

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему «Реконструкция участка питающей сети 10 кВ»

Студент	<u>А.Н. Сидоров</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)
Руководитель	<u>к.т.н., доцент, В.Н. Кузнецов</u> (ученая степень, звание, И.О. Фамилия)	_____	
Консультант	<u>к.п.н., доцент А.В. Кириллова</u> (ученая степень, звание, И.О. Фамилия)	_____	

Тольятти 2020

Аннотация

В выпускной квалификационной работе разработан вариант реконструкции участка питающей сети 10 кВ. Цель реконструкции состоит в замене электрооборудования, исчерпавшего свой ресурс и регулярно работающего в режиме перегрузки.

В первом разделе приведена общая характеристика реконструируемого объекта.

Второй раздел посвящён правовым основаниям производства работ.

В третьем и пятом разделах отражены основные технические и проектные решения, включая выбор коммутационной аппаратуры.

Восьмой раздел посвящён выработке ведомостей, служащих источником данных для составления смет. Раздел может быть использован для приобретения узлов и конструктивных элементов; расчёта капитальных вложений.

Работа содержит указания на меры по обеспечению пожарной безопасности и охраны окружающей среды, которые можно найти в разделах 8 и 9.

В заключении предложены рекомендации по организации и проведению реконструкции.

Работа включает пояснительную записку объемом 57 страниц, содержащую 12 рисунков и 10 таблиц, и графическую часть на шести листах формата А1.

Abstract

The title of this graduation work is “Developing a reconstruction project of 10-kV electric network section”. It contains eleven parts and gives complete and detailed data that is useful for reconstruction work.

The graduation project covers wide range of problems faced by an organization which will be outsourced to provide the reconstruction. Moreover, chosen technical solutions can reduce problems electrical supply company is going to deal with. This is going to be achieved by calculations of transitions process parameters and relay protections settings. The graduation work meets all modern technical requirements and regulations.

The first part contains the general characteristic of electric network section which is the subject of the reconstruction.

The second part is devoted to the legal basis of work.

The third and the fifth parts contain basic technical and design solutions including selection of switching devices. Much attention is given to energy efficiency and safety. The author designed a grounding system and enclosed its scheme.

The seventh part is devoted to the development of statements which can be used to make estimates. This part can be applied in order to purchase equipment and parts. Moreover, it can serve as a source of information for calculating main investments.

This thesis covers the topic of fire safety and environmental protection. There are safety recommendations in the ninth and the tenth part.

Part eleven offers recommendations for reconstruction works.

This graduation work consists of an explanatory note on 57 pages including 12 figures and 9 tables, and the graphic part on 6 A1 sheets.

In conclusion we'd like to stress graduation work is of great practical relevance.

Содержание

Введение.....	5
1 Общие сведения об участке сети.....	6
2 Проектирование полосы отвода	8
3 Выбор схемы электрических соединений. Выбор основных конструктивных решений участка сети	9
3.1 Выбор схемы электрических соединений.....	9
3.2 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов.....	11
3.3 Выбор конструктивных решений	16
3.4 Расчёт контура заземления КТП-160/10/0,4	18
3.5 Расчёт и выбор проводников	21
4 Расчёт токов короткого замыкания	23
4.1 Расчёт токов короткого замыкания на стороне 10 кВ.....	23
4.2 Расчёт токов короткого замыкания на стороне 0,4 кВ.....	25
5 Проверка КТП по термической и электродинамической стойкости	28
6 Выбор электрических аппаратов	29
6.1 Выбор автоматического выключателя 0,4 кВ	29
6.2 Выбор разъединителя	30
6.3 Выбор трансформаторов тока.....	31
7 Расчёт потерь напряжения	34
8 Ведомости	36
8.1 Ведомость узлов ВЛИ 0,4 кВ	36
8.2 Ведомость узлов ВЛЗ 10 кВ	36
8.3 Ведомость переходов.....	42
9 Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.....	47
10 Мероприятия по охране окружающей среды.....	48
11 Организация строительства	50
Заключение	55
Список используемых источников.....	56

Введение

Электроэнергетика- неотъемлемая часть современной хозяйственно-экономической жизни. Функционирование инфраструктуры тесно связано с выработкой и распределением электроэнергии. Согласно правилам технической эксплуатации (ПТЭ) к электроснабжающим системам предъявляются требования: бесперебойность, надёжность, обеспечение качества электроэнергии и экономичность. Обеспечение требований достигается принятием комплекса рационально обоснованных организационных и сложных технических решений, связанных с проектированием схем электроснабжения, выбором оборудования и способов его размещения.

Существующие системы электроснабжения нуждаются в проведении периодических реконструкций и замене оборудования; реконструкция может проводиться с заменой отдельных элементов и частей системы электроснабжения или с полной заменой всего оборудования.

Целью выпускной квалификационной работы является выбор необходимых технологических решений для реконструкции участка питающей сети 10 кВ с. Хрящевка с учётом ранее упомянутых требований.

К задачам работы следует отнести:

- Расчёт электрических нагрузок;
- Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов;
- Выбор КТП;
- Расчет токов короткого замыкания;
- Выбор оборудования на стороне 10 кВ;
- Выбор оборудования на стороне 0,4 кВ;
- Составление плана-разреза подстанции.

Графическая часть ВКР включает в себя 6 чертежей формата А1: план-разрез подстанции; схема заземления; нормальная схема соединения; план трассы, часть 1; план трассы, часть 2; габаритный чертёж трансформатора.

1 Общие сведения об участке сети

Реконструируемые ВЛЗ-10 кВ и ВЛИ-0,4 кВ предназначены для электроснабжения потребителей III категории. На основании карт климатического районирования по гололёду и ветру с повторяемостью 1 раз в 10 лет с учётом сравнения с показателями повторяемости раз в 25 лет приняты климатические условия, приведённые ниже, в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия

Показатель	Значение показателя
Район климатических условий: по гололёду/по ветру, район	III/II
Стенка гололёда, мм	20
Максимальная скорость ветра, м/с	29
Среднегодовая продолжительность гроз, час	60-80

Район по степени загрязнённости атмосферы – СЗ 2. Рельеф местности в районе прохождения ВЛ имеет равнинный характер.

На рисунке 1 показано расположение реконструируемого участка сети.

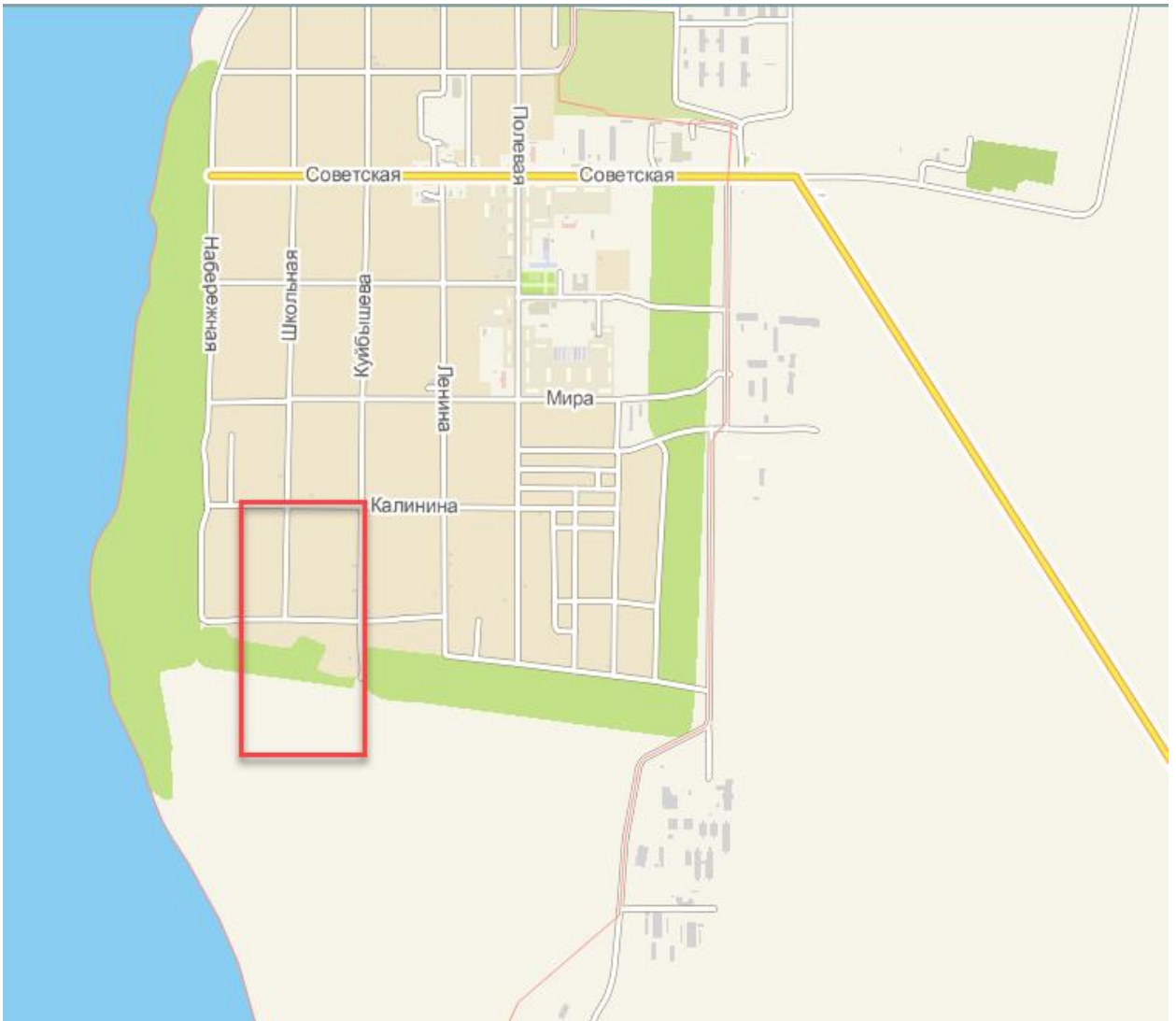


Рисунок 1 – Расположение реконструируемого участка сети

Вывод. В первом разделе собраны общие сведения о реконструируемом объекте. Они будут использованы в дальнейшей работе для определения климатического исполнения оборудования, расчёта контура заземления и принятия некоторых конструктивных решений.

2 Проектирование полосы отвода

В административном отношении район строительства трассы реконструируемой ВЛИ-0,4 кВ и ВЛЗ-10 кВ расположен в Самарской области, муниципальный район Ставропольский, село Хрящёвка.

Общая протяжённость трассы ВЛИ-0,4 кВ – 0,468 км, ВЛЗ-10 кВ – 0,95 км.

Трасса воздушной линии электропередач проходит по району с достаточно развитой транспортной сетью. Строительство временных дорог не требуется.

Согласно «Нормам отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ» №14278 тм-т. 1, полосы земель и земельные участки для монтажа опор воздушных линий электропередач напряжением 0,38 и 10 кВ, строящихся на землях населённых пунктов, на период строительства изъятию не подлежат. Земельные участки для размещения опор ВЛ в постоянное пользование не предоставляются.

Вдоль ВЛИ-0,4 кВ, в соответствии с постановлением Правительства РФ от 24 февраля 2009 г. № 160, для обеспечения их сохранности, устанавливается охранный зона в виде воздушного пространства над землёй, ограниченного параллельными вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линии электропередачи на расстоянии от крайних проводов при неотклонённом их положении по горизонтали- для ВЛИ-0,4 кВ – 2 м, для ВЛЗ-10 кВ охранный зона составляет – 5 м.

Вывод. Осуществлён анализ правовых оснований проведения реконструкционных работ, выяснен статус территории, на которой будет реконструирован участок сети, определены параметры охранной зоны участков реконструируемой воздушной линии.

3 Выбор схемы электрических соединений. Выбор основных конструктивных решений участка сети

3.1 Выбор схемы электрических соединений

Ввиду того, что реконструируемый участок питающей сети предназначен для электроснабжения потребителей III категории, принимается к установке КТП с одним трансформатором, резервирование линии не требуется. Режим нейтрали на стороне 0,4 кВ TN-C. В распределительном устройстве низкого напряжения РУНН необходимо установить выключатель 0,4 кВ, на концевой опоре ВЛЗ установить разъединитель. От секции шин низкого напряжения осуществить отпайку фидеров Ф-1, Ф-2, Ф-3 и Ф4, два из которых могут быть использованы для увеличения числа потребителей и развития участка сети. Для защиты от возможных аварийных режимов каждое отходящее присоединение оборудовать трёхполюсным автоматическим выключателем с комбинированным расцепителем. С целью защиты участка сети от атмосферных перенапряжений на высокой стороне установить ОПН-10 кВ, на сборных шинах - ОПН 0,4 кВ.

Для организации коммерческого учёта электроэнергии планируется установить счётчики трансформаторного включения на вводе 0,4 кВ и отходящих фидерах 0,4 кВ. Счётчики применяются типа РИМ. На рисунке 2 представлена принципиальная однолинейная схема соединений.

Отпайку выполнить от существующей опоры №804/5 по типовому проекту 27.0002 с использованием опор СВ 110-5 и установкой разъединителя на концевой опоре.

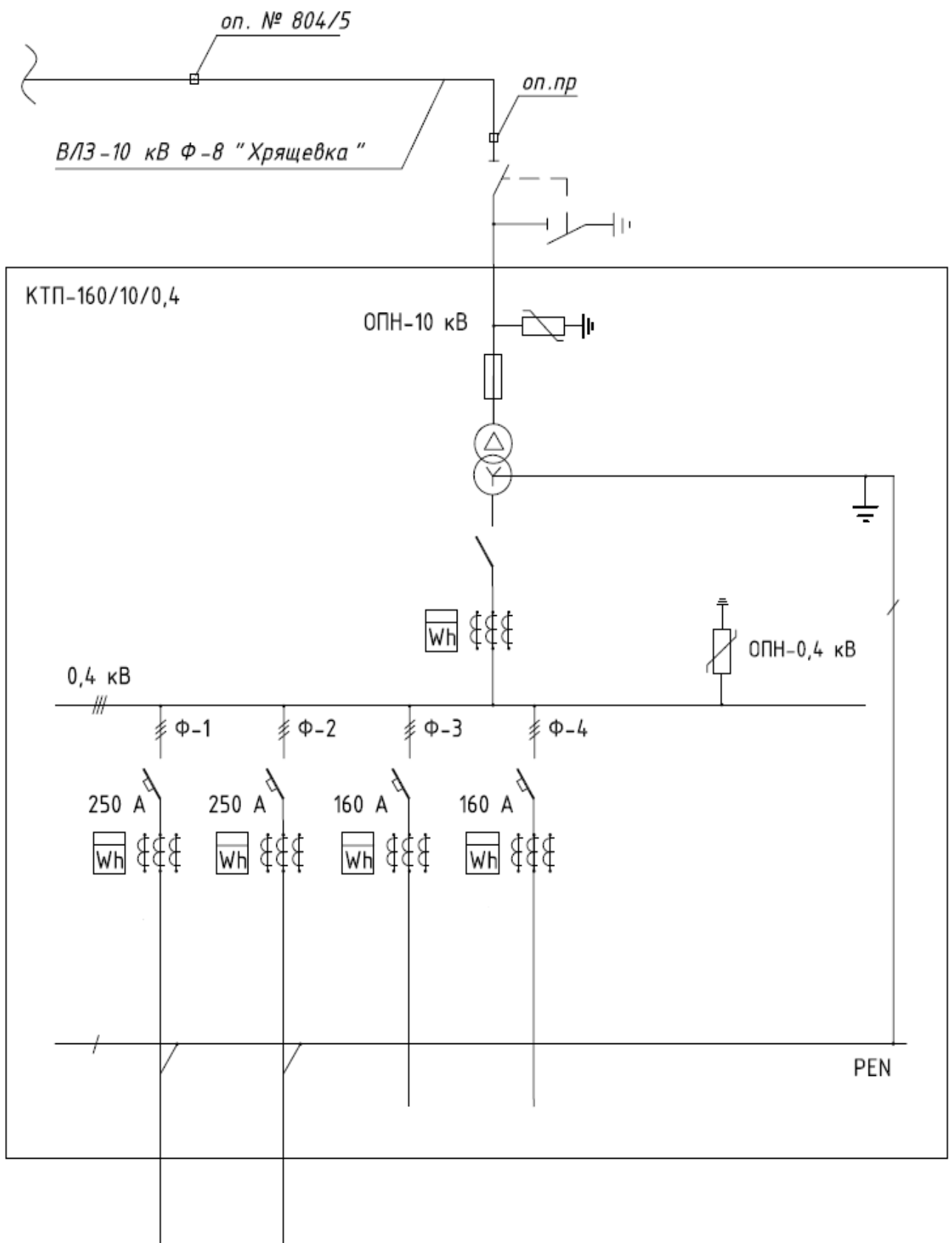


Рисунок 2 – Принципиальная однолинейная схема соединений

3.2 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов

Согласно постановлению Правительства РФ от 1 марта 2011 г. N 129 «О внесении изменений в Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям»:

«В целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых составляет до 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности) и которые используются для бытовых и иных нужд, не связанных с осуществлением предпринимательской деятельности, договор оформляется сетевой организацией в соответствии с типовым договором по форме согласно приложению № 1 и направляется заявителю - физическому лицу». Форма № 1 предполагает выгодные и благоприятные для физического лица условия технологического присоединения. Для большинства потребителей-физических лиц мощности 15 кВт достаточно. Поэтому большая часть договоров заключается с физическими лицами именно по форме № 1. Будем исходить из того, что максимальная потребляемая активная мощность каждого потребителя составляет 15 кВт.

В соответствии с имеющимися договорами к фидеру 1 будут подключены три потребителя, к фидеру 2 два потребителя.

Согласно данным из кадастрового реестра в непосредственной близости с реконструируемым участком сети имеется большое число пока незанятых земельных участков. Ввиду роста села имеет место перспектива дальнейшего увеличения числа технологических присоединений потребителей к участку сети напряжением 0,4 кВ, которую следует учесть. В расчётах будем исходить из того, что число технологических присоединений не меньше пятнадцати.

Максимальная полная мощность:

$$S_{max} = \frac{P_{max}}{\cos\varphi} = \frac{15 \cdot 15}{0,93} = 241,94 \text{ кВА} \quad (1)$$

Расчётная номинальная мощность трансформатора с учётом допустимого уровня аварийной перегрузки:

$$S_{ном.Т} \geq 0,7 \cdot S_{max.пс} \geq 0,7 \cdot 241,94 = 169,35 \text{ кВА} \quad (2)$$

Предварительно выберем трансформатор ТМГ-160-10(6)/0,4 кВ из стандартного ряда.

На основе табличных значений [1] построим суточный график активных нагрузок сельских жилых домов. График представлен на рисунке 3.

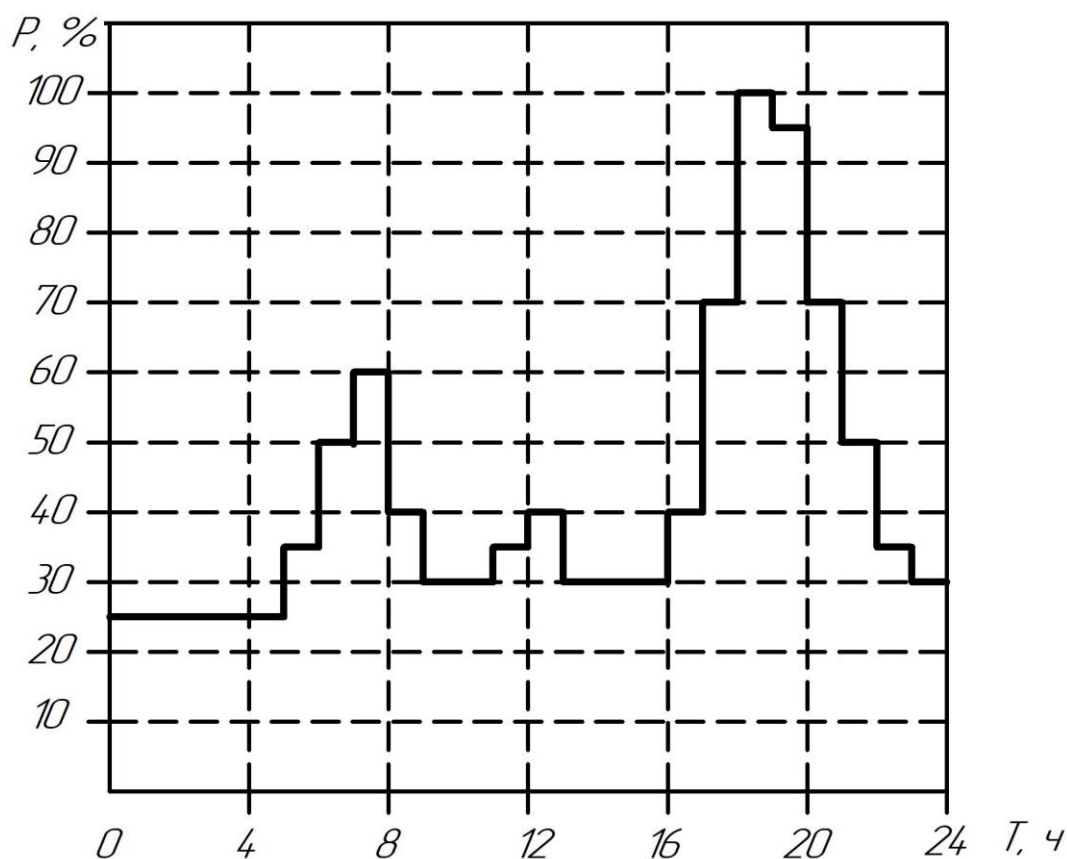


Рисунок 3 – Суточный график активных нагрузок сельских жилых домов

Преобразуем суточный график активных нагрузок к ступенчатому суточному графику полной мощности в кВА, используя следующую формулу:

$$S_{i \text{ ступени}} = \frac{S_{max} \cdot P_i \%}{100} \quad (3)$$

Так, на промежутке с нуля часов и до пяти нагрузка составляет:

$$S_{1,2,3,4,5} = \frac{241,94 \cdot 25}{100} = 56,25 \text{ кВА}$$

Рассчитаем аналогично нагрузку для оставшихся ступеней и занесём в таблицу 2.

Таблица 2 – Суточная нагрузка трансформатора, кВА

Величина нагрузки, кВА	Интервал времени, ч
56,25	1-5
78,75	5-6, 11-12, 22-23
112,5	6-7, 21-22
135	7-8
90	8-9, 12-13, 16-17
67,5	9-11, 13-16, 23-24
157,5	17-18, 20-21
225	18-19
213,75	19-20

Преобразованный суточный график полной мощности в кВА представлен ниже, на рисунке 4.

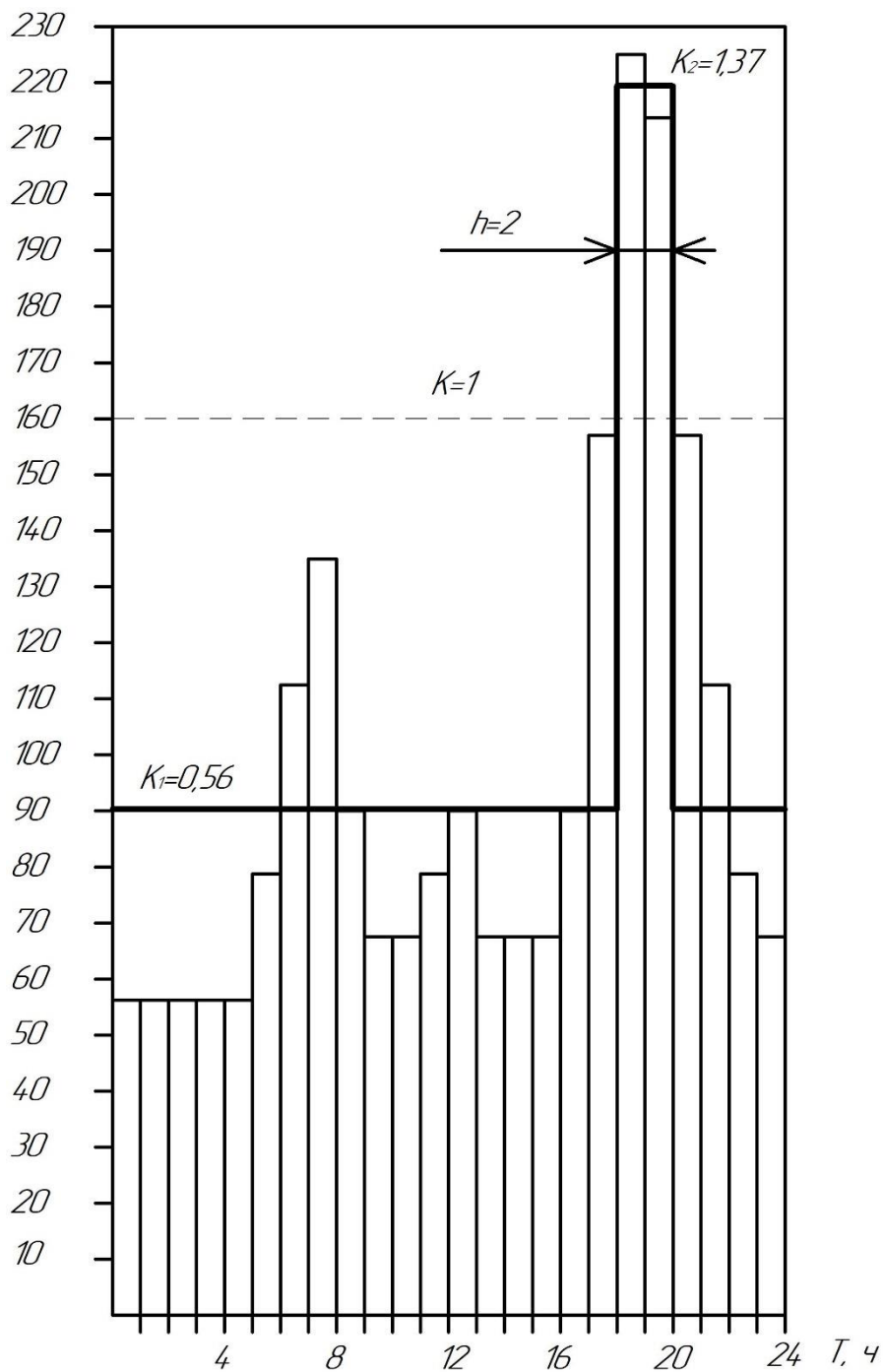


Рисунок 4 – Эквивалентный суточный график

На графике штриховой линии $K=1$ соответствует номинальная мощность выбранного трансформатора. Часть графика, лежащая выше этой линии, относится к режиму перегрузки. Время перегрузки h составляет два часа.

Рассчитаем начальную нагрузку K_1 эквивалентного графика нагрузки из

следующего выражения:

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}} \quad (4)$$

$$K_1 = \frac{1}{160} \sqrt{\frac{56,25^2 \cdot 5 + 78,75^2 \cdot 3 + (112,5^2 + 157,5^2) \cdot 2 + 90^2 \cdot 3 + 67,5^2 \cdot 6 + 135}{22}} =$$

$$= 0,56$$

Найдём предварительное значение нагрузки K_2' эквивалентного графика нагрузки из выражения:

$$K_2' = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \sqrt{\frac{(S_1')^2 \Delta h_1 + (S_2')^2 \Delta h_2 + \dots + (S_p')^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}} \quad (5)$$

$$K_2' = \frac{1}{160} \sqrt{\frac{225^2 + 213,75^2}{2}} = 1,37$$

Сравним предварительное значение нагрузки с K_{max} , где K_{max} рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{max}} = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ Т}}} = \frac{241,94}{160} = 1,51 \quad (6)$$

Ввиду того что $K_2' \geq 0,9K_{\text{max}} = 1,36$, примем $K_2 = K_2' = 1,37$.

Скорректируем продолжительность перегрузки h :

$$h = \frac{(K_2')^2 h'}{(0,9K_{\text{max}})^2} = \frac{(1,37)^2 \cdot 2}{(1,36)^2} = 2,03 \quad (7)$$

Для допустимых аварийных перегрузок при системе охлаждения М (естественная циркуляция масла и воздуха), $\theta_{\text{охл}} = -10 \text{ }^\circ\text{C}$, $K_1 = 0,6$, $h = 2 \text{ ч}$ по таблице 9 [14] находим $K_{2 \text{ доп}} = 2$.

Ранее выбранный трансформатор удовлетворяет следующим требованиям:

$$K_2 \leq K_{2 \text{ доп}} \quad (8)$$

$$1,37 \leq 2$$

$$S_{\text{max}} = 241,94 \text{ кВА} \leq S_{\text{ном.Т}} \cdot K_{2 \text{ доп}} = 160 \cdot 2 = 320 \text{ кВА} \quad (9)$$

Принимаем к установке КТП СЭЩ-К(М*)(ВВ)-160/10/0,4-У1 с силовым масляным трансформатором ТМГ-160-10(6)/0,4 кВ.

3.3 Выбор конструктивных решений

Согласно пункту 4.2.71 ПУЭ: «КРУН и КТП наружной установки должны быть расположены на спланированной площадке на высоте 0,2 м от уровня планировки с выполнением около шкафов площадки для обслуживания». Высота расчётного снежного покрова в климатическом районе, в пределах которого будет установлена КТП не превышает одного метра, установка фундамента выше одного метра не требуется.

1) Фундамент под КТП выполняем из бетонных блоков марки ФБС-9-6-6т (Фундаментный блок сплошной, из тяжёлого бетона), предварительно подготовив подушку из щебня или гравия.

2) Раму КТП следует приварить по месту к монтажным петлям блоков. Соединительный элемент- полоса 40×5 мм или круг $\varnothing 16 \text{ мм}$.

Ниже, на рисунках 5 и 6 представлены вид спереди и вид сверху с указанием размеров.

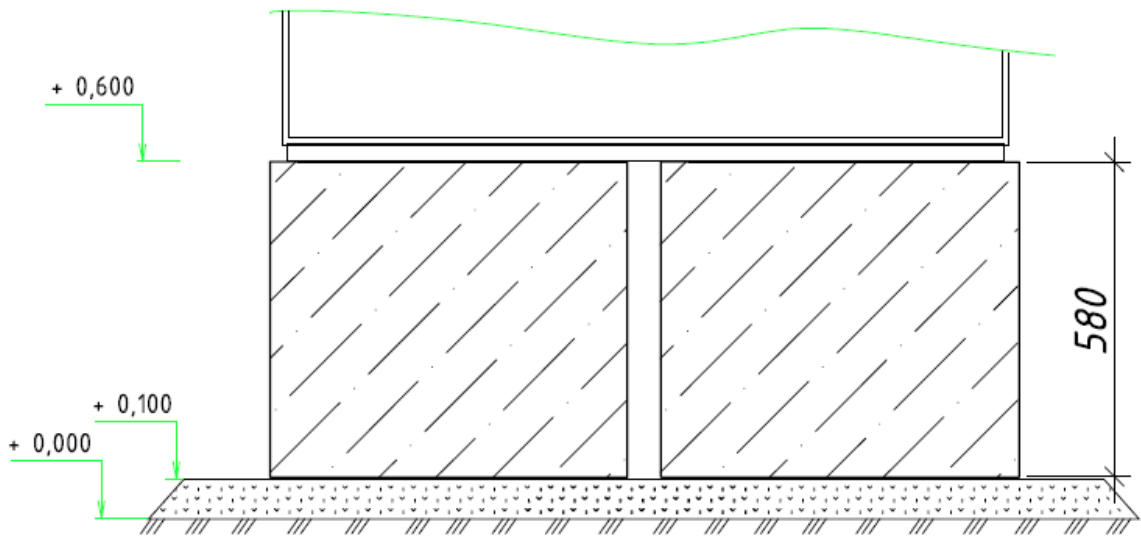


Рисунок 5 – Вид спереди

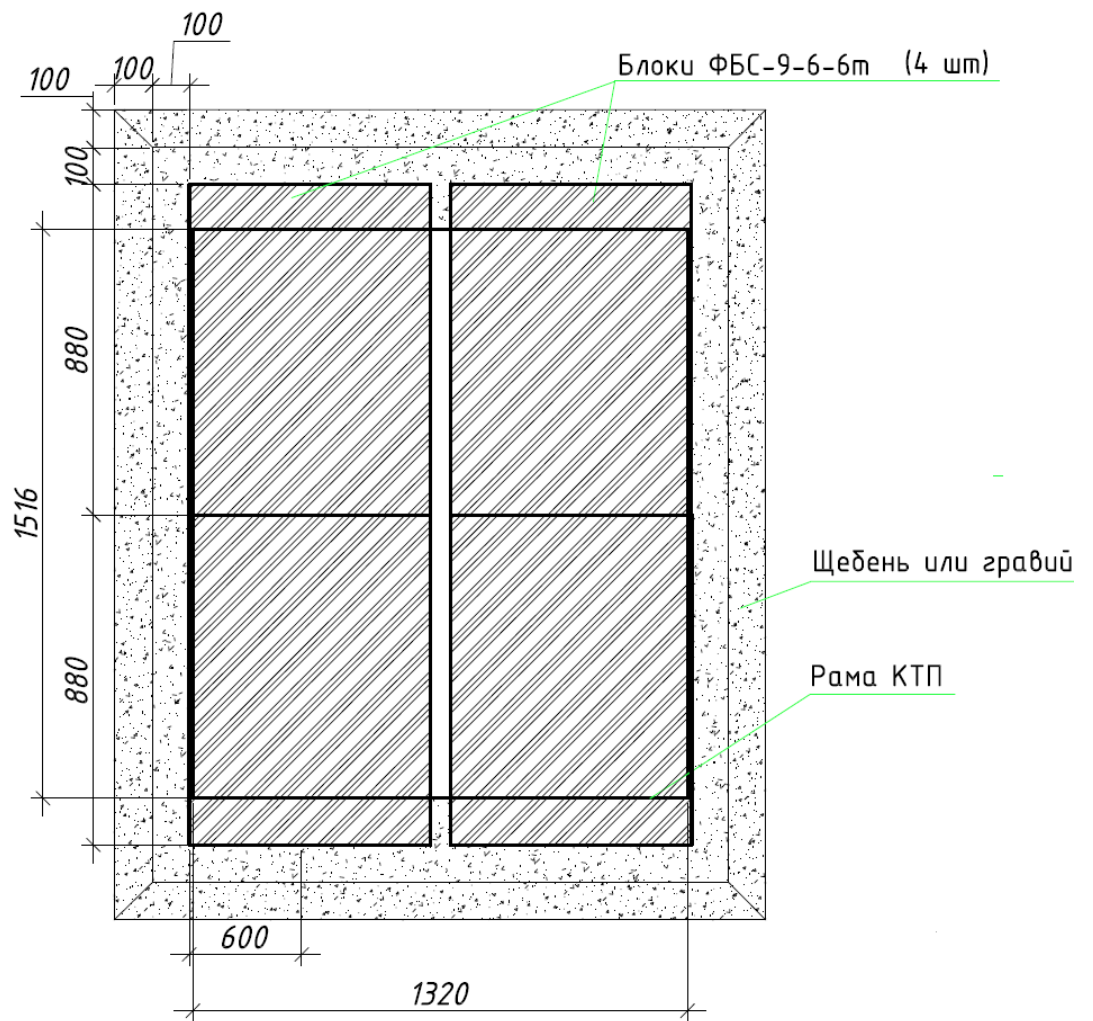


Рисунок 6 – Вид сверху

3.4 Расчёт контура заземления КТП-160/10/0,4

Для компактности объекта примем размещение заземлителей по контуру. Сопротивление растеканию одного вертикального заземлителя:

$$R_B = 0,366 \cdot \frac{\rho}{l} \cdot \left(\log_{10} \frac{2l}{d} + 0,5 \log_{10} \frac{4S - l}{4S + l} \right) \quad (10)$$

где ρ – удельное сопротивление растеканию для вертикальных заземлителей, Ом · м.

Удельное сопротивление растеканию определено по формуле:

$$\rho = \rho_{\text{грунта}} \cdot \psi = 100 \cdot 1,15 = 115 \text{ Ом} \cdot \text{м} \quad (11)$$

где ψ - величина коэффициента сезонности для вертикального заземлителя, принятая равной 1,15.

А величина S определена как:

$$S = t_0 + 0,5t = 0,7 + 0,5 \cdot 5 = 3,2, \text{ м} \quad (12)$$

$$R_B = 0,366 \cdot \frac{115}{5} \cdot \left(\log_{10} \frac{2 \cdot 5}{0,016} + 0,5 \log_{10} \frac{4 \cdot 3,2 - 5}{4 \cdot 3,2 + 5} \right) = 22,03 \text{ Ом}$$

Предварительно выберем $n=6$ вертикальных заземлителей и прямоугольный контур с расстоянием между электродами $a=8$ м. Для отношения $a/l=1,6$ ближайшее табличное значение равно двум. Коэффициент использования вертикальных заземлителей $\eta_B = 0,73$ определяем по таблице 6 [16].

Сопротивление полосового заземлителя, расположенного в земле сопротивление растеканию:

$$R_{\Gamma} = 0,366 \cdot \frac{\rho}{L} \cdot \log_{10} \frac{2L^2}{b_{\Pi} \cdot t_0} = 0,366 \cdot \frac{200}{50,4} \cdot \log_{10} \frac{2 \cdot 50,4^2}{0,04 \cdot 0,7} = 7,64 \quad (13)$$

где ρ – удельное сопротивление растеканию для горизонтальных заземлителей, Ом · м.

Удельное сопротивление растеканию определено по формуле:

$$\rho = \rho_{\text{грунта}} \cdot \psi = 100 \cdot 2 = 200 \text{ Ом} \cdot \text{м} \quad (14)$$

где ψ - величина коэффициента сезонности для горизонтального заземлителя, принятая равной 2.

А величина L определена как:

$$L = 1,05 \cdot a \cdot n = 1,05 \cdot 8 \cdot 6 = 3,2 \text{ м} \quad (15)$$

Коэффициент использования горизонтальных заземлителей при $n=6$, и $a/l=1,6 \approx 2$ $\eta_{\Gamma} = 0,84$. Результирующее сопротивление растеканию группового заземлителя:

$$R_{\text{гр}} = \frac{R_{\text{В}} \cdot R_{\Gamma}}{R_{\text{В}} \cdot \eta_{\Gamma} + n \cdot R_{\Gamma} \cdot \eta_{\text{В}}} = \frac{22,03 \cdot 7,64}{22,03 \cdot 0,84 + 6 \cdot 7,64 \cdot 0,73} = 3,24 \text{ Ом} \quad (16)$$

Так, как рассчитанный контур заземления удовлетворяет требованию $R_{\text{гр}} < R_3$, где $R_3 = 4$ Ом примем число труб 6 длиной 5 м и диаметром 16 мм и соединяющую полосу длиной 57 м, шириной 40 мм и толщиной 5 мм. Ниже, на рисунке 7 представлена схема контура заземления.

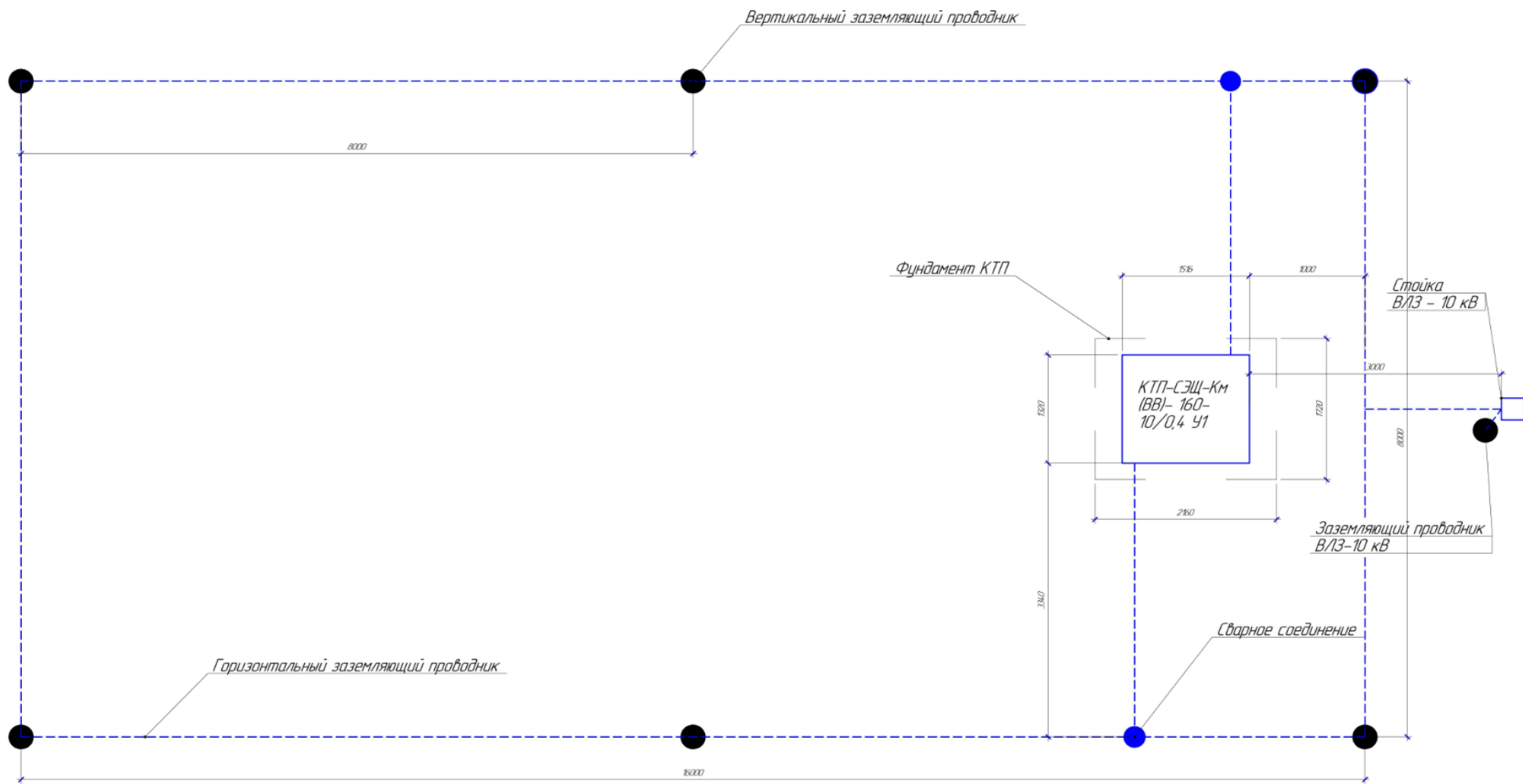


Рисунок 7 – Схема контура заземления

3.5 Расчёт и выбор проводников

Отпайка реконструируемого участка питающей сети осуществляется от опоры 804/5 восьмого фидера подстанции Хрящёвка 110/10 кВ, выполненного проводом марки АС-50. Участок воздушной линии выполнить трёхжильным изолированным проводом марки СИП 3 сечением эквивалентным, сечению сталеалюминиевого неизолированного провода, которым выполнен фидер Ф-8.

Рассчитаем сечение провода СИП-3 по экономической плотности тока используя формулу:

$$F = \frac{I}{J}, \text{ мм}^2 \quad (17)$$

где I – сила допустимого длительного тока, А;

J – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм².

При 3000-5000 часов использования максимума нагрузки в год экономическая плотность тока для неизолированных алюминиевых проводов и шин составляет 1,1 А/мм², а для алюминиевых проводов с поливинилхлоридной изоляцией или изоляцией из сшитого полиэтилена – 1,4 А/мм².

Соответственно предварительное сечение выбранного провода СИП-3 должно отличаться от сечения провода АС-50 в $\frac{1,1}{1,4}$ раз. Предварительное расчётное эквивалентное сечение провода СИП-3:

$$F_{\text{СИП-3}} = F_{\text{АС-50}} \times \frac{J_{\text{АС-50}}}{J_{\text{СИП-3}}} = 50 \times \frac{1,1}{1,4} = 39,29 \text{ мм}^2 \quad (18)$$

Ближайшее стандартное сечение жилы провода СИП-3 составляет 50 мм². Учитывая то обстоятельство, что реконструируемый участок питающей

сети находится на территории бурно развивающегося посёлка и в непосредственной близости с реконструируемой трассой ВЛЗ 10 кВ находятся многочисленные незанятые участки земли а также беря во внимание Указ Президента РФ от 5 мая 1992 г. N 431 «О мерах по социальной поддержки многодетных семей» и Федеральный закон от 14 июня 2011 N 138-ФЗ «О внесении изменений в статью 16 Федерального закона «О содействии развитию жилищного строительства» и «Земельный кодекс Российской Федерации», согласно которым субъекты федерации на бесплатной основе предоставляют земельные участки гражданам за рождение третьего ребёнка в том числе и в Ставропольском районе Самарской области и в п. Хрящёвка в частности, следует увеличить сечение провода который может быть в дальнейшем использован для питания большей нагрузки. К установке принят провод СИП-3 сечением 70 мм².

Так как номинальный ток автоматических выключателей на отходящих фидерах КТП $I_{ном}=250$ А, принимаем к прокладке СИП-2 3×95÷1×95.

Вывод. Иитогом проектирования, проведённого в данном разделе, является ряд следующих технических решений:

- схема электрических соединений, представленная на рисунке 2;
- к установке принята КТП СЭЩ-К(М*) (ВВ)-160/10/0,4-У1 с силовым масляным трансформатором ТМГ-160-10(6)/0,4 кВ;
- запланировано сооружение фундамента под КТП из бетонных блоков марки ФБС-9-6-6т, на предварительно подготовленной подушке из щебня;
- изготовление контура заземления, включающего 6 вертикальных заземлителей, представляющих собой трубы длиной 5 м и диаметром 16 мм и соединяющую полосу длиной 57 м, шириной 40 мм и толщиной 5 мм.

4 Расчёт токов короткого замыкания

4.1 Расчёт токов короткого замыкания на стороне 10 кВ

На рисунке 8 показана принципиальная схема реконструируемого участка питающей сети на стороне 10 кВ с указанием номеров опор.

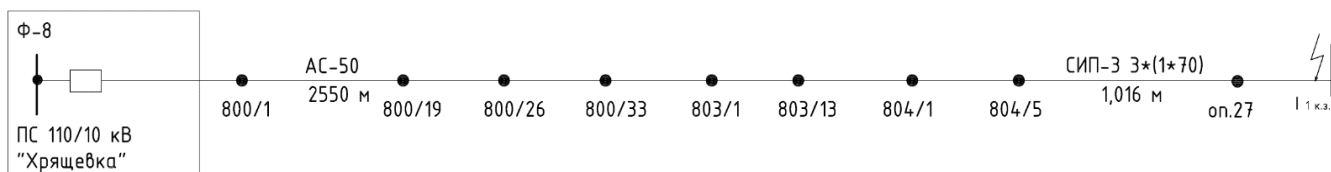


Рисунок 8 – Принципиальная схема реконструируемого участка на стороне 10 кВ

Данные системы:

$$I_{к.з.(3)max} = 3295 \text{ А} \quad Z_{с(max)} = 0,068 + j1,839 \text{ Ом}$$

$$I_{к.з.(3)min} = 2668 \text{ А} \quad Z_{с(min)} = 0,177 + j2,265 \text{ Ом}$$

Номинальное напряжение $U_H = 10,5 \text{ кВ}$.

Защита выполнена на реле РТ-85 со следующими уставками:

$$\text{ТО } I_{с.з.} = 1200 \text{ А} \quad t_{с.з.} = 0 \text{ с}$$

$$\text{МТЗ } I_{с.з.} = 300 \text{ А} \quad t_{с.з.} = 0,6 \text{ с}$$

Проведём расчёты токов короткого замыкания на стороне 10 кВ, проверку чувствительности токовых защит.

СИП-3 $3 \times (1 \times 70)$ $L=1,016 \text{ км}$;

Активное сопротивление: $R_0=0,493 \text{ Ом/км}$

Индуктивное сопротивление: $X_0=0,291 \text{ Ом/км}$

Активное сопротивление линии, Ом:

$$R_1 = R_0 \times L = 0,493 \times 1,016 = 0,501 \quad (19)$$

Индуктивное сопротивление линии, Ом:

$$X_1 = X_0 \times L = 0,291 \times 1,016 = 0,296 \quad (20)$$

Провод АС-50 L=2,55 км:

Активное сопротивление: $R_0=0,65$ Ом/км

Индуктивное сопротивление: $X_0=0,392$ Ом/км

Активное сопротивление линии, Ом:

$$R_2 = R_0 \times L = 0,65 \times 2,55 = 1,658. \quad (21)$$

Индуктивное сопротивление линии, Ом:

$$X_2 = X_0 \times L = 0,392 \times 2,55 = 1,0. \quad (22)$$

Сумма активных сопротивлений до точки короткого замыкания, Ом:

$$\sum R_{max} = R_{c(max)} + R_1 + R_2 = 0,068 + 0,501 + 1,658 = 2,227, \quad (23)$$

$$\sum R_{min} = R_{c(min)} + R_1 + R_2 = 0,177 + 0,501 + 1,658 = 2,336. \quad (24)$$

Сумма реактивных сопротивлений до точки короткого замыкания, Ом:

$$\sum X_{max} = X_{c(max)} + X_1 + X_2 = 1,839 + 0,296 + 1 = 3,135, \quad (25)$$

$$\sum X_{min} = X_{c(min)} + X_1 + X_2 = 2,265 + 0,296 + 1 = 3,561. \quad (26)$$

Полное сопротивление до точки к.з., Ом:

$$Z_{min} = \sqrt{\sum R_{min}^2 + \sum X_{min}^2} = \sqrt{2,336^2 + 3,561^2} = 4,256, \quad (27)$$

$$Z_{max} = \sqrt{\sum R_{max}^2 + \sum X_{max}^2} = \sqrt{2,227^2 + 3,135^2} = 3,846. \quad (28)$$

Периодическая слагающая тока к.з., кА:

$$I_{к.з.(3)min} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \times Z_{min}} = \frac{10}{\sqrt{3} \times 4,256} = 1,356 \quad (29)$$

$$I_{к.з.(3)max} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \times Z_{max}} = \frac{10}{\sqrt{3} \times 3,846} = 1,501 \quad (30)$$

Проверка чувствительности МТЗ в основной зоне при 2-х фазном к.з.:

$$K_{ч}^{(2)} = \frac{I_{к.з.max}^{(2)}}{I_{с.з.}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times \frac{1356}{300} = 3,9 > 1,5 \quad (31)$$

Таким образом, защита чувствительна.

Проверка чувствительности МТО при 2-х фазном к.з. в конце линии 10 кВ:

$$K_{ч}^{(2)} = \frac{I_{к.з.max}^{(2)}}{I_{с.з.}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times \frac{1356}{300} = 0,98 < 2 \quad (33)$$

Таким образом защита не чувствительна.

4.2 Расчёт токов короткого замыкания на стороне 0,4 кВ

Произведём расчёт токов короткого замыкания на стороне 0,4 кВ, составив расчётные схемы для фидеров 1 и 2. Расчётные схемы представлены на рисунке 9, на котором также показаны схемы соединения обмоток трансформаторов.

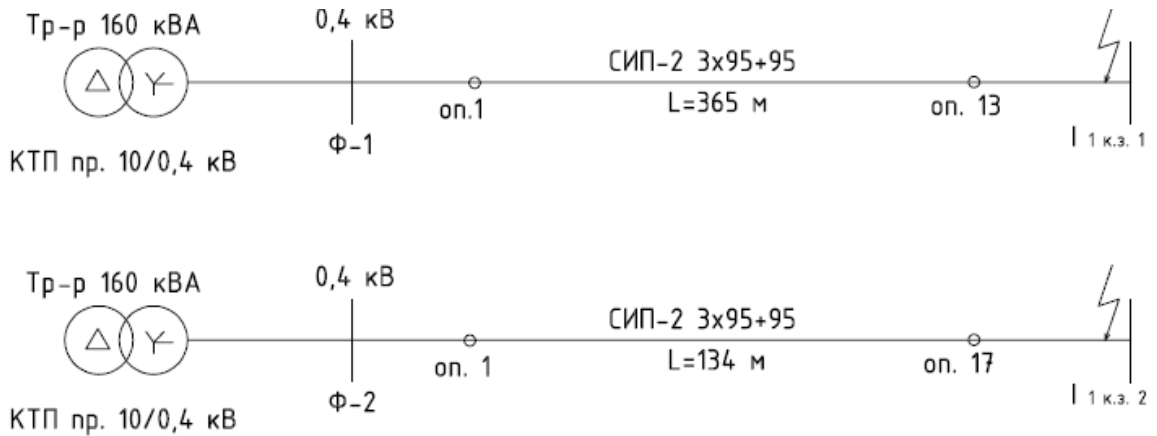


Рисунок 9 – Расчётные схемы коротких замыканий

Расчёт токов однофазного короткого замыкания в точке К₁:

Расчёт активного сопротивления линии, мОм:

$$R_L = R_{уд} \cdot L = 0,683 \cdot 0,365 = 249,3 \quad (34)$$

где $R_{уд}$ – удельное активное сопротивление линии для СИП.

Активное сопротивления проектируемого участка, мОм:

$$R_{\Sigma} = R_T + R_L + R_{пр} = 305,55 \quad (35)$$

где R_m – активное сопротивление трансформатора 160 кВА,

R_L – удельное активное сопротивление линии для СИП,

$R_{пр}$ – переходное сопротивление контактов и дуги.

Расчёт реактивного сопротивления линии, мОм:

$$X_L = X_{уд} \cdot L = 0,142 \cdot 0,365 = 51,83 \quad (36)$$

где $X_{уд}$, Ом/км – удельное реактивное сопротивление линии для СИП-2.

Реактивное сопротивление проектируемого участка, мОм:

$$X_{\Sigma} = X_T + X_L = 41,96 + 51,83 = 93,79 \quad (37)$$

где X_m – реактивное сопротивление трансформатора 160 кВА.

Полное сопротивление проектируемого участка от трансформатора до точки КЗ, Ом:

$$Z_{\Sigma(1)} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2} = \sqrt{(305,55 \cdot 10^{-3})^2 + (93,79 \cdot 10^{-3})^2} = 0,32 \quad (38)$$

Расчёт токов однофазного металлического к. з. в точке КЗ 1, А:

$$I_{1(1)к.з.} = \frac{U_{\phi}}{Z_{\Sigma(1)}} = \frac{220}{0,32} = 733,3 \quad (39)$$

где $U_{\phi} = 220$ В.

Аналогично был рассчитан ток короткого замыкания в точке К₂.
Полученные расчётные значения занесены в сводную таблицу 3.

Таблица 3 – Параметры коротких замыканий в точках К₁ и К₂

	R _T , мОм	X _T , мОм	R _L , мОм	X _L , мОм	R _{пр} , мОм	R _Σ , мОм	X _Σ , мОм	Z _Σ , мОм	I _{1кз} , А
К1	16,25	41,96	249,3	51,83	40	305,55	93,79	319,62	733
К2	16,25	41,96	91,52	19,03	40	147,77	60,99	159,86	1445

Вывод. Уставки защиты на стороне 10 кВ не требуют корректировки.
Рассчитанные токи к.з. фидеров могут использоваться для выбора уставок РЗ.

5 Проверка КТП по термической и электродинамической стойкости

Проведём проверку выбранной КТП СЭЩ-К(М*) (ВВ)-160/10/0,4-У1 по термической стойкости:

$$I_T^2 \times t_T \geq B_{\text{к.з.}} = I_{\text{к.з.}}^2 \times t_{\text{расч}} \quad (40)$$

где I_T^2 -ток термической стойкости на стороне ВН КТП, A^2 ;

t_T - паспортное время термической стойкости, с; $I_{\text{к.з.}}$ -ток трёхфазного к.з.

$$20^2 \times 1 > 1,501^2 \times 0,6$$

Имеем $400 > 1,35$ – условие выполняется.

Проведём проверку выбранной КТП СЭЩ-К(М*)(ВВ)-160/10/0,4-У1 по электродинамической стойкости по условию:

$$I_d \geq I_y \quad (41)$$

где I_y – ударный ток, А.

Ударный ток определяется из выражения:

$$I_y = 1,8 \times \sqrt{2} \times I_{\text{к.з.}} \quad (42)$$

Подставив выражение (42) в неравенство (41) получим:

$$51 \text{ кА} \geq 1,8 \times \sqrt{2} \times 1,501 \text{ кА} = 3,82 \text{ кА} \quad (43)$$

Вывод. Установленные требования к выбранной КТП выполняются.

6 Выбор электрических аппаратов

6.1 Выбор автоматического выключателя 0,4 кВ

Предварительно выберем к установке трёхполюсный автоматический выключатель марки TS 250N FTU 250A 3P3T, проведём его проверку.

Номинальное напряжение, кВ:

$$U_{\text{сет.ном}} = 0,4 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 0,69 \quad (44)$$

Номинальный рабочий ток, А:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 230,94, \quad (45)$$

$$I_{\text{раб}} = 230,94 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 250 \text{ А}. \quad (46)$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания на шинах КТП, кА определяется по формуле:

$$I_{\text{п,т}} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{((R_T + R_{\text{пер}})^2 + X_T^2)}} \quad (47)$$

$$I_{\text{п,т}} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(5,6 \cdot 10^{-2})^2 + (4,2 \cdot 10^{-2})^2}} = 3,13$$

Отключающая способность:

$$I_{\text{п,т}} = 3,13 \text{ кА} \leq I_{\text{откл.ном}} = 50 \text{ кА} \quad (48)$$

Включающая способность:

$$I_{п,0} = 3,13 \text{ кА} \leq I_{\text{вкл.ном}} = 50 \text{ кА} \quad (49)$$

Все условия выполняются, а, значит, данный выключатель прошел проверку и принят к установке.

6.2 Выбор разъединителя

Выбора разъединителя осуществлён с учётов следующих условий:

1) номинальное напряжение $-U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$;

$$U_{\text{ном}} = U_{\text{сет.ном}} = 10 \text{ кВ}$$

2) номинальный длительный ток $-I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$;

$$924 \text{ А} < 400 \text{ А}$$

3) предельный сквозной и динамический токи $-I_{\text{пр.скв}} = I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$ определим аналогично тому, как это было сделано в выражении (43):

$$25 \text{ кА} \geq 1,8 \times \sqrt{2} \times 1,501 \text{ кА} = 3,82 \text{ кА}$$

4) Проведём проверку выбранного разъединителя по термической стойкости:

$$I_T^2 \times t_T \geq B_{\text{к.з.}} = I_{\text{к.з.}}^2 \times t_{\text{расч}} \quad (50)$$

где I_T^2 -ток термической стойкости;

t_T - паспортное время термической стойкости, с; $I_{к.з.}$ -ток трёхфазного к.з.

$$10^2 \times 3 > 1,501^2 \times 0,6$$

Имеем $300 > 1,35$ – условие выполняется.

Таким образом, выбираем разъединитель РЛНД.1 -10. IV/400 У1.

6.3 Выбор трансформаторов тока

Предварительно выберем трансформатор тока ТШП 0,66-0,2S-300/5 из числа поставляемых в комплектации КТП и проведём его проверку.

1. Номинальное напряжение, кВ:

$$U_{уст.ном} = 0,4 \leq U_{ном} = 0,66 \quad (51)$$

2. Номинальный рабочий ток, А:

$$I_{раб} = 230,94 \leq I_{1ном} = 300 \quad (52)$$

3. Проверка термической стойкости проводится по формуле:

$$I_T^2 \times t_T \geq B_{к.з.} = I_{к.з.}^2 \times t_{расч} \quad (53)$$

где I_T^2 -ток термической стойкости трансформатора тока, А²;

t_T - паспортное время термической стойкости, с; $I_{к.з.}$ -ток трёхфазного к.з.

Так как номинальный коэффициент безопасности при номинальной вторичной нагрузке для проверяемого трансформатора тока составляет 2, то его ток термической стойкости равен 600 А.

$$600^2 \times 1 > 230,94^2 \times 0,6$$

Условие термической стойкости выполняется.

4. Вторичная нагрузка, Ом:

$$Z_{2НОМ} = \frac{S_2}{I_2^2} = \frac{5}{5^2} = 0,2 \quad (54)$$

Ко вторичной обмотке трансформатора тока подключаются только токовые цепи счётчика РИМ 489.13, мощностью 0,1 ВА. Его сопротивление равно:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{РИМ}}}{I_2^2} = \frac{0,1}{5^2} = 4 \cdot 10^{-3} \text{ Ом} \quad (55)$$

Так как во вторичной цепи будет только одно устройство, то сопротивлением контактов пренебрежём. Тогда расчётное сопротивление проводов, Ом:

$$R_{\text{пр}} \leq Z_{2НОМ} - R_{\text{приб}} = 0,2 - 4 \cdot 10^{-3} = 0,196 \quad (56)$$

Расчетная длина проводов вторичной обмотки зависит от схемы соединения. Как правило, используется полная звезда, а значит $l_p = l$.

Трансформаторы тока и приборы учёта расположены на одном щите в РУНН, длину вторичных цепей примем равной 2 м.

Удельное сопротивление равно $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$, так как жила будет из меди.

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 2}{0,196} = 0,178 \text{ мм}^2 \quad (57)$$

Минимальное сечение для медных проводов равно $2,5 \text{ мм}^2$. Поэтому выбираем именно такое.

Ниже, на рисунке 10 представлена схема подключения счётчика РИМ 489.13.

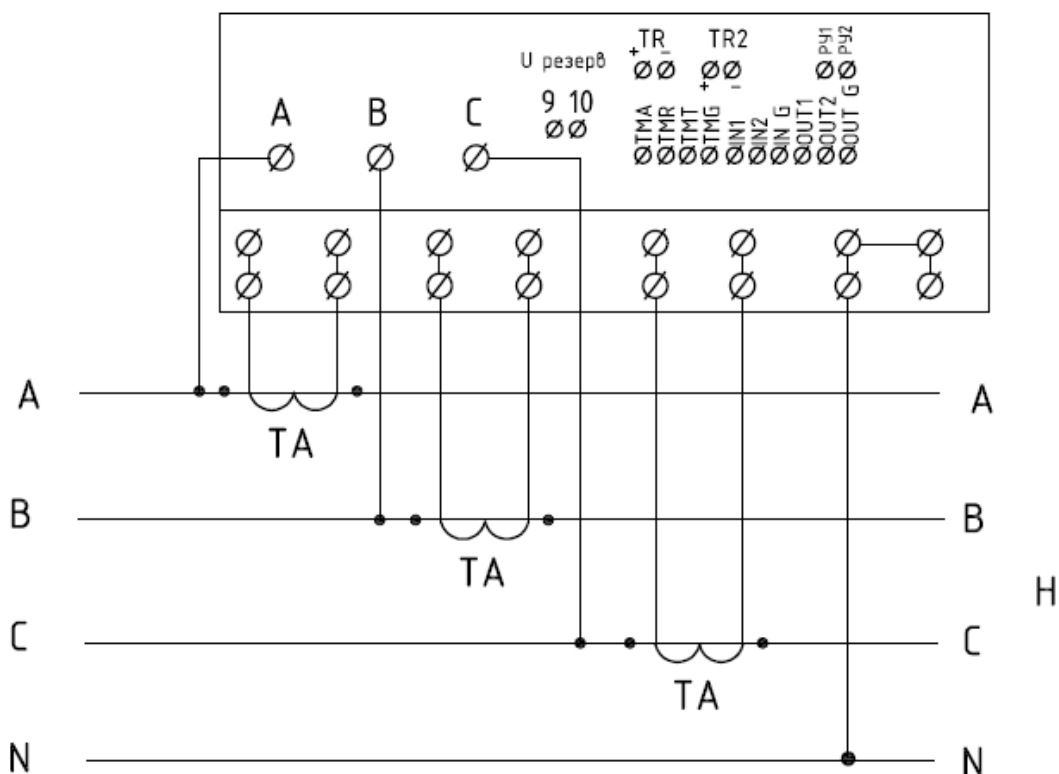


Рисунок 10 – Схема подключения счётчика РИМ 489.13

При производстве работ следует:

- 1) номера клемм и маркировку токовых цепей уточнить по месту;
- 2) выполнить требования инструкции по монтажу счётчика и руководства по эксплуатации счётчика РИМ 489;
- 3) руководствоваться правилами ПУЭ 7 издания главы 1.5.

Вывод. Приняты к установке следующие аппараты:

- трёхполюсный автоматический выключатель марки TS 250N FTU 250A 3P3T;
- разъединитель РЛНД.1 -10. IV/400 У1;
- трансформатор тока ТШП 0,66-0,2S-300/5 с счётчиком РИМ 489.13.

7 Расчёт потерь напряжения

Произведём расчёт потерь напряжения. Согласно пункту 5.2 ГОСТ 13109-97 нормально допустимые значения установившегося отклонения напряжения на зажимах электроприёмников не должны превышать 5% от номинального напряжения сети.

На рисунке 11 приведена схема электроснабжения потребителей.

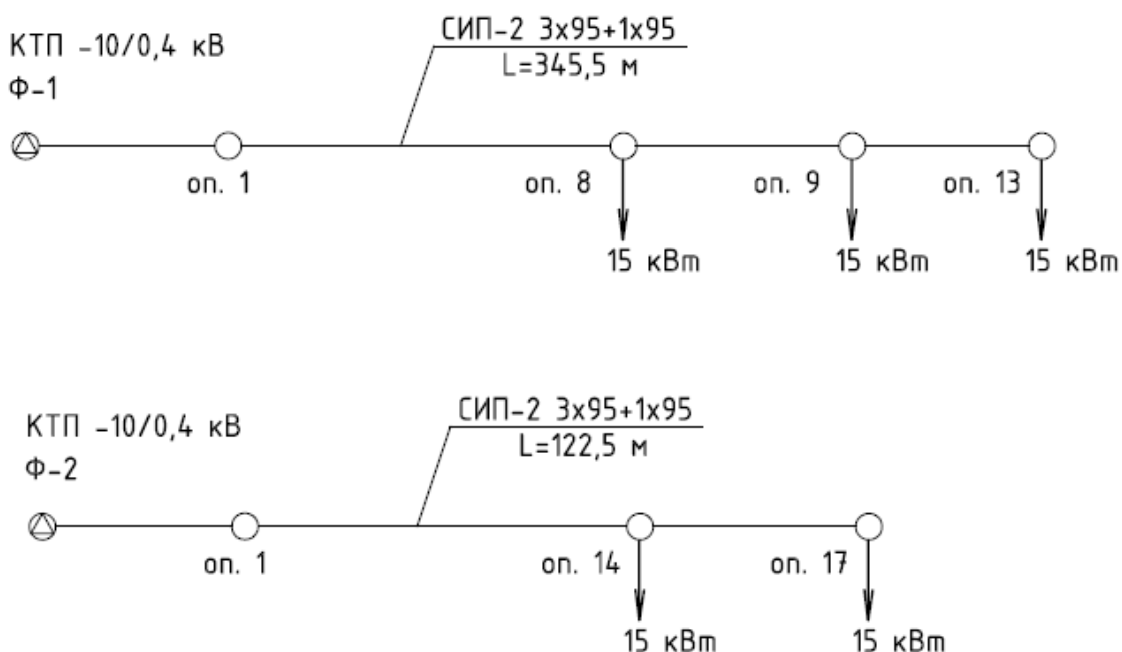


Рисунок 11 – Схема электроснабжения потребителей

Расчёт потерь напряжения был осуществлён по следующей формуле:

$$\Delta U_{\%} = \frac{P \cdot L/2}{c \cdot S} \quad (58)$$

Проверка проектируемого провода по длительно допустимому току:

Допустимая токовая нагрузка провода марки СИП-2 3×95+1×95 составляет 300 А.

Расчётный ток I_p присоединяемой нагрузки Ф-1, А:

$$I_p = \frac{P_p}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi} = \frac{15 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,93} = 73,52 \quad (59)$$

Расчётный ток присоединяемой нагрузки Ф–2, А:

$$I_p = \frac{P_p}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi} = \frac{15 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,93} = 49 \quad (60)$$

Выбранный СИП прошёл проверку по длительно допустимому току. Потери напряжения на участках ВЛ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Потери напряжения на участках ВЛ

Участок ВЛ		Заявленная мощность, кВт	Длина участка, м	Сечение, мм ²	Потери напряжения, %
начало	конец				
оп. 9	оп. 13	15	101	95	0,35
оп. 8	оп. 9	30	34	95	0,23
КТП	оп. 8	45	226	95	2,3
КТП	оп. 13	-	-	-	2,88
оп. 14	оп. 17	15	75	95	0,26
КТП	оп. 14	30	48	95	0,33
КТП	оп. 17	-	-	-	0,85

Потери напряжения в наиболее удалённой точке ВЛ–0,4 кВ Ф–1 от КТП до оп. 13 составляет 2,88%, Ф–2 от КТП до оп. 17 составляет 0,85 %, что соответствует нормам (не более 5 %).

Вывод. Был проведен расчёт потерь напряжения. Проект реконструкции отвечает требованиям ГОСТ 13109-97.

8. Ведомости

Ведомость представляет собой номенклатурный перечень узлов, деталей и материалов с указанием их количества, необходимый для проведения экономических расчётов и приобретения материалов, деталей и прочего.

8.1 Ведомость узлов ВЛИ 0,4 кВ

Составим ведомость узлов на ВЛИ 0,4 кВ с учётом числа применяемых опор и их типов. Ведомость приведена в таблице 5.

8.2 Ведомость узлов ВЛЗ 10 кВ

Составим ведомость узлов на ВЛЗ 10 кВ с учётом числа применяемых опор и их типов. Ведомость приведена в таблице 6.

Таблица 5 – Ведомость узлов ВЛИ 0,4 кВ

Узел	П23	кол	А 23	кол	УА 23	кол	А 24	кол	УА 24	кол	КТП	кол	Итого
№ опоры, кол-во опор	3,4,5,6,7,8,10,11, 12,14,15, 16	12	13, 17	2	9	1	1	1	2	1		2	19
Арматура для магистрали													
Стойка СВ 95-3	1	12	2	4	3	3	2	2	2	2		0	23
Анкерный кронштейн CS 10.3		0	1	2	2	2	2	2	3	3		0	9
Комплект промежуточной подвески ES 1500	1	12		0		0		0		0		0	12
Натяжной зажим DN 95-120		0	1	2	2	2	4	4	4	4	1	2	14
Бандажная лента F 207	2	24	3	6	4	4	4	4	3	3		0	41
Скрепа NC 20	2	24	3	6	4	4	4	4	3	3		0	41
Стяжной хомут E778	2	24	1	2	2	2	4	4	4	4	1	2	38
Кронштейн У4		0	1	2	2	2	1	1	1	1		0	6
Скоба SE 208.1		0	4	8		0	8	8		0		0	16

Продолжение таблицы 5

Узел	П23	кол	А 23	кол	УА 23	кол	А 24	кол	УА 24	кол	КТП	кол	Итого
Герметичный колпачок СЕ 25.95		0	4	8		0		0		0		0	8
Изолированный наконечник СРТА R 95		0		0		0		0		0	4	8	8
Дистанционный бондаж ВИС- 15.50		0	1	2		0		0		0		0	2
Анкерный кронштейн СТ 600		0		0		0		0		0		1	1
Круг D6 мм		0	7,5	15		0		0		0		0	15
ОПН с прокалывающим зажимом SE45.328		0	3	6		0	6	6		0		0	12

Продолжение таблицы 5

Узел	П23	кол	А 23	кол	УА 23	кол	А 24	кол	УА 24	кол	КТП	кол	Итого
Заземление опор													
Зажим CD35	1	12	1	2	2	2	2	2	2	2		0	20
Зажим ответвительный P72		0		0	1	1		0		0		0	1
Зажим ответвительный P71	1	12		0		0	2	2	2	2		0	16
Заземляющий проводник	0,3	3,6	0,65	1,3	1	1	0,65	0,65	1,5	1,5		0	8,05

Таблица 6 – Ведомость узлов ВЛЗ 10 кВ

Узел	П20-3Н	кол	П20-3Н	кол	А20-3Н	кол	УА20-3Н	кол	А20-3Н	кол	сущ. оп.	кол	Итого:
Количество опор	2,3,4,6,8,10,12-14,17-21,23-26	18	5,7,9,11	4	1	1	15,16,22	3	27	1	804/5	1	23
Стойка СВ110-5	1	18	1	4	2	2	3	9	2	2		0	35
Надставка ТС2		0	1	4	1	1		0		0		0	5
Крепление подкоса У52		0		0	1	1	2	6	1	1		0	8
Траверса ТМ63	1	18	1	4	1	1		0		0		0	23
Траверса ТМ65		0		0	1	1			1	1		0	2
Траверса ТМ66		0		0		0			1	1		0	1
Траверса ТМ68		0		0		0				0		0	3
Траверса ТМ67		0		0		0				0		0	3
Зажим ответвительный RPN 150		0		0		0				0	3	3	3
Хомут Х51	1	18	2	8	3	3				0		0	29
Соединитель UU 7-16		0		0	3	3	6	18	3	3		0	24

Продолжение таблицы 6

Узел	П20-3Н	кол	П20-3Н	кол	А20-3Н	кол	УА20-3Н	кол	А20-3Н	кол	сущ. оп.	кол	Итого:
Изолятор штыревой ШФ 20Г1	3	54	3	12	3	3	3	9	1	1		0	79
Колпачок К9	3	54	3	12	3	3	3	9	1	1		0	79
Спиральная вязка СВ70	6	108	6	24	6	6	6	18	2	2		0	158
Подвесной изолятор SML 70/20		0		0	3	3	6	18	3	3		0	24
Плащечный зажим CD35	1	18	1	4	3	3	3	9	3	3		0	37
Зажим анкерный DN-70 Ррi		0		0	3	3	6	18	3	3		0	24
Плита П-3и		0		0	2	2	3	9	2	2		0	13
Гайка М20		0		0	3	3	4	12	3	3		0	18
Болт М20×260		0		0	2	2	2	6	2	2		0	10
Зажим для ПЗ СЕ 3		0		0		0		0	0	0		0	9
Стяжка Г-1		0		0	2	2	3	9	2	2		0	13
Разрядник PDR10	1	18	1	4	1	1	1	3	1	1		0	27
Заземляющий проводник ЗП1		0		0	1	1	1,5	4,5	1	1	1	0	6,5

8.3 Ведомость переходов

Трасса воздушной линии встречает препятствия, такие как дорога и другие воздушные линии. Составим ведомость переходов с учётом числа применяемых опор, их типов, а также требований главы 2.5 Правил устройства электроустановок. Ведомость содержит данные реконструируемой ЛЭП и пересекаемых препятствий, приведённых в таблицах 7 и 8 соответственно.

Все расчёты проведены по формулам:

$$Y = \frac{X}{L} \left(h + 4f_{max} \left(1 - \frac{X}{L} \right) \right), \quad (61)$$

где Y - провес провода в месте пересечения, м,

X - расстояние от верхней опоры до пересекаемого препятствия, м,

L - длина пролёта, м,

h - разность высот провеса провода, м,

f_{max} -максимальная стрела провеса провода, м.

$$h = (\nabla_B + H_B)(\nabla_H + H_H), \quad (62)$$

где ∇_B - отметка основания верхней опоры, м,

H_B - высота подвеса провода на верхней опоре, м,

∇_H - отметка основания нижней опоры, м,

H_H - высота подвеса провода на нижней опоре, м.

$$dn = (\nabla_B + H_B)(\nabla_{\Pi} + H_{\Pi} + Y), \quad (63)$$

где dn - искомое расстояние между проводами, м,

H_{Π} - высота пересекаемого препятствия, м.

$$l_x = \frac{L}{2} - \left(1 - \frac{h}{4f_{max}}\right) \quad (64)$$

где l_x - расстояние от верхней опоры до места максимального провеса провода, м.

На рисунке 12 представлена общая схема определения параметров переходов.

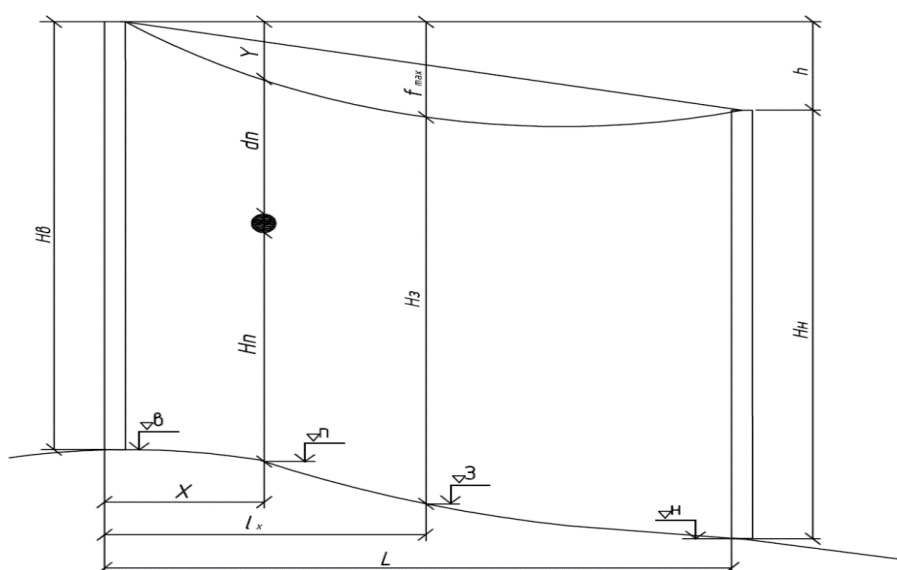


Рисунок 12 – Схема определения параметров переходов

Таблица 7 – Данные реконструируемой ЛЭП

№№ опор переходного пролёта	Верхняя переходная опора			Нижняя переходная опора			Разность высот провеса проводов h, м	Пролёт между опорами L, м	Максимальная стрела провеса, м
	№ опоры	Высота провеса провода Нн, м	Отметка основания опоры	№ опоры	Высота провеса провода Нн, м	Отметка основания опоры			
804/5-1	804/5	7,5	69,27	1	9,9	69,52	-2,65	14,0	0,1
2-3	2	8,7	69,36	3	8,7	69,55	-0,19	30,0	0,4
3-4	3	8,7	69,55	5	8,7	69,59	-0,04	35,0	0,51
5-6	5	9,9	69,77	6	8,7	70,01	0,96	35,0	0,51
6-7	6	8,7	69,95	7	8,7	70,01	-0,06	44,5	0,81
7-8	7	9,9	70,01	8	8,7	69,67	1,54	44,5	0,81
9-10	9	9,9	69,95	10	8,7	69,99	1,16	50,0	1
9-10	9	9,9	69,95	10	8,7	69,99	1,16	50,0	1
10-11	10	8,7	69,99	11	8,7	70,03	-0,04	46,5	0,81
11-12	11	9,9	70,03	12	8,7	70,05	1,18	45,0	0,81

Таблица 8 – Данные пересекаемых препятствий

№№ опор переходного пролёта	Данные пересекаемых препятствий			Данные расчёта проектируемой ЛЭП		
	Горизонтальное расстояние от опоры до пересекаемого препятствия X, м	Отметка основания пересекаемого препятствия, п	Высота пересекаемого препятствия Нп, м	Стрела провеса провода в месте пересечения У, м	Расстояние от проводов до препятствия, м	
					Полученное по расчёту d	Требуемое нормами
804/5-1	7,7	69,34	6,5	-1,36	2,29	2
2-3	3,0	69,42	5,5	0,13	3,02	2
3-4	2,6	69,74	6,2	0,14	2,17	2
5-6	4,3	69,81	7,5	0,35	2,05	2
6-7	3,9	69,95	5,5	0,25	2,95	2
7-8	3,9	70,25	7	0,39	2,27	2
9-10	6,4	69,92	7	0,59	2,34	2
9-10	13,0	69,96	0	1,07	8,82	7
10-11	2,2	69,98	5,5	0,14	3,07	2
11-12	21,24	70,24	7	1,36	1,33	1

Вывод. Итогом работ, проведённых в данном разделе, являются:

- ведомость узлов воздушной линии напряжением 0,4 кВ;
- ведомость узлов защищённой воздушной линии напряжением 10 кВ;
- ведомость переходов.

Первые две ведомости содержат полный и достаточный перечни опор линий, включая стойки и траверсы, перечни материалов, арматуры, и иных изделий, необходимых как для сооружения линий, так и для осуществления технологических присоединений потребителей к линии напряжением 0,4 кВ. При их выборе учтены все современные требования, изучены регулирующие документы. Так, расчёт числа и выбор типов опор проведён в соответствии с седьмым изданием Правил устройства электроустановок. Выбранные изделия и материалы сертифицированы и пригодны к использованию в разрабатываемом проекте.

Ведомость переходов служит источником необходимой информации для строительства трассы воздушных линий и совместно с другими ведомостями пригодна для использования при составлении ведомости монтажа воздушной линии электропередачи организацией, производящей работы по возведению трассы ВЛ и ВЛЗ.

9 Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности

Оборудование, подлежащее замене и монтажу, разработано в полном соответствии с нормами пожарной безопасности и обеспечивает устойчивую и надёжную работу в экстремальных и чрезвычайных ситуациях. Выполнение при реконструкции и эксплуатации участка питающей сети всех предусмотренных мероприятий, в строгом соответствии с правилами техники безопасности, правилами пожарной безопасности, правилами устройства электроустановок, санитарными нормами и экологическими требованиями обеспечивает надёжную и безаварийную работу, высокую безопасность труда обслуживающего персонала не допустит чрезвычайных ситуаций и стихийных бедствий.

Предотвращение образования горючей среды обеспечивается следующими способами:

- применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов (железобетонные опоры с пределом огнестойкости 1 час);
- ограничением массы и объёма горючих веществ.

Вывод. Проект реконструкции отвечает требованиям пожарной безопасности, правильное и профессиональное проведение работ не послужит причиной возникновения пожара.

10 Мероприятия по охране окружающей среды

Данный раздел разработан с учётом требований законодательства по охране окружающей среды и основ земельного законодательства Российской Федерации.

Трассы реконструируемых ВЛИ-0,4 кВ и ВЛЗ-10 кВ проходят по району с достаточно развитой транспортной сетью, поэтому строительство временных дорог не требуется.

После производства работ по строительству, земельные участки временно используемые при реконструкции должны быть приведены в надлежащее состояние, нарушенный почвенный слой – восстановлен, случайно загрязнённый грунт – вывезен.

Плодородный слой почвы, снятый при реконструкции участка питающей сети, должен быть использован без его складирования и хранения для рекультивации нарушенных земель. Рекультивация земель контролируется в ходе реконструкции участка.

В районе прохождения участка питающей сети отсутствуют залегания полезных ископаемых и памятники историко-культурного наследия.

Линии электропередач сооружаются для передачи и распределения электроэнергии на напряжения 04 и 10 кВ. Указанный технологический процесс является безотходным и не сопровождается вредными выбросами в окружающую природную среду, нет водопотребления и сточных вод.

Так как строительно-монтажные работы выполняются поточным методом, то устройство по трассе ВЛ временных бытовых сооружений не производится.

Производственный шум и вибрация отсутствуют. В связи с этим, проведение воздухоохраных мероприятий по снижению производственного шума и вибрации настоящей работой не предусматривается. ВЛ и оборудование не оказывают вредного влияния на растительный и животный мир.

В соответствии с п. 1.1 СанПиН 2971-84 «Санитарные правила и нормы защиты населения от воздействия электрического поля создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты» - защита населения от электрического поля, создаваемого воздушными линиями напряжением 0,4 и 10 кВ удовлетворяющих требованиям ПУЭ и Правил охраны высоковольтных электрических сетей, не требуется.

Принятые технические решения соответствуют существующему природоохранному законодательству, природные ресурсы используются рационально. Реконструируемый объект не окажет сверхнормативного воздействия на окружающую среду.

Вывод. Итак, в данном разделе были рассмотрены и определены мероприятия по охране окружающей среды с целью исключить сверхнормативные воздействия на окружающую среду.

11 Организация строительства

Настоящий раздел выполнен в соответствии с требованиями СНиП 3.01-85 и ВСН 22-82 с учётом специфики проектирования и строительства воздушных линий электропередач напряжением 0,38 кВ с самонесущими проводами СИП-2, напряжением 10 кВ с проводами СИП-3, сооружаемых для электроснабжения различных объектов.

В соответствии с ВСН 33-82 данный объект по степени сложности относится к «несложным». Потребность в строительных конструкциях, основных материалов, изделиях и оборудовании на весь период строительства приведена в таблице 9.

Строительно-монтажные работы по сооружению ВЛИ-0,4 кВ предусматривается выполнять силами специализированной организации, оснащённой необходимыми строительными машинами и механизмами.

Нормативная продолжительность строительства ВЛ определяется в соответствии с «Нормами продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений» СНиП 1.04.03-85 с учётом рекомендаций п.15-16 раздела «А» норм.

Дневная норма расхода материалов, конструкций, изделий или оборудования отпускается бригадиром непосредственно перед началом соответствующего вида работ и доставляется в рабочую зону в начале рабочего дня транспортом, принадлежащим исполнителю работ, где передаётся бригаде, производящей работы. Потребность в строительных машинах механизмах и транспортных средствах приведена в таблице 10. Таблица потребности в основных машинах и механизмах служит для ориентировочных расчётов механовооружённости при строительстве сооружений.

Принятые типы строительных машин и механизмов уточняются проектом производства работ (ППР) с учётом имеющихся в распоряжении строительно-монтажной организации.

Таблица 9 – Потребность в строительных конструкциях, основных материалов, изделиях и оборудовании

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка	Код оборудования	Единица измерения	Количество
5.10	Надставка ТС 2	ТС 2	-	шт	5
5.11	Гайка	М 20	ГОСТ 5915-70	шт	18
5.12	Болт	М20×260	ГОСТ 7798-70	шт	10
5.13	Изолятор штыревой	ШФ 20Г 1	-	шт	79
5.14	Колпачок	К 9	-	шт	79
5.15	Изолятор подвесной	SML 70/20	-	шт	24
5.16	Планшетный зажим	CD35	-	шт	37
5.17	Анкерный зажим	DN-70 Rpi	-	шт	24
5.18	Заземляющий проводник	З П 1	27.0002-43	м	6,5
5.19	Спиральная вязка	СВ 70	-	шт	158
5.20	Комплект разрядника	PDR 10	-	шт	27
5.21	Соединитель	UU 7-16	-	шт	24
5.22	Плита	П- 3 и	27.0002-45	шт	13
5.23	Зажим ответвительный	PRN 150	-	шт	3
5.24	ПЗУ для установки на штыревой изолятор	-	-	шт	79
5.25	ПЗУ для установки на анкерное крепление	-	-	шт	24

Продолжение таблицы 9

5.26	ПЗУ комплект для установки КТП и РЛНД	-	-	шт	1
Материалы					
6.1	Сталь круглая \varnothing 16 мм	ГОСТ 2590-88	-	м	195
6.2	Сталь круглая \varnothing 6 мм	-	-	м	15
6.3	Сталь полосовая 40×5 мм	ГОСТ 103-76	-	м	26
6.4	Щебень	-	-	м3	1,0

Таблица 10 – Таблица потребности в основных машинах и механизмах

Наименование	Количество единиц
Бригадная машина	1
Бурильно-крановая машина	1
Автомобиль грузоподъемностью до 8 т	1
Автовышка АГП-18.02	1
Кран на автомобильном ходу КС – 3577-3, г/п 16 т	1
Агрегат сварочный	1
Компрессор передвижной	1
Машина пневматическая ПУМ-3	1
Бульдозер от 75 до 310 л.с.	1

Организация безопасного и высокопроизводительного труда на производстве возложена на административно-технический персонал подрядной организации. Перевозка грузов автомобильным транспортом и эксплуатация автотранспорта должна отвечать требованиям «Правил по охране труда на автомобильном транспорте».

Противопожарные мероприятия должны быть предусмотрены первичными средствами: песком, водой, ручными пенными, углекислотными и порошковыми огнетушителями, а при необходимости должна быть вызвана ближайшая пожарная команда. Все работающие должны иметь защитные каски, а работающие на высоте - предохранительные пояса.

До начала выполнения строительно-монтажных, в том числе подготовительных работ на объекте заказчик должен получить в установленном порядке разрешение на выполнение строительно-монтажных работ. Выполнение работ без указанного разрешения запрещается. Строительство должно производиться при выполнении всех требований владельцев других коммуникаций.

Строительство ВЛ начинается с подготовительного этапа, в который входят следующие виды работ:

- разбивка центров опор на трассе;
- развозка опор на пикеты.

На последующих этапах строительства основные виды работ выполняются в следующей последовательности:

- бурение котлованов под опоры;
- установка опор;
- монтаж провода;
- монтаж заземляющих устройств опор.

После окончания монтажных работ составляются следующие акты:

- акт на освидетельствование скрытых работ;
- акт измерения в натуре габаритов от проводов до пересекаемых объектов;
- акт, подтверждающий окончание работ по установке выверке опор и ликвидации недоделок на опорах;
- ведомость выявленных при осмотре ВЛ дефектов и недоделок.

Проект производства работ ППР по строительству ВЛ разрабатывается подрядной строительной организацией.

Вывод. Определена нормативная база, регулирующая процесс строительных и реконструкционных работ. Данные этого раздела необходимы организации, производящей работы по возведению трассы ВЛ и ВЛЗ, для приобретения узлов, материалов и деталей.

Заключение

Участки реконструируемой воздушной линии электропередачи напряжением 0,38 кВ и 10 кВ разработаны с самонесущим изолированным проводом марки СИП-2 сечением $3 \times 95 + 1 \times 95$ мм² и СИП-3 $3 \times (1 \times 70)$ мм². Несущая жила по всей длине используется в качестве глухозаземлённого проводника. Линейная арматура на ВЛ-0,4 кВ принята фирмы МЗВА (допускается применение арматуры других фирм с аналогичными характеристиками).

Строительство опор на трассе производится строительной-монтажной организацией, исходя из расчётных пролётов и с учётом удобного выполнения ответвлений к абонентам. Расчётные пролёты приняты по типовым проектам, учитывающим район климатических условий согласно региональным картам нормативных гололёдно-ветровых нагрузок.

Ввиду отсутствия геологических изысканий грунты на трассе ВЛ-0,4 кВ определялись по «Методике визуального вида и состояния грунтов» по типовому проекту серия 4.407 – 253 «Закрепление в грунтах железобетонных опор и деревянных опор на железобетонных приставках ВЛ-0,4-20 кВ». По ключевой таблице того же типового проекта (стр. 61) для определения группы грунтов по их качественным характеристикам грунты на трассе ВЛ-0,4 кВ относятся ко II группе.

В работе были предложены технические решения по выбору схемы электрических соединений, типа, числа и мощности силовых трансформаторов. Сделанный выбор сопровождается необходимыми расчетами.

Была рассчитана система заземления выбранной комплектной трансформаторной подстанции, обеспечивающая надежную и безопасную работу подстанции и персонала; выбраны параметры конструктивных элементов заземления.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Andres Ramos. Analysis of the Impact of Increasing Shares of Electric Vehicles on the Integration of RES Generation. Springer Science and Business Media LLC. 2014. 385 p.
2. Das J.C. Power System Protective Relaying. Power Systems Handbook. Volume 4. Boca Raton: CRC Press, 2017. 702 p.
3. Ismail Kasikci. Short Circuits in Power Systems 2nd Edition. A Practical Guide to IEC. 2018. 294 p.
4. James Northcote-Green. Control and Automation of Electrical Power Distribution Systems. 2006. 490 p.
5. Su Charles Q. Electromagnetic Transients in Transformer and Rotating Machine Windings. Charling Technology, 2012. 485 p.
6. Антонов С.Н. Проектирование электроэнергетических систем: учебное пособие. Ставрополь, 2014. 104 с.
7. Будзко И.А., Лещинская Т.Б., Сукманов В.И. Электроснабжение сельского хозяйства. М.: Колос, 2012. 326с.
8. Вахнина В.В., Горячева В.Л., Степкина Ю.В. Проектирование системы электроснабжения машиностроительных предприятия: учебное пособие. Тольятти: ТГУ, 2014. 67 с.
9. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. М.: Госкомитет по стандартам, 1987. 30с.
10. ГОСТ Р 50270-92. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. М.: Госстандарт России, 1993. 60с.
11. Конюхова, Е.А. Электроснабжение: учебник. М.: Издательский дом МЭИ, 2014. 510 с.
12. Кулеева Л.И. Проектирование подстанции: учебное пособие / Л.И. Кулеева, С.В. Митрофанов, Л.А. Семенова. Оренбург, ЭБС АСВ, 2016. 111 с.

13. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов: Учеб. пособие для студентов электроэнергет. спец. вузов, 2-е изд., перераб. и доп./ В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др.; Под ред. В.М. Блок. М.: Высш. шк., 1990. 383с.
14. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. ИНФРА-М, 2018, 262 с.
15. Правила устройства электроустановок в вопросах и ответах. Раздел 4. Распределительные устройства и подстанции. М.: НЦ ЭНАС, 2009. 591 с.
16. Расчёт заземляющего устройства: метод. указания к выполнению контрольной работы. Сост. С. В. Петухов, С. В. Бутаков, В. В. Радюшин. Архангельск: Северный (Арктический) федеральный университет им. М. В. Ломоносова, 2011. 22 с.
17. Справочная книга для проектирования электрического освещения. Под ред. Г.М. Кнорринга. Л.: Энергия, 1976. 384с.
18. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. М.: Энергоатомиздат, 1990. 576с.
19. Шеховцов В.П. Аппараты защиты в электрических сетях низкого напряжения. М.: Форум, 2010. 160 с.
20. Электрические системы, т.2. Электрические сети. Под ред. В.А. Веникова. Учеб. пособие для электроэнерг. вузов. М.: Высш. шк., 1971. 440с.
21. Яхонтова О.В., Валенкевич. Л.Н., Рутгайзер Я.Я. Электроснабжение и электропотребление в строительстве: Учебное пособие. СПб.: Лань, 2012. 512 с