

Постановка задачи. Обоснование строительства линий электропередач 6 кВ и 0,4 кВ, трансформаторной подстанции 6/0,4 кВ

Особенностями городских электрических сетей является их непрерывное развитие, заключающееся в росте электропотребления.

Питание потребителей, расположенных на территории города, осуществляется с помощью электрических сетей и трансформаторных подстанций.

Электроснабжение города Юрги и Юргинского района осуществляется от 5-и источников питания:

1. ПС 110/35/6 кВ Юргинская;
2. ПС 110/10 кВ Западная;
3. ПС 35/10 кВ ГПП;
4. ПС 110/35/10 кВ Комплексная;
5. ПС 110/10 кВ Тяговая.

Питание трансформаторных подстанций и распределительных пунктов осуществляется посредством фидеров 6 и 10 кВ.

Согласно 861 ПП РФ точка присоединения к электрическим сетям должна располагаться на расстоянии не далее 300 м, измеряемом по прямой линии.

В предполагаемом районе проектирования отсутствуют кабельные и воздушные линии 0,4 кВ.

Основной целью любой электроэнергетической системы является качественное и бесперебойное электроснабжение потребителей.

Выбор надежности электроснабжения согласно ПУЭ регламентируется применительно к электроприемникам потребителей.

					<i>ФЮРА.140400.002 ПЗ</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ</i>	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		<i>Петрусенко О.В.</i>					2	63
Провер.		<i>Бацев А.А.</i>						
Реценз.						<i>ТПУ ИнЭО Группа 3-5А13</i>		
Н. Контр.								
Утверд.								

Существует три категории надежности потребителей:

Электроприемники первой категории - электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения.

Электроприемники второй категории - электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

Электроприемники третьей категории- все остальные электроприемники, не подпадающие под определения первой и второй категорий.

Стоит отметить, что потребитель сам вправе относить себя к той или иной категории надежности.

В нашем случае, энергопринимающее устройство индивидуальных гаражей относится к третьей категории надежности.

Для электроприемников третьей категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 суток.

В данной работе рассмотрен вариант строительства столбовой трансформаторной подстанции, питание которой осуществляется через проектируемую линию электропередачи 6 кВ, выполненную проводом СИП-3.

Питание потребителей будет осуществляться через проектируемый низковольтный фидер 0,4 кВ, выполненный проводом СИП-2.

В стесненных городских условиях строительство столбовых трансформаторных подстанций имеет ряд преимуществ:

1. Низкая стоимость столбовой трансформаторной подстанции;
2. Высокий уровень защиты потребителей от аварийных и технологических нарушений;
3. Быстрое решение вопроса технологического присоединения новых потребителей.

Использование самонесущего изолированного провода (СИП) имеет характерные преимущества по сравнению с неизолированным проводом (например: марки АС).

Провод СИП обладает высокой прочностью, достаточно устойчив к природным явлениям (исключены перехлестывания и обрывы), провода обладают надежностью и гарантируют бесперебойное снабжение электроэнергией потребителей.

Район строительства проектируемых линий электропередачи ВЛЗ 6 кВ, СТП, ВЛИ 0,4 кВ расположен в г. Юрга.

Природно-климатические условия:

- расчетная зимняя температура наружного воздуха -46 C [2, табл. 1];
- расчетная летняя температура наружного воздуха $+24\text{ C}$ [2, табл. 2]
- район по ветровому давлению – III (нормативное значение ветрового давления -650 Па (скорость ветра 32 м/сек) [1, рис. 2.5.4];
- район по толщине стенки гололеда – II (толщина стенки гололеда 15 мм^2) [1, рис. 2.5.8];
- температура гололедообразования – $t_{\text{Г}} = -5^{\circ}\text{C}$ [1, п. 2.5.51];
- средняя продолжительность гроз - 40 ч.
- среднегодовая температура – $t_{\text{СГ}} = -0,3^{\circ}\text{C}$ [2, табл. 3].
- максимальная мощность – 80 кВт.

Расчетные климатические условия были выбраны в соответствии с картами районирования территории страны по скоростным напорам ветра и размерам гололедных образований и грозовой активности.

1 Расчет и выбор проводников проектируемых линий электропередач 6 кВ и 0,4 кВ

Проектируемые линейные объекты проходят по территориям, относящимся к типу местности В - городские территории, лесные массивы и другие местности, равномерно покрытые препятствиями высотой не менее 2/3 высоты опор. [1, п.2.5.6]

При определении маршрута прохождения линейного объекта по территории района строительства необходимо учитывать условия наиболее рационального прохождения трассы по землям населенного пункта, а также с наименьшей длиной и минимальным количеством переходов и углов.

При проектировании линейных объектов необходимо руководствоваться техническими условиями на присоединение к электрическим сетям. Техническими условиями будет предусмотрено строительство линий электропередач ВЛЗ 6 кВ и ВЛИ 0,4 кВ.

Данным объектам присвоены названия:

- «Сооружение линейное электротехническое: ВЛЗ 6 кВ от опоры №12 отпайки на ТП 164 ВЛ 6 кВ Ф-6-5-2 до РУ-6 кВ СТП №243, установленной на границе земельного участка гаражей, г. Юрга, Кемеровской области» имеет протяженность 170 м.

- «Сооружение линейное электротехническое: ВЛИ 0,4 кВ от РУ-6 кВ СТП №243, установленной на границе земельного участка гаражей до концевой опоры, проектируемой ВЛИ 0,4 кВ, г. Юрга, Кемеровской области» имеет протяженность 115 м.

					<i>ФЮРА.140400.002 ПЗ</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>РАСЧЕТ И ВЫБОР ПРОВОДНИКОВ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ 6 кВ и 0,4 кВ</i>	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		<i>Петрусенко О.В.</i>					2	63
Провер.		<i>Бацев А.А.</i>						
Реценз.								
Н. Контр.								
Утверд.						<i>ТПУ ИнЭО Грунна 3-5А13</i>		

При проектировании ВЛ до 500 кВ включительно выбор сечения проводов проводится по нормированным обобщённым показателям.

Сечения защищенных изоляцией проводов напряжением выше 1 кВ выбираются по экономической плотности тока. Выбранные сечения должны удовлетворять требованиям допустимого нагрева, термической стойкости при токах КЗ, механической прочности, допустимой потере напряжения.

Суммарное сечение проводов фазы проектируемой ВЛ составит

$$S = \frac{I_p}{j_{\text{э}}}, \quad (1.1)$$

где I_p – расчётный ток, А;

$j_{\text{э}}$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм²;

S – сечение проводника, мм².

Расчетный ток определяется по формуле

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{л}}}, \quad (1.2)$$

где S_p – полная мощность в конце линии (кВА);

$U_{\text{ном}}$ – принятое номинальное напряжение линии (кВ).

Расчетный ток для линии электропередач 6 кВ равен:

$$I_p = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 1} = 9,6 \text{ А.}$$

Расчетный ток для линии электропередач 0,4 кВ равен:

$$I_p = \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 1} = 115,6 \text{ А.}$$

Экономическая плотность тока j_H определяется по таблице 1.3.6 [1,] с учётом время использования максимальной нагрузки в год, для изолированных проводов, при числе часов использования максимума нагрузки от 1000 до 3000, $j_{\text{эк}} = 1,6 \text{ А/мм}^2$.

Рассчитаем сечение провода для линии электропередач 6 кВ:

$$S = \frac{9,6}{1,6} = 6, A$$

Рассчитаем сечение провода для линии электропередач 0,4 кВ:

$$S = \frac{115,6}{1,6} = 72, A$$

По п.2.5.77 ПУЭ минимальное сечение провода для района с нормативной стенкой гололеда 15 мм - 50 мм² [1].

Принимаем для линии электропередач 6 кВ провод СИП-3 1x70.

С учетом большой протяженности проектируемой ВЛИ 0,4 кВ принимаем токопроводящий провод СИП-2 сечением (3x95+1x95)-1.

В соответствии с п.1.3.33 ПУЭ, проводники, при напряжении до 35 кВ не проверяются по условию образования короны.

1.1 Проверка сечений жил провода по условию допустимого нагрева

Сечение провода, выбранное по экономическому критерию, должно быть проверено по условию

$$I_{нб} < I_{доп}, \quad (1.3)$$

где $I_{доп}$ – допустимый длительный ток для проводника, определяемый по справочнику [1] для выбранного сечения;

$I_{нб}$ – наибольшее значение тока в длительных режимах, под которыми обычно подразумеваются послеаварийные и ремонтные режимы.

$$I_{доп} = I_{доп.табл} \cdot k_{заг} \cdot k_{тем}, \quad (1.4)$$

где $I_{доп.табл}$ – табличный допустимый длительный ток, А (принимаем $I_{доп.табл}=310$ А для линии электропередачи 6 кВ и $I_{доп.табл}=300$ А для линии электропередачи 0,4 кВ);

$k_{тем}$ - поправочный коэффициент на токи для кабелей, неизолированных и изолированных проводов и шин в зависимости от температуры земли и воздуха .

$k_{заг}$ - коэффициент загрузки кабеля в нормальном режиме или коэффициент перегрузки в послеаварийном режиме.

$k_{тем} = 1,07$ - для расчетной температуры среды и допустимым нагревом жилы провода не более 90°C ;

$k_{заг} = 0,7$ - для нормального режима для провода с изоляцией;

$k_{заг} = 1,17$ - для послеаварийного режима для провода.

Определим длительно допустимый ток в линии электропередач 6 кВ для нормального режима:

$$I_{дон} = 310 \cdot 1,07 \cdot 0,7 = 232,19 \text{ A}$$

Определяем длительно допустимый ток в линии электропередач 6 кВ для послеаварийного режима:

$$I_{дон} = 310 \cdot 1,07 \cdot 1,17 = 388,09 \text{ A}$$

Проверим выбранное сечение воздушной линии 6 кВ по условию нагрева в нормальном и послеаварийном режиме:

$$9,6 \text{ A} < 232,19 \text{ A}$$

$$9,6 \text{ A} < 388,09 \text{ A}$$

Условия выполняются. Принимаем провод СИП-3 (1x70).

Проверка сечений жил провода по условию допустимого нагрева для линии электропередачи 0,4 кВ определяется аналогично линии электропередачи 6 кВ.

Длительно допустимый ток в линии электропередач 0,4 кВ для нормального режима:

$$I_{дон} = 300 \cdot 1,07 \cdot 0,7 = 224,7 \text{ A}$$

Длительно допустимый ток в линии электропередач 0,4 кВ для послеаварийного режима:

$$I_{дон} = 300 \cdot 1,07 \cdot 1,17 = 375,57 \text{ A}$$

Проверим выбранное сечение ВЛИ 0,4 кВ по условию нагрева в нормальном и послеаварийном режиме:

$$115,6 \text{ A} < 224,70 \text{ A}$$

$$115,6 \text{ A} < 375,57 \text{ A}$$

Условия выполняются. Принимаем провод СИП-2 (3x95+1x95)-1.

1.2 Проверка выбранных сечений жил проводов 6 кВ и 0,4 кВ по термической стойкости к токам короткого замыкания

Токи КЗ вызывают нагрев токоведущих частей, значительно превышающий нормальный. Чрезмерное повышение температуры может привести к повреждению изоляции, разрушению контактов и даже к их плавлению, несмотря на кратковременность процесса КЗ.

Минимальное сечение, при котором проводник обладает термической стойкостью к току короткого замыкания при заданной величине времени срабатывания можно определить по формуле:

Проверка выбранного провода на соответствие токам КЗ, а также срабатывание существующего коммутационного оборудования в ТП приведена в таблице 1.

Проверка СИП на термическую стойкость выполняется в соответствии с ГОСТ Р 527362007. Время отключения предохранителей определено по заводским данным производителей.

Таблица 1 - Проверка провода и коммутационного оборудования

№ п/п	именование параметра	означение	личина
1.	Расчетный ток КЗ в начале линии, А	$I_{к.1}$	2664
2.	Минимальное сечение провода, мм-	$S_{мин}$	50
3.	Выбранное сечение провода, мм	S	95
4.	Отключающая способность линейного предохранителя, кА	$I_{откл.ном.лин}$	100
5.	Расчетный ток КЗ в конце линии, кА	$I_{зк.3нн}$	790
6.	Время отключения линейного предохранителя при КЗ в конце линии, с	$t_{откл.лин}$	1

1.3 Проверка выбранных сечений жил проводов по допустимым потерям напряжения

Согласно ГОСТ 13109-97 п.5.2, потери напряжения не должны превышать +5% в нормальном и +10 % послеаварийном режимах работы.

Расчёт потерь линейного напряжения в проводе при трёхфазном переменном токе производится по формуле:

$$\Delta U = I \cdot \sqrt{3} \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi), \quad (1.6)$$

где I – расчетный ток;

R, X – активное, индуктивное сопротивление провода, Ом;

L – длина провода, км.

Активное сопротивление провода.

$$R = (r_0 \cdot L) / n_{\text{ц}}, \quad (1.7)$$

где r_0 – удельное погонное активное сопротивление провода.

Индуктивное сопротивление участка.

$$X = (x_0 \cdot L) / n_{\text{ц}}, \quad (1.8)$$

где x_0 – удельное погонное реактивное сопротивление провода.

Выполним проверку по падению напряжения для проектируемой линии электропередачи 6 кВ, выполненную провода СИП-3 сечением 70 мм².

Минимальное сопротивление постоянному току при температуре окружающего воздуха +20 °С для провода СИП-3 (1x70) равно $r_0 = 0,493$ Ом/км, $x_0 = 0,291$ Ом/км.

Протяженность линии электропередачи ВЛЗ 6 кВ составляет 0,170 км.

Примем $\cos \varphi$ равным 0,89, $\sin \varphi$ равным 0,455.

$$R = (0,443 \cdot 0,170) / 1 = 0,0753 \text{ Ом}$$

$$X = (0,291 \cdot 0,170) / 1 = 0,0494 \text{ Ом}$$

$$\Delta U = 9,6 \cdot \sqrt{3} \cdot (0,0753 \cdot 0,89 + 0,0494 \cdot 0,455) = 1,486 \text{ В.}$$

Падение напряжения в процентах определяется по формуле:

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U \cdot 10^3} \cdot 100\%, \quad (1.9)$$

где ΔU – падение напряжения в проводе, В;

U – номинальное напряжение линии, кВ.

$$\Delta U \% = \frac{1,486}{6 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 0,0247\%$$

$$0,0247\% < 5\%$$

Условие выполняется.

Окончательно принимаем марку провода СИП-3 (1x70).

Выполним проверку по падению напряжения для проектируемой линии электропередачи 0,4 кВ, выполненную провода СИП-2 (3x95+1x95)-1.

Активное сопротивление токопроводящих жил проводов при 90°C на частоте 50 Гц равно $r_0 = 0,466$ Ом/км, расчетное значение индуктивного сопротивления провода на длине 1 км равно $x_0 = 0,0762$ Ом/км.

Протяженность линии электропередачи ВЛИ 0,4 кВ составляет 0,115 км.

Примем $\cos\varphi$ равным 0,89, $\sin\varphi$ равным 0,455.

$$R = (0,466 \cdot 0,115) / 1 = 0,053 \text{ Ом}$$

$$X = (0,0762 \cdot 0,115) / 1 = 0,00876 \text{ Ом}$$

$$\Delta U = 115,6 \cdot \sqrt{3} \cdot (0,053 \cdot 0,89 + 0,00876 \cdot 0,455) = 9,99 \text{ В.}$$

Падение напряжения в процентах равно:

$$\Delta U \% = \frac{9,99}{0,4 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 2,5\%$$

$$2,5\% < 5\%$$

Условие выполняется.

Окончательно принимаем марку провода СИП-2 (3x95+1x95)-1.

2 Механический расчет воздушных линий электропередач ВЛЗ 6 кВ и ВЛИ 0,4 кВ

Проектирование механической части воздушных линий электропередачи является важной частью проектирования электроснабжения. От правильного выбора элементов ЛЭП зависит долговременная и безопасная эксплуатация линий, и, соответственно, надежное и качественное электроснабжение потребителей.

Для выполнения всех этих условий производятся следующие расчёты:

1. Определение единичных и удельных механических нагрузок на провод от внешних воздействий;
2. Расчёт проводов и тросов на механическую прочность;
3. Расчёт удельных нагрузок на провода и трос,
4. Производится расстановка опор по профилю трассы.

					<i>ФЮРА.14.04.00.002 ПЗ</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>МЕХАНИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ВЛЗ 6 кВ и ВЛИ 0,4 кВ</i>	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		<i>Петрусенко О.В.</i>					2	63
Провер.		<i>Бацев А.А.</i>						
Реценз.						<i>ТПУ ИнЭО группа 3 5А13</i>		
Н. Контр.								
Утверд.								

2.1 Определение единичных и удельных механических нагрузок на провод от внешних воздействий

Трасса сооружаемых воздушных линий электропередачи 6 кВ и 0,4 кВ проходит по городской территории, относящейся ко 2 району по гололёду и к 3 району по ветровой нагрузке. На унифицированных свободстоящих железобетонных опорах типа СВ110 (5) смонтированы провода марки СИП-3 1х70. На унифицированных свободстоящих железобетонных опорах типа СВ95 (3) смонтированы провода марки СИП-2 (3х95+1х95)-1.

Основой для районирования по ветровому давлению служат значения максимальных скоростей ветра с 10-минутным интервалом осреднения скоростей на высоте 10 м с повторяемостью 1 раз в 25 лет. Районирование по гололёду производится по максимальной толщине стенки отложения гололеда цилиндрической формы при плотности 0,9 г/см³ на проводе диаметром 10 мм, расположенном на высоте 10 м над поверхностью земли, повторяемостью 1 раз в 25 лет [1, п.2.5.38].

Для определения нагрузок действующих на провод следует выбрать технические данные провода в соответствии с табл. 1.50 [2, с. 55-56]. Технические данные приведены в таблице 1 и таблице 2.

Таблица 2 – Технические данные провода СИП-3 1х70

Параметры	Проводник	Сердечник	Провод
Сечение, мм ²	70	-	70
Диаметр, мм	-	-	14,3
Масса, кг/км	-	-	333

Таблица 3 – Технические данные провода СИП-2 (3х95+1х95)-1

Параметры	Проводник	Сердечник	Провод
Сечение, мм ²	95	-	95
Диаметр, мм	-	-	45
Масса, кг/км	-	-	1296

Нормативное ветровое давление W_0 принимается согласно табл. 2.5.1 [1]:

$W_0 = 650$ Па (скорость ветра $v_0=32$ м/с)

Нормативная толщина стенки гололеда b_3 для высоты 10 м над поверхностью земли принимается согласно табл. 2.5.3 [1]:

$$b_3 = 15 \text{ мм}$$

1) Постоянно действующая нагрузка от собственного веса на один метр провода:

Для ВЛЗ 6 кВ:

$$P_n = M_n \cdot g \cdot 10^{-3} = 333 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 3,26 \text{ Н/м}, \quad (2.1)$$

где M_n - масса (вес) провода, кг.

$$\gamma_n = \frac{P_n}{F_{np}} = \frac{3,26}{70} = 0,0466 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2 \quad (2.2)$$

Для ВЛИ 0,4 кВ:

$$P_n = M_n \cdot g \cdot 10^{-3} = 1296 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 12,7 \text{ Н/м}$$

(2.3)

$$\gamma_n = \frac{P_n}{F_{np}} = \frac{12,7}{95} = 0,133 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2 \quad (2.4)$$

2) Нормативная временно действующая нагрузка от массы гололедных отложений на один метр провода:

$$P_{zn}^H = \pi \cdot K_i \cdot K_d \cdot b_3 \cdot (d_n + K_i \cdot K_d \cdot b_3) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3}, \quad (2.5)$$

где K_i , K_d – коэффициенты, учитывающие изменения толщины стенки гололёда по высоте и в зависимости от диаметра провода, определяются по табл. 2.5.4 [1].

Для ВЛЗ 6 кВ:

Для дальнейших расчётов была выбрана свободстоящая опора типа СВ110 (5) [3], чертеж которой представлен в Приложении 1.

Согласно п. 2.5.44 [1] высота расположения приведенного центра тяжести проводов или тросов h_{np} для габаритного пролета определяется по формуле, м:

$$h_{np} = h_{cp} - \frac{2}{3} \cdot f, \quad (2.6)$$

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

f - стрела провеса провода или троса в середине пролета при высшей температуре, м.

$$h_{cp} = \frac{\sum_{n=1}^i H_{mp}^i}{n} = \frac{8,2}{1} = 8,2 \text{ м.} \quad (2.7)$$

Стрела провеса при среднеэксплуатационных условиях:

$$f = \frac{\gamma_n \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{cs}} \quad (2.8)$$

Для этого отношения по табл. 2.5.7 [1] допустимое механическое напряжение σ равно 114 Н/мм².

Среднеэксплуатационные условия работы провода характеризуются постоянной нагрузкой на провод $\gamma_{пр}$.

Провод монтируется на опорах СВ110 (5). Промежуточные пролёты согласно табл. 1.36 [4] находятся в пределах 60-100 м. Примем длину пролёта $l = 80$ м, тогда

$$f = \frac{0,0466 \cdot 80^2}{8 \cdot 114} = 0,32 \text{ м}$$

$$h_{пр} = h_{cp} - \frac{2}{3} \cdot f = 8,2 - \frac{2}{3} \cdot 0,32 = 7,9 \text{ м}$$

(2.9)

При высоте расположения приведенного центра тяжести проводов или тросов до 25 м поправки на толщину стенки гололеда на проводах и тросах в зависимости от высоты и диаметра проводов и тросов не вводятся [1, п.2.5.49].

$$K_d = 1.$$

$$P_{тн}^H = \pi \cdot K_d \cdot b_3 \cdot (d_{тн} + K_d \cdot b_3) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3} \quad (2.10)$$

$$P_{тн}^H = 3,14 \cdot 1 \cdot 15 \cdot (14,3 + 1 \cdot 15) \cdot 0,9 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 12,171 \text{ Н/м}$$

$$\gamma_{\text{тн}}^{\text{H}} = \frac{P_{\text{тн}}^{\text{H}}}{F_{\text{пр}}} = \frac{12,171}{70} = 0,173 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2 \quad (2.11)$$

Для ВЛИ 0,4 кВ:

Для расчётов была выбрана свободностоящая опора типа СВ95 (3)

$$h_{\text{ср}} = \frac{\sum_{n=1}^i H_{\text{мп}}^i}{n} = \frac{7}{1} = 7 \text{ м}$$

Для определения стрелы провеса провода при среднеэксплуатационных условиях, допустимое механическое напряжение σ равно 114 Н/мм².

Провод монтируется на опорах СВ95 (3). Промежуточные пролёты согласно табл. 1.36 [4] находятся в пределах 28-42 м. Примем длину пролёта $l = 38$ м, тогда

$$f = \frac{\gamma_n \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{\text{ср}}} = \frac{0,133 \cdot 38^2}{8 \cdot 114} = 0,21 \text{ м}$$

$$h_{\text{пр}} = h_{\text{ср}} - \frac{2}{3} \cdot f = 7 - \frac{2}{3} \cdot 0,21 = 6,8 \text{ м}$$

$$P_{\text{тн}}^{\text{H}} = 3,14 \cdot 1 \cdot 15 \cdot (45 + 1 \cdot 15) \cdot 0,9 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 24,925 \text{ Н/м}$$

$$\gamma_{\text{тн}}^{\text{H}} = \frac{P_{\text{тн}}^{\text{H}}}{F_{\text{пр}}} = \frac{24,925}{95} = 0,262 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2$$

3) Нормативная временно действующая нагрузка от давления ветра на один метр провода (провод, свободный от гололеда):

Для ВЛЗ 6 кВ:

$$P_{\text{вн}}^{\text{H}} = \alpha_w \cdot K_L \cdot K_w \cdot C_x \cdot W \cdot F \cdot \sin^2 \varphi, \quad (2.12)$$

где α_w – коэффициент, учитывающий неравномерность ветрового давления по пролёту ВЛ и зависящий от ветрового давления. Определяется согласно п.2.5.52 [1] $\alpha_w = 0,70$.

K_L – коэффициент, учитывающий влияние длины пролёта на ветровую нагрузку. Определяется согласно п.2.5.52 [1] $K_L = 1, 2$ при длине пролета до 50 м.

K_w – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте в зависимости от типа местности. Определяется согласно п. 2.5.52, табл. 2.5.2 [1]. Местность В – городская территория, $K_w = 0,97$.

C_x – коэффициент лобового сопротивления. Для всех проводов и тросов, покрытых гололедом, и для всех проводов и тросов, свободных от гололеда, диаметром менее 20 мм; $C_x = 1,2$ согласно п.2.5.52 [1].

W – нормативное ветровое давление, Па.

F – площадь продольного диаметрального сечения провода, мм^2 , $F = d_n \times 10^3$

3

φ – угол между направлением ветра и осью ВЛ, для упрощения расчётов примем равным 90^0 .

$$P_{Wn}^H = 0,70 \cdot 1,2 \cdot 0,97 \cdot 1,2 \cdot 650 \cdot 14,3 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 7,573 \text{ Н/м}$$

$$\gamma_{Wn}^H = \frac{P_{Wn}^H}{F_{np}} = \frac{7,573}{70} = 0,108 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2 \quad (2.13)$$

Для ВЛИ 0,4 кВ:

$$P_{Wn}^H = 0,70 \cdot 1,2 \cdot 0,97 \cdot 1,2 \cdot 650 \cdot 45 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 28,599 \text{ Н/м}$$

$$\gamma_{Wn}^H = \frac{28,599}{95} = 0,301 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2$$

4) Нормативная временно действующая нагрузка от давления ветра (провод с гололедом) на один метр провода:

Для ВЛЗ 6 кВ:

$$P_{Wn2}^H = \alpha_w \cdot K_L \cdot K_w \cdot C_x \cdot 0,25 \cdot W \cdot F \cdot \sin^2 \varphi,$$

(2.14)

где $C_x = 1,2$ согласно п 2.5.52 [1].

$$F = (d_n + 2 \cdot K_i \cdot K_d \cdot b_s) \cdot 10^{-3} \quad (2.15)$$

$$F = (14,3 + 2 \cdot 1,2 \cdot 0,97 \cdot 15) \cdot 10^{-3} = 43,4 \cdot 10^{-3} \text{ м}$$

$$P_{Wn2}^H = 0,7 \cdot 1,2 \cdot 0,97 \cdot 1,2 \cdot 0,25 \cdot 650 \cdot 43,4 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 5,74 \text{ Н/м}$$

$$\gamma_{Wn2}^H = \frac{P_{Wn2}^H}{F_{np}} = \frac{5,74}{70} = 0,082 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2 \quad (2.16)$$

Для ВЛИ 0,4 кВ:

$$F = (45 + 2 \cdot 1,2 \cdot 0,97 \cdot 15) \cdot 10^{-3} = 79,92 \cdot 10^{-3} \text{ м}$$

$$P_{Wnz}^H = 0,7 \cdot 1,2 \cdot 0,97 \cdot 1,2 \cdot 0,25 \cdot 650 \cdot 79,92 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 12,69 \text{ Н/м}$$

$$\gamma_{Wnz}^H = \frac{12,69}{95} = 0,133 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2$$

5) Расчётная временно действующая нагрузка от массы гололедных отложений на один метр провода:

Для ВЛЗ 6 кВ:

$$P_{zn} = P_{zn}^H \cdot \gamma_{nz} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f \cdot \gamma_d, \quad (2.17)$$

где $\gamma_{nz} = 1,3$ – коэффициент надёжности и ответственности, принимаемый согласно п. 2.5.55 [1];

$\gamma_p = 1$ – региональный коэффициент, значение которого принимается на основании опыта эксплуатации и указывается в задании на проектирование ВЛ, согласно п. 2.5.55 [1];

$\gamma_f = 1,3$ – коэффициент надёжности по гололёдной нагрузке, принимаемый 1,3 для районов по гололеду I и II;

$\gamma_d = 0,5$ – коэффициент условий работы.

$$P_{zn} = 12,171 \cdot 1,3 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 0,5 = 10,284 \text{ Н/м}$$

$$\gamma_{zn} = \frac{P_{zn}}{F_{np}} = \frac{10,284}{70} = 0,146 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2 \quad (2.18)$$

Для ВЛИ 0,4 кВ:

$$P_{zn} = 24,925 \cdot 1,3 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 0,5 = 21,061 \text{ Н/м}$$

$$\gamma_{zn} = \frac{21,061}{95} = 0,221 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2$$

б) Расчётная временно действующая нагрузка от давления ветра на один метр провода (провод, свободный от гололеда):

Для ВЛЗ 6 кВ:

$$P_{Wn} = P_{Wn}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f, \quad (2.19)$$

где $\gamma_{nw} = 1,1$ – коэффициент надёжности и ответственности, принимаемый согласно п. 2.5.54 [1];

$\gamma_p = 1$ – региональный коэффициент, значение которого принимается на основании опыта эксплуатации и указывается в задании на проектирование ВЛ, согласно п. 2.5.54 [1];

$\gamma_f = 1,1$ – коэффициент надёжности по гололёдной нагрузке, принимаемый 1,1.

$$P_{Wn} = 7,573 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 1,1 = 9,163 \text{ Н/м}$$

$$\gamma_{Wn} = \frac{P_{Wn}}{F_{np}} = \frac{9,163}{70} = 0,130 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2 \quad (2.20)$$

Для ВЛИ 0,4 кВ:

$$P_{Wn} = 28,599 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 1,1 = 34,604 \text{ Н/м}$$

$$\gamma_{Wn} = \frac{34,604}{95} = 0,364 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2,$$

7) Расчётная временно действующая нагрузка от давления ветра на один метр провода (провод с гололедом):

Для ВЛЗ 6 кВ:

$$P_{Wn2} = P_{Wn2}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 5,74 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 1,1 = 6,94 \text{ Н/м} \quad (2.21)$$

$$\gamma_{Wn2} = \frac{P_{Wn2}}{F_{np}} = \frac{6,94}{70} = 0,099 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2 \quad (2.22)$$

Для ВЛИ 0,4 кВ:

$$P_{Wn2} = P_{Wn2}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 12,69 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 1,1 = 15,354 \text{ Н/м}$$

$$\gamma_{Wn2} = \frac{P_{Wn2}}{F_{np}} = \frac{15,354}{95} = 0,161 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2$$

8) Результирующая нагрузка от массы провода и массы гололеда:

Для ВЛЗ 6 кВ:

$$P_{\Sigma 1} = P_n + P_{zn} = 3,26 + 10,28 = 13,54 \text{ Н/м} \quad (2.23)$$

$$\gamma_{\Sigma 1} = \frac{P_{\Sigma 1}}{F_{np}} = \frac{13,54}{70} = 0,193 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2$$

Для ВЛИ 0,4 кВ:

$$P_{\Sigma 1} = P_n + P_{zn} = 12,7 + 24,925 = 37,625 \text{ Н/м}$$

$$\gamma_{\Sigma 1} = \frac{P_{\Sigma 1}}{F_{np}} = \frac{37,625}{95} = 0,395 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2$$

9) Результирующая нагрузка от собственной массы провода и давления ветра:

Для ВЛЗ 6 кВ:

$$P_{\Sigma 2} = \sqrt{P_n^2 + P_{wn}^2} = \sqrt{3,26^2 + 9,16^2} = 9,72 \text{ Н/м} \quad (2.24)$$

$$\gamma_{\Sigma 2} = \frac{P_{\Sigma 2}}{F_{np}} = \frac{9,72}{70} = 0,138 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2 \quad (2.25)$$

Для ВЛИ 0,4 кВ:

$$P_{\Sigma 2} = \sqrt{P_n^2 + P_{wn}^2} = \sqrt{12,7^2 + 28,59^2} = 31,29 \text{ Н/м}$$

$$\gamma_{\Sigma 2} = \frac{P_{\Sigma 2}}{F_{np}} = \frac{31,29}{95} = 0,329 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2$$

10) Результирующая нагрузка от массы провода с гололедом и давления ветра:

Для ВЛЗ 6 кВ:

$$P_{\Sigma 3} = \sqrt{P_{\Sigma 1}^2 + P_{wng}^2} = \sqrt{13,54^2 + 6,94^2} = 15,21 \text{ Н/м} \quad (2.26)$$

$$\gamma_{\Sigma 3} = \frac{P_{\Sigma 3}}{F_{np}} = \frac{15,21}{70} = 0,21 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2 \quad (2.27)$$

Для ВЛИ 0,4 кВ:

$$P_{\Sigma 3} = \sqrt{P_{\Sigma 1}^2 + P_{wng}^2} = \sqrt{37,625^2 + 12,69^2} = 39,71 \text{ Н/м}$$

$$\gamma_{\Sigma 3} = \frac{P_{\Sigma 3}}{F_{np}} = \frac{39,71}{95} = 0,418 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2$$

Таким, образом, при сравнении значений результирующих нагрузок видно, что наибольшая – действующая от собственной массы провода с гололедом и давлением ветра. Следовательно, в дальнейших расчётах принимаем, что для ВЛЗ 6 кВ $\gamma_{нб} = \gamma_{\Sigma 3} = 0,21 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2$, для ВЛИ-0,4 кВ $\gamma_{нб} = \gamma_{\Sigma 3} = 0,418 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2$.

2. 2 Определение критических длин пролётов

Трасса сооружаемых воздушных линий электропередач 6 кВ и 0,4 кВ проходят по городской территории, относящейся ко 2 району по гололёду и к 3 району по ветровой нагрузке.

Согласно [3]

высшая температура $t_+ = 23,8^{\circ}\text{C}$;

низшая температура $t_- = -40^{\circ}\text{C}$;

среднегодовая температура $t_{сз} = -0,3^{\circ}\text{C}$;

температура гололёдообразования $t_z = -5^{\circ}\text{C}$.

Модуль упругости $E = 6,3 \times 10^4$ Н/м, температурный коэффициент $\alpha = 23 \times 10^{-6}$ град⁻¹ согласно табл. 2.5.8[2].

Предельные значения напряжений при наибольшей нагрузке и наименьшей температуре по табл. 2.5.7 [1]: $\sigma_{нб} = \sigma_- = 114$ Н/мм², а также при среднегодовой температуре $\sigma_{сз} = 85$ Н/мм². Каждое из этих значений не должно быть превышено в процессе работы ВЛ.

Рассчитаем изменение значений среднеэксплуатационных напряжений в проводе, которые будут возникать в пролетах ВЛЗ 6 кВ различной длины, если требуется обеспечить сохранение допускаемых напряжений при возникновении наибольшей нагрузки или наименьшей температуры.

Для этого составим и решим уравнение состояния провода. Искомой величиной считаем $\sigma_{сз}$.

Исходные условия – возникновение наибольшей механической нагрузки $\gamma_{нб}$; искомые условия – среднеэксплуатационные. Тогда уравнение состояния примет вид:

$$\sigma_{сз} - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{сз}^2} = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{\Sigma 2}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сз} - t_z) \quad (2.28)$$

Полученное уравнение можно представить как неполное кубическое:

$$\sigma_{сз}^3 - A \cdot \sigma_{сз}^2 - B = 0, \quad (2.29)$$

$$\text{где } A = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{\Sigma 2}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E(t_{c2} - t_2); \quad (2.30)$$

$$B = \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24}. \quad (2.31)$$

Данную задачу можно решить методом Ньютона:

$$\sigma_{k+1} = \sigma_k - \frac{f(\sigma_k)}{f'(\sigma_k)} \quad (2.32)$$

$$f'(\sigma_k) = 3\sigma_k^2 - 2A\sigma_k \quad (2.33)$$

$$\sigma_{k+1} = \sigma_k - \frac{\sigma_k^3 - A\sigma_k^2 - B}{3\sigma_k^2 - 2A\sigma_k} = \frac{\sigma_k^2(2\sigma_k - A) + B}{\sigma_k(3\sigma_k - 2A)} \quad (2.34)$$

Рассмотрим, как меняется $\sigma_{сэ}$ с изменением l при $\gamma_{нб}$.

Независимая переменная l может меняться от 0 до ∞ .

При $l=0$:

$$\sigma_{сэН}^{(1)} = \sigma_{нб} - \alpha E(t_{c2} - t_2) = 114 - 23 \cdot 10^{-6} \cdot 6,3 \cdot 10^4 \cdot (-0,3 - (-5)) = 107,19 \text{ Н/мм}^2 \quad (2.35)$$

При $l \rightarrow \infty$:

$$\sigma_{сэК}^{(1)} = \frac{\gamma_n}{\gamma_{\Sigma 3}} \cdot \sigma_{нб} = \frac{0,0466}{0,21} \cdot 114 = 25,29 \text{ Н/мм}^2 \quad (2.36)$$

Т.е. при возникновении $\gamma_{нб}$ $\sigma_{сэ}$ будет меняться от 107,19 до 25,29 Н/мм².

Получим зависимости коэффициентов А и В от l_i :

$$A = 107,19 - 0,0039 \cdot l_i^2$$

$$B = 5,7 \cdot l_i^2$$

Вычислим значения А и В, а также значения $\sigma_{сэ}$ при длинах пролетов от 0 до 80 м и сведем результаты в таблицу 4.

Таблица 4 – Результаты расчётов

l, м	A	B	σ_0 , Н/мм ²	σ_1 , Н/мм ²	σ_2 , Н/мм ²	σ_3 , Н/мм ²	σ_4 , Н/мм ²
0	107,19	0	107,19	107,19	107,19	107,19	107,19
10	106,03	746	106,03	106,0964	106,0963	106,0963	106,0963
20	104,44	2984	104,44	104,7136	104,7121	104,7121	104,7121
30	101,79	6705	106,56	102,7239	102,4307	102,4291	102,4291
40	98,08	11936	102,4291	99,46902	99,29134	99,29071	99,29071
50	93,31	18650	99,29071	95,64137	95,36246	95,36087	95,36087
60	87,48	26856	95,36087	91,13219	90,74474	90,74158	90,74158
70	80,59	36554	90,74158	86,07379	85,58608	85,58092	85,58092
80	72,64	47744	85,58092	80,65	80,09123	80,0843	80,0843

Исходные условия – действует низшая температура окружающей среды. Искомые условия – среднеэксплуатационные:

Тогда уравнение состояния примет вид:

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

(2.37)

Полученное уравнение можно представить как неполное кубическое:

$$\sigma_{cs}^3 - A \cdot \sigma_{cs}^2 - B = 0, \quad (2.38)$$

$$\text{где } A = \sigma_- - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_-^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{cs} - t_-); \quad (2.39)$$

$$B = \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24}. \quad (2.40)$$

Получим зависимости коэффициентов А и В от l_i :

$$A = 51,7 - 0,00043 \cdot l_i^2$$

$$B = 5,7 \cdot l_i^2$$

Т.е. при возникновении $\gamma_{нб}$ σ_{cs} будет меняться от 50,2 до 114 Н/мм².

Вычислим значения А и В, а также значения σ_{cs} , при длинах пролетов от 0 до 80 м и сведем результаты в таблицу 5.

Таблица 5 – Результаты расчётов

l, м	A	B	σ_0 , Н/мм ²	σ_1 , Н/мм ²	σ_2 , Н/мм ²	σ_3 , Н/мм ²	σ_4 , Н/мм ²
0	50,2	0	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2
10	50,143	746	118,38	86,70856	66,92659	55,86001	55,86001
20	49,988	2984	51,31284	51,13071	51,12945	51,12945	51,12945
30	49,687	6714	51,12945	52,19513	52,15529	52,15523	52,15523
40	49,352	11936	52,15523	53,58615	53,51931	53,51916	53,51916
50	48,775	18650	53,51916	55,02009	54,95138	54,95124	54,95124
60	48,148	26856	54,95124	56,62688	56,54711	56,54692	56,54692
70	47,407	36554	56,54692	58,27895	58,19921	58,19903	58,19903
80	46,552	47744	58,19903	59,94778	59,87145	59,8713	59,8713

При ограничении напряжения в проводе тремя исходными режимами, должны существовать три критических пролета, соответствующих пограничным условиям этих режимов.

Критические пролеты рассчитываются по формулам:

$$l_{1к} = 4,9 \cdot \frac{\sigma_-}{\gamma_{\Pi}} \cdot \sqrt{\frac{(\sigma_- - \sigma_{сэ}) + \alpha \cdot E \cdot (t_- - t_{сэ})}{E \cdot \left[1 - \left(\frac{\sigma_-}{\sigma_{сэ}} \right)^2 \right]}} \quad (2.41)$$

$$l_{2к} = 4,9 \cdot \frac{\sigma_{Нб}}{\gamma_{\Pi}} \cdot \sqrt{\frac{\alpha \cdot (t_{\Gamma} - t_-)}{\left(\frac{\gamma_{Нб}}{\gamma_{\Pi}} \right)^2 - 1}} \quad (2.42)$$

$$l_{3к} = 4,9 \cdot \frac{\sigma_{Нб}}{\gamma_{\Pi}} \cdot \sqrt{\frac{(\sigma_{Нб} - \sigma_{сэ}) + \alpha \cdot E \cdot (t_{\Gamma} - t_{сэ})}{E \cdot \left[\left(\frac{\gamma_{Нб}}{\gamma_{\Pi}} \right)^2 - \left(\frac{\sigma_{Нб}}{\sigma_{сэ}} \right)^2 \right]}} \quad (2.43)$$

$$l_{1K} = 4,9 \cdot \frac{114}{0,0466} \cdot \sqrt{\frac{(114-85) + 23 \cdot 10^{-6} \cdot 6,3 \cdot 10^4 \cdot (-40 - (-0,3))}{6,3 \cdot 10^4 \cdot \left[1 - \left(\frac{114}{85}\right)^2\right]}} = 286,95 \text{ м}$$

$$l_{2K} = 4,9 \cdot \frac{114}{0,0466} \cdot \sqrt{\frac{23 \cdot 10^{-6} \cdot (-5 - (-40))}{\left[\left(\frac{0,21}{0,0466}\right)^2 - 1\right]}} = 77,4 \text{ м}$$

$$l_{3K} = 4,9 \cdot \frac{114}{0,0466} \cdot \sqrt{\frac{(114-85) + 23 \cdot 10^{-6} \cdot 6,3 \cdot 10^4 \cdot (-5 - (-0,3))}{6,3 \cdot 10^4 \cdot \left[\left(\frac{0,21}{0,0466}\right)^2 - \left(\frac{114}{85}\right)^2\right]}} = 46,40 \text{ м}$$

В случае, когда $l_{1K} > l_{2K} > l_{3K}$, то физический смысл имеет только l_{2K} .

Так как $l = 80 \text{ м} > l_{2K} = 77,7$, то расчетным режимом будет второй режим – режим наибольших нагрузок.

Аналогично предыдущему расчету, рассчитаем изменение значений среднеэксплуатационных напряжений в проводе, которые будут возникать в пролетах ВЛИ -0,4 кВ различной длины, если требуется обеспечить сохранение допустимых напряжений при возникновении наибольшей нагрузки или наименьшей температуры.

Исходя из предыдущих расчетов уравнение состояния примет вид:

$$\sigma_{cs} - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{cs}^2} = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{\Sigma 2}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{cs} - t_2)$$

Полученное уравнение можно представить как неполное кубическое:

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

$$\text{где } A = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{\Sigma 2}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{cs} - t_2);$$

$$B = \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24}.$$

При изменении независимой переменной $l=0$ и $l \rightarrow \infty$, при возникновении $\gamma_{нб}$ σ_{cs} будет меняться от 107,19 до 25,29 Н/мм² соответственно

(так как проектируемые ВЛЗ 6 кВ и ВЛИ 0,4 кВ, располагаются на одной территории и на них действуют одинаковые условия) .

Получим зависимости коэффициентов А и В от l_i :

$$A = 107,19 - 0,035 \cdot l_i^2$$

$$B = 46,4 \cdot l_i^2$$

Вычислим значения А и В, а также значения σ_{cs} при длинах пролетов от 0 до 42 м и сведем результаты в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты расчётов

l, м	A	B	σ_0 , Н/мм ²	σ_1 , Н/мм ²	σ_2 , Н/мм ²	σ_3 , Н/мм ²	σ_4 , Н/мм ²
0	107,19	0	107,19	107,19	107,19	107,19	107,19
4,2	106,5726	818,496	106,5726	106,6447	106,6446	106,6446	106,6446
8,4	104,7204	3273,984	104,7204	105,0189	105,0173	105,0173	105,0173
12,6	101,6334	7366,464	107,19	102,7363	102,3398	102,3368	102,3368
16,8	97,3116	13095,94	102,3368	98,89963	98,65825	98,65709	98,65709
21	91,755	20462,4	98,65709	94,44648	94,07039	94,06748	94,06748
25,2	84,9636	29465,86	94,06748	89,22993	88,71378	88,70809	88,70809
29,4	76,9374	40106,3	88,70809	83,43377	82,79784	82,78892	82,78892

Продолжение таблицы 6 – Результаты расчётов

l, м	A	B	σ_0 , Н/мм ²	σ_1 , Н/мм ²	σ_2 , Н/мм ²	σ_3 , Н/мм ²	σ_4 , Н/мм ²
36	61,83	60134,4	82,78892	74,69948	73,14305	73,08747	73,08747
42	45,45	81849,6	73,08747	66,07555	64,91911	64,88903	64,88903

Исходные условия – действует низшая температура окружающей среды. Искомые условия – среднеэксплуатационные:

Тогда уравнение состояния примет вид:

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

Полученное уравнение можно представить как неполное кубическое:

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

$$\text{где } A = \sigma_- - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_-^2} - \alpha \cdot E(t_{cs} - t_-);$$

$$B = \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24}.$$

Получим зависимости коэффициентов А и В от l_i :

$$A = 51,7 - 0,0035 \cdot l_i^2$$

$$B = 46,4 \cdot l_i^2$$

Т.е. при возникновении $\gamma_{нб}$ σ_{cs} будет меняться от 51,7 до 114 Н/мм².

Вычислим значения А и В, а также значения σ_{cs} , при длинах пролетов от 0 до 42 м и сведем результаты в таблицу 7.

Таблица 7 – Результаты расчётов

l, м	A	B	σ_0 , Н/мм2	σ_1 , Н/мм2	σ_2 , Н/мм2	σ_3 , Н/мм2	σ_4 , Н/мм2
0	51,7	0	51,7	51,7	51,7	51,7	51,7
4,2	51,63826	818,496	118,38	87,03773	67,57656	56,86857	56,86857
8,4	51,45304	3273,984	52,66464	52,63484	52,6348	52,6348	52,6348
12,6	51,14434	7366,464	52,6348	53,74068	53,69903	53,69897	53,69897
16,8	50,71216	13095,94	53,69897	55,09808	55,0359	55,03577	55,03577
21	50,1565	20462,4	55,03577	56,62954	56,55441	56,55424	56,55424

Продолжение таблицы 7 – Результаты расчётов

l, м	A	B	σ_0 , Н/мм2	σ_1 , Н/мм2	σ_2 , Н/мм2	σ_3 , Н/мм2	σ_4 , Н/мм2
25,2	49,47736	29465,86	56,55424	58,26256	58,18205	58,18186	58,18186
29,4	48,67474	40106,3	58,18186	59,946	59,86567	59,8655	59,8655
36	47,164	60134,4	59,8655	62,72834	62,54	62,53914	62,53914
42	45,526	81849,6	59,8655	65,61158	64,94645	64,93656	64,93656

Критические пролеты равны:

$$l_{1к} = 4,9 \cdot \frac{114}{0,133} \cdot \sqrt{\frac{(114 - 85) + 23 \cdot 10^{-6} \cdot 6,3 \cdot 10^4 \cdot (-40 - (-0,3))}{6,3 \cdot 10^4 \cdot \left[1 - \left(\frac{114}{85}\right)^2\right]}} = 100 \text{ м}$$

$$l_{2K} = 4.9 \cdot \frac{114}{0.133} \cdot \sqrt{\frac{23 \cdot 10^{-6} \cdot (-5 - (-40))}{\left[\left(\frac{0,418}{0,133}\right)^2 - 1\right]}} = 40 \text{ м}$$

$$l_{3K} = 4.9 \cdot \frac{114}{0.133} \cdot \sqrt{\frac{(114 - 85) + 23 \cdot 10^{-6} \cdot 6,3 \cdot 10^4 \cdot (-5 - (-0,3))}{6,3 \cdot 10^4 \left[\left(\frac{0,418}{0,133}\right)^2 - \left(\frac{114}{85}\right)^2\right]}} = 35 \text{ м}$$

В случае, когда $l_{1K} > l_{2K} > l_{3K}$, то физический смысл имеет только l_{2K} .

Так как $l = 38 \text{ м} > l_{3K} = 35 \text{ м}$, то расчетным режимом будет второй режим – режим наибольших нагрузок.

2.3 Определение критической температуры и габаритного пролета

Трасса сооружаемой воздушной линии электропередачи 6 кВ проходит по городской территории, относящейся ко 2 району по гололёду и к 3 району по ветровой нагрузке.

Согласно [3]

высшая температура $t_+ = 23,8^{\circ}\text{C}$;

низшая температура $t_- = -40^{\circ}\text{C}$;

среднегодовая температура $t_{сг} = -0,3^{\circ}\text{C}$;

температура гололёдообразования $t_g = -5^{\circ}\text{C}$.

Модуль упругости $E = 6,3 \times 10^4 \text{ Н/м}$, температурный коэффициент $\alpha = 23 \times 10^{-6} \text{ град}^{-1}$ согласно табл. 2.5.8[2].

Предельные значения напряжений при наибольшей нагрузке и наименьшей температуре по табл. 2.5.7 [1]: $\sigma_{нб} = \sigma_- = 114 \text{ Н/мм}^2$, а также при среднегодовой температуре $\sigma_{сг} = 85 \text{ Н/мм}^2$. Каждое из этих значений не должно быть превышено в процессе работы ВЛ.

2.3.1 Определение критической температуры и габаритного пролета для ВЛЗ 6 кВ

Значение критической температуры:

$$t_k = (t_z - 3) + \frac{\sigma_{нб}}{\alpha \cdot E} \cdot \frac{\gamma_n}{\gamma_{\Sigma 2}} = (-5 - 3) + \frac{114}{6,3 \cdot 10^4 \cdot 23 \cdot 10^{-6}} \cdot \frac{0,0466}{0,138} = 18,5^\circ C$$

(2.44)

$t_k = 18,5^\circ C$, $t_+ = 23,8^\circ C$, $t_k < t_+$ - следовательно, максимальное провисание провода будет при максимальных температурах.

Габаритный пролет:

$$l_{заб}^4 \left(\frac{\gamma_{[f]}}{8f} + \left(\frac{\gamma_{[\sigma]}}{\sigma} \right)^2 \right) \cdot \frac{E}{24} - l_{заб}^2 (\sigma + \alpha \cdot E (t_{[\sigma]} - t_{[f]})) - \frac{8}{3} f^2 E = 0 \quad (2.45)$$

$$\gamma_{[f]} = \gamma_n, \quad \gamma_{[\sigma]} = \gamma_{\Sigma 2}, \quad t_{[\sigma]} = t_z, \quad t_{[f]} = t_+$$

Данное уравнение является биквадратным. Представим его в следующем виде:

$$A \cdot l_{заб}^4 - B \cdot l_{заб}^2 - C = 0, \quad (2.46)$$

$$A = \frac{\gamma_{[f]}}{8f} + \left(\frac{\gamma_{[\sigma]}}{\sigma} \right)^2 \cdot \frac{E}{24} = \frac{0,0466}{8 \cdot 0,32} + \left(\frac{0,21}{114} \right)^2 \cdot \frac{6,3 \cdot 10^4}{24} = 0,0271 \quad (2.47)$$

$$B = \sigma + \alpha E (t_{[\sigma]} - t_{[f]}) = 114 + 23 \cdot 10^{-6} \cdot 6,3 \cdot 10^4 \cdot (5 - 40) = 63,28 \quad (2.48)$$

$$C = \frac{8}{3} f^2 E = \frac{8}{3} \cdot 0,32^2 \cdot 6,3 \cdot 10^4 = 17203,2 \quad (2.49)$$

Тогда $l_{габ}$ может быть определено следующей формуле:

$$l_{габ} = \sqrt{\frac{B + \sqrt{B^2 + 4AC}}{2A}} = \sqrt{\frac{63,28 + \sqrt{63,28^2 + 4 \cdot 0,0271 \cdot 17203,2}}{2 \cdot 0,0271}} = 50,8 \text{ м} \quad (2.50)$$

Значение $l_{габ} = 50,8 \text{ м} < l_{2к} = 77,8 \text{ м}$ - следовательно, расчётные условия выбраны не верно. Выбираем режим наимизших температур, т.е. σ_- , t_- , γ_n .

Пересчитаем стрелу провисания для габаритного пролета:

$$f_{заб} = \frac{\gamma_n \cdot l_{заб}^2}{8 \cdot \sigma_-} = \frac{0,0466 \cdot 50,8^2}{8 \cdot 114} = 0,132 \text{ м} \quad (2.51)$$

2.3.2 Определение критической температуры и габаритного пролета для ВЛИ 0,4 кВ

Значение критической температуры:

$$t_k = (t_z - 3) + \frac{\sigma_{нб}}{\alpha \cdot E} \cdot \frac{\gamma_n}{\gamma_{\Sigma 2}} = (-5 - 3) + \frac{114}{6,3 \cdot 10^4 \cdot 23 \cdot 10^{-6}} \cdot \frac{0,133}{0,418} = 17^\circ C \quad (2.52)$$

$t_k = 17^\circ\text{C}$, $t_+ = 23,8^\circ\text{C}$, $t_k < t_+$ - следовательно, максимальное провисание провода будет при максимальных температурах.

Габаритный пролет:

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

$$\gamma_{[f]} = \gamma_n, \quad \gamma_{[\sigma]} = \gamma_{\Sigma 2}, \quad t_{[\sigma]} = t_+, \quad t_{[f]} = t_k$$

Данное уравнение является биквадратным. Представим его в следующем виде:

$$A \cdot l_{заб}^4 - B \cdot l_{заб}^2 - C = 0,$$

$$A = \frac{\gamma_{[f]}}{8f} + \left(\frac{\gamma_{[\sigma]}}{\sigma} \right)^2 \cdot \frac{E}{24} = \frac{0,133}{8 \cdot 0,21} + \left(\frac{0,418}{114} \right)^2 \cdot \frac{6,3 \cdot 10^4}{24} = 0,114 \quad (2.53)$$

$$B = \sigma + \alpha E (t_{[\sigma]} - t_{[f]}) = 114 + 23 \cdot 10^{-6} \cdot 6,3 \cdot 10^4 \cdot (5 - 40) = 63,28 \quad (2.54)$$

$$C = \frac{8}{3} f^2 E = \frac{8}{3} \cdot 0,21^2 \cdot 6,3 \cdot 10^4 = 7408,8 \quad (2.55)$$

Тогда $l_{габ}$ может быть определено следующей формуле:

$$l_{заб} = \sqrt{\frac{B + \sqrt{B^2 + 4AC}}{2A}} = \sqrt{\frac{63,28 + \sqrt{63,28^2 + 4 \cdot 0,0271 \cdot 17203,2}}{2 \cdot 0,0271}} = 25,6 \text{ м} \quad (2.56)$$

Значение $l_{габ} = 25,6 \text{ м} < l_{2к} = 40 \text{ м}$ - следовательно, расчётные условия выбраны не верно. Выбираем режим наименьших температур, т.е. σ_- , t_- , γ_n .

Пересчитаем стрелу провисания для габаритного пролета:

$$f_{заб} = \frac{\gamma_n \cdot l_{заб}^2}{8 \cdot \sigma_-} = \frac{0,133 \cdot 25,2^2}{8 \cdot 114} = 0,095 \text{ м} \quad (2.57)$$

2.4 Выбор типов изоляторов и арматуры

2.4.1 Выбор типов изоляторов и арматуры для ВЛЗ 6 кВ

На ВЛЗ 6-10 кВ применяют стеклянные или фарфоровые изоляторы, либо траверсы из изолирующих материалов. На ВЛ с железобетонными опорами рекомендуется применять фарфоровые изоляторы, имеющие повышенные изолирующие свойства по сравнению со стеклянными.

Крепление проводов ВЛЗ следует выполнять:

На промежуточных опорах: 1) на штыревых или опорно – стержневых изоляторах с промежуточным или усиленным креплением провода; 2) изолирующими подвесками с поддерживающими зажимами.

На анкерных опорах: 1) изолирующими подвесками с натяжными зажимами, не требующими разрезания проводов.

Штыревые изоляторы для промежуточных опор.

На промежуточных опорах ВЛЗ-6 кВ устанавливают 3 опорных изолятора ШФ-20 Г, крепление которых осуществляется при помощи колпачка К6 на траверсу ТМ-6. Крепление изолированного провода к штыревым изоляторам осуществляется спиральными вязками ВС 70/95.2, по две вязки на один изолятор. Двойная вязка устанавливается следующим образом: каждая вязка устанавливается свитой частью на шейку изолятора, ветви вязок направляются в противоположные стороны и навиваются на провод. Чертеж изолятора представлен на рисунке 1.

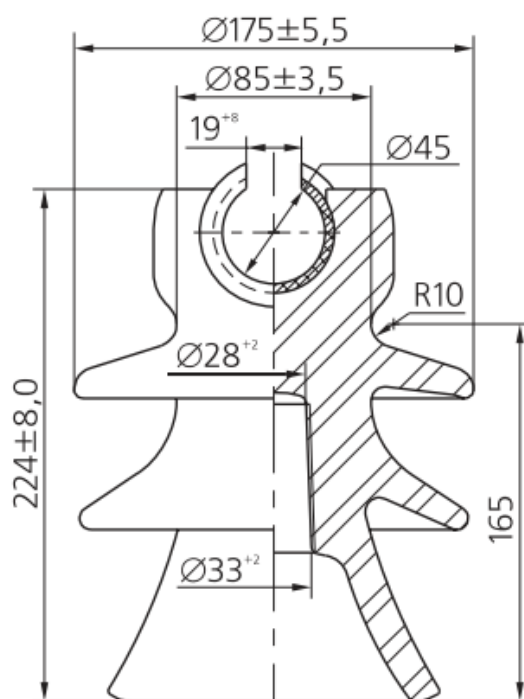


Рис.1 - Чертеж изолятора ШФ20 Г

Параметры штыревого опорного изолятора ШФ-20 Г приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Параметры изолятора

Параметр		
Механическая разрушающая сила	кН	13
Диаметр тарелки, D	мм	175
Строительная высота, Н	мм	184
Масса	кг	3,5

В таблице 9 приведена типовая линейная арматура поддерживающего изолятора.

Таблица 9 – Типовая линейная арматура поддерживающего изолятора

№	Обозначение	Наименование	Количество	Масса, кг
1	К 6	Колпачок	3	0,02
2	ВС 70/95.2	Вязка спиральная	6	0,065
3	ШФ 20 Г	Изолятор опорный	3	3,5

Натяжные изоляторы для анкерных опор.

Чтобы выбрать тип изолятора, необходимо найти весовой пролет линии:

$$l_{\text{вес}} = 1,25 \cdot l_{\text{заб}} = 1,25 \cdot 50,8 = 63,5 \text{ м} \quad (2.58)$$

Нормативные нагрузки, приложенные к натяжным гирляндам анкерных опор, находятся для 2-х условий:

- 1) При наибольшей нагрузке

$$2,5 \cdot \sqrt{\left(\frac{\gamma_{\text{нб}} \cdot F_{\text{нп}} \cdot l_{\text{вес}}}{2} + G_z\right)^2 + (\sigma_{\text{нб}} \cdot F_{\text{нп}})^2} \leq P \quad (2.59)$$

$$2,5 \cdot \sqrt{\left(\frac{0,21 \cdot 70 \cdot 63,5}{2} + 1,5\right)^2 + (114 \cdot 70)^2} = 19984,09 \text{ Н}$$

- 2) При среднеэксплуатационных условиях работы

$$6 \cdot \sqrt{\left(\frac{\gamma_n \cdot F_{\text{нп}} \cdot l_{\text{вес}}}{2} + G_z\right)^2 + (\sigma_{\text{сз}} \cdot F_{\text{нп}})^2} \leq P, \quad (2.60)$$

где $\sigma_{\text{сз}} = 65$ - напряжение в проводе, которое определяется по графику для $l_{\text{вес}}$.

$$6 \cdot \sqrt{\left(\frac{0,0466 \cdot 70 \cdot 63,5}{2} + 1,5\right)^2 + (65 \cdot 70)^2} = 27307,27 \text{ Н}$$

Сравнив два варианта значений, можно сделать вывод о том, что выбор изоляторов следует производить по режиму среднеэксплуатационных условий.

Линейный подвесной стержневой полимерный изолятор ЛК-70/10 с защитной оболочкой из кремнийорганической резины предназначен для изоляции и крепления проводов воздушных линий электропередач в распределительных устройствах электростанций и подстанций и применяется в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц номинальным напряжением до 10 кВ. Изолятор ЛК-70/10 представлен на рисунке 2.

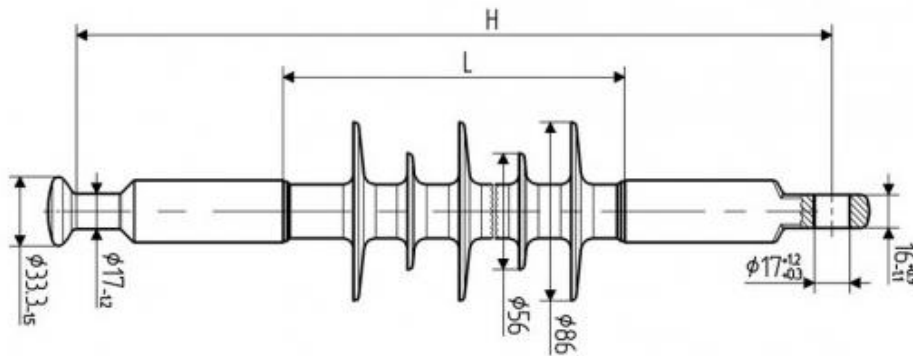


Рис 2. - Чертеж изолятора ЛК 70/10

Таблица 10 – Параметры изолятора ЛК70/10

Параметр		
Механическая разрушающая сила	кН	70
Длина изоляционной части, L	мм	190
Строительная высота, H	мм	390
Длина пути утечки	мм	300
Масса	кг	1,5

Степень загрязнённости атмосферы I согласно [1].

Для определения количества изоляторов в гирлянде определим длину пути утечки. Длина пути утечки L (см) изоляторов и изоляционных конструкций должна определяться по формуле [1].

$$L = \lambda_3 UK, \quad (2.61)$$

где $\lambda_3 = 1,5$ - удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ;

$U = 7,2$ кВ - наибольшее рабочее междуфазное напряжение (ГОСТ 721-77);

$K = 1,1$ - коэффициент эффективности.

$$L = 1,5 \cdot 7,2 \cdot 1,1 = 11,88 \text{ см}$$

Количество подвесных изоляторов в натяжных гирляндах, а также в каждой гирлянде специальной конструкции (v , Λ , Y , λ и др.), составленной из изоляторов одного типа (в одной последовательной ветви), ВЛ на металлических, железобетонных и деревянных опорах с заземленными креплениями гирлянд определяется по формуле [1]:

$$m = \frac{L}{L_{II}} = \frac{11,88}{30} = 1 \text{ шт.}, \quad (2.62)$$

где L_{II} - длина пути утечки одного изолятора, см;

Тогда длина и вес натяжной гирлянды составят:

$$\Lambda_n = m \cdot H = 1 \cdot 0,390 = 0,390 \text{ м} \quad (2.63)$$

$$G_{гир} = m \cdot m_u = 1 \cdot 1,5 = 1,5 \text{ кг} \quad (2.64)$$

В таблице 11 приведена типовая линейная арматура натяжного изолятора.

Таблица 11- Типовая линейная арматура натяжного изолятора

№	Обозначение	Наименование	Количество	Масса, кг
1	СК-7-1А	Скоба	6	0,38
2	SO 255	Натяжной клиновой зажим	6	1,133
3	ЛК 70/10 В	Изолятор	6	1,5

2.4.2 Выбор арматуры для ВЛИ 0,4 кВ

Крепление СИП-2 (3x95+1x95)-1 к опорам осуществляется в основном с помощью металлоконструкций (крюков, бандажных лент и др.), поддерживающих и натяжных зажимов. Соединения и ответвления проводов осуществляются с помощью соединительных и ответвительных зажимов.

Крепление провода к промежуточным опорам П11 осуществляется при помощи комплекта промежуточной подвески ES 2200.

В таблице 12 приведена типовая линейная арматура для крепления провода СИП -2 (3x95+1x95)-1 на промежуточных опорах.

Таблица 12 – Линейная арматура крепления провода СИП на промежуточных опорах

№	Обозначение	Наименование	Количество	Масса, кг
1	ES200	Комплект промежуточной подвески	1	0,54
2	F207	Лента крепления (50 м)	2 м	
3	COT 36	Скрепа	2	
4	PER 15	Ремешок бандажный	2	0,0021

В таблице 13 приведена типовая линейная арматура для крепления провода СИП -2 (3x95+1x95)-1 на анкерных опорах.

Таблица 13 – Линейная арматура для крепления провода СИП на анкерных опорах

№	Обозначение	Наименование	Количество	Масса, кг
1	CA2000.1	Кронштейн анкерный	2	7,6
2	PA2200	Зажим анкерный	2	0,38
3	F207	Лента крепления (50 м)	2 м	
4	COT 36	Скрепа	2	
5	PER 15	Ремешок бандажный	2	0,0042

2. 5 Расстановка опор по профилю трассы

При выборе трассы необходимо учесть следующие правила:

- 1) Габариты не должны быть меньше, чем принятые в ПУЭ

2) Нагрузка на опоры не должна превышать значения, принятые для опор соответствующих типов.

Шаблон строится на основании ординат кривой максимального провисания.

Выше был сделан вывод о том, что наибольшее провисание провода имеет место при t_+ . Следовательно, в формулу для расчета коэффициента шаблона подставим значения γ_n .

Исходные условия: γ_n, σ_-, t_- ;

Искомые величины: $\gamma_n, \sigma_{габ}, t_{сз}$.

$$\sigma_{габ} - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \sigma_{габ}^2} = \sigma_- - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma_-^2} - \alpha E (t_{сз} - t_-) \quad (2.65)$$

Подставив соответствующие значения, получим:

$$\sigma_{габ} - \frac{0,0466^2 \cdot 6,3 \cdot 10^4 \cdot 50,8^2}{24 \cdot \sigma_{габ}^2} = 114 - \frac{0,0466^2 \cdot 6,3 \cdot 10^4 \cdot 50,8^2}{24 \cdot 114^2} - 23 \cdot 10^{-6} \cdot 6,3 \cdot 10^4 \cdot (-0,3 - (-40))$$

$$\sigma_{габ} - \frac{14699,9}{\sigma_{габ}^2} = 55,34$$

Приведем к общему знаменателю:

$$\sigma_{габ}^3 - 55,34 \cdot \sigma_{габ}^2 - 14699,9 = 0$$

Решим данное уравнение методом Ньютона:

$$\sigma_{габ}^{k+1} = \frac{(\sigma_{габ}^k)^2 \cdot (2 \cdot \sigma_{габ}^k - 55,34) - 14699,9}{\sigma_{габ}^k \cdot (3 \cdot \sigma_{габ}^k - 2 \cdot 55,34)}$$

Первое приближение $\sigma_{габ} = \sigma_{нб} = 114 \text{ Н/мм}^2$. В результате получаем $\sigma_{габ} = 84,53 \text{ Н/мм}^2$

Для расстановки опор с помощью шаблона, построим 3 кривых:

1-ая – кривая максимального провисания провода, строится по уравнению:

$$y = \frac{\gamma \cdot x^2}{2 \cdot \sigma} = \frac{\gamma \cdot 10^4}{2 \cdot \sigma_{габ}} \cdot \left(\frac{x}{100}\right)^2 = K_{III} \cdot \left(\frac{x}{100}\right)^2, \quad (2.66)$$

где γ – удельная механическая нагрузка, при которой имеет место наибольшее провисание провода (γ_n);

σ – напряжение, соответствующее габаритному пролету;

x – значение длины габаритного пролета от $(0 \div 0,75)l_{габ}$.

$$y = \frac{0,21 \cdot 10^4}{2 \cdot 84,53} \cdot \left(\frac{x}{100}\right)^2 = 12,4 \cdot \left(\frac{x}{100}\right)^2$$

2-ая – габаритная кривая (служит для проверки габаритов от низшей точки кривой провисания провода до земли и инженерных сооружений)

$$h_{габ} = \Gamma + (0,3 \div 0,5), \quad (2.67)$$

где Γ – допустимый габарит, принимаем $\Gamma=7$ [1, табл.2.5.22].

3-ая – земляная кривая; сдвиг от 1-ой кривой на расстояние, равное высоте подвеса провода на опорах.

$$h_0 = H_{mp}^{нжс} - \Lambda, \quad (2.68)$$

где $H_{mp}^{нжс}$ - расстояние от земли до нижней траверсы опоры;

Λ - длина гирлянды изоляторов.

$$h_0 = 8,2 - 0,39 \approx 8 \text{ м}$$

Таблица 14 - Результаты расчетов

X, м	У1	У2	У3
38,1	11,369	3,869	-6,201
30,48	7,276	-0,224	-10,294
22,86	4,093	-3,407	-13,477
15,24	1,819	-5,681	-15,751
7,62	0,455	-7,045	-17,155
0	0	-7,5	-17,57
-7,62	0,455	-7,045	-17,155
-15,24	1,819	-5,681	-15,751
-22,86	4,093	-3,407	-13,477
-30,48	7,276	-0,224	-10,294
-38,1	11,369	3,869	-6,201

Полученный в результате расчетов шаблон для расстановки опор по продольному профилю трассы представлен на рис. 3.

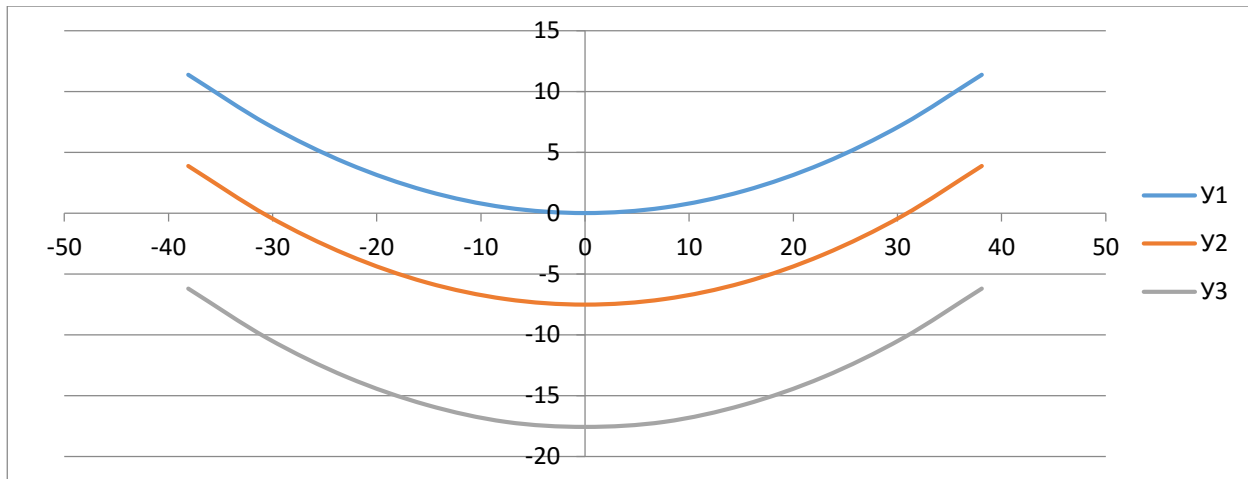


Рис. 3 - Шаблон для расстановки опор по профилю трассы

3 Проектирование трансформаторной подстанции 6/0,4 кВ

Данным проектом предусмотрено строительство столбовой трансформаторной подстанции 6/0,4 кВ с трансформатором мощностью 100 кВА в г. Юрга, Кемеровская область.

Столбовая трансформаторная подстанция типа СТП устанавливается на стойку типа СВ110, с установленными на ней металлоконструкциями, силовым трансформатором, распределительным щитом 0,4 кВ, разъединителем 6 кВ.

Для включения и отключения обесточенных участков электрической цепи, находящейся под напряжением, заземления отключенных участков при помощи заземлителей (при их наличии), составляющих единое целое с разъединителем, а также отключения токов холостого хода трансформаторов и зарядных токов воздушных и кабельных линий был выбран разъединитель РЛК-10.IV/400 УХЛ1 с ПР -00-7 УХЛ1 КМЧ-6800 мм.

Схема установки опоры АтБ10-1 с разъединителем представлена в Приложении 5.

Отделка металлических изделий производится с применением грунтовок ГФ-021 (ГОСТ 25129-82) и АК-070 (ГОСТ 25718) с последующим покрытием антикоррозийной эмалью ПФ115 (ГОСТ 6465-76). Покраска оборудования выполняется в светло-сером тоне в соответствии с ГОСТ 14695-80.

В СТП устанавливается силовой трансформатор типа ТМГ-100-6/0,4 У/ЗН-11 (трехфазный, с естественной циркуляцией масла, герметичный) мощностью 100 кВА. Трансформаторы типа ТМГ изготавливаются в герметичном исполнении (их внутренний объем не имеет сообщения с окружающей средой), поэтому производить отбор пробы масла не требуется.

					<i>ФЮРА.140400.002 ПЗ</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ 6/0,4 кВ</i>	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		<i>Петрусенко О.В.</i>					2	63
Провер.		<i>Бацев А.А.</i>						
Реценз.								
Н. Контр.								
Утверд.						<i>ТПУ ИнЭО Грунна 3-5А13</i>		

Не требуется также расходов на предпусковые работы и на обслуживание в течение всего расчетного срока службы трансформатора (25 лет). Все трансформаторы соответствуют требованиям технических условий ТУ 16-93 ВГЕИ.672133.002, (климатическое исполнение и категория размещения УХЛ1 по ГОСТ 15150-69).

Для защиты трансформатора от коммутационных и грозовых перенапряжений по стороне 6 кВ предусмотрены ОПН типа ОПН-6/7,2, установленные в СТП.

Учет электроэнергии в СТП производится на вводе и отходящих линиях в РУ 0,4 кВ, где устанавливаются трансформаторы тока.

Вторичные выводы трансформаторов тока подключаются через испытательную коробку к многофункциональному счетчику электрической энергии непосредственного включения по напряжению типа ЦЭ производителя концерна «Энергомера». Данный счетчик может использоваться для организации как технического, так и коммерческого учета.

Счетчик и испытательная коробка установлены в распределительный шкаф 0,4 кВ СТП и имеют возможность для пломбирования.

Согласно п. 1.7.3 ПУЭ 7-е издание, система заземления в сети до 1 кВ в СТП принята TN-C-S.

В СТП предусматривается основная система уравнивания потенциалов в соответствии с требованиями п. 1.7.82 ПУЭ, Основная система уравнивания потенциалов в СТП соединяет между собой PEN-шину и проводящие элементы, такие как: металлические части корпусов оборудования, металлические части каркаса, заземляющий проводник к внешнему контуру заземления. В качестве проводников системы уравнивания потенциалов используется стальной круг Ø 10 мм.

Внешний контур заземления выполняется из 4-х электродов - уголок 75х6 мм длиной 5 метра, соединенных между собой стальной полосой 40х4 на

глубине 0,7 метра. Устройство заземления выполнено в соответствии с требованиями СНиП 3.05.06-85, ГОСТ 12.1.030-81, ПУЭ.

Все оборудование и металлические конструкции СТП подлежащие заземлению присоединяют к внутреннему контуру заземления посредством гибких перемычек типа ПВ 1x25мм².

СТП по устройству молниезащиты относится к III категории согласно РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений» Минэнерго РФ.

Вентиляция трансформаторов предусмотрена естественная на основании СНиП II-58-78 п. 5.32 и ПУЭ изд. 6 п. 4.2.102.

Отопление не предусмотрено. Согласно документации заводоизготовителей, требования к рабочим условиям применения оборудования соответствуют климатическим условиям при эксплуатации, в том числе и по температурному режиму.

3.1 Проверка выбранного оборудования на стойкость токам КЗ

Расчет тока короткого замыкания выполняем в абсолютных единицах методом петля «фаза-нуль». Сопротивление трансформаторов выбрано в соответствии с ГОСТ 28249-93, сопротивление проводов рассчитано по удельному сопротивлению.

Расчетная схема и схемы замещения для расчета токов КЗ приведена на рисунке 4.

Результаты расчетов приведены в таблице 15. Длина провода для расчета тока КЗ принята до самой дальней точки ВЛИ.

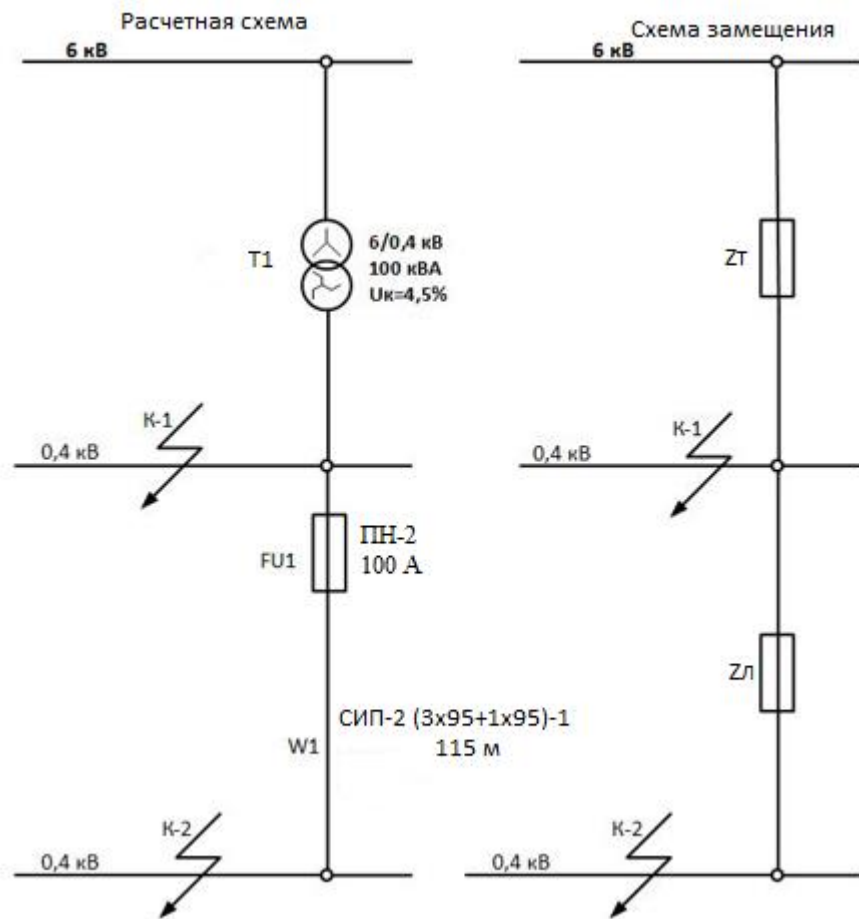


Рис.4 - Расчетная схема и схема замещения.

Таблица 15 – Расчет токов КЗ

Наименование		Единицы измерения	Обозначения и расчетная формула	Максимальный режим
Трансформатор	Мощность трансформатора	кВА	$S_{Тр}$	100
	Соединение обмоток	Y/Yg		
	Напряжение короткого замыкания	%	U_k	4,5
	Сопротивление	Ом	Z_T	0,259
Линия ХМ 1	Длина линии	км	L	0,115
	Удельное реактивное сопротивление	Ом/км	X_1	0,076

Продолжение таблицы 15 – Расчет токов КЗ

Наименование		Единицы измерения	Обозначения и расчетная формула	Максимальный режим
	Реактивное сопротивление	Ом	$X_{л.}=X_1L$	0,008
	Удельное активное сопротивление	Ом/км	R_1	0,411
	Активное сопротивление	Ом	$R_{л.}=R_1L$	0,047
Значение тока КЗ в точке К 1		А	$I_{к.1} = U_{\phi} / (Z_T / 3)$	2664,093
Значение тока КЗ в точке К2		А	$I_{к.2} = U_{\phi} / (Z_{петли} + Z_T / 3)$	789,956