

1 Климатическая, географическая и инженерно-геологическая характеристика района строительства, сведения о линейном объекте

1.1 Климатическая характеристика района строительства линейного объекта

Климат района строительства отличается продолжительной суровой зимой и коротким, но теплым летом. В течение года наблюдаются значительные колебания температуры воздуха. Наиболее теплым месяцем является июль (18,0 °С), наиболее холодным – январь (-20,7 °С). Температура воздуха наиболее холодной пятидневки -44 °С, абсолютный минимум -51 °С. Абсолютная максимальная температура воздуха 35 °С. Количество осадков в зимний период – 119 мм, в летний период – 392 мм Устойчивые морозы в среднем наступают 2.11, прекращаются 22.03. Общая продолжительность устойчивых морозов составляет 141 день. Господствующее направление ветра юго-западное и юго-восточное в зимний период, северо-западное и северное в летний период. Средняя годовая скорость ветра на высоте 16м над поверхностью составляет 3.8 м/сек. Наибольшая среднемесячная скорость ветра наблюдается в мае-июне и составляет 4.2-4.4 м/сек. Наибольшую повторяемость в течение года –29.2% имеют слабые ветры (2-3м/сек), ветры силой 4-5м/сек имеют повторяемость 25 %, 0-1м/сек –24.4 %, 6-7 м/сек – 12.6 %. Сильные ветры 1417м/сек имеют повторяемость 1.1 %, силой 15 м/сек и более равно 11 %. Наибольшее 30. Согласно СНиП 2.01.07-85* район строительства относится: IV снеговой район; II ветровой район; II гололедный район.

Согласно СНиП 23.01-99 район относится к климатическому подрайону – IV.

					ФЮРА.140205.000 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Логачев В.Р</i>				<i>Климатическая, географическая и инженерно-геологическая характеристика района строительства, сведения о линейном объекте</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	<i>Баиев А.А.</i>							
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ ЭЛТИ Гр.з- 9202</i>		
<i>Н. контр.</i>								
<i>Утв.</i>								

Таблица 1- Инженерно-метеорологические условия по трассе ВЛ

Климатический параметр	Каргасокский район Томской обл.
1	2
Район по гололёду (нормативная толщина стенки гололёда)	15 мм (Пр-он)
Максимальное нормативное ветровое давление, Па	500 (Пр-он)
Нормативное ветровое давление при гололёде, Па	120
Район по пляске проводов	умеренный

1	2
Сейсмичность, баллы	6
Расчетная температура воздуха, 0С: максимальная;	плюс 37
минимальная;(с обеспеченностью 0,92)	минус 46
минимальная;(с обеспеченностью 0,98)	минус 49
Среднегодовая продолжительность гроз, час	40-60
Осадки и снежный покров:	
годовая норма осадков, мм;	492
нормативная снеговая нагрузка*, кгс/м ² ;	120
средняя из максимальных высот снежного покрова	65
- на открытом участке, см	96
Нормативная глубина промерзания грунтов, м:	
глин и суглинков;	2,2
супесей и мелких песков (k=1,2)**;	3,3

Загрязненность атмосферы: степень загрязнения атмосферы (СЗА) по влиянию на изоляцию	I
--	---

1.2 Географическая характеристика района строительства линейного объекта

В административном отношении участок изысканий расположен в Каргасокском районе Томской области (рис. 1.1): Рельеф района работ всхолмленный, с малыми углами наклона - (один-три градуса). Район проведения работ – незастроенная территория, древесная растительность в основном представлена пихтой, березой, елью. Дорожная сеть отсутствует, лишь в зимнее время года функционируют так называемые «зимники», прокладываемые главным образом вдоль существующих трасс нефтепроводов. В летний период основным транспортным средством является вертолет. Доставка необходимых грузов выполняется по р. Васюган. Гидрографическая сеть в пределах изучаемой территории представлена: р. Елизаровка, ручей Малиновый ключ.

1.3 Особые природно-климатические условия территории

Сейсмическая активность по бальной системе шкалы MSK-64 не превышает 6 баллов, согласно СНиП 11-7-81*.

1.4 Инженерно-геологические условия района

Геологические разрезы участков изысканий характеризуются на глубину 15 метров и сложены грунтами озерно-аллювиальных отложений, представленных глинами легкими от тугопластичной до текучепластичной

консистенции, глинами легкими тугопластичной и мягкопластичной консистенции с примесью органических веществ, суглинками тяжелыми полутвердой, тугопластичной и мягкопластичной консистенции, суглинками тяжелыми тугопластичной и мягкопластичной консистенции с примесью органических веществ и супесями пластичной и текучей консистенции. В местах перехода через водотоки и понижениях озерно-аллювиальные отложения перекрыты торфом сильноразложившимся очень влажным и избыточновлажным, мощностью от 0,2 до 2,1 м.

С поверхности площадка изысканий покрыта почвенно-растительным и мохово-растительным слоем мощностью 0,2-0,6 м.

В гидрогеологическом отношении на изыскиваемой территории подземные воды встречены двух типов – болотные и пластово-поровые и выделены в поймах и надпойменных террасах рек.

Рельеф трассы коммуникаций пологоволнистый, расчлененный долинами мелких рек и ручьев, являющимися притоками р.Васюган, поросшая смешанным лесом (береза, осина, кедр, ель, пихта) с кустарниковым подлеском, преимущественно сухая, в понижениях сырая, местами заболоченная. Абсолютные отметки поверхности рельефа изменяются от 95,00 до 124,00 м.

По степени морозного пучением территория изыскания относится к «опасной» категории, согласно СНиП 22-01-95*.

1.5 Грунтовые воды

Болотные воды встречены на глубине 0,0-0,3 м, приурочены к торфяным отложениям. Питание болотных вод происходит за счёт инфильтрации атмосферных осадков. В период таяния снега и деградации сезонной мерзлоты, уровень их установления фиксируется у дневной поверхности.

Пластово-поровые аллювиальные воды встречены на глубине 0,7-5,1 м, приурочены к глинам текучепластичной консистенции. Воды безнапорные. Разгрузка осуществляется в реки и ручьи. В период таяния снега и деградации сезонной мерзлоты возможен подъем уровня воды на 0,5 м.

По химическому составу грунтовые воды гидрокарбонатные натриево-кальциевые. Согласно СНиП 2.03.11-85, по степени агрессивного воздействия воды-среды на бетонные конструкций подземные воды слабоагрессивные по содержанию агрессивной углекислоты, поверхностные воды среднеагрессивные по содержанию агрессивной углекислоты. По отношению к арматуре железобетонных конструкций воды слабоагрессивные при периодическом смачивании и неагрессивные при постоянном.

1.6 Исходные данные, обоснование принятой схемы электроснабжения. Обоснование мощности сетевых объектов

Для передачи электроэнергии к кустовым площадкам № 1, 2, с учётом дальнейшего перспективного развития Южно-Майского нефтяного месторождения, принимается к установке повышающая подстанция напряжением 6/35 кВ, с целью передачи электроэнергии на расстояние около 10 км на напряжение 35 кВ (для уменьшения потерь напряжения). Выход с ПС предусматривается двухцепной ВЛ 35 кВ к установке понижающей подстанции 35/6 кВ, от которой осуществляется вывод и распределение индивидуальных ВЛ 6 кВ к кустам (и прочим перспективным объектам, в будущем). В соответствии с Техническими Требованиями (ТТ), выполненными Заказчиком на обе подстанции, мощность подстанций определена Заказчиком – 6300 кВА. Главные схемы электрических соединений повышающей и понижающей подстанций - предусмотрены на основании ТТ и согласованы по типовым схемам ПС 35 кВ, приняты на основе схемы № 35-9 (одна рабочая, секционированная выключателем, система шин) на напряжения 35 и 6 кВ. К установке в проекте принимаются комплектные

трансформаторные подстанции в блочно-модульном исполнении, производства ЗАО «ЧЗСЭ «Электросила» (Чебоксарский завод силового электрооборудования «Электросила», г. Чебоксары).

Чертеж главной схемы строящейся подстанции 6/35 кВ «Майское месторождение» приведены в Приложение А.

1.6.1 Техническое описание линейного объекта воздушная линия 35 кВ

Проектом рассматривается строительство повышающей подстанции ПС 6/35 на Майском месторождении, ВЛ 35 кВ от Майского до Южно-Майского месторождения, понижающей подстанции ПС 35/6 на Южно-Майском месторождении. Прохождение ВЛ 35 кВ от Майского месторождения до Южно-Майского НМР определилось с учетом расположений энергокомплекса Майского месторождения, площадок подстанций 6/35 кВ и 35/6 кВ, коридора трасс инженерных коммуникаций между Южно-Майским НМР и Майским месторождением.

На всем протяжении параллельно ВЛ 35кВ проходит проектируемый подземный нефтепровод. Начальным и конечным пунктам трассы ВЛ 35 кВ являются узлы приема ВЧ заградителей ПС 6/35 кВ и ПС 35/6 кВ. Трасса ВЛ на своем протяжении пересекает внутрипромысловые автодороги, коридоры коммуникаций, р. Елизаровку, ручьи, заболоченные местности. Типы опор на проектируемой линии определяем с учетом сечения подвешиваемых проводов, количества монтируемых цепей, напряжения и условий прохождения трассы высоковольтной линии.

1.6.2 Техническое описание ПС 6/35 кВ «Майское», ПС 35/6 кВ «Южно-Майское месторождение»

Источниками подключения подстанций и ВЛ является автономный Энергокомплекс Майского нефтяного месторождения, в состав которого

входят группы рабочих и резервных газопоршневых электроагрегатов, полностью взаимозаменяемых на потребляемую нефтяным месторождением электрическую мощность. Каждая группа электроагрегатов питает взаиморезервируемые секции на напряжение 6 кВ, с АВР на секционном выключателе. Дополнительным источником для потребителей всего Майского нефтяное месторождение в составе Энергокомплекса установлены дизельные электростанции (ДЭС), при необходимости подключаемые на шины секций. Таким образом, в качестве независимых друг от друга источников питания для повышающей подстанции ПС 6/35 кВ предусматривается: а) рабочее питание – от ячейки № 29 на I секции ЗРУ 6 кВ Энергокомплекса; б) резервное питание – от ячейки № 48 на II секции ЗРУ 6 кВ Энергокомплекса. Электроснабжение ПС 6/35 кВ осуществляется от указанных источников кабелями 6 кВ (три трехжильных кабеля на каждый ввод), проложенных по кабельной открытой эстакаде (на противоположных полках, с расстоянием не менее 600 мм между крайними кабелями), вход с эстакады на ПС предусматривается в отдельных кабельных коробах (по каждому вводу). Дополнительного источника не требуется. Проектируемые ПС(КТПБ) 6/35 кВ и ПС(КТПБ) 35/6 кВ состоят из следующих основных комплектных функциональных блоков: 1) закрытого распределительного устройства 35 кВ (ЗРУ 35 кВ); 2) блока с двумя силовыми трансформаторами 6/35 кВ или 35/6 кВ; 3) закрытого распределительного устройства 6 кВ (ЗРУ 6 кВ), совмещенного с ОПУ; 4) кабельных конструкций в пределах соединений схемы от ЗРУ 35 кВ до ЗРУ 6 кВ, а также, под зданиями блоков всех ЗРУ; 5) жесткой и гибкой ошиновки.

Каждая из проектируемых трансформаторных подстанций типа КТПБ(М) предназначена для электроснабжения высоковольтных электроустановок трехфазным переменным током промышленной частоты 50Гц. Прием электроэнергии подстанций осуществляется при номинальном напряжении 35 кВ, а распределение – при номинальном напряжении 6 кВ.

Для присоединения ВЛ 35 кВ к КТПБ применяется заводом-изготовителем прием линий без порталов, значительно упрощающий

конструкцию узла приема и сокращающий стоимость сооружения. Прием осуществляется на установку высокочастотного заградителя, имеющего в комплекте конденсатор связи и фильтр присоединения. Кроме того, на этой конструкции устанавливается трехфазный разъединитель 35 кВ с ручным приводом ПР20, единым для управления всеми (главным и заземляющими) ножами (комплектно с блокировкой КСАМ) и ограничителем перенапряжения (ОПН 35 кВ) – перед входом в ЗРУ 35 кВ. Связь разъединителя типа РГП и зданием ЗРУ 35 кВ предусматривается гибкой ошиновкой.

Закрытое распределительное устройство напряжением 35 кВ на обеих подстанциях предназначено для приема и распределения электроэнергии. Блочное здание ЗРУ поставляется полностью готовым, включая ячейки с вакуумными выключателями ЗНАЗ, шинный мост, межблочные и связи между ячейками. Схема ЗРУ 35 кВ состоит из двух секций шин соединённых секционным выключателем с функцией автоматического включения резерва (АРВ).

1.7 Требования к надёжности электроснабжения. Перечень мероприятий по резервированию и экономии электроэнергии

Согласно ВНТП 3-85, таблица 5 «Категории электроприемников по надежности электроснабжения нефтяных промыслов Западной Сибири и приравненных к ней районов» по обеспечению надежности электроснабжения электропотребители кустовых площадок являются потребителями I категории; площадки ППН при кустах - II ; дренажные емкости и пр. - III категории. Для надёжного обеспечения перечисленных электроприемников проектом предусмотрены, начиная от взаимно резервируемых источников электроснабжения, на всём протяжении до комплектных двухтрансформаторных подстанций напряжением 6/0.4 кВ (устанавливаемых возле объектов нефтяное месторождение) две независимые линии электроснабжения. По каждой линии питания на обеих подстанциях

ПС(КТПБ) устанавливаются силовые трансформаторы. Обе линии работают по схеме «неявного» резерва независимо друг от друга, на любом участке в аварийном случае через устройства АВР (на шинах источников электроснабжения Энергокомплекса, в ЗРУ 35 кВ, ЗРУ 6 кВ, РУНН 0.4 кВ 2КТП кустов и пр.) производится подключение на второй источник питания на время ремонта.

На подстанциях ПС(КТПБ), также наличие двух секций в ЩСН позволяет обеспечить бесперебойное снабжение потребителей СН электроэнергией при отключении одного из вводов через панель секционного выключателя посредством АВР, в нормальном режиме обе секции ЩСН 0.4 кВ, также, работают по схеме «неявного» резерва от двух трансформаторов собственных нужд (ТСН1, ТСН2).

Для питания цепей управления выключателями и сигнализации на проектируемых подстанциях предусмотрен постоянный оперативный ток 220 В, создаваемый двумя зарядно-подзарядными выпрямительными устройствами (ВУ) в системе РСПТ 40.220 каждой подстанции, при этом в РСПТ имеется в наличии аккумуляторная батарея на постоянном подзаряде, в качестве дополнительного источника питания цепей управления. Запитывается система ПТ кабельными линиями с разных секций ЩСН, на вводе перед ВУ, также установлено АВР. Электроснабжение системой управления, сигнализации, охранно-пожарной сигнализации предусматривается двумя независимыми линиями, кроме того, также имеется дополнительный источник питания (ИБП).

Контроль качества электрической энергии предусмотрен с помощью многофункциональных счетчиков, которые позволяют измерять и передавать по каналу связи параметры, характеризующие качество электроэнергии. Качество электрической энергии должно соответствовать ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах

электроснабжения общего назначения». Экономия электроэнергии достигается следующими мероприятиями:

- применением в проекте экономичных светильников с лампами с повышенной светоотдачей и малым потреблением электроэнергии (например, люминесцентные);
- оптимальным выбором сечений питающих линий, согласованных с уставкой автоматических выключателей;
- оптимальным выбором трасс кабельных линий;
- организацией технического учета электроэнергии.

1.8. Выбор номинальных напряжений сети

Номинальное напряжение сети оказывает влияние как на её технико-экономические характеристики так и на технические показатели. При повышении номинального напряжения уменьшаются потери мощности и электроэнергии, т. е. снижаются эксплуатационные расходы, уменьшаются сечения проводов, возрастают предельные мощности, передаваемые по линиям, облегчается планируемое развитие сети, но растут финансовые вложения на сооружения сети. Сеть меньшего напряжения требует меньших капиталовложений, но увеличиваются эксплуатационные расходы за счет потери мощности и электроэнергии, обладает меньшей пропускной способностью.

Номинальные напряжения электрических сетей в России определены действующим стандартом (ГОСТ 721-77*). Для выбора номинальных напряжений на каждом участке сети, обратимся к формуле, предложенной Илларионовым Г. А. [2]:

$$U_n = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P/n}}}, \quad (1)$$

где L - длина линии, км;

P - активная мощность, протекающая по линии, МВт; n - число цепей.

Выбираем номинальные напряжения:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{I_{03}} + \frac{2500}{P_{03}/n}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{12} + \frac{2500}{6,3/2}}} = 32,3(\text{кВ}) \quad ; \quad (2)$$

принимаем из стандартного ряда $U_{\text{ном}} = 35 \text{кВ}$.

1.9. Выбор сечений проводов

Выбор сечения проводов будем проводить по экономической плотности тока по формуле:

$$F_{\text{расч}} = \frac{I_p}{j_n}, \quad (3)$$

где j_n - нормированная плотность тока, А/мм²;

$$I_p = I_5 \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t - \text{расчетный ток, А;} \quad (4)$$

I_5 - ток линии на пятый год ее эксплуатации в нормальном режиме, определяемый для системообразующих линий основной сети по расчетным длительным потокам мощности.

Для линий распределительной сети I_5 определяется расчетом потокораспределения при прохождении максимума нагрузки энергосистемы;

α_i - коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии. Для линий 35 кВ значение α_i может быть принято равным 1,05, что соответствует математическому ожиданию этого коэффициента в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки.

α_t - учитывает число часов использования максимальной нагрузки ВЛ.

$$T_{\text{max}} = 4200(\text{час})$$

Определим максимальные токи I_{max} :

$$I_{\max} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\max} \cdot n} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} = 0,052 (\text{кА}) = 52 \text{А} \quad (5)$$

Определим расчетные токи:

$$I_{\text{расч}} = I_{\max} \cdot \alpha_l \cdot \alpha_t = 52 \cdot 1,05 \cdot 1 = 54,6 (\text{А}) \quad (6)$$

Рассчитаем экономическое сечение провода

$$F_{\text{расч}} = \frac{54,6}{0,9} = 60,6 (\text{мм}^2) \quad (7)$$

В соответствии с требованиями ПУЭ (таблица 2.5.5) минимально допустимые сечения проводов по условиям механической прочности для двухцепных ВЛ 35кВ и выше должны быть 120/19(мм²).

1.10. Проверка выбранных сечений по техническим ограничениям

1.10.1. Проверка по условиям механической прочности

ВЛ 35 кВ со сталеалюминевыми проводами должны иметь сечение не менее 70 и не более 240 мм². Тем самым обеспечивается механическая прочность. Таким образом, в нашем случае, весь выбранный провод проверку по условиям механической прочности проходит.

1.10.2. Проверка по нагреву

Выбранное сечение провода должно быть проверено по допустимой токовой нагрузке (по нагреву):

$$I_{\text{р.н.}} \leq I_{\text{доп.}}, \quad (8)$$

где $I_{\text{рн}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n}$ - расчетный ток для проверки проводов по нагреву

(средняя токовая нагрузка за полчаса); при этом расчетными режимами могут быть нормальные или послеаварийные режимы, а также периоды ремонтов

других элементов сети, возможных неравномерностей распределения нагрузки между линиями и т.п.;

$I_{\text{доп}}$ – допустимые длительные токовые нагрузки . Проверка осуществляется при функционировании линии в послеаварийном режиме при максимальной нагрузке. Подобным режимом считается отключение одной цепи ЛЭП (для радиальной сети).

$$I_{\text{н/ом}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,103(\text{кА}) = 103\text{А} \quad (9)$$

$$I_{\text{н/ом}} = 103\text{А} < I_{\text{доп}} = 390\text{А} \text{ - проверка пройдена.}$$

Выбранные сечения удовлетворяют всем требованиям.

2 Механический расчет воздушной линии 35 кВ от Майского до Южно-Майского нефтяного месторождения

Введение

При проектировании, сооружении и эксплуатации сетей электрических систем приходится решать вопросы конструктивного выполнения воздушных линий электропередачи. Выбор конструкции воздушных линий оказывает значительное влияние на технико-экономические показатели и надежность работы смежных инженерных сооружений (линий связи, транспортные магистрали и т.п.).

В общем случае в состав основных вопросов проектирования конструктивной части воздушных линий входит выбор и определение:

- материалов и конструкций проводов и грозозащитных тросов;
- конструкций и параметров изоляции и линейной арматуры;
- расчетных длин промежуточных пролетов линии;
- механических нагрузок и сил, действующих на провода, тросы и опоры;
- наибольших стрел провеса проводов и тросов;
- выбора материалов, типов и иных характеристик конструкций опор;
- расстановки промежуточных, анкерных и анкерных-угловых опор по трассе линии;
- выбора материала и типа фундаментов опор и т.д.

					ФЮРА.140205.000 ПЗ		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Логачев В.Р</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Баиев А.А.</i>					
<i>Консульт.</i>					Механический расчет воздушной линии 35 кВ ТПУ ЭЛТИ Гр.3- 9202		
<i>Н. контр.</i>							
<i>Утв.</i>							
					94		

2.1 Исходные данные

Исходные данные приведены в таблице 1.1.

Таблица 2.1.1 – Исходные данные

Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	35
Длина трассы	$L_{ВЛ}$	км	10,07 6
Марка провода	АС-120/19		
Количество цепей ЛЭП	$n_{ц}$	шт	2
Местность	<i>Каргасокский район</i>		
Наинизшая температура	t_{-}	°С	-51
Наивысшая температура	t_{+}	°С	35
Среднегодовая температура	$t_{сг}$	°С	-2,5
Температура гололедообразования	$t_{г}$	°С	-5,0

Значения температур выбирается по справочнику [1, табл.1] для данной местности.

Характеристики сталеалюминовых проводов заданной марки приведены в таблице 2.2.2 [2, стр. 72, табл. 3.5].

Таблица 2.2.2 – Характеристика сталеалюминового провода

Составляющие провода	Проводник	Сердечник	Провод
Сечение F , мм ²	118	18,8	136,8
Диаметр d , мм	—	4,9	15,2
Удельный вес M , кг/км	—	—	471

2.2 Выбор нормативного ветрового давления, нормативной толщины стенки гололедных отложений, вертикального нормированного габарита

Выбор нормативного ветрового давления [3, табл. 2.5.1], нормативной толщины стенки гололедных отложений [3, табл. 2.5.3], вертикального нормированного габарита осуществляется в зависимости от района строительства трассы ВЛ, который относится к определенному району по

гололеду [3, рис. 2.5.2] и ветровому району [3, рис. 2.5.1]. Район по гололеду и ветровой район определяется по картам районирования.

Интенсивность внешних воздействий на конструктивные элементы ВЛ принимают исходя из частоты повторяемости наибольших гололедной и ветровой нагрузок один раз в десять лет.

Наименьшее расстояние от проводов ВЛ до поверхности земли (вертикальный нормированный габарит) определяется в зависимости от характеристики местности (населенность, рельеф) [3, рис. 2.5.20].

Необходимо выбрать для своего ветрового района нормативный скоростной напор на высоте до 15 м над поверхностью земли; для своего района по гололеду – нормативную толщину стенки гололеда для высоты 10 м над поверхностью земли; для ВЛ заданного класса напряжения и для заданной местности выбрать наименьшее допустимое расстояние от проводов ВЛ до поверхности земли – вертикальный нормированный габарит.

По условиям воздействия ветра на ВЛ различают три типа местности:

А – открытые побережья морей, озер, водохранилищ, пустыни, степи, лесостепи, тундра;

В – городские территории, лесные массивы и другие местности, равномерно покрытые препятствиями высотой не менее $2/3$ высоты опор;

С – городские районы с застройкой зданиями высотой более 25 м, просеки в лесных массивах с высотой деревьев более высоты опор, орографически защищенные извилистые и узкие склоновые долины и ущелья.

Таблица 2.2.1 – Выбор нормативного скоростного напора, нормативной толщины стенки гололедных отложений, вертикального нормированного габарита

Ветровой район:	II
Нормативное ветровое давление W_0 , Н/м ²	500
Приближенная скорость ветра v , м/сек	29
Район по гололеду	II
Нормативная толщина стенки гололеда b_0 , мм	15
Характеристика местности	труднодоступная местность

2.3 Определение физико-механических характеристик провода воздушной линии

Сталеалюминевый провод состоит из двух сплошных частей: внутренней – в виде стального круглого цилиндра, и внешней – в виде алюминиевого слоя, т.е. в работе участвуют два разных металла, имеющих различные физико-механические свойства. Поэтому для коэффициента линейного удлинения (расширения) комбинированных проводов необходимо предварительно определить соотношение сечений алюминия и стали

$$m = \frac{F_a}{F_c} = \frac{118,0}{18,8} = 6,28. \quad (10)$$

Температурный коэффициент линейного удлинения [3, табл. 2.5.8]

$$\alpha \cdot 10^{-6} = 19,2 \cdot 10^{-6} \text{ 1/}^\circ\text{C}. \quad (11)$$

Модуль упругости [3, табл. 2.5.8]

$$E \cdot 10^4 = 8,25 \cdot 10^4 \frac{\text{Н}}{\text{мм}^2}. \quad (12)$$

Величина напряжения в подвешенном на опоре проводе зависит от величины внешней силы, находящейся в свою очередь в зависимости от механических нагрузок, включая собственный вес провода. Величина допустимого напряжения при среднегодовой температуре определяется в зависимости от отношения "m" и от сечения провода [3, табл. 2.5.7]

$$\sigma_{\text{сг}} = 90 \text{ Н/мм}^2.$$

Величина допустимого напряжения при низшей температуре и при максимальной нагрузке так же определяется в зависимости от отношения "m" и от сечения провода [3, табл. 2.5.7]

$$\sigma_{\text{нб}} = \sigma_{-} = 135 \text{ Н/мм}^2.$$

Таким образом, в данном пункте были определены физико-механические характеристики провода воздушной линии.

2.4 Определение удельных механических нагрузок от внешних воздействий на провода

Существует семь основных нагрузок на провода ВЛЭП, которые характеризуют работу провода при различных климатических воздействиях на него.

1. Определение постоянно действующей нагрузки от собственной массы провода

$$P_n = M \cdot 10^{-3} \cdot g = 471 \cdot 10^{-3} \cdot 9,8 = 4,616 \text{ Н/м}, \quad (13)$$

где M – расчетный вес провода [2, стр. 72, табл. 3.5], кг/км;

g – коэффициент, учитывающий приращение длины скрученных проволок [4, стр. 9].

Тогда

$$\gamma_n = \frac{P_n}{F_{\text{пр}}} = \frac{4,616}{136,8} = 0,034 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2, \quad (14)$$

где $F_{\text{пр}}$ – площадь поперечного сечения провода, мм^2 .

2. Определение временно действующей нагрузки от массы гололедных отложений.

Для определения нагрузки необходимо предварительно вычислить стрелу провеса провода и найти высоту расположения приведенного центра тяжести (принятая опора приведена в приложении В).

По исходным данным выбирается тип промежуточной опоры. Принимаем длину пролета

$$l = 250 \text{ м.}$$

При длине пролетов менее 800 метров стрела провеса провода

$$f = \frac{\gamma_n \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{\text{ст}}} = \frac{0,034 \cdot 250^2}{8 \cdot 90} = 2,9 \text{ м.} \quad (15)$$

Среднеарифметическое значение высоты крепления проводов к изоляторам

$$h_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^m h_i}{m} = \frac{13,6 + 13,6 + 13,6 + 13,6 + 17,6 + 17,6}{6} = 14,9 \text{ м.} \quad (16)$$

Высота расположения приведенного центра тяжести проводов

$$h_{\text{пр}} = h_{\text{ср}} - \frac{2}{3} \cdot f = 14,9 - \frac{2}{3} \cdot 2,9 = 13,0 \text{ м.} \quad (17)$$

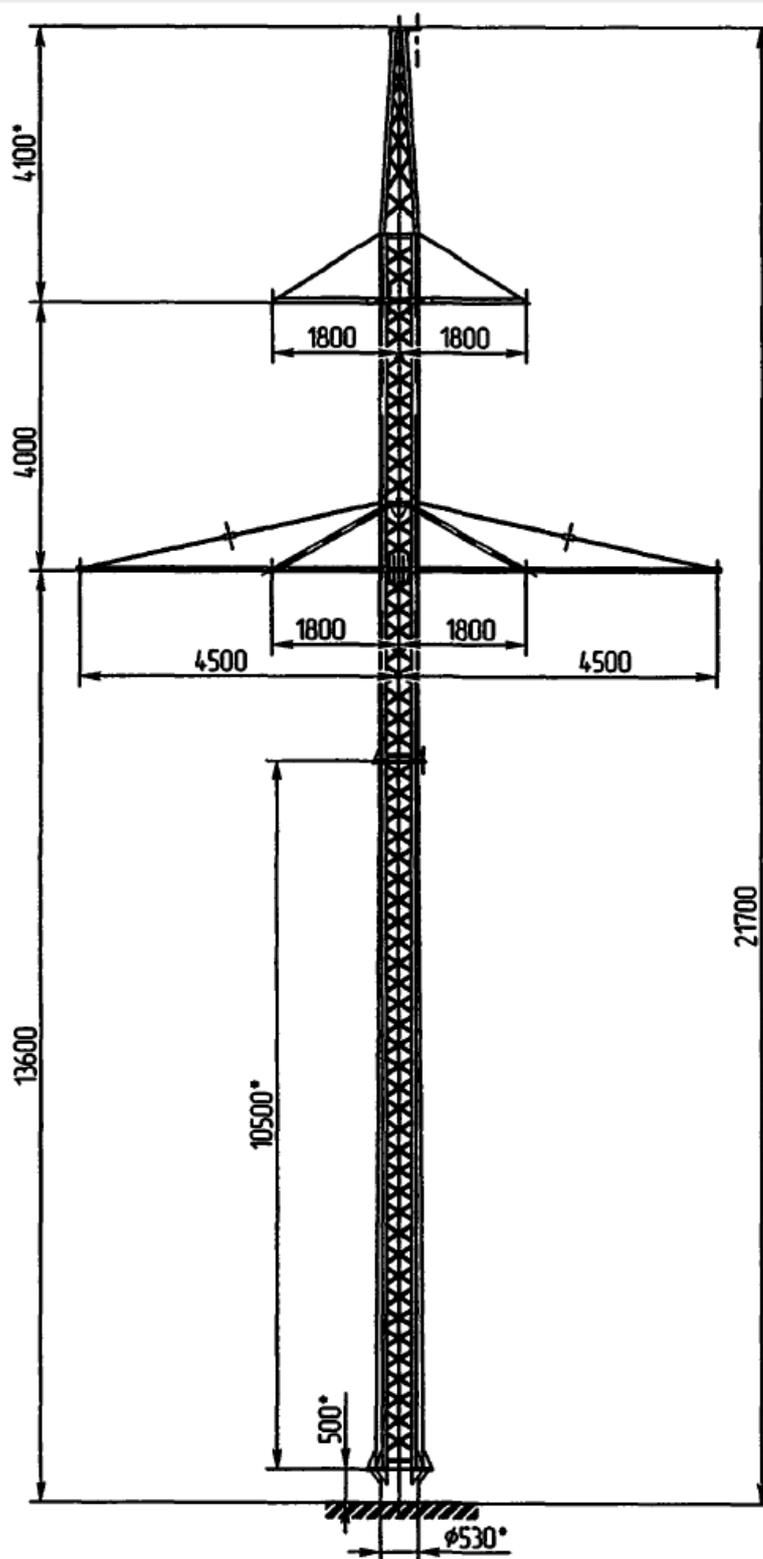


Рисунок 2.4.1 – Промежуточная опора 2ПС35П-5

Нормативная гололедная нагрузка на 1 метр провода

$$P_{гн}^н = \pi \cdot k_i \cdot k_d \cdot b_3 \cdot (d_{пр} + k_i \cdot k_d \cdot b_3) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3} = \quad (18)$$

$$= 3,14 \cdot 0,800 \cdot 0,948 \cdot 15 \cdot (15,2 + 0,800 \cdot 0,948 \cdot 15) \cdot 0,90 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} =$$

$$= 8,377 \text{ Н/м},$$

где k_i – коэффициент, учитывающий изменение толщины стенки гололеда по высоте над поверхностью земли [3, табл. 2.5.4];

k_d – коэффициент, учитывающий изменение толщины стенки гололеда в зависимости от диаметра провода [3, табл. 2.5.4];

$d_{пр}$ – диаметр провода, мм;

g – ускорение свободного падения, м/с^2 .

Расчетная гололедная нагрузка на 1 метр провода

$$P_{гн} = P_{гн}^н \cdot \gamma_{нв} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f \cdot \gamma_d = 8,377 \cdot 1,0 \cdot 1,0 \cdot 1,3 \cdot 0,5 = 5,445 \frac{\text{Н}}{\text{м}}, \quad (19)$$

где $\gamma_{нв}$ – коэффициент надежности по ответственности, принимаемый в зависимости от напряжения ЛЭП [3, п. 2.5.55];

γ_p – региональный коэффициент, принимаемый равным от 1 до 1,5 [3, п. 2.5.55];

γ_f – коэффициент надежности по гололедной нагрузке, принимаемый в зависимости от района по гололеду [3, п. 2.5.55];

γ_d – коэффициент условий работы [3, п. 2.5.55].

Тогда

$$\gamma_{гн} = \frac{P_{гн}}{F_{пр}} = \frac{5,445}{172,2} = 0,040 \frac{\text{Н}}{\text{мм}^2}, \quad (20)$$

3. Определение суммарной вертикальной удельной нагрузки от собственной массы провода и массы гололеда

$$P_{\Sigma 1} = P_n + P_{гн} = 4,616 + 5,445 = 10,061 \text{ Н/м}. \quad (21)$$

Тогда

$$\gamma_{\Sigma 1} = \gamma_n + \gamma_{гн} = 0,034 + 0,040 = 0,074 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2 \quad (22)$$

4. Определение горизонтальной нагрузки от давления ветра на провод, свободный от гололеда (направление ветра принято под углом 90 градусов к проводам).

Нормативная ветровая нагрузка на 1 метр провода без гололеда

$$P_{wn}^H = \alpha_w \cdot k_l \cdot k_w \cdot C_x \cdot W_0 \cdot F \cdot \sin^2 \varphi = \\ = 0,71 \cdot 1,00 \cdot 1,00 \cdot 1,2 \cdot 500 \cdot 0,015 \cdot \sin^2 90 = 6,475 \text{ Н/м}, \quad (23)$$

где α_w – коэффициент, учитывающий неравномерность ветрового давления по пролету ВЛ [3, п. 2.5.52];

k_l – коэффициент, учитывающий влияние длины пролета на ветровую нагрузку [3, п. 2.5.52];

k_w – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте в зависимости от типа местности [3, табл. 2.5.2];

C_x – коэффициент лобового сопротивления [3, п. 2.5.52];

F – площадь продольного диаметрального сечения провода, м^2 ;

φ – угол между направлением ветра и осью ВЛ.

Площадь продольного диаметрального сечения провода

$$F = d_{\text{пр}} \cdot l \cdot 10^{-3} = 15,2 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 0,015 \text{ м}^2. \quad (24)$$

Расчетная ветровая нагрузка на 1 метр провода без гололеда

$$P_{wn} = P_{wn}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 6,475 \cdot 1,0 \cdot 1,0 \cdot 1,1 = 7,123 \text{ Н/м}, \quad (25)$$

где γ_{nw} – коэффициент надежности по ответственности, принимаемый в зависимости от напряжения ЛЭП [3, п. 2.5.54];

γ_p – региональный коэффициент, принимаемый равным от 1 до 1,3 [3, п. 2.5.54];

γ_f – коэффициент надежности по ветровой нагрузке [3, п. 2.5.54].

Тогда

$$\gamma_{wn} = \frac{P_{wn}}{F_{\text{пр}}} = \frac{7,123}{136,8} = 0,052 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2. \quad (26)$$

5. Определение горизонтальной нагрузки от давления ветра на провод, покрытый гололедом (направление ветра принято под углом 90 градусов к проводам).

Нормативное ветровое давление

$$W_r = 0,25 \cdot W_0 = 0,25 \cdot 500 = 125 \text{ Н/м}^2. \quad (27)$$

Нормативная ветровая нагрузка на 1 метр провода с гололедом

$$P_{wnr}^H = \alpha_w \cdot k_l \cdot k_w \cdot C_x \cdot W_r \cdot F \cdot \sin^2 \varphi = \\ = 1,00 \cdot 1,00 \cdot 1,00 \cdot 1,2 \cdot 125 \cdot 0,038 \cdot \sin^2 90 = 5,693 \text{ Н/м}, \quad (28)$$

где α_w – коэффициент, учитывающий неравномерность ветрового давления по пролету ВЛ [3, п. 2.5.52];

C_x – коэффициент лобового сопротивления [3, п. 2.5.52].

Площадь продольного диаметрального сечения провода

$$F = (d_{np} + 2 \cdot k_i \cdot k_d \cdot b_y) \cdot l \cdot 10^{-3} = \\ = (15,2 + 2 \cdot 0,800 \cdot 0,948 \cdot 15) \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 0,038 \text{ м}^2, \quad (29)$$

где b_y – условная толщина стенки гололеда [3, п. 2.5.48].

Расчетная ветровая нагрузка на 1 метр провода с гололедом

$$P_{wnr} = P_{wnr}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 5,693 \cdot 1,0 \cdot 1,0 \cdot 1,1 = 6,262 \text{ Н/м}. \quad (30)$$

Тогда

$$\gamma_{wnr} = \frac{P_{wnr}}{F_{np}} = \frac{6,262}{136,8} = 0,046 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2. \quad (31)$$

6. Определение результирующей удельной нагрузки от массы провода без гололеда и давления ветра

$$P_{\Sigma 2} = \sqrt{P_n^2 + P_{wn}^2} = \sqrt{4,616^2 + 7,123^2} = 8,488 \text{ Н/м}. \quad (32)$$

Тогда

$$\gamma_{\Sigma 2} = \frac{P_{\Sigma 2}}{F_{np}} = \frac{8,488}{136,8} = 0,062 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2. \quad (33)$$

7. Определение результирующей удельной нагрузки от массы провода, массы гололеда и давления ветра

$$P_{\Sigma 3} = \sqrt{P_{\Sigma 1}^2 + P_{wnr}^2} = \sqrt{10,061^2 + 6,262^2} = 11,851 \text{ Н/м}. \quad (34)$$

Тогда

$$\gamma_{\Sigma 3} = \frac{P_{\Sigma 3}}{F_{np}} = \frac{11,851}{136,8} = 0,087 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2. \quad (35)$$

Таким образом $\gamma_{\Sigma 2} < \gamma_{\Sigma 3}$, следовательно $\gamma_{нб} = 0,087 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2$.

Полученные результаты для наглядности сведем в таблицу 2.4.1.

Таблица 2.4.1 – Нагрузки, действующие на провод

Название	Нормативная	Расчетная	Удельная
Постоянно действующая нагрузка от собственной массы провода, P_n, γ_n	–	4,616	0,034
Гололедная нагрузка, $P_{гн}^н, P_{гн}, \gamma_{гн}$	8,37 7	5,445	0,040
Ветровая нагрузка без гололеда, $P_{вн}^н, P_{вн}, \gamma_{вн}$	6,47 5	7,123	0,052
Ветровая нагрузка с гололедом, $P_{внг}^н, P_{внг}, \gamma_{внг}$	5,69 3	6,262	0,046
Результирующая нагрузка, $P_{\Sigma 1}$	–	10,061	0,074
Результирующая нагрузка, $P_{\Sigma 2}$	–	8,488	0,062
Результирующая нагрузка, $P_{\Sigma 3}$	–	11,851	0,087

В данном пункте были определены удельные механические нагрузки от внешних воздействий на провода. Выявлено, что наибольшей является нагрузка от собственной массы провода и массы гололеда при давлении ветра.

2.5 Вычисление критических длин пролетов и выбор определяющих климатических условий для расчета провода на прочность

Рассчитаем изменение значений среднеэксплуатационных допускаемых напряжений $\sigma_{сэ}$ в проводе, которые будут возникать в пролетах различной длины, если требуется обеспечить сохранение допускаемых напряжений при возникновении наибольшей нагрузки или наименьшей температуре. Для этого составим и решим уравнение состояния провода

$$\sigma - \frac{\gamma^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_0 - \frac{\gamma_0^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_0^2} - \alpha \cdot E \cdot (t - t_0). \quad (36)$$

Для объяснения понятия «критический пролет» рассмотрим зависимость напряжения σ от температуры t и от нагрузки γ при малых и больших значениях пролетов l .

1) Предположим, что численное значение пролета стремится к нулю. Примем предельное значение $l = 0$ и подставим его в уравнение состояния провода. Получим

$$\sigma = \sigma_0 - \alpha \cdot E \cdot (t - t_0). \quad (37)$$

На основании данного уравнения можно сделать вывод о том, что при малых значениях пролетов напряжение в проводе зависит в основном от изменения температуры, а не от изменения нагрузки. Таким образом, наибольшее напряжение в проводе будет при наименьшей температуре t . Пролет, в котором напряжение в проводе достигает наибольшего значения при наименьшей температуре t (ветер и гололед отсутствует, т.е. $\gamma = \gamma_n$) называется первым критическим пролетом и обозначается $l_{1к}$.

2) Рассмотрим зависимость напряжения в проводе при больших пролетах. Разделим все члены уравнения основного уравнения состояния провода на квадрат длины пролета и получим

$$\frac{\sigma}{l^2} - \frac{\gamma^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma^2} = \frac{\sigma_0}{l^2} - \frac{\gamma_0^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_0^2} - \frac{\alpha \cdot E}{l^2} \cdot (t - t_0). \quad (38)$$

При увеличении l члены данного уравнения, имеющие l^2 в знаменателе, будут уменьшаться и при « $l \rightarrow \infty$ » обратятся в ноль. В последнем случае получим

$$\frac{\gamma^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma^2} = \frac{\gamma_0^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_0^2}. \quad (39)$$

Решив уравнение относительно σ , имеем

$$\sigma = \frac{\gamma}{\gamma_0} \cdot \sigma_0. \quad (40)$$

Это уравнение показывает, что при больших пролетах напряжение в проводе зависит в основном от нагрузки на провод и достигает максимальных значений при наибольшей нагрузке $\gamma_{нб}$ (температура равна температуре гололедообразования t_r). Пролет, в котором напряжение в проводе достигает наибольшего значения при наибольшей нагрузке, называется третьим критическим пролетом и обозначается $l_{3к}$.

Очевидно, что между первым и третьим критическими пролетами должен находиться такой пограничный пролет, при котором напряжение в проводе достигает одинаковых значений, как при наиминимальной температуре, так и при наибольшей нагрузке. Такой пролет называется вторым критическим пролетом и обозначается $l_{2к}$ (определяется для $t_{сг}$ и $\gamma = \gamma_n$).

Рассчитаем изменение значений $\sigma_{сз}$ в проводе, которые будут возникать в пролетах различной длины, если требуется обеспечить сохранение допускаемых напряжений при условии возникновения наибольшей нагрузки или действия на провод наиминимальной температуры.

Вариант 1 (исходные условия – $\gamma_{нб}$; искомые – $\sigma_{сз}$).

Тогда уравнение состояния примет вид

$$\sigma_{сз} - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{сз}^2} = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{нб}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сг} - t_r). \quad (41)$$

Представим уравнение, как неполное кубическое

$$\sigma_{сз}^3 - A \cdot \sigma_{сз}^2 - B = 0. \quad (42)$$

где

$$A = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{нб}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сг} - t_r), \quad (43) \quad B = \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24}, \quad (45)$$

Уравнение решается с помощью итерационного метода.

Метод Ньютона

$$\sigma_{k+1} = \sigma_k - \frac{f(\sigma_k)}{f'(\sigma_k)}, \quad (46) \quad f'(\sigma_k) = 3 \cdot \sigma_k^2 - 2 \cdot A \cdot \sigma_k, \quad (47)$$

$$\sigma_{k+1} = \sigma_k - \frac{\sigma_k^3 - A \cdot \sigma_k^2 - B}{3 \cdot \sigma_k^2 - 2 \cdot A \cdot \sigma_k} = \frac{\sigma_k^2 \cdot (2 \cdot \sigma_k - A) - B}{\sigma_k \cdot (3 \cdot \sigma_k - 2 \cdot A)}. \quad (48)$$

Исследуем, как изменится напряжение в проводе в зависимости от изменения длины пролёта при возникновении наибольшей механической нагрузки.

$$\begin{aligned} \sigma_{сз(н)}^1 &= \sigma_{нб} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сг} - t_r) = \\ &= 135 - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-2,5 - (-5)) = 131,0 \frac{\text{Н}}{\text{мм}^2}, \quad (49) \end{aligned}$$

$l \rightarrow \infty$

$$\sigma_{сз(к)}^1 = \frac{\gamma_n}{\gamma_{нб}} \cdot \sigma_{нб} = \frac{0,034}{0,087} \cdot 135 = 52,6 \text{ Н/мм}^2. \quad (50)$$

Получим зависимости А и В от длины пролета l

$$A = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{нб}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сг} - t_r) = \quad (51)$$

$$= 135 - \frac{0,087^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4}{24 \cdot 135^2} \cdot l^2 - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-2,5 - (-5)) =$$

$$= 131,040 - 0,0014 \cdot l^2;$$

$$B = \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24} = \frac{0,034^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4}{24} \cdot l^2 = 3,9135 \cdot l^2. \quad (52)$$

Вычислим σ при различных длинах пролета. Расчет сведем в таблицу 2.5.1.

Таблица 2.5.1 – Результаты расчетов напряжений в проводе при условии возникновения наибольшей механической нагрузки

l , км	A	B	$\sigma_{сз,1}^1$, Н/мм ²	$\sigma_{сз,2}^2$, Н/мм ²	$\sigma_{сз,3}^3$, Н/мм ²	$\sigma_{сз,4}^4$, Н/мм ²	$\sigma_{сз,5}^5$, Н/мм ²	$\sigma_{сз,6}^6$, Н/мм ²	$\sigma_{сг}$, Н/мм ²	$\sigma_{нб} = \sigma_{-}$, Н/мм ²
50	127,5	9783,7	131,040	128,223	128,098	128,098	128,098	128,098	90	135
100	116,9	39134,9	128,098	120,586	119,636	119,621	119,621	119,621	90	135
150	99,2	88053,6	119,621	108,981	106,969	106,899	106,899	106,899	90	135
200	74,4	156539,7	106,899	95,219	92,762	92,657	92,657	92,657	90	135
250	42,6	244593,3	92,657	82,282	80,461	80,408	80,408	80,408	90	135
300	3,7	352214,3	80,408	72,750	71,871	71,860	71,860	71,860	90	135
350	-42,3	479402,8	71,860	66,746	66,398	66,397	66,397	66,397	90	135
400	-95,4	626158,8	66,397	63,028	62,890	62,890	62,890	62,890	90	135
450	-155,6	792482,2	62,890	60,612	60,553	60,553	60,553	60,553	90	135
500	-222,8	978373,1	60,553	58,957	58,929	58,929	58,929	58,929	90	135
550	-297,1	1183831,4	58,929	57,771	57,757	57,757	57,757	57,757	90	135
600	-378,5	1408857,2	57,757	56,892	56,884	56,884	56,884	56,884	90	135
650	-467,0	1653450,5	56,884	56,221	56,217	56,217	56,217	56,217	90	135
700	-562,5	1917611,2	56,217	55,697	55,695	55,695	55,695	55,695	90	135
750	-665,1	2201339,4	55,695	55,280	55,278	55,278	55,278	55,278	90	135
800	-774,8	2504635,0	55,278	54,942	54,941	54,941	54,941	54,941	90	135

Вариант 2 (исходные условия – t_{-} ; искомые – $\sigma_{сз}$).

$$\sigma_{сз} - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{сз}^2} = \sigma_{-} - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{-}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сг} - t_{-}).$$

Представим уравнение, как неполное кубическое

$$\sigma_{сз}^3 - A \cdot \sigma_{сз}^2 - B = 0.$$

где

$$A = \sigma_- - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_-^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{cr} - t_-), \quad B = \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24}.$$

Исследуем, как изменится σ в проводе в зависимости от изменения l при t_- . На нулевой итерации принимаем $l = 0$.

$$\begin{aligned} \sigma_{сз(н)}^2 &= \sigma_- - \alpha \cdot E \cdot (t_{cr} - t_-) = \\ &= 135 - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-2,5 - (-51,0)) = 58,2 \text{ Н/мм}^2. \end{aligned}$$

$l \rightarrow \infty$

$$\sigma_{сз(к)}^2 = \frac{\gamma_n}{\gamma_n} \cdot \sigma_- = \frac{0,034}{0,034} \cdot 135 = 135,0 \text{ Н/мм}^2.$$

Получим зависимости А и В от длины пролета l

$$\begin{aligned} A &= \sigma_- - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_-^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{cr} - t_-) = \\ &= 135 - \frac{0,034^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4}{24 \cdot 135^2} \cdot l^2 - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-1,9 - (-51,0)) = \\ &= 58,176 - 0,0002 \cdot l^2; \\ B &= \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24} = \frac{0,034^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4}{24} \cdot l^2 = 3,9135 \cdot l^2. \end{aligned}$$

Вычислим σ при различных длинах пролета. Расчет сведем в таблицу 2.5.2.

Таблица 2.5.2 – Результаты расчетов напряжений в проводе при условии установившейся наинизшей температуры окружающей среды

l , км	A	B	$\sigma_{сз,1}^1$, Н/мм ²	$\sigma_{сз,2}^2$, Н/мм ²	$\sigma_{сз,3}^3$, Н/мм ²	$\sigma_{сз,4}^4$, Н/мм ²	$\sigma_{сз,5}^5$, Н/мм ²	$\sigma_{сз,6}^6$, Н/мм ²	$\sigma_{ср}$, Н/мм ²	$\sigma_{нб} = \sigma_-$, Н/мм ²
50	57,6	9783,7	58,176	60,487	60,328	60,327	60,327	60,327	90	135
100	56,0	39134,9	60,327	65,977	65,241	65,227	65,227	65,227	90	135
150	53,3	88053,6	65,227	71,687	70,888	70,874	70,874	70,874	90	135
200	49,6	156539,7	70,874	77,044	76,410	76,403	76,403	76,403	90	135
250	44,8	244593,3	76,403	82,011	81,545	81,542	81,542	81,542	90	135
300	38,9	352214,3	81,542	86,564	86,226	86,225	86,225	86,225	90	135
350	31,9	479402,8	86,225	90,705	90,459	90,458	90,458	90,458	90	135
400	23,8	626158,8	90,458	94,454	94,274	94,273	94,273	94,273	90	135
450	14,7	792482,2	94,273	97,840	97,706	97,706	97,706	97,706	90	135
500	4,5	978373,1	97,706	100,895	100,794	100,794	100,794	100,794	90	135
550	-6,8	1183831,4	100,794	103,650	103,574	103,574	103,574	103,574	90	135
600	-19,1	1408857,2	103,574	106,135	106,077	106,077	106,077	106,077	90	135
650	-32,5	1653450,5	106,077	108,379	108,334	108,334	108,334	108,334	90	135
700	-47,0	1917611,2	108,334	110,406	110,372	110,372	110,372	110,372	90	135

750	-62,6	2201339,4	110,372	112,240	112,213	112,213	112,213	112,213	90	135
800	-79,3	2504635,0	112,213	113,900	113,879	113,879	113,879	113,879	90	135

Зависимости напряжений в проводе от длины пролета приведены на рисунке 2.5.1.

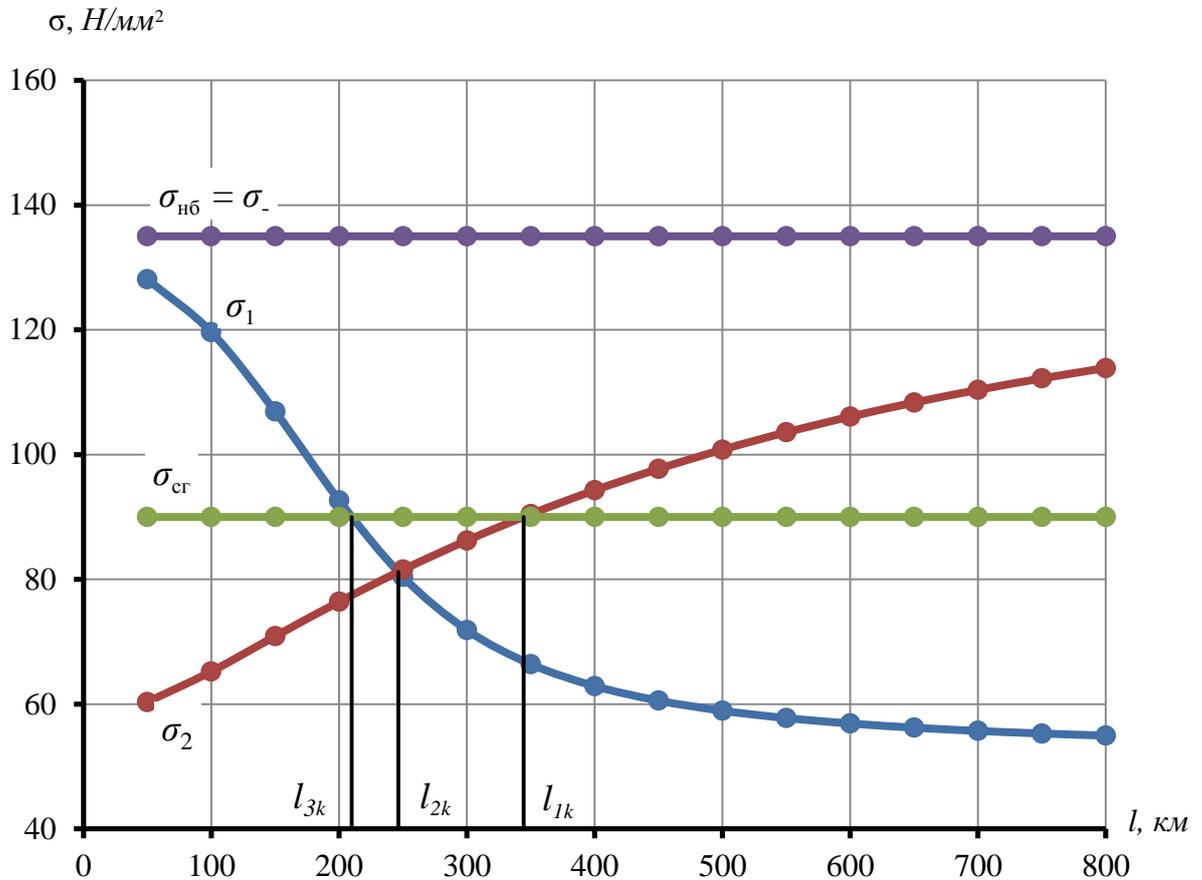


Рисунок 2.5.1 – Зависимости напряжений в проводе от длины пролета
Вычислим критические пролеты

$$\begin{aligned}
 l_{1k} &= 4,9 \cdot \frac{\sigma_-}{\gamma_n} \cdot \sqrt{\frac{(\sigma_- - \sigma_{кр}) + \alpha \cdot E \cdot (t_- - t_{кр})}{E \cdot \left(1 - \left(\frac{\sigma_-}{\sigma_{кр}}\right)^2\right)}} = & (53) \\
 &= 4,9 \cdot \frac{135}{0,034} \cdot \sqrt{\frac{(135 - 90) + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-51,0 - (-2,5))}{8,25 \cdot 10^4 \cdot \left(1 - \left(\frac{135}{90}\right)^2\right)}} = \\
 &= 344,4 \text{ м,}
 \end{aligned}$$

$$l_{2k} = 4,9 \cdot \frac{\sigma_{\text{нб}}}{\gamma_n} \cdot \sqrt{\frac{\alpha \cdot (t_{\text{г}} - t_{-})}{\left(\frac{\gamma_{\text{нб}}}{\gamma_n}\right)^2 - 1}} = \quad (54)$$

$$= 4,9 \cdot \frac{135}{0,034} \cdot \sqrt{\frac{19,2 \cdot 10^{-6} \cdot (-5,0 - (-51,0))}{\left(\frac{0,087}{0,034}\right)^2 - 1}} = 246,4\text{м},$$

$$l_{3k} = 4,9 \cdot \frac{\sigma_{\text{нб}}}{\gamma_n} \cdot \sqrt{\frac{(\sigma_{\text{нб}} - \sigma_{\text{ср}}) + \alpha \cdot E \cdot (t_{\text{г}} - t_{\text{ср}})}{E \cdot \left(\left(\frac{\gamma_{\text{нб}}}{\gamma_n}\right)^2 - \left(\frac{\sigma_{\text{нб}}}{\sigma_{\text{ср}}}\right)^2\right)}} = \quad (55)$$

$$= 4,9 \cdot \frac{135}{0,034} \cdot \sqrt{\frac{(135 - 90) + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-5,0 - (-2,5))}{8,25 \cdot 10^4 \cdot \left(\left(\frac{0,087}{0,034}\right)^2 - \left(\frac{135}{90}\right)^2\right)}} =$$

$$= 209,9\text{м}.$$

Таким образом, имеем соотношение $l_{1k} > l_{2k} > l_{3k}$, следовательно, расчетным пролетом является пролет l_{2k} .

Так как $l_{2k} < l_{\text{зад}}$, то определяющими климатическими условиями будут $\sigma_{\text{нб}}$, $\gamma_{\text{нб}}$, $t_{\text{г}}$, следовательно при дальнейшем строительстве воздушной линии электропередачи необходимо опираться только на эти условия.

При расчете провода на прочность для конкретного пролета необходимо знать, в каком режиме стрела провеса провода имеет наибольшее значение: при образовании гололедных отложений или при наивысшей температуре. При определенной температуре воздуха стрела провеса провода, находящегося под воздействием собственного веса, достигнет такого же значения, как и при наличии гололедных образований. Такая температура называется критической

$$t_{\text{кр}} = (t_{\text{г}} - 3) + \frac{\sigma_{\text{нб}}}{\alpha \cdot E} \cdot \frac{\gamma_n}{\gamma_{\text{с1}}} = \quad (56)$$

$$= (-5,0 - 3) + \frac{135}{19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4} \cdot \frac{0,034}{0,074} = 31,1^{\circ}\text{C}.$$

Так как

$$t_{кр} = 31,1 \text{ } ^\circ\text{C} < t_+ = 35,0 \text{ } ^\circ\text{C},$$

следовательно, наибольшая стрела провеса будет при наивысшей температуре.

Таким образом, в данном пункте были рассчитаны критические пролеты, выявлен расчетный пролет и были выбраны определяющие климатические условия для расчета провода на прочность.

2.6 Определение габаритного пролета

Габаритным пролетом называется промежуточный пролет воздушной линии такой длины, при которой на ровной местности для заданных высот подвески проводов на соседних опорах обеспечивается нормируемый вертикальный габарит от низшего провода до земли при климатических условиях, соответствующих наибольшему провисанию провода заданной марки.

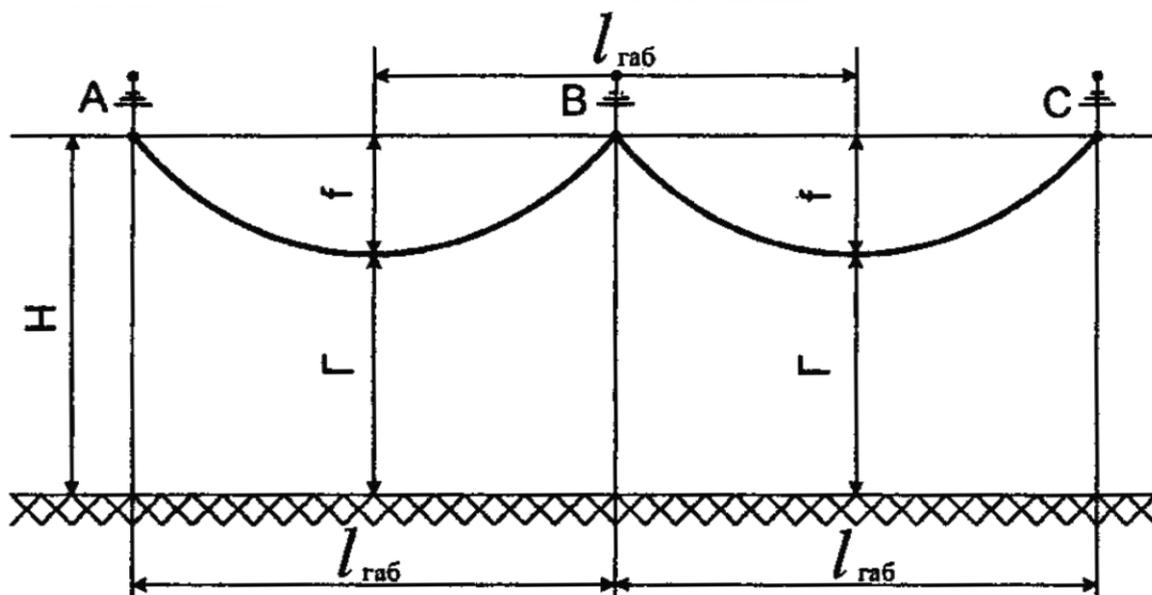


Рисунок 2.6.1 – Определение габаритного пролета

Габаритный пролет является наивыгоднейшим при расстановке опор на местности. Значение габаритного пролета определяется путем решения уравнения состояния провода, в котором исходными условиями являются расчетные, а искомые – габаритные

$$l_{\text{габ}}^4 \cdot \left(\frac{\gamma_{[f]}}{8 \cdot f} + \left(\frac{\gamma_{[\sigma]}}{\sigma} \right)^2 \cdot \frac{E}{24} \right) - l_{\text{габ}}^2 \cdot \left(\sigma + \alpha \cdot E \cdot (t_{[\sigma]} - t_{[f]}) \right) - \frac{8}{3} \cdot f^2 \cdot E = 0, (57)$$

где $\gamma_{[f]}$ – удельная механическая нагрузка (γ_n или $\gamma_{\Sigma I}$), при которой имеется наибольшее провисание провода, даН/мм²;

$\gamma_{[\sigma]}$ – наибольшая удельная механическая нагрузка (γ_n или $\gamma_{\text{нб}}$), принятая как исходная для климатических условий, даН/мм²;

f – стрела провеса провода, м;

σ – напряжение в проводе, (σ_- , $\sigma_{\text{сг}}$ или $\sigma_{\text{нб}}$), принятое как исходное для климатических условий, даН/мм²;

$t_{[f]}$ – температура ($t_{\text{г}}$ или t_+), при которой имеет место наибольшая стрела провисания провода, °С;

$t_{[\sigma]}$ – температура (t_- , $t_{\text{сг}}$ или $t_{\text{г}}$), выбранная как исходная для климатических условий, °С.

Имеем

$$l_{\text{габ}}^4 \cdot \left(\frac{\gamma_n}{8 \cdot f} + \left(\frac{\gamma_{\text{нб}}}{\sigma_{\text{нб}}} \right)^2 \cdot \frac{E}{24} \right) - l_{\text{габ}}^2 \cdot \left(\sigma_{\text{нб}} + \alpha \cdot E \cdot (t_{\text{г}} - t_+) \right) - \frac{8}{3} \cdot f^2 \cdot E = 0,$$

Полученное уравнение можно представить как биквадратное уравнение относительно длины габаритного пролета

$$A \cdot l_{\text{габ}}^4 - B \cdot l_{\text{габ}}^2 - C = 0, (58)$$

где

$$A = \frac{\gamma_{[f]}}{8 \cdot f} + \left(\frac{\gamma_{[\sigma]}}{\sigma} \right)^2 \cdot \frac{E}{24} = \frac{\gamma_n}{8 \cdot f} + \left(\frac{\gamma_{\text{нб}}}{\sigma_{\text{нб}}} \right)^2 \cdot \frac{E}{24} = (59)$$

$$= \frac{0,034}{8 \cdot 2,9} + \left(\frac{0,087}{135} \right)^2 \cdot \frac{8,25 \cdot 10^4}{24} = 0,0029,$$

$$B = \sigma + \alpha \cdot E \cdot (t_{[\sigma]} - t_{[f]}) = \sigma_{\text{нб}} + \alpha \cdot E \cdot (t_{\text{г}} - t_+) = (60)$$

$$= 135 + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-5 - 35) = 71,6,$$

$$C = \frac{8}{3} \cdot f^2 \cdot E = \frac{8}{3} \cdot 2,9^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 = 1887293,7. (61)$$

Таким образом, получим биквадратное уравнение вида

$$0,0029 \cdot l_{\text{габ}}^4 - 71,6 \cdot l_{\text{габ}}^2 - 1887293,7 = 0$$

Тогда

$$l_{\text{габ}} = \sqrt{\frac{B + \sqrt{B^2 + 4 \cdot A \cdot C}}{2 \cdot A}} = \quad (62)$$
$$= \sqrt{\frac{71,6 + \sqrt{71,6^2 + 4 \cdot 0,0029 \cdot 1887293,7}}{2 \cdot 0,0029}} = 169,3 < l_{2к} = 246,4 \text{ м.}$$

Стрела провисания провода для габаритного пролёта

$$f = \frac{\gamma_n \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{\text{нб}}} = \frac{0,034 \cdot 169^2}{8 \cdot 135} = 0,9 \text{ м.} \quad (63)$$

Длина провода в пролете при данной стреле провеса провода

$$L = l_{\text{габ}} + \frac{8}{3} \cdot \frac{f^2}{l_{\text{габ}}} = 249 + \frac{8}{3} \cdot \frac{0,9^2}{169,3} = 169,36 \text{ м.} \quad (64)$$

В ходе расчетов данного пункта был рассчитан габаритный пролет и определена стрела провисания провода в пролете.

2.7 Выбор изоляторов и арматуры

В соответствии с ПУЭ расчет изоляторов производят по методу разрушающих нагрузок. Расчетные усилия в изоляторах не должны превышать значений механических или электромеханических нагрузок, установленные ГОСТами.

Весовой пролет

$$l_{\text{вес}} = 1,25 \cdot l_{\text{габ}} = 1,25 \cdot 169,3 = 211,7 \text{ м.} \quad (65)$$

а) Поддерживающая гирлянда

Нормативная нагрузка для поддерживающих гирлянд промежуточных опор в нормальном режиме работы

– при наибольшей механической нагрузке

$$2,5 \cdot (n_{\text{ф}} \cdot \gamma_{\text{нб}} \cdot F_{\text{пр}} \cdot l_{\text{вес}} + G_{\text{г}}) \leq P, \quad (66)$$

$$2,5 \cdot (1 \cdot 0,087 \cdot 136,8 \cdot 211,7 + 200) = 6771,4 \text{ Н,}$$

где $n_{\text{ф}}$ – количество проводов в расщепленной фазе, шт;

G_r – средний вес гирлянды изоляторов [6, стр. 219, табл. 2.3], Н;

– при среднеэксплуатационных условиях

$$5 \cdot (n_{\phi} \cdot \gamma_n \cdot F_{\text{пр}} \cdot l_{\text{вес}} + G_r) \leq P, \quad (67)$$

$$5 \cdot (1 \cdot 0,034 \cdot 136,8 \cdot 211,7 + 200) = 5885,4 \text{ Н},$$

– при аварийном режиме работы

В аварийном режиме на гирлянды изоляторов действуют весовые нагрузки от проводов и самой гирлянды, а также редуцирование тяжения.

Сила тяжения

$$T_{\text{нб}} = n_{\phi} \cdot \sigma_{\text{нб}} \cdot F_{\text{пр}} = 1 \cdot 135 \cdot 136,8 = 18468,0 \text{ Н}. \quad (68)$$

Тогда

$$1,8 \cdot \sqrt{\left(\frac{n_{\phi} \cdot \gamma_{\text{нб}} \cdot F_{\text{пр}} \cdot l_{\text{вес}}}{2} + G_r\right)^2 + (K_{\text{рд}} \cdot T_{\text{нб}})^2} \leq P, \quad (69)$$

$$1,8 \cdot \sqrt{\left(\frac{1 \cdot 0,034 \cdot 136,8 \cdot 211,7}{2} + 200\right)^2 + (0,4 \cdot 18468,0)^2} = 13354,6 \text{ Н},$$

где $k_{\text{рд}}$ – коэффициент редукиции.

Сравнение полученных значений нормативных нагрузок показывает, что в данном случае выбор изоляторов для поддерживающей гирлянды должен производиться по условиям послеаварийного режима.

Выбираем подвесные полимерные изолирующие [7, стр. 93, табл. 1.71].

Марка изолирующих и их параметры приведены в таблице 2.7.1.

Таблица 2.7.1 – Параметры подвесной изолирующей

Тип изоляторов	Механическая разрушающая сила, кН	Диаметр тарелки D , мм	Строительная высота H , мм	Длина пути утечки $L_{\text{и}}$, мм	Масса m , кг
ЛК70/35-ВЗ	70	90/65	505	895	1,4

Длина пути утечки

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot k = 1,90 \cdot 40,5 \cdot 1,00 = 77,0 \text{ см}, \quad (70)$$

где λ_3 – удельная эффективная длина пути утечки [3, табл. 1.9.1], см/кВ;

U – наибольшее рабочее междуфазное напряжение (ГОСТ 721), кВ;

k – коэффициент использования длины пути утечки [3, табл. 1.9.22].

б) Натяжная гирлянда

Натяжные гирлянды изоляторов крепятся на анкерных опорах и воспринимают нагрузку от собственного веса гирлянды и от тяжения провода. Весовые пролёты для стальных анкерных опор в справочных данных обычно не указываются, поэтому необходимо ориентироваться на длину весового пролёта промежуточной опоры.

– при наибольшей механической нагрузке

$$2,5 \cdot \sqrt{\left(\frac{\gamma_{\text{нб}} \cdot F_{\text{пр}} \cdot l_{\text{вес}}}{2} + G_r\right)^2 + (\sigma_{\text{нб}} \cdot F_{\text{пр}})^2} \leq P, \quad (71)$$

$$2,5 \cdot \sqrt{\left(\frac{0,087 \cdot 136,8 \cdot 211,7}{2} + 200\right)^2 + (135 \cdot 136,8)^2} = 46312,9 \text{ Н},$$

– при среднеэксплуатационных условиях

При расчете среднеэксплуатационных условий прежде чем рассчитывать значение нагрузки необходимо обратиться к построенным зависимостям (рисунок 2.5.1) $\sigma_{\text{сз}}$ находится из зависимостей для весового пролета, тогда

$$6 \cdot \sqrt{\left(\frac{\gamma_n \cdot F_{\text{пр}} \cdot l_{\text{вес}}}{2} + G_r\right)^2 + (\sigma_{\text{сз}} \cdot F_{\text{пр}})^2} \leq P, \quad (72)$$

$$6 \cdot \sqrt{\left(\frac{0,034 \cdot 136,8 \cdot 211,7}{2} + 200\right)^2 + (77,6 \cdot 136,8)^2} = 63863,1 \text{ Н}.$$

Сравнение полученных значений нормативных нагрузок показывает, что в данном случае выбор изоляторов для поддерживающей гирлянды должен производиться по среднеэксплуатационным условиям.

Выбираем натяжные полимерные изолирующие [7, стр. 91, табл. 1.70]. Марка изолирующих и их параметры приведены в таблице 2.7.2.

Таблица 2.7.2 – Параметры натяжной изолирующей

Тип изоляторов	Механическая разрушающая сила, кН	Диаметр тарелки D , мм	Строительная высота H , мм	Длина пути утечки L_n , мм	Масса m , кг
ЛК70/35-ВЗ	70	90/65	505	895	1,4

Длина пути утечки

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot k = 1,90 \cdot 40,5 \cdot 1,00 = 77,0 \text{ см.} \quad (73)$$

в) Выбор линейной арматуры

Выбор арматуры производится в соответствии с принятым типом изоляторов. Изоляторы имеют присоединительные размеры, позволяющие сопрягать их с арматурой.

Таблица 2.7.3 – Линейная арматура поддерживающей изолирующей

Позиция	Обозначение	Наименование	Кол-во	Масса, кг
1	КГП-7-2В	Узел крепления	1	0,7
2	ЛК70/35-ВЗ	Изолятор	1	1,4
3	ПГ-30/12-20	Зажим поддерживающий	1	1,07
Масса арматуры				1,77
Масса изолирующей подвески				1,4

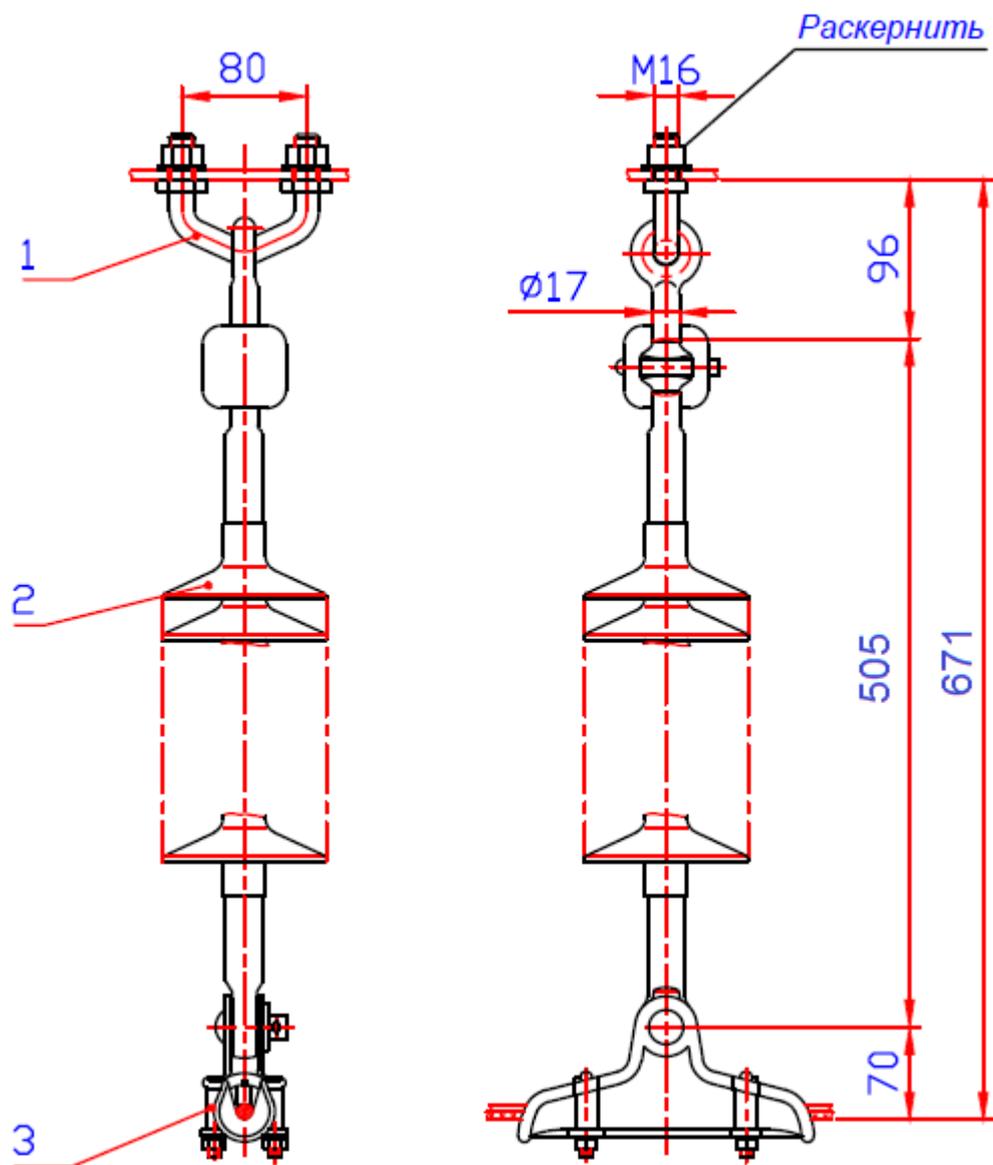


Рисунок 2.7.1 – Поддерживающие изолирующие с полимерными изоляторами типа ЛК70/35-В3

Таблица 2.7.4 – Линейная арматура натяжной изолирующей

Позиция	Обозначение	Наименование	Кол-во	Масса, кг
1	СК-120-1Б	Скоба	2	0,92
2	СР-12-16	Серьга	1	0,41
3	ЛК70/35-В3	Изолятор	1	1,40
4	НЗ-60/11-17	Зажим натяжной	1	1,50
Масса арматуры				3,75
Масса изолирующей подвески				1,4

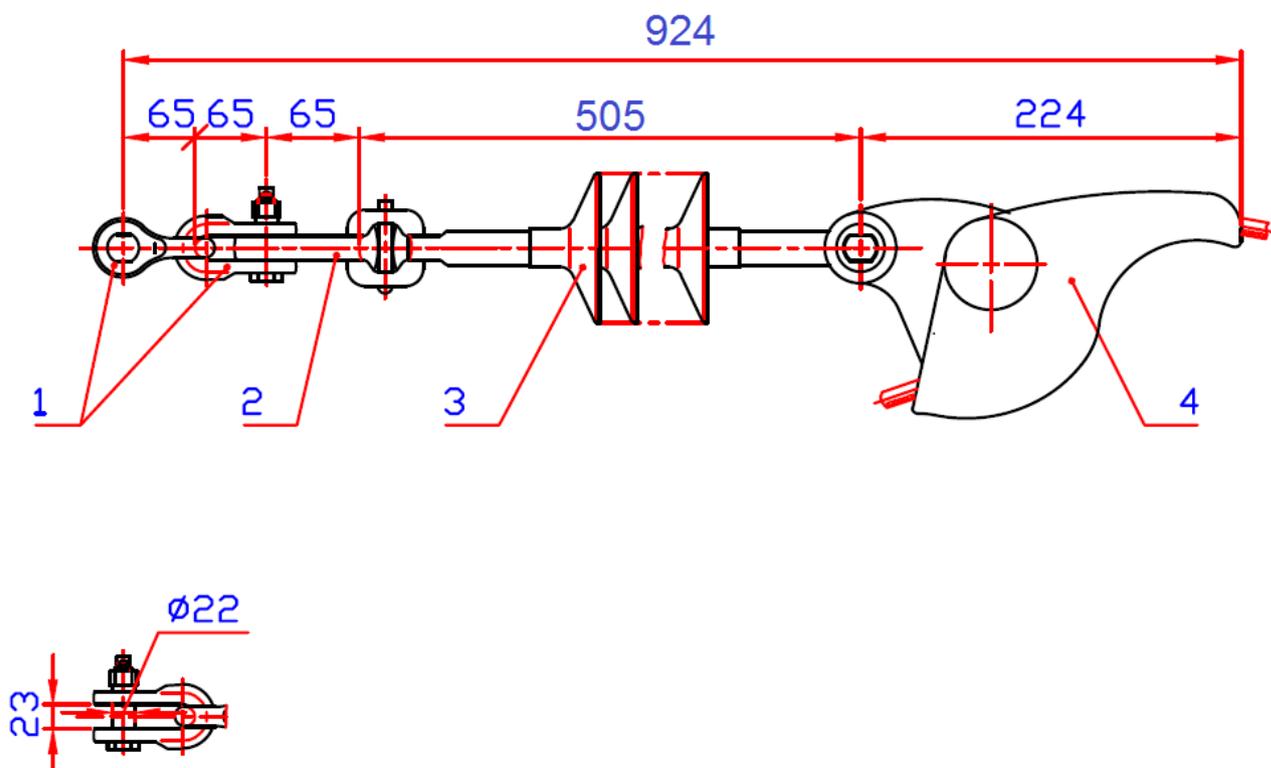


Рисунок 2.7.2 – Натяжные изолирующие с полимерными изоляторами типа ЛК70/35-В3

В данном пункте были выбраны изоляторы и линейная арматура для подвесной и натяжной гирлянд. Было определено количество и масса изоляторов в гирляндах.

2.8 Построение шаблона для расстановки промежуточных опор

Профиль земли редко бывает ровным, поэтому в условиях неровного профиля расстановка опор производится с помощью расстановочного шаблона.

При расчете и построение шаблона учесть:

1. Допустимый габарит не должен быть меньше чем регламентировано в ПУЭ;
2. Нагрузка на опоры не должна превышать значений принятых для опор соответствующих типов.

Шаблон строится на основании расчета ординат кривой максимального провисания провода.

Значение напряжения на данном этапе неизвестно, поэтому надо воспользоваться основным уравнением состояния провода

$$\sigma_{\text{габ}} - \frac{\gamma_{[f]}^2 \cdot E \cdot l_{\text{габ}}^2}{24 \cdot \sigma_{\text{габ}}^2} = \sigma - \frac{\gamma_{[\sigma]}^2 \cdot E \cdot l_{\text{габ}}^2}{24 \cdot \sigma^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{[\sigma]} - t_{[f]}). \quad (74)$$

Имеем

$$\sigma_{\text{габ}} - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_{\text{габ}}^2}{24 \cdot \sigma_{\text{габ}}^2} = \sigma_{\text{нб}} - \frac{\gamma_{\text{нб}}^2 \cdot E \cdot l_{\text{габ}}^2}{24 \cdot \sigma_{\text{нб}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_r - t_+). \quad (75)$$

Подставляем численные значения

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{габ}} - \frac{0,034^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot 169,3^2}{24 \cdot \sigma_{\text{габ}}^2} = \\ = 135 - \frac{0,087^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot 169,3^2}{24 \cdot 135^2} - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-5 - 35), \\ \sigma_{\text{габ}} - \frac{112230,8}{\sigma_{\text{габ}}^2} = 157,8. \end{aligned}$$

Тогда

$$\sigma_{\text{габ}}^3 - 157,8 \cdot \sigma_{\text{габ}}^2 - 112230,8 = 0. \quad (76)$$

Для вычисления $\sigma_{\text{габ}}$ воспользуемся итерационным методом Ньютона, тогда выражение для итерационного счета будет иметь вид

$$\sigma_{\text{габ}k+1} = \frac{\sigma_{\text{габ}k}^2 \cdot (2 \cdot \sigma_{\text{габ}k} - (157,8)) - (-112230,8)}{\sigma_{\text{габ}k} \cdot (3 \cdot \sigma_{\text{габ}k} - (315,5))}. \quad (77)$$

Очевидно, что $\sigma_{\text{габ}}$ должно быть меньше, чем $\sigma_{\text{нб}}$, поэтому на нулевой итерации принимаем

$$\sigma_{\text{габ}0} = 135,0 \text{ Н/мм}^2.$$

Результаты итерационного процесса приведены в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 – Результаты расчета напряжения в проводе при габаритных климатических условиях

$\sigma_{\text{габ}0}$	$\sigma_{\text{габ}1}$	$\sigma_{\text{габ}2}$	$\sigma_{\text{габ}3}$	$\sigma_{\text{габ}4}$	$\sigma_{\text{габ}5}$
178,651	164,576	162,116	162,043	162,043	162,043

Итак, по результатам расчета

$$\sigma_{\text{габ}} = 162,0 \text{ Н/мм}^2.$$

Тогда

$$k_{ш} = \frac{\gamma_{[f]} \cdot 10^4}{2 \cdot \sigma_{габ}} = \frac{\gamma_n \cdot 10^4}{2 \cdot \sigma_{габ}} = \frac{0,034 \cdot 10^4}{2 \cdot 162,0} = 1,0, \quad (78)$$

$$1,0 \cdot \left(\frac{x}{100}\right)^2. \quad (79)$$

Задаваясь значениями $x = (0 \div 0,75) \cdot l_{габ}$, найдем ординаты кривой максимального провисания провода (кривая 1) – y_1 . Результаты расчетов сведем в таблицу 8.2.

Кривая 2 – называется габаритной кривой. Габаритная кривая служит для проверки габарита от проводов до земли и пересекаемых инженерных сооружений. При построении сдвигается вниз по вертикали от кривой 1 на расстояние, равное требуемому габариту Γ [3, табл. 2.5.23]

$$h_{габ} = \Gamma + 0,5 = 6 + 0,5 = 6,5 \text{ м}, \quad (80)$$

где $0,3 \div 0,5$ запас габарита для учета неровностей профиля, м.

Важным условием является то, что кривая 2 должна только касаться линии профиля, а не пересекать ее. Только в этом случае можно говорить о том, что требуемый габарит выдержан. Найдем ординаты габаритной кривой y_2 . Результаты расчетов сведем в таблицу 8.2.

Кривая 3 – земляная кривая. Земляная кривая служит для правильного наложения шаблона без измерения и обозначения высоты подвеса провода на опорах. Ее сдвигают вниз от кривой 1 на расстояние, равное высоте подвеса провода h_0 на опорах

$$h_0 = H_{н.тр} - \lambda_n = 13,6 - 0,5 = 13,1 \text{ м}, \quad (81)$$

где $H_{н.тр}$ – высота опоры от нижней траверсы до земли, м,

λ – длина гирлянды изоляторов, м.

Найдем ординаты земляной кривой y_3 . Результаты расчетов сведем в таблицу 2.8.2.

На основании данных таблицы 2.8.2 построен шаблон для расстановки опор по профилю трассы (рисунок 2.8.1). На шаблоне указаны габаритный и весовой пролёты.

Таблица 2.8.2 – Результаты расчета ординат кривых (парабол) для построения расстановочного шаблона

$x, м$	-127,0	-101,6	-76,2	-50,8	-25,4	0,0	25,4	50,8	76,2	101,6	127,0
$y_1, м$	1,7	1,1	0,6	0,3	0,1	0,0	0,1	0,3	0,6	1,1	1,7
$y_2, м$	-4,8	-5,4	-5,9	-6,2	-6,4	-6,5	-6,4	-6,2	-5,9	-5,4	-4,8
$y_3, м$	-11,4	-12,0	-12,5	-12,8	-13,0	-13,1	-13,0	-12,8	-12,5	-12,0	-11,4

Расстановка опор по продольному профилю трассы производится следующим образом: шаблон накладывается на профиль трассы так, чтобы кривая пересекала профиль в месте установки первой анкерной опоры, а кривая 2 касалась его. При этом ось y должна находиться в вертикальном положении. Тогда другая точка пересечения кривой 3 с профилем будет соответствовать месту установки первой промежуточной опоры. При таком положении шаблона во всех точках пролета габарит до земли будет не меньше допустимого. Затем шаблон передвигается и аналогичным образом находится положение следующей опоры.

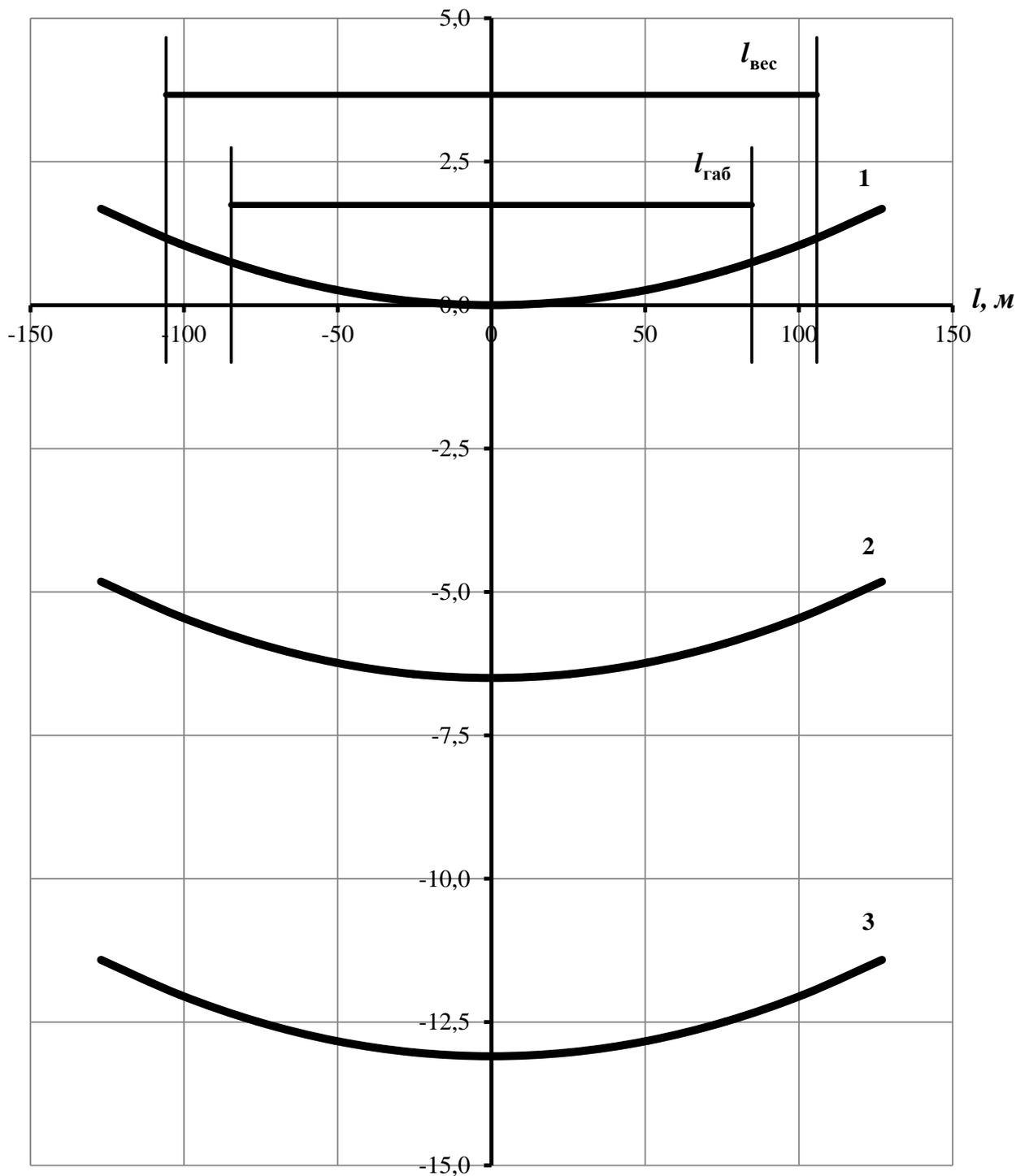


Рисунок 2.8.1 – Шаблон для расстановки опор по профилю трассы

В данном пункте был построен шаблон для расстановки промежуточных опор. Шаблон представляет собой три кривые (параболы), расположенные друг над другом с определенным сдвигом по вертикали.

Заключение

В ходе данной работы был произведен механический расчет воздушной линии электропередачи 35 кВ. По результатам расчёта удельных механических нагрузок выяснилось, что наибольшая нагрузка на провод приходится от собственной массы провода и массы гололеда при давлении ветра.

Расчет критической температуры показал, что $t_{кр} < t_{+}$, следовательно, наибольшая стрела провеса будет при наивысшей температуре, а не при образовании гололедных отложений.

Так же был рассчитан габаритный пролет и стрела провеса при габаритном пролете.

Следующим этапом был выбор изоляторов и арматуры. Изоляторы были выбраны как для промежуточных опор, так и для анкерных. Были приняты полимерные изолирующие марки ЛК70/35-В3. Так же были выбраны элементы линейной арматуры и определено их количество.

На последнем этапе был произведен расчет и построение расстановочного шаблона.

3 Проектирование ПС

3.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов.

Выбор количества трансформаторов зависит от требований к надежности электроснабжения питающихся от подстанций потребителей. На подстанциях целесообразно устанавливать два трансформатора. В данном случае обеспечивается надежность электроснабжения потребителей 1 и 2 категорий. В ситуации отключения одного трансформатора оставшийся в работе должен выдерживать перегрузку до 40%.

Как правило, в практике проектирования на подстанциях всех категорий предусматривается установка двух трансформаторов. Несмотря на то, что на большинство новых подстанций на первом этапе устанавливается по одному трансформатору, удельный вес двух трансформаторных подстанций растет. Выбор мощности трансформаторов основывается на показателях нагрузки при эксплуатации подстанции.

Суммарная установленная мощность трансформаторов должна удовлетворять следующему условию:

$$S_{тр.расч} = \frac{P_{\max}}{\cos \varphi \cdot \beta \cdot n - 1} \quad (82)$$

При выборе числа и номинальной мощности трансформаторов должна быть предусмотрена возможность надежного электроснабжения потребителей всех категорий при наиболее эффективном использовании выбранной мощности трансформаторов.

Для электроснабжения потребителей I, II категорий количество

					ФЮРА.140205.000 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Логачев В.Р</i>			<i>Проектирование ПС</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>								
<i>Консульт.</i>								
<i>Н. контр.</i>								
<i>Утв.</i>								
						ТПУ ЭЛТИ Гр.3- 9202		

трансформаторов должно быть не менее двух, а их мощность определяется из соотношения:

$$S_{\text{Тр}} > S_p / n \cdot k_3 \quad (83)$$

где n — количество трансформаторов,

S_p — расчетная мощность трансформатора,

k_3 — рекомендованный коэффициент загрузки трансформатора 0,7.

При длительной аварийной нагрузке для трансформаторов с системами охлаждения М, Д, ДЦ, и Ц допускается на 40% больше номинальной мощности трансформатора в течении пяти суток, но не более 6 часов в сутки, если коэффициент начальной нагрузки k_1 не превышает 0,93.

Определяем мощность трансформатора.

$$S_p = 6300 \text{ (кВ}\cdot\text{А)}$$

$$S_{\text{Тр}} > 6300 / 2 \cdot 0,7 = 4500 \text{ (кВ}\cdot\text{А)} \quad (84)$$

Выбираем два силовых трансформатора стандартного типа ТМН-6300-35/6 с параллельно соединенными обмотками на напряжении 6кВ, с устройством автоматического регулирования напряжения под нагрузкой, их параметры сводим в таблицу 186-Р-ЭТ1.ОЛ1.

Коэффициент заполнения суточного графика нагрузки в аварийном режиме, т.е. при выходе из работы одного трансформатора:

$$K_3 = S_p / 1,4 S_{\text{Т}}, \quad (85)$$

$$K_3 = 6300 / 1,4 \cdot 6300 = 0,714 \quad (86)$$

В ситуации отключения одного из трансформаторов оставшийся в работе трансформатор с учетом допустимой ПУЭ 40 % аварийной перегрузки сможет пропустить мощность

$$1,4 \cdot S_{\text{НОМ}} = 1,4 \cdot 6300 = 8820 \text{ кВ}\cdot\text{А} \quad (87)$$

т.е. всю потребляемую потребителями мощность.

При нормальном режиме работы трансформаторы нагружены в период максимума:

$$K_3 = 6300 \cdot 100 / 2 \cdot 6300 = 50 \quad (88)$$

Т.е. трансформаторы работают в нормальном экономичном режиме.

3.2 Выбор главной схемы электрических соединений и оборудования проектируемых подстанций 35/6кВ, 6/35кВ.

Главная схема электрических соединений – это совокупность основного электрооборудования (трансформаторы, линии), сборных шин, коммутационной и другой аппаратуры со всеми выполненными между ними соединениями [5].

При выборе схем должны учитываться следующие факторы:

- значение и роль электростанции или подстанции для энергосистемы;
- положение электростанции или подстанции в энергосистеме, схемы и напряжения прилегающих сетей;
- категория потребителей по степени надежности электроснабжения;
- перспектива расширения и промежуточные этапы развития электростанции, подстанции и прилегающего участка сети.

Главные схемы электрических соединений повышающей и понижающей подстанций - предусмотрены на основании ТТ и согласованы по типовым схемам ПС-35 кВ, приняты на основе схемы № 35-9 (одна рабочая, секционированная выключателем, система шин) на напряжения 35 и 6 кВ.

Подробное описание главной электрической схемы содержится в графическом материале Приложение А.

3.3 Решения по релейной защите

В процессе эксплуатации систем электроснабжения возникают повреждения отдельных ее элементов. Наиболее опасным и частым видом повреждений является короткое замыкание между фазами электрооборудования и однофазные короткие замыкания на землю в сетях с большими токами замыкания на землю. В электрических машинах и трансформаторах наряду с междуфазными короткими замыканиями и замыканиями на землю имеют место витковые замыкания. Вследствие

возникновения короткого замыкания нарушается нормальная работа системы электроснабжения, что создает ущерб для промышленного предприятия.

При протекании тока короткого замыкания элементы системы электроснабжения подвергаются термическому и динамическому воздействию. Для уменьшения размеров повреждения и предотвращения аварии устанавливают совокупность автоматических устройств, называемых релейной защитой и обеспечивающих с заданной степенью быстродействия отключение поврежденного элемента или сети.

Основные требования, предъявляемые к релейной защите: надежное отключение всех видов повреждений, чувствительность защиты, избирательность (селективность) действия – отключение только поврежденных участков цепи, простота схем, быстродействие, наличие сигнализации при повреждениях.

Однако одной релейной защиты бывает недостаточно для обеспечения надежного и бесперебойного электроснабжения. Поэтому дополнительно предусматривают устройство автоматического включения резерва (АВР) и

устройство автоматического повторного включения (АПВ). Устройство АВР позволяет подключать резервный источник питания при выходе из строя основного источника, а АПВ предназначено для повторного включения линии электропередачи.

3.4 Расчет сверхтоков

Значения сопротивлений схемы замещения, токов КЗ, даны в именованных единицах, приведены к шинам 6кВ ЗРУ2.

В таблицу сведены результаты расчетов сопротивлений схемы замещения.

Сопротивление по схеме замещения	Элемент схемы замещения	Значение, Ом.
R1	Сопротивление кабеля 3x120 250м	0,027083
R2	Сопротивление трансформатора 6300кВА	0,47
R3	Сопротивление ВЛ-35кВ АС-120 14км	0,18144
R4	Сопротивление трансформатора 6300кВА	0,47
R10	Сопротивление кабельной вставки 50м 6кВ	0,005417
R5	Сопротивление ВЛ-6кВ куст1(2) А-120 1,3км	0,4225
R6	Сопротивление трансформатора 1600кВА	1,36
R7	Сопротивление ВЛ-6кВ А-120 0,45км	0,14625
R8	Сопротивление трансформатора 630кВА	3,46

Сопротивление системы.

При заданном токе установившегося трехфазного короткого замыкания на шинах 6кВ ЗРУ2 $I_k(3)=11,764\text{кА}$, $X_c=U_n/1,73/I_k(3)$;

$X_c = 0,309 \text{ Ом}$.

Сопротивления воздушной линии.

Удельное сопротивление воздушной линии: $Z = \sqrt{r^2 + x^2}$ (89)

Для провода АС-120, 12км $X=0,4\text{Ом}$; $r=0,37$

Сопротивления линии для схемы замещения $R_3=Z_{л}*L_{л}$; Ом (90)

Сопротивление трансформаторов для схемы замещения без учета

активного сопротивления $X_T = \frac{U_k\%}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_H}$; Ом. (91)

Токи короткого замыкания.

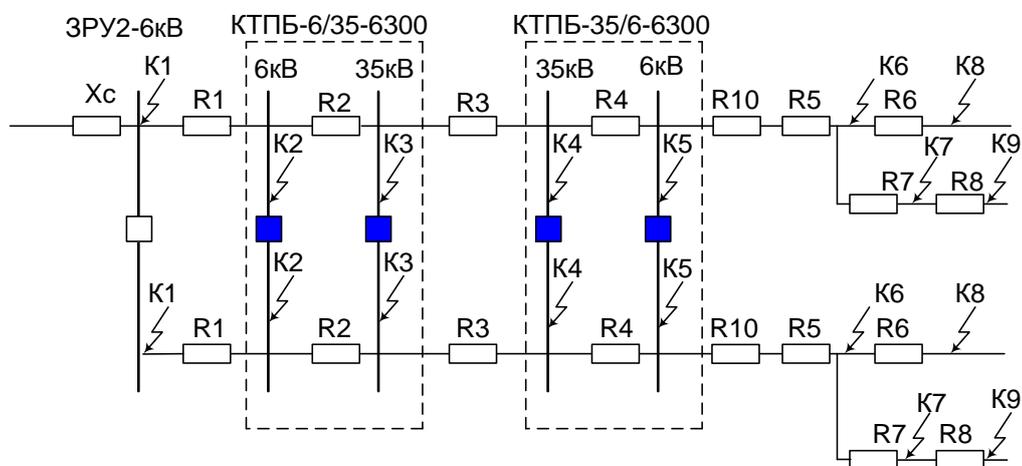
Величина тока трехфазного короткого замыкания

$$I_k^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot \sum X}; \quad (92)$$

Ток двухфазного короткого замыкания

$$I_k^{(2)} = I_k^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}; \quad (93)$$

Схема замещения



Токи короткого замыкания в точках схемы замещения (А),
приведенные к напряжению 6кВ

$I_{k(3)k1}$	11764	$I_{k(2)k1}$	8	10234,6
$I_{k(3)k2}$	10817,56	$I_{k(2)k2}$	9	9411,27
$I_{k(3)k3}$	4514,555	$I_{k(2)k3}$	3	3927,66
$I_{k(3)k4}$	3685,552	$I_{k(2)k4}$		3206,43
$I_{k(3)k5}$	2497,545	$I_{k(2)k5}$	4	2172,86
$I_{k(3)k6}$	1930,873	$I_{k(2)k6}$	9	1679,85
$I_{k(3)k7}$	1791,918	$I_{k(2)k7}$	9	1558,96
$I_{k(3)k8}$	1121,88	$I_{k(2)k8}$	7	976,035
$I_{k(3)k9}$	663,0472	$I_{k(2)k9}$	1	576,851

Токи короткого замыкания по ВЛ 35кВ при коротких замыканиях в
точках схемы замещения, приведенные к стороне 35кВ (А)

$I_{k(3)k3}$	812,6199	$I_{k(2)k3}$	4	706,979
$I_{k(3)k4}$	663,3994	$I_{k(2)k4}$	5	577,157
$I_{k(3)k5}$	449,558	$I_{k(2)k5}$		391,115

			5
$I_{k(3)k6}$	347,5571	$I_{k(2)k6}$	7
$I_{k(3)k7}$	322,5452	$I_{k(2)k7}$	4
$I_{k(3)k8}$	201,9384	$I_{k(2)k8}$	4
$I_{k(3)k9}$	119,3485	$I_{k(2)k9}$	2

3.4.1 Уставки защит ВЛ-6 кВ отходящих от КТПБ 35/6 кВ

1. Максимальная токовая защита без выдержки времени МТЗ-1 (отсечка).

Ток срабатывания по условию отстройки от максимального трехфазного тока короткого замыкания на стороне НН приемных подстанций 6/0,4кВ («Куст1(2)»).

$$I_{сз} = K_n * I_{k(3)нн макс} = 1121,88 * 1,15 = 1290A; \quad (94)$$

$$\text{Коэффициент надежности } K_n = 1,15$$

Чувствительность защиты при двухфазных коротких замыканиях на шинах ВН подстанций

$$\text{«Куст-1(2)» } K_{ч} = I_{k(2)мин} / I_{с.з.} = 1679 / 1290 \quad K_{ч} = 1,3; \quad (95)$$

$$\text{«ППН» } K_{ч} = I_{k(2)мин} / I_{с.з.} = 1558,9 / 1290 \quad K_{ч} = 1,2;$$

2. Максимальная токовая защита МТЗ-2.

Ток срабатывания по условию обеспечения самозапуска электродвигателей при работе АВР на и перегрузке трансформаторов п/ст «Куст-1(2) и ППН до $1,8I_n$.

$$I_{сз} = 1,8I_n = 370A \quad (96)$$

При этом минимальный коэффициент чувствительности к двухфазным коротким замыканиям на шинах НН составит

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к}}(2)_{\text{ппс}} / I_{\text{с.з}} = 1,56.$$

Выдержка времени принимается для отстройки от времени самозапуска электродвигателей $T_{\text{ср}} = 4 \text{ сек.}$

3. Максимальная токовая защита МТЗ-3.

Защита выполняется с комбинированным пуском по напряжению.

Ток срабатывания по условию обеспечения коэффициента чувствительности $K_{\text{ч}} = 2$ к двухфазным коротким замыканиям на шинах НН п/ст ППН

$$I_{\text{сз}} = 280 \text{ А} \quad K_{\text{ч}} = I_{\text{к}}(2)_{\text{ппс}} / I_{\text{с.з}} = 2.$$

Выдержка времени принимается по условию отстройки от времени срабатывания быстродействующих защит отходящих присоединений 0,4кВ приемных подстанций $T_{\text{ср}} = 0,5 \text{ сек.}$

Уставка срабатывания реле минимального напряжения $U_{\text{мин}} = 2,5 \text{ кВ.}$ Реле контролирует все линейные напряжения.

Уставка срабатывания реле напряжения обратной последовательности $U_2 = 18 \text{ В}$ вторичных.

Ток срабатывания защиты от однофазных замыканий на стороне 6кВ $I_{\text{сз}} = 5 \text{ А.}$ На сигнал.

Ток срабатывания защиты от обрыва фазы
 $I_{\text{с.з}} = 0,1 * I_{\text{нагр. макс}} = 0,1 * 150 = 15 \text{ А} \quad (97)$

3.4.2 Уставки защит трансформаторов КТПБ 35/6 кВ

1. Дифференциальная защита трансформатора.

Первичный номинальный ток трансформатора:

Сторона ВН $I_{\text{н}}(\text{ВН}) = 105 \text{ А;}$ Сторона НН $I_{\text{н}}(\text{НН}) = 607 \text{ А;}$

Вторичный номинальный ток трансформатора:

Сторона ВН $I_n(\text{ВН})=1,73\text{А}$ ($K_{\text{ТТ}}=300/5$); Сторона НН $I_n(\text{НН})=3,03\text{А}$ ($K_{\text{ТТ}}=1000/5$);

Значения начального тока срабатывания защиты:

$$I_{\text{ср}}(\text{ВН})=0,3*1,73=0,52\text{А}; I_{\text{ср}}(\text{НН})=0,3*3,03=0,91\text{А};$$

Коэффициент торможения защиты при близких сквозных коротких замыканиях принят $K_{\text{T}}=0,3$. Значение начального тока тормозного тока защиты $I_{\text{T}}=1$;

$$I_{\text{T}}(\text{ВН})= I_{\text{ср}}(\text{ВН})/K_{\text{T}}=0,52/0,3=1,73; \quad (98)$$

$$I_{\text{T}}(\text{НН})= I_{\text{ср}}(\text{НН})/K_{\text{T}}=0,91/0,3=3,03;$$

Значение относительного тормозного тока $V=1,5$ при котором обеспечивается достаточная чувствительность к токам КЗ в рабочей зоне действия.

$$V_{\text{ВН}}=1,5*i_{\text{ном.ВН}}=1,5*1,73=2,6\text{ А}; \quad (99)$$

$$V_{\text{НН}}=1,5*i_{\text{ном.НН}}=1,5*3,03=4,55\text{ А};$$

Ток дифференциальный отсечки.

$$I_{\text{нб}}(\text{кз})=K_{\text{ап}}*K_{\text{одн}}*F_i*I_{\text{кз}}(3)_{\text{мин}}, \quad (100)$$

где:

$K_{\text{ап}}$ - коэффициент, учитывающий апериодическую составляющую тока, равный 2;

$K_{\text{одн}}$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока, равный 1;

F_i - относительная погрешность трансформаторов тока, равная 0,1;

$I_{\text{кз}}(3)_{\text{мин}}$ - ток трехфазного короткого замыкания на шинах 6,3кВ.

$$I_{\text{нб}}(\text{кз})=2*1*0,1*2497,545=500\text{ А}; \quad (101)$$

Ток срабатывания отсечки $I_{\text{отс}}=2*500=1000\text{ А};$

Проверка чувствительности:

$$K_{\text{ч}}=I_{\text{кз}}(\text{НН})_{\text{мин}}/I_{\text{отс}}=2172/1000=2,17>2;$$

2.Максимальная токовая защита на вводе 6кВ КТПБ 35/6кВ.

МТЗ-1

$$I_{\text{сз}}=1,1*K_{\text{Н}}*I_{\text{к}}(3)_{\text{НН макс}}=1,1*1121,88*1,15=1420\text{А}. \quad (102)$$

$K_{\text{Н}}=1,15.$

Чувствительность при двухфазном КЗ на шинах 6кВ.

$$Kч=1,53.$$

Выдержка времени 0,4сек. Защита выполняется с комбинированным пуском по напряжению.

Уставка срабатывания реле минимального напряжения $U_{мин}=1,2кВ$. Реле контролирует все линейные напряжения.

Уставка срабатывания реле напряжения обратной последовательности $U_2=18В$ вторичных.

МТЗ-2

$$I_{сз}=1,1 * K_n * I_{к(3)нн макс}=1,1 * 1121,88 * 1,15=1420А.$$

$$K_n=1,15.$$

Выдержка времени 0,8сек.

МТЗ-3 $I_{ср}=370А$. Выдержка времени 5сек. Защита резервирует МТЗ отходящих ВЛ-6кВ.

3.Максимальная токовая защита на выключателе 35кВ КТПБ 35/6кВ.

МТЗ-1 По условию отстройки от трехфазного КЗ на стороне НН трансформаторов п\ст «Куст1(2)»

$$I_{сз}=K_n * I_{к(3)нн макс}=1,3 * 347,6=452А. K_n=1,3.$$

Значения токов приведены к стороне 35кВ.

Чувствительность при двухфазных КЗ на выводах ВН трансформатора $Kч=1,3$

Выдержка времени 0,8сек.

МТЗ-2 По условию обеспечения минимального $Kч=1,5$ при двухфазных КЗ на шинах 6кВ. $I_{сз}=260А$

Защита выполняется с комбинированным пуском по напряжению. Реле контролирует все линейные напряжения.

Уставка срабатывания реле минимального напряжения $U_{мин}=15кВ$.

Уставка срабатывания реле напряжения обратной последовательности $U_2=18В$ вторичных.

Выдержка времени $T_{ср}=0,4сек$.

3.4.3 Уставки защит ВЛ-35 кВ отходящих от КТПБ 6/35 кВ

1. Максимальная токовая защита на вводе 35кВ КТПБ 35/6кВ.

МТЗ-1 По условию отстройки от трехфазного КЗ на стороне НН трансформаторов п\ст «Куст1(2)»

$$I_{сз} = K_n * I_k(3)_{нн \text{ макс}} = 1,3 * 347,6 = 452 \text{ А. } K_n = 1,3.$$

Значения токов приведены к стороне 35кВ.

Чувствительность при КЗ на шинах 35кВ $K_{ч} = 1,3$

Защита выполняется с пуском по напряжению.

Уставка срабатывания реле минимального напряжения $U_{\text{мин}} = 15 \text{ кВ}$.

Реле контролирует все линейные напряжения.

Выдержка времени $T_{ср} = 0,4 \text{ сек}$.

2. Максимальная токовая защита на выключателе 35кВ КТПБ 6/35кВ.

МТЗ-1 По условию отстройки от трехфазного КЗ на стороне НН трансформаторов п\ст «Куст1(2)»

$$I_{сз} = K_n * I_k(3)_{нн \text{ макс}} = 1,3 * 347,6 = 452 \text{ А. } K_n = 1,3.$$

Значения токов приведены к стороне 35кВ.

Чувствительность при двухфазных КЗ на шинах 35кВ $K_{ч} = 1,3$

Защита выполняется с пуском по напряжению.

Уставка срабатывания реле минимального напряжения $U_{\text{мин}} = 15 \text{ кВ}$.

Реле контролирует все линейные напряжения.

Выдержка времени $T_{ср} = 0,4 \text{ сек}$.

Ввести в работу ускорение защиты при включении.

3.4.4 Уставки защит трансформаторов КТПБ 6/35 кВ

1. Дифференциальная защита трансформатора.

Первичный номинальный ток трансформатора:

Сторона ВН $I_n(\text{ВН}) = 105 \text{ А}$; Сторона НН $I_n(\text{НН}) = 607 \text{ А}$;

Вторичный номинальный ток трансформатора:

Сторона ВН $I_n(\text{ВН})=1,73\text{А}$ ($K_{\text{ТТ}}=300/5$); Сторона НН $I_n(\text{НН})=3,03\text{А}$ ($K_{\text{ТТ}}=1000/5$);

Значения начального тока срабатывания защиты:

$$I_{\text{ср}}(\text{ВН})=0,3*1,73=0,52\text{А}; \quad (104)$$

$$I_{\text{ср}}(\text{НН})=0,3*3,03=0,91\text{А};$$

Коэффициент торможения защиты при близких сквозных коротких замыканиях принят $K_{\text{Т}}=0,3$. Значение начального тока тормозного тока защиты $I_{\text{T}}=1$;

$$I_{\text{T}}(\text{ВН})= I_{\text{ср}}(\text{ВН})/K_{\text{Т}}=0,52/0,3=1,73; \quad (105)$$

$$I_{\text{T}}(\text{НН})= I_{\text{ср}}(\text{НН})/K_{\text{Т}}=0,91/0,3=3,03;$$

Значение относительного тормозного тока $V=1,5$ при котором обеспечивается достаточная чувствительность к токам КЗ в рабочей зоне действия.

$$V_{\text{ВН}}=1,5*i_{\text{ном.ВН}}=1,5*1,73=2,6\text{ А};$$

$$V_{\text{НН}}=1,5*i_{\text{ном.НН}}=1,5*3,03=4,55\text{ А};$$

Ток дифференциальный отсечки.

$$I_{\text{нб}}(\text{кз})=K_{\text{ап}}*K_{\text{одн}}*F_i*I_{\text{кз}}(3)_{\text{мин}}, \text{ где:}$$

$K_{\text{ап}}$ - коэффициент, учитывающий аperiodическую составляющую тока, равный 2;

$K_{\text{одн}}$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока, равный 1;

F_i - относительная погрешность трансформаторов тока, равная 0,1;

$I_{\text{к}}(3)_{\text{мин}}$ - ток трехфазного короткого замыкания на шинах 35кВ.

$$I_{\text{нб}}(\text{кз})=2*1*0,1*812=162,5\text{ А};$$

$$\text{Ток срабатывания отсечки } I_{\text{отс}}=2*162,5=325\text{ А};$$

Проверка чувствительности:

$$K_{\text{ч}}=I_{\text{кз}}(\text{НН})_{\text{мин}}/I_{\text{отс}}=812/325=2,5>2;$$

2. Максимальная токовая защита на вводе 35кВ КТПБ 6/35кВ.

МТЗ-1 По условию отстройки от трехфазного КЗ на стороне НН трансформаторов п\ст «Куст1(2)»

$$I_{\text{сз}}=K_{\text{н}}*I_{\text{к}}(3)_{\text{НН макс}}=1,3*347,6=450\text{А}. \quad K_{\text{н}}=1,3.$$

Значение тока приведено к стороне 35кВ.

Чувствительность при КЗ на шинах 35кВ $K_{ч}=1,56$

Защита выполняется с пуском по напряжению.

Уставка срабатывания реле минимального напряжения $U_{мин}=15кВ$.

Реле контролирует все линейные напряжения.

Выдержка времени $T_{ср}=0,4сек$.

МТЗ-2

$I_{сз}=452А$. Выдержка времени 0,8сек. Защита резервирует МТЗ ВЛ-35кВ.

3.Максимальная токовая защита на выключателе 6кВ КТПБ 6/35кВ.

МТЗ-1 По условию отстройки от трехфазного КЗ на стороне НН трансформаторов п\ст «Куст1(2)»

$I_{сз}=K_{н}*I_{к(3)нн макс}=1,3*1930,8=2510А$. $K_{н}=1,3$.

Значения токов приведены к стороне 6кВ.

Чувствительность при КЗ на выводах ВН трансформатора $K_{ч}=1,56$

Выдержка времени 0,8сек.

МТЗ-2 По условию отстройки от трехфазного КЗ на стороне НН трансформаторов п\ст «Куст1(2)»

$I_{сз}=K_{н}*I_{к(3)нн макс}=1,3*1930,8=2510А$. $K_{н}=1,3$.

Значения токов приведены к стороне 6кВ.

Чувствительность при КЗ на выводах ВН трансформатора $K_{ч}=1,56$

Защита выполняется с пуском по напряжению.

Уставка срабатывания реле минимального напряжения $U_{мин}=1,2кВ$.

Выдержка времени $T_{ср}=0,4сек$.

3.4.5 Уставки защит выключателей вводов КТПБ 6/35 кВ

Максимальная токовая защита на выключателе 6кВ КТПБ 6/35кВ.

МТЗ-1 По условию отстройки от трехфазного КЗ на стороне НН трансформаторов п\ст «Куст1(2)»

$I_{сз}=K_{н}*I_{к(3)нн макс}=1,3*1930,8=2510А$. $K_{н}=1,3$.

Значения токов приведены к стороне 6кВ.

Чувствительность при КЗ на выводах ВН трансформатора $K_{ч}=1,56$

Выдержка времени по условию согласования с защитами трансформаторов и ВЛ. 0,8сек.

МТЗ-2 По условию отстройки от трехфазного КЗ на стороне НН трансформаторов п\ст «Куст1(2)»

$I_{сз}=K_{н}*I_{к(3)нн макс}=1,3*1930,8=2510A$. $K_{н}=1,3$.

Значения токов приведены к стороне 6кВ.

Чувствительность при КЗ на выводах ВН трансформатора $K_{ч}=1,56$

Выдержка времени 0,0сек.

Защита выполняется с пуском по напряжению.

Уставка срабатывания реле минимального напряжения $U_{мин}=1,2кВ$.

Выдержка времени $T_{ср}=0,4сек$.

МТЗ-3 По условию отстройки от трехфазного КЗ на стороне 35кВ КТПБ 6/35кВ.

$I_{сз}=K_{н}*I_{к(3)вн макс}=1,4*4514=5869A$. $K_{н}=1,4$.

Значения токов приведены к стороне 6кВ.

Чувствительность при КЗ на выводах шин 6кВ КТПБ 6/35кВ. $K_{ч}=1,6$

Защита выполняется с пуском по напряжению.

Уставка срабатывания реле минимального напряжения $U_{мин}=1,2кВ$.

Выдержка времени $T_{ср}=0,0сек$.

3.4.6 Уставки защит на выключателях 6 кВ ЗРУ2

МТЗ-1 По условию отстройки от трехфазного КЗ на стороне 35кВ КТПБ 6/35кВ.

$I_{сз}=K_{н}*I_{к(3)вн макс}=1,4*4514=5869A$. $K_{н}=1,4$.

Значения токов приведены к стороне 6кВ.

Чувствительность при КЗ на выводах шин 6кВ КТПБ 6/35кВ. $K_{ч}=1,6$

Защита выполняется с пуском по напряжению.

Уставка срабатывания реле минимального напряжения $U_{мин}=1,2кВ$.

Уставка срабатывания реле напряжения обратной последовательности $U_2=18\text{В}$ вторичных.

Выдержка времени $T_{\text{ср}}=0,4\text{сек}$.

МТЗ-2 По условию отстройки от трехфазного КЗ на стороне НН трансформаторов п\ст «Куст1(2)»

$I_{\text{сз}}=K_{\text{н}}*I_{\text{к}}(3)_{\text{нн макс}}=1,3*1930,8=2510\text{А}$. $K_{\text{н}}=1,3$.

Значения токов приведены к стороне 6кВ.

Чувствительность при КЗ на выводах ВН трансформатора $K_{\text{ч}}=1,56$

Выдержка времени 0,0сек.

Защита выполняется с пуском по напряжению.

Уставка срабатывания реле минимального напряжения $U_{\text{мин}}=1,2\text{кВ}$.

Выдержка времени $T_{\text{ср}}=0,8\text{сек}$.

3.5 Расчет токов короткого замыкания

Коротким замыканием (КЗ) называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо – и эффективно - заземленными нейтралью, а также витковые замыкания в электрических машинах.

Возникают короткие замыкания при нарушении изоляции электрических цепей.

Нарушения, которые, приводят к коротким замыканиям, имеют различные причины:

- старение и вследствие этого пробой изоляции;
- набросы на провода линий электропередачи;
- обрывы проводов с падением на землю;
- механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах;

- удары молний в линии электропередач и др.

Как правило, короткое замыкание проходит через переходное сопротивление, например через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции. Не редко возникают короткие металлические замыкания без переходного сопротивления.

В трехфазных электроустановках возникают трех- и двухфазные короткие замыкания. В трехфазных сетях с глухо – и эффективно – заземленными нейтралью дополнительно могут возникнуть также одно – и двухфазные короткие замыкания на землю (замыкание двух фаз между собой с одновременным соединением их с землей).

Часто короткие замыкания сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

При коротком замыкании протекание токов приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Данный нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т.п. Проводники и аппараты должны быть термически стойкими и без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами короткого замыкания.

В процессе короткого замыкания протекание токов сопровождается также значительными электродинамическими усилиями между проводниками. Необходимо принять соответствующие меры, иначе под действием этих усилий токоведущие части и их изоляция могут быть разрушены. Токоведущие части, аппараты, и электрические машины должны обладать электродинамической стойкостью, чтобы выдержать без повреждений усилия, возникающие при коротком замыкании.

Короткие замыкания приводят к понижению уровня напряжения в электрической сети, особенно вблизи места повреждения.

В целях обеспечения надежной работы энергосистем и предотвращения

повреждений оборудования при КЗ необходимо быстро отключать поврежденный участок. Для уменьшения опасности развития аварий, необходимо принять меры на этапе проектирования, в частности, правильно выбрать аппараты по условиям КЗ, применить токоограничивающие устройства, выбрать рациональную схему сети и т.п.

Процесс короткого замыкания сопровождается переходным процессом, при котором значение токов и напряжений, а также характер их изменения во времени зависят от соотношения мощностей и сопротивлений источника питания (генератор, система) и цепи, в которой произошло повреждение. С учетом этого все возможные случаи короткого замыкания можно условно разделить на две группы:

- короткое замыкание в цепях, питающихся от шин неизменного напряжения (энергосистемы);
- КЗ вблизи генератора ограниченной мощности.

Существуют основные допущения, принятые при расчете токов короткого замыкания:

- вычисляется трехфазное короткое замыкание, т.к. оно симметричное, а токи максимальные;
- выбирают расчетное место короткого замыкания так, чтобы ток короткого замыкания, протекающий через выбираемый аппарат, был максимально возможным;
- все источники, от которых может получать питание место короткого замыкания, работают параллельно и их ЭДС совпадают по фазе;
- активным сопротивлением можно пренебречь, если оно более, чем в три раза меньше индуктивного;
- сопротивление короткого замыкания считают равным нулю, т.е. рассматривается металлическое короткое замыкание;
- сопротивлением коммутационных аппаратов, источников, кабельных перемычек пренебрегают, т.к. оно мало;

- величина напряжения при расчете токов берется на 5% больше номинального.

Расчет токов короткого замыкания ведем в относительных единицах. Для этого все расчетные данные приводятся к базисному напряжению и базисной мощности.

Для расчетов токов короткого замыкания составляют расчетную схему системы электроснабжения и на её основе схему замещения. Расчетная схема представляет собой упрощенную однолинейную схему, на которой указывают все элементы системы электроснабжения и их параметры, влияющие на ток к.з. Здесь же указывают точки, в которых необходимо определить ток к.з.

Расчет токов короткого замыкания выполнен применительно к схеме сети, для режима раздельной работы трансформаторов.

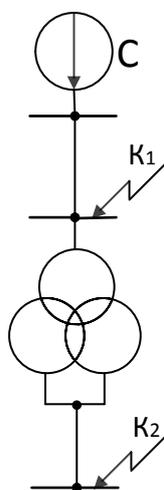
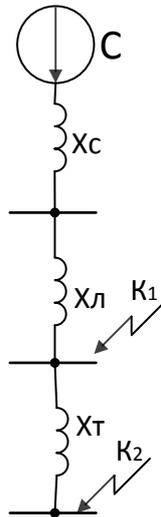


Рисунок 2- Однолинейная расчетная схема сети



Риунок 3- Упрощенная однолинейная схема замещения сети

При расчёте токов короткого замыкания принимаем базисные величины. Используем стандартный ряд базисных напряжений. Расчет токов короткого замыкания приводим к базисному напряжению и базисной мощности:

$U_{б1}=37$ кВ; $U_{б2}=6,3$ кВ; $S_б=100$ МВА; базисные сопротивления в о.е. определяются:

Сопротивление системы

$$x_c = \frac{U_c^2 \cdot S_б}{S_{кз} \cdot U_{б1}^2} = \frac{115^2 \cdot 100}{2000 \cdot 115^2} = 0,05(o.e.). \quad (107)$$

В ситуации параллельного соединения обмоток НН трансформатор с расщепленными обмотками будет работать как обычный двухобмоточный. При этом сопротивления трансформатора между выводами обмоток ВН и общим выводом НН1 и НН2 будут равны сопротивлению $X_{тр}$ отнесенному к номинальной мощности трансформатора.

Сопротивление трансформатора:

$$I_{расчет.} \leq I_n \quad (108)$$

Сопротивление воздушной линии:

$$I_{нт} \leq I_{отк.л} \quad (109)$$

x_0 - удельное реактивное сопротивление на 1 км воздушной линии с проводом АС 120/19. (Ом/км)

l - длина линии.

Базисная величина тока рассчитывается из соотношения мощности для трёхфазной цепи:

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56(\text{кА}) ;$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,16(\text{кА}) . \quad (110)$$

Для точки К1:

Сопротивление короткого замыкания:

$$x_{k1} = x_c + x_l = 0,05 + 0,43 = 0,48 \text{ (о.е.)} ; \quad (111)$$

Тогда действующее значение тока к.з.

$$I_k = \frac{I_{\sigma 1}}{x_{k1}} = \frac{1,56}{0,48} = 3,25(\text{кА}) . \quad (112)$$

Ударный ток к.з.:

$$i_y = I_k \cdot \sqrt{2} \cdot k_y = 3,25 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,8 = 8,27(\text{кА}) , \quad (113)$$

для точки К2:

$$x_{k2} = x_{k1} + x_{mp} = 0,48 + 1,19 = 1,67(\text{о.е.}) ; \quad (114)$$

$$I_k = \frac{I_{\sigma 2}}{x_{k2}} = \frac{9,16}{1,67} = 5,49(\text{кА}) ; \quad (115)$$

$$i_y = I_k \cdot \sqrt{2} \cdot k_y = 5,49 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,8 = 13,97(\text{кА}) . \quad (116)$$

4 Выбор электрических аппаратов

4.1 Выбор выключателя высокого напряжения

В процессе выбора аппаратов и проводников для первичных цепей электроустановок важно учитывать:

- прочность изоляции, которая необходима для надежной работы в длительном режиме и при кратковременных перенапряжениях;
- предел допустимого нагрева токами в длительных режимах;
- устойчивость в режиме короткого замыкания;
- техническая и экономическая целесообразность;
- требуемая механическая прочность;
- допустимые потери напряжения в нормальном и аварийном режимах.

При выборе аппаратуры высокого напряжения важно детально сравнить расчетные данные с данными предоставленными производителями аппаратуры.

Выключатель - это коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения цепей высокого напряжения в нормальных и аварийных режимах.

Выключатели являются основным коммутационным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее сложной и важной операцией является отключение токов короткого замыкания.

К выключателям высокого напряжения, при проектировании, должны предъявляться следующие требования:

					ФЮРА.140205.000 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Логачев В.Р</i>			<i>Выбор электрических аппаратов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Бацев А.А.</i>						
<i>Консульт.</i>								
<i>Н. контр.</i>								
<i>Утв.</i>								
						ТПУ ЭЛТИ Гр.3- 9202		

- надежное отключение токов любой величины от десятков ампер до номинального тока отключения;
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- легкость ревизии и осмотра контактов и механической части;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и обслуживания.

Выключатели выбираются по номинальным значениям напряжения и тока, роду установки и условиям работы, конструктивному выполнению, отключающей способности. Выключатели обязательно должны быть проверены на электродинамическую и термическую устойчивость при токах короткого замыкания и на предельный ток включения.

Выключатели высокого напряжения должны длительно выдерживать номинальный ток I_n и номинальное напряжение U_n .

Выбор выключателей производится:

по напряжению

$$U_{уст} \leq U_n; \quad (117)$$

по длительному току

$$I_{расчет.} \leq I_n; \quad (118)$$

по отключающей способности.

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения:

$$I_{пт} \leq I_{отк.н}, \quad (119)$$

где $I_{пт}$ - действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания в момент τ начала расхождения дугогасительных контактов; $I_{отк.н}$ – номинальный ток отключения, кА.

Далее проверяется способность выключателя отключить асимметричный ток короткого замыкания, т. е. полный ток короткого замыкания с учётом аperiodической составляющей:

$$\sqrt{2}I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}} \leq \sqrt{2}I_{\text{отк.н}} \left(1 + \beta_n\right), \quad (120)$$

где $i_{\text{ат}}$ - аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в момент расхождения контактов τ ; β_n – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе короткого замыкания; τ - наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения дугогасительных контактов,

$$\tau = t_{\text{з.мин}} + t_{\text{с.в}}, \quad (121)$$

где $t_{\text{з.мин}} = 0,01$ с – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{\text{с.в}}$ – собственное время отключения выключателя.

Высоковольтный выключатель проверяется на электродинамическую устойчивость по предельному сквозному току короткого замыкания:

$$I'' \leq I_{\text{пр.скв.}}, \quad (122)$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.скв.}}, \quad (123)$$

где I'' - начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в цепи выключателя;

$I_{\text{пр.скв.}}$ – действующее значение предельного сквозного тока короткого замыкания (по справочнику);

$i_{\text{уд}}$ - ударный ток короткого замыкания в цепи выключателя;

$i_{\text{пр.с}}$ - амплитудное значение предельного сквозного тока короткого замыкания (по справочнику).

Выключатель проверяется на термическую устойчивость по тепловому импульсу

$$\begin{aligned}
 B_k &\leq I_m^2 t_m \\
 B_k &= I^2 (t_{отк} + T_a)
 \end{aligned}
 \tag{124}$$

где B_k – тепловой импульс по расчёту;

I_m – предельный ток термической устойчивости по каталогу;

t_m – длительность протекания тока термической устойчивости, с.

Проверка высоковольтных выключателей по параметрам восстанавливающегося напряжения чаще всего не проводится.

На основе вышеизложенного рассмотрим выбор выключателя высокого напряжения для установки на КРУ 35 кВ. В проектах ПС следует применять элегазовые выключатели. Выберем вакуумный выключатель 35 кВ типа ЗАНЗ-40-1250.

Максимальный рабочий ток на шинах 35 кВ равен:

$$I_{расч} = \frac{S}{\sqrt{3}U_n}, \tag{125}$$

$$I_{расч} = \frac{6,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 103,926 \text{ А}. \tag{126}$$

По напряжению:

$$U_{уст} = 35 \text{ кВ} = U_H = 35 \text{ кВ}. \tag{127}$$

По длительному току:

$$I_{расч} = 103,926 \text{ А} < I_H = 1250 \text{ А}. \tag{128}$$

По току отключения:

$$I_{нт} = 3,25 \text{ кА} < I_{отк.н} = 25 \text{ кА}. \tag{129}$$

На способность выключателя отключить асимметричный ток КЗ:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат}) = (\sqrt{2} \cdot 3,25 + 0,36) < \sqrt{2} \cdot I_{откл.н} (1 + \beta_H) = \sqrt{2} \cdot 25 \cdot (1 + 0,25) \tag{130}$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{н0} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 3,25 \cdot e^{-(0,01+0,04)/0,025} \tag{131}$$

На электродинамическую стойкость:

$$I'' = 3,25 \text{ кА} < I_{\text{пр.скв}} = 25 \text{ кА} , \quad (132)$$

$$i_{\text{уд}} = 8,27 \text{ кА} < i_{\text{пр.скв}} = 65 \text{ кА} . \quad (133)$$

На термическую стойкость:

$$B_K = I''^2 (t_{\text{откл}} + T_a) = 3,25^2 \cdot (3,0 + 0,02) \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_m^2 \cdot t_m = 25^2 \cdot 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (134)$$

Таким образом, выключатель удовлетворяет условиям.

Таблица 8- Результаты выбора и проверки выключателя на стороне 35кВ.

Вакуумный выключатель 35 кВ типа ЗАН5-135-6		
Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{уст}} \leq U_n$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_n = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{расч}} \leq I_n$	$I_{\text{расч}} = 103,926 \text{ А}$	$I_n = 1250 \text{ А}$
$I_{\text{нт}} \leq I_{\text{откл.н}}$	$I_{\text{нт}} = 3,25 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.н}} = 25 \text{ кА}$
$(\sqrt{2} \cdot I_{\text{нт}} + i_{\text{ат}}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.н}} (1 + \beta_n)$	$(\sqrt{2} \cdot I_{\text{нт}} + i_{\text{ат}}) = 4,9 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.н}} (1 + \beta_n) = 44,19 \text{ кА}$
$I'' \leq I_{\text{пр.скв}}$	$I'' = 3,25 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 25 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.скв}}$	$i_{\text{уд}} = 8,27 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 65 \text{ кА}$
$B_K \leq I_m^2 t_m$	$B_K = 33,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 t_m = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатели вакуумные внутренней установки серии ЗАН5 с пружинным приводом соответствуют техническим условиям ТУ 3414-006 05755513-2002 и ГОСТ 687-78.

Выключатели серии ЗАН5 предназначены для коммутации электрических цепей при рабочих и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока на номинальное напряжение до 35 кВ, частоты 50 и 60 Гц. Выключатели используются для вновь разрабатываемых КРУ и КСО, а также для реконструкции шкафов КРУ и КСО, находящихся в эксплуатации.

Вакуумные силовые выключатели ЗАН5 способны производить все виды коммутационных операций в распределительных сетях среднего напряжения. Они предназначены для коммутаций воздушных линий, кабелей, трансформаторов, конденсаторов, генераторов, токовых фильтров, двигателей

и реакторов. Данные выключатели могут применяться как в распределительных сетях с небольшими токами отключения, так и в промышленности, где возможны большие токи отключения.

Используя данные производителей вакуумных выключателей серии ЗАН5 можно выделить следующие преимущества по сравнению с выключателями других типов:

- механический ресурс 10000 циклов "В-тн-О";
- коммутационный ресурс 50 циклов ВО при номинальном токе отключения;
- коммутационный ресурс 10000 циклов ВО при номинальном токе;
- использование самых современных вакуумных камер;
- значительное уменьшение массы и габаритов выключателя за счет применения новых технологий при изготовлении токопроводящих деталей;
- не требуется наличие масляного или компрессорного хозяйства;
- минимум обслуживания, отсутствие регулировки;
- встроенный пружинный привод с моторредуктором;

Пружинный привод выключателя выполняет следующие функции:

- обеспечивает надежное и стабильное включение и отключение выключателя с нормированными параметрами;
- обеспечивает оперативное и неоперативное ручное отключение;

Вакуумный силовой выключатель ЗАН5 является широко применимым. Компактные размеры позволяют установить его в любой тип распределительного устройства. Большое разнообразие типов выключателей с различными номинальными токами и токами отключения, а также различные межполюсные расстояния для классов напряжения от 10 кВ делают его универсально применимым для любых целей в сетях среднего напряжения.

Выключатель состоит из корпуса привода 1, 3-х полюсов с вакуумными камерами, опорных изоляторов из эпоксидного компаунда и усиливающих распорок, а также необходимых для управления контактами

камер изолирующих тяг. В корпусе привода размещены все электрические и механические конструктивные элементы, необходимые для включения и отключения выключателя. Корпус привода закрывается съемной крышкой, в которой предусмотрены окна для элементов управления и указателей.

Выключатели серии ЗАН5 относятся к вакуумным выключателям высокого напряжения. Принцип действия выключателя основан на гашении электрической дуги, возникающей между контактами камеры в вакууме. Ввиду высокой электрической прочности вакуумного промежутка и отсутствия среды, поддерживающей горение дуги, время горения дуги минимальное.

4.2.Выбор выключателя 6 кВ

По аналогичной схеме проведем проверку вакуумного силового выключателя ВВ/TEL-10-31.5.

Максимальный рабочий ток на стороне 6 кВ равен:

$$I_{расч} = \frac{S}{\sqrt{3}U_n}, \quad (135)$$

$$I_{расч} = \frac{6,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 577 A \quad (136)$$

По напряжению:

$$U_{уст} = 6,3 кВ = U_n = 6,3 кВ. \quad (137)$$

По длительному току:

$$I_{расч} = 577 A < I_n = 1600 A. \quad (138)$$

По току отключения:

$$I_{нт} = 5,49 кА < I_{отк.н} = 31,5 кА. \quad (139)$$

На способность выключателя отключить асимметричный ток КЗ:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат}) = (\sqrt{2} \cdot 5,49 + 0,463) < \sqrt{2} \cdot I_{откл.н} (1 + \beta_n) \text{ кА} = \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot (1 + 0,36) \text{ кА} \quad (140)$$

$$I'' = 5,49 \text{ кА} < I_{пр.скв} = 80 \text{ кА} ,$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{н0} \cdot e^{-\tau/T} a = \sqrt{2} \cdot 5,49 \cdot e^{-(0,01+0,45)/0,02} \quad (141)$$

На электродинамическую стойкость:

$$I'' = 5,49 \text{ кА} < I_{пр.скв} = 31,5 \text{ кА} , \quad (142)$$

$$i_{уд} = 13,97 \text{ кА} < i_{пр.скв} = 80 \text{ кА} . \quad (143)$$

На термическую стойкость:

$$B_K = I''^2 (t_{откл} + T_a) = 5,49^2 \cdot (3 + 0,02) \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_m^2 \cdot t_m = 31,5^2 \cdot 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (144)$$

Таблица 9- Результаты выбора выключателей на стороне 6 кВ.

Вакуумный выключатель 6 кВ типа ВВ/TEL-10-31.5.		
Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_n = 6,3 \text{ кВ}$
$I_{расч} \leq I_n$	$I_{расч} = 1378 \text{ А}$	$I_n = 1600 \text{ А}$
$I_{нт} \leq I_{откл.н}$	$I_{нт} = 5,49 \text{ кА}$	$I_{откл.н} = 31,5 \text{ кА}$
$(\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.н} (1 + \beta_n)$	$(\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат}) = 8,23 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.н} (1 + \beta_n) = 2976 \text{ кА}$
$I'' \leq I_{пр.скв}$	$I'' = 5,49 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$	$i_{уд} = 13,97 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 80 \text{ кА}$

$B_{\kappa} \leq I_{m^m}^2 t_m$	$B_{\kappa} = 91,02 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{m^m}^2 t_m = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
---------------------------------	--	--

4.3. Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

Разъединитель - это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток.

В процессе ремонтных работ разъединителем создается видимый разрыв между частями, оставшимися под напряжением, и аппаратами, выведенными в ремонт.

Разъединители не предназначены для отключения токов нагрузки, так как контактная система их не имеет дугогасительных устройств и в случае ошибочного отключения токов нагрузки возникает устойчивая дуга, которая может привести к междуфазному КЗ, несчастным случаям с обслуживающим персоналом.

Цепь должна быть разомкнута выключателем, перед операцией разъединителем.

Разъединители являются важными элементами в схемах электроустановок, от стабильности их работы зависит надежность работы всей электроустановки, поэтому к ним предъявляются следующие требования:

- создание видимого разрыва в воздухе, электрическая прочность которого соответствует максимальному импульсному напряжению;

- исключение самопроизвольных отключений;
- четкое отключение и включение при наихудших условиях работы (обледенение, снег, ветер).

Разъединители выбирают по номинальным значениям напряжения и тока, роду установки и условиям работы, конструктивному выполнению. Выбранные разъединители проверяют на электродинамическую и термическую устойчивость при токах короткого замыкания. При выборе разъединителей обращают внимание на необходимое количество заземляющих ножей и место их установки.

Условия выбора и проверка разъединителей изложены в таблице.

На ПС - 35/6 кВ и ПС-6/35 кВ к установке принимаем разъединитель РГП 3-СЭЩ-2-35/1000 УХЛ1.

- разъединитель наружной установки трехполюсный, с двумя заземляющими ножами, напряжение 35 кВ, усиленная изоляция, номинальный ток 1250 А, для работы в умеренном холодном (УХЛ) климате, категория размещения (1) на открытом воздухе.

Таблица 10 -Выбор и проверка разъединителей

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
РГП 3-СЭЩ-2-35/1000 УХЛ1		
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$
$I_{расч} \leq I_n$	$I_{расч} = 103,926 \text{ А}$	$I_n = 1000 \text{ А}$
$i_{уд} \leq i_{пр.ска}$	$i_{уд} = 14,3 \text{ кА}$	$i_{пр.ска} = 80 \text{ кА}$
$B_k \leq I_m^2 t_m$	$B_k = 33,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 t_m = 3000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.4 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбор трансформаторов тока производится по номинальному току, номинальному напряжению, нагрузке вторичной цепи, обеспечивающей

погрешность в пределах паспортного класса точности. Трансформаторы тока проверяются на внутреннюю и внешнюю электродинамическую устойчивость к токам короткого замыкания.

Трансформаторы напряжения предназначены для подключения катушек напряжения вольтметров, ваттметров, счётчиков и реле защиты. Выбор трансформаторов напряжения для питания электроизмерительных приборов производится по номинальному напряжению первичной цепи, классу точности и схеме соединения обмоток.

Выбор трансформаторов тока осуществляется практически по тем же параметрам, что выключатели и разъединители. Например, по току нормального режима (2.5). Для шин 35 кВ [1]:

$$I_{\text{норм}} = I_{\text{номтр}} = \frac{S_{\text{номтр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{уст}}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,104 \text{ кА} \quad (145)$$

Выбираем трансформатор тока типа ТОЛ-35 [5] и трансформатор напряжения типа 3-ЗНОЛ-35кВ (таблицы П4.5, П4.6 [1]).

Для остальных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения выбор осуществляется аналогично. Все расчетные данные сведены в таблицы (приложение В).