на провод с гололёдом

$$P_5 = \alpha_5 \cdot k_l \cdot k_h \cdot C_x \cdot q_5 \cdot F^*, \quad (3.11)$$

где F^* – площадь продольного сечения метрового отрезка провода с гололёдом,

$$F^* = (d + 2 \cdot C_{\max}) \cdot 10^{-3}, \text{ м}^2;$$

q_5 – ветровой напор, $q_5 = 0,25 \cdot q = 12,5$ даН/м;

α_5 – коэффициент, учитывающий неравномерность скоростного напора ветра, $\alpha_5 = \alpha \cdot (0,25 \cdot q) = 1$;

C_x – аэродинамический коэффициент.

$$P_5 = 1 \cdot 1,08 \cdot 1 \cdot 1,2 \cdot 12,5 \cdot (15,2 + 40) \cdot 10^{-3} = 0,89 \frac{\text{даН}}{\text{м}}$$

3.4.7 Результирующая нагрузка на провод при ветре без гололеда

Результирующая нагрузка на провод при ветре без гололёда представлена на рисунке 3.8.

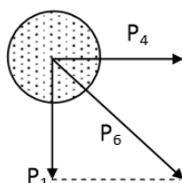


Рисунок 3.8 – Продольный разрез провода

$$P_6 = \sqrt{P_4^2 + P_1^2}, \quad (3.12)$$

где P_1 – нагрузка от собственного веса, даН/м;

P_4 – ветровая нагрузка на провод без гололёда, даН/м.

$$P_6 = \sqrt{0,77^2 + 0,47^2} = 0,9 \frac{\text{даН}}{\text{м}}$$

$$\gamma_6 = \frac{P_6}{S}, \quad (3.13)$$

где P_2 – нагрузка от ветра и веса провода без гололёда, даН/м;

S – фактическое сечение провода, мм².

$$\gamma_6 = \frac{0,9}{136,8} = 0,0066 \frac{\text{даН}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2}$$

3.4.8 Результирующая нагрузка на провод при ветре с гололёдом

Наглядное представление результирующей нагрузки на провод при ветре с гололёдом представлено на рисунке 3.9.

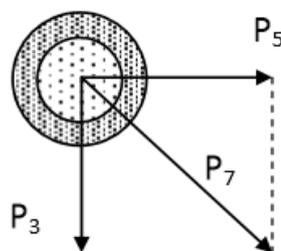


Рисунок 3.9 – Продольный разрез провода с гололёдом

$$P_7 = \sqrt{P_5^2 + P_3^2}, \quad (3.14)$$

где P_3 – нагрузка от веса провода с гололёдом, даН/м;

P_5 – нагрузка от ветра на проводе с гололёдом, даН/м.

$$P_7 = \sqrt{0,89^2 + 2,46^2} = 2,62 \frac{\text{даН}}{\text{м}}$$

$$\gamma_7 = \frac{P_7}{S}, \quad (3.15)$$

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			35

где P_7 – нагрузка от ветра и веса провода с гололёдом, даН/м;

S – фактическое сечение провода, мм².

$$\gamma_7 = \frac{2,62}{136,8} = 0,019 \frac{\text{даН}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2}$$

По результатам расчётов заполняем табл. 3.8.

Таблица 3.8 – Единичные и удельные нагрузки на провод

Нагрузка	P , даН/м	γ , даН/(м·мм ²)
P_1, γ_1	0,473	0,00346
P_2	1,989	-
P_3, γ_3	2,463	0,018
P_4	0,77	-
P_5	0,89	-
P_6, γ_6	0,9	0,0066
P_7, γ_7	2,62	0,019

Вывод: из табл. 3.8 видно, что наибольшей нагрузкой является нагрузка $P_7=2,62$ даН/м, то есть нагрузка от ветра и веса провода с гололёдом.

3.5 Вычисление критических пролетов. Выбор исходного режима для расчёта провода

3.5.1 Уравнение состояния провода для опор ПМ35-4

Уравнение состояния провода – это зависимость напряжения в проводе от изменения нагрузки и температуры.

$$\sigma_{II} - \frac{\gamma_{II}^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{II}^2} = \sigma_1 - \frac{\gamma_I^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_I^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_I - t_{II}), \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2} \quad (3.16)$$

где γ_I – удельная нагрузка (исходный режим), даН/м·мм²;

σ_1 – напряжение провода (исходный режим), даН/мм²;

t_I – температура (исходный режим), град;

γ_{II} – удельная нагрузка (реальный режим), даН/м·мм²;

σ_{II} – напряжение провода (реальный режим), даН/мм²;

t_{II} – температура (реальный режим), град;

E – модуль упругости провода, даН/мм²;

α – температурный коэффициент, град⁻¹;

l – длина пролёта, м.

3.5.2 Определение критических пролетов

Критическим пролетом называется пролёт, вычисляемый из уравнения состояния провода при заданных исходных и конечных данных:

$$l_{кр} = \frac{[\sigma_{t_3}]}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{[\sigma_{t_3}] - [\sigma_{t_{min}}] + \alpha \cdot E \cdot (t_3 - t_{min})}{\frac{E}{24} \cdot \left[1 - \left(\frac{[\sigma_{t_3}]}{[\sigma_{t_{min}}]} \right) \right]}}, \quad (3.17)$$

где γ_1 – удельная нагрузка (исходный режим), даН/(м·мм²);

σ_1 – напряжение провода (исходный режим), даН/мм²;

t_1 – температура (исходный режим), град;

γ_{II} – удельная нагрузка (реальный режим), даН/(м·мм²);

σ_{II} – напряжение провода (реальный режим), даН/мм²;

t_{II} – температура (реальный режим), град;

E – модуль упругости провода, даН/мм²;

α – температурный коэффициент, град⁻¹;

l – длина пролета, м.

Первым критическим пролётом называется пролёт такой длины, при которой напряжение в проводе в режиме среднегодовой температуры равно допускаемому напряжению в том же режиме ($\sigma_{II} = [\sigma_{t_3}]$), а в режиме наименьшей температуры равно допускаемому напряжению при наименьшей температуре (σ_1

= $[\sigma_{\min}]$). Для сталеалюминиевых проводов сечением 120 мм² и выше первый критический пролёт находится по формуле:

$$l_{\text{кр.1}} = \frac{4,38 \cdot [\sigma_{\max}]}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{\alpha \cdot E \cdot (t_3 - t_{\min}) - 0,333 \cdot [\sigma_{\max}]}{E}}, \quad (3.18)$$

где σ_{t_3} – допускаемое напряжение при среднегодовой температуре, даН/мм²;

σ_{\min} – допускаемое напряжение при минимальной температуре, даН/мм²;

E – модуль упругости, даН/мм²;

γ_1 – удельная нагрузка, даН/(м·мм²);

t_3 – среднегодовая температура, град;

t_{\min} – минимальная температура, град;

α – температурный коэффициент линейного удлинения, град⁻¹.

По формуле (3.22) произведём расчёт первого критического пролёта:

$$l_{\text{к1}} = \frac{4,38 \cdot 13}{0,00346} \cdot \sqrt{\frac{19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8250 \cdot (-1,6 + 44) - 0,333 \cdot 13}{8250}} = 279,93 \text{ м}$$

Вторым критическим пролетом называется пролет такой длины, при котором напряжение в проводе в режиме максимальной нагрузки и низшей температуре равно своим допустимым значениям в этих режимах ($\sigma_{\text{II}} = [\sigma_{\max}] = [\sigma_{\min}] = [\sigma_{\text{I}}]$).

$$l_{\text{кр.2}} = 4,9 \cdot [\sigma_{\max}] \cdot \sqrt{\frac{\alpha \cdot (t_r - t_{\min})}{\gamma_{\max}^2 - \gamma_1^2}}, \quad (3.19)$$

где σ_{\max} – допускаемое напряжение при максимальной нагрузке, даН/мм²;

γ_1 – удельная нагрузка, даН/(м·мм²);

t_r – температура гололёдообразования, град;

t_{\min} – минимальная температура, град;

α – температурный коэффициент линейного удлинения, град⁻¹;

σ_{max} – допускаемое напряжение при максимальной нагрузке, даН/мм²;

γ_{max} – максимальная удельная нагрузка, даН/(м·мм²).

$$l_{к2} = 4,9 \cdot 13 \cdot \sqrt{\frac{19,2 \cdot 10^{-6} \cdot (-5 + 44)}{(0,0191)^2 - (0,00346)^2}} = 92,53 \text{ м}$$

Третьим критическим пролетом называется пролет такой длины, при котором напряжение в проводе в режиме максимальной нагрузки и среднегодовой температуре равно своим допустимым значениям в этих режимах ($\sigma_{II} = [\sigma_{t_3}]; [\sigma_{max}] = \sigma_{II}$). Для проводов сечением 120 мм² и выше:

$$l_{кр.3} = \frac{4,9 \cdot [\sigma_{max}]}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{0,333 \cdot [\sigma_{max}] - \alpha \cdot E \cdot (t_3 - t_r)}{E \cdot \left[\left(\frac{\gamma_{max}}{\gamma_1} \right)^2 - 2,25 \right]}}, \quad (3.20)$$

Следовательно, для провода АС 120/19 третий критический пролёт будет равен:

$$l_{к3} = \frac{4,9 \cdot 13}{0,00346} \cdot \sqrt{\frac{0,333 \cdot 13 - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8250 \cdot (-1,6 + 5)}{8250 \cdot \left[\left(\frac{0,019}{0,00346} \right)^2 - 2,25 \right]}} = 83,92 \text{ м}$$

Выполняется условие $l_{1кр} > l_{2кр} > l_{3кр}$, следовательно $l_{2кр}$ - расчётный пролёт; $[\sigma_{t_{min}}]; [\sigma_{max}]$ - исходные напряжения.

Тогда уравнение состояния провода в пролете приобретёт вид:

$$\sigma - \frac{\gamma^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\gamma \text{ max}} - \frac{\gamma^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{\gamma \text{ max}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t - t_r) \quad (3.21)$$

3.5.3 Расчёт режимов провода для опоры ПМ 35-4

Расчет режимов провода произведен для разных сочетаний климатических условий (табл. 3.9). Параллельно с определением напряжений производится расчёт стрелы провеса по формуле:

$$f_i = \frac{\gamma_i}{\sigma_i} \cdot \frac{l^2}{8} \quad (3.22)$$

Основываясь на рекомендациях [4], примем длину рассчитываемого пролета $l = 120$ м.

Полученные расчётные режимы провода сведём в таблицу 3.9.

Таблица 3.9 – Расчётные режимы провода

Расчетный режим, i	Сочетание климатических условий	Номер нагрузки, дан/м·мм ²
I	Провод покрыт гололёдом, $t_r = -5^\circ$ скоростной напор ветра 0,25q	$\gamma_I = \gamma_7 = 0,019$
II	Провод покрыт гололёдом, $t_r = -5^\circ$, ветра нет, $q=0$	$\gamma_{II} = \gamma_3 = 0,018$
III	Скоростной напор ветра q, $t_r = -5^\circ$	$\gamma_{III} = \gamma_6 = 0,0066$
IV	Среднегодовая температура, $t_s = -1,6^\circ$ ветра и гололёда нет	$\gamma_{IV} = \gamma_1 = 0,00346$
V	Ветра и гололёда нет, $t_v = 15^\circ$	$\gamma_V = \gamma_1 = 0,00346$
VI	Ветра и гололёда нет, $t_{VI} = t_{\min} = -44^\circ$	$\gamma_{VI} = \gamma_1 = 0,00346$

Расчётный режим 1:

$$\sigma_1 - \frac{0,019^2 \cdot 8250 \cdot 120^2}{24 \cdot \sigma_1^2} = [13] - \frac{0,019^2 \cdot 8250 \cdot 120^2}{24 \cdot [13]^2} -$$

$$-19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8250 \cdot (-5 + 5);$$

$$\sigma_1 = 12,99 \frac{\text{дан}}{\text{мм}^2};$$

$$f_1 = \frac{0,019 \cdot 120^2}{8 \cdot 12,99} = 2,65 \text{ м}$$

Расчётный режим 2:

$$\sigma_2 - \frac{0,018^2 \cdot 8250 \cdot 120^2}{24 \cdot \sigma_2^2} = [13] - \frac{0,019^2 \cdot 8250 \cdot 120^2}{24 \cdot [13]^2} -$$

$$-19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8250 \cdot (-5 + 5);$$

$$\sigma_2 = 12,5 \frac{\text{дан}}{\text{мм}^2};$$

$$f_2 = \frac{0,018 \cdot 120^2}{8 \cdot 12,5} = 2,59 \text{ м}$$

Расчётный режим 3:

$$\sigma_3 - \frac{0,0066^2 \cdot 8250 \cdot 120^2}{24 \cdot \sigma_3^2} = [13] - \frac{0,019^2 \cdot 8250 \cdot 120^2}{24 \cdot [13]^2} -$$

$$-19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8250 \cdot (-5 + 5);$$

$$\sigma_3 = 6,86 \frac{\text{дан}}{\text{мм}^2};$$

$$f_3 = \frac{0,0066 \cdot 120^2}{8 \cdot 6,86} = 1,73 \text{ м}$$

Расчётный режим 4:

$$\sigma_4 - \frac{0,00346^2 \cdot 8250 \cdot 120^2}{24 \cdot \sigma_4^2} = [13] - \frac{0,019^2 \cdot 8250 \cdot 120^2}{24 \cdot [13]^2} -$$

$$-19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8250 \cdot (-1,6 + 5);$$

$$\sigma_4 = 4,56 \frac{\text{дан}}{\text{мм}^2};$$

$$f_4 = \frac{0,00346 \cdot 120^2}{8 \cdot 4,56} = 1,36 \text{ м}$$

Расчётный режим 5:

$$\sigma_5 - \frac{0,00346^2 \cdot 8250 \cdot 120^2}{24 \cdot \sigma_5^2} = [13] - \frac{0,019^2 \cdot 8250 \cdot 120^2}{24 \cdot [13]^2} -$$

$$-19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8250 \cdot (15 + 5);$$

$$\sigma_5 = 3,61 \frac{\text{дан}}{\text{мм}^2};$$

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			41

$$f_5 = \frac{0,00346 \cdot 120^2}{8 \cdot 3,61} = 1,72 \text{ м}$$

Расчётный режим 6:

$$\sigma_6 - \frac{0,00346^2 \cdot 8250 \cdot 120^2}{24 \cdot \sigma_6^2} = [13] - \frac{0,019^2 \cdot 8250 \cdot 120^2}{24 \cdot [13]^2} -$$

$$-19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8250 \cdot (-44 + 5);$$

$$\sigma_6 = 9,14 \frac{\text{дан}}{\text{мм}^2};$$

$$f_6 = \frac{0,00346 \cdot 120^2}{8 \cdot 9,14} = 0,68 \text{ м}$$

Расчётный режим 7:

$$\sigma_7 - \frac{0,00346^2 \cdot 8250 \cdot 120^2}{24 \cdot \sigma_7^2} = [13] - \frac{0,019^2 \cdot 8250 \cdot 120^2}{24 \cdot [13]^2} -$$

$$-19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8250 \cdot (33 + 5);$$

$$\sigma_7 = 2,967 \frac{\text{дан}}{\text{мм}^2};$$

$$f_7 = \frac{0,00346 \cdot 120^2}{8 \cdot 2,967} = 2,09 \text{ м}$$

Результаты расчета режимов провода сведём в таблицу 3.10.

Таблица 3.10 – Режимы провода

Номер режима	$\sigma_i \leq 13, \frac{\text{дан}}{\text{мм}^2}$	$f_i \leq 3,25, \text{ м}$
1	12,99	2,65
2	12,5	2,59
3	6,86	1,7
4	4,56	1,36
5	3,61	1,72

Номер режима	$\sigma_i \leq 13, \text{ даН} / \text{мм}^2$	$f_i \leq 3,25, \text{ м}$
6	9,14	0,68
7	2,967	2,09

Согласно результатам расчета, механические напряжения и стрелы провиса провода не превышают предельно допустимых значений во всех режимах, то есть при всех сочетаниях климатических условий условия жёсткости и прочности выполняются.

3.5.4 Определение критической температуры проводов

Критическая температура провода – такая температура, при которой стрела провиса провода, находящегося под воздействием собственного веса, достигнет такого же значения, как при наличии гололёда.

$$t_{\text{кр}} = t_{\text{г}} + \frac{\sigma_{\text{г}}}{E \cdot \alpha} \cdot \left(1 - \frac{\gamma_1}{\gamma_3}\right), \quad (3.23)$$

где $t_{\text{г}}$ – температура гололёдообразования, град;

E – модуль упругости, даН/мм²;

$\sigma_{\text{г}} = \sigma_{\text{max}}$ – допускаемое напряжение при максимальной нагрузке, даН/мм²;

γ_1 – удельная нагрузка от собственного веса, даН/(м·мм²);

γ_3 – удельная нагрузка от веса провода с гололёдом, даН/(м·мм²).

Для нашего варианта критическая температура будет равна:

$$t_{\text{кр}} = -5 + \frac{13}{19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8250} \cdot \left(1 - \frac{0,00346}{0,019}\right) = 62^{\circ}$$

Так как $t_{\text{кр}} > t_{\text{max}}$, то в соответствии с [4] наибольшая стрела провиса будет при гололеде.

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			43

3.6 Выбор изоляторов по условиям механической прочности

Изоляторы относятся к ответственным элементам воздушных линий. Правильный выбор изоляции и её высокое качество является одним из основных условий, выполнение которых обеспечивает надежную эксплуатацию линий.

При выборе типов изоляторов необходимыми исходными данными являются [4]:

- напряжение линии;
- район прохождения линии (наличие или отсутствие участков с загрязненной атмосферой);
- нормативные механические нагрузки на изоляторы.

Линейные изоляторы предназначаются для подвески проводов и грозозащитных тросов к опорам линии электропередачи. В зависимости от напряжения линий электропередачи применяются штыревые или подвесные изоляторы, изготовленные из стекла, фарфора или полимеров.

Полимерные изоляторы представляют собой комбинированную конструкцию, состоящую из высокопрочных стержней из стеклопластика с полимерным защитным покрытием, тарелок и металлических наконечников. Стеклопластиковый стержень защищается от внешних воздействий защитной оболочкой, стойкой к ультрафиолетовому излучению и химическим воздействиям. Полимерные изоляторы позволяют заменить целые гирлянды стеклянных и фарфоровых изоляторов. Кроме того, полимерные изоляторы значительно легче, чем гирлянды из стекла и фарфора.

Эксплуатационные характеристики изоляторов зависят от аэродинамических характеристик изолирующей детали изолятора. Это связано с тем, что при хорошем обтекании изолятора воздушным потоком на нем остается меньше загрязнений, лучше происходит самоочистка его ветром и дождем и не происходит значительного снижения уровня изоляции гирлянды.

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			44

Основными характеристиками изолятора являются его механическая разрушающая сила, кН, электромеханическая разрушающая сила, кН, а также соотношение длины пути утечки изолятора, мм, к строительной высоте изолятора, мм.

Механическая разрушающая сила – наименьшее значение силы, приложенной к изолятору в определенных условиях, при которой он разрушается.

Электромеханическая разрушающая сила – наименьшее значение силы, приложенной к изолятору в определенных условиях, находящемуся под действием разности электрических потенциалов, при которой он разрушается.

Длина пути утечки изолятора – это кратчайшее расстояние или сумма расстояний по контуру наружной изоляционной поверхности между частями, находящимися под разными электрическими потенциалами. От этой величины зависит надежность работы изолятора при загрязнении и увлажнении.

3.6.1 Выбор изоляторов для поддерживающих гирлянд провод

Поддерживающие гирлянды воспринимают нагрузку от веса провода и от собственного веса, и в соответствии с [4] выбираются по формулам:

$$A_1 = 2,7 \cdot (P_7 \cdot l_{\text{вес}} + G_{\Gamma}) \leq P, \quad (3.24)$$

$$A_2 = 5 \cdot (P_1 \cdot l_{\text{вес}} + G_{\Gamma}) \leq P, \quad (3.25)$$

где A_1 и A_2 – расчетные значения электромеханической разрушающей нагрузки при наибольшей нагрузке и среднегодовой температуре соответственно;

$l_{\text{вес}}$ – паспортное значение длины весового пролета;

G_{Γ} – вес гирлянды изоляторов, принимается по [6] для линий 35 кВ равным 20 даН;

P_1, P_7 – типовая нагрузка на привод.

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			45

Расчетные значения электромеханической разрушающей нагрузки для ЛЭП 35 кВ с проводом марки АС 120/19:

$$A_1 = 2,7 \cdot (2,62 \cdot 230 + 20) = 1681,02 \text{ даН,}$$

$$A_2 = 5 \cdot (0,47 \cdot 230 + 20) = 640,5 \text{ даН,}$$

Выбираем полимерный изолятор марки ЛК 70/35-АVI, паспортные данные которого указаны в таблице 3.11.

Таблица 3.11 – Паспортные данные изолятора ЛК 70/35-АVI

Показатель		ЛК 70/35-А-4 (ЛК 70/ 35А-VI,VII)
Номинальное напряжение, кВ		35
Механическая разрушающая сила при растяжении, не менее, кН		70
Строительная высота H , мм		670
Длина изоляционной части L , мм		443
Длина пути утечки, см		140
Диаметры экранов, мм	D_1	120
	D_2	120
Масса, не более, кг		2,4
Степень загрязнения (СЗ) по ГОСТ 9920 (ПУЭ, 7-е изд., гл. 1.9)		4
Степень загрязнённости атмосферы (СЗА) по ГОСТ 28856		VI, VII
Выдерживаемое напряжение промышленной частоты для изоляторов:		
– в сухом состоянии, кВ		95
– под дождём, кВ		80
Значение напряжения полного грозового импульса, не менее, кВ		190

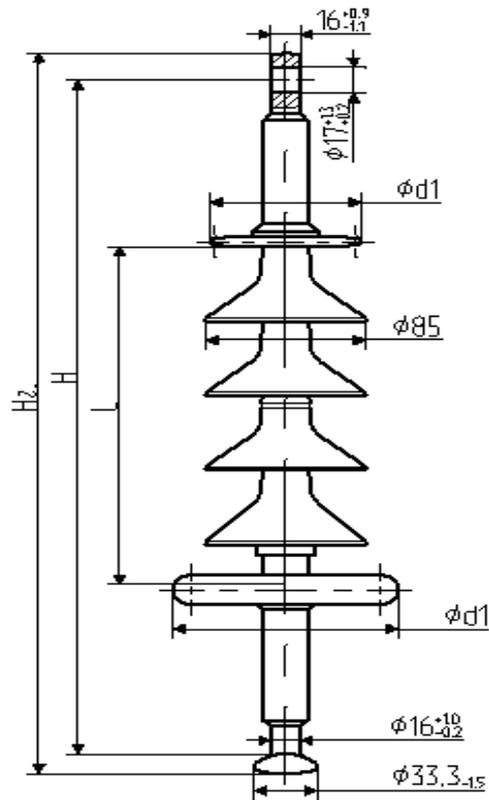


Рисунок 3.10 – Полимерный изолятор ЛК 70/35-AVI

3.6.2 Выбор изоляторов для натяжных гирлянд провода

Выбор типа изоляторов для натяжных гирлянд, воспринимающих нагрузку от тяжения проводов и собственного веса гирлянды, производится по формулам:

$$A_1 = 2,7 \cdot \sqrt{(\sigma_r \cdot F)^2 + \left(\frac{P_7 \cdot l_{\text{вес}}}{2} + G_r\right)^2} \leq P, \quad (3.26)$$

$$A_2 = 5 \cdot \sqrt{(\sigma_3 \cdot F)^2 + \left(\frac{P_1 \cdot l_{\text{вес}}}{2} + G_r\right)^2} \leq P, \quad (3.27)$$

где, σ_r , σ_3 – напряжения в проводе при наибольшей нагрузке и при среднегодовой температуре;

G_r - вес гирлянды изоляторов, принимается по [6] для линий 35 кВ равным 20 даН;

F – сечение провода.

Тогда:

$$A_1 = 2,7 \cdot \sqrt{(13 \cdot 136,8)^2 + \left(\frac{2,62 \cdot 230}{2} + 20\right)^2} = 4879,416 \text{ даН,}$$

$$A_2 = 5 \cdot \sqrt{(8,7 \cdot 136,8)^2 + \left(\frac{0,47 \cdot 230}{2} + 20\right)^2} = 5962,307 \text{ даН,}$$

Выбираем натяжную гирлянду из изоляторов типа ЛК70/35–АVI, изображение которого представлено на рисунке 3.10.

3.7 Выбор соединительной аппаратуры

Крепление гирлянд изоляторов к опорам, подвеска проводов к гирляндам, крепление тросов обеспечивается набором узлов и деталей линейной арматуры. Линейную арматуру, применяемую при закреплении проводов в гирляндах подвесных изоляторов, подразделяют на следующие группы [3]:

1) зажимы, служащие для закрепления проводов и тросов, подразделяющиеся на поддерживающие, подвешиваемые на промежуточных опорах, и натяжные, применяемые на опорах анкерного типа;

2) сцепная арматура (скобы, серьги, ушки, коромысла), служащая для соединения зажимов с изоляторами, для подвески гирлянд на опорах и для соединения многоцепных гирлянд друг с другом;

3) защитная арматура (кольца), осуществляющая управление электрическими полями гирлянд изоляторов.

Гирлянды изоляторов состоят из совокупности соединенных между собой элементов, арматуры и изоляторов. Шарнирные соединения элементов гирлянды изоляторов между собой обеспечивают заданные условия нагружения этих элементов растягивающими нагрузками.

Выбор арматуры производится в соответствии с принятым типом изоляции. Согласно [3] в арматуре требуются несколько меньшие коэффициенты запаса, чем в изоляторах. Поэтому прочность арматуры следует проверять лишь в тех

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			48

случаях, когда по каким-либо причинам приходится применять арматуру, прочность которой меньше разрушающей нагрузки выбранного типа изолятора, однако такого случая не наблюдается.

3.7.1 Выбор арматуры для поддерживающих гирлянд

В состав поддерживающей гирлянды входят элементы, указанные в таблице 3.12.

Таблица 3.12 - Соединительная арматура для поддерживающих гирлянд изоляторов

Наименование	Тип	Количество в гирлянде, шт.
Узел крепления	КПП-7-3	1
Серьга	СРО-7-16	1
Ушко двухлапчатое укороченное	У2К-7-16	1
Изолятор полимерный	ЛК70/35-AVI	1
Ушко однолапчатое укороченное	У1К-7-16	1
Зажим поддерживающий	ПГ-3-12	1

3.8 Построение монтажного графика

Подвеска проводов к гирляндам изоляторов, монтаж их на траверсы опор производится обычно в безветренные дни, когда нет гололеда, но при любой температуре, то есть монтажный режим характеризуется воздействиями: $\gamma_m = \gamma_1$; t_m .

Основная задача монтажа провода заключается в том, что при температуре монтажа t_m и нагрузке γ_1 нужно обеспечить такой монтажный провес провода f_m , а, следовательно, и σ_m , чтобы в самых наихудших условиях эксплуатации воздушных линий напряжения в проводе не превосходили бы допусковых.

Уравнение связи состояний провода примет вид:

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			49

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{\text{МОНТ}}^2} = \sigma_1 - \frac{\gamma_{\text{ИСХ}}^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{\text{ИСХ}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{\text{МОНТ}} - t_{\text{ИСХ}})$$

Общие уравнения для всех режимов:

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{0,00346^2 \cdot 120^2 \cdot 8250}{24 \cdot \sigma_{\text{МОНТ}}^2} = \\ = 13 - \frac{0,0197^2 \cdot 120^2 \cdot 8250}{24 \cdot 13^2} - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8250 \cdot (t_{\text{МОНТ}} + 5) \end{aligned}$$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{59,26}{\sigma_{\text{МОНТ}}^2} = 2,25 - 0,158 \cdot (t_{\text{МОНТ}} + 5)$$

$$T_{\text{МОНТ}} = \sigma_{\text{МОНТ}} \cdot 136,8$$

$$f_{\text{МОНТ}} = \frac{0,00346 \cdot 120^2}{8 \cdot \sigma_{\text{МОНТ}}} = \frac{6,228}{\sigma_{\text{МОНТ}}}$$

Режим 1: $t = -40^\circ\text{C}$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{59,26}{\sigma_{\text{МОНТ}}^2} = 2,25 - 0,158 \cdot (-40 + 5)$$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} = 8,07 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}$$

$$T_{\text{МОНТ}} = 8,07 \cdot 136,8 = 1103,9 \text{ даН}$$

$$f_{\text{МОНТ}} = \frac{6,228}{8,07} = 0,8 \text{ м}$$

Режим 2: $t = -30^\circ\text{C}$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{59,26}{\sigma_{\text{МОНТ}}^2} = 2,25 - 0,158 \cdot (-30 + 5)$$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} = 6,8 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}$$

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			50

$$T_{\text{МОНТ}} = 6,8 \cdot 136,8 = 930,24 \text{ даН}$$

$$f_{\text{МОНТ}} = \frac{6,228}{6,8} = 0,9 \text{ м}$$

Режим 3: $t = -20^{\circ}\text{C}$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{59,26}{\sigma_{\text{МОНТ}}^2} = 2,25 - 0,158 \cdot (-20 + 5)$$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} = 5,8 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}$$

$$T_{\text{МОНТ}} = 5,8 \cdot 136,8 = 793,4 \text{ даН}$$

$$f_{\text{МОНТ}} = \frac{6,228}{5,8} = 1,07 \text{ м}$$

Режим 4: $t = -10^{\circ}\text{C}$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{59,26}{\sigma_{\text{МОНТ}}^2} = 2,25 - 0,158 \cdot (-10 + 5)$$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} = 4,9 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}$$

$$T_{\text{МОНТ}} = 4,9 \cdot 136,8 = 670,3 \text{ даН}$$

$$f_{\text{МОНТ}} = \frac{6,228}{4,9} = 1,27 \text{ м}$$

Режим 5: $t = -1,6^{\circ}\text{C}$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{59,26}{\sigma_{\text{МОНТ}}^2} = 2,25 - 0,158 \cdot (-1,6 + 5)$$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} = 4,3 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}$$

$$T_{\text{МОНТ}} = 4,3 \cdot 136,8 = 588,24 \text{ даН}$$

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			51

$$f_{\text{МОНТ}} = \frac{6,228}{4,3} = 1,45 \text{ м}$$

Режим 6: $t = 10^{\circ}\text{C}$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{59,26}{\sigma_{\text{МОНТ}}^2} = 2,25 - 0,158 \cdot (10 + 5)$$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} = 3,7 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}$$

$$T_{\text{МОНТ}} = 3,7 \cdot 136,8 = 506,16 \text{ даН}$$

$$f_{\text{МОНТ}} = \frac{6,228}{3,7} = 1,68 \text{ м}$$

Режим 7: $t = 15^{\circ}\text{C}$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{59,26}{\sigma_{\text{МОНТ}}^2} = 2,25 - 0,158 \cdot (15 + 5)$$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} = 3,45 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}$$

$$T_{\text{МОНТ}} = 3,45 \cdot 136,8 = 471,96 \text{ даН}$$

$$f_{\text{МОНТ}} = \frac{6,228}{3,45} = 1,8 \text{ м}$$

Режим 8: $t = 20^{\circ}\text{C}$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{59,26}{\sigma_{\text{МОНТ}}^2} = 2,25 - 0,158 \cdot (20 + 5)$$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} = 3,26 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}$$

$$T_{\text{МОНТ}} = 3,26 \cdot 136,8 = 445,9 \text{ даН}$$

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			52

$$f_{\text{МОНТ}} = \frac{6,228}{3,26} = 1,9 \text{ м}$$

Режим 9: $t = 30^{\circ}\text{C}$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{59,26}{\sigma_{\text{МОНТ}}^2} = 2,25 - 0,158 \cdot (30 + 5)$$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} = 2,9 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}$$

$$T_{\text{МОНТ}} = 2,9 \cdot 136,8 = 396,72 \text{ даН}$$

$$f_{\text{МОНТ}} = \frac{6,228}{2,9} = 2,15 \text{ м}$$

Режим 10: $t = 40^{\circ}\text{C}$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{59,26}{\sigma_{\text{МОНТ}}^2} = 2,25 - 0,158 \cdot (40 + 5)$$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} = 2,7 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}$$

$$T_{\text{МОНТ}} = 2,7 \cdot 136,8 = 369,4 \text{ даН}$$

$$f_{\text{МОНТ}} = \frac{6,228}{2,7} = 2,3 \text{ м}$$

Результаты расчетов заносятся в таблицу 3.13.

Таблица 3.13 - Результаты расчётов монтажной таблицы

Температура монтажа, $t_{\text{МОНТ}}$, $^{\circ}\text{C}$	Напряжение монтажа, $\sigma_{\text{МОНТ}}$, Дан/мм ²	Тяжение при монтаже, $T_{\text{МОНТ}}$, даН	Стрела провеса при монтаже, $f_{\text{МОНТ}}$, м
-40	8,07	1103,9	0,8
-30	6,8	930,24	0,9
-20	5,8	793,4	1,07

Температура монтажа, $t_{\text{МОНТ}}$, С°	Напряжение монтажа, $\sigma_{\text{МОНТ}}$, Дан/мм ²	Тяжение при монтаже, $T_{\text{МОНТ}}$, даН	Стрела провеса при монтаже, $f_{\text{МОНТ}}$, м
-10	4,9	670,3	1,27
-1,6	4,3	588,24	1,45
10	3,7	506,16	1,68
15	3,45	471,96	1,8
20	3,26	445,9	1,9
30	2,9	396,72	2,15
40	2,7	369,4	2,3

По данным этой таблицы строят монтажные графики (рисунок 3.15).

В условиях монтажа величина $f_{\text{МОНТ}}$ в пролете устанавливается с помощью либо мерных реек, либо геодезических приборов. Другим способом обеспечения заданной величины $\sigma_{\text{МОНТ}}$ в проводе является растяжка его лебедкой или трактором через динамометр, по которому определяется величина натяжения провода $T_{\text{МОНТ}}$, соответствующая $f_{\text{МОНТ}}$ и $\sigma_{\text{МОНТ}}$ для данной $t_{\text{МОНТ}}$.

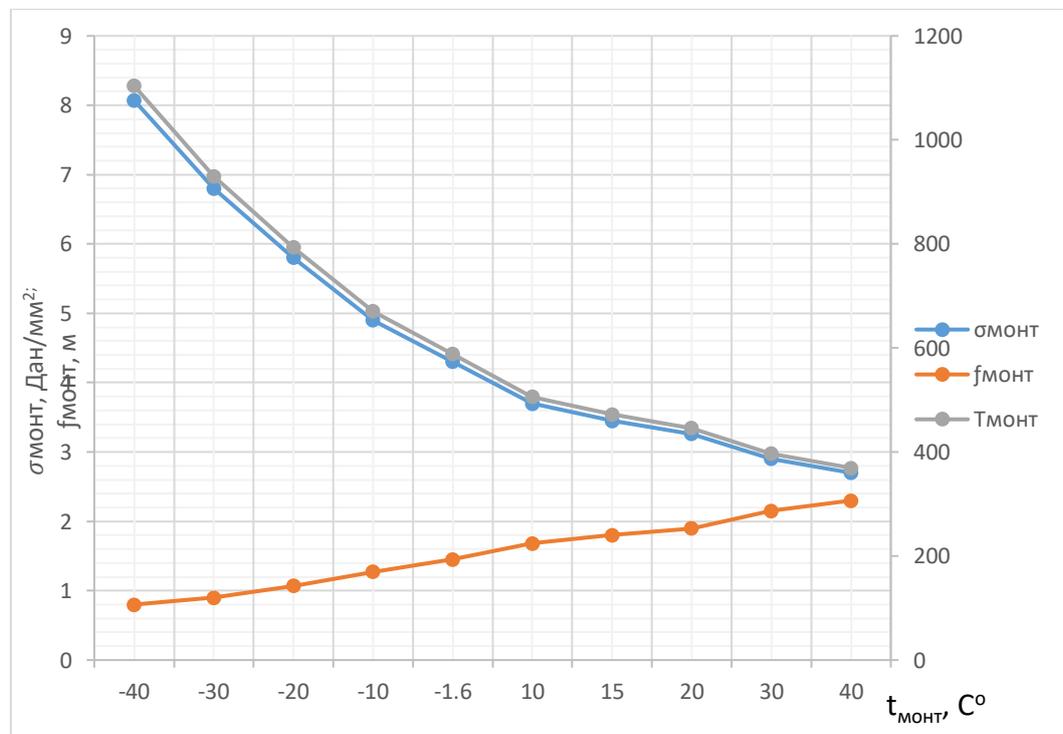


Рисунок 3.11 – Монтажные графики для провода АС 120/19

3.9 Расстановка опор по профилю трассы

При расстановке опор по профилю необходимо учесть два основных условия:

1) расстояние от проводов до земли и пересекаемых объектов должны быть в ненаселенной местности не менее 6 м для напряжения 35 кВ [2];

2) нагрузка, воспринимаемая опорами, не должна превышать предельных значений. Расстановка опор по профилю трассы будет производиться при помощи разбивочного шаблона.

3.9.1 Построение разбивочного шаблона

Разбивочный шаблон представляет собой три одинаковых квадратичных параболы, сдвинутых по вертикали и для провода АС 120/19 он приведён на рисунке 3.12.

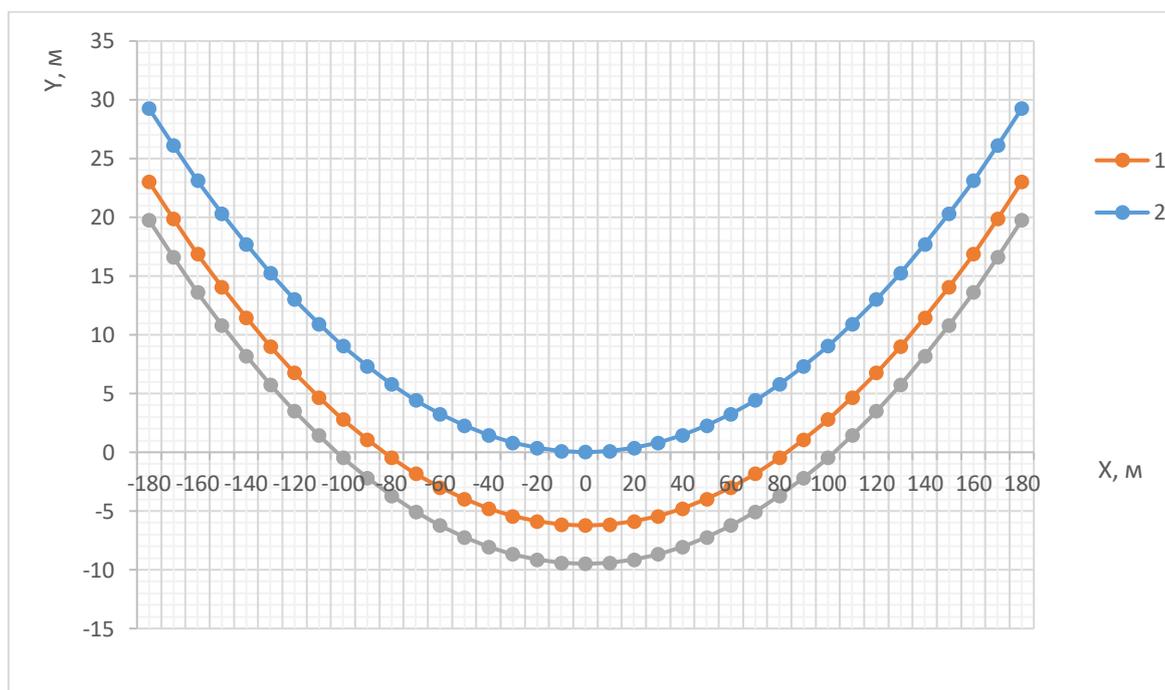


Рисунок 3.12 – Разбивочный шаблон

1 – кривая максимального провисания провода в вертикальной плоскости;

2 – габаритная кривая;

3 – земляная кривая.

Кривая 1 строится по формуле:

$$Y_{ш} = K_{ш} \cdot \left(\frac{X_{ш}}{100}\right)^2 \quad (3.28)$$

Коэффициент шаблона определяется по формуле:

$$K_{ш} = \frac{4 \cdot f_{max} \cdot 10^4}{l_{ш}^2} \quad (3.29)$$

Для нашего случая коэффициент шаблона будет равен:

$$K_{ш} = \frac{4 \cdot 3,25 \cdot 10^4}{120^2} = 9,028 \text{ м}$$

Габаритная кривая сдвинута относительно кривой 1 по вертикали вниз на величину $h_{Габ}$, определяемую по формуле:

$$h_{Габ} = \Gamma + \Delta h \quad (3.30)$$

Величина $h_{Габ}$ для данной линии будет равна:

$$h_{Габ} = 6 + 0,25 = 6,25 \text{ м}$$

Земляная кривая сдвинута по вертикали вниз относительно кривой 1 на величину h_0 , определяемую по формуле:

$$h_0 = h_1 - \lambda \quad (3.31)$$

Величина h_0 будет равна:

$$h_0 = 10,17 - 0,670 = 9,5 \text{ м}$$

Разбивочный шаблон строится по данным, представленным в табл. 3.14.

Таблица 3.14 – Расчётные данные для разбивочного шаблона

X	0	10	20	30	40	50	60
Y	0	0,09028	0,36112	0,81252	1,44448	2,257	3,25008

Согласно [7] при расстановке опор по профилю трассы необходимо выполнять следующие правила:

- а) опоры расставляют по длине анкерного участка, начиная с места установки первой анкерной опоры;
- б) шаблон устанавливают строго вертикально;
- в) левая ветвь земляной кривой должна пересекать точку установки первой промежуточной опоры;
- г) шаблон устанавливают так, чтобы габаритная кривая касалась профиля трассы, тогда точка пересечения правой ветви земляной кривой с профилем трассы будет местом установки следующей опоры.

Затем описанный процесс повторяется. Рекомендуется расставлять опоры так, чтобы смежные пролеты промежуточных опор отличались по длине друг от друга не более чем в два раза.

На рисунке 3.13 представлена предлагаемая расстановка опор по профилю трассы.

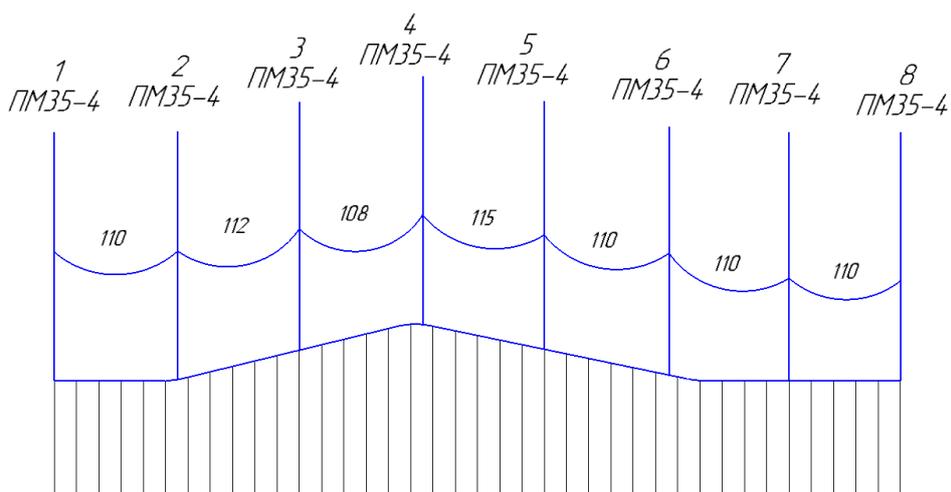


Рисунок 3.13 – Расстановка опор по профилю трассы

3.10.2 Проверка правильности расстановки опор

При правильной расстановке опор по профилю трассы должны выполняться следующие условия [4]:

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			57

– ветровой пролет не должен превышать паспортного значения для выбранного типа опоры:

$$l_{\text{ВЕТР}} \leq [l_{\text{ВЕТР}}], \quad (3.32)$$

где $l_{\text{ВЕТР}}$ – пролет равный полусумме габаритных пролетов, прилегающих к одной опоре;

$[l_{\text{ВЕТР}}]$ – расчетный ветровой пролет, для опоры ПМ35-4 равен 154 м.

Для опоры ПМ 35-4 №2:

$$l_{\text{ветр}} = \frac{l_1 + l_2}{2},$$
$$l_{\text{ветр}} = \frac{110 + 112}{2} = 111 \text{ м}$$

Отсюда следует, условие (3.32) выполняется.

– весовой пролет также не должен превышать паспортного значения для выбранного типа опор:

$$l_{\text{ВЕС}} \leq [l_{\text{ВЕС}}], \quad (3.33)$$

где $l_{\text{ВЕС}}$ – расстояние между нижними точками провеса проводов соседних пролетов;

$[l_{\text{ВЕС}}]$ – расчетный весовой пролет, для опоры ПМ35-4 равен 230 м.

Значение $l_{\text{ВЕС}} = 111$ м для опоры ПМ35-4, отсюда делаем вывод, что условие (3.33) выполняется.

При различных значениях пролетов в пределах анкерного участка линии в проводах устанавливается напряжение, соответствующее значению приведенного пролета:

$$l_{\text{пр}} = \sqrt{\frac{\sum l_i^3}{\sum l_i}}, \quad (3.34)$$

$$l_{\text{пр}} = 110,77 \text{ м}$$

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			58

Причем разница между приведенным пролетом и заданным не должна превышать 10 %:

$$\Delta = \left| \frac{l_{\text{пр}} - l}{l_{\text{пр}}} \right| \cdot 100 \quad (3.35)$$

$$\Delta = \left| \frac{110,77 - 120}{110,77} \right| \cdot 100 = 8,33\%$$

Следовательно, расстановка опор произведена правильно.

3.10 Заземление опор

Заземляющим устройством называется совокупность заземлителя и заземляющих проводников. На линиях электропередачи заземляются опоры и грозозащитные тросы. На металлических опорах соединения тросов с заземляющими устройствами опор всегда осуществляется с использованием металла опор, включая траверсы или арматуру.

Заземление опор служит для уменьшения вероятности обратных перекрытий за счет напряжения, возникающего при протекании тока молнии, ударившей в трос или опору, по сопротивлению заземления. Таким образом, заземление опор имеет чисто грозозащитный характер.

Сопротивления заземляющих устройств ВЛ не должны превосходить расчетные значения при измерениях на промышленной частоте в период их наибольших значений в летнее время при отсоединенных тросах, но с использованием всех других естественных заземлителей.

Типы и конструкции заземляющих устройств выбираются в зависимости от типа фундаментов или способа закрепления опор в грунте. Согласно [2] металлические опоры ВЛ 35 кВ должны быть заземлены. Требуемые сопротивления заземляющих устройств опор 35 кВ должны обеспечиваться применением искусственных заземлителей, а естественная проводимость фундаментов при расчетах не должна учитываться. Соединение заземляющих

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			59

проводников может быть выполнено как болтовым, так и сварным. Диаметр однопроволочных проводников должен быть не менее 10 мм (сечение 78,5 мм²).

3.11 Общие сведения о железобетонных опорах

Железобетонные опоры – основной тип опор, который применяется на напряжение 0,4 – 35 кВ. Почти 80% составляет доля высоковольтных ВЛ на железобетонных опорах. Основной частью конструкции является бетонный столб, который армирован железным каркасом. Такие опоры хорошо выдерживают резкие изменения погоды, не подвержены коррозии и воздействию химических реагентов, которые могут присутствовать в воздухе в местах наиболее с загрязнённой средой. Так же имеют сравнительно небольшую стоимость и выдерживают температуру до -55°С.

Основным минусом этого вида опор является необходимость аккуратной транспортировки, что обеспечивает увеличение затрат на перевозку этих опор. Имеют большую чувствительность к механическим повреждениям. Не редко во время транспортировки эти конструкции деформируются и на их поверхности можно обнаружить трещины и сколы. Так же имеют определённые сложности монтажа, демонтажа и утилизации. По сравнению с деревянными опорами, они имеют большую массу, что так же негативно сказывается на их установке и появляется необходимость использования специальной техники. Так же опоры не применяются на напряжения выше 35 кВ ввиду невозможности соорудить подобную опору большей высоты.

Но несмотря на вышеприведённые недостатки железобетонные опоры можно нередко встретить в сетях передачи электроэнергии, которые связывают города, деревни и другие объекты-потребители электрической энергии.

3.11.1 Характеристики типовой промежуточной опоры

В соответствии с [5], для строительства линии в качестве массовой промежуточной опоры выбираем унифицированную стальную двухцепную

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			60

свободностоящую железобетонную опору типа ПБ 35-4.1. Для заданных климатических условий и выбранного провода опоры имеют следующие характеристики, представленные в таблице 3.15.

Таблица 3.15 – Физико-механические характеристики железобетонных опор

Тип опоры	Заданные условия			Расчетные пролеты, м		
	Провод	Район по гололеду	Район по ветровой нагрузке	Габаритный	Ветровой	Весовой
ПБ 35-4.1	А/С 120/19	III	II	148	244	185

Конструкция опоры типа ПБ 35-4.1 представлена на рисунке 3.14.

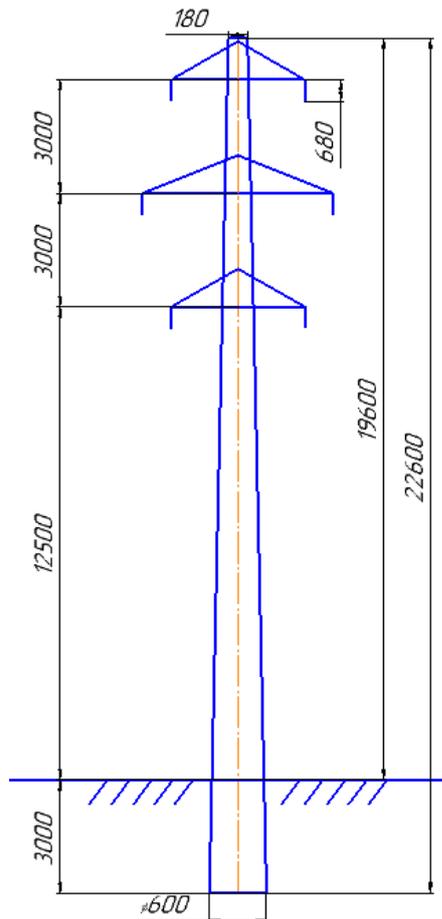


Рисунок 3.14 – Типовая промежуточная опора ПБ 35-4.1

3.12 Определение высоты приведенного центра тяжести провода

3.12.1 Определение наибольшей стрелы провеса провода

Согласно ПУЭ [2], наименьшее допускаемое расстояние от проводов до земли в ненаселённой местности доступной для транспорта и сельскохозяйственных машин при напряжении 35 кВ составляет $\Gamma=6$ м. Схема расположения проводов для определения стрел провеса представлена на рисунке 3.3.

Наименьшее расстояние по вертикали между тросом и проводом в середине пролета (Z_t) при температуре 15°C без ветра, требуемое ПУЭ, для опор ПБ 35-4 составляет 3,152 м. Данный габаритный пролет рассчитывается методом линейной интерполяции по значениям таблицы 3.4.

Данные для расчёта:

$H=19,6$ м – высота промежуточной опоры;

$\Delta h_{\text{трав}}=4$ м – расстояния между траверсами;

$\lambda=0,670$ м – длина гирлянды изоляторов (берём изолятор ЛК 70/35-АIV);

$h_1=12,5$ м – расстояние от земли до нижней траверсы;

$h_2=15,5$ м – расстояние от земли до средней траверсы;

$h_3=18,5$ м – расстояние от земли до верхней траверсы;

$\Gamma=6$ м – наименьшее расстояние от провода ВЛ до поверхности земли в ненаселённой местности, принятое по указаниям [2];

$\Delta h=0,25$ м – поправка на неровности почвы;

$f_{\text{п}}$ – наибольшая стрела провеса провода по формуле (3.2):

$$f_{\text{п}} = 12,5 - 0,68 - 6 - 0,25 = 5,57 \text{ м}$$

3.12.2 Средняя высота подвески провода

Для опор башенного типа [4] средняя высота подвески провода определяется по формуле (3.3) и равна:

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			62

$$h_{\text{ср}} = \frac{12,5 + 15,5 + 18,5}{3} - 0,584 = 14,916 \text{ м}$$

3.12.3 Высота приведённого центра тяжести проводов

Высота приведенного центра тяжести для провода определяется в соответствии с [4] по соотношению (3.4):

$$h_{\text{цт}}^{\text{прив}} = 14,916 - \frac{2}{3} \cdot 5,57 = 11,2 \text{ м}$$

Полученная величина приведённого центра тяжести необходима для расчёта ветровых нагрузок.

3.13 Определение погонных и приведённых удельных нагрузок на элементы воздушной линии

3.13.1 Нагрузка от собственного веса

Нагрузка от собственного веса провода определяется по формуле (3.6). Для провода марки АС 120/19 единичная нагрузка от собственного веса:

$$P_1 = 3,46 \cdot 10^{-3} \cdot 136,8 = 0,47 \text{ даН/м}$$

3.13.2 Единичная нагрузка от веса гололёда

Единичная нагрузка от веса гололёда определяется по формуле (3.7) и для провода АС 120/19 равна:

$$P_2 = 0,9 \cdot 3,14 \cdot 20 \cdot (20 + 15,2) \cdot 10^{-3} = 1,99 \text{ даН/м}$$

Удельная нагрузка от веса гололёда не может быть использована в расчетах проводов и поэтому не вычисляется.

3.13.3 Результативная весовая нагрузка провода с гололёдом

По данным формулам (3.8) и (3.9) результативная и удельная весовая нагрузки провода с гололёдом будут равны:

$$P_3 = 0,47 + 1,99 = 2,46 \text{ даН/м;}$$

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			63

$$\gamma_3 = \frac{2,46}{136,8} = 0,018 \frac{\text{даН}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2},$$

3.13.4 Единичная ветровая нагрузка провода без гололёда

Единичная нагрузка от ветра без гололеда по формуле (3.10).

Коэффициент зависимости k_1 от длины габаритного пролёта определяется с помощью метода линейной интерполяции по таблице 3.8. При длине габаритного пролёта $l=148$ м коэффициент $k_1= 1,052$.

Коэффициент зависимости k_h от высоты приведенного центра тяжести можно определить с помощью метода линейной интерполяции по таблице 3.9. Так как высота приведенного центра тяжести 11,2 м, k_h принимаем равным 1.

Следовательно, единичная нагрузка от ветра без гололёда:

$$P_4 = 0,783 \cdot 1,2 \cdot 50 \cdot 15,2 \cdot 1,052 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 0,75 \frac{\text{даН}}{\text{м}}$$

3.13.5 Единичная ветровая нагрузка на провод с гололёдом

Единичная ветровая нагрузка на провод с гололёдом по формуле (3.11) и равна:

$$P_5 = 1 \cdot 1,052 \cdot 1 \cdot 1,2 \cdot 12,5 \cdot (15,2 + 40) \cdot 10^{-3} = 0,87 \frac{\text{даН}}{\text{м}}$$

3.13.6 Результирующая нагрузка на провод при ветре без гололёда

Результирующая и удельная результирующая нагрузки на провод при ветре без гололеда определяются по формулам (3.12) и (3.13) и равны:

$$P_6 = \sqrt{0,75^2 + 0,47^2} = 0,88 \frac{\text{даН}}{\text{м}}$$

$$\gamma_6 = \frac{0,88}{136,8} = 0,0065 \frac{\text{даН}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2}$$

3.13.7 Результирующая нагрузка на провод при ветре с гололёдом

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			64

Результирующая и удельная результирующая нагрузки на провод при ветре без гололеда определяются по формулам (3.14) и (3.15) и в нашем случае равны:

$$P_7 = \sqrt{0,87^2 + 2,46^2} = 2,61 \frac{\text{даН}}{\text{м}}$$

$$\gamma_7 = \frac{2,61}{136,8} = 0,019 \frac{\text{даН}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2}$$

По результатам расчётов заполним таблицу 3.16.

Таблица 3.16 – Единичные и удельные нагрузки на провод

Нагрузка	P, даН/м	γ, даН/(м·мм ²)
P ₁ , γ ₁	0,473	0,00346
P ₂	1,989	-
P ₃ , γ ₃	2,462	0,018
P ₄	0,751	-
P ₅	0,871	-
P ₆ , γ ₆	0,888	0,0064
P ₇ , γ ₇	2,61	0,019

Вывод: из табл. 3.16 видно, что наибольшей нагрузкой является нагрузка P₇=2,6 даН/м, то есть нагрузка от ветра и веса провода с гололёдом.

3.14 Вычисление критических пролетов. Выбор исходного режима для расчёта провода

3.14.1 Уравнение состояния провода для опор ПБ 35-4.1. Определение критических пролетов

Уравнение состояния провода приведено под номером (3.16). По формуле (3.22) произведём расчёт первого критического пролёта:

$$l_{K1} = \frac{4,38 \cdot 13}{0,00346} \cdot \sqrt{\frac{19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8250 \cdot (-1,6 + 44) - 0,333 \cdot 13}{8250}} = 279,93 \text{ м}$$

С помощью формулы (3.23) произведём расчёт первого критического пролёта:

$$l_{к2} = 4,9 \cdot 13 \cdot \sqrt{\frac{19,2 \cdot 10^{-6} \cdot (-5 + 44)}{(0,019)^2 - (0,00346)^2}} = 92,81 \text{ м}$$

Третий критический пролёт найдём по формуле (3.24):

$$l_{к3} = \frac{4,9 \cdot 13}{0,00346} \cdot \sqrt{\frac{0,333 \cdot 13 - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8250 \cdot (-1,6 + 5)}{8250 \cdot \left[\left(\frac{0,019}{0,00346} \right)^2 - 2,25 \right]}} = 84,19 \text{ м}$$

Выполняется условие $l_{1кр} > l_{2кр} > l_{3кр}$, следовательно $l_{2кр}$ - расчётный пролёт; $[\sigma_{t, \min}]; [\sigma_{\max}]$ - исходные напряжения. Уравнение состояния провода в пролёте приобретёт вид (3.21).

3.14.2 Расчёт режимов провода для опоры ПБ 35-4.1

Расчет режимов провода произведен для разных сочетаний климатических условий (табл. 3.17). Параллельно с определением напряжений производится расчёт стрелы провеса по формуле (3.22). Основываясь на рекомендациях [4], примем длину рассчитываемого пролёта $l = 148 \text{ м}$. Полученные расчётные режимы провода сведём в таблицу 3.17.

Таблица 3.17 – Расчётные режимы провода АС 120/19

Расчетный режим, i	Сочетание климатических условий	Номер нагрузки, дан/м·мм ²
I	Провод покрыт гололёдом, $t_r = -5^\circ$ скоростной напор ветра $0,25q$	$\gamma_I = \gamma_7 = 0,019$
II	Провод покрыт гололёдом, $t_r = -5^\circ$, ветра нет, $q=0$	$\gamma_{II} = \gamma_3 = 0,018$
III	Скоростной напор ветра q , $t_r = -5^\circ$	$\gamma_{III} = \gamma_6 = 0,0064$
IV	Среднегодовая температура, $t_s = -1,6^\circ$ ветра и гололёда нет	$\gamma_{IV} = \gamma_1 = 0,00346$
V	Ветра и гололёда нет, $t_v = 15^\circ$	$\gamma_V = \gamma_1 = 0,00346$

Расчетный режим, i	Сочетание климатических условий	Номер нагрузки, дан/м·мм ²
VI	Ветра и гололёда нет, $t_{VI}=t_{min} = -44^{\circ}$	$\gamma_{VI} = \gamma_I = 0,00346$

Расчётный режим 1:

$$\sigma_1 - \frac{0,019^2 \cdot 8250 \cdot 148^2}{24 \cdot \sigma_1^2} = [13] - \frac{0,019^2 \cdot 8250 \cdot 148^2}{24 \cdot [13]^2} -$$

$$-19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8250 \cdot (-5 + 5);$$

$$\sigma_1 = 12,99 \frac{\text{дан}}{\text{мм}^2};$$

$$f_1 = \frac{0,019 \cdot 148^2}{8 \cdot 12,99} = 4,021 \text{ м}$$

Расчётный режим 2:

$$\sigma_2 - \frac{0,018^2 \cdot 8250 \cdot 148^2}{24 \cdot \sigma_2^2} = [13] - \frac{0,019^2 \cdot 8250 \cdot 148^2}{24 \cdot [13]^2} -$$

$$-19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8250 \cdot (-5 + 5);$$

$$\sigma_2 = 12,465 \frac{\text{дан}}{\text{мм}^2};$$

$$f_2 = \frac{0,018 \cdot 148^2}{8 \cdot 12,465} = 3,955 \text{ м}$$

Расчётный режим 3:

$$\sigma_3 - \frac{0,0064^2 \cdot 8250 \cdot 148^2}{24 \cdot \sigma_3^2} = [13] - \frac{0,019^2 \cdot 8250 \cdot 148^2}{24 \cdot [13]^2} -$$

$$-19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8250 \cdot (-5 + 5);$$

$$\sigma_3 = 5,98 \frac{\text{дан}}{\text{мм}^2};$$

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			67

$$f_3 = \frac{0,0064 \cdot 148^2}{8 \cdot 5,89} = 3,016 \text{ м}$$

Расчётный режим 4:

$$\sigma_4 - \frac{0,00346^2 \cdot 8250 \cdot 148^2}{24 \cdot \sigma_4^2} = [13] - \frac{0,019^2 \cdot 8250 \cdot 148^2}{24 \cdot [13]^2} -$$

$$-19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8250 \cdot (-1,6 + 5);$$

$$\sigma_4 = 3,51 \frac{\text{дан}}{\text{мм}^2};$$

$$f_4 = \frac{0,00346 \cdot 148^2}{8 \cdot 3,51} = 2,69 \text{ м}$$

Расчётный режим 5:

$$\sigma_5 - \frac{0,00346^2 \cdot 8250 \cdot 148^2}{24 \cdot \sigma_5^2} = [13] - \frac{0,019^2 \cdot 8250 \cdot 148^2}{24 \cdot [13]^2} -$$

$$-19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8250 \cdot (15 + 5);$$

$$\sigma_5 = 3,08 \frac{\text{дан}}{\text{мм}^2};$$

$$f_5 = \frac{0,00346 \cdot 148^2}{8 \cdot 3,08} = 3,075 \text{ м}$$

Расчётный режим 6:

$$\sigma_6 - \frac{0,00346^2 \cdot 8250 \cdot 148^2}{24 \cdot \sigma_6^2} = [13] - \frac{0,019^2 \cdot 8250 \cdot 148^2}{24 \cdot [13]^2} -$$

$$-19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8250 \cdot (-44 + 5);$$

$$\sigma_6 = 3,69 \frac{\text{дан}}{\text{мм}^2};$$

$$f_6 = \frac{0,00346 \cdot 148^2}{8 \cdot 3,69} = 2,56 \text{ м}$$

Расчётный режим 7:

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			68

$$\sigma_7 - \frac{0,00346^2 \cdot 8250 \cdot 148^2}{24 \cdot \sigma_7^2} = [13] - \frac{0,019^2 \cdot 8250 \cdot 148^2}{24 \cdot [13]^2} -$$

$$-19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8250 \cdot (33 + 5);$$

$$\sigma_7 = 2,74 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2};$$

$$f_7 = \frac{0,00346 \cdot 148^2}{8 \cdot 2,74} = 2,457 \text{ м}$$

Результаты расчета режимов провода сведём в таблицу 3.18.

Таблица 3.18 – Режимы провода

Номер режима	$\sigma_i \leq 13, \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}$	$f_i \leq 5,57, \text{ м}$
1	12,9999	4,021942
2	12,46353	3,954951
3	5,89161	3,016354
4	3,514125	2,695829
5	3,08103	3,074777
6	3,68982	2,567464
7	2,740068	3,457389

Согласно результатам расчета, механические напряжения и стрелы провиса провода не превышают предельно допустимых значений во всех режимах, то есть при всех сочетаниях климатических условий условия жёсткости и прочности выполняются.

3.14.3 Определение критической температуры проводов

Критическая температура провода

$$t_{\text{кр}} = -5 + \frac{13}{19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8250} \cdot \left(1 - \frac{0,00346}{0,019}\right) = 62^\circ$$

Так как $t_{\text{кр}} > t_{\text{max}}$, то в соответствии с [4] наибольшая стрела провиса будет при гололеде.

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			69

3.15 Выбор изоляторов по условиям механической прочности. Выбор изоляторов для поддерживающих гирлянд провод

Поддерживающие гирлянды воспринимают нагрузку от веса провода и от собственного веса, и в соответствии с [4] выбираются по формулам (3.24) и (3.25):

Расчетные значения электромеханической разрушающей нагрузки для ЛЭП 35 кВ на железобетонных опорах с проводом марки АС 120/19:

$$A_1 = 2,7 \cdot (2,61 \cdot 185 + 20) = 1357,695 \text{ даН,}$$

$$A_2 = 5 \cdot (0,47 \cdot 185 + 20) = 534,75 \text{ даН,}$$

Выбираем полимерный изолятор марки ЛК 70/35-АVI, паспортные данные которого указаны в таблице 3.11 и внешний вид представлен на рисунке 3.10.

3.15.1 Выбор изоляторов для натяжных гирлянд провода

Выбор типа изоляторов для натяжных гирлянд, воспринимающих нагрузку от тяжения проводов и собственного веса гирлянды, производится по формулам (3.26) и (3.27):

$$A_1 = 2,7 \cdot \sqrt{(13 \cdot 136,8)^2 + \left(\frac{2,61 \cdot 185}{2} + 20\right)^2} = 4853,283 \text{ даН,}$$

$$A_2 = 5 \cdot \sqrt{(8,7 \cdot 136,8)^2 + \left(\frac{0,47 \cdot 185}{2} + 20\right)^2} = 5959,257 \text{ даН,}$$

Выбираем натяжную гирлянду из изоляторов типа ЛК70/35-АVI, изображение которого представлено на рисунке 3.10.

3.16 Выбор арматуры для поддерживающих гирлянд

В состав поддерживающей гирлянды входят элементы, указанные в таблице 3.12.

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			70

3.17 Построение монтажного графика

Уравнение связи состояний провода для построения монтажного графика примет вид:

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{\text{МОНТ}}^2} = \sigma_1 - \frac{\gamma_{\text{ИСХ}}^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{\text{ИСХ}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{\text{МОНТ}} - t_{\text{ИСХ}})$$

Общие уравнения для всех режимов:

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{0,00346^2 \cdot 148^2 \cdot 8250}{24 \cdot \sigma_{\text{МОНТ}}^2} &= \\ &= 13 - \frac{0,019^2 \cdot 148^2 \cdot 8250}{24 \cdot 13^2} - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8250 \cdot (t_{\text{МОНТ}} + 5) \end{aligned}$$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{90,14}{\sigma_{\text{МОНТ}}^2} = -3,25 - 0,158 \cdot (t_{\text{МОНТ}} + 5)$$

$$T_{\text{МОНТ}} = \sigma_{\text{МОНТ}} \cdot 136,8$$

$$f_{\text{МОНТ}} = \frac{0,00346 \cdot 148^2}{8 \cdot \sigma_{\text{МОНТ}}} = \frac{9,47}{\sigma_{\text{МОНТ}}}$$

Режим 1: $t = -40^\circ\text{C}$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{90,14}{\sigma_{\text{МОНТ}}^2} = -3,25 - 0,158 \cdot (-40 + 5)$$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} = 5,39 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}$$

$$T_{\text{МОНТ}} = 5,39 \cdot 136,8 = 736,9 \text{ даН}$$

$$f_{\text{МОНТ}} = \frac{9,47}{5,39} = 1,76 \text{ м}$$

Режим 2: $t = -30^\circ\text{C}$

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			71

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{90,14}{\sigma_{\text{МОНТ}}^2} = -3,25 - 0,158 \cdot (-30 + 5)$$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} = 4,73 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}$$

$$T_{\text{МОНТ}} = 4,73 \cdot 136,8 = 647,013 \text{ даН}$$

$$f_{\text{МОНТ}} = \frac{9,47}{4,73} = 2 \text{ м}$$

Режим 3: $t = -20^\circ\text{C}$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{90,14}{\sigma_{\text{МОНТ}}^2} = -3,25 - 0,158 \cdot (-20 + 5)$$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} = 4,21 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}$$

$$T_{\text{МОНТ}} = 4,21 \cdot 136,8 = 575,76 \text{ даН}$$

$$f_{\text{МОНТ}} = \frac{9,47}{4,21} = 2,25 \text{ м}$$

Режим 4: $t = -10^\circ\text{C}$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{90,14}{\sigma_{\text{МОНТ}}^2} = -3,25 - 0,158 \cdot (-10 + 5)$$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} = 3,8 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}$$

$$T_{\text{МОНТ}} = 3,8 \cdot 136,8 = 519,28 \text{ даН}$$

$$f_{\text{МОНТ}} = \frac{9,47}{3,8} = 2,5 \text{ м}$$

Режим 5: $t = -1,6^\circ\text{C}$

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			72

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{90,14}{\sigma_{\text{МОНТ}}^2} = -3,25 - 0,158 \cdot (-1,6 + 5)$$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} = 3,51 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}$$

$$T_{\text{МОНТ}} = 3,51 \cdot 136,8 = 480,68 \text{ даН}$$

$$f_{\text{МОНТ}} = \frac{9,47}{3,51} = 2,7 \text{ м}$$

Режим 6: $t = 10^\circ\text{C}$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{90,14}{\sigma_{\text{МОНТ}}^2} = -3,25 - 0,158 \cdot (10 + 5)$$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} = 3,2 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}$$

$$T_{\text{МОНТ}} = 3,2 \cdot 136,8 = 437,4 \text{ даН}$$

$$f_{\text{МОНТ}} = \frac{9,47}{3,2} = 2,96 \text{ м}$$

Режим 7: $t = 15^\circ\text{C}$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{90,14}{\sigma_{\text{МОНТ}}^2} = -3,25 - 0,158 \cdot (15 + 5)$$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} = 3,08 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}$$

$$T_{\text{МОНТ}} = 3,08 \cdot 136,8 = 421,57 \text{ даН}$$

$$f_{\text{МОНТ}} = \frac{9,47}{3,08} = 3,07 \text{ м}$$

Режим 8: $t = 20^\circ\text{C}$

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			73

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{90,14}{\sigma_{\text{МОНТ}}^2} = -3,25 - 0,158 \cdot (20 + 5)$$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} = 2,98 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}$$

$$T_{\text{МОНТ}} = 2,98 \cdot 136,8 = 407,15 \text{ даН}$$

$$f_{\text{МОНТ}} = \frac{9,47}{2,98} = 3,18 \text{ м}$$

Режим 9: $t = 30^\circ\text{C}$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{90,14}{\sigma_{\text{МОНТ}}^2} = -3,25 - 0,158 \cdot (30 + 5)$$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} = 2,8 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}$$

$$T_{\text{МОНТ}} = 2,8 \cdot 136,8 = 381,82 \text{ даН}$$

$$f_{\text{МОНТ}} = \frac{9,47}{2,8} = 3,4 \text{ м}$$

Режим 10: $t = 40^\circ\text{C}$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{90,14}{\sigma_{\text{МОНТ}}^2} = -3,25 - 0,158 \cdot (40 + 5)$$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} = 2,79 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}$$

$$T_{\text{МОНТ}} = 2,79 \cdot 136,8 = 360,3 \text{ даН}$$

$$f_{\text{МОНТ}} = \frac{9,47}{2,79} = 3,6 \text{ м}$$

Результаты расчетов заносятся в таблицу 3.19.

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			74

Таблица 3.19 - Результаты расчётов монтажной таблицы

Температура монтажа, $t_{\text{монт}}, \text{C}^\circ$	Напряжение монтажа, $\sigma_{\text{монт}}, \text{Дан/мм}^2$	Тяжение при монтаже, $T_{\text{монт}}, \text{даН}$	Стрела провеса при монтаже, $f_{\text{монт}}, \text{м}$
-40	5,39	736,9	1,76
-30	4,73	647,013	2
-20	4,21	575,76	2,25
-10	3,8	519,28	2,45
-1,6	3,51	480,68	2,7
10	3,2	437,4	2,96
15	3,08	421,57	3,07
20	2,97	407,15	3,2
30	2,8	381,82	3,4
40	2,6	360,3	3,6

По данным этой таблицы строят монтажные графики (рис. 3.15). Для большей выразительности графиков желательно начало вертикальной шкалы каждого из них начинать не с нуля.

В условиях монтажа величина $f_{\text{монт}}$ в пролете устанавливается с помощью либо мерных реек, либо геодезических приборов. Другим способом обеспечения заданной величины $\sigma_{\text{монт}}$ в проводе является растяжка его лебедкой или трактором через динамометр, по которому определяется величина натяжения провода $T_{\text{монт}}$, соответствующая $f_{\text{монт}}$ и $\sigma_{\text{монт}}$ для данной $t_{\text{монт}}$.

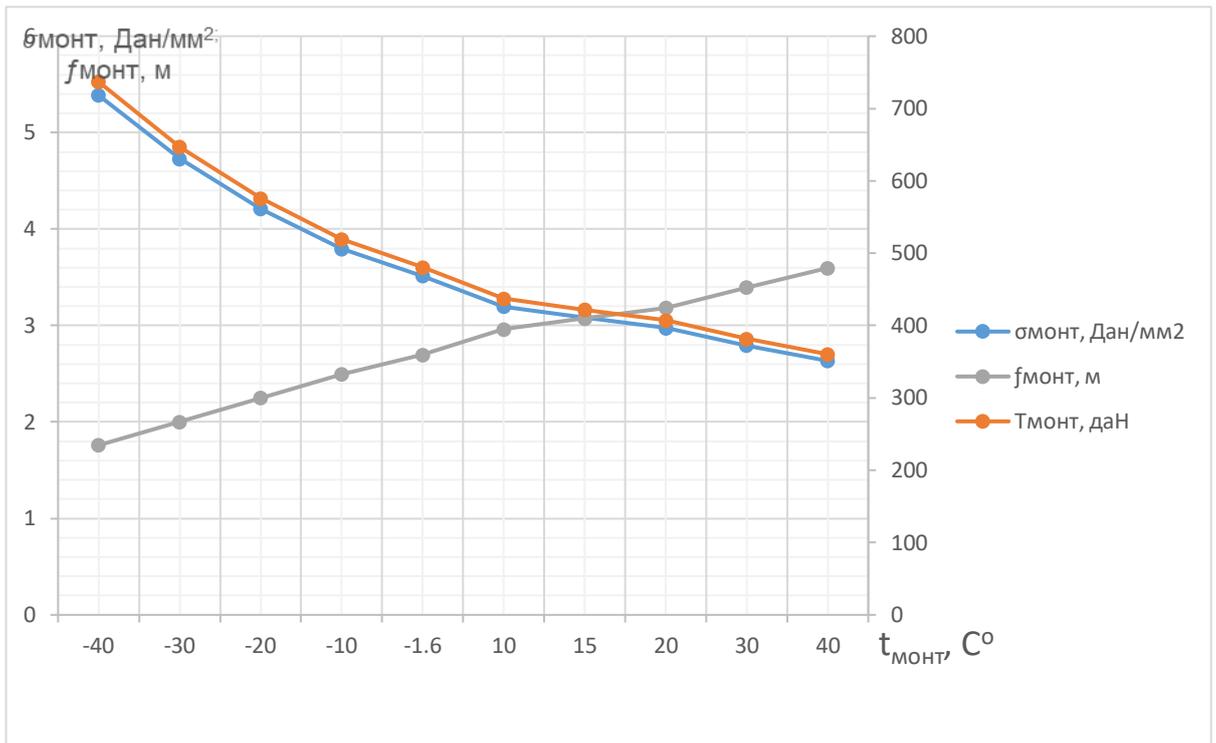


Рисунок 3.15 – монтажные графики для провода АС 120/19

3.18 Расстановка опор по профилю трассы. Построение разбивочного шаблона

Разбивочный шаблон представляет собой три одинаковых квадратичных параболы, сдвинутых по вертикали и для провода АС 120/19 на железобетонных опорах он приведен на рисунке 3.16.

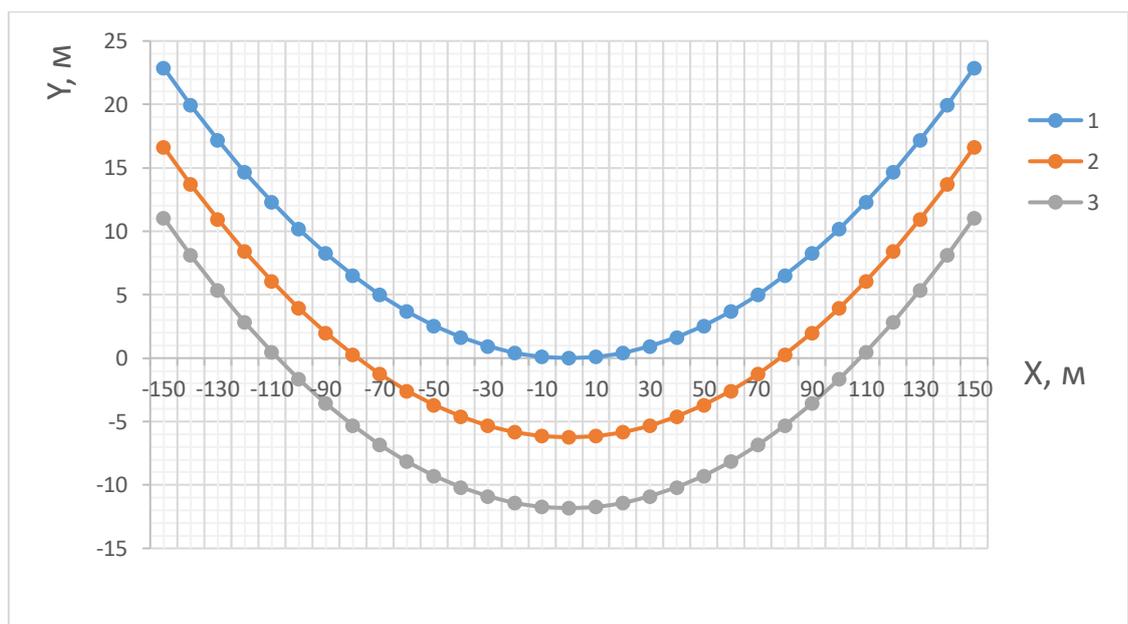


Рисунок 3.16 – Разбивочный шаблон

- 1 – кривая максимального провисания провода в вертикальной плоскости;
- 2 – габаритная кривая;
- 3 – земляная кривая.

Кривая 1 строится по формуле (3.28). Коэффициент шаблона определяется по формуле (3.29) и равен:

$$K_{ш} = \frac{4 \cdot 5,57 \cdot 10^4}{148^2} = 10,17 \text{ м}$$

Габаритная кривая сдвинута относительно кривой 1 по вертикали вниз на величину $h_{габ}$, определяемую по формуле (3.30) и равна:

$$h_{габ} = 6 + 0,25 = 6,25 \text{ м}$$

Земляная кривая сдвинута по вертикали вниз относительно кривой 1 на величину h_0 , определяемую по формуле (3.31) для нашего случая:

$$h_0 = 12,5 - 0,670 = 11,83 \text{ м}$$

Разбивочный шаблон строится по данным, представленным в табл. 3.20.

Таблица 3.20 – Расчётные данные для разбивочного шаблона

X	0	10	20	30	40	50	60
Y	0	0,101717	0,406866	0,915449	1,627465	2,542915	3,661797

Согласно [7] при расстановке опор по профилю трассы необходимо выполнять правила, приведённые в пункте 3.8.1.

На рисунке 3.17 представлена предлагаемая расстановка опор по профилю трассы.

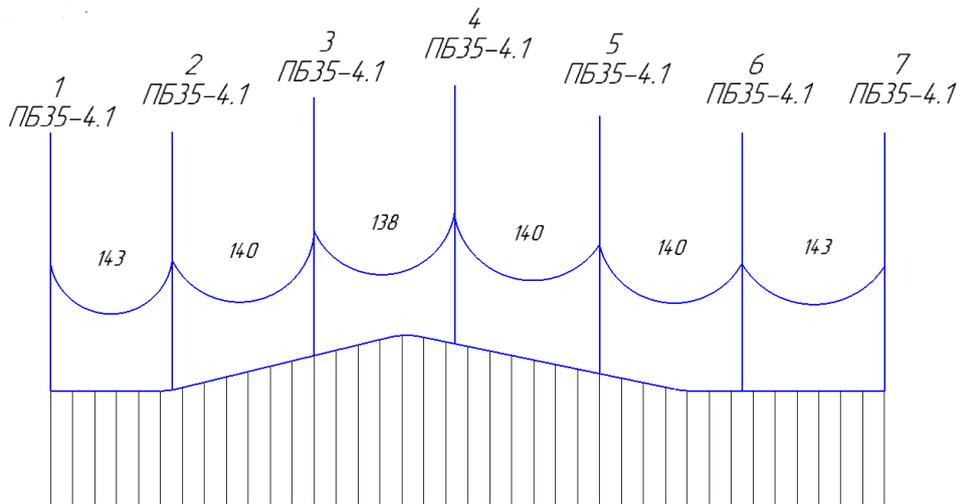


Рисунок 3.17 – Расстановка опор по профилю трассы

3.18.1 Проверка правильности расстановки опор

При правильной расстановке опор по профилю трассы должны выполняться следующие условия [4], приведённые в пункте 3.8.2. Для варианта с железобетонными опорами и проводом АС 120/19:

– ветровой пролет по формуле (3.32):

$$l_{\text{ветр}} = \frac{143 + 140}{2} = 141,5 \text{ м}$$

Отсюда следует, условие (3.32) выполняется.

– весовой пролет по формуле (3.33):

Значение $l_{\text{вес}} = 185 \text{ м}$ для опоры ПБ35-4.1, отсюда делаем вывод, что условие (3.33) выполняется.

При различных значениях пролетов в пределах анкерного участка линии в проводах устанавливается напряжение, соответствующее значению приведенного пролета, рассчитываемое по формуле (3.34):

$$l_{\text{пр}} = 140,7 \text{ м}$$

Причем разница между приведенным пролетом и заданным определяется по формуле (3.35):

$$\Delta = \left| \frac{140,7 - 148}{140,7} \right| \cdot 100 = 5,18 \%$$

Следовательно, расстановка опор произведена правильно.

3.19 Общие сведения о стальных решётчатых опорах

Металлические решётчатые опоры широко используются для линий электропередач напряжением 35-1150 кВ. Предназначены для местности в I-V климатических гололёдно-ветровых районах. Выдерживают температуру окружающего воздуха до -65°C. Выполняются из стального проката марки С345 (низколегированная) или марки С245 (углеродистая) в соответствии с ГОСТ 27772-88. Антикоррозионная защита выполняется при помощи горячего оцинкования, цинконаполненного композитного покрытия, или грунтовки. Закрепление стальных опор в грунте производится путем их установки на предложенный проектировщиком фундамент.

Стальные решётчатые опоры – это надёжные сварные конструкции, выдерживающие большие механические нагрузки, большое количество проводов и, соответственно, имеют высокую механическую прочность. Лёгкие в обслуживании, ремонтпригодны и просты в изготовлении. Срок службы в оцинкованном исполнении до 40 лет.

Однако, чем больший класс напряжения опоры, тем она выше и занимает большую площадь. Из-за того, что опоры целиком состоят из металла, они подвержены коррозии и влиянию агрессивных веществ, содержащихся в атмосфере. Так же данный вид опор отличается низкой вандалоустойчивостью и отмечены случаи катастрофического разрушения – скручивания опор.

Затраты на транспортировку стальных решётчатых опор, предварительно собранных на заводе-изготовителе, сильно увеличиваются, из-за больших габаритов и массы конструкции. Если же опоры сваривать на месте, то увеличится время строительства всей линии. Транспортировка грибовидных

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			79

подножников, опорных плит, песчано-гравийной смеси может составлять до 20 % от стоимости готовой опоры.

Несмотря на недостатки стальные решётчатые опоры широко применяется во многих странах, связывая большие расстояния и проводя огромные мощности.

3.19.1 Характеристики типовой промежуточной опоры

В соответствии с [5], для строительства линии в качестве массовой промежуточной опоры выбираем унифицированную стальную двухцепную свободностоящую стальную решётчатую опору типа П 35-2. Для заданных климатических условий и выбранного провода опоры имеют следующие характеристики, представленные в таблице 3.21.

Таблица 3.21 – Физико-механические характеристики железобетонных опор

Тип опоры	Заданные условия			Расчетные пролеты, м		
	Провод	Район по гололеду	Район по ветровой нагрузке	Габаритный	Ветровой	Весовой
П35-2	А/С 120/19	III	II	195	290	255

Конструкция опоры типа П35-2 представлена на рис. 3.18 по действующим каталогам ООО «Сибирский Завод Металлоконструкций – ГлобалСталь» [9].

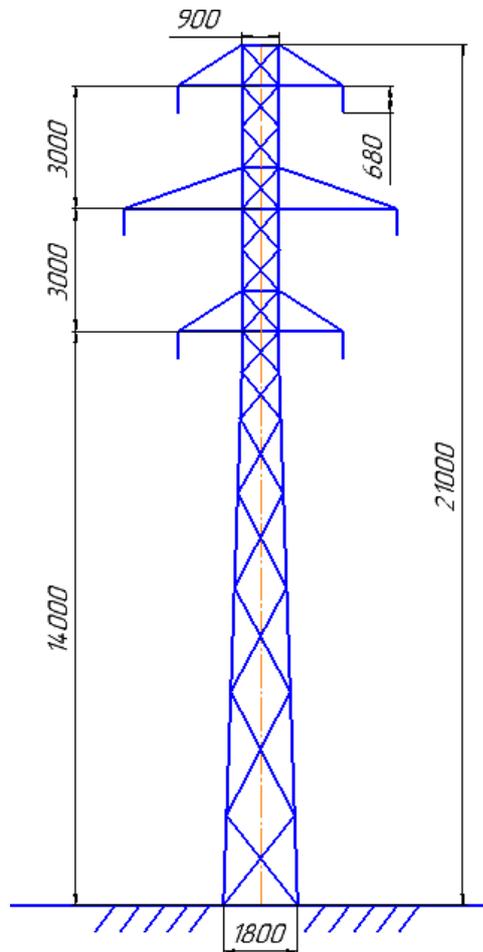


Рисунок 3.18 – Типовая промежуточная опора ПЗ5-2

3.20 Определение высоты приведенного центра тяжести провода

3.20.1 Определение наибольшей стрелы провеса провода

Согласно ПУЭ [2], наименьшее допускаемое расстояние от проводов до земли в ненаселённой местности доступной для транспорта и сельскохозяйственных машин при напряжении 35 кВ составляет $\Gamma=6$ м. Схема расположения проводов для определения стрел провеса представлена на рисунке 3.3.

Наименьшее расстояние по вертикали между тросом и проводом в середине пролета (Z_t) при температуре 15°C без ветра, требуемое ПУЭ, для опор ПЗ5-2 составляет 4,6м. Данный габаритный пролет рассчитывается методом линейной интерполяции по значениям таблицы 3.4.

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			81

Данные для расчёта:

$H = 21$ м – высота промежуточной опоры;

$\Delta h_{\text{трав}} = 4$ м – расстояния между траверсами;

$\lambda = 0,670$ м – длина гирлянды изоляторов (берём изолятор ЛК 70/35-АIV);

$h_1 = 14$ м – расстояние от земли до нижней траверсы;

$h_2 = 17$ м – расстояние от земли до средней траверсы;

$h_3 = 20$ м – расстояние от земли до верхней траверсы;

$\Gamma = 6$ м – наименьшее расстояние от провода ВЛ до поверхности земли в ненаселённой местности [2];

$\Delta h = 0,25$ м – поправка на неровности почвы;

f_{Π} – наибольшая стрела провеса провода по формуле (3.2):

$$f_{\Pi} = 14 - 0,68 - 6 - 0,25 = 7,07 \text{ м}$$

3.20.2 Средняя высота подвески провода

Для опор башенного типа [4] средняя высота подвески провода определяется по формуле (3.3) и равна:

$$h_{\text{ср}} = \frac{14 + 17 + 20}{3} - 0,680 = 16,32 \text{ м}$$

3.20.3 Высота приведённого центра тяжести проводов

Высота приведенного центра тяжести для провода определяется в соответствии с [4] по соотношению (3.4):

$$h_{\text{цт}}^{\text{прив}} = 16,32 - \frac{2}{3} \cdot 7,07 = 11,61 \text{ м}$$

Полученная величина приведённого центра тяжести необходима для расчёта ветровых нагрузок.

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			82

3.21 Определение погонных и приведённых удельных нагрузок на элементы воздушной линии

3.21.1 Нагрузка от собственного веса

Нагрузка от собственного веса провода определяется по формуле (3.6). Для провода марки АС 120/19 единичная нагрузка от собственного веса:

$$P_1 = 3,46 \cdot 10^{-3} \cdot 136,8 = 0,47 \text{ даН/м}$$

3.21.2 Единичная нагрузка от веса гололёда

Единичная нагрузка от веса гололёда определяется по формуле (3.7) и для провода АС 120/19 равна:

$$P_2 = 0,9 \cdot 3,14 \cdot 20 \cdot (20 + 15,2) \cdot 10^{-3} = 1,99 \text{ даН/м}$$

Удельная нагрузка от веса гололёда не может быть использована в расчетах проводов и поэтому не вычисляется.

3.21.3 Результативная весовая нагрузка провода с гололёдом

По данным формулам (3.8) и (3.9) результативная и удельная весовая нагрузки провода с гололёдом будут равны:

$$P_3 = 0,47 + 1,99 = 2,46 \text{ даН/м};$$

$$\gamma_3 = \frac{2,46}{136,8} = 0,018 \frac{\text{даН}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2},$$

3.21.4 Единичная ветровая нагрузка провода без гололёда

Единичная нагрузка от ветра без гололеда рассчитывается по формуле (3.10).

Коэффициент зависимости k_1 от длины габаритного пролёта определяется с помощью метода линейной интерполяции по таблице 3.8. При длине габаритного пролёта $l=195$ м коэффициент $k_1=1,0275$.

Коэффициент зависимости k_h от высоты приведенного центра тяжести можно определить с помощью метода линейной интерполяции по таблице 3.9. Так как высота приведенного центра тяжести 11,61м, k_h принимаем равным 1.

Следовательно, единичная нагрузка от ветра без гололёда:

$$P_4 = 0,783 \cdot 1,2 \cdot 50 \cdot 15,2 \cdot 1,0275 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 0,73 \frac{\text{даН}}{\text{м}}$$

3.21.5 Единичная ветровая нагрузка на провод с гололёдом

Единичная ветровая нагрузка на провод с гололёдом по формуле (3.11) и равна:

$$P_5 = 1 \cdot 1,0275 \cdot 1 \cdot 1,2 \cdot 12,5 \cdot (15,2 + 40) \cdot 10^{-3} = 0,85 \frac{\text{даН}}{\text{м}}$$

3.21.6 Результирующая нагрузка на провод при ветре без гололёда

Результирующая и удельная результирующая нагрузки на провод при ветре без гололеда определяются по формулам (3.12) и (3.13) и равны:

$$P_6 = \sqrt{0,73^2 + 0,47^2} = 0,873 \frac{\text{даН}}{\text{м}}$$

$$\gamma_6 = \frac{0,873}{136,8} = 0,00638 \frac{\text{даН}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2}$$

3.21.7 Результирующая нагрузка на провод при ветре с гололёдом

Результирующая и удельная результирующая нагрузки на провод при ветре без гололеда определяются по формулам (3.14) и (3.15) и равны:

$$P_7 = \sqrt{0,85^2 + 2,46^2} = 2,606 \frac{\text{даН}}{\text{м}}$$

$$\gamma_7 = \frac{2,606}{136,8} = 0,01905 \frac{\text{даН}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2}$$

По результатам расчётов заполним таблицу 3.22.

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			84

Таблица 3.22 – Единичные и удельные нагрузки на провод

Нагрузка	P, даН/м	γ, даН/(м·мм ²)
P ₁ , γ ₁	0,473	0,00346
P ₂	1,989	-
P ₃ , γ ₃	2,46	0,018
P ₄	0,735	-
P ₅	0,85	-
P ₆ , γ ₆	0,873	0,00638
P ₇ , γ ₇	2,606	0,019047

Вывод: из табл. 3.22 видно, что наибольшей нагрузкой является нагрузка P₇=2,606 даН/м, то есть нагрузка от ветра и веса провода с гололёдом.

3.22 Вычисление критических пролетов. Выбор исходного режима для расчёта провода

3.22.1 Уравнение состояния провода для опор ПБ 35-4.1. Определение критических пролетов

Уравнение состояния провода приведено под номером (3.16). По формуле (3.22) произведём расчёт первого критического пролёта:

$$l_{к1} = \frac{4,38 \cdot 13}{0,00346} \cdot \sqrt{\frac{19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8250 \cdot (-1,6 + 44) - 0,333 \cdot 13}{8250}} = 279,93 \text{ м}$$

С помощью формулы (3.23) произведём расчёт первого критического пролёта:

$$l_{к2} = 4,9 \cdot 13 \cdot \sqrt{\frac{19,2 \cdot 10^{-6} \cdot (-5 + 44)}{(0,019047)^2 - (0,00346)^2}} = 93,064 \text{ м}$$

Третий критический пролёт найдём по формуле (3.24):

$$l_{к3} = \frac{4,9 \cdot 13}{0,00346} \cdot \sqrt{\frac{0,333 \cdot 13 - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8250 \cdot (-1,6 + 5)}{8250 \cdot \left[\left(\frac{0,0190547}{0,00346} \right)^2 - 2,25 \right]}} = 84,43 \text{ м}$$

Выполняется условие $l_{1кр} > l_{2кр} > l_{3кр}$, следовательно $l_{2кр}$ - расчётный пролёт; $[\sigma_{t_{min}}]; [\sigma_{max}]$ - исходные напряжения. Уравнение состояния провода в пролёте приобретёт вид (3.21).

3.22.2 Расчёт режимов провода для опоры П 35-2

Расчет режимов провода произведен для разных сочетаний климатических условий (табл. 3.23). Параллельно с определением напряжений производится расчёт стрелы провеса по формуле (3.22). Основываясь на рекомендациях [4], примем длину рассчитываемого пролёта $l = 200$ м. Полученные расчётные режимы провода сведём в таблицу 3.23.

Таблица 3.23 – Расчётные режимы провода АС 120/19

Расчетный режим, i	Сочетание климатических условий	Номер нагрузки, дан/м.мм ²
I	Провод покрыт гололёдом, $t_r = -5^\circ$ скоростной напор ветра 0,25q	$\gamma_I = \gamma_7 = 0,019047$
II	Провод покрыт гололёдом, $t_r = -5^\circ$, ветра нет, $q=0$	$\gamma_{II} = \gamma_3 = 0,018$
III	Скоростной напор ветра q, $t_r = -5^\circ$	$\gamma_{III} = \gamma_6 = 0,00638$
IV	Среднегодовая температура, $t_s = -1,6^\circ$ ветра и гололёда нет	$\gamma_{IV} = \gamma_1 = 0,00346$
V	Ветра и гололёда нет, $t_v = 15^\circ$	$\gamma_V = \gamma_1 = 0,00346$
VI	Ветра и гололёда нет, $t_{VI} = t_{min} = -44^\circ$	$\gamma_{VI} = \gamma_1 = 0,00346$

Расчётный режим 1:

$$\sigma_1 - \frac{0,019047^2 \cdot 8250 \cdot 195^2}{24 \cdot \sigma_1^2} = [13] - \frac{0,019047^2 \cdot 8250 \cdot 195^2}{24 \cdot [13]^2} -$$

$$-19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8250 \cdot (-5 + 5);$$

$$\sigma_1 = 12,99 \frac{\text{дан}}{\text{мм}^2};$$

$$f_1 = \frac{0,019047 \cdot 195^2}{8 \cdot 12,99} = 6,97 \text{ м}$$

Расчётный режим 2:

$$\sigma_2 - \frac{0,018^2 \cdot 8250 \cdot 195^2}{24 \cdot \sigma_2^2} = [13] - \frac{0,019047^2 \cdot 8250 \cdot 195^2}{24 \cdot [13]^2} -$$

$$-19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8250 \cdot (-5 + 5);$$

$$\sigma_2 = 12,417 \frac{\text{дан}}{\text{мм}^2};$$

$$f_2 = \frac{0,018 \cdot 195^2}{8 \cdot 12,417} = 6,89 \text{ м}$$

Расчётный режим 3:

$$\sigma_3 - \frac{0,00638^2 \cdot 8250 \cdot 195^2}{24 \cdot \sigma_3^2} = [13] - \frac{0,019047^2 \cdot 8250 \cdot 195^2}{24 \cdot [13]^2} -$$

$$-19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8250 \cdot (-5 + 5);$$

$$\sigma_3 = 5,135 \frac{\text{дан}}{\text{мм}^2};$$

$$f_3 = \frac{0,00638 \cdot 195^2}{8 \cdot 5,135} = 5,91 \text{ м}$$

Расчётный режим 4:

$$\sigma_4 - \frac{0,00346^2 \cdot 8250 \cdot 195^2}{24 \cdot \sigma_4^2} = [13] - \frac{0,019047^2 \cdot 8250 \cdot 195^2}{24 \cdot [13]^2} -$$

$$-19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8250 \cdot (-1,6 + 5);$$

$$\sigma_4 = 2,91 \frac{\text{дан}}{\text{мм}^2};$$

$$f_4 = \frac{0,00346 \cdot 195^2}{8 \cdot 2,91} = 5,65 \text{ м}$$

Расчётный режим 5:

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			87

$$\sigma_5 - \frac{0,00346^2 \cdot 8250 \cdot 195^2}{24 \cdot \sigma_5^2} = [13] - \frac{0,019047^2 \cdot 8250 \cdot 195^2}{24 \cdot [13]^2} -$$

$$-19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8250 \cdot (15 + 5);$$

$$\sigma_5 = 2,73 \frac{\text{дан}}{\text{мм}^2};$$

$$f_5 = \frac{0,00346 \cdot 195^2}{8 \cdot 2,73} = 6,02 \text{ м}$$

Расчётный режим 6:

$$\sigma_6 - \frac{0,00346^2 \cdot 8250 \cdot 195^2}{24 \cdot \sigma_6^2} = [13] - \frac{0,019047^2 \cdot 8250 \cdot 195^2}{24 \cdot [13]^2} -$$

$$-19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8250 \cdot (-44 + 5);$$

$$\sigma_6 = 3,55 \frac{\text{дан}}{\text{мм}^2};$$

$$f_6 = \frac{0,00346 \cdot 195^2}{8 \cdot 3,55} = 24,635 \text{ м}$$

Расчётный режим 7:

$$\sigma_7 - \frac{0,00346^2 \cdot 8250 \cdot 195^2}{24 \cdot \sigma_7^2} = [13] - \frac{0,019047^2 \cdot 8250 \cdot 195^2}{24 \cdot [13]^2} -$$

$$-19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8250 \cdot (33 + 5);$$

$$\sigma_7 = 2,57 \frac{\text{дан}}{\text{мм}^2};$$

$$f_7 = \frac{0,00346 \cdot 195^2}{8 \cdot 2,57} = 6,39 \text{ м}$$

Результаты расчета режимов провода сведём в таблицу 3.24.

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			88

Таблица 3.24 – Режимы провода

Номер режима	$\sigma_i \leq 13, \text{ даН} / \text{мм}^2$	$f_i \leq 7,07, \text{ м}$
1	12,99	6,97
2	12,42	6,89
3	5,14	5,91
4	2,91	5,65
5	2,73	6,02
6	3,55	4,63
7	2,57	6,39

Согласно результатам расчета, механические напряжения и стрелы провиса провода не превышают предельно допустимых значений во всех режимах, то есть при всех сочетаниях климатических условий условия жёсткости и прочности выполняются.

3.22.3 Определение критической температуры проводов

Критическая температура провода

$$t_{кр} = -5 + \frac{13}{19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8250} \cdot \left(1 - \frac{0,00346}{0,019047}\right) = 62^\circ$$

Так как $t_{кр} > t_{max}$, то в соответствии с [4] наибольшая стрела провиса будет при гололеде.

3.23 Выбор изоляторов по условиям механической прочности. Выбор изоляторов для поддерживающих гирлянд провод

Поддерживающие гирлянды воспринимают нагрузку от веса провода и от собственного веса, и в соответствии с [4] выбираются по формулам (3.24) и (3.25):

Расчетные значения электромеханической разрушающей нагрузки для ЛЭП 35 кВ на железобетонных опорах с проводом марки АС 120/19:

$$A_1 = 2,7 \cdot (2,605 \cdot 255 + 20) = 1850,985 \text{ даН,}$$

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			89

$$A_2 = 5 \cdot (0,47 \cdot 255 + 20) = 699,25 \text{ даН},$$

Выбираем полимерный изолятор марки ЛК 70/35-АVI, паспортные данные которого указаны в таблице 3.11 и внешний вид представлен на рисунке 3.10.

3.23.1 Выбор изоляторов для натяжных гирлянд провода

Выбор типа изоляторов для натяжных гирлянд, воспринимающих нагрузку от тяжения проводов и собственного веса гирлянды, производится по формулам (3.26) и (3.27):

$$A_1 = 2,7 \cdot \sqrt{(13 \cdot 136,8)^2 + \left(\frac{2,605 \cdot 255}{2} + 20\right)^2} = 4894,905 \text{ даН},$$

$$A_2 = 5 \cdot \sqrt{(8,7 \cdot 136,8)^2 + \left(\frac{0,47 \cdot 255}{2} + 20\right)^2} = 5964,203 \text{ даН},$$

Выбираем натяжную гирлянду из изоляторов типа ЛК70/35-АVI, изображение которого представлено на рисунке 3.10.

3.24 Выбор арматуры для поддерживающих гирлянд

В состав поддерживающей гирлянды входят элементы, указанные в таблице 3.12.

3.25 Построение монтажного графика

Уравнение связи состояний провода для построения монтажного графика примет вид:

$$\sigma_{\text{монт}} - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{\text{монт}}^2} = \sigma_1 - \frac{\gamma_{\text{исх}}^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{\text{исх}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{\text{монт}} - t_{\text{исх}})$$

Общие уравнения для всех режимов:

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{0,00346^2 \cdot 195^2 \cdot 8250}{24 \cdot \sigma_{\text{МОНТ}}^2} =$$

$$= 13 - \frac{0,019047^2 \cdot 195^2 \cdot 8250}{24 \cdot 13^2} - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8250 \cdot (t_{\text{МОНТ}} + 5)$$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{156,48}{\sigma_{\text{МОНТ}}^2} = -15,0596 - 0,158 \cdot (t_{\text{МОНТ}} + 5)$$

$$T_{\text{МОНТ}} = \sigma_{\text{МОНТ}} \cdot 136,8$$

$$f_{\text{МОНТ}} = \frac{0,00346 \cdot 195^2}{8 \cdot \sigma_{\text{МОНТ}}} = \frac{16,446}{\sigma_{\text{МОНТ}}}$$

Режим 1: $t = -40^\circ\text{C}$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{156,48}{\sigma_{\text{МОНТ}}^2} = -15,0596 - 0,158 \cdot (-40 + 5)$$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} = 3,47 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}$$

$$T_{\text{МОНТ}} = 3,47 \cdot 136,8 = 474,636 \text{ даН}$$

$$f_{\text{МОНТ}} = \frac{16,446}{3,47} = 4,74 \text{ м}$$

Режим 2: $t = -30^\circ\text{C}$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{156,48}{\sigma_{\text{МОНТ}}^2} = -15,0596 - 0,158 \cdot (-30 + 5)$$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} = 3,296 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}$$

$$T_{\text{МОНТ}} = 3,296 \cdot 136,8 = 450,87 \text{ даН}$$

$$f_{\text{МОНТ}} = \frac{16,446}{3,296} = 4,99 \text{ м}$$

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			91

Режим 3: $t = -20^{\circ}\text{C}$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{156,48}{\sigma_{\text{МОНТ}}^2} = -15,0596 - 0,158 \cdot (-20 + 5)$$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} = 3,144 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}$$

$$T_{\text{МОНТ}} = 3,144 \cdot 136,8 = 430,063 \text{ даН}$$

$$f_{\text{МОНТ}} = \frac{16,446}{3,144} = 5,23 \text{ м}$$

Режим 4: $t = -10^{\circ}\text{C}$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{156,48}{\sigma_{\text{МОНТ}}^2} = -15,0596 - 0,158 \cdot (-10 + 5)$$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} = 3,01 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}$$

$$T_{\text{МОНТ}} = 3,01 \cdot 136,8 = 411,68 \text{ даН}$$

$$f_{\text{МОНТ}} = \frac{16,446}{3,01} = 5,465 \text{ м}$$

Режим 5: $t = -1,6^{\circ}\text{C}$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{156,48}{\sigma_{\text{МОНТ}}^2} = -15,0596 - 0,158 \cdot (-1,6 + 5)$$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} = 2,91 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}$$

$$T_{\text{МОНТ}} = 2,91 \cdot 136,8 = 397,81 \text{ даН}$$

$$f_{\text{МОНТ}} = \frac{16,446}{2,91} = 5,65 \text{ м}$$

Режим 6: $t = 10^{\circ}\text{C}$

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			92

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{156,48}{\sigma_{\text{МОНТ}}^2} = -15,0596 - 0,158 \cdot (10 + 5)$$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} = 2,78 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}$$

$$T_{\text{МОНТ}} = 2,78 \cdot 136,8 = 380,64 \text{ даН}$$

$$f_{\text{МОНТ}} = \frac{16,446}{2,78} = 5,91 \text{ м}$$

Режим 7: $t = 15^\circ\text{C}$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{156,48}{\sigma_{\text{МОНТ}}^2} = -15,0596 - 0,158 \cdot (15 + 5)$$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} = 2,73 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}$$

$$T_{\text{МОНТ}} = 2,73 \cdot 136,8 = 373,85 \text{ даН}$$

$$f_{\text{МОНТ}} = \frac{16,446}{2,73} = 6,02 \text{ м}$$

Режим 8: $t = 20^\circ\text{C}$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{156,48}{\sigma_{\text{МОНТ}}^2} = -15,0596 - 0,158 \cdot (20 + 5)$$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} = 2,68 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}$$

$$T_{\text{МОНТ}} = 2,68 \cdot 136,8 = 367,4 \text{ даН}$$

$$f_{\text{МОНТ}} = \frac{16,446}{2,68} = 6,12 \text{ м}$$

Режим 9: $t = 30^\circ\text{C}$

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			93

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{156,48}{\sigma_{\text{МОНТ}}^2} = -15,0596 - 0,158 \cdot (30 + 5)$$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} = 2,6 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}$$

$$T_{\text{МОНТ}} = 2,6 \cdot 136,8 = 355,38 \text{ даН}$$

$$f_{\text{МОНТ}} = \frac{16,446}{2,6} = 6,33 \text{ м}$$

Режим 10: $t = 40^\circ\text{C}$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} - \frac{156,48}{\sigma_{\text{МОНТ}}^2} = -15,0596 - 0,158 \cdot (40 + 5)$$

$$\sigma_{\text{МОНТ}} = 2,52 \frac{\text{даН}}{\text{мм}^2}$$

$$T_{\text{МОНТ}} = 2,52 \cdot 136,8 = 344,41 \text{ даН}$$

$$f_{\text{МОНТ}} = \frac{16,446}{2,52} = 6,53 \text{ м}$$

Результаты расчетов заносятся в таблицу 3.25.

Таблица 3.25 - Результаты расчётов монтажной таблицы

Температура монтажа, $t_{\text{МОНТ}}$, $^\circ\text{C}$	Напряжение монтажа, $\sigma_{\text{МОНТ}}$, Дан/мм ²	Тяжение при монтаже, $T_{\text{МОНТ}}$, даН	Стрела провеса при монтаже, $f_{\text{МОНТ}}$, м
-40	3,47	474,64	4,74
-30	3,29	450,87	4,99
-20	3,144	430,063	5,23
-10	3,01	411,68	5,465
-1,6	2,91	397,81	5,65
10	2,78	380,64	5,91
15	2,73	373,85	6,017

Температура монтажа, $t_{\text{МОНТ}}$, С°	Напряжение монтажа, $\sigma_{\text{МОНТ}}$, Дан/мм ²	Тяжение при монтаже, $T_{\text{МОНТ}}$, даН	Стрела провеса при монтаже, $f_{\text{МОНТ}}$, м
20	2,68	367,4	6,12
30	2,6	355,38	6,33
40	2,52	344,41	6,53

По данным этой таблицы строят монтажные графики (рис. 3.19). Для большей выразительности графиков желательно начало вертикальной шкалы каждого из них начинать не с нуля.

В условиях монтажа величина $f_{\text{МОНТ}}$ в пролете устанавливается с помощью либо мерных реек, либо геодезических приборов. Другим способом обеспечения заданной величины $\sigma_{\text{МОНТ}}$ в проводе является растяжка его лебедкой или трактором через динамометр, по которому определяется величина натяжения провода $T_{\text{МОНТ}}$, соответствующая $f_{\text{МОНТ}}$ и $\sigma_{\text{МОНТ}}$ для данной $t_{\text{МОНТ}}$.

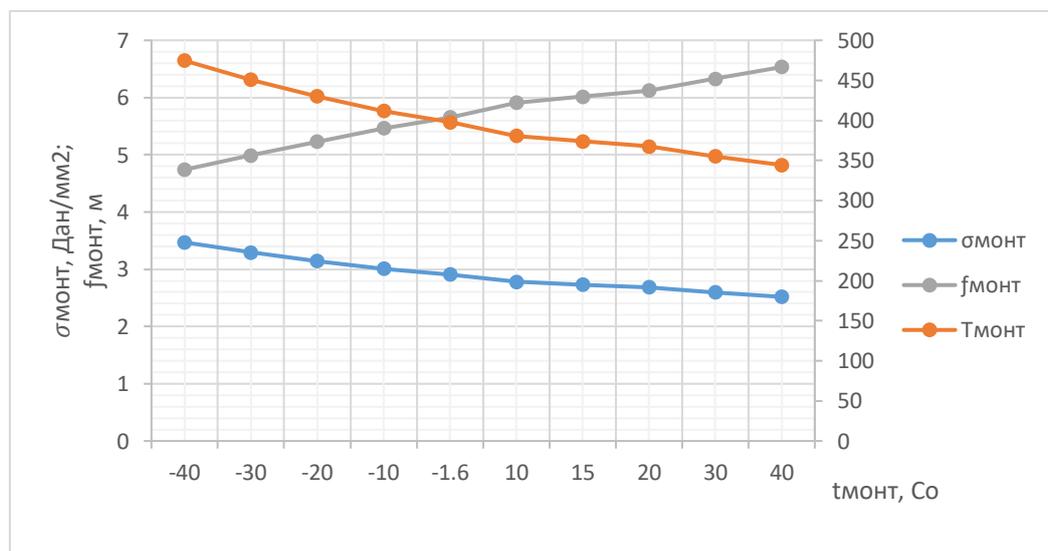


Рисунок 3.19 – монтажные графики для провода АС 120/19

3.26 Расстановка опор по профилю трассы. Построение разбивочного шаблона

Разбивочный шаблон представляет собой три одинаковых квадратичных

параболы, сдвинутых по вертикали и для провода АС 120/19 он приведён на рисунке 3.20.

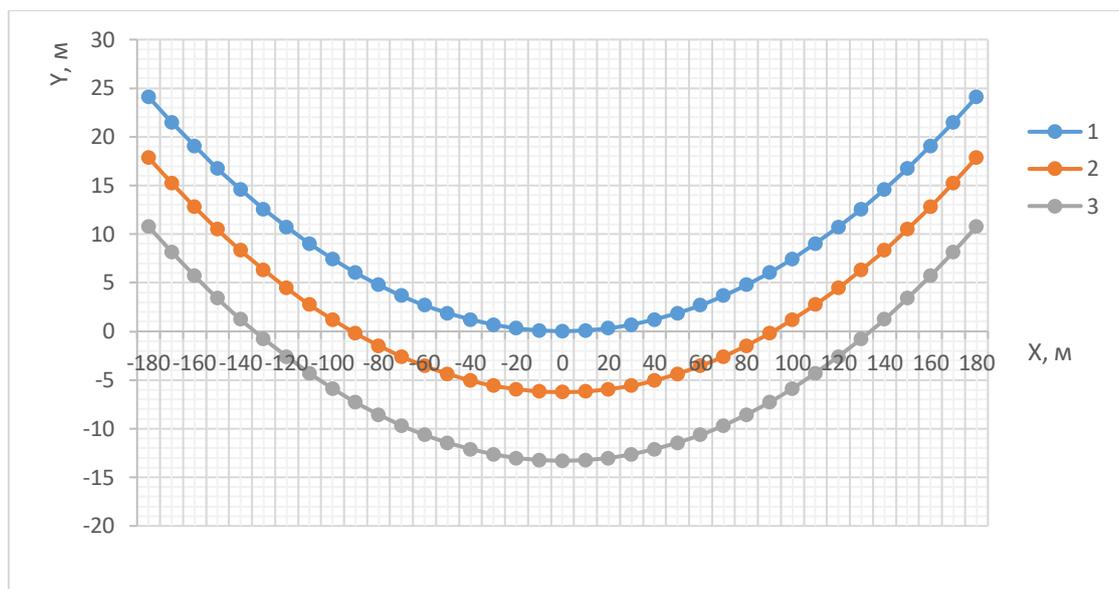


Рисунок 3.20 – Разбивочный шаблон

- 1 – кривая максимального провисания провода в вертикальной плоскости;
- 2 – габаритная кривая;
- 3 – земляная кривая.

Кривая 1 строится по формуле (3.28). Коэффициент шаблона определяется по формуле (3.29) и равен:

$$K_{ш} = \frac{4 \cdot 7,07 \cdot 10^4}{195^2} = 7,44 \text{ м}$$

Габаритная кривая сдвинута относительно кривой 1 по вертикали вниз на величину $h_{габ}$, определяемую по формуле (3.30) и равна:

$$h_{габ} = 6 + 0,25 = 6,25 \text{ м}$$

Земляная кривая сдвинута по вертикали вниз относительно кривой 1 на величину h_0 , определяемую по формуле (3.31) для нашего случая:

$$h_0 = 14 - 0,670 = 13,33 \text{ м}$$

Разбивочный шаблон строится по данным, представленным в табл. 3.26.

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			96

Таблица 3.26 – Расчётные данные для разбивочного шаблона

X	0	10	20	30	40	50	60
Y	0	0,101717	0,406866	0,915449	1,627465	2,542915	3,661797

Согласно [7] при расстановке опор по профилю трассы необходимо выполнять правила, приведённые в пункте 3.8.1.

На рисунке 3.21 представлена предлагаемая расстановка опор по профилю трассы.

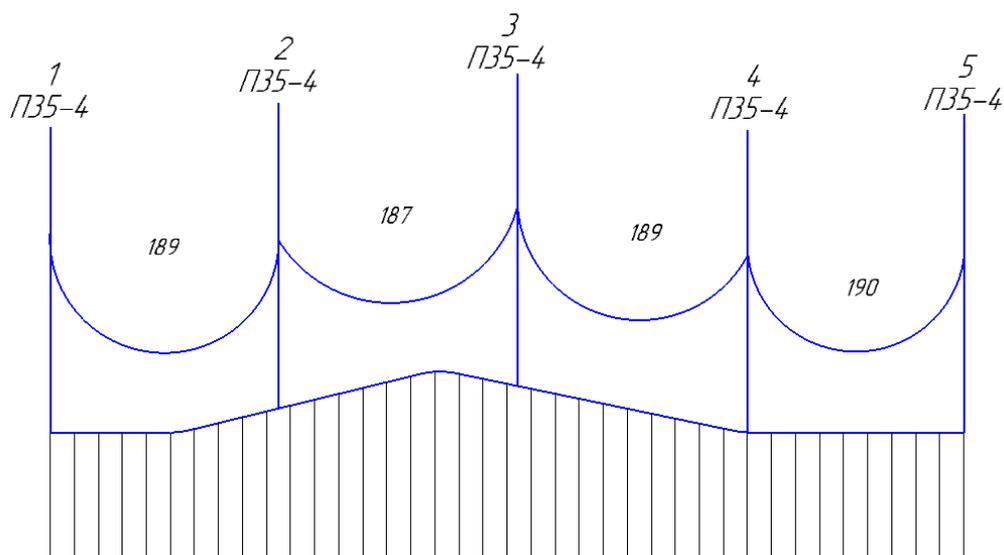


Рисунок 3.21 – Расстановка опор по профилю трассы

3.26.1 Проверка правильности расстановки опор

При правильной расстановке опор по профилю трассы должны выполняться следующие условия [4], приведённые в пункте (3.8.2). Для варианта с железобетонными опорами и проводом АС 120/19:

– ветровой пролет по формуле (3.32):

$$l_{\text{ветр}} = \frac{189 + 190}{2} = 189,5 \text{ м}$$

Отсюда следует, условие (3.33) выполняется.

– весовой пролет по формуле (3.34):

Значение $l_{\text{ВЕС}} = 195$ м для опоры П 35-4, отсюда делаем вывод, что условие (3.33) выполняется.

При различных значениях пролетов в пределах анкерного участка линии в проводах устанавливается напряжение, соответствующее значению приведенного пролета, определяемое по формуле (3.34), и равно:

$$l_{np} = 188,76 \text{ м}$$

Причем разница между приведенным пролетом и заданным определяется по формуле (3.35):

$$\Delta = \left| \frac{188,76 - 195}{188,76} \right| \cdot 100 = 3,31 \%$$

Следовательно, расстановка опор произведена правильно.

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			98

4. СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ ВЛ 35 КВ «СЕДАНОВСКИЙ ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ – БОГУЧАНСКАЯ ГЭС»

В сравнении с классическими вариантами реконструкция на многогранных опорах даёт ряд преимуществ. Стальная многогранная опора имеет меньшие габариты, меньший срок монтажа и демонтажа, вандалоустойчивость, хорошую ремонтпригодность, меньшие стрелы провеса, более высокую степень устойчивости условиям прохождения ВЛ «Седановский переключательный пункт – Богучанская ГЭС». Учитывая приведённые факторы, становится очевидно, что реконструкция с использованием многогранных опор наиболее целесообразна. Полная сравнительная оценка вариантов опор для реконструкции ВЛ 35 кВ «Седановский переключательный пункт – Богучанская ГЭС» приведена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Сравнительная характеристика опор для реконструкции ВЛ 35 кВ

Сравнительная характеристика	Тип опоры		
	ПМ35-4	ПБ35-4.1	П35-2
Пролёты, м:			
а) габаритный;	120	148	195
б) ветровой;	154	244	290
в) весовой	230	185	255
Высота, м	18,6	19,6	21
Наибольшая стрела провеса f_n , м	3,25	5,57	7,07
Средняя высота подвески провода h_{cp} , м	13,5	14,916	16,32

Для многогранных опор габаритный пролёт меньше, чем для железобетонных и решётчатых, следовательно, количество самих конструкций будет больше.

Результаты расчёта единичных и удельных нагрузок на провода для каждого варианта реконструкции приведены в таблице 12, 4.2.

Таблица 4.2 – Результаты расчёта нагрузок на провод

Нагрузки	Тип опоры					
	ПМ35-4		ПБ35-4.1		П35-2	
	Р, даН/м	γ , даН/(м·мм ²)	Р, даН/м	γ , даН/(м·мм ²)	Р, даН/м	γ , даН/(м·мм ²)
P ₁ , γ_1	0,473328	0,00346	0,473328	0,00346	0,473328	0,00346
P ₂	1,989504	-	1,989504	-	1,989504	-
P ₃ , γ_3	2,462832	0,018003158	2,462832	0,018003158	2,462832	0,018003158
P ₄	0,77122368	-	0,751228992	-	0,73373364	-
P ₅	0,89424	-	0,871056	-	0,85077	-
P ₆ , γ_6	0,904889695	0,006614691	0,887910127	0,006490571	0,873157746	0,006382732
P ₇ , γ_7	2,620153934	0,019153172	2,612332294	0,019095996	2,60563832	0,019047064

Результаты расчетов напряжений и стрел провеса проводов для каждого варианта реконструкции приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Результаты расчёта режимов проводов

Номер режима	Тип опоры					
	ПМ35-4		ПБ35-4.1		П35-2	
	σ_i $\leq 13, \text{дан}/\text{мм}^2$	f_i $\leq 3,25, \text{м}$	σ_i $\leq 13, \text{дан}/\text{мм}^2$	f_i $\leq 5,57, \text{м}$	σ_i $\leq 13, \text{дан}/\text{мм}^2$	f_i $\leq 7,07, \text{м}$
1	12,99866	2,652251	12,9999	4,021942	12,99	6,969444
2	12,50739	2,590922	12,46353	3,954951	12,41715	6,891377
3	6,857406	1,73629	5,89161	3,016354	5,135047	5,908013
4	4,562885	1,364926	3,514125	2,695829	2,907877	5,655608
5	3,616933	1,721901	3,08103	3,074777	2,732335	6,018958
6	9,141734	0,681271	3,68982	2,567464	3,548093	4,635113
7	2,967112	2,099011	2,740068	3,457389	2,572214	6,39364

Из таблицы 4.3 следует, что при подвеске проводов во всех сочетаниях климатических условий стрелы провеса будут значительно меньше, в то время как напряжения, возникающие в проводах при воздействии наибольшей нагрузки или

наименьшей температуры больше остальных, однако, они меньше предела прочности материала провода, т.е. соответствуют заданным параметрам.

Таким образом, результаты расчёта показали что с применением стальных многогранных опор для реконструкции ВЛ 35 кВ «Седановский переключательный пункт – Богучанская ГЭС» можно увеличить надёжность всей системы за счёт простоты конструкции, меньших стрел провела и экономии на обслуживании данных конструкций.

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			101

5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ

Укрупненные стоимостные показатели (УСП) электрических сетей напряжением 35 кВ и выше предназначены для оценки предполагаемого объема инвестиций в сооружение линий электропередачи и подстанций (ВЛ, КЛ и ПС) как при осуществлении нового строительства, так и при реконструкции и расширении действующих объектов [22].

Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей напряжением 10 кВ и выше предназначены для выполнения:

- 1) технико-экономических расчетов при сопоставлении вариантов решений выбора схем электрических сетей;
- 2) укрупненных расчетов стоимости строительства в составе обоснований инвестиций и бизнес-планов;
- 3) оценки объема инвестиций при планировании нового строительства (реконструкции), электросетевых объектов;
- 4) формирования начальной цены при подготовке конкурсной документации и общеэкономических расчетов в инвестиционной сфере для объектов электросетевого строительства.

Базисные УСП учитывают стоимостные показатели на 1 км воздушных и кабельных линий, а также на ПС в целом и по их основным элементам для нормальных условий строительства в европейской части страны. Для определения стоимости строительства электрических сетей в других районах централизованного электроснабжения рекомендуется применять повышающие зональные коэффициенты к базисной стоимости электросетевых объектов. Так как воздушная линия 220 кВ «Седановский переключательный пункт – Богучанская ГЭС» располагается в Восточной Сибири берём значение зонального коэффициента 1,7 [22].

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			102

5.2 Основные показатели для оценки стоимости ВЛ

Укрупненные стоимостные показатели составлены для ВЛ 10 – 500 кВ на унифицированных стальных решетчатых и многогранных, и железобетонных опорах. В стоимостных показателях ВЛ 35-110 кВ не учтена подвескаоптического кабеля связи магистральных ВОЛС - ВЛ.

УСП ВЛ составлены с учетом гололедных и ветровых нагрузок, соответствующих требованиям ПУЭ 7-го издания [2]. УСП ВЛ составлены с учетом использования сталеалюминиевых проводов марки АС с учетом последующих дополнений. Для двухцепной ВЛ 35 кВ базисные показатели стоимости представлены в таблице 5.1. Эти показатели учитывают все затраты производственного назначения. Для получения полной стоимости ВЛ к показателям табл. 5.1 добавляют затраты, сопутствующие строительству, которые составляют:

- 1) 3,3% – временные здания и сооружения;
- 2) 5,0–6,0% – прочие работы и затраты;
- 3) 2,6–3,18% – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;
- 4) 7,5–8,5% – проектно-изыскательские работы и авторский надзор.

Добавляя к базовым показателям стоимость постоянного отвода земельного участка под строительство, а при необходимости – стоимость вырубки просеки и устройства лежневых дорог, получаем необходимый объем капитальных вложений для строительства ВЛ.

Затраты на отвод земельного участка (изъятие, предоставление и передача его в собственность или аренду, а также затраты по аренде земельного участка в период строительства) определяются в соответствии с земельным законодательством РФ, а также положениями, утвержденными соответствующей территориальной администрацией субъектов РФ [13]. Категория занимаемых

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			103

земель – охранная зона под линии электропередачи, расположенная на землях Усть-Илимского и Чунского районов. В связи с тем, что в данном проекте выполняется реконструкция участков существующей ВЛ 220 кВ, средства для возмещения убытков правообладателям земельных участков не предусматривается.

Таблица 5.1 - Базисные показатели стоимости двухцепной ВЛ 35 кВ переменного тока на стальных и железобетонных опорах

Напря- жение ВЛ, кВ	Характеристика промежуточных опор	Провода сталеалюми- ниевые сече- нием, мм ²	Количество цепей на опоре, шт.	Базовые показатели стоимости ВЛ, тыс. руб./км		
				Стальные опоры		железобе- тонные опоры
				решет- чатые	многогран- ные	
35	Свободностоящая	120	2	988,6	927,8	852,4

Условия строительства ВЛ, учтенные в базисных показателях стоимости, приведены в табл. 5.2.

Таблица 5.2 - Условия строительства ВЛ, учтенные в базисных показателях стоимости

Усложняющие условия строительства	Относительная длина трассы с данными условиями
	ВЛ 10 – 110 кВ
III РКУ по гололеду	0,9
Болотистая трасса	-
Поймы рек	0,02
Обводненный грунт	0,4

Для нашего случая базисные показатели стоимости, учитывающие условия строительства ВЛ равны 0,9, т.к. трасса ВЛ проходит через III район по гололеду.

Показатели стоимости РУ 35кВ учитывают установленное оборудование (выключатель, разъединитель, трансформаторы тока и напряжения, разрядники); панели управления, защиты и автоматики, установленные в общеподстанционном пункте управления (ОПУ), относящиеся к РУ или ячейке; кабельное хозяйство в пределах ячейки 31 и до панелей в ОПУ, оборудование системы коммерческого учета электроэнергии и др., а также строительные и монтажные работы. Стоимость ячейки одного комплекта выключателя в РУ 35 кВ приведена в табл. 5.3.

Таблица 5.3 - Стоимость ячейки одного комплекта выключателя в РУ 35 кВ

Напряжение, кВ	Стоимость ячейки одного комплекта выключателя, тыс. руб.				
	Воздушный	Масляный	Вакуумный	Элегазовый	
				ОРУ	КРУЭ
35	-	713	792	1200*	-

Примечание - * без учёта стоимости строительства здания ЗРУ

При учете затрат на установку выключателей по концам электропередачи добавляются затраты на противоаварийную автоматику (табл. 5.4).

Таблица 5.4 - Укрупненные показатели стоимости противоаварийной автоматики

Количество присоединений	Стоимость, тыс. руб.				
	Проектирование	Оборудование	Монтаж	Наладка	Итого:
ПА подстанции с высшим напряжением 220 кВ, при количестве присоединений 220 кВ:					
более 2	239	553	138	319	1249

Рекомендуемый коэффициент, учитывающий регионально-климатические условия осуществления строительства объектов энергетического строительства для Сибирского федерального округа, согласно [22], равен 1,09.

5.3 Расчёт стоимости строительства ВЛ 35 кВ «Седановский переключательный пункт – Богучанская ГЭС» при использовании провода АС 120/19 и стальных многогранных опор

Исходные данные для расчёта стоимости строительства ВЛ 35 кВ приведены в таблице 5.5.

Таблица 5.5. – Исходные данные для технико-экономического сравнения строительства ВЛ 35 кВ

№ п/п			Общая характеристика района прохождения ВЛ 35 кВ	
1	Местонахождение ВЛ		Иркутская область, Сибирский федеральный округ	
2	Длина рассчитываемого участка ВЛ 35 кВ		5,98 км	
3	Основные характеристики местности, необходимые для проектирования ВЛ		II район по ветру и III район по гололёду	
Технические показатели ВЛ				
1	Количество цепей		2	
2	Характеристика опор		свободностоящие	
3	Материал опор		металл	
4	Марка и сечение АІ и стальной части провода		АС 120/19	
5	Нормативный скоростной напор ветра		500 Па	
6	ПА принята для ПС с высшим напряжением 220 кВ при количестве присоединений более двух			
7	Концевые устройства предусматривают установку двух комплектов элегазовых выключателей с каждой стороны ВЛ (табл. 5.3).			

Произведём экономический расчёт ВЛ 35 кВ «Седановский переключательный пункт – Богучанская ГЭС» и занесём полученные результаты в таблицу 5.6.

Таблица 5.6 – Расчёт затрат для ВЛ на многогранных опорах ПМ35-4

Составляющие затрат	Номер таблиц	Расчёт затрат	Величина затрат, млн. руб.
Стоимость ВЛ 220 кВ по базисным показателям с учетом территориального коэффициента ($K_{тер}$)	5.1; 5.2	$5,98 \times 927,8 \times 10^{-3} \times 1,7$	9,432
Установка выключателей поконцам электропередачи с учетом $K_{тер}$	5.4	$2 \times 2,407 \times 1,7$	8,18
Противоаварийная автоматика (при числе ВЛ 220 кВ более двух), с учетом $K_{тер}$	5.5	$1,249 \times 1,7$	2,123
Итого			19,735
Стоимость строительства ВЛ 35кВ (с учетом затрат, сопутствующих строительству 20,61%)		$19,735 \times 1,2061 + 0,006$	23,808
Стоимость с учетом регионального коэффициента для Сибирского федерального		$1,09 \times$	25,951

Стоимость строительства ВЛ 35 кВ «Седановский переключательный пункт – Богучанская ГЭС» с применением провода АС 120/19 и многогранных опор составит 25,951млн. руб. Стоимость 1 км – 4,34 млн. руб.

5.4 Расчёт стоимости строительства ВЛ 35 кВ «Седановский переключательный пункт – Богучанская ГЭС» при использовании провода АС 120/19 и железобетонных опор

Расчёт производим аналогично пункту 5.3, результаты расчётов представим в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Расчёт затрат для ВЛ на железобетонных опорах ПБ35-4.1

Составляющие затрат	Номер таблиц	Расчёт затрат	Величина затрат, млн. руб.
Стоимость ВЛ 220 кВ по базисным показателям с учетом территориального коэффициента (Ктер)	5.1; 5.2	5,98 x 852,4 x 10 ⁻³ x 1,7	8,665
Установка выключателей по концам электропередачи с учетом Ктер	5.4	2 x 2,407 x 1,7	8,18
Противоаварийная автоматика (при числе ВЛ 220 кВ более двух), с учетом Ктер	5.5	1,249 x 1,7	2,123
Итого			18,968
Стоимость строительства ВЛ 35кВ (с учетом затрат, сопутствующих строительству 20,61%)		18,968 x 1,2061 + 0,006	22,8833
Стоимость с учетом регионального коэффициента для Сибирского федерального		22,8833 x 1,09	24,943

Стоимость строительства ВЛ 35 кВ «Седановский переключательный пункт – Богучанская ГЭС» с применением провода АС 120/19 и железобетонных опор составит 24,943млн. руб. Стоимость 1 км – 4,17 млн. руб.

5.5 Расчёт стоимости строительства ВЛ 35 кВ «Седановский переключательный пункт – Богучанская ГЭС» при использовании провода АС 120/19 и стальных решётчатых опор

Расчёт производим аналогично пункту 5.3, результаты расчётов представим в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Расчёт затрат для ВЛ на стальных решётчатых опорах ПЗ5-2

Составляющие затрат	Номер таблиц	Расчёт затрат	Величина затрат, млн. руб.
Стоимость ВЛ 220 кВ по базисным показателям с учетом территориального коэффициента (Ктер)	5.1; 5.2	5,98 x 754,6 x 10 ⁻³ x 1,7	10,05
Установка выключателей по концам электропередачи с учетом Ктер	5.4	2 x 2,407 x 1,7	8,18
Противоаварийная автоматика (при числе ВЛ220 кВ более двух), с учетом Ктер	5.5	1,249 x 1,7	2,123
Итого			20,353
Стоимость строительства ВЛ 35кВ (с учетом затрат, сопутствующих строительству 20,61%)		20,353 x 1,2061 + 0,006	24,554
Стоимость с учетом регионального коэффициента для Сибирского федерального		24,554 x 1,09	26,764

Стоимость строительства ВЛ 35 кВ «Седановский переключательный пункт – Богучанская ГЭС» с применением провода АС 120/19 и стальных решётчатых опор составит 26,764млн. руб. Стоимость 1 км – 4,476 млн. руб.

5.6 Сравнительная оценка вариантов технико-экономического расчёта

Для оценки сравнительной эффективности инвестирования рассматриваемые варианты должны отвечать определенным условиям сопоставимости. К таким условиям относят: одинаковый производственный эффект, то есть при любом варианте проектного решения потребитель получит одно и то же количество продукции того же качества; все сравниваемые варианты реконструкции имеют примерно одинаковый современный технический уровень; в расчётах учитываются сопряжённые реконструкции затраты; варианты имеют одинаковый экологический эффект и сравнение вариантов инвестирования производится в сопоставимых ценах [24]. Для наиболее наглядного представления

сведём результаты технико-экономического сравнения вариантов, учитывая показатели надёжности каждого из них, в виде таблицы 5.9.

Таблица 5.9 – Технико-экономическое сравнение вариантов

Критерии для сравнения вариантов	Тип опор для реконструкции		
	ПМ35-4	ПБ35-4.1	П35-2
Высота опоры, м	18,6	19,6	21
Максимальная стрела провеса провода, м	3,25	5,57	7,07
Приблизительное количество опор на 1 км линии, шт	8	7	5
Стоимость линии, млн. руб	25,951	24,943	26,764
Стоимость линии за 1 км, млн.руб	4,34	4,17	4,476

Чтобы наглядно оценить разницу стоимости каждого из представленных вариантов, результаты расчёта представим в виде диаграммы на рисунке 5.1.

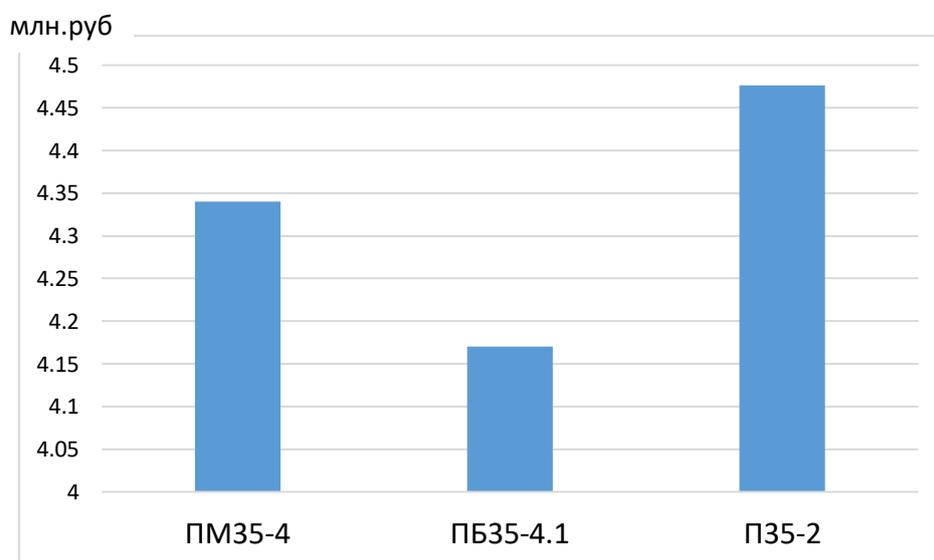


Рисунок 5.1 Диаграмма стоимости 1 км ВЛ для всех вариантов реконструкции

Таким образом, можно сделать вывод, что экономическая разница составляет 3,88% в пользу установки железобетонных опор по отношению к

стальным многогранным, и 3,13% в пользу установки многогранных опор по отношению к стальным решётчатым. Следовательно, вариант с установкой многогранных опор марки ПМ35-4 экономически целесообразен, так же он позволит увеличить надёжность линии и достичь экономии за счёт более дешёвого обслуживания и большего срока эксплуатации опорных конструкций, что непосредственно повысит эффективность производства, путём снижения себестоимости электрической энергии [19].

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			111

6. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

Согласно [16] все вновь сооружаемые и реконструируемые ВЛ должны быть выполнены в соответствии с правилами устройства электроустановок и действующими строительными нормами и правилами. Эксплуатация ВЛ должна осуществляться в соответствии с местными инструкциями, подготовленным и допущенным к обслуживанию ВЛ персоналом.

Территория площадки реконструкции должна быть ограждена. Строительная площадка до начала строительства объекта должна быть освобождена от старых строений, деревьев и мусора [17]. Только при выполнении всех требований к подготовке местности можно приступать к работам. Так же должно быть установлено наблюдение за безопасным проведением работ, прописанное в правилах по охране труда при эксплуатации электроустановок [11].

6.1 Правила проведения верхолазных работ

Любые работы на ВЛ относятся к разряду опасных. Это связано с трудностью проведения работ на высоте, подготовкой рабочего места, которое к тому же может постоянно меняться, сложностью контроля работ на больших территориях, а также постоянной необходимостью контролировать отсутствие напряжения и состояние заземляющих устройств.

Работники, обслуживающие воздушные линии, должны раз в год проходить медицинское освидетельствование и подтверждать свои знания, пересдавая экзамен на категорию по электробезопасности. К работам допускаются работники, имеющие III группу по электробезопасности на все виды работ до верха опоры, и II группу при работах, выполняемых с отключением ВЛ, до верха опоры. Также они должны получать допуск для работы на высоте, так как они относятся к верхолазным, то есть проводятся на высоте более 5 метров от земли.

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			112

К наиболее безопасным работам на ВЛ относят работы с использованием специализированных подъёмных механизмов. Также используются более лёгкие переносные приспособления, такие как лестницы, люльки различной конструкции, а также монтерские когти, когти-лазы и т.п. Для подъёма на металлическую опору разрешается использовать её конструкцию, так как на ней есть лесенки или ступеньки, которые также облегчают работу.

6.2 Порядок производства работ на подстанциях и ВЛ

Для обеспечения безопасности при работах на воздушных линиях и подстанциях все сотрудники должны соблюдать правила охраны труда, а также следовать строго определённым алгоритмам, прописанных в специальной документации. К специальной документации относят: наряд-допуск, распоряжение и перечень работ в порядке текущей эксплуатации [23].

Работа по первому документу – наряду-допуску представляет собой выполнение наиболее серьёзной и сложной работы, выполняющейся в срок до 15 календарных суток, с возможностью последующего продления так же на 15 суток. выписывается в двух экземплярах, а при передаче по телефону – в трёх [11]. После закрытия наряда он сдаётся в архив на 30 суток и делается отметка в журнале выдачи нарядов и распоряжений. Весь перечень работ прописывается в бланке наряда в строго определённой последовательности по специальной форме, с указанием места работы и всех задействованных и влияющих объектов. Так же в наряде-допуске указывается дата и время начала и окончания работ, фиксируется прохождение целевых и повторных инструктажей, состав бригады с указанием групп по электробезопасности и лиц ответственных за безопасное выполнение работы. Наряд-допуск имеет право выдавать лицо из числа административно-технического персонала с V группой по электробезопасности на электроустановки выше 1000 В и сIV группой на электроустановки, напряжением ниже 1000 В. При необходимости наряд-допуск может выдавать работник, имеющий специальное разрешение на выдачу нарядов, из числа оперативного

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			113

персонала с IV группой на электроустановки выше 1000 В и сIII группой на электроустановки, напряжением ниже 1000 В [12].

В наряде-допуске всегда должны быть прописаны лица, отвечающие за безопасное проведение работы с указанием группы по электробезопасности. Такими являются: ответственный руководитель (при наличии), допускающий, производитель работ, наблюдающий и члены бригады.

Ответственным руководителем назначается работник из числа административно-технического персонала, имеющий V группу по электробезопасности при выполнении особо опасных работ в электроустановках выше 1000 В.

Допускающий – работник из числа оперативного персонала, обслуживающий данную установку с III группой для работ с электроустановками напряжением ниже 1000 В, и с IV группой для работ выше 1000 В [12].

Наблюдающим назначается работник из числа оперативного персонала с III группой по электробезопасности на любое напряжение электроустановки. Члены бригады должны иметь Пили IIIгруппу по электробезопасности. На одного человека сIIIгруппой допускается один человек со II [23].

Следующим видом специализированной документации для ведения работ является распоряжение, которое в отличие от наряда-допуска, выдаётся на проведение менее опасных, сложных работ. Определяет содержание работ, место и время проведения, меры безопасного проведения, а также лиц, непосредственно отвечающих за выполнение этих работ с указанием их группы по электробезопасности. Выдаётся на одну рабочую смену, если работы не выполнены в срок, то на следующий рабочий день выдаётся новое распоряжение.

Последним видом работ является перечень работ, выполняющихся в порядке текущей эксплуатации. Это небольшие по объёму работы в электроустановках до 1000 В, выполняемые в течение одной рабочей смены оперативным или оперативно-ремонтным персоналом.

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			114

6.3 Правила проведения работ на ВЛ

Перед началом работы на ВЛ необходимо убедиться в целостности оборудования, надёжной фиксации подъёмных приспособлений и прочности закрепления опоры в грунте. Также должны использоваться предохранительные пояса. Нельзя проводить работы при осадках, дожде, снеге, тумане, грозе и т.п.

Запрещается работать на опоре при недостаточном заглублении или вспучивании грунта у основания, а также на опоре, имеющей загнивания древесины или трещины в бетоне. Работы на таких опорах можно проводить только после укрепления их специальными приспособлениями, либо с использованием специализированной техники.

Лестницы необходимо закреплять во всех предусмотренных конструкциях точках [23]. Не допускается поднимать с собой инструменты и другое оборудование, поднимать разрешается только при помощи специального каната через блок, установленный на опоре (траверсе). Поднимают груз с инструментами рабочие, стоящие на земле и наблюдающие за работой на высоте. Спуск инструментов происходит по такой же схеме. Работнику необходимо складывать инструменты в специальную сумку. Нельзя их класть в карман, даже на некоторое время.

Запрещается находиться под опорой, на которой производятся работы. Все работники должны находиться в безопасной зоне.

Демонтаж проводов необходимо производить по одному, начиная с нижнего. А при монтаже - с верхнего. При работах на отключенной фазе, необходимо располагаться так, чтобы не терять из виду другие, находящиеся под напряжением. При работе в зоне наведённого напряжения работники должны использовать средства защиты (диэлектрические перчатки, штанги). Средства индивидуальной защиты работающих, применяемые в процессе выполнения электромонтажных работ, должны соответствовать требованиям государственных

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			115

стандартов [18]. Устанавливать заземление необходимо на каждой опоре, на которой ведутся работы на проводах отключенной цепи многоцепной ВЛ [11].

6.4. Работы под напряжением

Часть работ на ВЛ происходят без отключения линий, то есть под напряжением. Такие работы считаются особо опасными и требуют тщательного исполнения техники безопасности. Не все работы можно выполнять под напряжением, а только определённый перечень. Также нельзя проводить работы на линии под напряжением в плохую погоду, при осадках, тумане, инее, грозе и относительной влажности воздуха более 90 %, скорости ветра более 10 м/с, температуре воздуха, меньшей $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ и большей $+45\text{ }^{\circ}\text{C}$ [12]. Такой метод работы даёт значимые преимущества, такие как: своевременное устранение дефектов, сохранение исходной схемы электроснабжения, экономия времени и ресурсов на выключение и включению линии, выводу в ремонт.

Выполняются такие работы минимум двумя работниками для оказания первой помощи в непредвиденных ситуациях, с использованием специального оборудования. Персонал, выполняющий работу, должен иметь высокую квалификацию, профессиональное образование, или пройти специализированные курсы и, конечно же, группу по электробезопасности, соответствующую данной работе. При работе под напряжением существует большая вероятность поражения электрическим током и вредного воздействия электрического поля на организм человека.

Альтернативой выполнению работ под напряжением служит резервирование и автоматизация электрической сети, а также повышение запасов прочности и долговечности материалов, применяемых при сооружении электрической сети.

Работами под напряжением считаются все виды работ, при которых персонал касается телом или инструментом частей воздушной линии, находящихся под напряжением; приближается к токоведущим частям,

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			116

находящимся под напряжением, на расстояние меньше допустимого Правилами охраны труда [11]; находясь под потенциалом «земли», касается изолирующим инструментом токоведущих частей, находящихся под напряжением.

Существует две схемы ведения работ под напряжением. Отличают они положением рабочего персонала по отношению к земле. По первой схеме (провод под напряжением – изоляция – человек – земля) человек касается провода с помощью диэлектрических перчаток и инструмента с изолирующими рукоятками или посредством изолирующих штанг. По второй схеме (провод – человек – изоляция – земля) работы производятся с непосредственным касанием человеком провода, находящегося под напряжением [12].

6.5. Заземление при работах на ВЛ

Металлические опоры ВЛ 35 кВ должны быть заземлены [2]. Требуемые сопротивления заземляющих устройств опор 35 кВ должны обеспечиваться применением искусственных заземлителей, а естественная проводимость фундаментов при расчетах не должна учитываться.

Согласно [12] ВЛ напряжением 35 кВ и выше с отпайками допускается не заземлять на отпаечных подстанциях при условии, что линия заземлена с двух концов, а на этих подстанциях заземления наложены за отключенными линейными разъединителями (со стороны подстанции).

Разрешается на отключенной и заземлённой линии заземлять только ту фазу, на которой производят работы, с соблюдением необходимого расстояния до незаземлённых фаз. При прочих работах заземляются провода всех фаз ВЛ.

Перед разрывом схемы заземление накладывается по обе стороны разрыва. Переносные заземления на металлических опорах разрешено присоединять непосредственно к ним, на деревянных и железобетонных – к их заземляющим спускам. Также к железобетонным опорам можно присоединять переносные заземления к их арматуре. Места присоединения должны быть очищены от

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			117

краски. Переносное заземление на рабочем месте можно присоединить к специальному заземлителю, погруженному в грунт на глубину не менее 0,5 м.

При работе на проводах, находящихся на разных уровнях, заземление следует накладывать снизу вверх, а на проводах, находящихся на одном уровне – начинать следует с ближайшего. Если работы проходят на проводе в зоне наведённого напряжения или на многоцепной ВЛ, остальные цепи которой находятся под напряжением, заземления устанавливаются на каждой опоре, где производятся работы. Такие работы имеют повышенную опасность и должны производиться с помощью специализированного оборудования, средств защиты и на определённом расстоянии от действующей ВЛ.

Устанавливать переносные заземления и включать заземляющие ножи могут только рабочие из числа оперативного или оперативно-ремонтного персонала, один из которых - производитель работ с группой по электробезопасности не ниже IV на ВЛ напряжением выше 1000 В и с группой не ниже III на ВЛ напряжением до 1000 В, а второй – член бригады, имеющий группу не ниже III. Снимать переносные заземления допускается двум лицам, имеющим группу не ниже III. Один из рабочих может оставаться на земле [12].

Отключать заземляющие ножи разрешается одному лицу с группой по электробезопасности не ниже III из оперативного или оперативно-ремонтного персонала.

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			118

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрена реконструкция воздушной линии 220 кВ «Седановский переключательный пункт – Богучанская ГЭС» с переводом её на напряжение 35 кВ. Длина рассматриваемого участка ВЛ составляет 5,98 км, а максимальная передаваемая мощность равна 2,24 МВт.

В работе был произведён электрический и механический расчёты нескольких вариантов реконструкции:

- 1) ВЛ 35 кВ на многогранных опорах марки ПМ35-4;
- 2) ВЛ 35 кВ на железобетонных опорах марки ПБ35-4.1;
- 3) ВЛ 35 кВ на стальных решётчатых опорах марки П35-2.

Далее были определены погонные и приведенные удельные нагрузки на элементы воздушной линии. Механический расчёт был произведён для всех семи возможных состояний провода, с учётом районирования по ПУЭ [2]. Так как ВЛ 35 кВ располагается во II ветровом и III гололёдном районах, было определено, что наиболее сильно влияет нагрузка от веса провода с ветром и гололёдом.

Также были рассчитаны критические пролёты для всех вариантов, определены напряжения и стрелы провиса для различных сочетаний климатических условий. Наибольшими стрелами провиса обладает линия на стальных решётчатых опорах марки П35-2, а самыми наименьшими – линия на стальных многогранных опорах марки ПМ35-4.

Провод для всех вариантов реконструкции выбран АС 120/19, так как он полностью удовлетворяет гололёдно-ветровым условиям, классу напряжения и максимально допустимому току линии. Конструкция поддерживающих провод гирлянд изоляторов была принята в соответствии с [7], это изолятор ЛК 70/35-АVI, паспортные данные которого указаны в таблице 3.13 и внешний вид представлен на рисунке 3.10. Для крепления гирлянд изоляторов к опорам,

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			119

подвески проводов к гирляндам был произведен выбор соединительной арматуры. В заключение проектирования был предложен вариант расстановки опор по профилю трассы.

Результаты проведенных исследований показали, что вариант с применением многогранных опор экономически целесообразен. Применение многогранных опор позволит уменьшить сроки строительства в 2-4 раза, снизить стоимость транспортировки в 1,5-2,5 раза. Многогранные опоры позволят повысить надежность работы воздушной линии и увеличить срок службы до 50 лет.

Далее было произведено технико-экономическое сравнение предложенных вариантов реконструкции. Экономический эффект на строительство ВЛ на многогранных опорах составляет 7,21% по отношению к варианту на стальных решётчатых. Более дешёвая эксплуатация и больший срок службы конструкции позволят также сэкономить в дальнейшем.

В заключении был рассмотрен раздел техники безопасности, где были рассмотрены основные мероприятия, обеспечивающие соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации и реконструкции ВЛ 35 кВ «Седановский переключательный пункт – Богучанская ГЭС».

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			120

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года от 9 июня 2020 г. № 1523-р. Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/en/view-pdf/1026/119047> (дата обращения 11.06.20)
2. ПУЭ. Седьмое издание, переработанное и дополненное, с изменениями. Главгосэнергонадзор России, - М.: 2018.- 500 с.
3. Вихарев А.П., Вылегжанин А.В., Репкина Н.Г. Проектирование механической части воздушных ЛЭП: учеб. пособие по курсовому и дипломному проектированию. – Киров: Изд-во ВятГУ, 2009. –140 с.
4. Крюков К.П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергия, 1979. – 312 с.
5. Баумштейн И.А., Бажанов С.А. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 768 с.
6. Электротехнический рынок. Информационный журнал ЗАО «Торговый дом НИИ Проектэлектромонтаж». – № 1 (19). – 2008. – 78с.
7. Яковлев В.В., Емцев А.Н., Карпова Н.А. Прикладная механика. Механический расчёт конструкций высоковольтных воздушных линий и распределительных устройств подстанций 35-330 кВ: учеб. пособие. – Братск: Изд-во БрГУ, 2013. –132 с.
8. Журнал учета суточных нагрузок подстанции «СПП-220», - Седаново, 2018. – 45с.
9. Действующий каталог «Металлические решётчатые опоры воздушных линий электропередач» ООО «Сибирский Завод металлоконструкций – ГлобалСталь». Режим доступа: <https://oporylep.ru/upload/iblock/9e8/9e8b2c2c9e95f7d4406cdeb137dcd902.pdf> (дата обращения 05.06.20)

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			121

10. Действующий каталог «Стальные многогранные опоры воздушных линий электропередач» ООО «Сибирский Завод Металлоконструкций – ГлобалСталь». Режим доступа: <https://oporylep.ru/upload/iblock/ac6/ac6facf21e89b3fcc3122c95a4ea6f05.pdf> (дата обращения 05.06.20)

11. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Эксмо - Пресс, 2019. – 96 с.

12. Яковкина Т.Н., Струмеляк А.В. Обеспечение безопасности при работах на воздушных линиях: учебное пособие. – Братск: БрГУ, 2018. – 195 с.

13. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

14. Стальные многогранные опоры. Режим доступа: <https://pue8.ru/elektricheskie-seti/283-stalnye-mnogogrannye-opory.html> (дата обращения 04.06.20)

15. Библия электрика: ПУЭ, МПОТ, ПТЭ. – М.: Эксмо, 2012. – 752с.

16. Многогранная опора ЛЭП ПМ35-4 в Иркутске. Режим доступа: <https://irkutsk.uik-rus.ru/product/50494/> (дата обращения 04.06.20)

17. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы СанПиН 2.2.3.1384-03. Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ. 2.2.3. Гигиена труда. Предприятия отдельных отраслей промышленности, сельского хозяйства, связи. Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы СанПиН 2.2.3.1384-03 (с изменениями на 3 сентября 2010 года). Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/901865872> (дата обращения 04.06.20)

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			122

18. Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ РД 153-34.3-03.285-2002. Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data1/40/40340/> (дата обращения 05.06.20)

19. Панова А. В. Экономика энергетики: учебное пособие; М-во образования и науки Российской Федерации, Федеральное гос. бюджетное образовательное учреждение высш. проф. образования "Владимирский гос. ун-т им. А. Г. и Н. Г. Столетовых". - Владимир: ВлГУ, 2013. - 86 с.

20. Емцев А.Н., Попик В.А. Проектирование систем электроснабжения, электрических систем и сетей: методические указания. – Братск: БрГУ, 2011. – 70 с.

21. Шифр 22.0098 «Стальные многогранные опоры ВЛ 10-35 кВ», открытое акционерное общество по проектированию сетевых и энергетических объектов ОАО «РОСЭП», 2002. Режим доступа: http://www.texdokument.ru/katalog_item_4897/#.XvYLE0sudPY (дата обращения 10.06.20)

22. Сборник «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ» ОАО «ФСК УЭС», дата актуализации: 01.02.2020. Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293734/4293734619.pdf> (дата обращения 10.06.20)

23. Яковкина Т.Н., Шакиров В.А., Лисицкий К.Е. Основы электробезопасности: учеб. пособие. – Братск: БрГУ, 2016. – 198 с.

24. Самсонов, В.С., Вяткин М.А. Экономика предприятий энергетического комплекса: Учеб. для вузов. — М.: Высш. шк., 2001. — 416с.

					13.03.02 – ЭП – 07 – ВКР – 028 – 28 – ПЗ	
зм.		№ докум.	Подпись			123

Варианты опор, их характеристики и условия прохождения трассы реконструируемой ВЛ 35 кВ "Седановский переключательный пункт - Богучанская ГЭС"

	ПМ 35-4	
Провод	Район по гололёду	Район по ветру
АС 120/19	III	II
Габаритный пролёт	Ветровой пролёт	Весовой пролёт
120	154	230

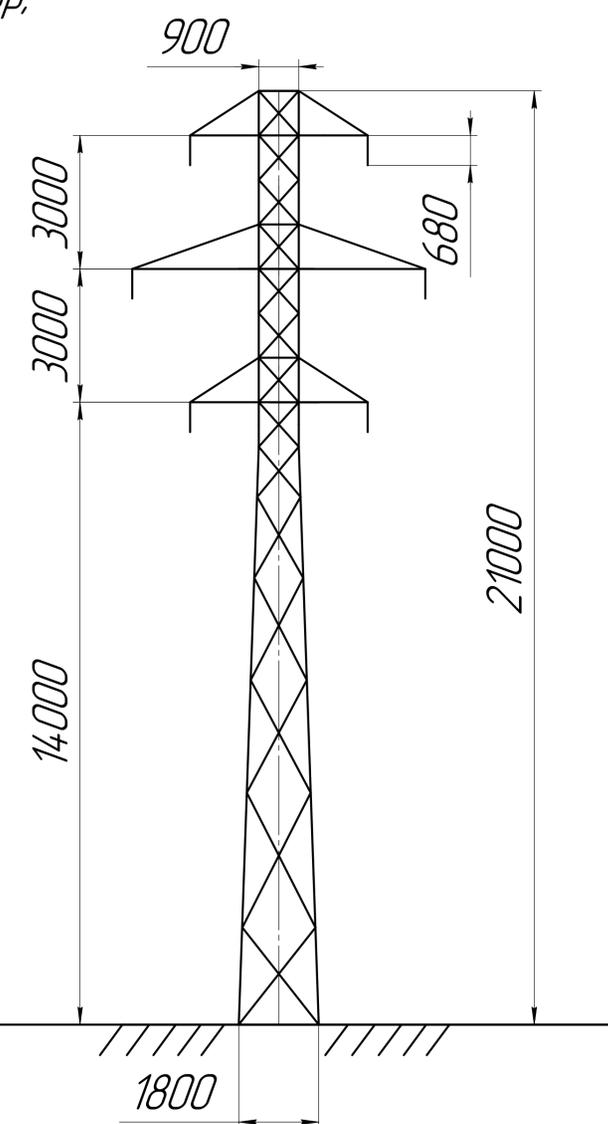
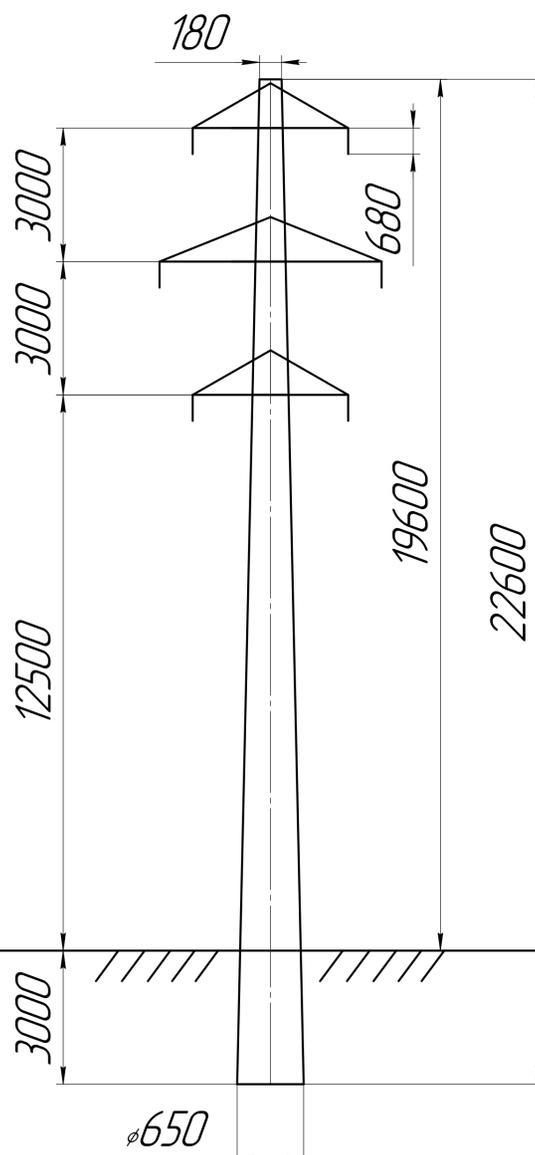
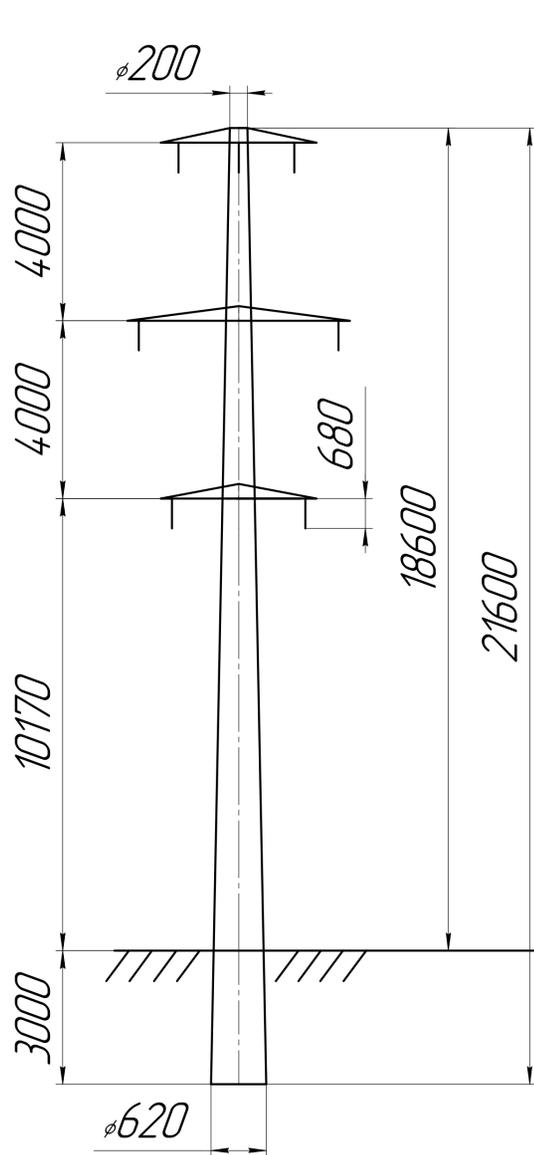
	ПБ 35-4.1	
Провод	Район по гололёду	Район по ветру
АС 120/19	III	II
Габаритный пролёт	Ветровой пролёт	Весовой пролёт
148	244	185

	П 35-2	
Провод	Район по гололёду	Район по ветру
АС 120/19	III	II
Габаритный пролёт	Ветровой пролёт	Весовой пролёт
195	290	255

Таблица климатических условий прохождения трассы ВЛ 35 кВ

№	Климатическая характеристика	Значение параметра (м/ст Братск одс.)
1	Климат	Резко континентальный, с суровой продолжительной зимой и тёплым, с обильными осадками летом
2	Район по климатическому давлению по ПУЭ	III
3	Район по ветровому давлению, согласно карте районирования территории РФ по ветровому давлению	II
4	Нормативное значение ветрового давления, согласно ПУЭ, Па	500
5	Район по ветровому давлению, согласно карте районирования территории РФ по ветровому давлению	II
6	Наибольшая скорость ветра, м/с, возможная 1 раз за 25 лет	29
7	Средняя годовая температура воздуха, °C	-1,6
8	Абсолютный минимум температуры воздуха, °C	-44
9	Абсолютный максимум температуры воздуха, °C	+33
10	Район по гололёду	III
11	Нормативная толщина стенки гололёда, мм	20

Таблицы характеристик и конструкция типовых промежуточных опор, используемых для реконструкции ВЛ 35 кВ



Поперечный разрез провода, изоляторы и строительная поддерживающая арматура

Строительная арматура для поддерживающих гирлянд изоляторов

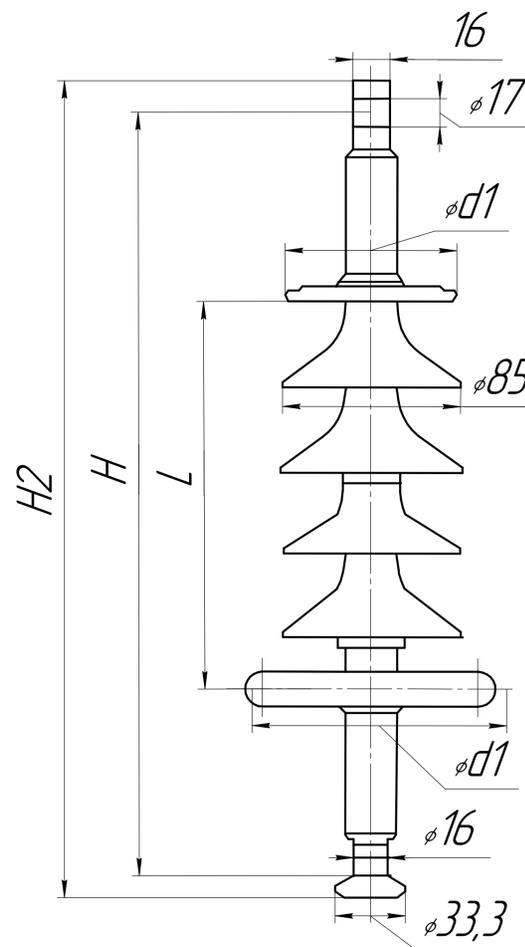
Наименование	Тип	Количество в гирлянде, шт
Узел крепления	КПП-7-3	1
Серьга	СРО-7-16	1
Ушко двухлапчатое укороченное	У2К-7-16	1
Изолятор полимерный	ЛК70/35-АVI	1
Ушко однолапчатое укороченное	У1К-7-16	1
Зажим поддерживающий	ПГ-3-12	1

Физико-механические характеристики провода АС 120/19

№	Наименование параметра	Обозначение	Единица измерения	Величина
1	Масса 1 кг	M	кг/км	4,71
2	Фактическое сечение: а) алюминиевой части б) стальной части в) всего провода	A C S	мм ² мм ² мм ²	118 18,8 136,8
3	Отношение алюминиевой части к стальной	a=A/C	-	6,27
4	Диаметр: а) стального сердечника б) всего сердечника	d _c d	мм мм	5,6 15,2
5	Приведенная нагрузка от собственного веса	γ	даН/(мм ² *м)	3,46 * 10 ⁻³
6	Модуль упругости	E	даН/мм ²	8250
7	Температурный коэффициент линейного расширения	α	град ⁻¹	19,2 * 10 ⁻⁶
8	Предел прочности при растяжении	[σ]	даН/мм ²	29
9	Допускаемое напряжение: а) при максимальной нагрузке и минимальной температуре б) при среднегодовой температуре	[σ _з] [σ _{тз}]	даН/мм ² даН/мм ²	13,0 8,7

Паспортные данные изолятора ЛК 70/35-АVI

Показатель	ЛК 70/35-АVI
Номинальное напряжение, кВ	35
Механическая разрушающаяся сила при растяжении, не менее, кН	70
Строительная высота Н, мм	670
Длина изоляционной части L, мм	443
Длина пути утечки, см	140
Диаметр экрана D1, мм	120
Диаметр экрана D2, мм	120
Масса, не более, кг	2,4
Степень загрязнения (СЗ) по ГОСТ 9920 (ПУЭ, 7-е изд., гл. 1.9)	4
Степень загрязнённости атмосфера (СЗА) по ГОСТ 28856	VI, VII
Выдерживаемое напряжение промышленной частоты для изолятора: - в сухом состоянии, кВ - под дождем, кВ	95 80
Значение напряжения полного грозового импульса, не менее, кВ	190

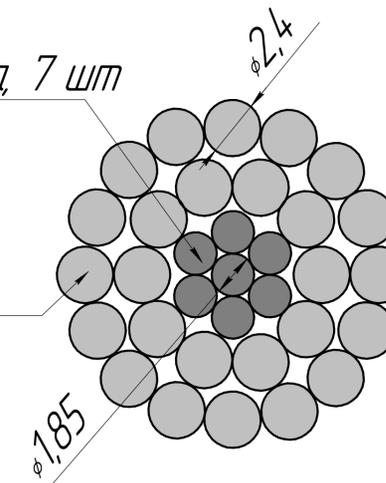


Полимерный изолятор ЛК 70/35-АVI

Поперечный разрез провода АС 120/19

Стальная проволока, 7 шт

Алюминиевая проволока, 26 шт

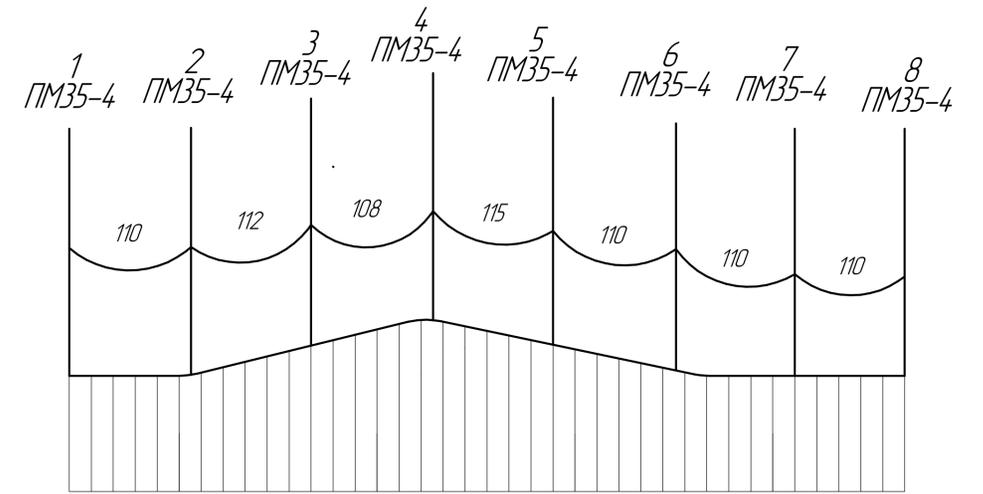
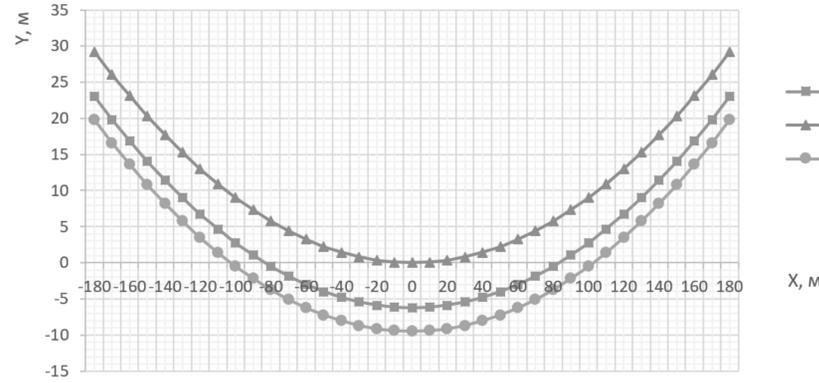
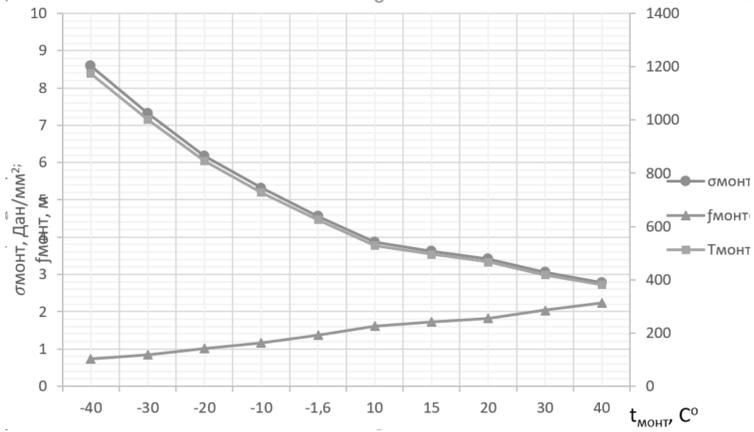


Формула для определения сечения провода проектируемого участка ВЛ

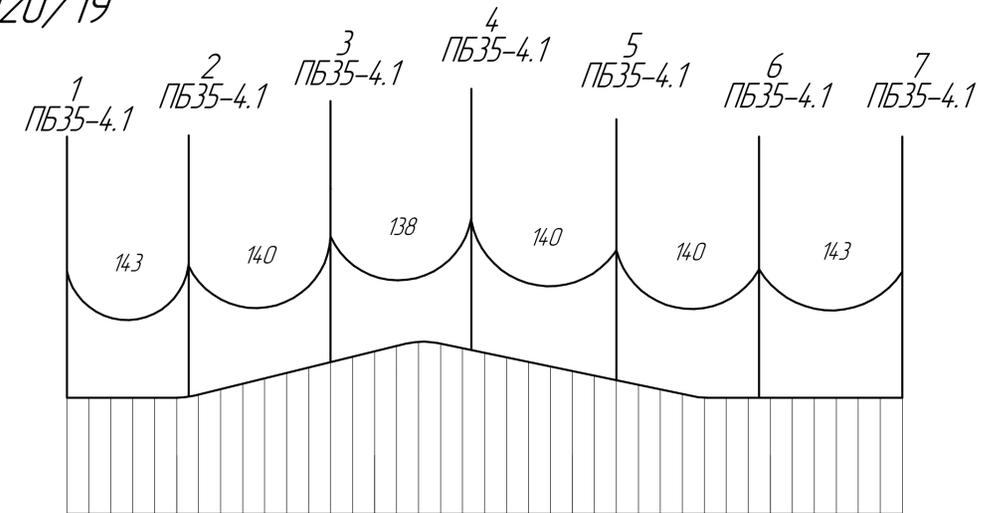
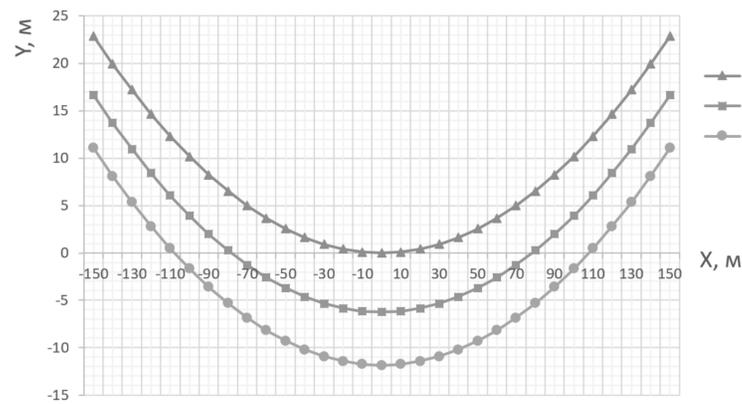
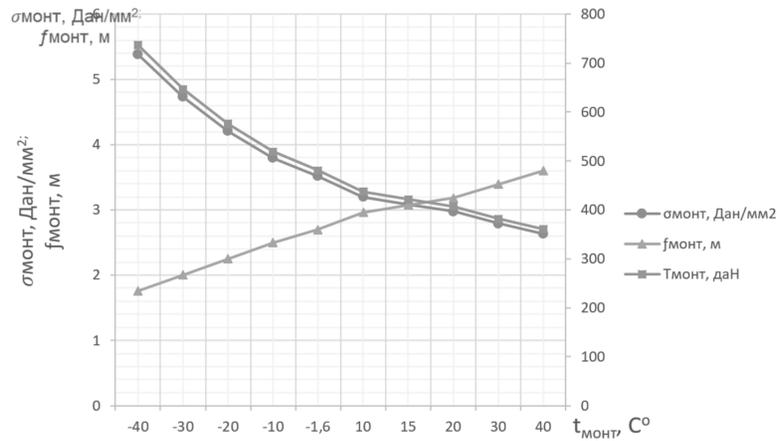
$$F = \frac{I}{J_3}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.02 - ЭП - 07 - ВКР - 028 - 28 - Г4	Лист	Масса	Масштаб
Разраб.	Кравца Н.А.	СР/СЛ	13.03.02		Поперечный разрез провода, изоляторы и строительная поддерживающая арматура	2		4
Проб.	Яковина Т.Н.				Реконструкция ВЛ 220кВ "Седановский" переключательный пункт - Богучанская ГЭС с переводом ее на напряжение 35кВ			
Т.контр.								
Исполн.	Струмельж А.В.							
Утв.	Билалов Ю.Н.							

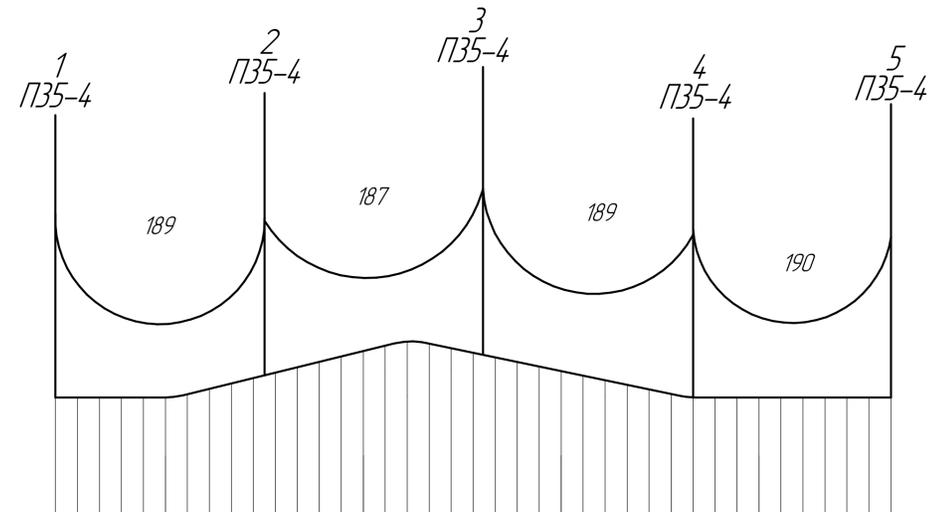
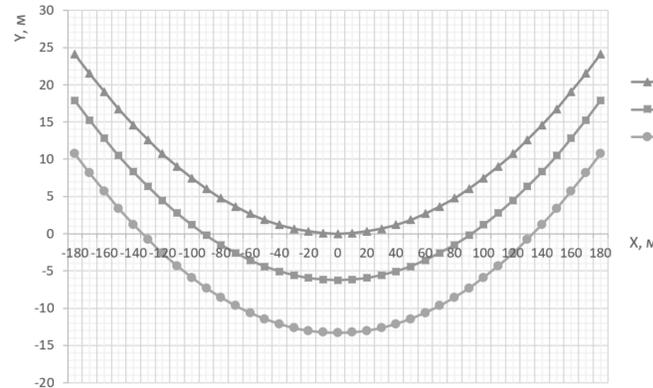
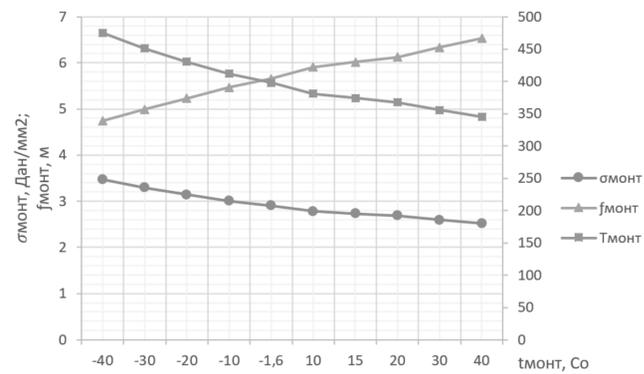
Монтажные графики, разбивочные шаблоны и расстановка опор по профилю трассы



Монтажный график, разбивочный шаблон и расстановка опор по профилю трассы для ВЛ 35 кВ на стальных многогранных опорах ПМ 35-4 и проводом АС 120/19



Монтажный график, разбивочный шаблон и расстановка опор по профилю трассы для ВЛ 35 кВ на железобетонных опорах ПБ 35-4.1 и проводом АС 120/19



Монтажный график, разбивочный шаблон и расстановка опор по профилю трассы для ВЛ 35 кВ на стальных решётчатых опорах П 35-2 и проводом АС 120/19

13.03.02 - ЭП - 07 - ВКР - 028 - 28 - Г4				Лист	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Монтажные графики, разбивочные шаблоны и расстановка опор по профилю трассы	
Разраб.	Краева Н.А.	02/01/20	02/01/20		Лист	3
Проб.	Яковкина Т.Н.				Листов	4
Т.контр.					ФЭБ04 ВО "БрГ У"	
Исполн.	Смиритель А.В.				кафедра "ЭиЭ"	
Утв.	Билалов Ю.Н.				ЭП-16	
Реконструкция ВЛ 220кВ "Седановский" переключательный пункт - Богучанская ГЭС с переводом ее на напряжение 35кВ				Копировал		
				Формат А1		

Сравнительная и технико-экономическая оценка вариантов реконструкции ВЛ 35 кВ "Седановский переключательный пункт - Богучанская ГЭС"

Результаты расчёта нагрузок на провод АС 120/19 для всех вариантов реконструкции

Нагрузки	Тип опоры					
	ПМ35-4		ПБ35-4.1		П35-2	
	$P, \text{ даН/м}$	$\gamma, \text{ даН/(м*мм}^2\text{)}$	$P, \text{ даН/м}$	$\gamma, \text{ даН/(м*мм}^2\text{)}$	$P, \text{ даН/м}$	$\gamma, \text{ даН/(м*мм}^2\text{)}$
P_1, γ_1	0,473328	0,00346	0,473328	0,00346	0,473328	0,00346
P_2	1,989504	-	1,989504	-	1,989504	-
P_3, γ_3	2,462832	0,018003158	2,462832	0,018003158	2,462832	0,018003158
P_4	0,77122368	-	0,751228992	-	0,73373364	-
P_5	0,89424	-	0,871056	-	0,85077	-
P_6, γ_6	0,904889695	0,006614691	0,887910127	0,006490571	0,873157746	0,006382732
P_7, γ_7	2,620153934	0,019153172	2,612332294	0,019095996	2,60563832	0,019047064

Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции ВЛ 35 кВ

Критерии для сравнения вариантов	Тип опор		
	ПМ 35-4	ПБ 35-4.1	П 35-2
Высота опоры, м	18,6	19,6	21
Максимальная стрела провеса провода, м	3,25	5,57	7,07
Приблизительное количество опор на 1 км линии, шт	8	7	5
Стоимость участка линии, млн. руб	25,951	24,943	26,764
Стоимость линии за 1 км, млн. руб	4,34	4,17	14,76

Результаты расчёта режимов провода АС 120/19 для всех вариантов реконструкции

Номер режима	Тип опоры					
	ПМ35-4		ПБ35-4.1		П35-2	
	$\sigma_i \leq 13, \text{ даН/мм}^2$	$f_i \leq 3,25, \text{ м}$	$\sigma_i \leq 13, \text{ даН/мм}^2$	$f_i \leq 5,57, \text{ м}$	$\sigma_i \leq 13, \text{ даН/мм}^2$	$f_i \leq 7,07, \text{ м}$
1	12,99866	2,652251	12,9999	4,021942	12,99	6,969444
2	12,50739	2,590922	12,46353	3,954961	12,41715	6,891377
3	6,857406	1,73629	5,89161	3,016354	5,135047	5,908013
4	4,562885	1,364926	3,514125	2,695829	2,907877	5,655608
5	3,616933	1,721901	2,08103	3,074777	2,732335	6,018958
6	9,141734	0,681271	3,68982	2,567464	3,548093	4,635113
7	2,967112	2,099011	2,740068	3,457389	2,572214	6,39364

Диаграмма стоимости 1 км ВЛ для всех вариантов реконструкции

