

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)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки)

Энергосбережение и энергоэффективность
(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Энергосбережение в сетях 6-10/0,4 кВ при электроснабжении субъектов малого
предпринимательства

Студент

А.Н. Шкляев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

к.т.н., доцент, С.В. Шаповалов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

Содержание

Введение.....	4
1 Взаимодействие заявителя и сетевой организации при технологическом присоединении к электрическим сетям	7
1.1 Анализ существующей нормативной базы	13
2 Техническое подключение субъектов малого предпринимательства	18
2.1 Основные критерии электроснабжения субъектов малого предпринимательства	18
2.2 Оборудование используемое для электроснабжения в сетях 6-10 кВ...	20
2.3 Оборудование используемое для электроснабжения в сетях 0,4 кВ.....	29
2.4 Задание на проектирование и разработку технического подключения субъекта малого предпринимательства	32
2.5 Выбор оборудования для электроснабжения субъекта малого предпринимательства по высокой стороне 10 кВ	34
2.6 Выбор оборудования для электроснабжения субъекта малого предпринимательства по низкой стороне 0,4кВ	36
2.7 Технологические и конструктивные решения	39
2.8 Электроснабжение субъекта малого предпринимательства. Общепринятое расположение КТП на местности	46
2.9 Электроснабжение субъекта малого предпринимательства. Среднее расположение КТП на местности.....	53
2.10 Электроснабжение субъекта малого предпринимательства. Дальнее расположение КТП на местности.....	56
3 Экономические эффекты и составляющие расположения КТП на местности	61
3.1 Экономические эффекты и составляющие ближнего расположения КТП к участкам субъекта малого предпринимательства	61
3.2 Экономические эффекты и составляющие среднего расположения КТП к участкам субъекта малого предпринимательства	66

3.3 Экономические эффекты и составляющие дальнего расположения КТП к участкам субъекта малого предпринимательства	71
3.4 Экономический анализ вариантов технического подключения потребителей.....	75
Заключение	80
Список используемой литературы и используемых источников.....	81

Введение

Что такое энергосбережение? Энергосбережение - важная экологическая задача по сохранению природных ресурсов и уменьшению загрязнения окружающей среды выбросами продуктов сгорания топлива и экономическая задача по снижению себестоимости товаров и услуг.

Актуальность энергосбережения растет во всех странах, в связи с опережающим ростом цен на основные традиционные виды энергоресурсов и постепенным истощением их мировых запасов. Для нашего времени этот термин является ключевым.

Поэтому электрическую энергию также необходимо сберегать, что и прописано в 261 Федеральном законе «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» [1]. Однако электрическую энергию необходимо не только сберегать, но и «защищать» от потерь, которые в свою очередь бывают технологическими и коммерческими. Потери электроэнергии в электрических сетях - важнейший показатель экономичности, наглядный индикатор состояния системы учета электроэнергии, эффективности энергосбытовой деятельности.

Расположение КТП на кадастровом плане территории является важным вопросом в сфере электроснабжения и энергосбережения.

Человек, пришедший в сетевую организацию за организацией ему технологического подключения, то есть осуществления данному человеку (его предприятию, фермы, небольшого производства и т.п.) электроснабжения (подключения электроэнергии), является совершенно незнающим ничего о месте, на котором должно располагаться КТП (комплектная трансформаторная подстанция). Конечно, если у него нет знаний или образования в сфере электроснабжения, а таковыми являются 95% населения. Поэтому может стать «жертвой» подписания изначально неподходящего для него договора о технологическом подключении, так как энергоснабжающая организация в 99% случаев организует установку

комплектной трансформаторной подстанции, принадлежащей заявителю, на границах балансового раздела территории, что для нее будет самым наилучшим вариантом, и в 100% окажется правой. От такой установки КТП на местности, заявитель может попасть в ситуацию, в которой сам же не сможет использовать на 100% возможности своего же имущества для различных бытовых и профессиональных целей.

Также расположение комплектной трансформаторной подстанции является одним из важнейших вопросов и для энергоснабжающей компании, так как при неправильном выборе места на кадастром плане территории компания, которая осуществляет технологические подключения может попасть в неприятную ситуацию, в которой окажется, что комплектная трансформаторная подстанция стоит на кадастре частного лица, что может повлечь за собой судебные иски со стороны человека чью собственность заняла комплектная трансформаторная подстанция, которые в свою очередь, могут обязать энергоснабжающую организацию платить аренду или материальный ущерб. Энергоснабжающие организации действуют по одному общеизвестному принципу: дотянуть конечную опору, с которой будет осуществляться отпайка к потребителю в пределах 15 метров до границы балансового раздела. Этот подход является не совсем правильным, так как арматура и оборудование 6-10кВ значительно дороже, чем на 0,4кВ, а значит повлечет за собой повышенную затрату денежных средств, а если взять во внимание, что часть сетевых компаний являются с государственным участием, то за перерасход денежных средств заплатят налогоплательщики.

С точки зрения энергосбережения расположение комплектной трансформаторной подстанции является самым важным. На этом этапе при выборе места для КТП необходимо учесть множество факторов. Самым главным фактором являются потери электрической энергии. При недостаточной длине линии с высоким напряжением, то есть установкой КТП в недостающем расстоянии от потребителя, электроэнергия и вместе с ней денежные средства будут тратиться в никуда с каждым киловаттом

отпущенной энергии. Следующий фактор влияющий впоследствии на потери и затраты это перспектива развития того или иного района, в котором намечается установка комплектной трансформаторной подстанции. Еще один главный фактор влияющий на потери электрической энергии – это кража электрической энергии, но, к сожалению, повлиять на этот фактор расположением комплектной трансформаторной подстанции либо просто невозможно, либо просто на просто устанавливая КТП только на границе балансовой принадлежности, чтобы заявитель не имел возможности препятствовать действиям сотрудников энергоснабжающей организации.

Цель данной работы – снижение затрат субъектов малого и среднего предпринимательства при технологическом присоединении к электрическим сетям и последующей эксплуатации электротехнического оборудования. Реализация данного проекта способствует энергосбережению, основанному на снижении технологического расхода на передачу электрической энергии, на снижение потерь электроэнергии, на снижение финансовой составляющей, которая частично ложится на заявителя, поддержит мероприятия по использованию энергоэффективных технологий и приборов для учета расхода энергетических ресурсов и контроля за их использованием. Также поможет стандартизировать расположение понижающей комплектной трансформаторной подстанции на местности в условиях кадастрового плана территории.

Для выполнения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- проанализировать существующую модель технологического подключения к электрохозяйству сетевой организации;
- провести анализ расположения комплектных трансформаторных подстанций на местности с учетом экономической целесообразности и энергоэффективности;
- оценить экономическую эффективность мероприятий.

1 Взаимодействие заявителя и сетевой организации при технологическом присоединении к электрическим сетям

На сегодняшний день каждый субъект малого предпринимательства имеет право на организацию своего небольшого производства. Для организации какого-либо производства потребуется электроэнергия. Для этого потребуется обратиться в любую сетевую организацию за технологическим подключением. Распоряжение Губернатора Самарской области от 15.08.2018 № 382-р «О внесении изменений в распоряжение Губернатора Самарской области от 05.04.2018 № 167-р «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Самарской области на период 2018–2022 годов» этому благоприятно способствует.

Субъект малого предпринимательства (далее заявитель) приходит в сетевую организацию и пишет заявление на технологическое подключение, которое можно рассматривать с двух сторон – со стороны сетевой организации и стороны заявителя. В заявлении указывает на специальном бланке местонахождение (адрес) производства, кадастровый номер, необходимый класс напряжения, необходимую мощность, также указывает, какие имеются электроприемники. В зависимости от заявленного класса напряжения и расстояния от ближайшей возможной точки подключения определяется кто из сторон (заявитель или сетевая организация) будет осуществлять покупку комплектной трансформаторной подстанции.

Действия сетевой организации. Далее сетевая организация присваивает номер заявлению и проверяет возможность технического подключения, как правило возможность есть в 99% случаев.

Затем, при наличии возможности инженеры из СРС (службы распределительных сетей) начинают прорабатывать возможные точки подключения (рисунок 1). В сетевых организациях очень много различных служб, но именно служба распределительных сетей занимает большую часть

в процессе технологического подключения. После проработки точек подключения, выбирают самый простой и дешевый вариант.



Рисунок 1 – Пример проработки точки подключения.

Следующим этапом после утверждения точки подключения идет написание технических предложений, которые в свою очередь состоят из следующих данных:

- наименование заявителя;
- наименование объекта;
- класс напряжения объекта;
- точка подключения;
- источник питания;
- нагрузку, которая есть в точке подключения и которую будет давать новая линия электропередач;
- расстояние по прямой от точки присоединения до участка заявителя;
- обязанности сетевой организации;
- обязанности заявителя.

Технические предложения отправляются вместе со схемой для создания технических условий. В технических условиях уже более подробно расписываются обязанности сторон, уточняются детали строительства и самое главное прописываются сроки. После составления технических условий идет отправка этих же технических условий в главный филиал сетевой организации, в которой непосредственно обрабатывают технические условия и по этим техническим условиям составляют задание на проектирование, подготавливают сметы и подсчитывают затраты. Также при обработке технических условий различных заявителей в головном филиале, для уменьшения затрат их могут группировать в одно задание на проектирование, чтобы сэкономить на проектно-изыскательных работах. После этого задания на проектирования объектов электроснабжения отправляются на торги, в которых участвуют проектные организации, у которых обязательно должна быть лицензия СРО проектировщиков.

На следующем этапе после торгов, проектная организация получает техническое задание, исходя из которого, получает информацию о местонахождении проектируемого объекта, длине и классе напряжения. Затем инженер-геодезист выезжает на местоположение проектируемого объекта, производит изыскательные работы, а после передает чертеж, где визуально отображает места прохождения кабельных трасс, различных коммуникаций и помогает инженерам-проектировщикам определить расположение основных элементов будущей системы, а также понять с какими организациями предстоит согласовать проектируемый план электрической трассы.

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 2 октября 2013 г. №861, существуют: «правила информирования субъектами топливно-энергетического комплекса об угрозах совершения актов незаконного вмешательства на объектах топливно-экономического комплекса». Исходя из этих правил, при проектировании необходимо согласовать план электрической трассы с основными видами коммуникаций

(даже если они отсутствуют на местности проектируемого объекта) в Самарской области их три – газ, вода, связь. При пересечении других коммуникаций, требуется обязательное их разрешение.

После составления эскизного проекта, план электрической трассы (рисунок 2) отправляется на согласования.

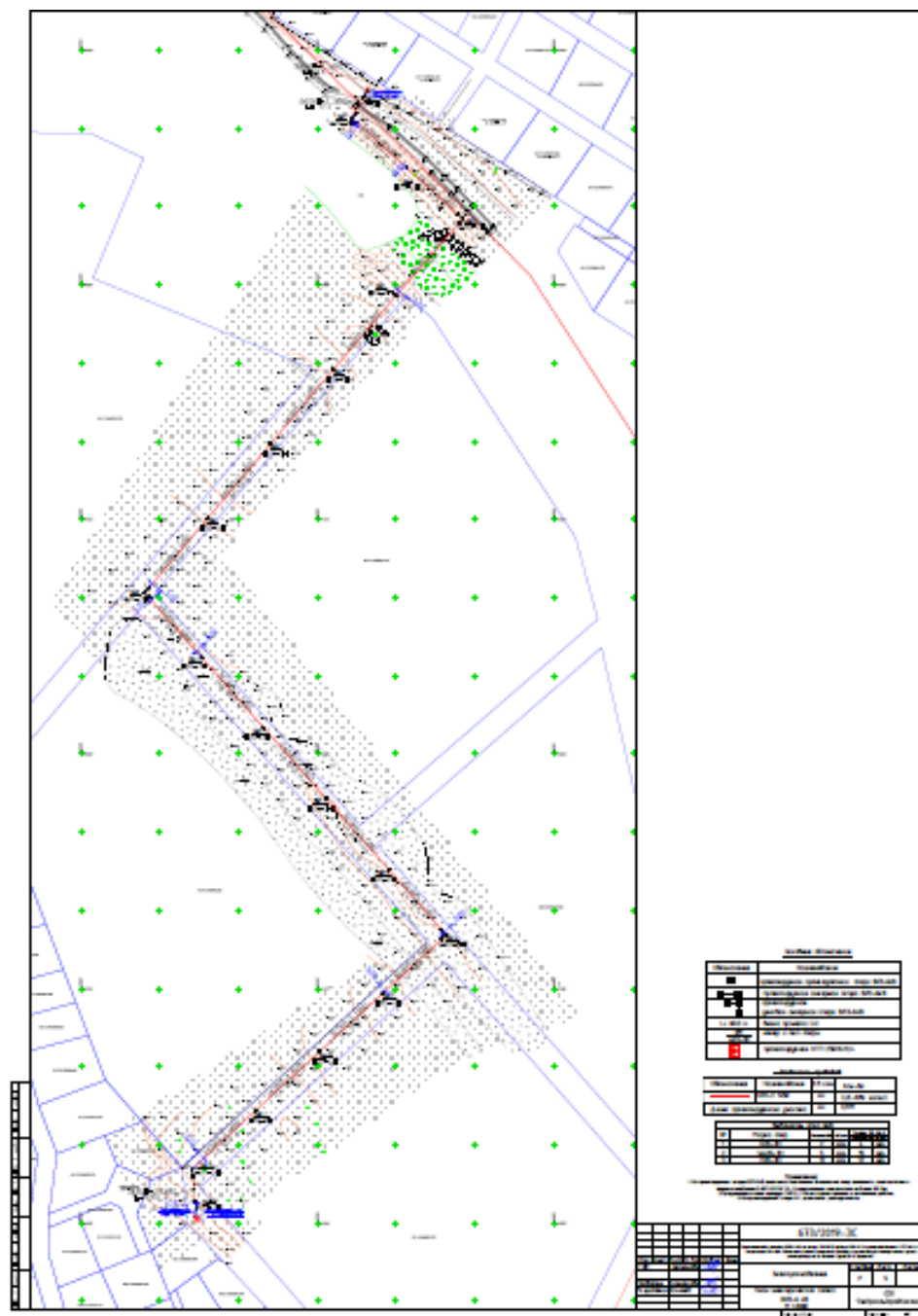


Рисунок 2 –Пример плана электрических сетей

Основное из них – согласование с местным РЭС, только после этого план проходит дальнейшие согласования. Затем создание проекта заключается в детальной проработке всех деталей, которые будут характерны для сети электроснабжения и в проведении технических расчетов. Результаты проделанной на данном этапе работы оформляются в соответствии с существующими требованиями, и по окончании проектно-исследовательских работ проверяется и подписывается главным инженером производства. Как правило, проектная документация представляет собой объемный пакет документов технического характера, состоящий из разделов:

- электроснабжение (ЭС);
- сметная документация (СМ);
- пояснительная записка (ПЗ);
- проект организации строительства (ПОС);
- мероприятия по охране окружающей среды (ООС);
- пожарная безопасность (ПБ);
- проект полосы отвода (ППО) с схемой кадастрового квартала, которую передают в местный орган самоуправления для отведения земель во временное пользование под строительство.

Заключительным этапом проектную документацию передают в сетевую организацию, в которой тщательно изучают и получают разрешение на строительство, а также определяют, каким способом будет построена линия электропередач. Их может быть два: хозяйственный способ и подрядный способ. Хозяйственный способ строительства означает, что линия электропередач будет построена своими силами, то есть линию будут строить работники самой сетевой организации. Подрядный способ означает, что линию будут строить организации, имеющие лицензию СРО строителей. Также проводятся торги, и определяется победитель торгов, которому сетевая организация передаст проектную документацию, по которой и будут построены объекты. Подрядный способ строительства используется тогда,

когда объект строительства, как правило, является не выполнимым для хозяйственного способа строительства, таким как:

- иметь большую протяженность;
- включать в себя работу каких-то инновационных строительных решений или сложных технических решений;
- применение новейшей техники со специальными возможностями.

После получения разрешения на строительство, линию электропередач строят и вводят в эксплуатацию.

Если рассматривать модель со стороны заявителя, то процесс будет значительно проще:

- нанесение визита в любую сетевую компанию, написание заявления;
- покупка КТП (комплектной трансформаторной подстанции);
- составление проекта подключения КТП к сетевой организации;
- ожидание времени, когда по договору к нему подведут электроэнергию.
- подключение КТП по проекту к электрическим сетям;
- допуск КТП в эксплуатацию;

Такой подход не обеспечивает должного участия заявителя, а также излишне перегружает сетевую организацию обязанностями, возложенными в рамках договора на сетевое подключение, и уже является устаревшим. Это связано с тем, что на технологическое подключение влияют сразу множество факторов, такие как:

- потери электрической энергии;
- расположение опор 6-10 кВ на кадастровом плане территории;
- технологические затраты.

Под потерями подразумевается разница между отпущенной потребителям электроэнергией и фактически поступившей к ним. Начнем с составляющих технологического фактора:

- нагрузочные потери, они возникают в ЛЭП, в оборудовании и различных элементах электросетей. Такие расходы напрямую зависят от

суммарной нагрузки. В данную составляющую входят: потери в ЛЭП, они напрямую связаны с силой тока. Именно поэтому при передаче электроэнергии на большие расстояния используется принцип повышения в несколько раз, что способствует пропорциональному уменьшению тока, соответственно, и затрат.

Категория условно-постоянных расходов. В нее входят затраты, связанные со штатной эксплуатацией электрооборудования, к таковым относятся: холостая работа силовых установок, затраты в оборудовании, обеспечивающем компенсацию реактивной нагрузки.

Другие виды затрат в различных устройствах, характеристики которых не зависят от нагрузки. В качестве примера можно привести силовую изоляцию, приборов учета в сетях 0,4 кВ, измерительные трансформаторы тока, ограничители перенапряжения и т.д.

Еще одним фактором является расположение опор на кадастровом плане территории затруднительным мероприятием, так как требуется целый ряд подготовительных мероприятий для их постройки.

1.1 Анализ существующей нормативной базы

Существующая нормативная база, которая используется в проектировании и строительстве линий электропередач очень четко регулирует нормы и правила. Но, тем не менее, дает возможность проектировщикам придумать и изобретать нестандартные решения, которые порой возникают в тех или иных объектах.

Также порой у проектировочных компаний возникают большие трудности с исполнением обязанностей по проектировке, так как по указанным выше в пункте 1 взаимодействиям проектировочных компаний с сетевыми организациями, отмечено, что после того как пройдут торги, проектировочные компании начинают свою работу. Не редко получают так называемые «сложные объекты», где на технических предложениях и на

техническом задании все выглядит наглядно и просто, но в действительности получается, что проектировочные компании получили «кота в мешке». И самый первый нормативный документ – это непосредственно договор, который заключил заявитель и сетевая организация, который обязывает сетевую организацию подвести электрическую энергию к участку заявителя.

Вторым по важности нормативным документом, который выступает в качестве основы для проектировки и строительства воздушных, кабельных, кабельно-воздушных линий электропередач это ПУЭ изданий 6 и 7 переработанные, дополненные, с изменениями [2]. Именно в ПУЭ указываются необходимые стандарты и меры для того, чтобы линии электропередач соответствовали критериям надежности и безопасности для людей и окружающей природы. Исходя из этого документа, проектировочные организации и работники сетевой организации определяют, каким образом и как должна проходить линия электропередачи, также в ПУЭ указано какой тип линии электропередач можно применить в тех или иных условиях.

В условиях нашего времени третьим по важности выступает Земельный кодекс Российской Федерации (ЗК РФ), который вносит свои правила в строительство линии электропередачи [3]. Связано это с тем, что ЗК РФ кодифицированный нормативно-правовой акт, являющийся основным источником земельного права в России. Согласно пункту 1 статьи 2 Земельного кодекса, земельное законодательство в соответствии с Конституцией Российской Федерации находится в совместном ведении Российской Федерации и субъектов Российской Федерации. Земельное законодательство состоит из Земельного кодекса, федеральных законов и принимаемых в соответствии с ними законов субъектов Российской Федерации [3]. Несоблюдение ЗК РФ в проектировании линейных объектов, а именно к таковым относятся все линии электропередач, и их строительстве чревато их сносом и большими штрафами. Известны случаи, где линия

электропередачи, согласно техническому заданию должна быть 50 метров, но из-за статей в ЗК РФ ее приходилось удлинять до 300 метров.

Следующими нормативными документами идут разнообразные СП, СНиПы и РД. Все они в основном дополняют ПУЭ и несут характер безопасности, норм и правил при строительстве и проектировании. В них содержится информация, которая разрешает спорные моменты при строительстве и проектировании. Перечислим ключевые из них:

- СНиП 12-03-2001 – Безопасность труда в строительстве [4];
- СП 256.1325800.2016 – Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа [5];
- СП 76.13330.2016 – Электротехнические устройства [6];
- РД 34.20.178 – Методические указания по расчету электрических нагрузок ВЛ-0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения [7];
- РД 34.11.325-90 - Методические указания по определению погрешности измерения активной электроэнергии при ее производстве и распределении [8];
- РД 34.20.501-95 – Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей (ПТЭСС) [9];
- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок [10].

Последними нормативными документами идут типовые проекты. В них наиболее точно и понятно описываются конкретные опоры, в каких условиях применяется конкретный вид опоры и, соответственно, требуемая арматура. Более важной информацией, содержащейся в таких типовых проектах, является проект производства работ (ППР). В ППР подробно описаны опасные работы. Поэтому ППР необходимо знать не только исполнителям работ, но и проектировочным компаниям, а также и Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, так как бывают проекты, которые противоречат Правилам охраны труда при эксплуатации электроустановок.

Кроме нормативных документов, которые являются общедоступными, существуют еще и документы, которые существуют в пределах отдельных

организаций. Так как в современном мире люди имеют дома много удобств, таких как: водопровод с горячим и холодным водоснабжением, газ, электроэнергия, канализация и отопление, то и владельцы этих коммуникаций тоже существуют и, в основном, это различные средние и большие компании со своими внутренними регламентами и правилами. К таким же коммуникациям также относят дороги общего пользования, так как они тоже находятся в чем-то ведомстве, и они также требуют обслуживания. Поэтому, исходя из статей, которые прописаны в Земельном кодексе Российской Федерации и имеют большую юридическую силу, при их пересечении необходимо получить подпись владельца данной коммуникации. Это очень сильно осложняет процесс проектирования и строительства, ведь сетевые организации в составлении технического задания и технического предложения опираются в 99% на ПУЭ, в котором присутствуют нормы по пересечению абсолютно любой из существующих на данный момент коммуникаций. Опираясь на эту информацию в надежде о беспрепятственном прохождении всех инстанций до постройки того или иного объекта, сетевые организации могут нарушить свои обязанности по исполнению сроков договора, на что в свою очередь заявитель может обратиться в суд. Поэтому внутренние документы организаций, в которых прописано разрешенное расстояние до той или иной коммуникации, являются настоящим барьером для получения подписи в случае пересечения той или иной коммуникации, так как порой расстояние, которое прописано во внутреннем документе, не всегда можно соблюсти.

Вывод по разделу

В первом разделе была рассмотрена модель технического подключения потребителей к распределительным сетям, начиная с момента подачи заявления. Также были рассмотрены этапы, которые проходит техническое подключение для будущей реализации. Были рассмотрены нормативные базы и документы, которые непосредственно регулируют процесс технического подключения, а также его реализацию.

В рамках данного анализа процесса технического подключения и нормативной базы, был выявлен потенциал для определения оптимального местоположения комплектной трансформаторной подстанции для обеспечения наиболее энергосберегающего электроснабжения.

2 Техническое подключение субъектов малого предпринимательства

В соответствии с заданием на проектирование на разработку проектной и рабочей документации по объекту: «Строительство отпайки от опоры ВЛ-10 кВ ПС Дубовый Умет до вновь устанавливаемой КТП 10/0,4 кВ, строительство ВЛ-0,4 кВ до границ земельных участков субъекта малого предпринимательства в с/п Дубовый Умет Волжского района с установкой системы учета», выберем наиболее выгодное положение КТП на местности с учетом минимальных потерь электроэнергии, тем самым выберем наиболее дешевое расположение КТП относительно высокого напряжения – 10 кВ и низкого напряжения – 0,4 кВ, а также рассмотрим варианты с кабельной линией.

Техническое подключение субъектов малого предпринимательства к сетям играет большую роль для экономики Российской Федерации, ведь именно малое предпринимательство в текущее время двигает экономику, предоставляет такие товары и услуги, которые не могут обеспечить большие и крупные компании, малое предпринимательство создает конкуренцию и создает тренды для увеличения спроса. Таким образом, обеспечение субъектов малого предпринимательства электроэнергией в каких-то удаленных местах от городов и в сельской местности, (так как там дешевле организовывать производство), помогает наладить небольшое производство, которое в будущем, может вырасти в целый завод и обеспечить большую выгоду для целой страны и дать новые трудовые места.

2.1 Основные критерии электроснабжения субъектов малого предпринимательства

Подстанция является частью системы электроснабжения, а не самостоятельным объектом. Энергосистема проектируется так, чтобы отвечать параметрам качества и надежности электроснабжения. Выход из

стройка одного компонента в системе часто приводит к тому, что нагрузка, превышающая нормальную, перегружает фидер и снижает качество электроэнергии другим абонентам, так же как аварийные ситуации, поэтому необходимо соблюдать все необходимые требования, указанные в нормативных документах в подразделе 1.1.

Исходя из основных требований к системам электроснабжения, к электроустановкам применяются жесткие требования к качеству электроснабжения. Электроснабжение должно быть надежным и бесперебойным, в сетях с переменным электроснабжением иметь частоту 50 Гц, минимальные потери электроэнергии или обеспечения их отсутствия, а также в зависимости от класса напряжения сопутствующий уровень напряжения.

В сетях 6-10 кВ для субъектов малого предпринимательства ключевой фактор - это потери электроэнергии и стоимость электроустановок, которое им необходимо для обеспечения электроснабжения, так как качество других параметров обеспечивает сетевая организация. Основное оборудование, применяемое в данном классе напряжения, должно быть дешевым, так как это самый обширный класс напряжения в России, следовательно, протяженность электрических сетей этого класса напряжения является наиболее разветвленной и длинной.

Для строительства линий 6-10 кВ используют отечественную продукцию, которая не уступает иностранным аналогам. Основными производителями на территории Российской Федерации и аттестованными к установке крупнейшей в России сетевой компании ПАО «Россети» являются: «Нилед», «ВК» и «МЗВА». В 90% строящихся линий напряжением 10, 6 и 0,4 кВ используется арматура именно этих компаний.

При выборе арматуры необходимо учесть:

а) Что необходимо учесть при строительстве линий электропередач 6-10 кВ и 0,4 кВ:

1) Характеристики пропускной способности;

- 2) Протяженность линии;
- 3) Выбор марки провода и его сечение;
- 4) Количество цепей, конструкцию фазы и тросов;
- 5) Линейную изоляцию;
- 6) Тип опор, схему заходов и подключения линии к комплектной трансформаторной подстанции;
- 7) Защиту от грозových и внутренних перенапряжений;
- 8) В случае строительства новой линии от какой-либо подстанции, распределительных устройств закрытого или наружного исполнения, необходимо обеспечить защиту данной линии от коротких замыканий;

б) Что необходимо учесть для комплектной трансформаторной подстанции 6-10/0,4 кВ:

- 1) Конструкцию самой подстанции;
- 2) Оптимальное расположение;
- 3) Тип фундамента для установки;
- 4) Защиту от грозových и внутренних перенапряжений;
- 5) Контур заземления;
- 6) Защиту от коротких замыканий на высокой стороне напряжения, как правило это плавкие вставки (предохранители), и на низкой стороне напряжения – автоматические выключатели.

2.2 Оборудование используемое для электроснабжения в сетях 6-10 кВ

Для проектирования и строительства линий напряжением 6-10 кВ используются типовые проекты. С помощью типовых проектов легко определять тип опор необходимый для проектирования и строительства, а также количество арматуры необходимой для монтажа провода на опоры. Самый распространенный типовой проект, по которому проектируют линии

6-10 кВ в центральной части России, является: «Одноцепные железобетонные опоры ВЛ 6-20 кВ с защищенными проводами с линейной арматурой ООО НИЛЕД-ТД» Шифр 27.0002 одобренный ОАО РАО «ЕЭС России», но также существует и множество других типовых проектов, по которым проектируются и строятся линии электропередач 6-10 кВ.

При большом многообразии типовых проектов и производителей арматуры для воздушных линий 6-10 кВ у одних и тех же элементов опоры могут быть совершенно разные названия. Связано это с тем, что производители арматуры не могут называть свою продукцию одинаково, но опора любого типа состоит из определенных элементов, необходимых для монтажа на нее провода.

Основные опоры используемые для электроснабжения из типового проекта 27.0002: промежуточная опора (рисунок 3), анкерная опора (рисунок 4), угловая анкерная опора (рисунок 5), также вместе с чертежом опоры указывается в таблице ее спецификация, что позволяет очень быстро считать необходимое количество материалов для строительства линии.

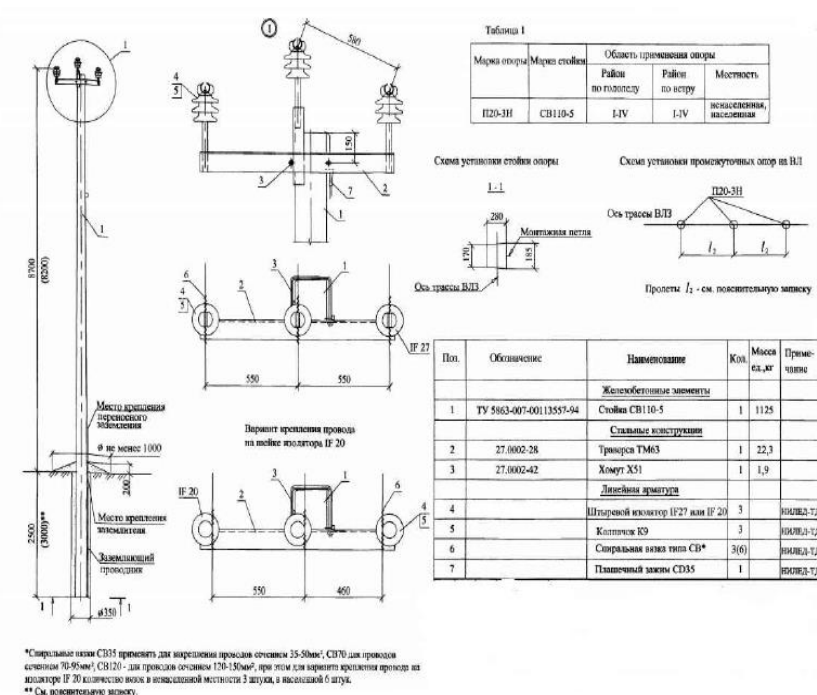
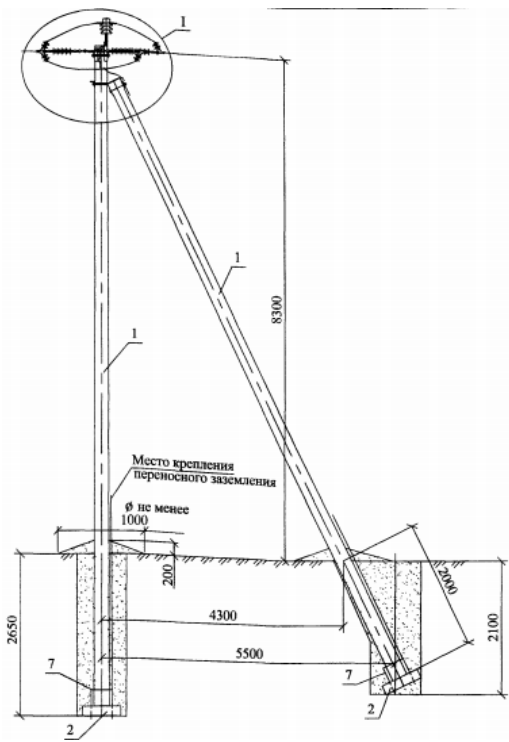
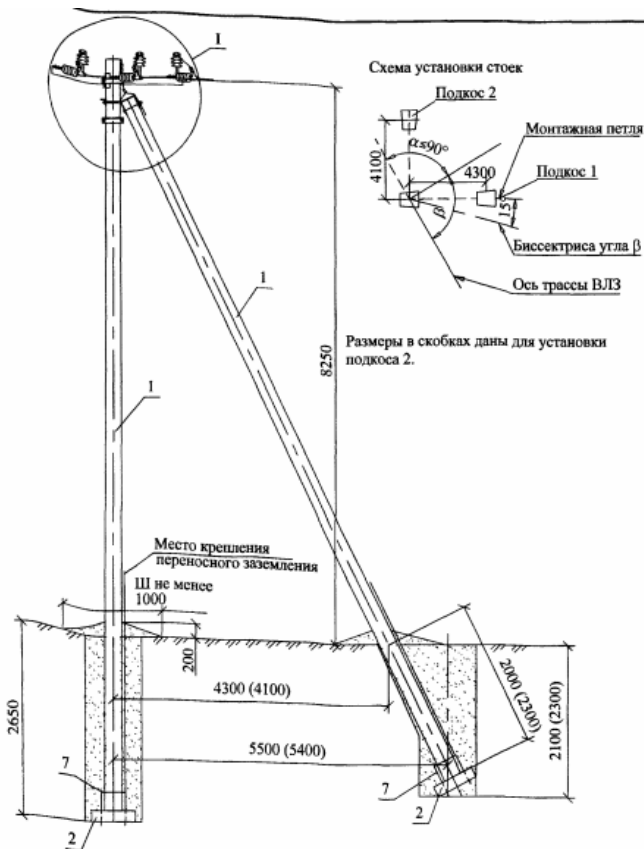


Рисунок 3- Промежуточная опора П20-3Н



Поз.	Обозначение	Наименование	Код.	Масса ед., кг
Железобетонные элементы				
1	ТУ 5863-007-00113557-94	Стойка СВ110-5	2	1125
Стальные конструкции				
2	27.0002-45	Плита П-3и	2	110
3	27.0002-41	Крепление подкоса У52	1	7,1
4	27.0002-30	Траверса ТМ65	1	18,8
5	27.0002-31	Траверса ТМ66	1	6,7
6	27.0002-43	Заземляющий проводник ЗП1	1,0м	
7	27.0002-44	Стяжка Г1	2	5,85
Стандартные изделия				
8	ГОСТ 7798-70	Болт М20х260**	2	0,71
9	ГОСТ 5915-70	Гайка М20	3	0,063
Линейная арматура				
10		Штыревой изолятор ИФ27 или ИФ20	1	
11		Колпачок К9	1	
12		Спиральная вязка СВ*	2	
13		Подвесной изолятор SML 70/20Г	6	
14		Анкерный зажим РАЗ***	6	
15		Плащечный зажим CD35	3	

Рисунок 4 – Анкерная (концевая) опора А20-3Н



Поз.	Обозначение	Наименование	Код.	Масса ед., кг
Железобетонные элементы				
1	ТУ 5863-007-00113557-94	Стойка СВ110-5	3	1125
Стальные конструкции				
2	27.0002-45	Плита П-3и	3	110
3	27.0002-41	Крепление подкоса У52	2	7,1
4	27.0002-33	Траверса ТМ68	1	33,0
5	27.0002-32	Траверса ТМ67	1	3,9
6	27.0002-43	Заземляющий проводник ЗП1	1,5м	
7	27.0002-44	Стяжка Г1	3	5,85
Стандартные изделия				
8	ГОСТ 7798-70	Болт М20х260**	2	0,71
9	ГОСТ 5915-70	Гайка М20	4	0,063
Линейная арматура				
10		Штыревой изолятор ИФ27 или ИФ20	3	
11		Колпачок К 9	3	
12		Спиральная вязка СВ*	6	
13		Подвесной изолятор SML 70/20Г	6	
14		Анкерный зажим РАЗ***	6	
15		Плащечный зажим CD35	3	

Рисунок 5 – Угловая анкерная опора УА 20-3Н

В зависимости от способа подвески проводов опоры воздушных линий делятся на две основные группы:

- а) промежуточные опоры;
- б) опоры анкерного типа.

В соответствии с требованиями ПУЭ пересечения некоторых инженерных сооружений, например: железных дорог общего пользования, необходимо выполнять на опорах анкерного типа. На углах поворота линии устанавливаются угловые опоры, на которых провода могут быть подвешены в поддерживающих или натяжных зажимах. Таким образом, две основные группы опор - промежуточные и анкерные - разбиваются на типы, имеющие специальное назначение [11].

Расстояние между опорами воздушных линий электропередачи называется пролетом, а расстояние между опорами анкерного типа — анкероанным участком (рисунок 6).

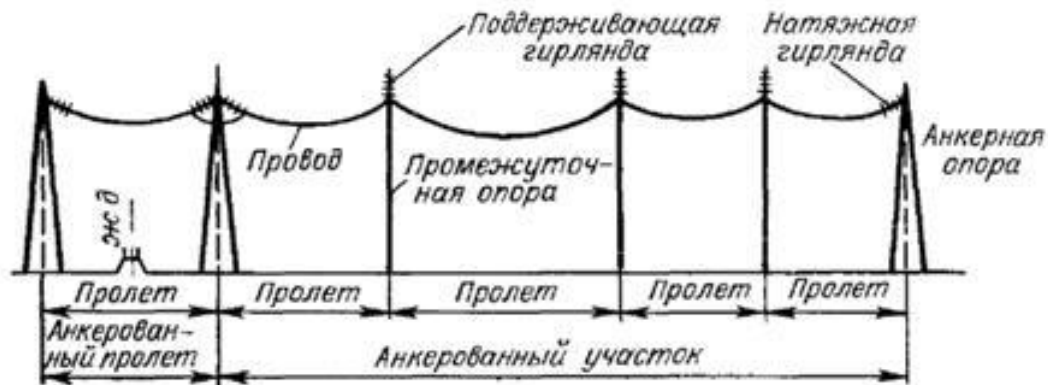


Рисунок 6 - Схема анкероанного участка воздушной линии

Промежуточные прямые опоры устанавливаются на прямых участках линии. На промежуточных опорах со штыревыми изоляторами закрепление проводов производится проволочной вязкой. Промежуточные опоры воспринимают горизонтальные нагрузки от давления ветра на провода и на

опору и вертикальные — от веса проводов, изоляторов и собственного веса опоры [11].

При необорванных проводах и тросах промежуточные опоры, как правило, не воспринимают горизонтальной нагрузки от тяжения проводов и тросов в направлении линии и поэтому могут быть выполнены более легкой конструкции, чем опоры других типов, например концевые, воспринимающие тяжение проводов и тросов. Однако для обеспечения надежной работы линии промежуточные опоры должны выдерживать некоторые нагрузки в направлении линии [11].

Промежуточные угловые опоры устанавливаются на углах поворота линии. Помимо нагрузок, действующих на промежуточные прямые опоры, промежуточные и анкерные угловые опоры воспринимают также нагрузки от поперечных составляющих тяжения проводов и тросов.

При углах поворота линии электропередачи более 20° вес промежуточных угловых опор значительно возрастает. Поэтому промежуточные угловые опоры применяются для углов до $10 - 20^\circ$. При больших углах поворота устанавливаются анкерные угловые опоры [11].

Анкерные опоры. На линиях с подвесными изоляторами провода закрепляются в зажимах натяжных гирлянд. Эти гирлянды являются как бы продолжением провода и передают его тяжение на опору. На линиях со штыревыми изоляторами провода закрепляются на анкерных опорах усиленной вязкой или специальными зажимами, обеспечивающими передачу полного тяжения провода на опору через штыревые изоляторы [11].

При установке анкерных опор на прямых участках трассы и подвеске проводов с обеих сторон от опоры с одинаковыми тяжениями горизонтальные продольные нагрузки от проводов уравниваются, и анкерная опора работает так же, как и промежуточная, т. е. воспринимает только горизонтальные поперечные и вертикальные нагрузки.

В случае необходимости провода с одной и с другой стороны от анкерной опоры можно натягивать с различным тяжением, тогда анкерная

опора будет воспринимать разность тяжения проводов. В этом случае, кроме горизонтальных поперечных и вертикальных нагрузок, на опору будет также воздействовать горизонтальная продольная нагрузка. При установке анкерных опор на углах (в точках поворота линии) анкерные угловые опоры воспринимают нагрузку также от поперечных составляющих тяжения проводов и тросов [11].

Помимо опор для строительства линий 6-10 кВ необходимо устанавливать дополнительную арматуру необходимую по ПУЭ, что также указывается в задании на проектирование, которая сделает линию более защищенной. К такой арматуре относят разрядник длинно-искровой петлевого типа (РДИП) и ограничитель перенапряжений (ОПН).

Также для производства работ на линии и ее обслуживания, согласно Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, необходимо обеспечить видимый разрыв со всех сторон, откуда может быть подано напряжение, и для этого необходимо установить разъединители в ее начале и конце перед комплектной трансформаторной подстанцией для обслуживания самой КТП.

Разрядники используют на территории нашей страны. Они эффективны и имеют долгую работоспособность. Длинно-искровые разрядники петлевого типа (рисунок 7) используются в целях грозозащиты на высоковольтных линиях, при этом их провода являются голыми. У разрядников имеются неоспоримые преимущества, они устраняют пережог проводов, эффективно препятствуют отключению высоковольтных линий. Они помогают устранять последствия, вызванные грозowymi перекрытиями. В такие моменты воздушные линии не получают повреждения, станции тоже находятся в безопасности.

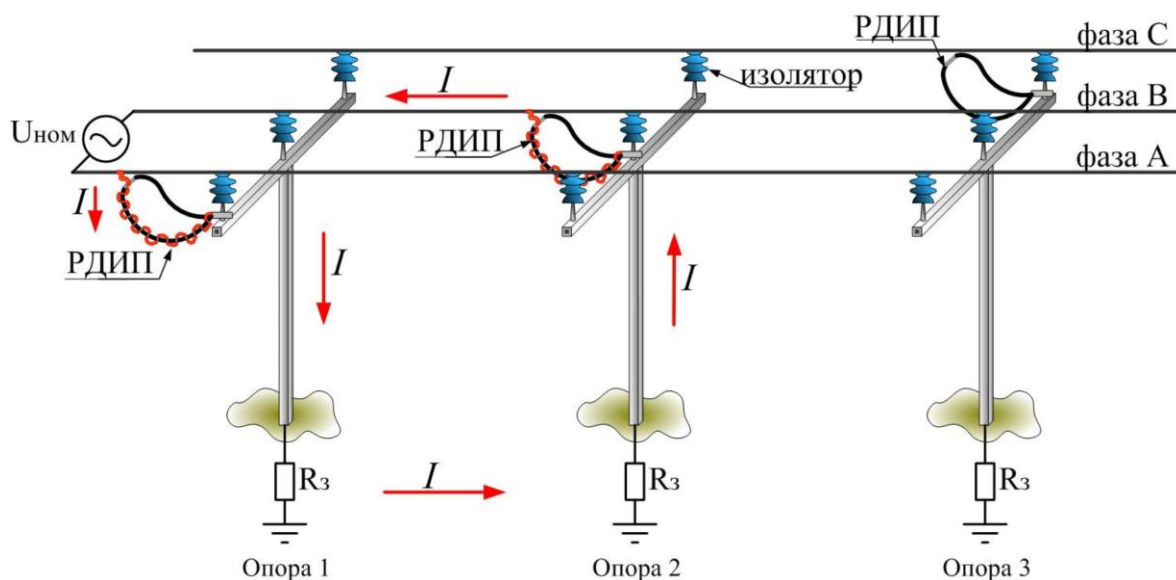


Рисунок 7 – Разрядник длинно-искровой петлевого типа.

Следующим преимуществом является их экономность. Ресурс срабатывания выключателей значительно минимизируется, а при грозе электрические сети также находятся под их защитой и не получают перенапряжение. Сами разрядники не могут быть разрушены во время удара молнии и замыканиям. Устройства не требуют специального обслуживания, так как не находятся под воздействием действующего напряжения. В специальных требованиях по уменьшению заземления опор не нуждаются. Монтаж разрядника РДИП должен происходить корректно и по всем необходимым требованиям, именно тогда будет исключено возникновение одновременного перекрытия сразу двух фаз одной опоры, а также предотвращено короткое замыкание между фазами. Монтаж разрядника происходит по одному устройству с каждой стороны опоры, при этом обязательно чередовать фазы (рисунок 7).

Ограничители перенапряжения предназначены для защиты электроприборов и оборудования от воздействия высоковольтных импульсов напряжения [12]. Благодаря простоте конструкции и надежности, они нашли широкое применение в области энергоснабжения. Данные устройства защиты пришли на смену устаревшим, весьма громоздким вентильным разрядникам.

В отличие от предшественников, принцип действия ограничителя заключается не в использовании искровых промежутков. В качестве главного рабочего элемента в ОПН используются нелинейные резисторы, выполненные из материала, основу которого составляет окись цинка (рисунок 8).

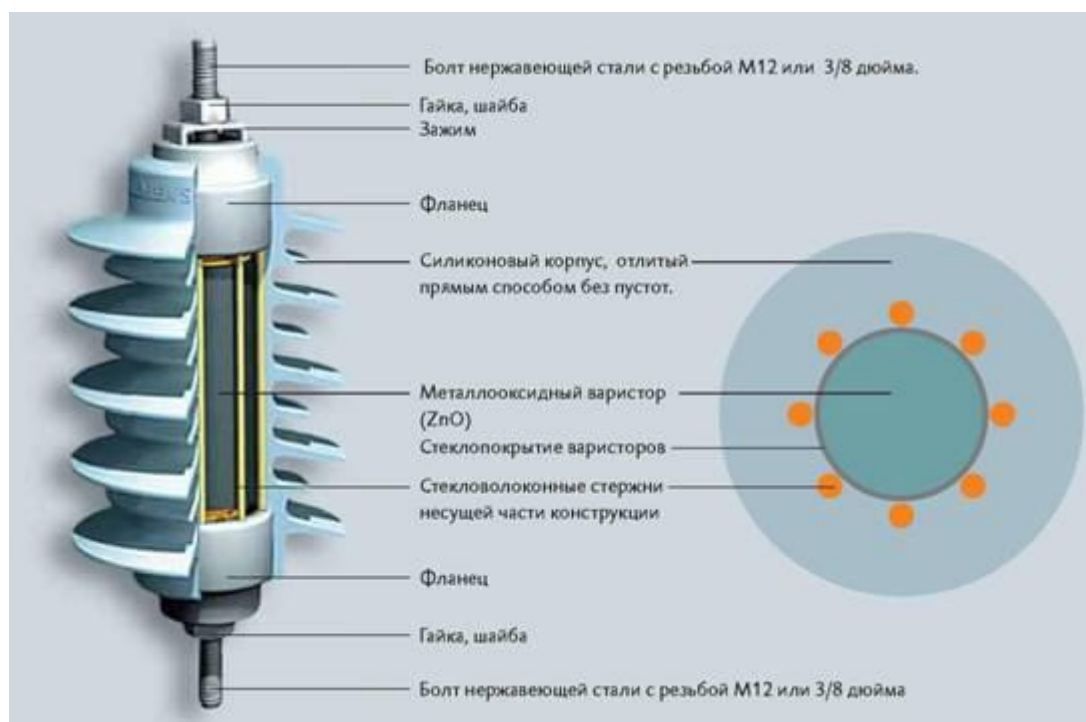


Рисунок 8 – Внешний вид и устройство ОПН.

Первичным и основным элементом, из чего состоит ограничитель перенапряжения, служит варистор, выполняющий роль нелинейного переменного резистора. Конструктивно ограничители перенапряжения состоят из варисторов, размещенных в корпусе, изготовленном из фарфора или высокопрочного полимера. Конструкция ограничителя выполнена с учетом условий, обеспечивающих взрывобезопасность, в случае возникновения токов короткого замыкания. В зависимости от назначения и места установки ограничители перенапряжения могут быть исполнены в различных вариантах. Для ограничителей, используемых для защиты линий электропередач и оборудования промышленных объектов, на крышке

корпуса предусмотрен контактный болт для подключения к сети, в комплект ограничителей перенапряжения входит изолированная от контакта с землей плита основания. В основном, ограничители перенапряжения принято устанавливать на секции шин, а также перед силовыми трансформаторами, таким образом, получается, что ограничители перенапряжения защищают от перенапряжений линию в ее начале и конце.

Разъединитель – это коммутационный аппарат, предназначенный для создания видимого разрыва линии, либо отключаемого участка подстанции, для проведения работ или обслуживания оборудования, разъединителем разрешается оперировать только под напряжением, но без нагрузки. Связано это с тем, что под нагрузкой оперировать им опасно, в связи с дугой, которая может возникнуть при оперативных переключениях, что в свою очередь может перекрыть изоляцию и перейти на заземленные рычаги управления, за которые держится работник, уполномоченный для этих переключений. Также при операциях под нагрузкой подвижные ножи (контакты) могут оплавиться и повредить работника, а сам разъединитель придет в негодность.

Разъединители отличаются по месту установки и исполнению. Место установки может быть внутренним или же наружным. Внутренние устанавливают внутри закрытых распределительных устройств, а наружные устанавливают на улице [13]. Существует три вида исполнения разъединителя: однополюсный, трехполюсный и трехполюсный с заземляющими ножами. Зависит исполнение от класса напряжения, так как разъединители устанавливают во всех классах напряжения, начиная с 0,4 кВ до 750 кВ.

Самый распространенный разъединитель для линий 6-10 кВ является РЛНД. 1-10/400 (рисунок 9).

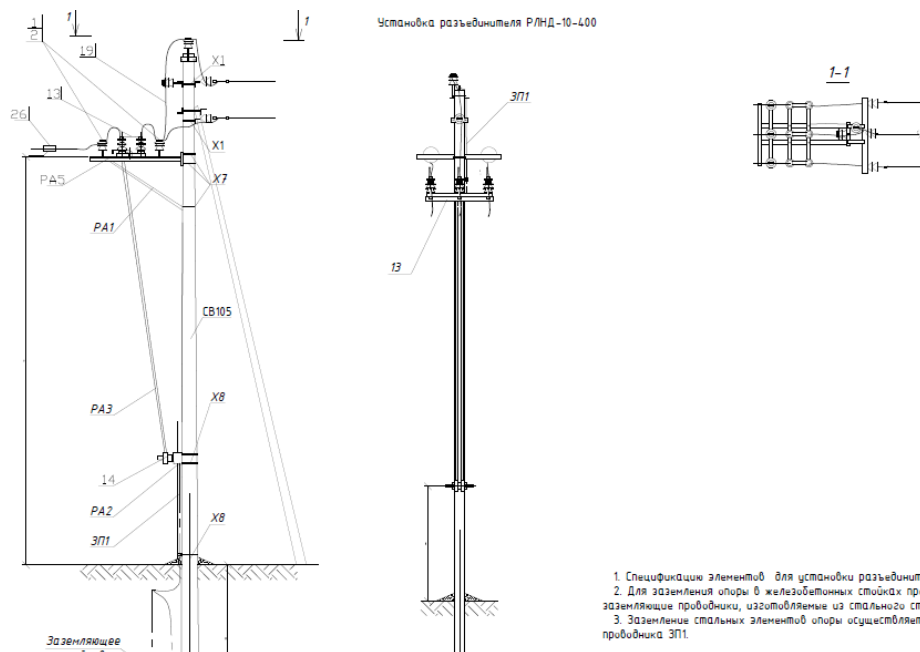


Рисунок 9 – Разъединитель РЛНД.1-10/400

Данный разъединитель имеет ряд преимуществ: дешевый, простота конструкции, возможность замены отдельно от привода, износостойкий.

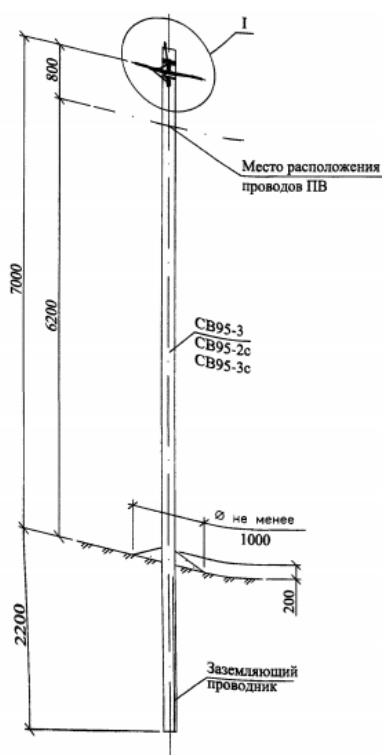
2.3 Оборудование используемое для электроснабжения в сетях 0,4 кВ

Для класса напряжения 0,4 кВ используется арматура и железобетонные стойки, которые не применимы для линий 6-10 кВ, так как для более высокого класса напряжения необходимо большее расстояние между проводниками и заземлителями. Также в ПУЭ указано точное минимальное расстояние до земли от проводников в населенной местности и ненаселенной местности для ВЛ-0,4 кВ составляет не менее 6 метров, а для ВЛ 6-10 кВ 7 и 6 метров соответственно.

Также после появления самонесущего изолированного провода (СИП), появилась возможность тянуть все фазы в одном пучке, что значительно упростило конструкцию сетей данного класса напряжения.

Для класса 0,4 кВ существуют свои типовые проекты, по которым проектируют и строят линии. Один из таких типовых проектов, который также является основным в данном классе напряжения это: «Одноцепные, двухцепные и переходные железобетонные опоры ВЛИ 0,4 кВ с СИП-2 и линейной арматурой ООО НИЛЕД» шифр 25.0017, также одобренный ОАО РАО «ЕЭС России».

В связи с более простым конструктивом сетей 0,4 кВ их проектирование и строительство проще и дешевле. Как и в сетях 6-10 кВ построение ВЛ 0,4 кВ также осуществляется в основном тремя опорами. Основные опоры используемые для электроснабжения из типового проекта 25.0017: промежуточная опора (рисунок 10), анкерная опора (рисунок 11), угловая анкерная опора (рисунок 12), также вместе с чертежом опоры указывается в таблице ее спецификация, что позволяет очень быстро посчитать необходимое количество материалов для строительства линии.



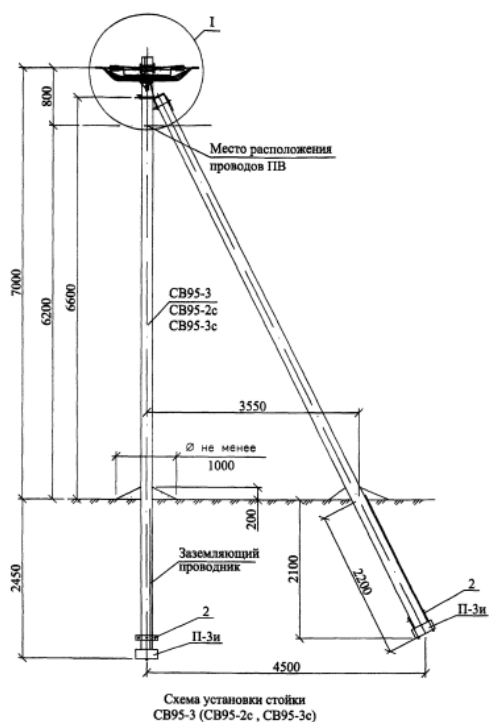
Марка поз.	Наименование обозначение	Кол. на опору при ответвлении						Масса ед., кг	Примечание
		без отв.	в одну сторону			в две стороны			
			2	4	2x2	2	4	2x2	
Железобетонные элементы									
СВ95*	Стойка СВ95 см. проект шифр 20.0139	1	1			1			900
Стальные конструкции									
1	Заземляющий проводник ЗП6 см. 25.0017-43	0,3	0,65			1,2			0,5 м
Линейная арматура									
2	Металлическая лента 20x0,7x1000 мм F207	2	3			4			0,078
3	Скрепа NC20	2	3			4			0,01
4	Комплект промежуточной подвески ES 1500 E	1	1			1			0,65
5	Кронштейн анкерный СА 16**	-	1	1	2	2	2	4	0,1
6	Натяжной зажим DN 123 для СИП 2x16 - 2x25	-	1	-	2	2	-	4	0,11
	Натяжной зажим DN123 для СИП 4x16 - 4x25	-	-	1	-	-	2	-	0,11
	Натяжной зажим PA1500 для СИП 3x35+1x54,6; 3x50+1x54,6; 3x70+1x54,6	-	-	1	-	-	2	-	0,46
7	Зажим P 645 для ответвления жилы СИП сечением 16, 25 и 35 мм ²	-	2	4	4	4	8	8	0,125
	Зажим P 70 для ответвления жилы СИП сечением 50 и 70 мм ²	-							0,18
8	Зажим P 72 для ЗП6	1	1			1			0,1
9	Плавильный зажим CD35	1	1			1			0,13
10	Стяжной хомут E778, для фазных жил сечением больше 70 мм ² E260	2	3	3	4	4	4	6	0,015

* Область применения стоек СВ95-3, СВ95-3с и СВ95-2с см. ПЗ.

** При использовании натяжного зажима PA 1500 и для ответвления 2x2, кронштейн СА 16 следует заменить на кронштейн CS 10.3 с добавлением скрепы поз. 3 и одного метра металлической ленты поз. 2.

1. Комплект промежуточной подвески ES 1500 E устанавливается на "флажок" верхнего заземляющего проводника стойки, а кронштейны СА16 должны устанавливаться на "флажки".

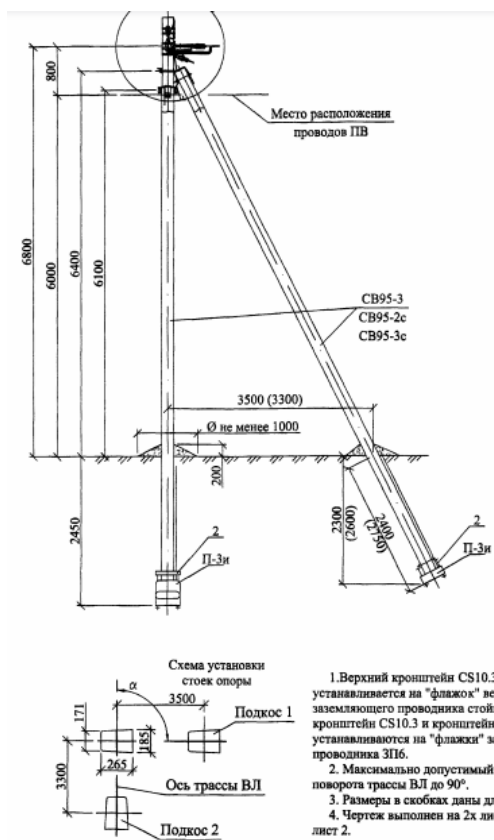
Рисунок 10 – Промежуточная опора П23



Марка поз.	Наименование обозначение	Кол. на опору при ответвлении						Масса ед., кг	Примечание
		без отв.			в две стороны				
		2	4	2x2	2	4	2x2		
Железобетонные элементы									
СВ95*	Стойка СВ95 см. проект шифр 20.0139	2	2		2			900	
П-3и**	Опорно-анкерная плита П-3и см. 25.0017-31	2	2		2			110	
Стальные конструкции									
1	Кронштейн У4 см. 25.0017-36	1	1		1			6,8	
2	Стяжка Г11 см. 25.0017-34	2	2		2			7,7	
3	Заземляющий проводник ЗП6 см. 25.0017-43	0,65	0,65		1,2			0,5	м
Линейная арматура									
4	Металлическая лента 20x0,7x1000 мм F207	2	3		4			0,078	
5	Скрепка NC20	2	3		4			0,02	
6	Анкерный кронштейн CS10.3	2	2		2			0,3	
7	Анкерный кронштейн СА 16***	-	1	1	2	2	2	4	0,1
8	Натяжной зажим РА1500 для СИП с сечением нулевой жилы 50-70 мм²	2	2		2			0,46	
	Натяжной зажим РА2200 для СИП с сечением нулевой жилы 95 мм²							0,58	
9	Натяжной зажим DN 123 для СИП 2x16 - 2x25	-	1	-	2	2	-	4	0,11
	Натяжной зажим DN123 для СИП 4x16 - 4x25							0,11	
	Натяжной зажим РА1500 для СИП 3x35+1x54,6; 3x50+1x54,6; 3x70+1x54,6	-	-	1	-	-	2	-	0,46
10	Зажим Р 645 для ответвления жилы СИП сечением 16, 25 и 35 мм²	-	2	4	4	4	8	8	0,125
	Зажим Р 70 для ответвления жилы СИП сечением 50 и 70 мм²	-	2	4	4	4	8	8	0,18
11	Зажим Р 72 для ЗП6	1	1		1			0,1	
12	Зажим Р70 для фазных жил СИП ****	4	4		4			0,1	
13	Зажим Р70 для нулевой жилы СИП ****	1	1		1			0,1	
14	Плоскочный зажим CD35	2	3		3			0,13	
15	Стальной хомут Е778, для фазных жил сечением больше 70 мм² E260	2	3	3	4	4	4	6	0,015

* Область применения стоек СВ 95-3, СВ95-3с и СВ 95-2с см. ПЗ.
 ** Применение плиты П-3и см. ПЗ.
 *** При использовании натяжного зажима РА 1500 поз. 9 и для ответвления 2x2, кронштейн СА 16 следует заменить на кронштейн CS 10.3 с добавлением скрепы поз. 5 и одного метра металлической ленты поз. 4.
 **** Зажимы поз. 12 и 13 устанавливаются в случае разрезания провода на опоре.

Рисунок 11 – Анкерная (концевая) опора А23



Марка поз.	Наименование обозначение	Кол. на опору при ответвлении						Масса ед., кг	Примечание
		без отв.			в две стороны				
		2	4	2x2	2	4	2x2		
Железобетонные элементы									
СВ95*	Стойка СВ95 см. проект шифр 20.0139	3	3		3			900	
П-3и**	Опорно-анкерная плита П-3и см. 25.0017-31	3	3		3			110	
Стальные конструкции									
1	Кронштейн У4 см. 25.0017-36	2	2		2			6,8	
2	Стяжка Г11 см. 25.0017-34	3	3		3			7,7	
3	Заземляющий проводник ЗП6 см. 25.0017-43	1,0	2,0		2,0			0,5	м
Линейная арматура									
4	Металлическая лента 20x0,7x1000 мм F207	4	5		6			0,078	
5	Скрепка NC20	4	5		6			0,02	
6	Анкерный кронштейн CS10.3	2	2		2			0,3	
7	Анкерный кронштейн СА 16***	-	1	1	2	2	2	4	0,1
8	Натяжной зажим РА1500 для СИП с сечением нулевой жилы 50-70 мм²	2	2		2			0,46	
	Натяжной зажим РА2200 для СИП с сечением нулевой жилы 95 мм²							0,58	
9	Натяжной зажим DN 123 для СИП 2x16 - 2x25	-	1	-	2	2	-	4	0,11
	Натяжной зажим DN123 для СИП 4x16 - 4x25							0,11	
	Натяжной зажим РА1500 для СИП 3x35+1x54,6; 3x50+1x54,6; 3x70+1x54,6	-	-	1	-	-	2	-	0,46
10	Зажим Р 645 для ответвления жилы СИП сечением 16, 25 и 35 мм²	-	2	4	4	4	8	8	0,125
	Зажим Р 70 для ответвления жилы СИП сечением 50 и 70 мм²	-	2	4	4	4	8	8	0,18
11	Зажим Р 72 для ЗП6	1	1		1			0,1	
12	Зажим Р70 для фазных жил СИП ****	4	4		4			0,18	
13	Зажим Р70 для нулевой жилы СИП ****	1	1		1			0,18	
14	Плоскочный зажим CD35	2	3		3			0,13	
15	Стальной хомут Е778, для фазных жил сечением больше 70 мм² E260	2	3	3	4	4	4	6	0,015

* Область применения стоек СВ 95-3, СВ 95-2с и СВ 95-3с см. ПЗ.
 ** Необходимость установки плит см. ПЗ.
 *** При использовании натяжного зажима РА 1500 поз. 9 и для ответвления 2x2, кронштейн СА 16 следует заменить на кронштейн CS 10.3 с добавлением скрепы поз. 5 и одного метра металлической ленты поз. 4.
 **** Зажимы поз. 12 и 13 устанавливаются в случае разрезания провода на опоре.

25.0017-12					
Одноцепные, двухцепные и переходные железобетонные опоры ВЛИ с линейной арматурой ООО "НИЛЕД"					
Изм.	Кол. уч.	Лист	Изм.	Лист	Лист
Гипр	Удмурт	2/2	2/2	2/2	2/2
Н. выпр.	Амелина	2/2	2/2	2/2	2/2
Проект	Горюхино	2/2	2/2	2/2	2/2
Разраб.	Иванов	2/2	2/2	2/2	2/2
Угловая анкерная одноцепная опора УА23					Страна: Россия
Общий вид					Раздел: Т
Схема установки стойки					АОО "РОСЭП"

Рисунок 12 – Угловая анкерная опора УА23

2.4 Задание на проектирование и разработку технического подключения субъекта малого предпринимательства

В соответствии с заданием на проектирование на разработку проектной и рабочей документации по объекту: «Строительство отпайки от опоры ВЛ-10 кВ ПС Дубовый Умет до вновь устанавливаемой КТП 10/0,4 кВ, строительство ВЛ-0,4 кВ до границ земельных участков субъекта малого предпринимательства в с/п Дубовый Умет Волжского района с установкой системы учета».

Согласно заданию на проектирование:

- земельные участки заявителя расположены в сельском поселении Дубовый Умет Волжского района Самарской области;

- суммарная подключаемая мощность с трех участков производства 150 кВт, по 50 кВт на каждый участок производства;

- количество цепей ВЛ-10 кВ и ВЛ-0,4 кВ должно быть по одной;

- район по ветру III, скорость ветра 32 м/с с повторяемостью 1 раз в 25 лет;

- район по гололеду III, толщина стенки гололеда 20 мм с повторяемостью 1 раз в 25 лет;

- район по количеству грозных часов в году 60-80 часов;

- КТПК 10/0,4 кВ (комплектная трансформаторная подстанция киоскового типа) в габарите до 250 кВА;

- установка двух приборов учета в КТП трансформаторного включения.

Расположение проектируемого участка указано на ситуационном плане (рисунок 13), на котором указана ориентировочная длина проектируемого участка, указана опора отпайки, а также участки, к которым необходимо по техническому заданию подвести электроэнергию.

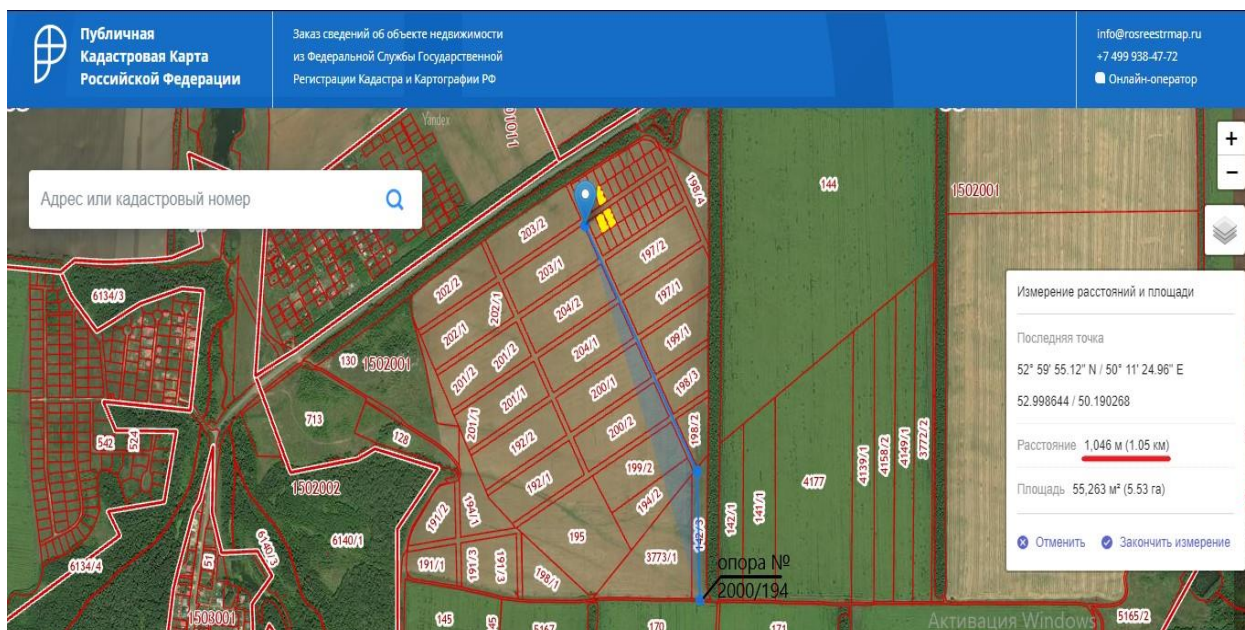


Рисунок 13 – Ситуационный план электроснабжения субъекта малого предпринимательства

Также ситуационный план (рисунок 13) выполнен на «Публичной Кадастровой карте Российской Федерации», которая помогает определить местонахождения коммуникаций, проложенных и зарегистрированных на данной местности. Но самое главное кадастровая карта помогает с точностью сказать, есть ли на предполагаемой план трассы прохождения линии собственники земли [14]. Очень важно знать при проектировании и строительстве, располагается ли объект на территории других собственников земли, потому что без согласия и письменного согласования собственника земли по которой проходит тот или иной объект, согласно Земельному кодексу Российской Федерации, нахождение его на той территории невозможно. В данном случае предполагаемая линия электропередач не заходит на чужие участки, а также в сельском поселении Дубовый Умет отсутствуют зарегистрированные коммуникации.

2.5 Выбор оборудования для электроснабжения субъекта малого предпринимательства по высокой стороне 10 кВ

Типовой проект по которому будут проектироваться линия 10 кВ будет Шифр 27.0002 «Одноцепные железобетонные опоры ВЛ 6-20 кВ с защищенными проводами с линейной арматурой ООО НИЛЕД-ТД» одобренный ОАО РАО «ЕЭС России». Указанные в типовом проекте опоры полностью состоят из комплектующих отечественного производства, что обеспечит наилучшее качество и низкую цену всему проекту. Также провод используемый на опорах из типового проекта 27.0002 это СИП-3, так как по ПУЭ пункт 2.5 линии до 35 кВ должны выполняться защищенным проводом, что также удовлетворяет условиям ПУЭ. Использование защищенного провода позволит увеличить безопасность для обычных граждан, поскольку при падении такого провода на землю из-за плохой погоды или облома крепления изолятора, не приведет к образованию тока растекания, поскольку СИП-3 имеет изоляцию из светостабилизированного сшитого полиэтилена.

Провод используемый для электроснабжения будет СИП-3 с сечением $1 \times 50 \text{ мм}^2$, номинальный ток способный выдержать этот провод составляет 195 А, также допустимый ток односекундного короткого замыкания способный выдержать этот провод составляет 4,3 кА (килоампер).

В соответствии с техническими условиями, выданными Волжским ПО (производственным отделением) филиал ПАО «МРСК Волги», предусматривается прокладка воздушной линии 10 кВ от существующей опоры №2000/194 ВЛ-10 кВ. Проверим расчетный ток в проводе СИП-3с сечением $1 \times 50 \text{ мм}^2$ при подключении 150 кВт:

$$I_p = \frac{P_{\text{макс}}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi}, \quad (1)$$

где I_p – расчетный ток в проводе, А;

$P_{\text{макс}}$ – максимальная подключаемая мощность, кВт;

U_n – номинальное напряжение, кВ;

$\cos\varphi$ – коэффициент активной мощности.

$$I_p = \frac{150}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,94} = 9,22 \text{ А} \quad (2.1)$$

Расчетный ток при подключаемой мощности будет равен 9,22 А, что значительно меньше номинального тока провода СИП-3с сечением 1x50 мм² [15]. Это означает, что потери в проводе будут минимальными из-за отсутствия нагрева. Также это первая линия, которая заходит в сельское поселение Дубовый Умет, то в будущем при развитии и по мере заселения данного сельского поселения, будет образовываться все больше потребителей, следовательно, возрастет общая мощность, потребляемая сельским поселением, а с ростом мощности и ток в линии. Использование провода СИП-3 с сечением 1x50 мм² залог на будущее, в котором не потребуются заменять данный провод на провод с большим сечением.

Для создания видимого разрыва линии, а также для снятия с нее напряжения будет использован разъединитель РЛНД 1-10/400 УХЛ1 с приводом ПРНЗ-10.

В качестве грозозащиты и перенапряжений будут использованы ОПН-П-10/12/10/550 УХЛ1.

КТП будет киоскового типа с мощностью трансформатора в 160 кВА, согласно заданию на проектирование, также габарит КТП будет до 250 кВА (рисунок 14), что позволит сетевой компании заменить только трансформатор при необходимости увеличения мощности, а корпус и всю конструкцию оставить прежней. Такое решение является наиболее выгодным и удачным, оно поможет избежать излишней траты на новый корпус для КТП, а также упростит работу по реконструкции, так как сетевой компании достаточно будет заменить трансформатор в 160 кВА на трансформатор в 250 кВА, сфазировать его и испытать.

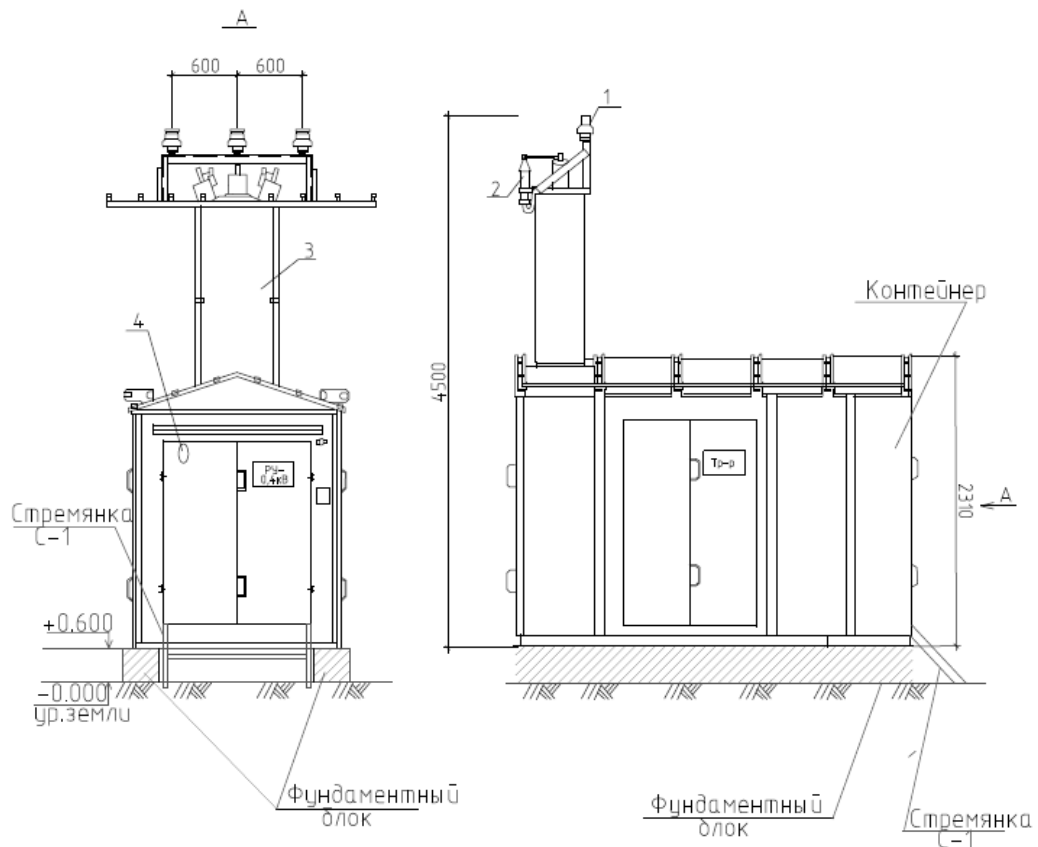


Рисунок 14 – Общий вид и габариты КТПК (типа «киоск») до 250 кВА.

2.6 Выбор оборудования для электроснабжения субъекта малого предпринимательства по низкой стороне 0,4кВ

Типовой проект по которому будет проектироваться линия 0,4 кВ «Одноцепные, двухцепные и переходные железобетонные опоры ВЛИ 0,4 кВ с СИП-2 и линейной арматурой ООО НИЛЕД» шифр 25.0017 одобренный ОАО РАО «ЕЭС России». Указанные в типовом проекте опоры полностью состоят из комплектующих отечественного производства, что обеспечит наилучшее качество и низкую цену всему проекту.

В электроснабжении по стороне 0,4 кВ, согласно типовому проекту 25.0017 используется провод СИП-2. Сечение провода определяется по максимальному расчетному току, а также исходя из расчета падения напряжения в проводе. Рассчитаем максимальный рабочий ток по стороне 0,4 кВ при передаваемой мощности 150 кВт:

$$I_p = \frac{150}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,94} = 230,7 \text{ A} \quad (3.2)$$

Для провода СИП-2 данный рабочий ток будет соответствовать сечению $3 \times 70 + 1 \times 70 \text{ мм}^2$, который, в свою очередь, выдерживает 240 А номинально и 6,5 кА при односекундном коротком замыкании.

Важнейшим фактором энергосбережения являются системы учета [16]. В задании на проектирование указана необходимость их установки с применением новейших технологий. Учет электроэнергии будет осуществляться двумя трехфазными счетчиками трансформаторного включения РИМ 489.18 (рисунок 15) в КТП, а также тремя такими же счетчиками, установленными на опорах перед вводом к участку. Такое количество счетчиков позволит отследить потребление электроэнергии каждым участком, а также исключить кражу электроэнергии [17].



Рисунок 15 – Трехфазный счетчик активной и реактивной мощности РИМ 489.18

Преимущества данного счетчика в том, что он позволяет интегрировать АИИС КУЭ (автоматизированную инновационно-измерительную систему коммерческого учета электроэнергии рисунок 16), оснащен УКН (устройство коммутации нагрузки), имеет высокую устойчивость к механическим, климатическим, а также к электромагнитным воздействиям [18]. Таким образом, наличие данных счетчиков электроэнергии с интегрированной АИИС КУЭ позволит осуществлять учет электроэнергии непосредственно с шин КТП до самого потребителя, а также позволит в случаях неуплаты за услуги электроснабжения, производить отключение электроэнергии у абонентов, не выезжая на место подключения, по средствам АРМ (автоматизированное рабочее место). Также можно отметить, что данный счетчик внесен в Государственный реестр средств измерения России и производится отечественной компанией АО «РиМ».

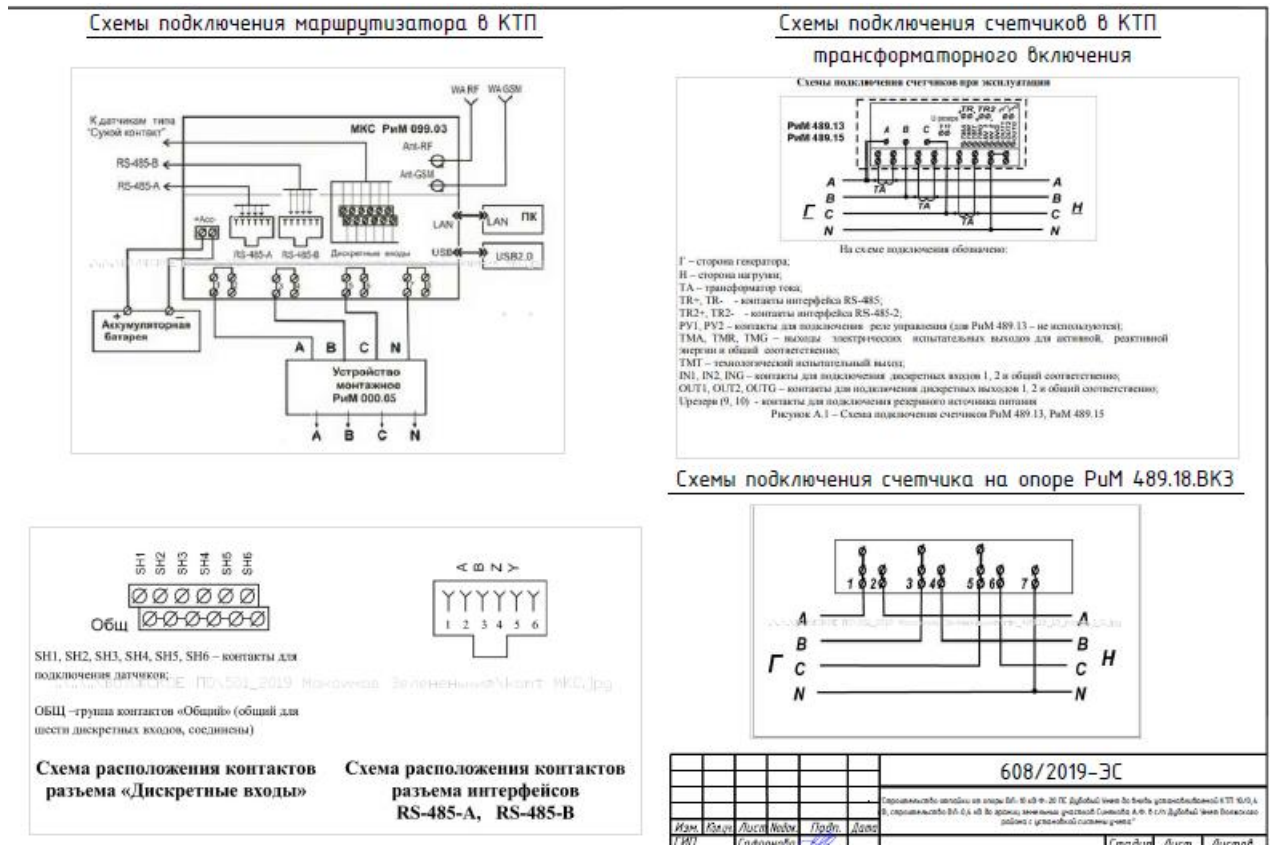


Рисунок 16 – Схемы подключения счетчика РиМ 489.18

2.7 Технологические и конструктивные решения

Для надежного и бесперебойного электроснабжения субъекта малого предпринимательства рекомендуется применить следующие технологические и конструктивные решения.

Установить три разъединителя РЛНД 1-10/400 УХЛ1. Для обеспечения обслуживания проектируемой линии, а также для выполнения аварийных или неотложных работ, необходимо снимать напряжение со всех сторон откуда оно может быть подано, а также для обеспечения видимого разрыва необходимо первый разъединитель установить на отпаечной опоре №2000/194, второй на первой анкерной опоре, третий на последней концевой опоре, непосредственно перед вводом в КТП.

Для обеспечения защиты от перенапряжений проектируемого оборудования необходимо предусмотреть установку ОПН-П-10/12/10/550 УХЛ1 на подъемах с разъединителей в линию (рисунок 9). Данный ОПН поможет защитить оборудование от перенапряжений в линии, напряжение срабатывания составляет 12 кВ.

Также ОПН будут установлены и по низкой стороне 0,4 кВ. ОР 600/28 применяются для СИП-2 и СИП-4 и устанавливаются на каждую фазу. Данный ОПН срабатывает при напряжении 280 В.

Для защиты проводов от разрядов молний необходимо установить на каждой опоре РДИП (рисунок 7).

Для защиты от коротких замыканий на линии в КТП необходимо установить предохранители (ПКТ), которые в случае короткого замыкания расплавятся и не дадут повредить трансформатор. Из формулы 1.1. $I_p = 9,22 \text{ А}$, исходя из этого следует выбрать ПКТ-101-10-16-12,5. Данный предохранитель рассчитан на напряжение 10 кВ и номинальный ток 16 А с током отключения 12,5 кА. Исходя из его время-токовой характеристики (рисунок 17), время отключения (гашения дуги в предохранителе) составит 0,4 секунды при токе короткого замыкания в 100 А. Так как рассчитать ток

короткого замыкания нельзя из-за нехватки данных о самом фидере и неизвестен минимальный и максимальный ток короткого замыкания на шинах Ф-20 ПС 110/35/10 «Дубовый Умет». Но можем предположить, что он будет более 100 А даже в наиболее удаленной точке короткого замыкания Ф-20, из-за того подобные трехобмоточные трансформаторы имеют мощность, как правило более 10000 кВА.

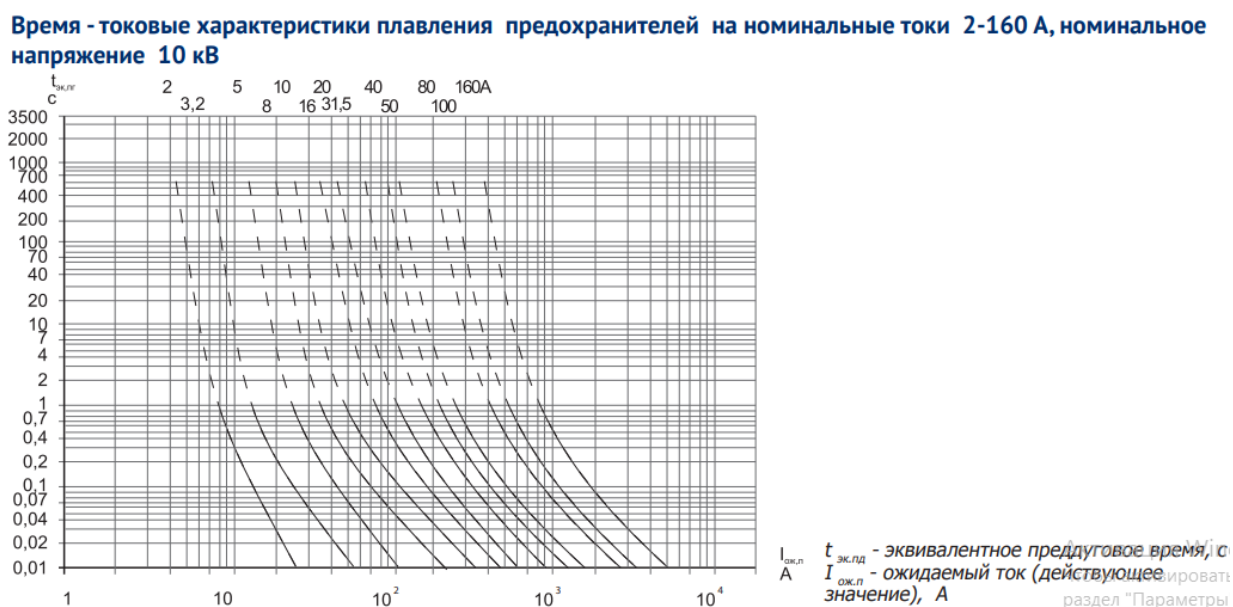


Рисунок 17 – Время–токовая характеристика ПКТ-101-10-16-12,5

Для защиты низкой стороны 0,4 кВ от токов короткого замыкания и токов перегрузки необходимо установить вводной и отходящий автомат в КТП. Наиболее дешевыми и надежными являются автоматы серии ВА 04-36. Из формулы 1.2 $I_p=230,7$ А – это максимальный рабочий ток по низкой стороне 0,4 кВ. Для такого рабочего тока подойдет автомат ВА 04-36 с номиналом 250 А и предельным током отключения 18 кА. Проверим на коммутационную способность данный автомат:

$$I_{\text{кз}} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{тр}}}, \quad (2)$$

где $I_{кз}$ – ток короткого замыкания, А;

U – напряжение в сети, В;

$Z_{тр}$ – сопротивление трансформатора, табличная величина в Ом.

$$I_{кз} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,045} = 5138 \text{ А.} \quad (2.1)$$

Данная величина тока будет в момент короткого замыкания на шинах КТП, а значит это его максимальное значение, которое втроекратно ниже предельного тока автомата [19].

Исходя из всех выше перечисленных решений, принципиальная схема изображена на рисунке 18.

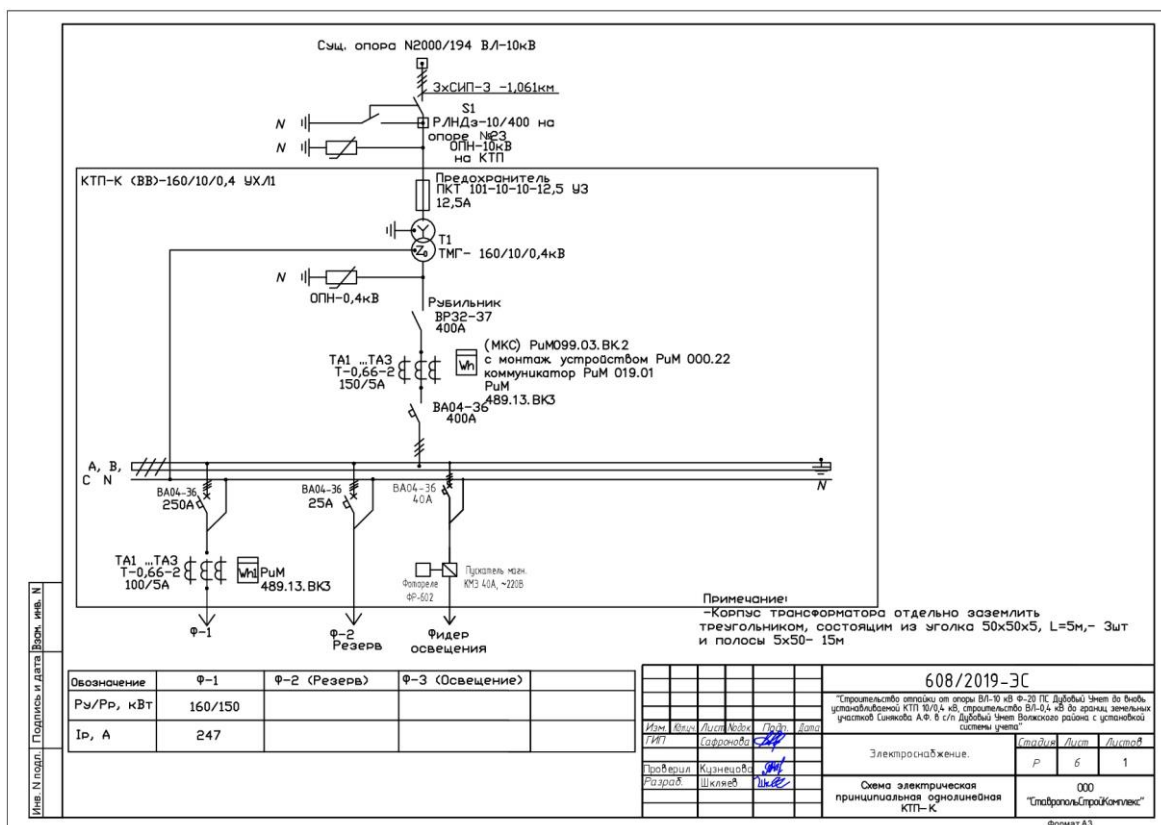


Рисунок 18 - Принципиальная схема КТПК-160/10/0,4 кВ

КТПК необходимо заземлить восемью круглыми заземлителями диаметром 18 мм, соединенных стальной полосой 5х50 мм (рисунок 19).

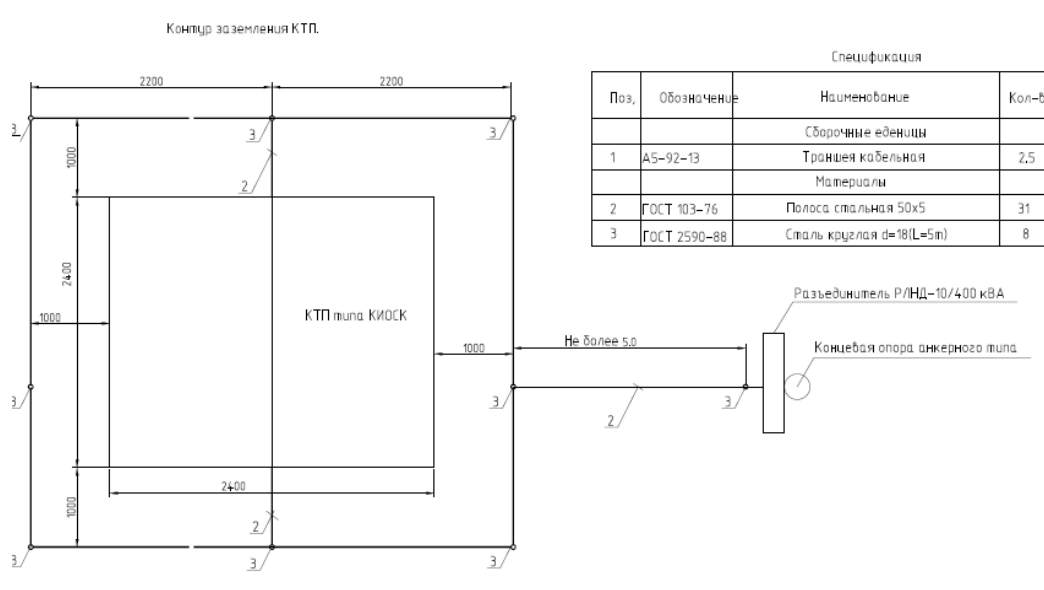


Рисунок 19 – Контур заземления КТП

Также добавлен один резервный автомат ВА04-36 на 25 А для обслуживания данной электроустановки и подключения какого-либо инструмента, еще один автомат ВА04-36 на 40 А с пускателем и фотореле для возможного подключения освещения, а вводным автоматом установить ВА04-36 на 400 А, для перспектив замены трансформатора на 250 кВА.

Нижнюю раму корпуса подстанции в двух точках соединить с наружным контуром заземления [20]. Сопротивление заземляющего контура не должно превышать 4 Ом в любое время года. При превышении допустимых значений сопротивления заземляющего контура, необходимо забить дополнительные круглые заземлители, затем повторно произвести замер контура заземления и составить протокол. Все соединения необходимо выполнить сваркой. Контур заземления КТП соединить с заземлением разъединителя РЛНД 1-10/400, установленного на концевой опоре. Также заземлению подлежат ограничители перенапряжений, нейтраль

трансформатора, корпус трансформатора, а также все другие металлические части, которые могут оказаться под напряжением при повреждении изоляции.

Заземлению также подлежат и опоры 10 кВ и 0,4 кВ (рисунок 20). Для того чтобы обеспечить безопасность персонала, работающего с опорами линий электропередач, необходимо осуществить заземление железобетонных опор. Воздушные линии электропередач, которые установлены на железобетонных опорах, должны иметь заземление арматуры, штырей и крюков фазных проводов. Сопротивление устройства для заземления при этом не должно превышать значение в 50 Ом.

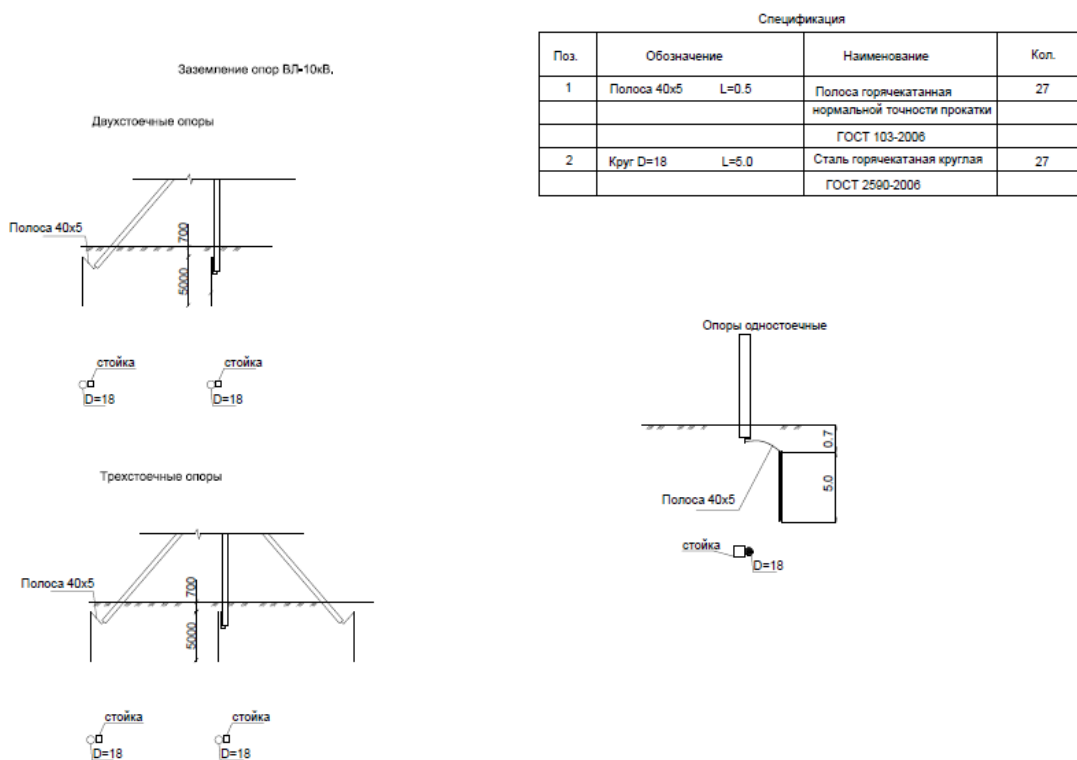


Рисунок 20 – Заземление железобетонных опор

Разница в заземлении опор 10 кВ и опор 0,4 кВ в диаметре круга и ширине полосы. Для заземления опоры 10 кВ требуется круг диаметром 18 мм и полоса шириной 40 мм, а для опоры 0,4 кВ 16 мм круг и полоса шириной 30 мм.

В числе обязательных требований, обеспечивающих штатный режим работы установок – строительство фундамента для КТП [21]. Формирование надежного основания обеспечивает необходимую устойчивость конструкции, в том числе во время катаклизмов и компенсирует вибрационные эффекты, возникающие в ходе эксплуатации оборудования.

Вне зависимости от выбранной технологии строительства основания под КТП, следует учитывать стандартные нормативы возведения. В числе технических запросов соблюдение уклона для самой КТП, который предупредит скопление влаги и масла на поверхности площадки, в том числе во время аварийного сброса. Стандартно высоковольтное оборудование должно размещаться на удалении от жилых и производственных объектов не меньше чем на 10 метров.

В практике современного строительства оснований для наружного размещения технологического оборудования используется несколько технологий. До сих пор применяется фундамент под КТП, формируемый из металлических лежней. Форма металлической арматуры Т-образная. Верхняя полка размещается на заглублении, а для приема конструкции будет задействована вертикальная часть. При таком подходе существенно экономится время на обустройство фундамента, при этом необходима предварительная подготовка грунта. Количество элементов арматуры (лежней) и схема размещения определяются размерами комплектной подстанции.

Более современный и долговечный тип фундамента - монолитный. Технология используется для массивных сборок подстанций, имеющих несколько трансформаторов. При проведении монтажных работ КТП на фундамент из блоков ФБС (рисунок 21) дополнительно экономится время за счет отсутствия необходимости проведения подготовительных грунтовых работ [22]. Обустройство осуществляется следующим способом: заблаговременно подготовленная схема столбов заливается бетонным раствором, после застывания площадка готова к размещению оборудования.

Фундамент КТП ФБС имеет существенное отличие от монолита, поскольку собирается непосредственно на месте эксплуатации из одинаковых элементов. После укладки железобетонных изделий формируется армированный пояс. Его основная задача будет заключаться в равномерном распределении нагрузки по всему периметру основания. На практике укладка блоков осуществляется при помощи крана, остальные элементы закладываются вручную согласно выбранной технологии. Под КТП используется классический ленточный контур фундамента или сплошная укладка. Из особенностей обустройства следует отметить необходимость проведения подготовительных работ, утепления и гидроизоляции блоков.

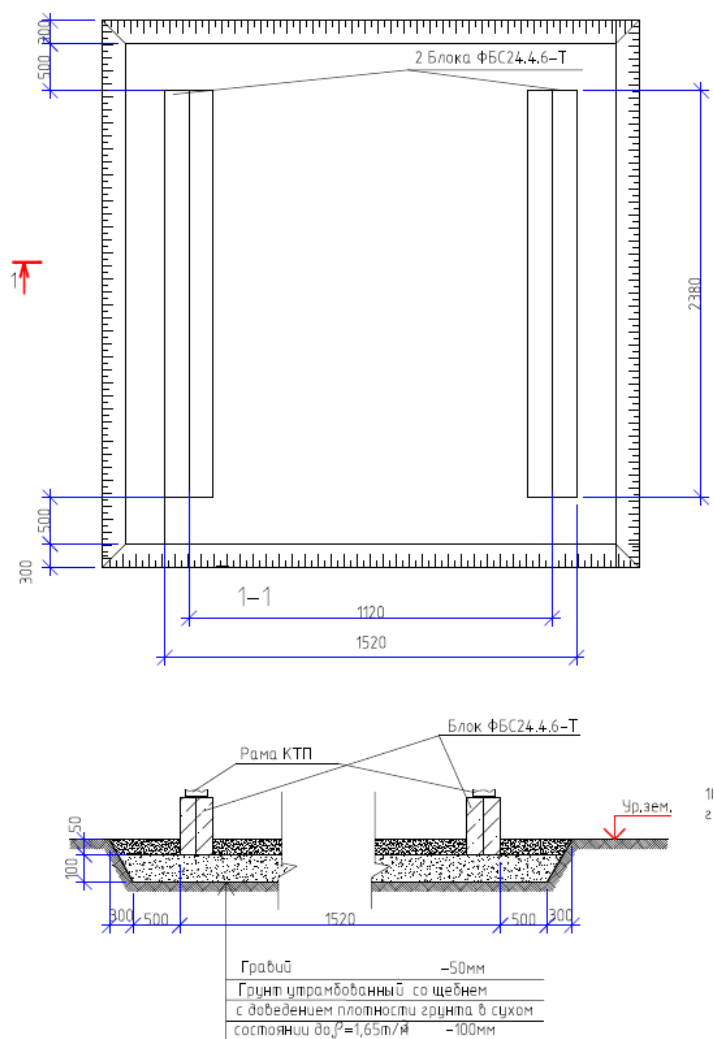


Рисунок 21 – Схема установки КТПК на фундамент из блоков ФБС24.4.6-Т

2.8 Электроснабжение субъекта малого предпринимательства. Общепринятое расположение КТП на местности

Электроустановку здания, как правило, подключают к низковольтной распределительной электрической сети, которая состоит из понижающей трансформаторной подстанции (например, 10/0,4 кВ) и подключённой к ней воздушной или кабельной линии электропередачи [23]. При проектировании низковольтной распределительной электрической сети следует обеспечить нормируемые отклонения напряжений в точках подключения к ней электроустановок зданий. Согласно требованиям ГОСТ 29322–2014 (IEC 60038:2009) «Напряжения стандартные» напряжение в точке подключения однофазной электроустановки здания к низковольтной распределительной электрической сети должно быть равным, например, $230 \text{ В} \pm 10 \%$, а трёхфазной – $400 \text{ В} \pm 10 \%$ [24]. Наибольшие напряжения в низковольтной распределительной электрической сети будут наблюдаться около источника питания при минимальной нагрузке, наименьшие напряжения – на конце воздушной или кабельной линии при максимальной нагрузке. Поэтому напряжение в точке подключения электроустановки здания около источника питания должно быть не более $230 \text{ В} + 10 \%$ и $400 \text{ В} + 10 \%$, а в наиболее удалённой точке подключения – соответственно не менее $230 \text{ В} - 10 \%$ и $400 \text{ В} - 10 \%$. Нормируемые отклонения напряжений можно обеспечить, если потери напряжения в низковольтных распределительных электрических сетях не превышают 20 % от номинального напряжения.

Рассмотрим, как нормируют максимально допустимые потери напряжения в низковольтных распределительных электрических сетях.

В п. 7.23 Свода правил по проектированию и строительству. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий (СП 31-110–2003) сказано, что, «... суммарные потери напряжения от шин 0,4 кВ ТП до наиболее удаленной лампы общего освещения в жилых и общественных зданиях не должны, как правило, превышать 7,5 %». Это

требование воспроизведено в п. 8.23 новых СП 256.1325800.2016: «Суммарные потери напряжения от шин 0,4 кВ ТП до наиболее удаленного осветительного прибора общего освещения в жилых и общественных зданиях не должны, как правило, превышать 7,5 %».

Таким образом, оба СП предписывают обеспечить суммарные потери напряжения в низковольтных распределительных электрических сетях и подключённых к ним электроустановках зданий, не превышающие 7,5 %. Однако в приложении А ГОСТ 29322 сказано, что стандартом МЭК 60364-5-52:2009 «Низковольтные электрические установки. Часть 5-52. Выбор и монтаж электрического оборудования. Системы электропроводок» «для электроустановок, подключаемых к электрическим сетям общего пользования, установлены следующие максимальные падения напряжения: для электрических светильников – 3 %, для других электроприемников – 5 %» [25]. Следовательно, на низковольтную распределительную электрическую сеть остаётся только 2,5 % допустимой потери напряжения. Поэтому процитированные требования СП следует рассматривать в качестве ошибки.

Также, в ГОСТ 29322: п.3 «При нормальных условиях оперирования напряжение питания не должно отличаться от номинального напряжения системы больше чем на $\pm 10\%$ ». В этом же документе в приложении А четко регламентируются стандартные переменные напряжения частотой 50 Гц, которые составляют 207 В для для однофазной сети и 360 В для трехфазной сети, что в свою очередь, и составляют допустимое падение напряжения в 10%.

При текущих общепринятых правилах электроснабжения сетевые компании поступают по одному принципу, а именно: установить КТП максимально близко к границе балансовой принадлежности. Такой подход основывается на формуле [26]:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R \cdot L + Q \cdot X \cdot L}{U_{\text{л}}}, \quad (3)$$

где ΔU – потери напряжения, В;

P – активная мощность передаваемая по линии, Вт;

R – удельное активное сопротивление проводника, Ом/м;

L – длина проводника, м;

Q – реактивная мощность передаваемая по линии, Вар;

X – удельное индуктивное сопротивление проводника, Ом/м;

$U_{\text{л}}$ – линейное напряжение сети.

$$\Delta U = \frac{P \cdot R \cdot L + Q \cdot X \cdot L}{U_{\text{л}}^2}, \quad (4)$$

где ΔU – потери напряжения, %;

P – активная мощность передаваемая по линии, Вт;

R – удельное активное сопротивление проводника, Ом/м;

L – длина проводника, м;

Q – реактивная мощность передаваемая по линии, Вар;

X – удельное индуктивное сопротивление проводника, Ом/м;

$U_{\text{л}}$ – линейное напряжение сети.

Найти реактивную мощность передаваемую по линии по формуле [27]:

$$Q = \sqrt{3} \cdot U_{\text{л}} \cdot I \cdot \sin\varphi, \quad (5)$$

где Q – реактивная мощность передаваемая по линии, Вар;

$U_{\text{л}}$ – линейное напряжение сети;

I – ток в линии;

$\sin\varphi$ – коэффициент реактивной мощности.

При данном подходе, исходя из ситуационного плана (рисунок 13), а также предпроектного обследования, необходимо расположить КТП максимально близко к земельным участкам заявителя.

На плане электрических сетей (рисунок 22.1 и 22.2), проложена ВЛЗ-10 кВ длиной 1168 метров на расстоянии 5 м от крайних участков, чтобы охранная зона ВЛЗ-10 кВ не пересекалась с участками на кадастровом плане территории. ВЛЗ-10 кВ состоит из 24 опор, из которых 20 промежуточных опор, 2 анкерные опоры и 2 угловых анкерных опоры при среднем шаге опор 40 и 50 метров.

Далее была запроектирована КТПК 160/10/0,4 кВА максимально близко к участкам субъекта малого предпринимательства, а также ВЛИ-0,4 кВ длиной 5 метров от КТПК 160/10/0,4 кВА до участков заявителя. ВЛИ-0,4 кВ состоит из 1 анкерной опоры, которая также является концевой [28].

При данном подходе рассчитаем потери по высокой стороне. На высокой стороне применяется провод СИП-3 1x50, который имеет следующие табличные сопротивления $R=0,000923$ Ом/м $X=0,000299$ Ом/м.

$$Q = \sqrt{3} \cdot 10000 \cdot 9,22 \cdot 0,34 = 54419 \text{ ВАр}, \quad (5.1)$$

$$\Delta U(\text{В}) = \frac{150000 \cdot 0,000923 \cdot 1118 + 54419 \cdot 0,000299 \cdot 1118}{10000} \quad (3.1)$$

Потери напряжения составят по высокой составят $\Delta U=17,3$ В, что соответствует 0,1%.

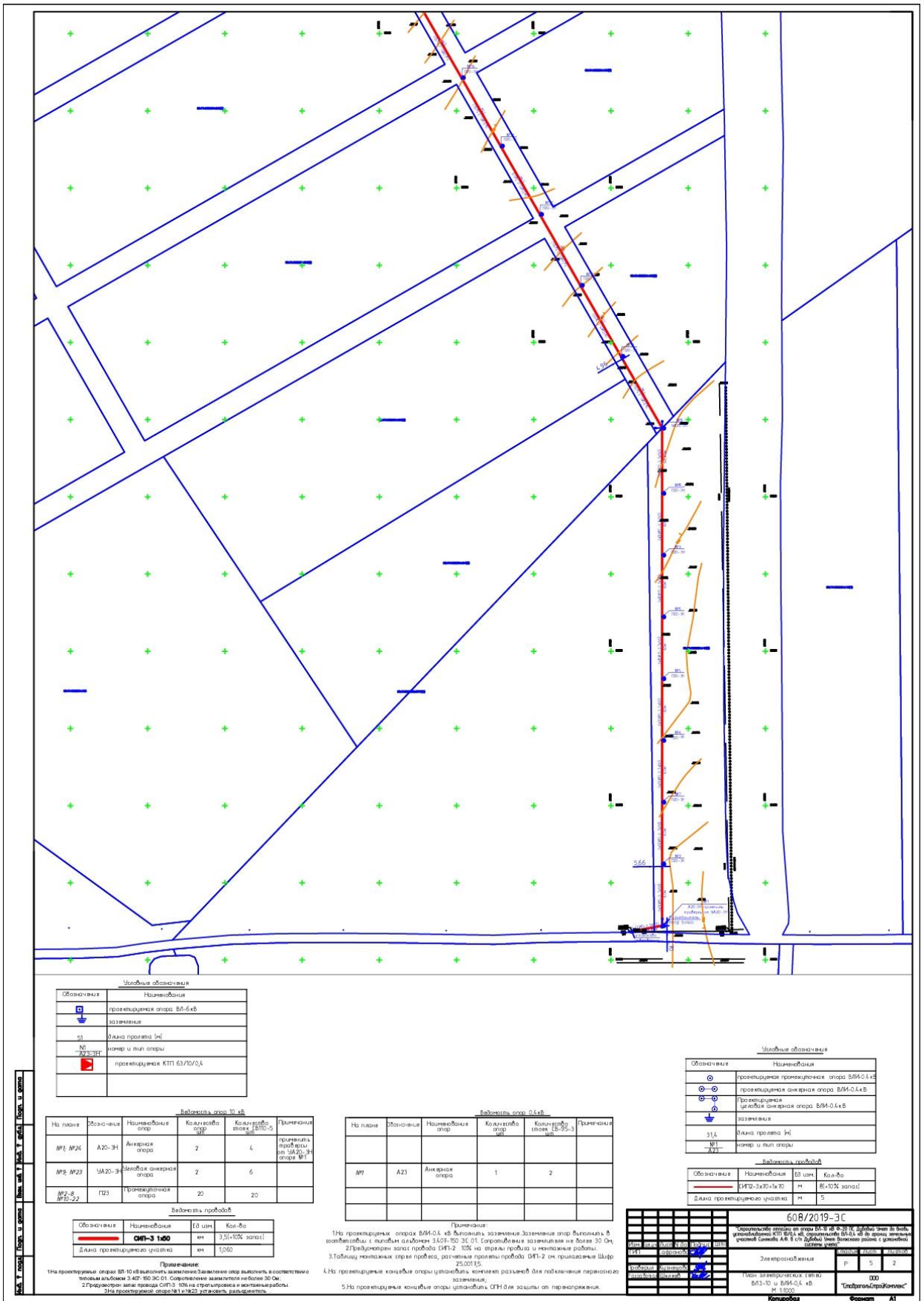
Также рассчитаем потери по низкой стороне, где применяется СИП-2 с сечением 3x70+1x70. Данный провод имеет следующие табличные сопротивления $R=0,000443$ Ом/м $X=0,0000785$ Ом/м.

$$\Delta U(\text{В}) = \frac{150000 \cdot 0,000443 \cdot 5 + 54419 \cdot 0,0000785 \cdot 5}{400} \quad (3.2)$$

Потери напряжения по низкой стороне составят $\Delta U=0,9$ В, что соответствует 0,2%.

Использованное в данном варианте оборудование, из которых будет построено электроснабжение участков производства субъекта малого предпринимательства, указаны в таблице 1 с указанием их стоимости на момент 2019 года.

Из полученных данных следует, что применимое оборудование позволяет обеспечить потери напряжения в проводнике в пределах норм установленными государственными стандартами, в указанных соответствующих документах. Также соответственно данное оборудование следует применять, как наиболее подходящее к данному проекту, а также аналогичным проектам с похожими условиями прохождения ЛЭП.



Обозначение	Наименование
	проектируемая опора ВЛ-6кВ
	земление
314	длина пролета [м]
№1	номер и тип опоры
	проектируемый КТП 0,4/10/0,4

Выборы опоры 31-38					
№ по плану	Обозначение	Наименование опоры	Кол-во опор	Кол-во стоек ВЛ-0,5	Примечания
№1	№2	A20-3Н	2	4	
№3	№23	УА20-3Н	2	6	использовать опоры с УА20-3Н
№5	№6	Проектируемая опора	20	20	

Обозначение	Наименование	ЕД изм.	Кол-во
	СИП-3 1x60	м	3,5 (40% запас)
	длина проектируемого участка	м	1,060

Примечание:
 1. На проектируемых опорах ВЛ-10 кВ выполнять заземление опор высотой в соответствии с таблицей 3.407-100-30-01. Сопротивление заземления не более 30 Ом.
 2. Проектируемые линии проводов СИП-3 10кВ, стрелочные и монтажные работы.
 3. На проектируемой опоре №1 и №23 установить разрядники.

Выборы опоры 0,4кВ					
№ по плану	Обозначение	Наименование опоры	Кол-во опор	Кол-во стоек ВЛ-0,5	Примечания
№1	A23	Анкерная опора	1	2	

Примечание:
 1. На проектируемых опорах ВЛ-0,4 кВ выполнять заземление. Заземление опор высотой в соответствии с таблицей 3.407-100-30-01. Сопротивление заземления не более 30 Ом.
 2. Проектируемые линии проводов СИП-2 10кВ на опорах пробы и монтажные работы.
 3. Таблицу монтажных работ пробы, размещения проводов пробы СИП-2 см. приложении Шафр 20.01.15.
 4. На проектируемые конструкции опоры установить комплект разрядов для подключения переносных заземлений.
 5. На проектируемые конструкции опоры установить ОПН для защиты от перенапряжения.

Обозначение	Наименование
	проектируемая проекционная опора ВЛ-0,4кВ
	проектируемая анкерная опора ВЛ-0,4кВ
	земление
314	длина пролета [м]
№1	номер и тип опоры

Обозначение	Наименование	ЕД изм.	Кол-во
	СИП-3 1x10/1x30	м	8 (10% запас)
	длина проектируемого участка	м	5

608/2019-ЭС

Исполнитель: ООО "Специализированные системы электроснабжения"

Электроснабжение

Итого за проектируемых сетей ВЛ-10 и ВЛ-0,4 кВ: 100

Копировать

Формат А1

Рисунок 22.1 – План электрических сетей с близким расположением КТП

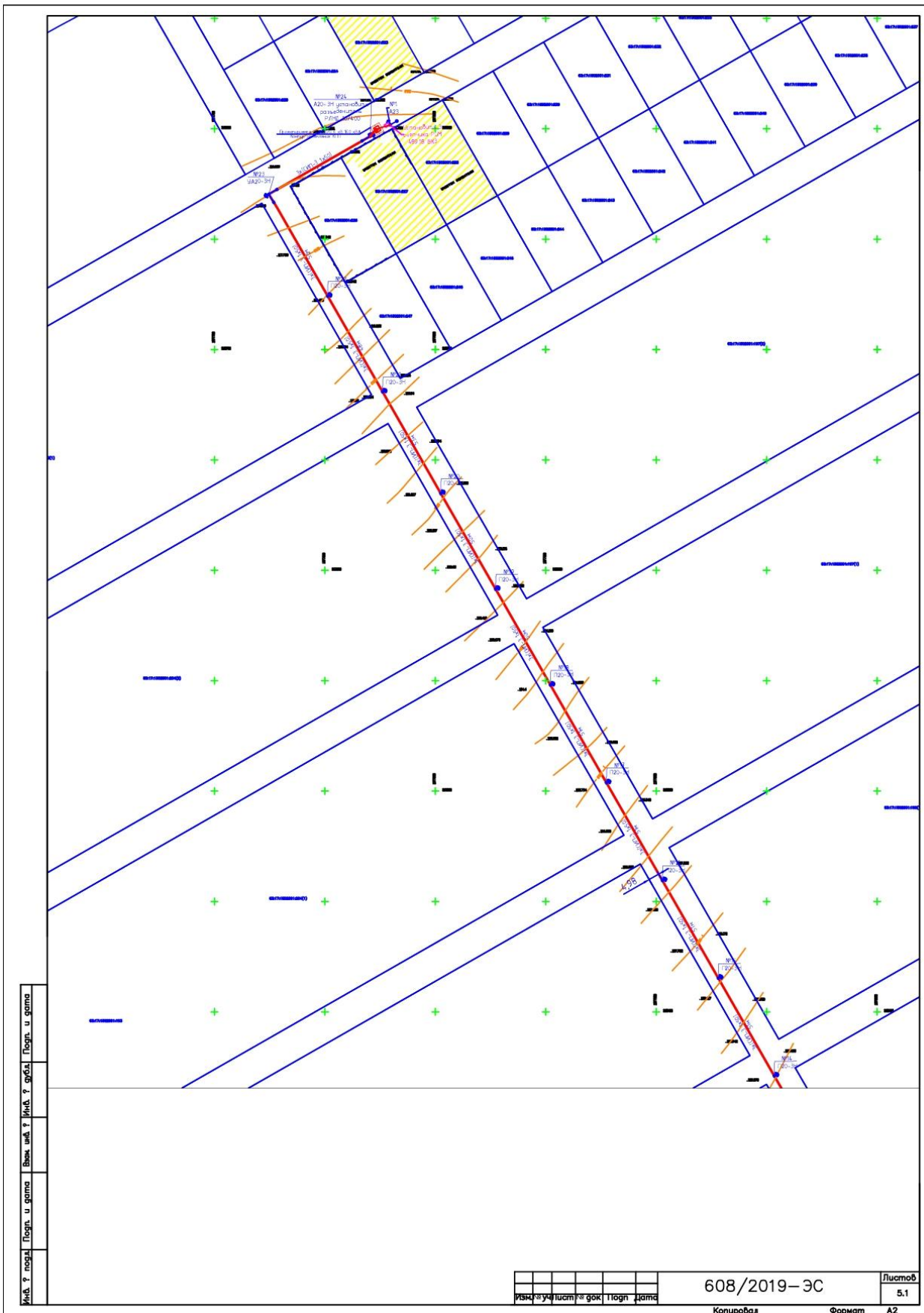


Рисунок 22.2 – План электрических сетей с близким расположением КТП

2.9 Электроснабжение субъекта малого предпринимательства. Среднее расположение КТП на местности

Для сетей 0,4 кВ принято считать, что линия длиной в 300 метров является очень длинным фидером, и при номинально загруженном проводнике и ТП потери напряжения будут в среднем колебаться от 12% до 15% в зависимости от сечения проводника.

Тем самым дистанция в 300 метров для класса напряжения в 0,4 кВ является непреодолимой при заданных условиях.

Поэтому стоит разделить это значение пополам, следовательно, среднее расположение КТП на местности до подключаемых участков будет находиться в районе 100-150 метров.

На плане электрических сетей (рисунок 23.1 и 23.2), проложена ВЛЗ-10 кВ длиной 1020 метров на расстоянии 5 м от крайних участков, чтобы охранная зона ВЛЗ-10 кВ не пересекалась с участками на кадастровом плане территории. ВЛЗ-10 кВ состоит из 22 опор, из которых 19 промежуточных опор, 2 анкерные опоры и 1 угловая анкерная опора при среднем шаге опор 40 и 50 метров.

Далее была запроектирована КТПК 160/10/0,4 кВА на средней дистанции от участков субъекта малого предпринимательства, а также ВЛИ-0,4 кВ длиной 95 метров от КТПК 160/10/0,4 кВА до участков заявителя. ВЛИ-0,4 кВ состоит из 2 анкерных опор и одной промежуточной опоры.

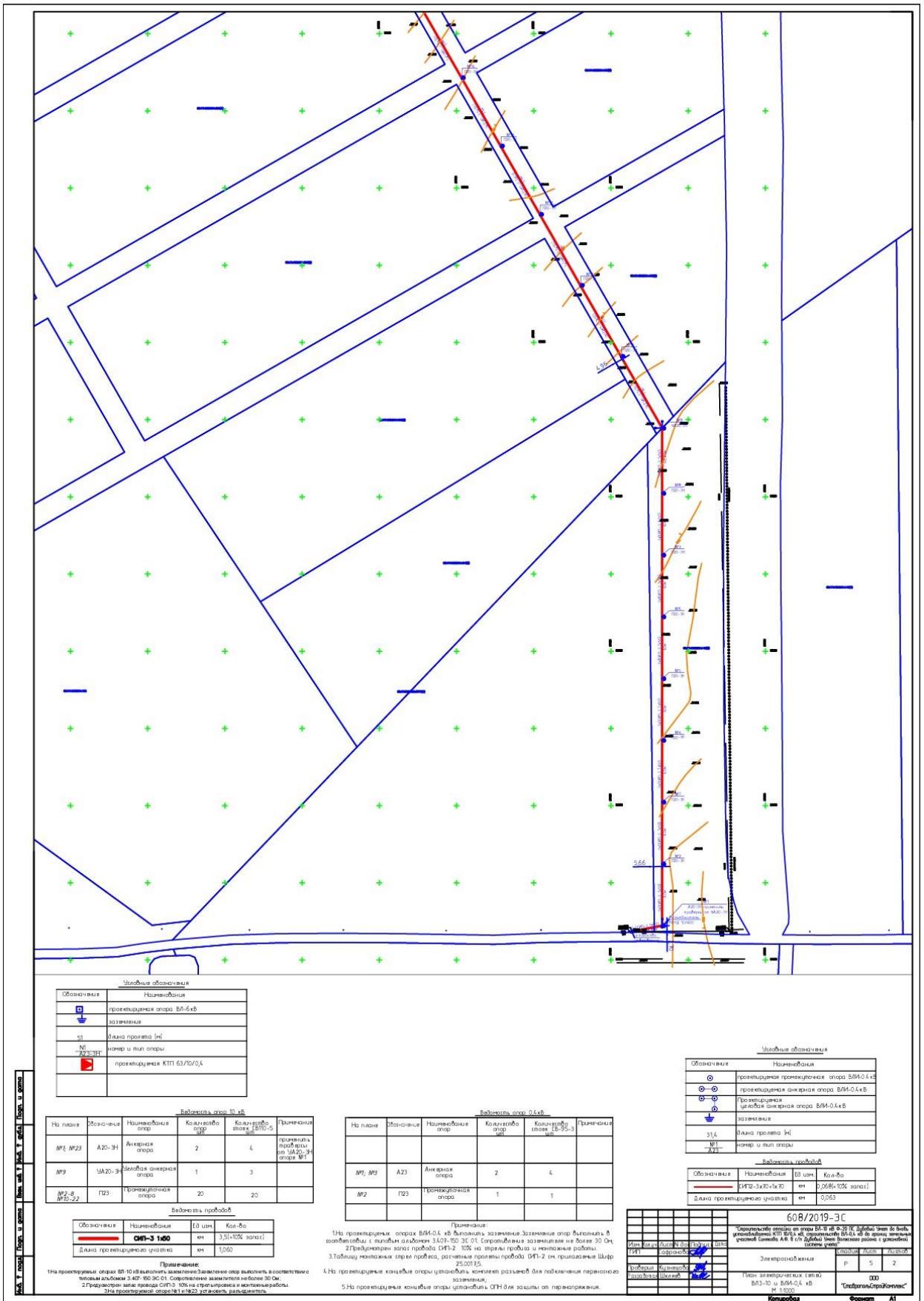


Рисунок 23.1 - План электрических сетей с средним расположением КТП

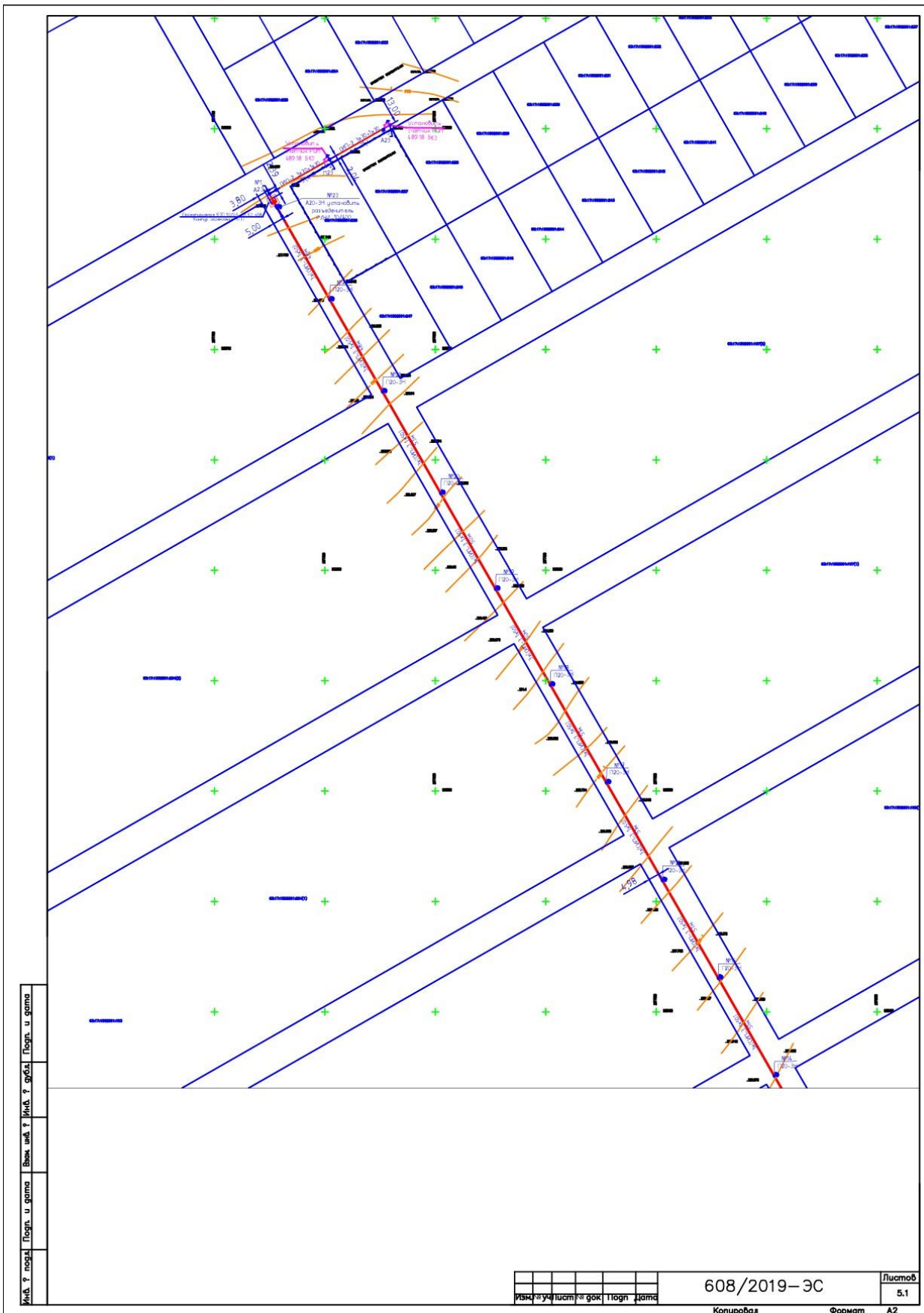


Рисунок 23.2 - План электрических сетей с средним расположением КТП

При данном расположении КТП на местности рассчитываем потери на высокой стороне:

$$\Delta U(\text{В}) = \frac{150000 \cdot 0,000923 \cdot 1020 + 54419 \cdot 0,000299 \cdot 1020}{10000} \quad (3.3)$$

Потери напряжения составят по высокой стороне составят $\Delta U=15,7$ В, что соответствует 0,1%.

Также рассчитаем потери по низкой стороне:

$$\Delta U(\text{В}) = \frac{150000 \cdot 0,000443 \cdot 100 + 54419 \cdot 0,0000785 \cdot 100}{400} \quad (3.4)$$

Потери напряжения по низкой стороне составят $\Delta U=17,6$ В, что соответствует 4,4%.

Примененное количество материалов в данном варианте, из которых будет построено электроснабжение участков производства субъекта малого предпринимательства, указаны в таблице 4 с указанием их стоимости на момент 2019 года.

2.10 Электроснабжение субъекта малого предпринимательства. Дальнее расположение КТП на местности

При этом варианте электроснабжения на плане электрических сетей (рисунок 24.1 и 24.2), проложена ВЛЗ-10 кВ длиной 862 метра на расстоянии 5 м от крайних участков, чтобы охранная зона ВЛЗ-10 кВ не пересекалась с участками на кадастровом плане территории. ВЛЗ-10 кВ состоит из 20 опор, из которых 17 промежуточных опор, 2 анкерные опоры и 1 угловая анкерная опора при среднем шаге опор 40 и 50 метров.

Далее была запроектирована КТПК 160/10/0,4 кВА на дальней дистанции от участков заявителя, а также ВЛИ-0,4 кВ.

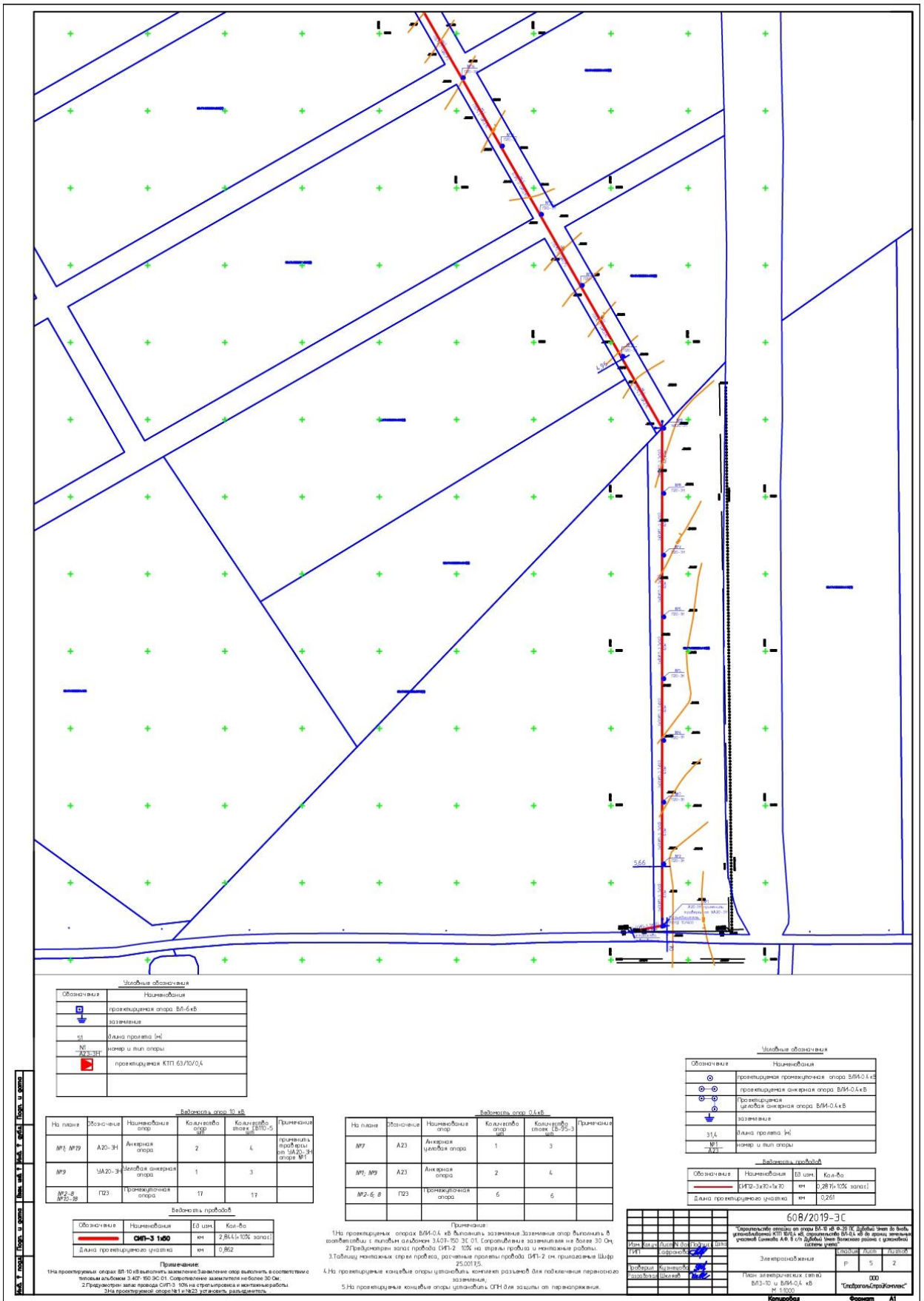


Рисунок 24.1 - План электрических сетей с дальним расположением КТП

длиной 261 метр от КТПК 160/10/0,4 кВА до участков заявителя. ВЛИ-0,4 кВ состоит из 9 опор, из которых 6 промежуточных опор, 2 анкерных опор и одной угловой анкерной опоры.

При данном расположении КТП на местности рассчитываем потери на высокой стороне:

$$\Delta U(\text{В}) = \frac{150000 \cdot 0,000923 \cdot 862 + 54419 \cdot 0,000299 \cdot 862}{10000} \quad (3.5)$$

Потери напряжения составят по высокой стороне составят $\Delta U=13,3$ В, что соответствует 0,1%.

Также рассчитаем потери по низкой стороне:

$$\Delta U(\text{В}) = \frac{150000 \cdot 0,000443 \cdot 261 + 54419 \cdot 0,0000785 \cdot 261}{400} \quad (3.6)$$

Потери напряжения по низкой стороне составят $\Delta U=46,14$ В, что соответствует 11,5%.

Примененное количество материалов в данном варианте, из которых будет построено электроснабжение участков производства субъекта малого предпринимательства, указаны в таблице 6 с указанием их стоимости на момент 2019 года.

Вывод по разделу

Во втором разделе были разобраны критерии при техническом подключении потребителей к сетям.

Проанализированы и выбраны типовые проекты, по которым осуществляется проектирование и строительство.

Также было разобрано основное оборудование, используемое в технических подключениях в классах напряжения от 0,4 кВ до 10 кВ.

Рассмотрен принцип построения линий электропередач, а именно применение различных типов опор в зависимости от условий прохождения линий электропередач на местности.

Изучены нормативные документы и определены нормативы потерь в электросетях.

Проведены расчеты и в соответствии с ними выбрано основное оборудование.

Разработаны три основных плана электроснабжения, в соответствии которых были осуществлены определенные конструктивные решения.

Исходя из разработанных планов по электроснабжению, были произведены расчеты падений напряжения, а также составлены спецификации, что позволит определить наиболее выгодный вариант для энергосбережения и капитальных затрат.

3 Экономические эффекты и составляющие расположения КТП на местности

Получив три варианта расположения КТП на кадастровом плане территории, необходимо выбрать наиболее выгодный вариант для субъекта малого предпринимательства и сетевой компании, ведь подобные технические подключения проводятся в разных случаях либо за счет субъекта малого предпринимательства, либо за счет сетевой компании [29].

Тем самым ключевыми факторами расположения КТП на местности будут являться:

- изначальная стоимость объекта;
- эксплуатационные расходы на обслуживание;
- потери электрической энергии.

Расчетным сроком эксплуатации будет являться время указанное в ГОСТ 14695-80 (СТ СЭВ 1127-78) Подстанции трансформаторные комплектные мощностью от 25 до 2500 кВА на напряжение до 10 кВ. В п. 3.31 прописан следующий срок эксплуатации КТП: «Полный установленный срок службы КТП - не менее 25 лет (при условии проведения технического обслуживания или замены аппаратуры в соответствии с указаниями инструкции по эксплуатации на конкретные типы КТП и их составные части)» [30].

3.1 Экономические эффекты и составляющие ближнего расположения КТП к участкам субъекта малого предпринимательства

При данном расположении КТП получили следующие затраты на оборудование, которые указаны в таблице 1. Данная таблица является спецификацией оборудования необходимого для строительства запроектированного варианта электроснабжения.

Таблица 1 – Спецификация оборудования с указанием цены 2019 года

Позиция	Наименование товара	Ед. измер.	Кол-во	Цена за ед. без НДС, руб.	Сумма
1	ОПН-П-10/12/10/550 УХЛ1 ограничитель перенапряжений	шт	9	1 500,00	13 500,00
2	РДИП-10-IV УХЛ1	шт	34	6 323,64	215 003,76
3	РЛНД 1-10/400 УХЛ1 с приводом ПРНЗ-10	шт	3	9 900,00	29 700,00
4	IF 27 изолятор	шт	98	630,00	61 740,00
5	К-9 колпачек	шт	98	9,00	882,00
6	СВ 35 спиральная вязка	шт	109	152,36	16 607,24
7	СД 35 плащечный зажим	шт	44	99,87	4 394,28
8	ТМ-63 траверса	шт	29	3 127,58	90 699,82
9	ТМ-65 траверса	шт	2	2 636,70	5 273,40
10	ТМ-66 траверса	шт	2	939,68	1 879,36
11	ТМ-68 траверса	шт	3	4 628,25	13 884,75
12	ТМ-67 траверса	шт	3	546,98	1 640,94
13	Х-51 хомут	шт	29	259,05	7 512,45
14	SML 70/20 натяжной изолятор	шт	30	1 137,42	34 122,60
15	PAZ 3 зажим анкерный	шт	30	663,48	19 904,40
16	У-52 крепление подкоса	шт	8	990,00	7 920,00
17	ЗП-1 заземляющий проводник	м	22	140,25	3 085,50
18	Г-1 стяжка	шт	13	990,00	12 870,00
19	ШФ-20Г изолятор	шт	14	300,00	4 200,00
20	К-6 колпачек	шт	14	9,00	126,00
21	СШ-2 скоба	шт	7	30,00	210,00
22	ПА-2-2 плащечный зажим	шт	24	59,43	1 426,32
23	ТМ-2 траверса	шт	1	1 485,00	1 485,00
24	Хомут Х-1	шт	1	168,30	168,30
25	Хомут Х-7	шт	9	90,75	816,75
26	Хомут Х-8	шт	3	99,00	297,00
27	RPN-150 ответвительный прокалывающий зажим	шт	6	1 052,10	6 312,60
28	РА-4 кронштейн	шт	4	247,50	990,00
29	A2A-50-T зажим	шт	18	120,30	2 165,40
30	РА-1 кронштейн	шт	3	1 864,50	5 593,50
31	РА-2 кронштейн	шт	3	330,00	990,00
32	РА-3 вал привода	шт	6	1 897,50	11 385,00
33	РА-5 кронштейн	шт	3	247,50	742,50

Продолжение таблицы 1

34	ЗП-6 Проводник заземляющий	м	3	99,00	297,00
35	F 207 лента крепления	м	13	92,06	1 196,78
36	NB 20 бугель	шт	13	21,35	277,55
37	CS 10.3 кронштейн анкерный	шт	3	255,71	767,13
38	РА 1500 зажим натяжной	шт	3	646,86	1 940,58
39	P 71 влагозащищенный ответвительный зажим	шт	3	290,39	871,17
40	P 70 герметичный ответвительный зажим	шт	12	319,10	3 829,20
41	CD 35 плащечный зажим	шт	8	99,87	798,96
42	E 778 стяжной хомут	шт	9	7,37	66,33
43	У-4 кронштейн	шт	1	973,50	973,50
44	Г-11 стяжка	шт	2	1 080,75	2 161,50
45	ОР 600/28 ограничитель перенапряжения	шт	4	1 949,33	7 797,32
46	СЕ 25-150 колпачок изолирующий	шт	4	22,74	90,96
47	ВІС 15.50 дистанционный фиксатор	шт	1	95,40	95,40
48	РС 481 зажим для временного заземления в комплекте с адаптером	шт	4	968,04	3 872,16
49	P 645 герметичный ответвительный зажим	шт	4	227,46	909,84
50	P 4 герметичный ответвительный зажим	шт	1	149,88	149,88
51	DN 123 зажим анкерный для проводов ввода	шт	1	126,99	126,99
52	CF 16 крюк монтажный	шт	1	233,30	233,30
53	Комплектная трансформаторная подстанция КТПК-160/10/0,4	шт	1	816666,67	816666,67
54	СИП 3 1x50	м	3854	53,02	204339,80
55	СИП 2 3x70+1x70	м	10	265,08	2650,80
Итого, руб.					1627641,69
НДС 20%, руб.					325528,338
Итого с НДС, руб.					1953170,03

Для учета проделанной работы ведется таблица установленной формы и содержания для стандартизации сметного расчета [31].

Затраты на строительно-монтажные работы указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Стоимость строительно-монтажных работ и прочих.

Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость в ценах 2019г., руб.		
	строительных работ	монтажных работ	прочих
Глава 2. Основные объекты строительства	-	-	-
Внешнее электроснабжение 0,4 кВ	15 550,65	0,00	0,00
Внешнее электроснабжение 10 кВ	1 170 452,34	0,00	0,00
Итого по главе 2:	1 186 002,99	0,00	0,00
Индексы	-	-	-
Итого:	1 186 002,99	0,00	0,00
Глава 8. Временные здания и сооружения	-	-	-
Средства на строительство и разборку временных зданий и сооружений 2,5%	34 450,07	0,00	0,00
Итого по главе 8:	34 450,07	0,00	0,00
Итого по главам 1-8:	1 220 453,07	0,00	0,00
Глава 9. Прочие работы и затраты	-	-	-
Пусконаладочные работы	0,00	0,00	74 009,40
Дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных работ в зимнее время, 2,9%	36 865,03	0,00	0,00
Итого по главе 9:	36 865,03	0,00	74 009,40
Итого по главам 1-9:	1 257 318,09	0,00	74 009,40
Глава 10. Содержание службы заказчика. Строительный контроль	-	-	-
Содержание службы заказчика 0,941%	0,00	0,00	23 658,98
Итого по главе 10:	0,00	0,00	23 658,98
Итого по главам 1-10:	1 257 318,09	0,00	97 668,38
Глава 12. Проектные и изыскательские работы	-	-	-
Проектно-изыскательские работы.	0,00	0,00	344 873,95
Итого по главе 12:	0,00	0,00	344 873,95
Итого по главам 1-12:	1 257 318,09	0,00	442 542,33

Продолжение таблицы 2

Резерв средств на непредвиденные работы и затраты 3%	37 719,54	0,00	13 276,27
Итого:	1 295 037,64	0,00	455 818,60
20%	259 007,53	0,00	22 188,93
Итого:	1 554 045,16	0,00	478 007,53
Всего по сводному сметному расчету:	1 554 045,16	0,00	478 007,53
Итого:			2 032 052,69

Следовательно, при строительстве линии по наиболее приближенному варианту затраты будут следующие:

- затраты на оборудование составят 1953170,03 рублей;
- затраты на строительно-монтажные работы составят 1554045,16 рублей;
- прочие затраты составят 478007,53 рублей.

Стоимость всего технического подключения субъекта малого предпринимательства составит 3985222,72 рубля

Затраты на эксплуатацию линии и КТП представлены в таблице 3.

Таблица 3 – затраты на обслуживание линий совместно с КТП.

Услуга	Стоимость
Техническое обслуживание трансформаторной подстанции ТП-10/0,4 кВ (совместно с воздушной или кабельной линией электропередач 10 кВ).	от 10 000 руб. ежемесячно без НДС 20%.
Годовое обслуживание ТП-10/0,4 кВ	120000 руб. без НДС 20%.
Обслуживание ТП-10/0,4 кВ на протяжении всего срока эксплуатации (но не более 25 лет)	3000000 руб. без НДС 20%.
Всего за полный срок эксплуатации (с НДС)	3600000 руб.

Также стоит учесть годовые потери электроэнергии в проводнике. Потери на стороне высокого напряжения находятся в каждом из вариантов расположения КТП на значении 0,1%, поэтому ими можно пренебречь. По низкой стороне потери можно быстро рассчитать, зная уже посчитанные потери напряжения в проводнике:

$$P_{\text{пот.}} = \Delta U \cdot I_p \cdot 1\text{ч}, \quad (6)$$

где $P_{\text{пот.}}$ – теряемая мощность в проводнике, кВт;

ΔU – потери напряжения из формулы 3.2;

I_p – номинальный рабочий ток из формулы 1.2.

$$P_{\text{пот.}} = 0,9 \cdot 230,7 = 207,63 \text{ Вт} \cdot \text{ч} \quad (6.1)$$

Общеизвестный факт, что в каждом году 365 дней, а значит в каждом году 8760 часов, значит, каждый год при данном расположении КТП будет теряться 1819 кВт·ч [32]. В Самарской области одноставочный тариф составляет 4,12 рублей за 1 кВт·ч, а это значит, что годовые потери составят 7495 рублей.

3.2 Экономические эффекты и составляющие среднего расположения КТП к участкам субъекта малого предпринимательства

Таблица 4 – Спецификация оборудования с указанием цены 2019 года при среднем расположении КТП

Наименование товара	Ед. измер.	Кол-во	Цена за ед. без НДС, руб.	Сумма
ОПН-П-10/12/10/550 УХЛ1 ограничитель перенапряжений	шт	9	1 500,00	13 500,00

Продолжение таблицы 4

РДИП-10-IV УХЛ1	шт	22	6 323,64	139 120,08
РЛНД 1-10/400 УХЛ1 с приводом ПРНЗ-10	шт	3	9 900,00	29 700,00
ИФ 27 изолятор	шт	83	630	52 290,00
К-9 колпачек	шт	83	9	747,00
СВ 35 спиральная вязка	шт	109	152,36	16 607,24
СД 35 плащечный зажим	шт	30	99,87	2 996,10
ТМ-63 траверса	шт	19	3 127,58	59 424,02
ТМ-65 траверса	шт	2	2 636,70	5 273,40
ТМ-66 траверса	шт	2	939,68	1 879,36
ТМ-67 траверса	шт	1	546,98	546,98
ТМ-68 траверса	шт	1	4 628,25	4 628,25
Х-51 хомут	шт	19	259,05	4 921,95
SML 70/20 натяжной изолятор	шт	18	1 137,42	20 473,56
РАЗ 3 зажим анкерный	шт	18	663,48	11 942,64
У-52 крепление подкоса	шт	4	990	3 960,00
ЗП-1 заземляющий проводник	м	22	140,25	3 085,50
Г-1 стяжка	шт	7	990	6 930,00
ШФ-20Г изолятор	шт	14	300	4 200,00
К-6 колпачек	шт	14	9	126,00
СШ-2 скоба	шт	7	30	210,00
ПА-2-2 плащечный зажим	шт	24	59,43	1 426,32
ТМ-2 траверса	шт	1	1 485,00	1 485,00
Хомут Х-1	шт	1	168,3	168,30
Хомут Х-7	шт	9	90,75	816,75
Хомут Х-8	шт	3	99	297,00
RPN-150 ответвительный прокалывающий зажим	шт	6	1 052,10	6 312,60
РА-4 кронштейн	шт	4	247,5	990,00
А2А-50-Т зажим	шт	18	120,3	2 165,40

Продолжение таблицы 4

РА-1 кронштейн	шт	3	1 864,50	5 593,50
РА-2 кронштейн	шт	3	330	990,00
РА-3 вал привода	шт	6	1 897,50	11 385,00
РА-5 кронштейн	шт	3	247,5	742,50
ЗП-6 Проводник заземляющий	м	2	99	198,00
F 207 лента крепления	м	8	92,06	736,48
NB 20 бугель	шт	8	21,35	170,80
CS 10.3 кронштейн анкерный	шт	5	255,71	1 278,55
РА 1500 зажим натяжной	шт	5	646,86	3 234,30
ES 1500 комплект промежуточной подвески	шт	1	747,29	747,29
P 71 влагозащищенный ответвительный зажим	шт	3	290,39	871,17
P 70 герметичный ответвительный зажим	шт	12	319,1	3 829,20
CD 35 плащечный зажим	шт	5	99,87	499,35
E 778 стяжной хомут	шт	6	7,37	44,22
У-4 кронштейн	шт	2	973,5	1 947,00
Г-11 стяжка	шт	4	1 080,75	4 323,00
ОР 600/28 ограничитель перенапряжения	шт	4	1 949,33	7 797,32
СЕ 25-150 колпачок изолирующий	шт	4	22,74	90,96
ВІС 15.50 дистанционный фиксатор	шт	1	95,4	95,40
РС 481 зажим для временного заземления в комплекте с адаптером	шт	4	968,04	3 872,16
P 645 герметичный ответвительный зажим	шт	4	227,46	909,84
P 4 герметичный ответвительный зажим	шт	1	149,88	149,88
DN 123 зажим анкерный для проводов ввода	шт	1	126,99	126,99
CF 16 крюк монтажный	шт	1	233,3	233,30
Провод СИП-3 1x50	м	3366	53,02	178 465,32
Провод СИП-2 3x70+1x70	м	100	265,08	26 508,00
Комплектная трансформаторная подстанция КТПК- 160/10/0,4	шт	1	816666,67	816 666,67

Продолжение таблицы 4

Итого, руб.	1 467 729,65
НДС 20%, руб.	293545,93
Итого с НДС, руб.	1 761 275,58

Далее идут затраты на строительные-монтажные и прочие работы представленные в таблице 5.

Таблица 5 – Стоимость строительного-монтажных и прочих работ при среднем расположении.

Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость в ценах 2019г., руб.		
	строительных работ	монтажных работ	прочих
Глава 2. Основные объекты строительства	-	-	-
Внешнее электроснабжение 0,4 кВ	45 550,65	0,00	0,00
Внешнее электроснабжение 10 кВ	974 334,54	0,00	0,00
Итого по главе 2:	1 019 885,19	0,00	0,00
Индексы:	-	-	-
Итого:	1 019 885,19	0,00	0,00
Глава 8. Временные здания и сооружения	-	-	-
Средства на строительство и разборку временных зданий и сооружений 2,5%	34 450,07	0,00	0,00
Итого по главе 8:	34 450,07	0,00	0,00
Итого по главам 1-8:	1 054 335,26	0,00	0,00
Глава 9. Прочие работы и затраты	-	-	-
Пусконаладочные работы	0,00	0,00	74 009,40
Дополнительные затраты при производстве строительного-монтажных работ в зимнее время, 2,9%	36 865,03	0,00	0,00
Итого по главе 9:	36 865,03	0,00	74 009,40
Итого по главам 1-9:	1 091 200,29	0,00	74 009,40
Глава 10. Содержание службы заказчика. Строительный контроль	-	-	-

Продолжение таблицы 5

Содержание службы заказчика 0,941%	0,00	0,00	23 658,98
Итого по главе 10:	0,00	0,00	23 658,98
Итого по главам 1-10:	1 091 200,29	0,00	97 668,38
Глава 12. Проектные и изыскательские работы	-	-	-
Проектно-изыскательские работы.	0,00	0,00	344 873,95
Итого по главе 12:	0,00	0,00	344 873,95
Итого по главам 1-12:	1 091 200,29	0,00	442 542,33
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты 3%	32 736,01	0,00	13 276,27
Итого:	1 123 936,30	0,00	455 818,60
20%	224 787,26	0,00	22 188,93
Итого:	1 348 723,56	0,00	478 007,53
Всего по сводному сметному расчету:	1 348 723,56	0,00	478 007,53
Итого:			1 826 731,09

Следовательно, при строительстве линии по данному варианту расположения КТП, затраты будут следующие:

- затраты на оборудование составят 1 761 275,58 рублей;
- затраты на строительно-монтажные работы составят 1348723,56 рублей;
- прочие затраты составят 478007,53 рублей.

Стоимость всего технического подключения субъекта малого предпринимательства составит 3588006,14 рублей.

Затраты на эксплуатацию линии и КТП представлены в таблице 3.

Потери электроэнергии при данном расположении комплектной трансформаторной подстанции будут следующие:

$$P_{\text{пот.}} = 17,6 \cdot 230,7 = 4060,32 \text{ Вт} \cdot \text{ч.} \quad (6.2)$$

За целый год потери составят 35565 кВт·ч, что составит 146530 рублей.

3.3 Экономические эффекты и составляющие дальнего расположения КТП к участкам субъекта малого предпринимательства

Таблица 6 - Спецификация оборудования с указанием цены 2019 года при дальнем расположении КТП.

Позиция	Наименование товара	Ед. измер.	Кол-во	Цена за ед. без НДС, руб.	Сумма
1	ОПН-П-10/12/10/550 УХЛ1 ограничитель перенапряжений	шт	9	1 500,00	13 500,00
2	РДИП-10-IV УХЛ1	шт	20	6 323,64	126 472,80
3	РЛНД 1-10/400 УХЛ1 с приводом ПРНЗ-10	шт	3	9 900,00	29 700,00
4	IF 27 изолятор	шт	77	630	48 510,00
5	К-9 колпачок	шт	77	9	693,00
6	СВ 35 спиральная вязка	шт	97	152,36	14 778,92
7	СД 35 плашечный зажим	шт	26	99,87	2 596,62
8	ТМ-63 траверса	шт	17	3 127,58	53 168,86
9	ТМ-65 траверса	шт	2	2 636,70	5 273,40
10	ТМ-66 траверса	шт	2	939,68	1 879,36
11	ТМ-68 траверса	шт	1	4 628,25	4 628,25
12	ТМ-67 траверса	шт	1	546,98	546,98
13	Х-51 хомут	шт	17	259,05	4 403,85
14	SML 70/20 натяжной изолятор	шт	18	1 137,42	20 473,56
15	PAZ 3 зажим анкерный	шт	18	663,48	11 942,64
16	У-52 крепление подкоса	шт	4	990	3 960,00
17	ЗП-1 заземляющий проводник	м	22	140,25	3 085,50
18	Г-1 стяжка	шт	7	990	6 930,00
19	ШФ-20Г изолятор	шт	14	300	4 200,00
20	К-6 колпачек	шт	14	9	126,00
21	СШ-2 скоба	шт	7	30	210,00
22	ПА-2-2 плашечный зажим	шт	24	59,43	1 426,32
23	ТМ-2 траверса	шт	1	1 485,00	1 485,00

Продолжение таблицы 6

24	Хомут Х-1	шт	1	168,3	168,30
25	Хомут Х-7	шт	9	90,75	816,75
26	Хомут Х-8	шт	3	99	297,00
27	RPN-150 ответвительный прокалывающий зажим	шт	6	1 052,10	6 312,60
28	РА-4 кронштейн	шт	4	247,5	990,00
29	A2A-50-T зажим	шт	18	120,3	2 165,40
30	РА-1 кронштейн	шт	3	1 864,50	5 593,50
31	РА-2 кронштейн	шт	3	330	990,00
32	РА-3 вал привода	шт	6	1 897,50	11 385,00
33	РА-5 кронштейн	шт	3	247,5	742,50
34	ЗП-6 Проводник заземляющий	м	4	99	396,00
35	F 207 лента крепления	м	20	92,06	1 841,20
36	NB 20 бугель	шт	20	21,35	427,00
37	CS 10.3 кронштейн анкерный	шт	6	255,71	1 534,26
38	РА 1500 зажим натяжной	шт	6	646,86	3 881,16
39	ES 1500 комплект промежуточной подвески	шт	6	747,29	4 483,74
40	P 71 влагозащищенный ответвительный зажим	шт	3	290,39	871,17
41	P 70 герметичный ответвительный зажим	шт	12	319,1	3 829,20
42	CD 35 плащечный зажим	шт	12	99,87	1 198,44
43	E 778 стяжной хомут	шт	12	7,37	88,44
44	У-4 кронштейн	шт	4	973,5	3 894,00
45	Г-11 стяжка	шт	7	1 080,75	7 565,25
46	ОР 600/28 ограничитель перенапряжения	шт	4	1 949,33	7 797,32
47	CE 25-150 колпачок изолирующий	шт	4	22,74	90,96
48	ВІС 15.50 дистанционный фиксатор	шт	1	95,4	95,40

Продолжение таблицы 6

49	РС 481 зажим для временного заземления в комплекте с адаптером	шт	4	968,04	3 872,16
50	Р 645 герметичный ответвительный зажим	шт	4	227,46	909,84
51	Р 4 герметичный ответвительный зажим	шт	1	149,88	149,88
52	DN 123 зажим анкерный для проводов ввода	шт	1	126,99	126,99
53	CF 16 крюк монтажный	шт	1	233,3	233,30
54	Провод СИП-3 1x50	м	2849	53,02	151 053,98
55	Провод СИП-2 3x70+1x70	м	287	265,08	76 077,96
56	Комплектная трансформаторная подстанция КТПК-160/10/0,4	шт	1	816666,67	816 666,67
Итого, руб.					1 476 536,43
НДС 20%, руб.					295307,29
Итого с НДС, руб.					1 771 843,72

В таблице 7 представлены строительно-монтажные и прочие работы.

Таблица 7 – Стоимость строительно-монтажных и прочих работ для дальнего расположения КТП.

Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость в ценах 2019г., руб.		
	строительных работ	монтажных работ	прочих
Глава 2. Основные объекты строительства	-	-	-
Внешнее электроснабжение 0,4 кВ	77 380,30	0,00	0,00
Внешнее электроснабжение 10 кВ	712 597,12	0,00	0,00
Итого по главе 2:	789 977,42	0,00	0,00
Индексы:	-	-	-
Итого:	789 977,42	0,00	0,00

Продолжение таблицы 7

Глава 8. Временные здания и сооружения	-	-	-
Средства на строительство и разборку временных зданий и сооружений 2,5%	34 450,07	0,00	0,00
Итого по главе 8:	34 450,07	0,00	0,00
Итого по главам 1-8:	824 427,49	0,00	0,00
Глава 9. Прочие работы и затраты	-	-	-
Пусконаладочные работы	0,00	0,00	74 009,40
Дополнительные затраты при производстве строительного-монтажных работ в зимнее время, 2,9	36 865,03	0,00	0,00
Итого по главе 9:	36 865,03	0,00	74 009,40
Итого по главам 1-9:	861 292,52	0,00	74 009,40
Глава 10. Содержание службы заказчика. Строительный контроль	-	-	-
Содержание службы заказчика 0,941%	0,00	0,00	23 658,98
Итого по главе 10:	0,00	0,00	23 658,98
Итого по главам 1-10:	861 292,52	0,00	97 668,38
Глава 12. Проектные и изыскательские работы	-	-	-
Проектно-изыскательские работы.	0,00	0,00	344 873,95
Итого по главе 12:	0,00	0,00	344 873,95
Итого по главам 1-12:	861 292,52	0,00	442 542,33
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты 3%	25 838,78	0,00	13 276,27
Итого:	887 131,30	0,00	455 818,60
НДС 20%	177 426,26	0,00	22 188,93
Итого:	1 064 557,55	0,00	478 007,53
Всего по сводному сметному расчету:	1 064 557,55	0,00	478 007,53
Итого:			1 542 565,08

При строительстве линии по данному варианту расположения КТП, затраты будут следующие:

- затраты на оборудование составят 1 771 843,72 рубля;

- затраты на строительные-монтажные работы составят 1064557,55 рублей;

- прочие затраты составят 478007,53 рублей.

Стоимость всего технического подключения субъекта малого предпринимательства составит 3314408,8 рублей.

Затраты на эксплуатацию линии и КТП представлены в таблице 3.

Потери электроэнергии при данном расположении комплектной трансформаторной подстанции составят:

$$P_{\text{пот.}} = 46,14 \cdot 230,7 = 10644,5 \text{ Вт} \cdot \text{ч.} \quad (6.3)$$

За целый год потери составят 93245 кВт·ч, что составит 384169,4 рублей.

3.4 Экономический анализ вариантов технического подключения потребителей

Для определения наиболее выгодного варианта электроснабжения субъекта малого предпринимательства и осуществления мероприятий по максимальному энергосбережению электрической энергии, необходимо сравнить полученные данные.

В таблице 4 представлены все капитальные затраты. В капитальные затраты входят: стоимость всего оборудования для осуществления технического подключения, стоимость строительных-монтажных работ, а также прочие затраты, к которым относятся проектно-изыскательские работы, пусконаладочные работы, содержание службы заказчика и строительный контроль, а также резерв в 3% на непредвиденные работы и затраты.

Из таблицы 8 видно следующее: самый дорогой вариант – это ближайшее расположение КТП к участку заявителя, средний вариант будет

дешевле на 10%, а самым дешевым будет дальний вариант, который дешевле ближайшего на 17%.

Таблица 8 – капитальные затраты технических подключений.

Вариант расположения	Затраты на оборудование	Затраты на строительномонтажные работы	Прочие затраты	Итоговые затраты
Ближний вариант	1 953 170,03 руб.	1554045,16 руб.	478 007,53 руб.	3 985 222,72 руб.
Средний вариант	1 761 275,58 руб.	1 348 723,56 руб.	478 007,53 руб.	3 588 006,14 руб.
Дальний вариант	1 771 843,72 руб.	1 064 557,55 руб.	478 007,53 руб.	3 314 408,8 руб.

Также из таблицы 8 можно сделать несколько неочевидных выводов. Прочие затраты у всех вариантов одинаковы, а как было сказано выше, основные расходы данной категории составляют проектно-изыскательские работы и пусконаладочные работы. В затратах на оборудование дальний вариант окажется дороже среднего варианта, это связано с тем, что по низкой стороне основные затраты на оборудование составляют провод СИП-2 и опоры [33]. Также можно заметить следующее: основной критерий отличия в стоимости между вариантами составляют именно строительномонтажные работы.

Эксплуатация всех трех линий на протяжении 25 лет (весь срок службы, ограниченный заводом-изготовителем для трансформатора) будет также одинаковой и не зависит от длины высокой и низкой стороны, однако эксплуатацию в расчеты брать некорректно, так как в случае с сетевой

компанией она будет обслуживаться в порядке текущей эксплуатации работниками данной организации, так и субъект малого предпринимательства может иметь статус сетевой организации при соблюдении необходимых условий и самостоятельно обслуживать свои электросети.

В пунктах 3.1, 3.2 и 3.3 рассчитаны годовые потери электрической энергии для всех трех вариантов технического подключения. На основании этих данных были просчитаны полные затраты за 25 лет эксплуатации с учетом капитальных затрат на строительство линий. Таким образом, в таблице 9 указаны данные, которые показывают сколько в общей сложности будут составлять затраты для собственника с каждым годом с учетом потерь, начиная с момента ввода в эксплуатацию каждого из вышеперечисленного варианта электроснабжения.

Таблица 9 – Суммарная стоимость технических подключений за весь срок службы (25 лет).

Вариант расположения	Время работы				
	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год
-					
Ближнее расположение (руб.)	3 985 222,72	3 992 717,72	4 000 212,72	4 007 707,72	4 015 202,72
Среднее расположение (руб.)	3 588 006,14	3 734 536,14	3 881 066,14	4 027 596,14	4 174 126,14
Дальнее расположение (руб.)	3 314 408,80	3 698 578,20	4 082 747,60	4 466 917,00	4 851 086,40
-	6 год	7 год	8 год	9 год	10 год
Ближнее расположение (руб.)	4 022 697,72	4 030 192,72	4 037 687,72	4 045 182,72	4 052 677,72
Среднее расположение (руб.)	4 320 656,14	4 467 186,14	4 613 716,14	4 760 246,14	4 906 776,14
Дальнее расположение (руб.)	5 235 255,80	5 619 425,20	6 003 594,60	6 387 764,00	6 771 933,40
-	11 год	12 год	13 год	14 год	15 год

Продолжение таблицы 9

Ближнее расположение (руб.)	4 060 172,72	4 067 667,72	4 075 162,72	4 082 657,72	4 090 152,72
Среднее расположение (руб.)	5 053 306,14	5 199 836,14	5 346 366,14	5 492 896,14	5 639 426,14
Дальнее расположение (руб.)	7 156 102,80	7 540 272,20	7 924 441,60	8 308 611,00	8 692 780,40
-	16 год	17 год	18 год	19 год	20 год
Ближнее расположение (руб.)	4 097 647,72	4 105 142,72	4 112 637,72	4 120 132,72	4 127 627,72
Среднее расположение (руб.)	5 785 956,14	5 932 486,14	6 079 016,14	6 225 546,14	6 372 076,14
Дальнее расположение (руб.)	9 076 949,80	9 461 119,20	9 845 288,60	10 229 458,00	10 613 627,40
-	21 год	22 год	23 год	24 год	25 год
Ближнее расположение (руб.)	4 135 122,72	4 142 617,72	4 150 112,72	4 157 607,72	4 165 102,72
Среднее расположение (руб.)	6 518 606,14	6 665 136,14	6 811 666,14	6 958 196,14	7 104 726,14
Дальнее расположение (руб.)	10 997 796,80	11 381 966,20	11 766 135,60	12 150 305,00	12 534 474,40

Из таблицы 9 видно, что на протяжении всего срока службы КТП, расходы на потери электрической энергии будут сильно отличаться, а именно для ближнего расположения они составят 4,7% от суммы затрат на строительство, для среднего варианта 102%, а для дальнего 289%.

На рисунке 25 изображены кривые, которые показывают зависимость затрат на потери электрической энергии в рублях с учетом первоначальных затрат на строительство. Из графика можно сделать выводы, что при строительстве длинной линии 0,4 кВ и экономии в 17% уже через три года данный вариант будет приносить колоссальный ежегодный убыток. При строительстве электроснабжения по всем требованиям ГОСТ и СП с

величиной потерь 4,4% и экономии в 10% при строительстве, уже через четыре года данный вариант перестанет быть выгодным.

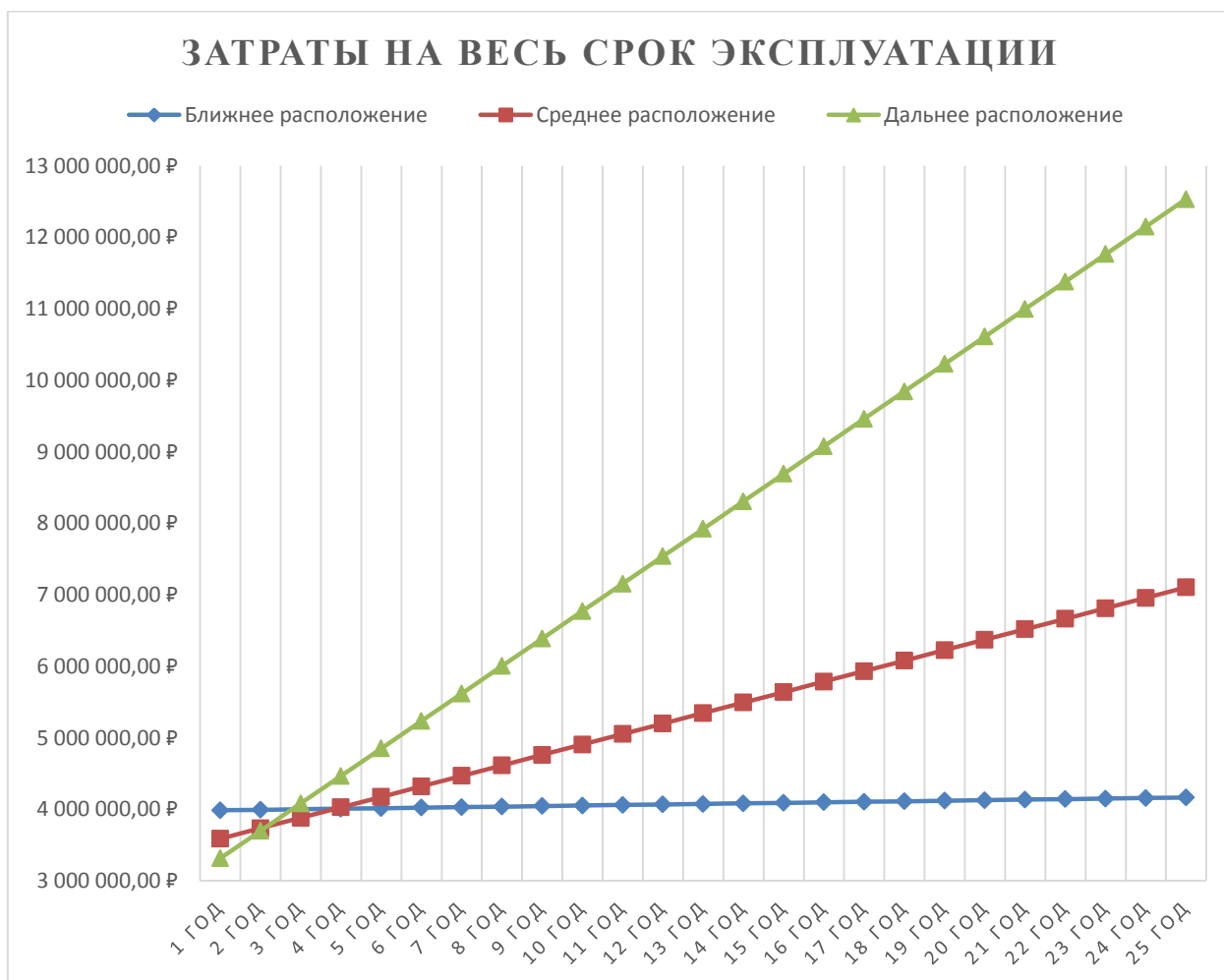


Рисунок 25 – График сравнения трех вариантов электроснабжения.

Вывод по разделу

В данном разделе были рассчитаны стоимости технических подключений в зависимости от их длины.

Вычислены расходы на потери электрической энергии при их эксплуатации, а также проведен сравнительный экономический анализ, для определения наиболее энергосберегающего варианта.

Заключение

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены различные варианты технического подключения субъектов малого предпринимательства с одинаковым оборудованием, но различной длиной стороны с высоким и низким напряжением.

Цель данной работы – снижение затрат субъектов малого и среднего предпринимательства при технологическом присоединении к электрическим сетям и последующей эксплуатации электротехнического оборудования.

Установлено, что при увеличении длины стороны с высоким напряжением и сокращении длины с низким напряжением, капитальные затраты увеличиваются, при этом затраты при эксплуатации на электрические потери окупят это уже через 3-4 года. При строительстве технических подключений максимального сокращения потерь можно добиться путем установки КТП на расстоянии 6-15 метров от участка потребителя, такой подход позволит добиться наименьших затрат на потери электрической энергии на протяжении всего срока службы энергообъекта.

Полученные результаты могут быть рекомендованы субъектам малого предпринимательства при расчете капитальных затрат при техническом подключении.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Васильева В.Я., Дробиков Г.А., Лагутин В.А. Эксплуатация электрооборудования электрических станций и подстанций. Ч.: ЧУ, 2000 г. , 864 с.
2. Вахнина В.В. Системы электроснабжения [Электронный ресурс] : электрон. учеб.-метод. пособие / В. В. Вахнина, А. Н. Черненко ; ТГУ ; Ин-т энергетики и электротехники ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - Тольятти : ТГУ, 2015. - 46 с.
3. Виды и типы опор воздушных линий электропередачи [Электронный ресурс]: URL: <http://electricalschool.info/main/vl/761-vidy-i-tipy-opor-vozdushnykh-linijj.html> (дата обращения 23.04.2021).
4. Вуколов В.Ю., Папков Б.В. Электроэнергетические системы и сети. Токи короткого замыкания. Учебник и практикум для бакалавриата и магистратуры. М. : Юрайт, 2020. 353 с.
5. ГОСТ Р 50571.5.52-2011/МЭК 60364-5-52:2009 - Национальный стандарт Российской Федерации. Электроустановки низковольтные. Часть 5-52. Выбор и монтаж электрооборудования. Электропроводки [Электронный ресурс]. Приказ от 13.12.2011 г. № 925-ст URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200092622> (дата обращения 23.04.2021).
6. ГОСТ 14695-80 - Подстанции трансформаторные комплектные мощностью от 25 до 2500 кВА на напряжение до 10 кВ [Электронный ресурс]. Постановление от 31.10.1980 г. № 5230 URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200006578> (дата обращения 23.04.2021).
7. ГОСТ 29322–2014 – Напряжения стандартные [Электронный ресурс]. Протокол от 30.09.2014 г. № 70-П URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200115397> (дата обращения 23.04.2021).
8. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии. Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. М. : ЭНАС, 2016. - 456 с.

9. Земельный кодекс Российской Федерации от 25.10.2001 № 136-ФЗ (ред. от 18.03.2020).

10. Кандикова М.А. Особенности проведения сметных расчетов при проектировании систем электроснабжения: Международная научнопрактическая конференция: Казань, 24 янв. 2020 г : сб. статей в 2 ч. Ч.2. – Уфа: Omega Science, 2020.- 279 с.

11. Карпов Ф. Ф., Козлов В. Н. Справочник по расчету проводов и кабелей, изд. 3-е, переработанное и дополненное. М. : Энергия, 1969. 264 с.

12. Красник В.В. Эксплуатация электрических подстанций и распределительных устройств [Электронный ресурс] : произв.-практ. Пособие / Красник В.В. М. : ЭНАС, 2016. - 319 с.

13. Маньков В.Д., Заграничный С.Ф. Защитное заземление и зануление электроустановок. СПб. : Политехника, 2005. 400с.

14. Номинальные годовые фонды работы рабочих и оборудования [Электронный ресурс] / Электронная библиотека технической литературы. URL: <http://delta-grup.ru/bibliot/5k/148.htm> (дата обращения 23.04.2021).

15. Потери энергии в электрических сетях и установках [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Г. В. Маслакова [и др.] Л. : ЛГТУ : ЭБС АСВ, 2018. - 79 с.

16. Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок [Электронный ресурс]: Приказ от 15.12.2020 года № 903н URL: <https://docs.cntd.ru/document/573264184> (дата обращения 23.04.2021).

17. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [Электронный ресурс]: Утверждены приказом Минэнерго России от 19.06.2003 года № 229 URL: <https://docs.cntd.ru/document/901865958> (дата обращения 23.04.2021).

18. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), изд. 7, 2001 - 2004 гг.;

19. РД 34.11.325-90 - Методические указания по определению погрешности измерения активной электроэнергии при ее производстве и распределении. Утверждено Главным научно-техническим управлением энергетики и электрификации 12.12.90 г. // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов.

20. РД 34.20.178 - Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения. Одобрены Научно-техническим советом Минэнерго СССР, протокол от 19.02.81 № 24 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов.

21. СНиП 12-03-2001 – Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования [Электронный ресурс]. Постановление от 23.07.2001 № 80 URL: <https://docs.cntd.ru/document/901794520?marker=6500IL> (дата обращения 23.04.2021).

22. СП 256.1325800.2016 - Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа [Электронный ресурс]. Приказ от 29.08.2016 № 602/пр URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200139957> (дата обращения 23.04.2021).

23. СП 76.13330.2016 – Электротехнические устройства [Электронный ресурс]. Приказ от 16.12.2016 № 955/пр URL: <https://docs.cntd.ru/document/456050591> (дата обращения 23.04.2021).

24. Федеральный закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ.

25. Фундамент для комплектных трансформаторных подстанций (КТП) [Электронный ресурс]. URL: <https://eltcom.ru/info/articles/fundament-dlya-komplektnykh-transformatornykh-podstantsiy-ktp/> (дата обращения 23.04.2021).

26. Фундаментные блоки ФБС: типы, размеры и сортамент по ГОСТ, конструктивные особенности, расчет количества и правильная технология монтажа [Электронный ресурс]. URL:

27. Экономика электроэнергетики : учеб. для студентов вузов, обуч. По направлению "Электротехника" / А. В. Пилюгин [и др.]. - 3-е изд., стер. - Старый Оскол : ТНТ, 2016. - 358 с.

28. Шкляев А.Н., Севостьянов С.П., Космыль А.В., Романович Д.Ю. «Причины появления потерь и методы их расчета и предотвращения при технических подключениях»// научно-практическая конференция «Студенческие Дни науки в ТГУ». 2021 год.

29. Cleveland F (2006) IEC TC57 security standards for the power system's information infrastructure. In: Proceedings of IEEE PES transmission and distribution conference and exhibition, Dallas, USA, 21–24 May 2006, pp 1079–1087

30. Davis E. Data Assessment for Electrical Surge Protection Devices // Fire Protection Research Foundation. Vancouver, 2014. [Электронный ресурс]: URL: <https://www.springer.com/gp/book/9781493928910> (дата обращения 23.04.2021).

31. Jespersen, H.P. Journal of Educational Media & Library Sciences / Heather P. Jespersen, John Kresten Jespersen // Tamkang University Press. – Taiwan, Province of China, 2015. – PP. 78-83.

32. Neugebauer R, Drossel W. Resource and Energy Efficiency in Machining Using High-Performance and Hybrid Processes. 5th CIRP Conference on High Performance Cutting 2017. Procedia CIRP 1 (2017) 3 – 16

33. Valerio R.M. Lo Verso, Anna Pellegrino. Energy saving generated through automatic lighting control systems according to the estimation method of the standard EN 15193-1 // Journal of daylighting. 2019. № 6. Pages 131-147.