

Государственное автономное учреждение
дополнительного профессионального образования
«Смоленский областной институт развития образования»

**ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ
СЕЛЬСКОГО НАСЕЛЕННОГО ПУНКТА**

*Методические указания
к написанию курсового проекта*

г. Смоленск
2019

УДК 621.3.052.5; 631.2

ББК 31.279.1

Э 45

*Автор выражает благодарность
за помощь при написании данных методических указаний
Козыревой Вере Владимировне,
преподавателю ФГБОУ ВО «Российский государственный
аграрный университет – МСХА имени К.А. Тимирязева»*

Рецензент:

Белов С.И., к.т.н., доцент кафедры «Электроснабжение и электротехника им. академика И.А. Будзко» ФГБОУ ВО РГУ «Российский государственный аграрный университет – МСХА имени К.А. Тимирязева»

Автор-составитель:

Дегтяренко А.Н., преподаватель СОГБПОУ «Рославльский многопрофильный колледж»

Э 45 Электроснабжение сельского населенного пункта: Методические указания к написанию курсового проекта. – Смоленск: ГАУ ДПО СОИРО, 2019. – 80 с.

Настоящие методические указания предназначены для подготовки специалистов среднего звена – техников-электриков, обучающихся в многопрофильных и специализированных колледжах по специальности СПО 35.02.08 «Электрификация и автоматизация сельского хозяйства». Методические указания к написанию курсового проекта выполнены в рамках требований к междисциплинарному курсу МКД 02.02. «Эксплуатация систем электроснабжения сельскохозяйственных предприятий».

Методические указания составлены с учетом современных требований по обеспечению надежного и качественного электроснабжения сельских населенных пунктов и фермерских хозяйств.

Данные рекомендации могут быть также использованы для написания дипломной работы (проекта) или выпускной квалификационной работы.

Курсовой проект должен состоять из расчетно-пояснительной записки объемом 30–35 страниц и двух графических листов формата А1.

Материалы печатаются в авторской редакции.

УДК 621.3.052.5; 631.2

ББК 31.279.1

Список принятых сокращений

АВ – автоматический выключатель
ВН – высшее напряжение
ВРУ – вводно-распределительное устройство
ВЛ – воздушная линия
ВЛИ – ВЛ 0,38кВ, выполненная самонесущим изолированным проводом
типа СИП
ЖД – жилой дом
ЖКХ – жилищно-коммунальное хозяйство
КЗ – короткое замыкание
ПС – подстанция питающая 110/10 или 35/10кВ
ПУЭ – правила устройства электроустановок
РТП – районная трансформаторная подстанция(110/10 или 35/10 кВ)
СЭС – система электроснабжения
ТМ – трансформатор масляный
ТМГ – трансформатор масляный в гофрированном кожухе
ТП – трансформаторная подстанция
с.х., с/х – сельское хозяйство, сельско-хозяйственный
Э.Э. – электрическая энергия

1. Общие и профессиональные требования к курсовому проекту

Реализация курсового проекта модульной дисциплины «Обеспечение электроснабжения сельскохозяйственных предприятий» согласно требований ФГОС СПО по направлению «Электрификация и автоматизация сельского хозяйства» должна соответствовать следующим компетенциям (Л1).

Общие компетенции:

ОК 1. Понимать сущность и социальную значимость своей будущей профессии, проявлять к ней устойчивый интерес.

ОК 2. Организовывать собственную деятельность, выбирать типовые методы и способы выполнения профессиональных задач, оценивать их эффективность и качество.

ОК 3. Принимать решения в стандартных и нестандартных ситуациях и нести за них ответственность.

ОК 4. Осуществлять поиск и использование информации, необходимой для эффективного выполнения профессиональных задач, профессионального и личностного развития.

ОК 5. Использовать информационно-коммуникационные технологии в профессиональной деятельности.

ОК 6. Работать в коллективе и в команде, эффективно общаться с коллегами, руководством, потребителями.

ОК 7. Брать на себя ответственность за работу членов команды (подчиненных), за результат выполнения заданий.

ОК 8. Самостоятельно определять задачи профессионального и личностного развития, заниматься самообразованием, осознанно планировать повышение квалификации.

ОК 9. Ориентироваться в условиях частой смены технологий в профессиональной деятельности.

Профессиональные компетенции:

ПК 2.1. Выполнять мероприятия по бесперебойному электроснабжению сельскохозяйственных предприятий.

ПК 2.2. Выполнять монтаж воздушных линий электропередач и трансформаторных подстанций.

ПК 2.3. Обеспечивать электробезопасность.

При выполнении курсового проекта по МДК 02.02. Эксплуатация систем электроснабжения сельскохозяйственных предприятий необходимо знание общеобразовательных и специальных разделов учебной программы по специальности 35.02.08. Например, ОУД. 03 Математика: алгебра, начала математического анализа, геометрия; ОУД 08 Физика; ЕН.01 Математика; ОП 01 Инженерная графика; ОП 02 Техническая механика; ОП 03 Материаловедение; ОП 04 Основы электротехники.

2. Основные этапы курсового проектирования

В процессе курсового проектирования обучающийся колледжа должен:

- получить исходную информацию для выполнения проекта;
- определить (совместно с преподавателем) объем задач, необходимых при выполнении КП;
- разработать и согласовать с преподавателем план выполнения разделов КП;
- подготовить необходимые решения, обосновав их соответствующими расчетами;
- выполнить два графических листа по результатам вопросов, решенных в КП.

2.1. Примерная тематика курсового проекта

Таблица 2.1

Примерная тематика курсовых проектов

1.	Электроснабжение сельского населенного пункта
2.	Электроснабжение личного фермерского хозяйства
3.	Электроснабжение коровника на 200 голов молочного направления
4.	Электроснабжение коттеджного поселка
5.	Реконструкция электроснабжения сельского населенного пункта
6.	Электроснабжение фермерского хозяйства по откорму бычков на мясо

Примечание. Тематика курсовых проектов должна отвечать учебным задачам теоретического курса, быть увязана с практическими задачами, которые ставятся на местах прохождения производственной практики будущих специалистов среднего звена. Тематика может быть предложена руководителями фермерских хозяйств и администрацией сельских поселений.

Тематика курсовых проектов и графики их выполнения утверждаются на заседании кафедры.

Тема курсового проекта избирается учащимся колледжа на основе примерного перечня тем по согласованию с преподавателем, ведущим данную дисциплину. Выбор темы курсового проекта (или варианта исходных данных к той или иной теме КП) регистрируется преподавателем в журнале регистрации курсовых проектов.

С целью исключения возможности написания курсового проекта по одной теме большим числом студентов устанавливается, что преподаватель формирует не менее 10 различных вариантов различных конфигураций населенных пунктов, не менее 10 вариантов коммунально-бытовых и производственных потребителей электрической энергии в сельском хозяйстве.

2.2. Структура курсового проекта

Курсовой проект по МДК 02.02. Эксплуатация систем электроснабжения сельскохозяйственных предприятий в основном носит практический характер.

Примечание. По содержанию курсовая работа может носить:

- практический характер;
- опытно-экспериментальный характер;
- технологический характер.

Таблица 2.2

Примерная структура курсового проекта и объем отдельных ее разделов

№ п/п	Элемент структуры курсовой работы	Объем (примерный) страниц
1	Титульный лист	1
2	Содержание	1
3	Введение	1–2
4	Теоретическая часть (теоретические и методические основы исследуемого вопроса)	10–15
5	Основная часть	10–15
	Организационно-экономическая характеристика деятельности с.х. объекта или предприятия	2–3
	Анализ надежности и качества э.э., поставляемой с.х. объектам и предприятиям	3–5
6	Практическая часть	15–20
7	Предложения и рекомендации по теме исследования с обоснованием их целесообразности и эффективности	3–5
8	Заключение/выводы и предложения	1,5–2
9	Список использованной литературы	10–15 источников
10	Приложения	по необходимости

Примечание. В таблице 2.2 представлена типовая структура курсового проекта. Все части курсового проекта должны быть изложены в строгой логической последовательности, вытекать одна из другой и быть взаимосвязанными.

Любой КП имеет свои отличительные особенности, вытекающие из полноты и достоверности исходной информации, глубины общеобразовательных базовых знаний обучающихся колледжа, их умения к самостоятельной работе и принятию обоснованных решений. Вместе с тем, каждый КП должен быть построен по общей методике на основе данных методических указаний, отражающих современный уровень требований государственного стандарта СПО к подготовке специалистов среднего звена.

По своей структуре КП должен в основном содержать следующие разделы (выбрать из таблицы 2.3). Требование единства относится к содержанию и форме построения структуры КП.

Таблица 2.3

Структура курсового проекта

практического характера	опытно-экспериментального характера	технологического характера
<ul style="list-style-type: none"> – введение, в котором раскрываются актуальность и значение темы, формулируются цели и задачи работы 	<ul style="list-style-type: none"> – введение, в котором раскрываются актуальность и значение темы, формулируются цели и задачи работы 	<ul style="list-style-type: none"> – введение, в котором раскрывается актуальность темы, формулируется цель
<ul style="list-style-type: none"> – обзор литературы, в котором даны история вопроса, уровень разработанности проблемы в теории и практике посредством сравнительного анализа литературы 	<ul style="list-style-type: none"> – обзор литературы, в котором даны история вопроса, уровень разработанности проблемы в теории и практике посредством сравнительного анализа литературы 	<ul style="list-style-type: none"> – описание технической части, на которую разрабатывается технологический процесс
<ul style="list-style-type: none"> – теоретические основы разрабатываемой темы 	<ul style="list-style-type: none"> – описание методов и условий проведения эксперимента; 	<ul style="list-style-type: none"> – описание спроектированной оснастки, приспособлений и т.д.
<ul style="list-style-type: none"> – практические разработки и рекомендации (представленные расчетами, графиками, таблицами, схемами и т.п.) 	<ul style="list-style-type: none"> – описание основных этапов эксперимента, результатов обработки и анализа результатов опытно-экспериментальной работы 	<ul style="list-style-type: none"> – заключение, в котором содержатся выводы и рекомендации относительно возможностей использования материалов проекта
<ul style="list-style-type: none"> – заключение, в котором содержатся выводы и рекомендации относительно возможностей практического применения материалов работы 	<ul style="list-style-type: none"> – практические разработки и рекомендации (представленные расчетами, графиками, таблицами, схемами и т.п.) 	<ul style="list-style-type: none"> – списка используемой литературы
<ul style="list-style-type: none"> – список используемых источников 	<ul style="list-style-type: none"> – заключение, в котором содержатся выводы и рекомендации о возможности применения полученных результатов 	<ul style="list-style-type: none"> – приложения
<ul style="list-style-type: none"> – приложения 	<ul style="list-style-type: none"> – список используемых источников; – приложения 	<ul style="list-style-type: none"> – приложения

2.3. Рекомендации по организации работ над курсовым проектом

Подготовка курсовых проектов проводится обучающимися в колледже самостоятельно в указанные сроки. Контроль знаний проводится в дни и часы, устанавливаемые преподавателем (таблица 2.4).

Таблица 2.4

План-график выполнения курсовой работы/проекта

Наименование действий	Исполнители	Сроки
Выбор темы	Обучающийся	
Получение задания по курсовому проекту (КП)	Преподаватель	
Уточнение темы и содержания курсового проекта	Обучающийся	
Ознакомление с рекомендуемым списком литературы, рекомендуемым к использованию при КП	Обучающийся	
Изучение научной, методической и нормативно-технической литературы	Обучающийся	
Сбор материалов, подготовка плана курсового проекта	Обучающийся	
Анализ собранного материала	Обучающийся	
Утверждение графика выполнения разделов КП	Преподаватель	
Написание теоретической части	Обучающийся	
Проверка выполнения первого этапа курсового проектирования и обсуждение результатов	Преподаватель	
Проверка выполнения второго этапа курсового проектирования и обсуждение результатов	Преподаватель	
Утверждение графической части КП и расчетно-пояснительной записи КП	Преподаватель	
Защита курсового проекта	Обучающийся	

Примечание. Совместно с учащимся колледжа преподаватель составляет план-график выполнения работы с указанием сроков выполнения каждого пункта план-графика КП. К общему плану в обязательном порядке следует прилагать график выполнения разделов КП.

3. Требования к написанию и оформлению курсового проекта

3.1. Общие требования к оформлению КР и КП

Проект состоит из расчёто-пояснительной записи объемом 30–35 страниц и двух листов графической части формата А1 (594 x 841 мм), выполненных карандашом. Если графическая часть выполнена в электронном виде, то допускается оформление в виде картинки в приложении на формате А3 с подшивкой к курсовому проекту, но с обязательным приложением электронного носителя, где чертеж оформлен на формате А1 по всем правилам ЕСКД и ГОСТа. Записка выполняется с применением печатающих и графических устройств ПК, пишущей машинки или от руки на одной стороне листа бумаги стандартного формата 210 x 297 мм с соблюдением нормативов ЕСКД [ГОСТ 2.105-95].

На все листы, начиная с содержания, наносится рамка согласно ГОСТ 2.104-2006, форма 2а. На первом листе содержания выполняется рамка по ГОСТ 2.104-2006, форма 1, с заполнением полей по вышеуказанному ГОСТу (приложение 1).

Поле № 2 заполняется по образцу:

КП.35.02.08.МДК02.02.XXX.XXXX.ПЗ, где:

КП – курсовой проект;

35.02.08. – шифр специальности;

МДК02.02. – шифр предмета;

XXX – последние три цифры зачетной книжки;

XXXX – год написания курсового проекта;

ПЗ – пояснительная записка.

Основная надпись графической части заполняется аналогично, за исключением позиции «ПЗ» – она отсутствует.

При составлении требований по оформлению курсового проекта использовались следующие стандарты:

– ГОСТ Р 7.0.100-2018 «Библиографическая запись. Библиографическое описание. Общие требования и правила составления» (вводится в Российской Федерации с 01.07.2019 г.);

– ГОСТ 2.105-95. Межгосударственный стандарт. Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам (введен Постановлением Госстандарта от 08.08.1995 № 426, ред. от 22.06.2006). Т.к. специальность является технической, то курсовой проект подпадает под действие ЕСКД (единая система конструкторской документации).

На основании ГОСТ 2.102-2013 п. 4.4. «документы в зависимости от стадии разработки подразделяют на проектные (техническое предложение,

эскизный проект и технический проект) и рабочие (рабочая документация)».

Определение технического проекта дано в ГОСТ 2.103-2013, п. 4.12 Технический проект – совокупность проектных КД, которые должны содержать окончательные технические решения, дающие полное представление об устройстве разрабатываемого изделия, и исходные данные для разработки рабочей КД.

В техническом проекте согласно ГОСТ 2.120-2013, п. 5.3 «пояснительную записку ТП следует выполнять по ГОСТ 2.106 с учетом следующих основных требований к содержанию разделов» (изложены пп. 5.3.1–5.4.)

ГОСТ 2.106-96 (с изменениями от 22.06.2006 № 117-ст), п. 10.1. гласит: «ПЗ составляют на формах 9 и 9а приложения А, а необходимые схемы, таблицы и чертежи в бумажной форме допускается выполнять на листах любых форматов, установленных ГОСТ 2.301, при этом основную надпись и дополнительные графы к ней выполняют в соответствии с требованиями ГОСТ 2.104 (форма 2а)».

Нумерация страниц начинается с первого листа, но номер указывается, начиная с листа «Содержание».

Первые листы проекта содержат:

- Титульный лист (приложение 2).
- Задание (приложение 3).
- Исходные данные (таблица нагрузок в соответствии с вариантом и рисунок схемы населенного пункта).

На листе «Содержание» приводится полное наименование разделов и подразделов с указанием соответствующих страниц.

Во введении обосновывается необходимость решения рассматриваемого вопроса и его связь с народно-хозяйственными задачами.

В расчетно-пояснительной части рассматриваются вопросы расчета электрических нагрузок, расчет нагрузок уличного освещения, определения мощности трансформаторов и места расположения подстанций, расчета линий 10 и 0,38 кВ. Конструктивное выполнение сети 0,38 кВ, расчет токов КЗ, выбор оборудования ПС. По усмотрению руководителя КП возможны исключения некоторых разделов проекта и замена их индивидуальным «спец. вопросом».

При этом особое внимание следует обращать на размерность входящих в формулу расчета исходных величин, а также на размерность результата вычисления. Пояснения к расчетам должны быть предельно краткими и четкими. Если производится многократное повторение одинаковых решений, то подробное решение выполняется один раз, а результаты остальных решений сводятся в таблицу.

В заключительной части работы формулируются основные результаты

(как положительные, так и отрицательные), полученные в ходе выполнения проекта.

В графической части проекта рекомендуется отобразить следующее: план населенного пункта с обозначением ТП и трассировкой линий электропередач, расчётная схема сети 0,38 и 10 кВ, схема электрических присоединений ТП 0,38 кВ. Окончательный вариант графической части утверждается руководителем проекта.

В работе необходимо чётко и логично излагать свои мысли, следует избегать повторений и ненужных отступлений от основной темы. Не следует загромождать текст длинными описательными материалами.

Законченный проект следует переплести в папку. Написанный и оформленный в соответствии с требованиями курсовой проект студент сдает руководителю для его рецензирования. Срок проверки курсового проекта – 7 дней со дня его сдачи (регистрации в учебной части).

Незачтенная работа должна быть доработана в соответствии с замечаниями руководителя в ближайшие сроки и сдана на проверку повторно.

К защите могут быть представлены только работы, которые получили положительную рецензию. Защита КП проводится в специально отведенное время до начала экзаменационной сессии.

Примечание. Студентам на момент написания курсового проекта уточнить актуальность приведенных ГОСТов и нормативных документов.

4. Выбор варианта задания на курсовой проект

Исходными данными для выполнения курсового проекта являются:

1. Схемы для расчета отходящей воздушной линии напряжением 10 кВ (приложение 4), включающие: а) план территории с указанием шести населенных пунктов; б) режим напряжения на шинах 10 кВ; в) мощность короткого замыкания на шинах 10 кВ; г) номера населенных пунктов с указанием дневного и вечернего максимумов нагрузки всех (производственных) потребителей, д) масштабную линейку.

2. Схемы для расчета сети 0,38 кВ (приложение 5), включающие: а) планировку населенного пункта с указанием всех потребителей электроэнергии; б) трассу ВЛ 10 кВ, д) масштабную линейку.

3. Электрические нагрузки сельскохозяйственных производственных, общественных и коммунально-бытовых потребителей (приложение 6).

Вариант задания определяется кодом, состоящим из трех цифр. Цифры кода каждый студент выбирает самостоятельно по трем последним цифрам номера своей зачетной книжки. Варианты заданий на курсовой проект приведены в таблице 1.1 [9].

Таблица 4.1

Варианты заданий

Первая цифра кода	Вторая цифра кода	Третья цифра кода									
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0; 2	0	111	211	311	411	511	611	121	221	321	421
	1	521	621	131	231	331	431	531	631	141	241
	2	341	441	541	641	151	251	351	451	551	651
	3	112	212	312	412	512	612	122	222	322	422
	4	522	622	132	232	332	432	532	632	142	242
	5	342	442	542	642	152	252	352	452	552	652
	6	113	213	313	413	513	613	123	223	323	423
	7	523	623	133	233	333	433	533	633	143	243
	8	343	443	543	643	153	253	353	453	553	653
	9	114	214	314	414	514	614	124	224	324	424
1; 3	0	524	624	134	234	334	434	534	634	144	244
	1	344	444	544	644	154	254	354	454	554	654
	2	115	215	315	415	515	615	125	225	325	425
	3	525	625	135	235	335	435	535	635	145	245
	4	345	445	545	645	155	255	355	455	555	655
	5	111	211	311	411	511	611	121	221	321	421
	6	521	621	131	231	331	431	531	631	141	241
	7	341	441	541	641	151	251	351	451	551	651
	8	112	212	312	412	512	612	122	222	322	422
	9	522	622	132	232	332	432	532	632	142	242
4; 6; 8	0	342	442	542	642	152	252	352	452	552	652
	1	113	213	313	413	513	613	123	223	323	423
	2	523	623	133	233	333	433	533	633	143	243
	3	343	443	543	643	153	253	353	453	553	653
	4	114	214	314	414	514	614	124	224	324	424
	5	524	624	134	234	334	434	534	634	144	244
	6	344	444	544	644	154	254	354	454	554	654
	7	115	215	315	415	515	615	125	225	325	425
	8	525	625	135	235	335	435	535	635	145	245
	9	345	445	545	645	155	255	355	455	555	655
5; 7; 9	0	111	211	311	411	511	611	121	221	321	421
	1	521	621	131	231	331	431	531	631	141	241
	2	341	441	541	641	151	251	351	451	551	651
	3	112	212	312	412	512	612	122	222	322	422
	4	522	622	132	232	332	432	532	632	142	242
	5	342	442	542	642	152	252	352	452	552	652
	6	113	213	313	413	513	613	123	223	323	423
	7	523	623	133	233	333	433	533	633	143	243
	8	343	443	543	643	153	253	353	453	553	653
	9	114	214	314	414	514	614	124	224	324	424

Заданный вариант задания состоит из трех цифр.

Первая цифра задания определяет номер расчетного населенного пункта на схеме для расчета отходящей ВЛ 10 кВ.

Вторая цифра задания указывает номер схемы для расчета отходящей ВЛ 10 кВ.

Третья цифра задания определяет номер схемы для расчета сети 0,38 кВ.

Задание по масштабам для схем ВЛ 10 кВ и сети 0,38 кВ выбирается по первой цифре кода.

Первому заданию по масштабам соответствует первая цифра кода – 0 или 2;

- второму заданию по масштабам – цифра 1 или 3;
- третьему заданию – цифра 4, 6 или 8;
- четвертому заданию – цифра 5, 7 или 9.

Варианты заданий по масштабам для схем ВЛ 10 кВ и сети 0,38 кВ приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2

Варианты заданий по масштабам

Номер варианта масштаба	1	2	3	4
Для схем ВЛ 10 кВ	1 : 100 000	1 : 50 000	1 : 25 000	1 : 20 000
Для схем 0,38 кВ	1 : 2 000	1 : 2 500	1 : 3 500	1 : 5 000

5. Рекомендации по выполнению разделов курсового проекта

5.1. Расчет электрических нагрузок населенного пункта

Расчет электрических нагрузок производится с целью выбора сечений проводов линий и расчёта мощности ТП.

Прежде чем приступить к определению нагрузок, рекомендуется перенести свой вариант расчетной схемы сети 0,38 кВ и 10 кВ на листы миллиметровой бумаги. На плане населенного пункта проводятся оси координат: горизонтальная (внизу) и вертикальная (слева), на осях координат через каждые 10 мм наносятся и нумеруются деления.

На плане имеется масштабная линейка длиной 50 мм. На каждом потребителе (прямоугольник плана) требуется нанести диагонали, точка их пересечения и будет центром нагрузки данного потребителя. Таким образом, каждый потребитель электроэнергии на плане населенного пункта будет иметь координаты X (по горизонтальной оси) и Y (по вертикальной оси).

Для определения суммарной расчетной мощности потребителей заданного населенного пункта необходимые исходные данные и результаты расчетов заносятся в таблицу 5.1.

Таблица 5.1

Исходные данные и результаты расчетов

№ п э.э.	Потребитель	Расчетная мощность						Координаты	
		P_d кВт	P_b кВт	$\cos \varphi_d$ о.е	$\cos \varphi_b$ о.е	S_d кВА	S_b кВА	X о.е	Y о.е
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Таблица 5.1 заполняется следующим образом:

- в первом столбце указывается номер потребителя э.э. на плане населенного пункта;
- во втором столбце указываются наименования потребителей э.э. (приложение 6) согласно их условным обозначениям на расчетной схеме сети 0,38 кВ (приложение 5);
- в третий и четвертый столбцы таблицы записываются значения расчетной активной нагрузки дневного и вечернего режима работы потребителей (приложение 6);
- в пятый и шестой столбцы таблицы вносятся значения коэффициентов мощности потребителей, которые можно брать из таблицы 3.7 [7]; 4.7 [10]; 1.6 [12]. Для некоторых потребителей эти значения приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2

Значение коэффициента мощности сельскохозяйственных потребителей

Потребители электрической энергии	Коэффициент мощности $\cos \varphi$ и коэффициент реактивной мощности $\tan \varphi$ при максимальной нагрузке			
	Дневной		Вечерней	
	$\cos \varphi$	$\tan \varphi$	$\cos \varphi$	$\tan \varphi$
Животноводческие и птицеводческие помещения:				
– без обогрева;	0,75	0,89	0,85	0,62
– с обогревом	0,92	0,43	0,96	0,29
Отопление и вентиляция животноводческих помещений	0,99	0,5	0,99	0,15
Кормоцеха	0,75	0,88	0,78	0,80
Зерноочистительные токи, зернохранилища	0,70	1,02	0,75	0,88
Установки орошения и дренажа почвы	0,80	0,75	0,8	0,75
Парники и теплицы на электрическом обогреве	0,92	0,43	0,96	0,29
Мастерские, тракторные станы, гаражи для машин	0,7	1,02	0,75	0,88
Мельницы маслобойки	0,8	0,75	0,85	0,62
Цеха по переработке сельскохозяйственной продукции	0,75	0,88	0,80	0,75
Общественные учреждения и коммунальные предприятия	0,85	0,62	0,90	0,48
Жилые дома				
– без электроплит;	0,90	0,48	0,93	0,40
– с электроплитами и водонагревателями	0,92	0,43	0,96	0,29

Значения полной мощности дневного и вечернего максимумов нагрузки рассчитываются по формуле:

$$S_D = \frac{P_D}{\cos \varphi_D} \quad S_B = \frac{P_B}{\cos \varphi_B} \quad (5.1),$$

после чего вносятся в столбцы (7 и 8) таблицы 5.1.

В девятый и десятый столбцы вносятся координаты центра нагрузки каждого из потребителей, взятые с плана населенного пункта. При этом за координаты центра нагрузки потребителя принимают координаты геометрического центра условного обозначения потребителя. В дальнейшем координаты центра нагрузки потребителя для упрощения называются просто координатами потребителя э.э.

Суммарная расчетная мощность дневного и вечернего максимумов нагрузки всех потребителей населенного пункта определяется в следующей последовательности:

Все потребители электрической энергии разделяем на следующие группы:

- жилые дома;
- коммунально-бытовые потребители;
- производственные потребители;

Для суммирования электрических потребителей с.х. назначения применяются два метода:

- с использованием коэффициента одновременности;
- с помощью добавок к нагрузкам.

Определяются дневные и вечерние расчетные нагрузки.

Вначале рекомендуется определить суммарную нагрузку жилой зоны.

Все однотипные потребители объединяют в группы и определяют суммарную нагрузку раздельно по дневному (S_D) и вечернему (S_B) максимумам.

5.1.1. Если нагрузка потребителей различается по величине не более чем в четыре раза, то суммарная нагрузка в каждой группе определяют с использованием коэффициента одновременности (с использованием формул 5.2 и 5.3):

$$S_D = k_o \sum_1^n S_{\text{расч.}i} \cdot k_D \quad (5.2);$$

$$S_B = k_o \sum_1^n S_{\text{расч.}i} \cdot k_B \quad (5.3),$$

где $P_{\text{расч.}i}$ – расчетная нагрузка на вводе i -го потребителя;

k_D ; k_B – коэффициенты соответственно дневного и вечернего максимума [7];

k_0 – коэффициент одновременности, значение которого рекомендуется брать из таблицы 5.3 или из учебников 4.1 [1]; 4.5 [7]; 15.5 [8]; 1.13 [10].

Коэффициенты дневного и вечернего максимума принимаются равными:

$k_d = 1$; $k_b = 0,6$ – для производственных потребителей [12];

$k_d = 0,3 \dots 0,4$; $k_b = 1$ – для бытовых потребителей (дома без электроплит) [12];

$k_d = 0,6$; $k_b = 1$ – для бытовых потребителей (дома с электроплитами) [12];

$k_d = k_b = 1$ – для смешанной нагрузки [12].

Таблица 5.3

**Значение коэффициента одновременности
для суммирования электрических нагрузок**

Наименование потребителей	Количество потребителей										
	2	3	5	7	10	15	20	50	100	200	500 и более
Жилые дома с нагрузкой на вводе, кВт/дом:											
– до 2	0,76	0,66	0,55	0,49	0,44	0,40	0,37	0,30	0,26	0,24	0,22
– свыше 2	0,75	0,64	0,53	0,47	0,42	0,37	0,34	0,27	0,24	0,20	0,18
Жилые дома с электроплитами и водонагревателями	0,73	0,62	0,50	0,43	0,38	0,32	0,29	0,22	0,17	0,15	0,12
Производственные потребители	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55	0,47	0,40	0,35	0,30

5.1.2. Если нагрузки потребителей различаются более чем в 4 раза, то суммирование нагрузок потребителей производится с помощью таблицы добавок (приложение 7) или с помощью таблицы 3.6 [7]; 15.7 [8]; 4.6[10]; 1.15[12].

Расчетная нагрузка группы дневного или вечернего максимума нагрузки будет определяться по формуле:

$$P_{d(b)} = P_{\text{больш}} + \Delta P \quad (5.4),$$

где: $P_{\text{больш}}$ – большая из расчетных нагрузок;

ΔP – добавка, соответствующая меньшей нагрузке.

5.1.3. Определяется нагрузка наружного освещения населенного пункта, которая включает нагрузку уличного освещения, нагрузку наружного освещения территории хозяйственных дворов, нагрузку освещения площади.

Расчетная нагрузка уличного освещения определяется по формуле:

$$P_{\text{расч.ул}} = P_{\text{уд}} \cdot l \quad (5.5),$$

где: $P_{\text{уд}}$ – удельная мощность, зависящая от ширины улицы и вида

покрытия, определяется по таблице 5.4 или из таблицы 2.1 [1]; 1.2 [12].

L – длина улицы, м.

Нагрузка наружного освещения территории хозяйственных центров (дворов) принимается из расчета 250 Вт на одно помещение и 3 Вт на погонный метр длины периметра хозяйственного двора:

$$P_{\text{расч.х.д.}} = 250n + 3L \quad (5.6),$$

где: n – количество помещений на хозяйственном дворе;

L – периметр хозяйственного двора, м.

Расчетная нагрузка площади рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{расч.пл.}} = 0,5 \cdot S_{\text{пл}} \quad (5.7),$$

где: $S_{\text{пл}}$ – площадь площади, м^2 .

Таблица 5.4

Нормы нагрузок уличного освещения

Объект	Нормы средней освещенности (лк)	Рекомендуемые светильники	Удельная мощность установки (Вт/м)
Поселковые улицы с асфальтобетонными и переходными типами покрытий при ширине проезжей части, (м)			
5...7	4	СЗПР-250	4,5...6,5
9...12	4	РКУ-250	6,0...8,0
5...7	8	СПО-500	11,0
9...12	8	НСУ-200	13,0
Поселковые дороги и улицы с покрытиями простейшего типа при ширине проезжей части, (м)			
5...7	2	СПО-200	5,5
9...12	2	НСУ-200 НКУ-200	7,0
Улицы и дороги местного значения и пешеходные шириной, (м)			
5...7	1	СПО-200	3,0
9...12	1	НКУ-200	4,5

При определении суммарной расчетной нагрузки уличного освещения следует просуммировать расчетную нагрузку освещения улиц (формула 5.5), площадей в населенном пункте (формула 5.7) и нагрузки уличного освещения потребителей производственного сектора (формула 5.5). Суммирование производится с коэффициентом одновременности, равным $K_o=1$.

Для определения значения полной нагрузки уличного освещения значение $\cos \varphi_B$ следует принимать равным $\cos \varphi_B = 0,75$.

5.1.4 Расчетная мощность дневного и вечернего максимума нагрузки производственных потребителей (производственной зоны) населенного пункта

определяется аналогично по формулам (5.2)...(5.4).

5.1.5 Коэффициент мощности дневного и вечернего максимума суммарной нагрузки всех потребителей населенного пункта определяется по кривым рисунок 5.1 или литературе рис. 4.1 [1]; 3.7 [7]; 4.6 [10]; 1.5 [12] в зависимости от отношения суммарной расчетной нагрузки производственных потребителей к общей суммарной расчетной нагрузке всех потребителей населенного пункта.

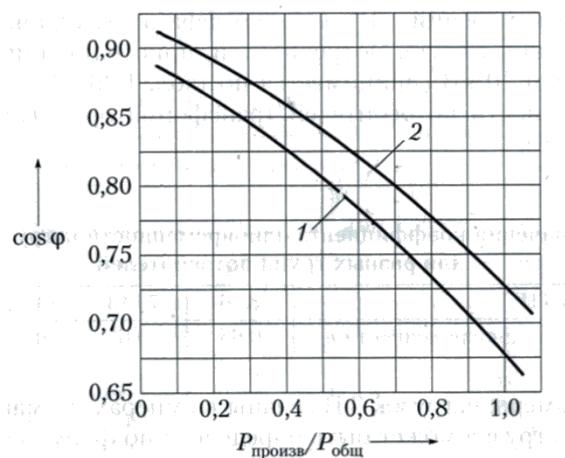


Рис.5.1 График «Зависимость коэффициента мощности от соотношения расчетной нагрузки производственных потребителей $P_{\text{произв}}$ и суммарной расчетной нагрузки $P_{\text{общ}}$ ».

- 1 – при дневном максимуме нагрузок;
2 – при вечернем максимуме нагрузок.

Расчетная полная мощность (S_p , к ВА) дневного и вечернего максимума нагрузки всех потребителей населенного пункта (кроме уличного освещения) определяется по формуле (1.1), где « $\cos \varphi$ » определяется по п. 5.1.5.

5.1.6. При определении расчетной суммарной вечерней нагрузки всего с/х объекта необходимо учесть мощность уличного освещения.

$$S_{p,\text{сум.}} = S_{v,\text{сум.}} + S_{\text{ул.осв}} \quad (5.8),$$

где:

$S_{v,\text{сум.}}$ – из пункта 5.6,

$$S_{\text{ул.осв}} = P_{\text{сум.осв}} / \cos \varphi_{\text{ламп.}}$$

$P_{\text{сум.осв.}}$ – значение взять из пункта 5.1.3.

5.1.7. За расчетную нагрузку проектируемой трансформаторной подстанции принимается наибольшее значение из суммарной дневной нагрузки и суммарной вечерней нагрузки.

5.2. Выбор количества и мощность трансформаторов на ТП 10/0,4 кВ

Ориентировочное число трансформаторных подстанций для проектируемого объекта рассчитывают по следующим формулам.

Если проектируемым объектом является протяженный поселок, имеющий

равномерно распределенную нагрузку, то приближенное число ТП определяют по формуле:

$$N_{\text{TP}} = 0,25 \sqrt{\frac{S_{\text{расч}} \cdot L}{\Delta U \%}} \quad (5.9.),$$

где $S_{\text{расч}}$ – Расчетная полная мощность населенного пункта, кВА;

L – длина населенного пункта, км;

$\Delta U \%$ – допустимая потеря напряжения в сети напряжением 0,38 кВ определяется по таблице отклонений напряжений и должна соответствовать нормативам, действующим на момент проектирования.

Протяженным поселком считается населенный пункт, имеющий не более двух улиц и длину большую, чем двойная ширина поселка.

Число ТП для населенных пунктов другой конфигурации определяется по формуле:

$$N_{\text{TP}} = 0,35 \sqrt[3]{\frac{S_{\text{расч}}^2 \cdot F}{(\Delta U)^2}} \quad (5.10.),$$

где F – площадь населенного пункта, км².

Полученные по формулам (5.9), (5.10) значения округляют до ближайшего целого числа. Если протяженность объекта не превышает 200 м, рекомендуется устанавливать одну ТП.

По нормам Технологического проектирования электроснабжения сельскохозяйственных потребителей следует проектировать для разных групп потребителей э.э. разные ТП. Жилой сектор и коммунально-бытовые потребители на одну ТП. (Расчетная нагрузка – вечерняя). Производственный сектор (крупный, компактно расположенный – вторую ТП (расчетная нагрузка дневная). Учитывая, что в перспективе планируется внедрять компьютеризированный учет потребляемой э.э., целесообразно проектировать как указано выше.

Если суммарная расчетная нагрузка на ТП превышает 630 кВА, то рекомендуется проектировать две ТП.

Если по расчету получается $N_{\text{TP}} \geq 2$, то все потребители разделяют на зоны, число которых должно быть равным числу ТП. Желательно, чтобы в зоны входили однородные потребители.

Для каждой зоны по данным таблицы 1.1 и формулам (1.1) ... (1.7) определяется расчетная полная мощность дневного и вечернего максимума нагрузки, а значение коэффициента мощности в формуле (1.1) принимается по таблице 1.2 или из литературы табл. 3.7 [2]; 4.7 [5]; 1.6 [7] с учетом характера суммарной нагрузки потребителей зоны (производственная, коммунально-бытовая или смешанная).

Число трансформаторов на подстанции определяется категорией

потребителей по надежности электроснабжения, которую можно определить по приложению 31 [2,5]. Для потребителей 1 категории следует установить по два трансформатора на ТП, для потребителей 2 и 3 категории – по одному трансформатору [3]. С учетом исходных данных нагрузок потребителей, приведенных в приложении 6, рекомендуется применять однотрансформаторные ТП. К проектированию, по возможности, следует принимать энергосберегающие трансформаторы 10/0,4 кВ типа ТМГ.

5.2.1. Определяют центр нагрузок и место расположения ТП по формулам:

$$X = \frac{\sum_1^n P_{\text{расч.}i} \cdot x_i}{\sum_1^n P_{\text{расч.}i}} \quad (5.11.)$$

$$Y = \frac{\sum_1^n P_{\text{расч.}i} \cdot y_i}{\sum_1^n P_{\text{расч.}i}} \quad (5.12.),$$

где $P_{\text{расч.}i}$ – расчетная нагрузка потребителей или их групп;

x_i ; y_i – координаты центра нагрузки потребителей или групп потребителей.

Корректируют место расположения ТП и отходящих линий напряжением 0,38 кВ.

Установленную мощность трансформаторных подстанций 35/10 и 10/0,4 кВ берут из таблиц РУМ 7–75, где приведены интервалы нагрузок для выбора мощности трансформаторов.

Таблица 5.5

Интервалы роста нагрузок для выбора трансформаторов п/ст 10/0,4 кВ с учётом экономических интервалов и допустимых систематических перегрузок без роста нагрузки с 8% динамикой роста нагрузки

Вид нагрузки	Температура воздуха, °C	Номинальная мощность трансформаторов, кВА						
		25	40	63	100	160	250	400
Коммунально-бытовая нагрузка	-10	до 30 до 32	31–50 33–54	51–77 55–83	78–129 84–140	130– 224 141– 224	225– 350	351– 520 351– 560
	-5				78–129 84–238	130– 221 139– 221	222– 345	346– 520 346– 552
	0				78–129 84–137	130– 219 138– 219	220– 343	344– 520 344– 548
	+5				78–129 84–134	130– 214	215– 335	336– 520

Вид нагрузки	Температура воздуха, °C	Номинальная мощность трансформаторов, кВА						
		25	40	63	100	160	250	400
						135–214		33–536
Производственная нагрузка	-10	до 33 до 36	34–57 37–60	58–86 61–93	87–145 94–150	145– 240 151– 240	241– 375	376– 579 376– 600
	-5							
	0							
	+5							
Смешанная нагрузка 0,2<К _{стп} ≤0,5	-10	до 26 до 28	27–44 19–48	45–67 49–73	68–113 74–123	114– 228 124– 234	229– 365 235– 365	366– 459 366– 501
	-5							
	0							
	+5							
	-10; -5; 0							
	+5							
	-10; -5; 0							
	+5							
Смешанная нагрузка 0,5<К _{стп} ≤0,8	-10; -5; 0					123– 240 134– 240	241– 375	376– 496 376– 541
	+5							
	-10; -5; 0							
	+5							

На основании выбранной номинальной мощности по каталогу выбирают трансформатор.

Технические данные некоторых трансформаторов приведены в приложении 13 и литературе [3; 10; 12; 13].

Для нормального режима эксплуатации подстанции номинальные мощности трансформаторов проверяются, исходя из условия:

$$\frac{S_p}{S_h \cdot n} \leq k_c, \quad (5.13),$$

где:

S_p (к ВА) – расчетная нагрузка трансформатора;

n – количество трансформаторов на ТП;

k_c – коэффициент допустимой систематической перегрузки трансформатора.

Предположим, что расчетная мощность ТП – $S_p = 135$ кВА.

Проверяем трансформатор КТП № 1:

$$\frac{135}{160 \cdot 1} \leq 1,4,$$

$$0,84 \leq 1,4.$$

Условие выполнено, следовательно, трансформатор подходит.

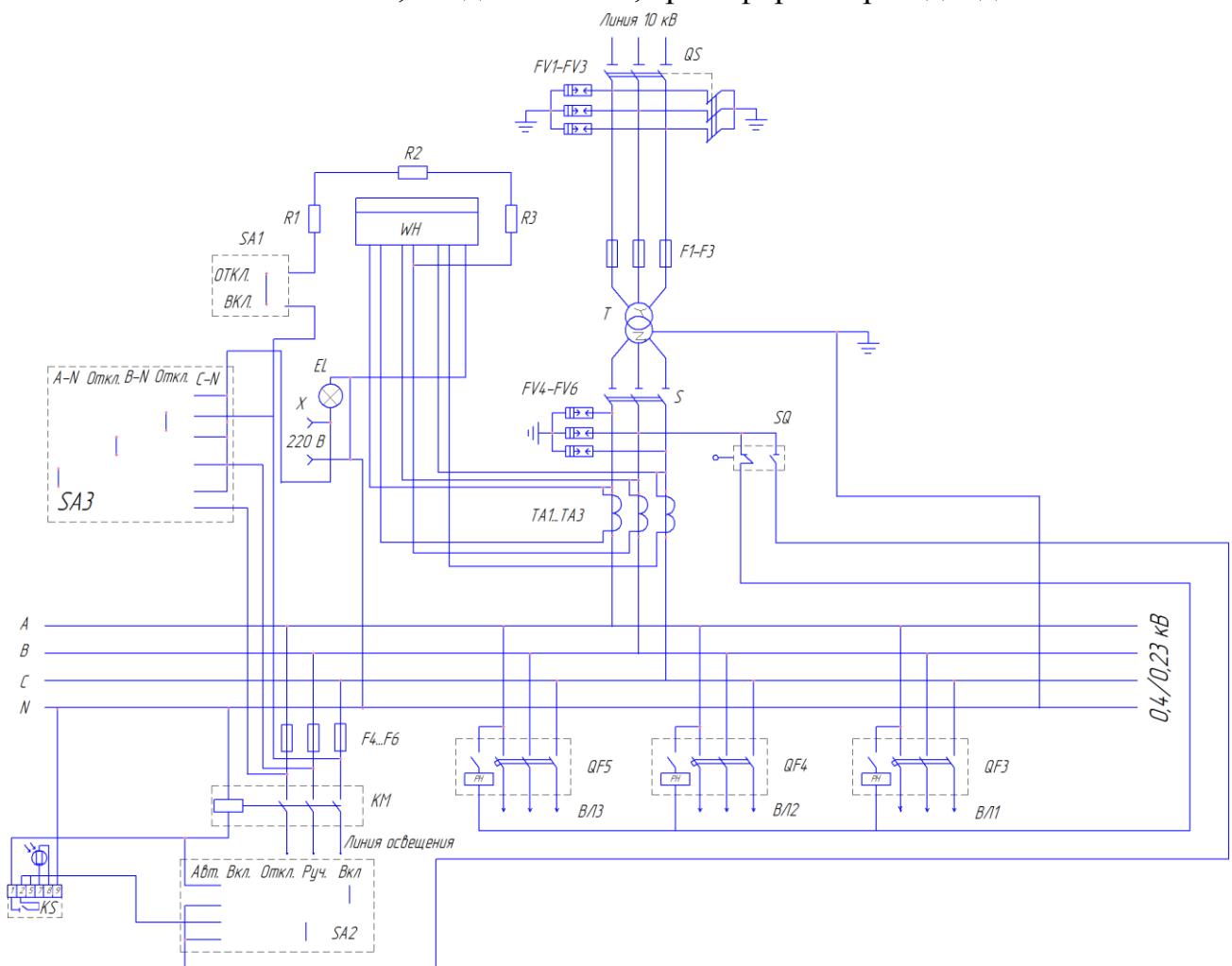


Рис. 5.2. Электрическая схема КТП с мощностью трансформаторов 25–160 кВА

В таблице 5.5 представлены технические параметры трансформаторов типа ТМГ мощностью 40–160 кВА

Таблицы 5.5

Технические данные трансформаторов напряжения 10/0,4 кВ

Тип трансформатора	Схема и группа соединения	Потери короткого замыкания, Вт	Напряжение короткого замыкания, %	Потери холостого хода, Вт
ТМГ-40-10(6)/0,4	У/Ун-0; У/Зн-11	900	4,5	150
ТМГ-63-10(6)/0,4	У/Ун-0; Д/Ун-11; У/Зн-11	1270	4,5	210
ТМГ-100-10(6)/0,4	У/Ун-0;	1970	4,5	270
ТМГ-160-10(6)/0,4	У/Ун-0; Д/Ун-11; У/Зн-11	2750	4,5	440

Паспортные данные трансформаторов других мощностей смотрите в справочниках.

При этом необходимо обеспечить возможность подхода линии напряжением 10 кВ и выхода линий напряжением 0,38 кВ. Территория рядом с ТП должна быть свободной от застроек. Необходимо исключить пересечение между собой линий 0,38 кВ, а их протяженность от начала до самой удаленной точки по магистрали не должна превышать 0,8–1,0 км.

Составляют расчетную схему сети напряжением 0,38 кВ, которая должна соответствовать выбранным трассам линий.

Основные типы потребительских трансформаторных подстанций представлены в [6, раздел 12.4] и в каталогах заводов изготовителей. При проектировании ТП следует учитывать, что в сельской местности преимущественно используются комплектные (КТП), мачтовые (МТП), столбовые (КТПС) и блочные трансформаторные подстанции с воздушными вводами и выводами [3].

Места установки ТП наносят на схему электроснабжения населенного пункта. Указывают их мощность, номера линий и расчетных участков, а также длины участков. Пример спроектированных трасс ВЛИ 0,38 кВ представлен в приложении 9.

Намечают на плане проектируемого объекта трассы будущих линий напряжением 0,38 кВ.

Все однородные потребители, присоединенные к каждому участку и соизмеримые по мощности, следует объединить в группы. Каждой группе потребителей и отдельным потребителям, не входящим в группы, необходимо присвоить номера.

5.3. Электрический расчет ВЛ 10 кВ и ВЛИ 0,38 кВ

При проектировании ВЛ 10 кВ трасса прокладывается так, чтобы по наикратчайшему расстоянию обеспечить электроэнергией населенные пункты. Намечают магистраль и отпайки от магистрали. По требованиям обеспечения надежности электроснабжения с.х. потребителей стараются при проектировании выбирать магистрали ВЛ 10 кВ протяженностью, не превышающие 16,7 км.

Общий порядок нумерации расчетных участков линий 10 и 0,38 кВ такой.

В сельской местности для обеспечения требований надежности электроснабжения потребителей в основном проектируют воздушные линии с изолированными проводами [2] (ПУЭ 7. глава 2) для ВЛИ 0,38 кВ и неизолированными проводами марки АС – для линий 10 кВ.

Каждой ВЛ присваивается свой номер. На каждой линии нумеруются участки ВЛ, начиная с шин ТП (расчетная точка – «0»). Затем нумеруется магистраль и затем отпайки.

Для ВЛ 0,38 кВ длины участков указывают в метрах, а на ВЛ 10 кВ и выше – в км.

Пример проектирования трасс ВЛИ 0,38 кВ представлен в приложении 9.

Количество линий, которые можно присоединить к ТП, зависит от мощности запроектированного трансформатора. При мощности 25–160 кВА количество равно трем, при мощности 250–630 кВА – четырем отходящим линиям.

Трассы прокладываются вдоль улиц.

5.4. Определение допустимых потерь напряжения в проектируемых сетях 10 и 0,38 кВ

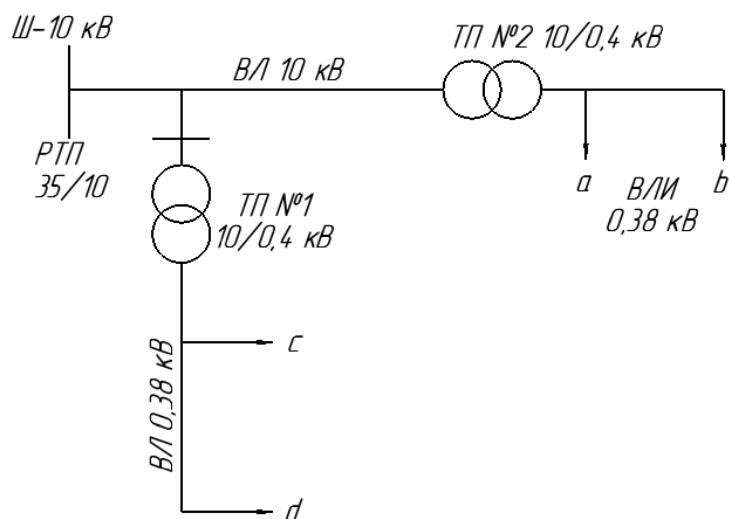


Рис. 5.3. Расчетная схема для определения допустимых потерь напряжения

На рис. 5.3 представлена расчетная схема для определения допустимых потерь напряжения в проектируемых сетях 10 и 0,38 кВ.

Таблица отклонений и потерь напряжения в КП необходима для определения допустимой потери напряжения в линиях 0,38 кВ и выбора оптимальной надбавки напряжения на трансформаторе подстанции.

Рассмотрим порядок составления таблицы отклонений напряжения для подстанции расчетного населенного пункта при исходных данных отклонения напряжения на шинах 10 кВ РТП.

Рассмотрим это на примере. Рассмотрим ВЛ 10 кВ, к которой присоединены ТП 10/0,4 кВ.

На стадии проектирования рассматриваются две ТП 10/0,4 кВ – ближайшая и удаленная, которые могут оказаться в тяжелых условиях.

Вначале определим потери напряжения для удаленной ТП при условии её максимальной загрузки.

Порядок расчета таблицы для удаленной ТП при максимальной нагрузке следующий:

1.1. Жирным шрифтом в таблице отклонений и потерь напряжения выделены элементы отклонения напряжения и потери напряжения, которые известны.

1.2. Отклонение напряжения на шинах 10 кВ РТП (110/10 или 35/10 кВ) заданы в задании на КП. В нашем случае:

$V_{\text{шины } 10\text{kV}} = +5\%$ при max режиме нагрузки и

$V_{\text{шины } 10\text{kV}} = 0\%$ при минимальной нагрузке.

1.3. Проектируемый трансформатор 10/0,4 кВ. На момент проектирования принимают, что трансформатор нагружен на свою номинальную мощность. Это позволяет определить максимальную потерю напряжения в активном и индуктивном сопротивлении трансформатора (стр. 138, 139 [6]). Потеря напряжения в % к номинальному напряжению сети, в данном случае 0,38 кВ примерно для всех трансформаторов мощностью 25–630 кВА составляет 4%. Поэтому при составлении таблицы отклонений и потерь напряжения при максимальной нагрузке трансформатора (100%) принимаем потери $\sum \Delta U_{\text{тр.макс}} = -4\%$. При минимальной нагрузке трансформатора принимаем потери напряжения в трансформаторе 25% от потерь напряжения в трансформаторе при максимальной нагрузке. $\sum \Delta U_{\text{тр.мин}} = -1\%$.

1.4. Надбавку напряжения на удалённом трансформаторе принимаем +5%. Эта надбавка принимается постоянной для максимального и минимального режимов.

1.5. Заносим выше перечисленные величины в таблицу 5.6.

Таблица 5.6

Таблица отклонений напряжений

Элемент установки	Отклонения напряжения % от $U_{\text{ном}}$			
	На самой ближайшей ТП (ТП № 1)		На самой удаленной ТП (ТП № 2)	
	При нагрузке в % от максимальной			
	100	25	100	25
Шины 10кВ РТП	+ 5	0	+ 5	0
Проект. ВЛ 10кВ	0	0	- 4	- 1
Проект. тр-р 10/0,4 кВ				
Надбавка напряжения	+ 2,5	+ 2,5	+ 5	+ 5
Потеря напряжения	- 4	- 1	- 4	- 1
Проект. ВЛИ 0,38 кВ				
Внешние сети	- 6	0	- 4,5	0
Внутренняя проводка	- 2,5	0	- 2,5	0

Элемент установки	Отклонения напряжения % от $U_{ном}$			
	На самой ближайшей ТП (ТП № 1)		На самой удаленной ТП (ТП № 2)	
	При нагрузке в % от максимальной			
	100	25	100	25
Потребитель э.э.	-5	+1,5	-5	+3

1.6. Во внутренней проводке жилых помещений допустимая потеря напряжения при максимальной нагрузке потребителей принимает $\Delta U_{вн.провод} = -2,5\%$.

При минимальном режиме нагрузки в сети рассматриваем самый ближайший потребитель электрической нагрузки. Поэтому потерями напряжения в ВЛ 0,38 кВ и потерями во внутренней проводке пренебрегаем. В расчетной таблице для удаленной сети потери в ВЛ 0,38 кВ и потери напряжения во внутренней проводке принимаем равными нулю.

Потери напряжения в трансформаторе и во внутренней проводке в таблицу заносим со знаком минус.

1.7. У удаленного потребителя э.э. («б») при максимальной нагрузке отклонение напряжения допускается $V_{потр} = -5\%$.

1.8. Задаемся надбавкой напряжения на трансформаторе. В нашем примере набавка напряжения на обмотке трансформатора принята $V_{трансф.} = +5\%$.

1.9. Разность отклонения напряжения в двух точках сети можно приравнять к потере напряжения между этими точками. Определим потери напряжения в ВЛ 10 и 0,38 кВ при максимальной нагрузке у потребителей э.э.

$$V_{шины10\text{кВ}} - V_{потр} = V_{тр-ра} - \Delta U_{ВЛ10} - \Delta U_{тр} - \Delta U_{ВЛ0,4\text{кВ}} - \Delta U_{вн.провод.}$$

$$+5 - (-5) = +5 - \Delta U_{ВЛ10} - 4 - \Delta U_{ВЛ0,4\text{кВ}} - 2,5$$

Суммарные потери напряжения в ВЛ10 кВ и ВЛИ 0,38 кВ равны:

$$10 = - \Delta U_{ВЛ10} + 5 - 4 - \Delta U_{ВЛ0,4\text{кВ}} - 2,5; 10 = - \Delta U_{ВЛ10} - \Delta U_{ВЛ0,4\text{кВ}} - 1,5$$

Окончательно $\Delta U_{ВЛ10} + \Delta U_{ВЛ0,4\text{кВ}} = -8,5$.

Так как это потери напряжения, то они получились со знаком минус, и в таблицу заносим значения со знаком минус. Суммарные потери напряжения в линиях 10 и 0,38 кВ делим на $\sum \Delta U_{л10\text{кВ}} = -4\%$, а $\sum \Delta U_{л0,38\text{кВ}} = -4,5\%$.

1.10. **Вывод.** Для удаленной ТП допустимые потери напряжения в ВЛ 10 кВ равны 4%, а в проектируемой ВЛИ 0,38 кВ равны 4,5%. Если допустимые потери напряжения в проектируемых ВЛ и ВЛИ окажутся больше допустимых, то на удаленной ТП следует увеличить надбавку напряжения на трансформаторе и повторить расчет в таблице.

5.4.1 Расчет допустимых потерь напряжения в ВЛ 10 кВ и в ВЛИ 0,38 кВ для ближайшей к РТП.

Пункты «2.1, 2.2, 2.3, 2.5, 2.6» аналогичен пункту «1.1, 1.2, 1.3, 1.5, 1.6».

На ближайшей к РТП подстанции 10/0,4 кВ можно принять меньшую надбавку напряжения на шинах трансформатора. Принимаем $V_{\text{тр-па}}=+2,5\%$. Заносим это значение в таблицу.

Рассматриваем максимальный режим нагрузки. Определим допустимые потери напряжения в ВЛ 10 кВ и ВЛИ 0,38 кВ до удаленного потребителя «д». В этом режиме считаем, что ближайшая ТП 10/0,4 кВ находится так близко от РТП, что потерями напряжения в ВЛ 10 кВ можно пренебречь. В таблице указываем, что $\sum \Delta U_{\text{л10кв}} = 0\%$.

Определяем допустимые потери напряжения в ВЛИ 0,3 кВ. По аналогии с п. 1.7.

$$V_{\text{шины10кв}} - V_{\text{потр}} = V_{\text{тр-па}} - \Delta U_{\text{ВЛ10}} - \Delta U_{\text{тр.}} - \Delta U_{\text{ВЛ0,4кв}} - \Delta U_{\text{вн.пров.}}$$

$$5 - (-5) = 2,5 - 0 - 4 - \Delta U_{\text{ВЛ0,4кв}} - 2,5; 10 = -4 - \Delta U_{\text{ВЛ0,4кв}}$$

Допустимые потери напряжения в ВЛИ 0,38 кВ составили: $\Delta U_{\text{ВЛ0,4кв}} = -6\%$. Это значение заносим в таблицу 5.6.

5.5. Электрический расчет воздушной линии напряжением 10 кВ

Классификация методов выбора сечений проводов в линиях напряжением 10 и 0,38 кВ приведена в таб. 7.1 [11], а также [11; 12].

ВЛ 10 кВ сельской местности – протяженные. К ним присоединяется большое количество ТП, питающих населенные пункты, индивидуальные фермерские хозяйства и большое количество производственных потребителей с.х. профиля. Поэтому к таким линиям предъявляются повышенные требования по обеспечению надежности таких ВЛ. С этой целью был предложен «Магистральный метод» таб. 7.5 [11], а также [11; 12]. Проведем расчет ВЛ 10 кВ этим методом.

До начала расчета рекомендуется на листе миллиметровой бумаги формата А3 (297 x 420 мм) начертить свой вариант схемы отходящей ВЛ 10 кВ (план местности с условным обозначением шести населенных пунктов и шин 10 кВ РТП 35/10 кВ), который принимается за основу всех дальнейших расчетов.

На плане рядом с условным обозначением и номером каждого населенного пункта необходимо указать исходные данные: расчетную активную мощность дневного и вечернего максимумов нагрузки всех потребителей населенного пункта; в скобках указывается расчетная активная мощность производственных потребителей, соответственно, для дневного и вечернего максимумов нагрузки.

Указанные исходные данные для расчетного населенного пункта, номер которого определяется шифром задания, необходимо определить по результатам ранее выполненных расчетов п.1; для остальных пяти населенных пунктов исходные данные берутся по заданному варианту схемы отходящей ВЛ 10 кВ.

После этого нумерацию следует поменять в соответствии с рекомендациями п. 5.3. (сначала магистраль, потом отпайки).

Расчет рекомендуется выполнять в следующей последовательности.

1.1. Составляется схема (конфигурация) ВЛ 10 кВ на плане местности. При этом населенные пункты на плане местности соединяют прямыми линиями, а один из них (находящийся в начале линии) соединяют прямой линией с шинами 10 кВ РТП 35/10 кВ. Производят перенумерацию в соответствии с п. 5.3.

1.2. На плане с учетом заданного масштаба определяются длины участков линии 10 кВ. Длина каждого участка ВЛ 10 кВ (в километрах) определяется с учетом заданного масштаба между центрами окружностей, обозначающих соединяемые населенные пункты, и указывается на плане местности.

1.3. Результаты дальнейших расчетов и необходимые данные для них оформляются в виде таблицы 5.7.

Таблица 5.7

Расчетные данные линии 10 кВ

Участок ВЛ 10 кВ		Расчетная активная мощность участка, кВт				$P_{Д.П}/P_{Д.О}$	$P_{В.П}/P_{В.О}$		
Номер	Длина, км	Днем		Вечером					
		$P_{Д.О}$	$P_{Д.П}$	$P_{В.О}$	$P_{В.П}$				
1	2	3	4	5	6	7	8		

Продолжение таблицы 5.7

$\cos \varphi_D$	$\cos \varphi_B$	$\tan \varphi_D$	$\tan \varphi_B$	Расчетная мощность				Рабочий ток, А	
				Реактивная, кВАр		Полная, кВА			
				Q_D	Q_B	S_D	S_B	I_D	I_B
9	10	11	12	13	14	15	16	17	18

Окончание таблицы 5.7

Марка и сечение провода	Потери напряжения, %				Потери энергии, кВт ч	
	Днем		Вечером			
	На участке	От шин 10 кВ до конца участка	На участке	От шин 10 кВ до конца участка		
19	20	21	22	23	24	

Таблица 5.7 заполняется в следующей последовательности:

В столбце 1 проставляются условные номера участков ВЛ 10 кВ, начиная с конечных и заканчивая головными участками. Каждый участок линии обозначается двумя цифрами по номерам населенных пунктов, которые он соединяет. Шинам 10 кВ РТП 35/10 кВ присваивается номер 0. Например, участок линии 2–5 находится между населенными пунктами 2 и 5.

В столбце 2 указывается длина (в км) каждого участка ВЛ 10 кВ, определенная по п. 3.2.

В столбцах 3, 4, 5 и 6 таблицы 3.1 проставляются расчетные активные нагрузки (дневного и вечернего максимума) всех потребителей ($P_{Д.0}$; $P_{В.0}$) и производственных потребителей ($P_{Д.п}$; $P_{В.п}$), которые на каждом из участков ВЛ 10 кВ определяются попарным суммированием с помощью формул (1.3); (1.4).

Коэффициенты одновременности для суммирования нагрузок в сетях 6...20 кВ приведены в таблице 5.8 или литературе табл. 4.2 [1]; 1.23 [12].

Добавки от меньшей из слагаемых нагрузок к большей нагрузке рекомендуется брать из приложения 8 или из литературы табл. 4.8 [1]; 3.10 [7]; 4.10 [10]; 1.24 [12].

Коэффициент максимума $k_{д} = k_{в} = 1$ – для смешанной нагрузки [12].

Таблица 5.8

Коэффициенты одновременности для суммирования электрических нагрузок в сетях напряжением 6...20 кВ

Количество ТП	2	3	5	10	20	25 и более
Коэффициент одновременности k_0	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65

В столбцах 7 и 8 таблицы 5.7 проставляется отношение производственной нагрузки к общей нагрузке по каждому участку ВЛ 10 кВ.

В столбцы 9 и 10 вписываются значения коэффициента мощности, определенные по кривым рис. 5.1 (см. также: рис. 4.1 [1]; 3.7 [7]; 4.6 [10]; 1.5 [12]) в зависимости от доли производственной нагрузки на каждом из участков линии (из практики нагрузки на ТП 10 кВ в сельской местности смешанные $\cos \varphi = 0,9$).

В столбцы 11 и 12 – соответствующие значения « $\operatorname{tg} \varphi$ ».

Значение тангенса можно вычислить по таблицам перевода или тригонометрической формуле:

$$\tan \varphi = \sqrt{\frac{1}{\cos \varphi^2} - 1} \quad (5.14).$$

Расчетная реактивная и полная мощность нагрузки для дневного и вечернего максимума по каждому участку ВЛ 10 кВ определяются по формулам:

$$Q = P_o \cdot \tan \varphi \quad (5.15).$$

$$S = \frac{P_o}{\cos \varphi} \quad (5.16),$$

где:

P_o – расчетная активная общая нагрузка, указанная в столбцах 3 и 5 табл. 5.7;

$\cos \varphi$; $\tan \varphi$ – коэффициент мощности столбцы 9...12 табл. 5.7.

В столбцы 17, 18 таблицы вписывается рабочий ток на участках линии, который определяется по формуле:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (5.17),$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение линии (10 кВ).

В столбец 19 таблицы 5.7 записывается выбранная марка и сечение проводов на каждом участке ВЛ 10 кВ. Данные по токовым нагрузкам голых или изолированных проводов можно взять в любом электротехническом справочнике или приложение 10; 11.

Для выбора проводов на магистрали определяем эквивалентную полную мощность и эквивалентный ток магистрали. Для определения сечения проводов находим эквивалентную мощность по формуле:

$$S_{\text{экв}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n S_i^2 \cdot l_i}{\sum_{i=1}^n l_i}}, \quad (5.18),$$

где:

n – число участков ВЛ;

l_i – длина участка, м;

S_i – расчетная мощность на соответствующем участке.

$$I_{\text{экв}} = \frac{S_{\text{экв}}}{\sqrt{3} \cdot U}, \quad (5.19),$$

где:

$S_{\text{экв}}$ – эквивалентная полная мощность;

U – номинальное напряжение.

Экономическая плотность тока в сельских сетях рекомендуется принимать не более $0,4\text{--}0,7 \text{ А/мм}^2$. В соответствии с рекомендациями стр. 160 [11] для ВЛ 10 кВ с малой плотностью нагрузки рекомендуется принимать ($j_{\text{ек}}=0,54 \text{ А/мм}^2$). Тогда экономическое сечение провода:

$$F_{\text{екв}} = \frac{I_{\text{екв}}}{j_{\text{ек}}} \quad (5.20)$$

На магистрали выбираем стальноеалюминевый провод марки АС с сечением провода не менее АС70. Вся магистраль выполняется одним проводом. На отпайках – не менее АС 35. В связи с тенденцией перехода низковольтных сетей на изолированные провода Возможно применение СИПЗ с теми же условиями [5] (уточнить норматив на момент написания КП).

Пример.

Конфигурация ВЛ 10 кВ представлена на рис. 5.4. Длины участков ВЛ 10 кВ указаны в км. Расчетные активные нагрузки указаны для дневного и вечернего режима ТП в кВт.

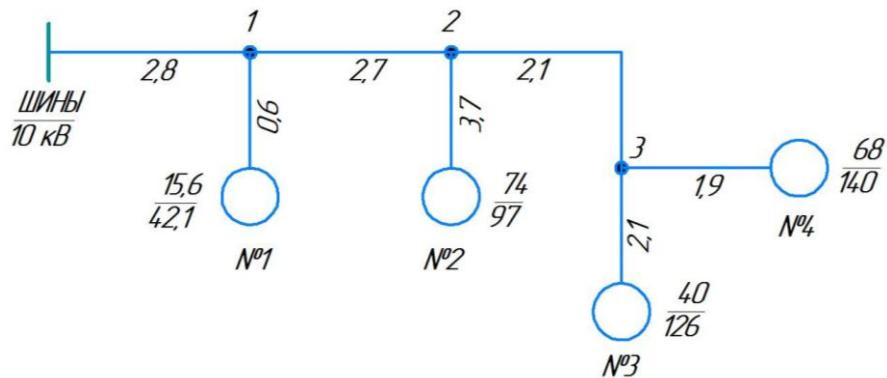


Рис. 5.4. Расчетная схема сети 10 кВ

Для выбора сечения проводов необходимо определить $P_{\text{расч}}$ на участках ВЛ, складывая нагрузки отдельных ТП с помощью таблицы суммирования нагрузок [1, с. 41]. Данные сведем в таблицу 5.9.

Таблица 5.9

Расчетные данные сети 10 кВ

Номера участков ВЛ 10кВ	S расч., кВА	cos φ	Длина участка, км	Марка и сечение провода	Потеря напряжения, %		
					на 1 км	на участке	От шин ТП до расчет. участка
1	2	3	4	5	6	7	8
0-1	741,2	0,9	2,8	AC70	0,38	1,0	1,0
1-ТП1	250	0,9	0,6	AC35	0,24	0,14	1,14

Номера участков ВЛ 10кВ	S расч., кВА	cos φ	Длина участка, км	Марка и сечение провода	Потеря напряжения, %		
					на 1 км	на участке	От шин ТП до расчет. участка
1-2	566,2	0,9	2,7	AC70	0,27	0,75	1,75
2-ТП2	225	0,9	3,7	AC35	0,3	1,11	2,86
2-3	432,2	0,9	2,1	AC70	0,28	0,58	2,33
3-ТП3	144,4	0,9	2,1	AC35	0,15	0,31	2,64
3-ТП4	332,2	0,9	1,9	AC35	0,29	0,55	2,88

$$S_{\text{экв}} = \sqrt{\frac{432 \cdot 2,1 + 566,2^2 \cdot 2,7 + 741,2^2 \cdot 2,8}{2,8 + 2,7 + 2,1}} = 606,3 \text{ кВА}$$

Эквивалентный ток:

$$I_{\text{экв}} = \frac{S_{\text{экв}}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{606,3}{1,73 \times 10} = 35,04 \text{ А}$$

Экономическую плотность тока в сельских сетях рекомендуется принимать не более 0,4–0,7 А/мм². В соответствии с рекомендациями стр. 160 [11] для ВЛ 10 кВ с малой плотностью нагрузки рекомендуется принимать ($j_{\text{эк}}=0,54$ А/мм²). Тогда экономическое сечение провода:

$$F_{\text{экв}} = \frac{I_{\text{экв}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{35,04}{0,54} = 64,9 \text{ мм}^2$$

Принимаем на сечение проводов ближайшее к стандартному, а именно АС 70.

Проверим, какое сечение провода следует выбрать на отпайках ВЛ 10 кВ.

Определяем сечение провода на наиболее нагруженной отпайке (таблица 5.9, участок 2–ТП 2).

$$F_{\text{экв}} = \frac{90,4}{0,54} = 81,3 \text{ мм}^2.$$

При выборе сечения провода по экономической плотности тока принимаем сечение, ближайшее к стандартному – АС 70.

Выбор по методу экономической плотности тока ($j_{\text{эк}} = 0,54$ – для ВЛ 10 кВ) и ($j_{\text{эк}} = 0,6$ – для ВЛИ 0,38 кВ). В соответствии с табл. 7.1 [11] определяем сечение на наиболее нагруженной отпайке (участок 2–№ 2).

В данном случае $I_{\text{раб}} = I_{\text{экв.}} = 18,5 \text{ А.}$

$$F_{\text{экв}} = \frac{18,5}{0,54} = 34,2 \text{ мм}^2$$

При выборе сечения провода по экономической плотности тока

принимаем сечение, ближайшее к стандартному – АС 35. На других отпайках нагрузки меньше, поэтому и эквивалентное сечение может быть меньше. Но по условию обеспечения надежности электроснабжения сечение на отпайках рекомендуется принимать не менее чем АС 35.

Окончательно принимаем: на магистрали АС 70, а на отпайках АС 35.

Параметры выбранных проводов необходимо свести в таблицу 5.10.

Таблица 5.10

Параметры выбранных проводов

Провод	$D_{ср}$, мм	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$I_{раб.max}$, А	$I_{доп}$, А
1	2	3	4	5	6

Значения « r_0 » для выбранных марок проводов рекомендуется принимать по приложению 12 или литературе (приложение 1) [7]; 1 [10]; а « x_0 » (по приложению 14, 15) [7]; [10] с учетом среднего геометрического расстояния между проводами, которое для ВЛ 10 кВ можно принять $D_{ср} = 1500 – 2000$ мм. В столбце 5 на самом нагруженном участке (участок 0–1) магистрали и на самом нагруженном участке отпайки 10 к (участок 2–№ 2) определяем значение рабочих токов и сравниваем его со значением максимального допустимого тока для выбранного сечения провода по условию допустимого нагрева. Его значение рекомендуется брать по приложению 10; 11 данных методических указаний. Выбранное сечение проводов должно удовлетворять условию допустимого нагрева:

$$I_{доп} \geq I_{раб.max} \quad (5.21).$$

Заносим значение $I_{доп}$ в таблицу 5.10 в колонку «6».

Проводим проверку выбранного провода по допустимой потере напряжения.

На каждом из участков линии необходимо определить потерю напряжения по графику приложение 16, или воспользоваться расчетной формулой:

$$\Delta U = \frac{(P \cdot r_0 + Q \cdot x_0) \cdot l}{U_{ном}} \quad (5.22),$$

где:

l – длина участка, км;

P ; Q – активная и реактивная мощности, передаваемые по участку, берется из табл. 5.7;

r_0 ; x_0 – активное и индуктивное сопротивление линии берется из табл. 5.10. для соответствующего участка.

Полученную потерю напряжения в вольтах необходимо перевести в

киловольты и представить в процентах:

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \quad (5.23).$$

Затем записываем эти значения в таблицу 5.7.

Для ускорения расчетов можно воспользоваться расчетной номограммой по определению допустимой потери напряжения в ВЛ 10 кВ (приложение 16).

Примечание. Такие же номограммы имеются в справочной литературе для проводов СИП.

Пример работы с номограммой по определению потерь напряжения:

1. Определяем потерю напряжения в ВЛ на 1 км выбранного сечения провода при заданной нагрузке.

2. Значения заносим в колонку «6» таблицы № 5.9.

3. Умножая значения колонки «4» на значения колонки «6» и в колонку «7» заносим результат.

4. Потери напряжения от шин 10 кВ до каждой из расчетных точек ВЛ определяются путем суммирования потерь напряжения тех участков, по которым передается нагрузка рассматриваемого участка ВЛ 10 кВ. (Пример: $\Delta U_{03} = \Delta U_{01} + \Delta U_{12} + \Delta U_{23}$).

Полученные результаты вписываются в столбце 8 таблицы 5.7. Аналогичные расчеты проводят для участков 0–№ 1, 0–№ 2, 0–№ 3; 0–№ 4. Наибольшее из этих значений принимается за максимальное расчетное значение потери напряжения в ВЛ 10 кВ.

5. Проведем выбор сечений проводов и проверку выбранного сечения на допустимую потерю напряжения $\Delta U_{\text{доп}}$.

Рассмотрим расчет наибольших фактических потерь напряжения с использованием расчетной диаграммы. В приложении 16 представлена расчетная диаграмма при значении $\cos \varphi$.

В начале по диаграмме определяем потерю напряжения на 1 км линии в % к номинальному напряжению данной линии. Заносим эти значения в таблицу. Потом определяем потери напряжения на каждом участке сети, умножив длину ВЛ на удельные потери напряжения на 1 км.

Результаты заносим в таблицу. Максимальные потери напряжения в любой ВЛ определяются как суммарные потери от шин РТП до каждой из ПС.

$$\Delta U_{\text{ВЛ } 0 \text{ №4.}} = \Delta U_{\text{ВЛ } 0 \text{ 1.}} + \Delta U_{\text{ВЛ } 12} + \Delta U_{\text{ВЛ } 23.} + \Delta U_{\text{ВЛ } 3 \text{ Тп№4.}}$$

$$\Delta U_{\text{ВЛ } 0 \text{ №4.}} = 1,0 + 0,75 + 0,58 + 0,55 = 2,88\%$$

$\Delta U_{\text{ВЛ } 0 \text{ №4.}}$ меньше допустимой потери напряжения.

$$\Delta U_{\text{ВЛ } \text{доп.}} = 4\%$$

Вывод: Выбранное сечение провода проходит по допустимой потере

напряжения.

В столбце 24 таблицы указываются потери электрической энергии на участках линии, которые рассчитываются по формуле:

$$\Delta W = 3 \cdot I^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau \quad (5.24),$$

где τ – время максимальных потерь.

Годовое время максимальных потерь допускается ориентировочно определять по такому эмпирическому выражению:

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{max}}{10000})^2 \cdot 8760 \quad (5.25).$$

Число часов использования максимума нагрузки в год принимаем по таблице 3.4 или литература табл. 4.6 [1].

Таблица 5.11

Зависимость годового числа часов использования максимума от расчетной нагрузки

Расчетная нагрузка, кВт	Число часов использования максимума (T_{max}) при характере нагрузки		
	коммунально-бытовая	производственная	смешанная
До 10	900	1100	1300
10–20	1200	1005	1700
20–50	1600	2000	2200
50–100	2000	2500	2800
100–250	2350	2700	3200
Более 250	2600	2800	3400

Также время максимальных потерь (час) может быть принято по таблице 3.8 или из литературы табл. 14.3 [7].

Таблица 5.12

Среднее значение показателей режима потерь электроэнергии

Элемент сети	Вид нагрузки	Время максимальных потерь τ ч. в год	Коэффициент участия максимума потерь K_m	Показатель режима нагрузки h ч. в год
Линия 110 кВ	Смешанная (производственная и коммунально-бытовая)	3100	0,85	3600
Подстанция 110 кВ	То же	3000	0,85	3500
Линия 35 кВ	То же	2500	0,82	3500
Подстанция 35/10 кВ	То же	2000	0,80	2500
	Смешанная с орошением	3100	0,50	6200
	Птицефабрика	6200	1,0	6200
	Свиноводческий комплекс	4400	1,0	4400
	Теплично-парниковый комбинат	400	0,45	900
Линия 10 кВ	Смешанная	1900	0,70	2700
Подстанция 10/0,38 кВ	Коммунально-бытовая	1100	0,64	1700
	Производственная	1500	0,40	3700
	Смешанная с преобладанием производственной	1800	0,65	2800
	Смешанная с преобладанием коммунально-бытовой	1400	0,90	1600
	Молочнотоварная ферма	3500	0,65	5500
	Свинооткормочная ферма	2500	0,85	10000
	Мастерская	1600	0,10	16000
Линия 0,38 кВ	Смешанная	1200	0,65	1900
	Коммунально-бытовая	900	0,64	1400
	Производственная	1000	0,40	2500

5.6. Электрический расчет линии напряжением 0,38 кВ

Воздушные линии напряжением 0,38 кВ, особенно в сельской местности следует выполнять самонесущими изолированными проводами [5] типа СИП-1, СИП-2.

Технические характеристики проводов СИП представлены в приложениях 11, 12.1 и 12.2. и в каталоге на провода СИП.

Для воздушных линий 0,38 кВ (согласно [5; 11]) в настоящее время рекомендуется при проектировании таких линий использовать метод расчета «По экономической плотности тока и эквивалентному току». Для обеспечения надежности электроснабжения с.х. потребителей линии проектируют по магистральному принципу. Поэтому аналогично расчета ВЛ 10кВ определяем эквивалентный ток на магистрали ВЛИ 0,38кВ.

Минимально допустимое сечение на магистрали следует принимать [5] не

менее А50, а на отпайках не менее А25.

Порядок расчета ВЛИ 0,38 кВ

1. На плане населенного пункта наносим конфигурацию линий 0,38 кВ.

2. Нумеруем каждую линию отдельно – Л1, Л2 и т.д.

3. Наметим магистраль и отпайки для каждой ВЛИ отдельно.

4. Нумеруем участки, начиная с шин 0,4кВ ТП 10/0,4кВ.

5. Вначале нумеруем магистраль ВЛ, а затем отпайки.

6. На магистрали выбираем провод СИП-1 3х А50+ 50+ 1х А 70. Вся магистраль выполняется одним проводом. На отпайках – не менее СИП-13 Ах25+ 1 хАх35.

7. Проводим расчет электрических нагрузок на участках ВЛИ методом надбавок. За расчетные величины на участках ВЛИ 0,38 кВ принимаются максимальные нагрузки.

8. Проверяем провода, выбранные по «магистральному методу» соответственно выбора по экономической плотности тока. В сетях напряжением 0,38 кВ, выполненных как ВЛИ, экономическая плотность тока рекомендуется принимать равным – $j_{ek}=0.6 \text{ А}/\text{мм}^2$.

9. Результаты расчетов сводим в расчетные таблицы и проводим расчеты, аналогичные расчета ВЛ 10 кВ.

10. Особенность определения расчетных потерь в ВЛИ 0,38 кВ состоит в том, что:

Длину участков в расчетные формулы и соответствующие таблицы следует подставлять в «км».

Индуктивным сопротивлением при определении потерь напряжения можно пренебречь.

Таблица 5.11

Расчетная нагрузка на участках линии напряжением 380/220 В

Номер расчетного участка	Расчетная нагрузка		Коэффициент Мощности На участке	Надбавка кВт	Коэффициент одновременности	Наружное освещение				
	Активная кВт									
	P_d	P_b								

Таблица 5.12

Параметры выбранных проводов

Линия	Участок	Провод	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$I_{p,max}$, А	$I_{доп.}$, А	ΔU_ϕ , %	$\Delta U_{\Sigma\phi}$, %
W1	0–1							
	1–2							
	2–3							
	3–4							
W2	0–5							
	5–6							
	6–7							
	7–8							
	8–9							
W3	0–10							
	10–11							
	11–12							
	12–13							
	12–14							
	14–15							

5.7. Расчет токов короткого замыкания

При расчете токов короткого замыкания в сельских сетях 380/220 В необходимо определить трехфазный, двухфазный и однофазный ток короткого замыкания. При расчете токов короткого замыкания делается следующее допущение: токи трехфазного и двухфазного к.з. проходит через понижающие трансформаторы, при условии, что на шинах высшего напряжения понижающего трансформатора напряжение неизменно и равно его номинальному значению. Таким образом, при определении результирующего сопротивления z_Σ до точки короткого замыкания можно учитывать активные и индуктивные сопротивления лишь трансформатора и проводов линии 0,38 кВ

Расчеты сводятся, как правило, к определению трехфазного и двухфазного короткого тока замыкания на шинах 0,4 кВ силового трансформатора и тока однофазного короткого замыкания в наиболее электрически удаленной точке каждой линии. Однофазные (минимальные) токи к.з. определяются в сетях напряжением 0,38 кВ, так как эти линии выполняются как линии с глухо заземленной нейтралью.

По согласованию с преподавателем, расчет тока однофазного короткого замыкания производится для одной, наиболее протяженной ВЛИ 0,38 кВ.

Значение тока трехфазного короткого замыкания необходимо для проверки устойчивости аппаратуры и согласования действия защиты трансформатора и линий 0,38 кВ, а по току однофазного короткого замыкания

проверяют чувствительность срабатывания защитных аппаратов. В нашем случае – автоматических выключателей.

5.7.1. Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания следует определить в расчетных точках на стороне 0,38 кВ:

К1 – максимальный ток (трехфазного) к.з. сразу за местом установки автоматических выключателей – $I_{K1}^{(3)}$;

К2 – минимальный (однофазный) ток короткого замыкания в конце наиболее удаленной точке ВЛИ 0,38 кВ – $I_{K2}^{(1)}$;

К3 – Значение трехфазного тока короткого замыкания на стороне 10 кВ силового трансформатора, при к.з. в начале ВЛИ 0,38 кВ – $I_{K3}^{(3)}$

К4 – значение двухфазного тока к.з. сразу за местом установки автоматического выключателя – $I_{K4}^{(2)}$

Рассмотрим определение значений этих токов к.з. на примере.

Расчетная схема и схема замещения элементов электрической схемы представлены на рис. 5.5 и 5.6.

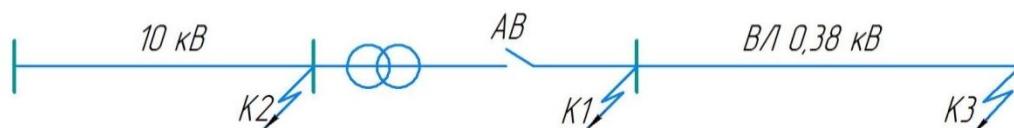


Рис. 5.5. Расчетная схема по определению токов к.з.

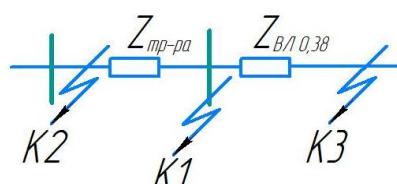


Рис. 5.6 Схема замещения элементов расчетной схемы для расчета токов к.з.

На этих схемах указаны расчетные точки коротких замыканий: К1, К2, К3, К4.

Сети напряжением 0,38 кВ выполняются как сети с глухо заземленной нейтралью. В таких сетях могут возникать трехфазные, двухфазные и однофазные к.з.

На расчетной схеме указаны марка и мощность трансформатора, сечение участков ВЛИ 0,38 кВ и их протяженность, указанных в км.

В соответствии с стр. 190 [11] сопротивлением ВЛ 10 кВ можно пренебречь.

Ток при трехфазном КЗ за автоматом установленным на стороне 0,4 кВ

для трансформатора с $S_{\text{ном}}=160\text{kVA}$ составляет:

$$I_{K,\text{max}}^{(3)} = \frac{1,05}{U_K} \cdot I_{\text{ном}} \quad (5.26)$$

Где:

U_K – напряжение короткого замыкания трансформатора.

В каталоге трансформаторов эта величина указывается в % к номинальному напряжению трансформатора.

В расчетную формулу эта величина подставляется в относительных единицах:

$U_K = 4,5\%$ или $U_K = 0,045$ отн. ед.

$I_{\text{ном}}$ = номинальный ток трансформатора на стороне 0,4 кВ;

Пример.

Для трансформатора с номинальной мощностью $S_{\text{ном}}=160\text{kVA}$,

$$I_{\text{ном,тр}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 230,94 \text{ A.}$$

Определяем трехфазный ток к.з. (расчетная точка – К1) на шинах 0,4 кВ трансформатора.

$$I_{K,\text{max}}^{(3)} = \frac{1,05}{U_K} \cdot I_{\text{ном}} = \frac{1,05 \cdot 230,94}{0,045} = 5388,6 \text{ A.}$$

Соответственно на стороне 10 кВ ток трехфазного к.з. составит (с учетом коэффициента трансформации силового трансформатора $10,5/0,4 = 25$) в 25 раз меньше, чем на стороне 0,4 кВ) Трехфазный ток к.з (в расчетной точке К3) на стороне 10 кВ, при к.з. на стороне 0,4 кВ – равен:

$$I_{K,\text{max}}^{(3)} = \frac{5388,6}{10,5/0,4} = 205,28 \text{ A.}$$

Эти максимальные токи к.з. нужны для проверки термической стойкости автоматического выключателя и для проверки селективности срабатывания защит. При двухфазном к.з. (т. К4) вначале ВЛИ 0,38 кВ электромагнитный расцепитель автоматического выключателя должен сработать быстрее, чем перегорит плавкая вставка на стороне 10 кВ..

Определяем минимальный (однофазный) ток к.з. в конце наиболее протяженной ВЛИ 0,38 кВ. (т. К2).

Однофазный ток короткого замыкания равен:

$$I_K^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_m}{3} + Z_n}; \quad (5.27)$$

где: $U_{\phi} = 230 \text{ В.}$

При расчете однофазного к.з. значение напряжения принимается 1,05 от значения фазного напряжения и считается, что во всех точках сети 0,38 кВ это напряжение имеет постоянное значение 230 В.

$Z_{\text{тр}}$ – полные сопротивления трансформаторов току замыкания на корпус, приведенное к стороне 0,38 кВ.

Эти значения приведены в Приложении № 13 или стр. 191 [6].

Петля ВЛ 0,38 кВ при протекании этого тока складывается из активных сопротивлений фазного и нулевого провода и индуктивного сопротивления между фазным и нулевым проводом.

В расчетах определяется сопротивление петли на 1 км линии, а затем умножают на длину линии, выполненным данным сечением. Если расчетный участок ВЛ выполнен двумя сечениями проводов, то для каждого сечения определяем сопротивление петли на 1 км линии и умножаем на длины участков, выполненных разными сечениями.

Полное сопротивление петли «фазный – нулевой провод» составляет:

$$Z_{\text{петли}} = L \sqrt{(R_{\Phi} + R_{\text{h}})^2 + (X_{\text{h}\Phi} + X_{\text{hh}})^2} \quad (5.28),$$

где: L – длина участка ВЛИ, выполненная одним сечением;

R_{Φ} – удельное активное сопротивление фазного провода;

R_{h} – удельное активное сопротивление нулевого провода.

$X_{\text{h}\Phi}$ – удельное сопротивление фазного провода

X_{hh} – удельное индуктивное сопротивление нулевого провода.

Рассмотрим определение однофазного к.з в точке «два» для приведенного примера.

Линия состоит из двух участков. Первый участок 0–5-сечением СИП 3x50+1x70.

Второй участок (5–7) СИП 3x25+1x35.

Суммарное сопротивление петли Ф-0 определяется по формуле:

$$Z_{\text{петли сумм}} = Z_{\text{п1}} + Z_{\text{п2}} \quad (5.29).$$

Соответственно $L_1 = 300 \text{ м} = 0,3 \text{ км}$; $L_2 = 100 \text{ м} = 0,1 \text{ км}$

Удельные активные сопротивления проводов СИП приведены в Приложении 11 и в табл. 2.4 [6].

$$Z_{\text{п1}} = 0,3 \sqrt{(0,822 + 0,822)^2 + (0,0791 + 0,060)^2} = 0,28 \text{ Ом.}$$

$$Z_{\text{п2}} = 0,1 \sqrt{(1,54 + 1,111)^2 + (0,0791 + 0,0615)^2} = 0,26 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{п сумм}} = 0,28 + 0,26 = 0,54 \text{ Ом}$$

Однофазный ток короткого замыкания (расч. точка К2) равен:

$$I_K^{(1)} = \frac{U_{\Phi}}{\frac{Z_m}{3} + Z_n} = \frac{230}{\frac{0,7}{3} + 0,54} = 298,7 \text{ А;}$$

Ток двухфазного КЗ за трансформатором (расч. точка К4) равен:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_K^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5388,6 = 4688,1 \text{ А.}$$

Результаты расчетов токов к.з. следует представить в табличной форме.

Таблица 5.13

Результаты расчетов токов КЗ

Расчетные точки к.з.		K1	K2	K3	K4
Виды к.з.		$I_K^{(3)}$	$I_K^{(1)}$	$I_K^{(3)}$	$I_K^{(2)}$
Значения т.к.з.	A				

5.8. Выбор автоматических выключателей

Комплектные трансформаторные подстанции для электроснабжения с.х. потребителей комплектуются обычно автоматическими автоматами типа А3700.

Рассмотрим выбор автомата на примере выше рассмотренной линии электропередач.

Автоматы выбираются исходя из следующих условий:

1. Номинальное напряжение автомата должно быть больше или равно напряжению сети:

$$U_{\text{н.авт.}} \geq U_{\text{н.сети}} \quad (5.30)$$

$$U=660 \text{ В} > U=380 \text{ В}$$

Условие выполняется.

2. Номинальный ток теплового расцепителя должен быть больше или равен току нагрузки с учетом коэффициента надежности (равного 1,1 – 1,3);

$$I_{\text{тепл.расц.}} \geq 1,2 \cdot I_{\text{раб.ВЛИ}} \quad (5.31),$$

где – $I_{\text{раб.ВЛИ}}$ – ток ВЛИ в месте установки АВ

$I_{\text{раб.}}$ для рассматриваемой ВЛИ в месте установки АВ равен 34,2А.

$$I_{\text{тепл.расц.}} \geq 1,2 \cdot 34,2 = 40,01 \text{ А}$$

$$I_{\text{тепл.расц.}} > 40,01 \text{ А}$$

Выбираем А3714 с $I_{\text{ном.авт.}} = 80 \text{ А}$ $I_{\text{тепл.расц.}} = 63 \text{ А.}$

3. Предельно допустимый ток отключения автомата

$$I_{\text{апр.}} \geq I_{k,\text{max}}^{(3)} \quad (5.32),$$

где $I_{k,\text{max}}^{(3)}$ – максимальное значение тока трехфазного короткого замыкания на шинах 0,4кВ ТП.

Из предыдущих расчетов $I_{k,\text{max}}^{(3)} = 5388,6 \text{ А} = 5,38 \text{ кА}$

$$I_{\text{пред.доп.}} = 18 \text{ кА} \quad 18 \text{ кА} > 5,38 \text{ кА.}$$

4. Электромагнитный расцепитель автомата осуществляет мгновенную максимальную токовую отсечку. Для обеспечения селективности работы отсечки её ток срабатывания должен быть равен:

$$I_{c.o.} \geq 1,25 \cdot I_{\text{нагр.}} \quad (5.33)$$

– для рассматриваемой ВЛ $= 1,25 \cdot 34,2 = 42,7 \text{ A}$;

5. Коэффициент чувствительности отсечки электромагнитного расцепителя:

$$K_{\text{ч.тр.}} = \frac{I_k^{(2)}}{I_{\text{ср.эм}}} \geq 1,1 \quad (5.34)$$

Ток двухфазного КЗ за трансформатором был определен ранее

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_k^{(3)} = 4688,1 \text{ A}$$

$$K_{\text{ч.о.}} = \frac{I_k^{(2)}}{I_{\text{ср.эм}}} = \frac{4688,1}{1500} = 3,12 \geq 1,1$$

6. Коэффициент чувствительности теплового расцепителя автоматического выключателя равен:

$$K_{\text{ч.тр.}} = \frac{I_k^{(1)}}{I_{\text{тр.н}}} \geq 3. \quad (5.35)$$

В рассматриваемом примере – однофазный ток к.з. равен $I_k^{(1)} = 298,7 \text{ A}$

Тогда коэффициент чувствительности теплового расцепителя автоматического выключателя для рассматриваемой линии равен:

$$\text{ВЛ 1} - K_{\text{ч.тр.}} = \frac{I_k^{(1)}}{I_{\text{тр.н}}} = \frac{298,7}{63} = 4,74 \geq 3;$$

Условие соблюдается.

7. Выбор плавких вставок предохранителя для защиты трансформатора 10/0,4 кВ и проверка селективности их защиты на стороне 10 кВ.

Номинальный ток плавкой вставки предохранителя ПКТ, устанавливаемый на стороне 10 кВ, выбираются по условию отстройки от бросков намагничивающего тока.

При выборе рекомендуется пользоваться таблицей № 5.10

Таблица 5.14

Таблица выбора плавких вставок

$S_{\text{тр-па}}$	кВА	25	40	63	100	160	250	400	630
$I_{\text{н. тр-па}}$	A	1,44	2,31	3,64	5,77	9,25	14,5	23,1	36,4
$I_{\text{пл.вст}}$	A	5,0	8,0	10	16	20	40(32)	50	80

Для трансформатора 10/0,4 кВ $S_{\text{ном}} = 160 \text{ кВА}$ номинальный ток плавкой вставки составляет – $I_{\text{пл.вст}} = 20 \text{ A}$

Проверяем условие селективности ПКТ-10 и А3714 (Если это покажется трудным для обучающихся – можно исключить). Токи плавкой вставки для селективности срабатывания защит согласно таблице выбирают по условию:

$$I_{\text{пл.вс.}} \geq 2 \cdot I_{\text{ном.тр-па на 10 кВ}} \quad (5.36),$$

где $I_{\text{ном.тр-па на 10 кВ}}$ – номинальный ток трансформатора на стороне 10 кВ.

Условие селективности:

$$t_e \geq \frac{t_{c.e.} + \Delta t}{K_n}, \quad (5.37),$$

где: $K_n = 0,9$ коэффициент приведения каталожного времени плавления вставки ко времени её разогрева;

$t_{c.e.}$ – полное время срабатывания автомата;

Δt – ступень селективности.

$$t_e \geq \frac{0,03+0,5}{0,09} = 0,59 \text{ с.}$$

Ток при трехфазном КЗ за автоматом для трансформатора с $S_{\text{ном}} = 160 \text{ кВА}$ составляет:

$$I_{K.\text{max}}^{(3)} = \frac{1,05}{U_K} \cdot I_{\text{ном}} = \frac{1,05 \cdot 230,94}{0,045} = 5388,6 \text{ А.}$$

Соответственно на стороне 10 кВ ток КЗ составит:

$$I_{K.\text{max}}^{(3)} = \frac{5388,6}{10,5/0,4} = 205,28 \text{ А.}$$

Эти данные известны из предыдущих расчетов.

По ампер-секундным характеристикам плавких вставок предохранителей ПКТ для плавкой вставки с $I_{\text{ном плвст.}} = 20 \text{ А}$ – при токе 205,28 А время плавления составляет 1,85 с и $t_B \geq 0,59 \text{ с.}$

Таким образом, для трансформатора 160кВА селективность защиты будет обеспечена.

Плавкая вставка должна быть проверена по условию $t_B \leq t_K \leq 5 \text{ с.}$

где: $t_K = \frac{900}{K^2}$ – допустимое время протекания тока КЗ в трансформаторе по условию термической стойкости.

$K = \frac{I_{CO}}{I_{H.T.}}$ – отношение установившегося тока КЗ к номинальному току трансформатора.

В нашем случае $U_K = 4,5\%$, $K = 23,3$, а t_K равно: $t_K = \frac{900}{23,3^2} = 1,65 \text{ с.}$

тогда $0,59 \leq 1,65 \leq 5$.

Следовательно, выбранные плавкая вставка обеспечивают безопасность трансформатора при КЗ.

5.9. Определение потерь мощности в сети 0,38 кВ

Возможен непосредственный прямой расчет потерь мощности в ВЛ по величинам активного сопротивления каждого участка сети и тока участка.

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot R \quad (5.38)$$

Для разветвленных линий подобный расчет производят с помощью коэффициента связи между $\Delta U\%$ и $\Delta P\%$ - коэффициента $K_{\text{н/м}}$. Для одного участка сети с активным R , Ом/км и индуктивным X , Ом/км сопротивление проводов, с.33[7]:

$$K_{\text{н/м}} = \frac{1 + \text{tg}^2 \varphi}{1 + \frac{X}{R} \text{tg} \varphi} \quad (5.39),$$

где $K_{\text{н/м}} = 0,7$; $\Delta P\% = 0,7 \cdot \Delta U\%$

Установлено, что для разветвленных цепей следует ввести поправочный коэффициент $K_{\text{раз}} = 0,75 \div 0,9$; $\Delta P\% = K_{\text{н/м}} \cdot \Delta U\% \cdot K_{\text{раз}}$ (5.30) .

6. Конструктивное выполнение линий напряжением 0,38 кВ, 10 кВ и подстанции 10/0,38 кВ

Для линий 0,38 и 10 кВ необходимо выбрать по справочной литературе [3; 10; 11; 12; 13 и др.] опоры, изоляторы и линейную арматуру; рассчитать с учетом длины линий необходимое количество указанных элементов.

Выбирается тип трансформаторной подстанции ТП1 и приводятся её основные технические характеристики [3; 10; 11; 12; 13 и др.]. До настоящего времени для сельского электроснабжения широкое применение имеют однотрансформаторные комплектные подстанции типа КТП мощностью до 250 кВА, тупиковые и проходные подстанции типов КТПТ и КТПП мощностью 400 и 630 кВА. Трансформаторы мощностью до 250 кВА рекомендуется применять со схемой соединения обмоток звезда-зигзаг с нулем, а РУ 0,38 кВ – с автоматическими воздушными выключателями.

В целях более широкого охвата пройденного материала руководитель проекта в данном разделе индивидуально выдает обучающимся «Спец. вопрос» по оборудованию или устройству линий электропередач 10; 0,4 кВ или трансформаторным подстанциям.

По желанию студента «Спец. вопрос» может быть созвучен с темой будущего дипломного проекта, дабы использовать его в будущем в написании выпускной квалификационной работы (дипломного проекта).

Список использованной литературы

1. РД 34.20.178. Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения. – Главниипроект. Всесоюзный государственный проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт «Сельэнергопроект». Дата введения 01.01.1982. Дата актуализации 01.12.2013, действующий.
2. Правила устройства электроустановок – ПУЭ 7 издания. – М, Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.
3. Технические требования к подстанциям 6-35/0,4 кВ Приложения к распоряжению ОАО РАО «ЕЭС России» и ОАО «ФСК ЕЭС» от 25.10.2006 № 270р.
4. Положение ОАО «Росссети» о единой технической политики в электросетевом комплексе от 27.12.2013 № 208.
5. НТПС-88 № 07.04-97 «Нормы технологического проектирования электрических сетей сельскохозяйственного назначения».
6. Практические рекомендации по определению удельных показателей энергозатрат и потребителей топливно-энергетических ресурсах в социально-инженерной сфере села (жилой сектор, социально-культурная сфера обслуживания, ЛПХ, крестьянские (фермерские) хозяйства). – Москва Российская академия сельскохозяйственных наук, ГНУ ВИЭСХ 2008.
7. Будзко И.А., Зуль Н.М. Электроснабжение сельского хозяйства. – М.: Агропромиздат, 1990. – 496 с. ISBN 5-10-000756-7.
8. Каганов И.Л. Курсовое и дипломное проектирование. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Агропромиздат, 1990. – 351 с. ISBN-5-10-000765-6.
9. Кочетков Н.П. Электроснабжение сельского населенного пункта. Методические указания. – Ижевск. ИжГСХА, 2004. – 74 с.
10. Лещинская Т.Б., Наумов И.В. Электроснабжение сельского хозяйства. – М.: БИБИКОМ, ТРАНСЛОГ, 2015. – 656 с. ISBN 978-5-905563-41-6.
11. Лещинская Т.Б. Электроснабжение сельского хозяйства. – М.: КолосС, 2006. – 368 с. ISBN 5-9532-0205-9.
12. Янукович Г.И. т др. Электроснабжение сельского хозяйства: практикум. – М.: ИНФРА-М; Минск: Новое знание, 2015. – 516 с. ISBN 978-5-16-010297-9.
13. Номенклатурный каталог «Тольяттинский трансформатор». – Тольятти, 2016.

Приложение 1

Пример оформления штампов в р.п. записке и на графических листах КП

Рисунок 1.1 – Форма 1

					КП.35.02.08.МДК.02.02.333.2018.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Электроснабжение сельского населенного пункта	Лист	Масса	Масштаб
Разраб.	Иванов В.А.							
Проф.	Петров А.А.							
Г.контр.	Петров А.А.					Лист	Листов	1
Н.контр.	Петров А.А.				РМК гр 43-Э			
Чтвр.	Петров А.А.							

Рисунок 1.2 – Форма 2а

КП.35.02.08.МДК.02.02.333.2018.ПЗ

Рисунок 1.3 – Размеры форма 1

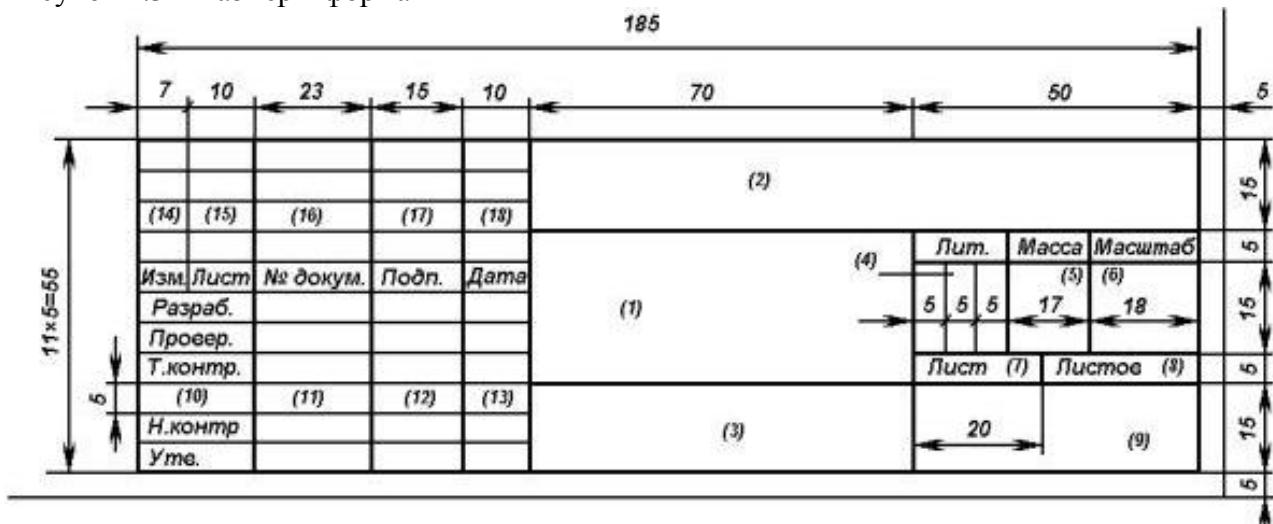
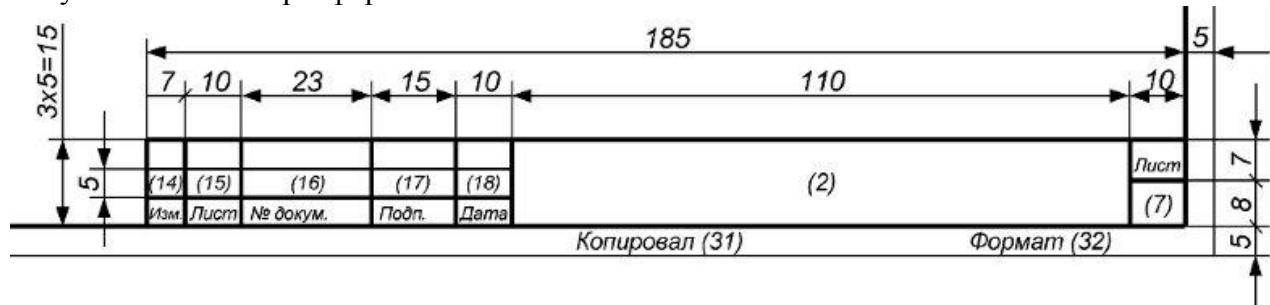


Рисунок 1.4 – Размеры форма 2а



Приложение 2

Пример оформления титульного листа курсового проекта

СОГБПОУ «Рославльский многопрофильный колледж»

Курсовой проект по дисциплине

Специальность: 35.02.08 «Электрификация
и автоматизация сельского хозяйства»

МДК 02.02 Эксплуатация систем электроснабжения сельскохозяйственных
предприятий

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ СЕЛЬСКОГО НАСЕЛЕННОГО ПУНКТА

Выполнил студент 33-Э группы _____
(подпись) _____ (фамилия, и., о.) _____

Проверил _____
(подпись) _____ (фамилия, и., о.) _____

Курсовой проект защищен с оценкой _____

_____ (дата) _____ (подпись) _____ (фамилия, и., о.)

Рославль 20____

Приложение 3

Образец задания на курсовой проект

СОГБПОУ «Рославльский многопрофильный колледж»

ЗАДАНИЕ для курсового проектирования

Студент _____

Тема проекта _____

35.02.08 «Электрификация и автоматизация сельского хозяйства»

Исходные данные к проекту справочная и техническая литература,
а также см. приложение

Расчетно-пояснительная записка

Введение

Заключение

Список литературы.

Графическая часть проекта

Лист 1 _____

Лист 2 _____

6. Дата получения задания «____» «____» 20____г

7. Срок окончания проекта _____ 20____г

Руководитель проекта _____ / _____ /

Приложение 4

Расположение электрифицированных н.п. относительно шин 10 кВ РТП. Варианты расчетных схем - № 1; № 2; № 3; № 4

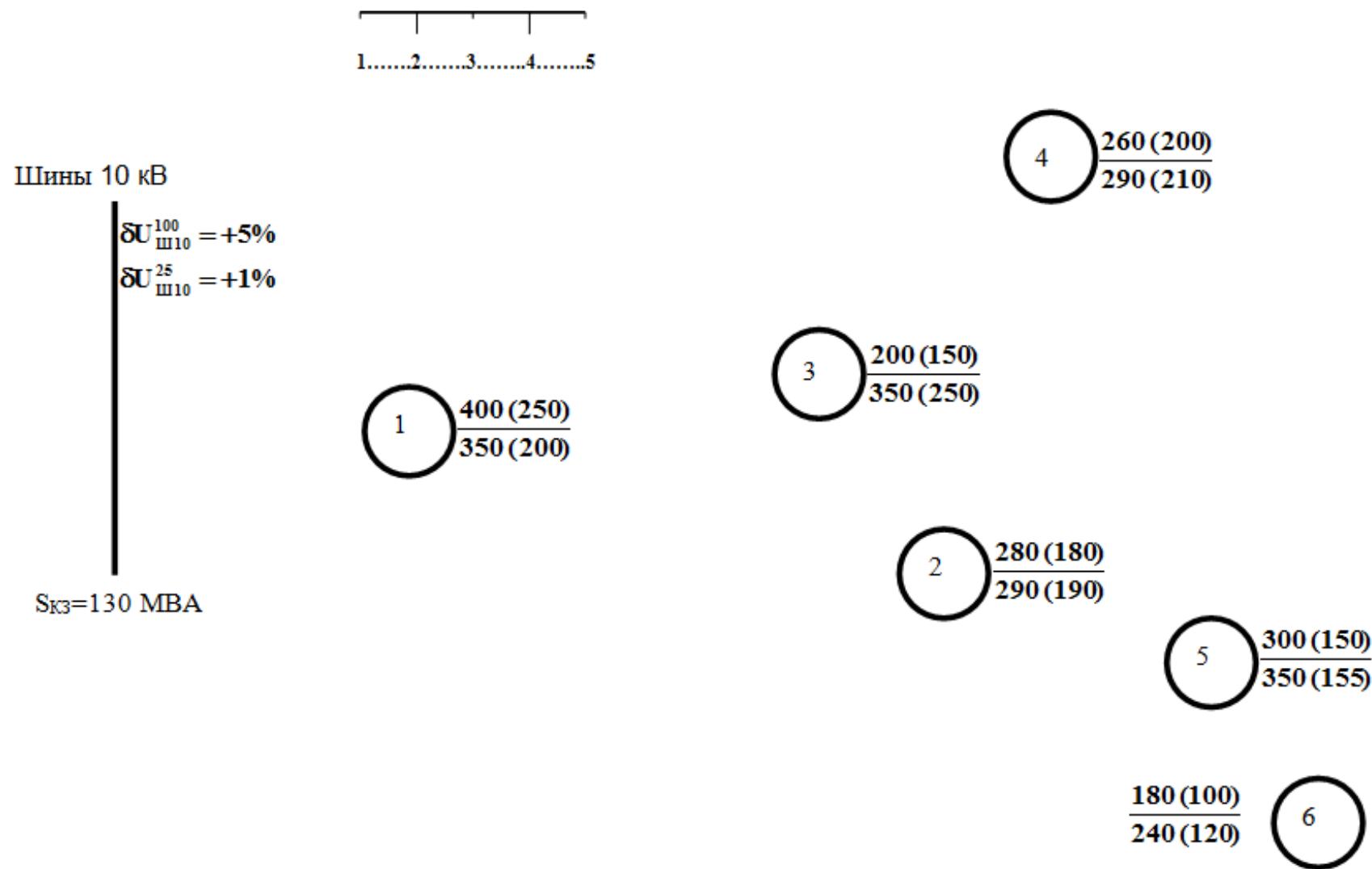


Схема 1. ВЛ 10 кВ (нагрузки заданы в кВА)

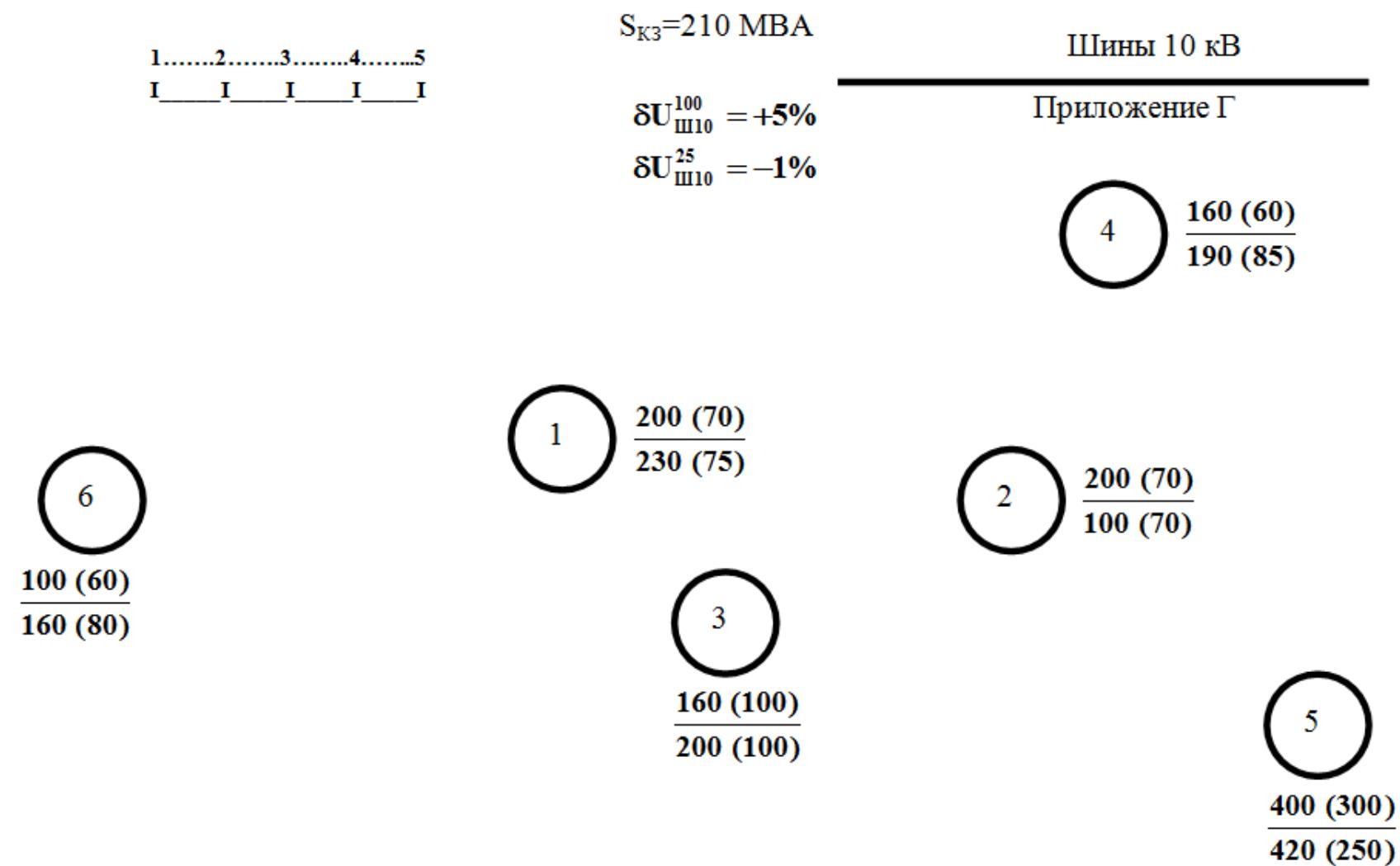


Схема 2. ВЛ 10 кВ (нагрузки заданы в кВА)

Шины 10 кВ

$S_{K3}=75$ МВА

$$\Delta U_{шн0}^{100} = +4\%$$

$$\Delta U_{шн0}^{25} = -1\%$$

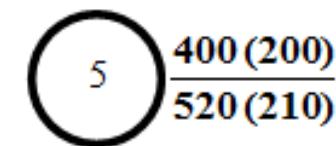
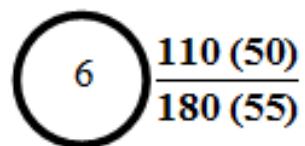
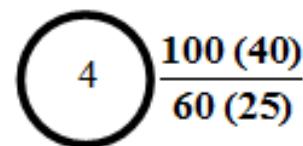
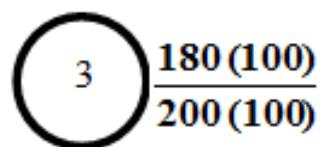
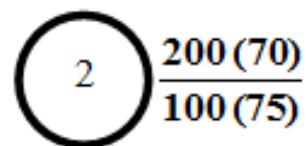
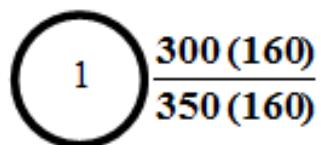
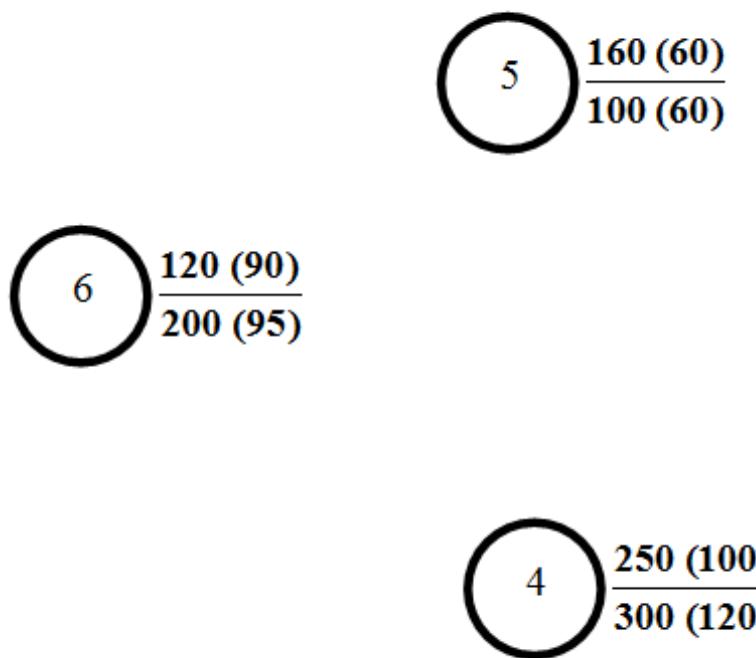
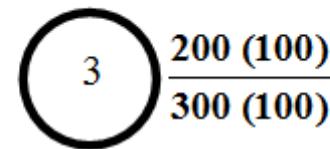


Схема 3. ВЛ 10 кВ (нагрузки заданы в кВА)

1.....2.....3.....4.....5
 I—I—I—I—I



Шины 10 кВ

$$\delta U_{\text{Ш10}}^{100} = +6\%$$

$$\delta U_{\text{Ш10}}^{25} = +2\%$$

$$S_{K3} = 220 \text{ МВА}$$

Схема 4. ВЛ 10 кВ (нагрузки заданы в кВА)

Шины 10 кВ

$S_{K3}=300 \text{ МВА}$

$$\delta U_{\text{ш10}}^{100} = +3\%$$

$$\delta U_{\text{ш10}}^{25} = -2\%$$

1.....2.....3.....4.....5

I____I____I____I____I

1 $\frac{220 \text{ (100)}}{250 \text{ (80)}}$

2 $\frac{180 \text{ (80)}}{200 \text{ (110)}}$

3 $\frac{120 \text{ (50)}}{220 \text{ (70)}}$

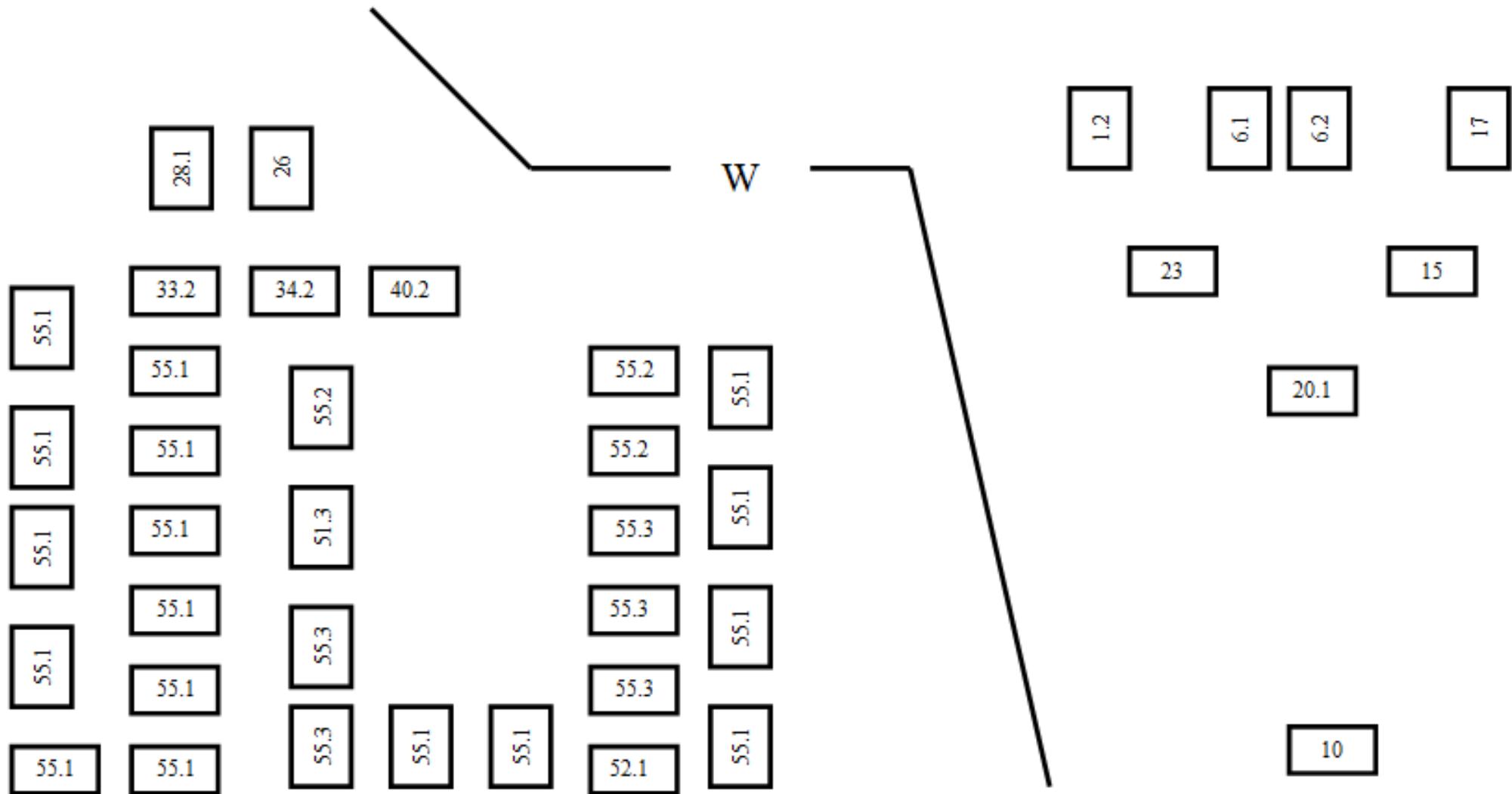
4 $\frac{200 \text{ (90)}}{300 \text{ (100)}}$

5 $\frac{420 \text{ (220)}}{500 \text{ (180)}}$

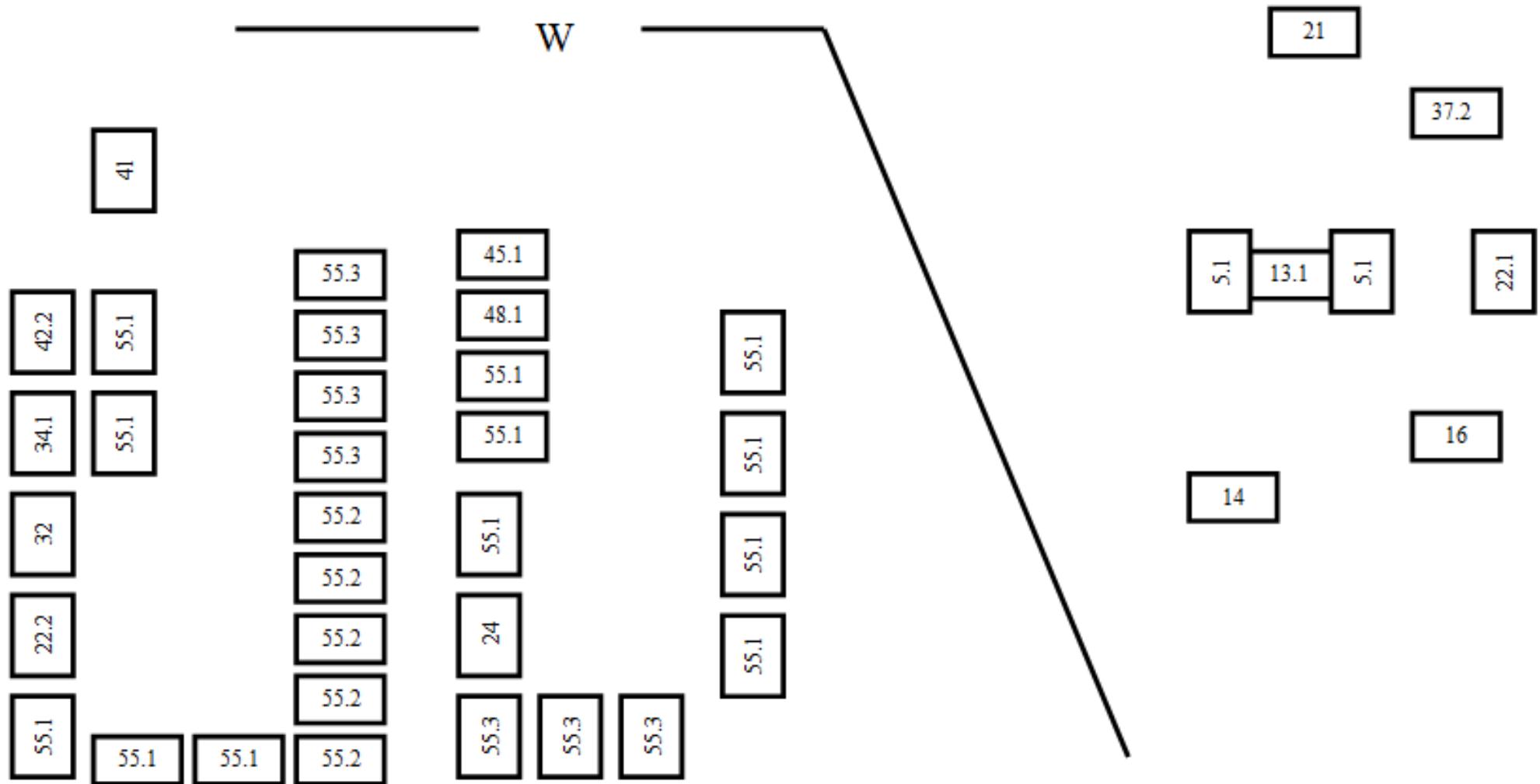
6 $\frac{150 \text{ (80)}}{160 \text{ (60)}}$

Схема 5. ВЛ 10 кВ (нагрузки заданы в кВА)

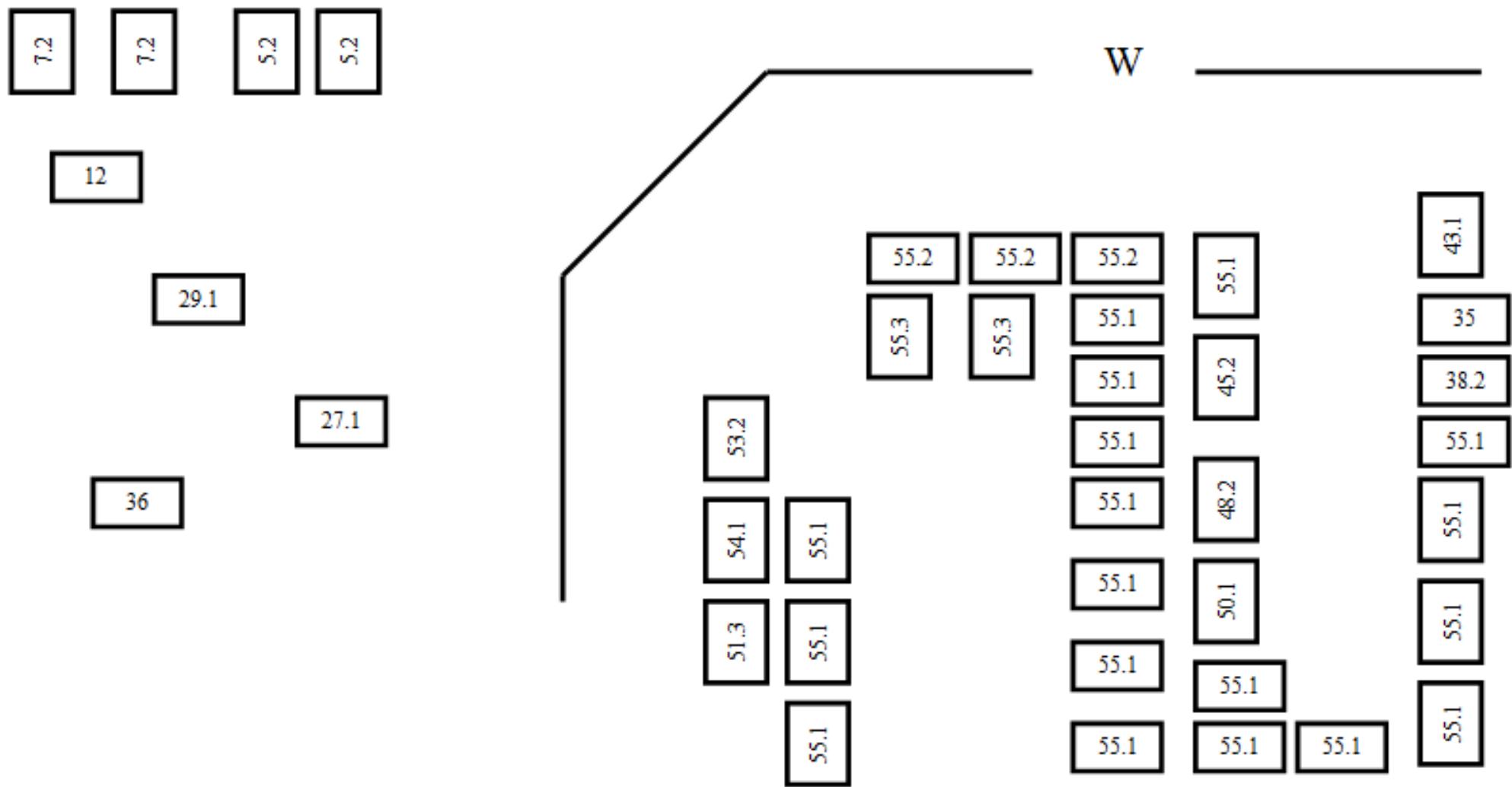
Варианты расположения потребителей э.э. в заданном населенном пункте. Варианты № 1, № 2, № 3, № 4, № 5



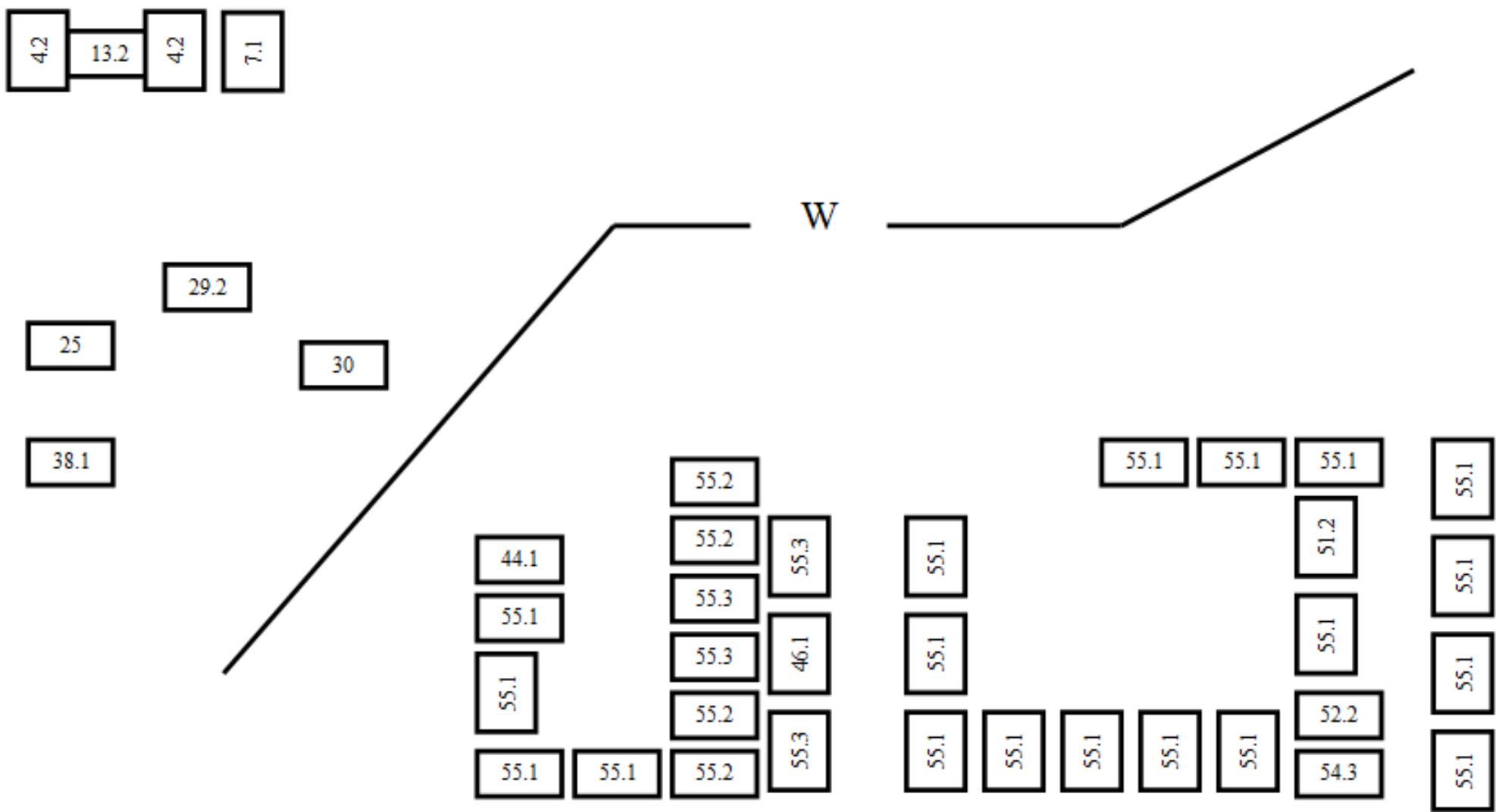
План населенного пункта 1 сети 0,4 кВ



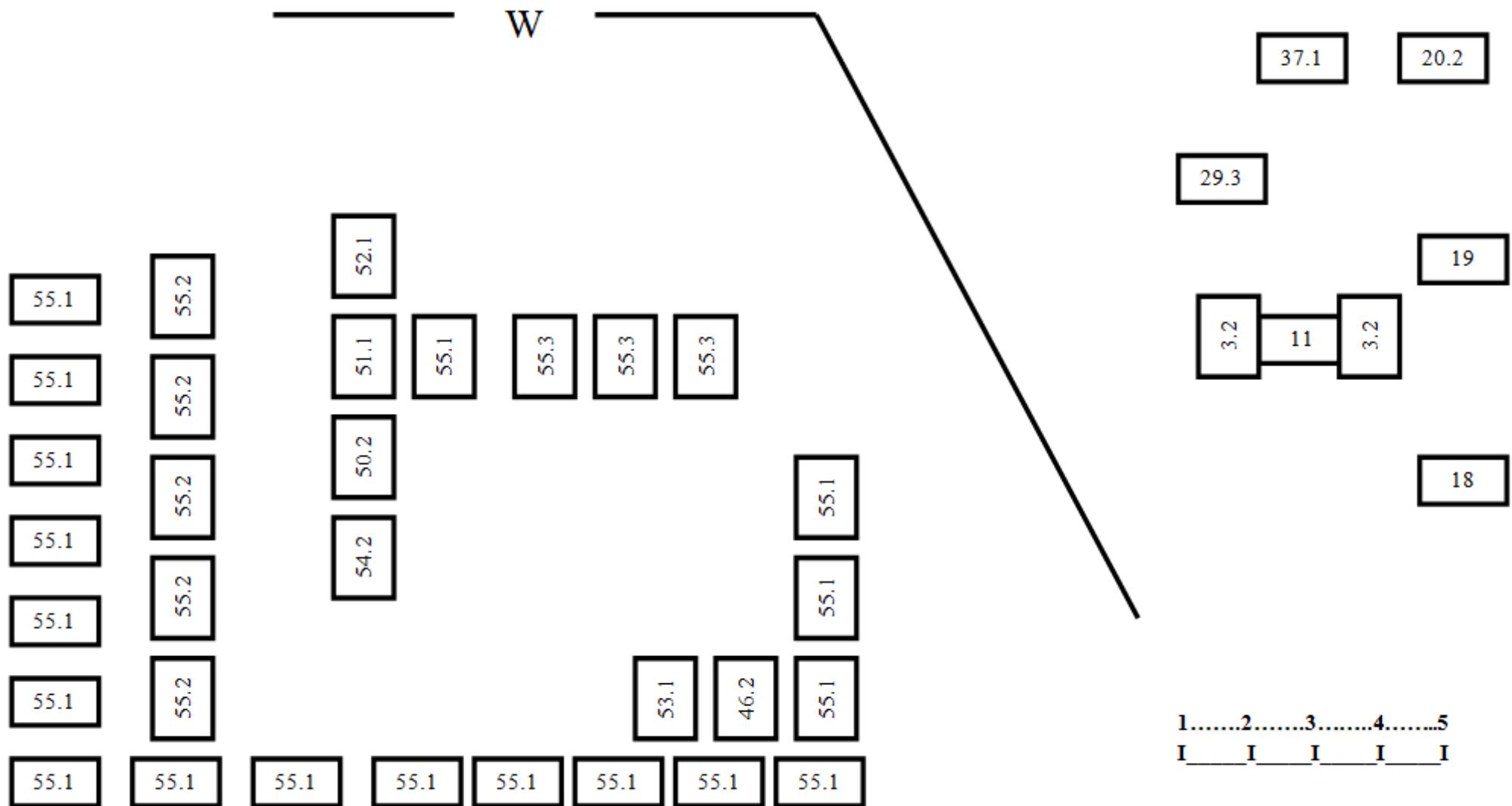
План населенного пункта 2 сети 0,4 кВ



План населенного пункта 3 сети 0,4 кВ



План населенного пункта 4 сети 0,4 кВ



План населенного пункта 5 сети 0,4 кВ

Приложение 6

Таблица П 6.1

Электрические нагрузки сельскохозяйственных производственных, общественных и коммунально-бытовых потребителей

№ п/п	Наименование объекта	Расчетная нагрузка, кВт		Мощность наиб. двигателя, кВт
		Дневной максимум	Вечерний максимум	
1	Коровник без механизации процессов: на 100 коров на 200 коров	4 6	4 6	
2	Коровник без механизации процессов с электроводонагревателем: на 100 коров на 200 коров	10 18	10 18	
3	Коровник привязного содержания с механизированной уборкой навоза: на 100 коров на 200 коров	4 6	4 6	
4	Коровник привязного содержания с механизированной уборкой навоза и с электроводонагревателем: на 100 коров на 200 коров	9 15	9 15	
5	Коровник привязного содержания с механизированным доением, уборкой навоза и электроводонагревателем: на 100 коров на 200 коров	10 17	10 17	
6	Помещения для ремонтного и откормочного молодняка: на 170–180 голов на 240–260 голов	1 3	3 5	
7	Помещения для ремонтного и откормочного молодняка с механизированной уборкой навоза: на 170–180 голов на 240–260 голов	4 5	7 8	
8	Летний лагерь КРС: на 200 коров на 400 коров	12 15	12 15	
9	Летний лагерь КРС с молочным блоком: на 200 коров на 400 коров	13 18	14 19	
10	Летний лагерь молодняка КРС: на 400–500 голов	1	5	
11	Кормоприготовительная при коровнике	6	6	
12	Кормоцех фермы КРС на 800–1000 голов	50	50	
13	Молочный блок при коровнике: на 3 т/сутки на 6 т/сутки	15 20	15 20	
14	Свинярник-маточник на 50 голов (подвесная дорога)	2	2	
15	Свинярник-маточник на 50 голов с навозоуборочным транспортером	3	5	

№ п/п	Наименование объекта	Расчетная нагрузка, кВт		Мощность наиб. двигателя, кВт
		Дневной максимум	Вечерний максимум	
16	Свинарник-маточник на 50 голов с навозоуборочным транспортером и с теплогенератором	6	10	
17	Свинарник-маточник на 50 голов с навозоуборочным транспортером и с электрообогревом	28	28	
18	Дробилка кормов: ДБ-5-1 КДМ-2	40 30	- -	40 30
19	Ветеринарный пункт	1	1	
20	Участковая ветеринарная лечебница	20	10	
21	Зернохранилище с передвижными механизмами емкостью 500 т	10	5	
22	Зернохранилище с ленточным транспортером емкостью 1000 т	25	10	14
1	2	3	4	5
23	Овощекартофелхранилище: на 300–600 т на 1000 т	5 6	2 2	
24	Овощекартофелхранилище с отопительно-вентиляционной установкой: на 500–600 т на 1000 т	20 36	20 36	14 17
25	Склад рассыпных и гранулированных кормов емкостью: 200 т 360 т 520 т	20 30 35	1 5 10	
26	Кузница	5	1	
27	Мастерская полевого стана тракторной бригады	12	3	
28	Мастерская обслуживания сельскохозяйственной техники	30	10	
29	Центральная ремонтная мастерская на 25 тракторов на 75 тракторов	40 80	15 20	
30	Гараж на 50 автомашин с закрытой стоянкой: на 5 машин на 14 машин	10 15	3 5	
31	Плотницкая	10	1	
32	Столярный цех	15	1	
33	Лесопильный цех с пилорамой: ЛРМ-79 Р-65	16 23	2 2	22 30
34	Склад концентрированных кормов с дробилкой: ДКУ-1 ДКУ-2	15 25	1 1	14 30
35	Мельница с жерновым поставом: 5/4 6/4 7/4 8/4	5 8 10 17	1 1 1 1	13 22
36	Мельница вальцовальная производительностью: 6 т/сутки 25 т/сутки	15 35	1 2	10 10
37	Теплая стоянка тракторов	5	2	

№ п/п	Наименование объекта	Расчетная нагрузка, кВт		Мощность наиб. двигателя, кВт
		Дневной максимум	Вечерний максимум	
38	Мастерская пункта технического обслуживания: на 10–20 тракторов на 30–40 тракторов	15 20	5 10	
1	2	3	4	5
39	Гараж с профилакторием: на 10 автомашин на 25 автомашин на 60 автомашин	20 30 45	10 15 20	
40	Центральная ремонтная мастерская на 25 тракторов на 50–100 тракторов	45 60	25 30	
41	Начальная школа: на 40 учащихся на 80 учащихся на 160 учащихся	5 7 11	2 2 4	
42	Общеобразовательная школа с мастерской: на 190 учащихся на 320 учащихся	14 20	20 40	
43	Общеобразовательная школа с мастерской и электроплитой на 480–540 учащихся	45	50	
44	Спальный корпус школы-интерната: на 50 мест на 80 мест	5 8	10 15	
45	Столовая школы-интерната	9	5	
46	Детские ясли-сад: на 25 мест на 50 мест	4 9	3 6	
47	Административное здание: на 15–25 рабочих мест на 35–50 рабочих мест на 70 рабочих мест	15 25 35	8 10 15	
48	Клуб со зрительным залом: на 150–200 мест на 300–400 мест	3 6	10 18	
49	Магазин на 4 рабочих места: продовольственный промтоварный	10 6	10 6	
50	Баня: на 5 мест на 10 мест на 20 мест	3 7 8	3 7 8	
51	Жилой дом: одноквартирный четырехквартирный восьмиквартирный	0,54 2,2 4,3	1,8 7,2 14,4	

Примечание.

Нагрузки потребителей и размещение их на плане могут не соответствовать нормам технологического проектирования и нормам санитарно-эпидемиологического контроля действующего законодательства, так как носят сугубо учебный характер и на алгоритм расчета не влияют.

Таблица П 7.1

Значение добавок активной мощности при суммировании нагрузок в сетях напряжением 0,38 кВ, кВт

P^*	ΔP^{**}	P	ΔP								
0,2	+ 0,2	19	+ 11,8	52	+ 35,4	100	+ 69,0	166	+ 120	232	+ 176
0,3	+ 0,2	20	+ 12,5	53	+ 36,1	102	+ 70	168	+ 122	234	+ 177
0,4	+ 0,3	21	+ 13,1	54	+ 36,8	104	+ 72	170	+ 123	236	+ 179
0,5	+ 0,3	22	+ 13,8	55	+ 37,5	106	+ 73	172	+ 124	238	+ 180
0,6	+ 0,4	23	+ 14,4	56	+ 38,2	108	+ 75	174	+ 126	240	+ 182
0,8	+ 0,5	24	+ 15,0	57	+ 38,9	110	+ 76	176	+ 127	242	+ 184
1,0	+ 0,6	25	+ 15,7	58	+ 39,6	112	+ 78	178	+ 129	244	+ 185
1,5	+ 0,9	26	+ 16,4	59	+ 40,3	114	+ 80	180	+ 130	246	+ 187
2,0	+ 1,2	27	+ 17,0	60	+ 41,0	116	+ 81	182	+ 132	248	+ 188
2,5	+ 1,5	28	+ 17,7	61	+ 41,7	118	+ 82	184	+ 134	250	+ 190
3,0	+ 1,8	29	+ 18,4	62	+ 42,4	120	+ 84	186	+ 136	252	+ 192
3,5	+ 2,1	30	+ 19,0	63	+ 43,1	122	+ 86	188	+ 138	254	+ 193
4,0	+ 2,4	31	+ 19,7	64	+ 43,8	124	+ 87	190	+ 140	256	+ 195
4,5	+ 2,7	32	+ 20,4	65	+ 44,5	126	+ 89	192	+ 142	258	+ 196
5,0	+ 3,0	33	+ 21,2	66	+ 45,2	128	+ 90	194	+ 144	260	+ 198
5,5	+ 3,3	34	+ 22,0	67	+ 45,9	130	+ 92	196	+ 146	262	+ 200
6,0	+ 3,6	35	+ 22,8	68	+ 46,6	132	+ 94	198	+ 148	264	+ 201
6,5	+ 3,9	36	+ 23,5	69	+ 47,3	134	+ 95	200	+ 150	266	+ 203
7,0	+ 4,2	37	+ 24,2	70	+ 48,0	136	+ 97	202	+ 152	268	+ 204
7,5	+ 4,5	38	+ 25,0	72	+ 49,4	138	+ 98	204	+ 153	270	+ 206
8,0	+ 4,8	39	+ 25,8	74	+ 50,2	140	+ 100	206	+ 155	272	+ 208
8,5	+ 5,1	40	+ 26,5	76	+ 52,2	142	+ 102	208	+ 156	274	+ 209
9,0	+ 5,4	41	+ 27,2	78	+ 53,6	144	+ 103	210	+ 158	276	+ 211
9,5	+ 5,7	42	+ 28,0	80	+ 55,0	146	+ 105	212	+ 160	278	+ 212
10	+ 6,0	43	+ 28,8	82	+ 56,4	148	+ 106	214	+ 161	280	+ 214
11	+ 6,7	44	+ 29,5	84	+ 57,8	150	+ 108	216	+ 163	282	+ 216
12	+ 7,3	45	+ 30,2	86	+ 59,2	152	+ 110	218	+ 164	284	+ 217
13	+ 7,9	46	+ 31,0	88	+ 60,6	154	+ 111	220	+ 166	286	+ 219
14	+ 8,5	47	+ 31,8	90	+ 62,0	156	+ 113	222	+ 168	288	+ 220
15	+ 9,2	48	+ 32,5	92	+ 63,4	158	+ 114	224	+ 169	290	+ 222
16	+ 9,8	49	+ 33,2	94	+ 64,8	160	+ 116	226	+ 171	292	+ 224
17	+ 10,5	50	+ 34,0	96	+ 66,2	162	+ 117	228	+ 172	294	+ 225
18	+ 11,2	51	+ 34,7	98	+ 67,6	164	+ 119	230	+ 174	296	+ 227
										298	+ 228
										300	+ 230

P^* – меньшая из слагаемых нагрузок,
 ΔP^{**} – добавка к большей слагаемой нагрузке

Приложение 8

Таблица П8.1

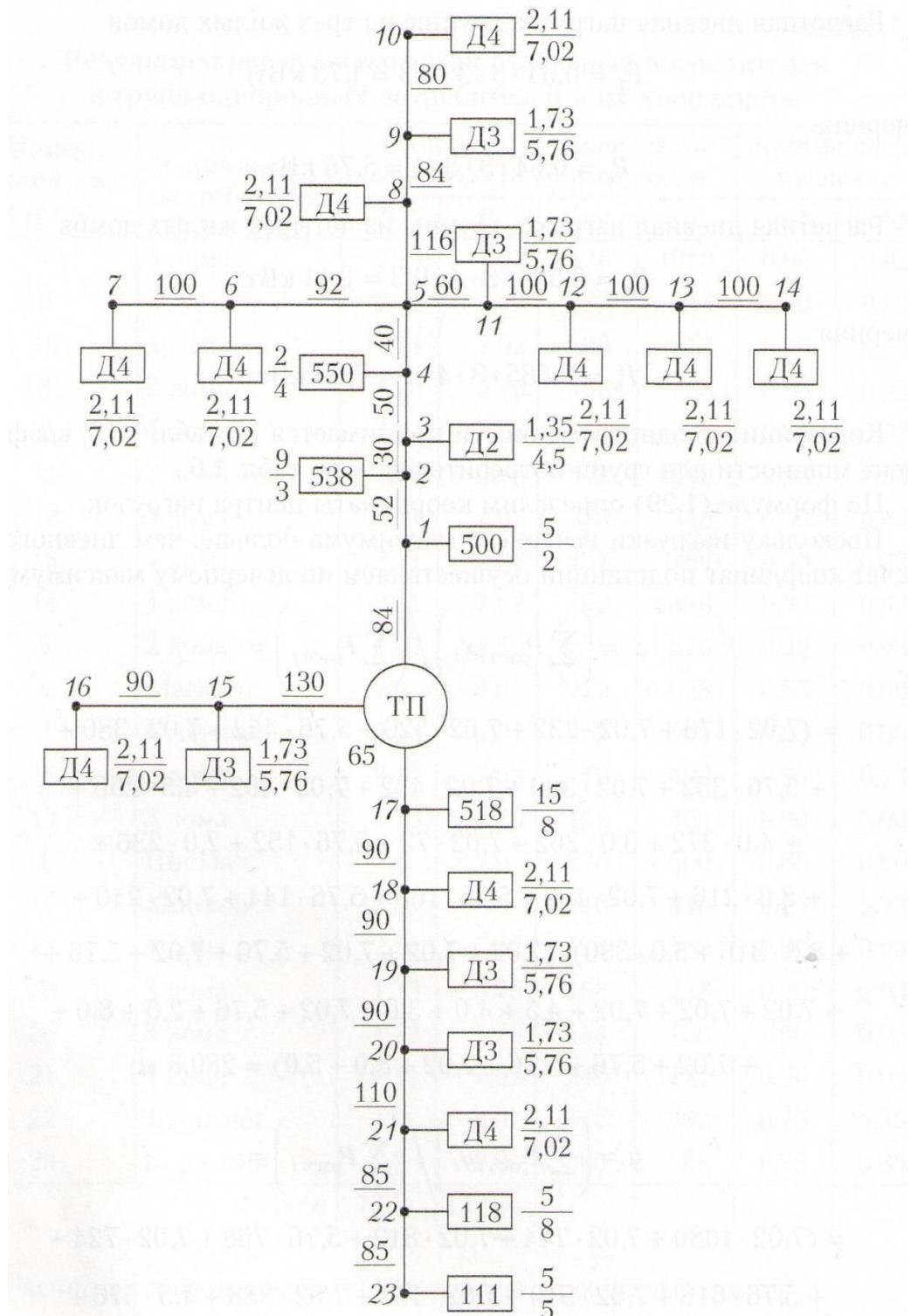
Значение добавок активной мощности для суммирования нагрузок в сетях напряжением 6...35 кВ, кВт

P^*	ΔP^{**}	P	ΔP								
1	+ 0,6	34	+ 23,6	84	+ 62,5	250	+ 194	580	+ 465	910	+ 749
2	+ 1,2	35	+ 24,4	86	+ 64,0	260	+ 204	590	+ 474	920	+ 758
3	+ 1,8	36	+ 25,2	88	+ 65,5	270	+ 212	600	+ 483	930	+ 767
4	+ 2,5	37	+ 26,0	90	+ 67,0	280	+ 220	610	+ 492	940	+ 776
5	+ 3,1	38	+ 26,8	92	+ 68,5	290	+ 228	620	+ 500	950	+ 785
6	+ 3,7	39	+ 27,6	94	+ 70,0	300	+ 235	630	+ 508	960	+ 794
7	+ 4,3	40	+ 28,4	96	+ 71,5	310	+ 243	640	+ 517	970	+ 803
8	+ 5,0	41	+ 29,2	98	+ 73,0	320	+ 251	650	+ 525	980	+ 812
9	+ 5,6	42	+ 30,0	100	+ 74,5	330	+ 259	660	+ 534	990	+ 821
10	+ 6,3	43	+ 30,8	105	+ 78	340	+ 267	670	+ 543	1000	+ 830
11	+ 7,0	44	+ 31,6	110	+ 82	350	+ 275	680	+ 552	1020	+ 847
12	+ 7,7	45	+ 32,4	115	+ 86	360	+ 283	690	+ 561	1040	+ 865
13	+ 8,4	46	+ 33,2	120	+ 90	370	+ 291	700	+ 570	1060	+ 882
14	+ 9,0	47	+ 34,0	125	+ 94	380	+ 299	710	+ 578	1080	+ 900
15	+ 9,7	48	+ 34,8	130	+ 98	390	+ 307	720	+ 586	1100	+ 918
16	+10,4	49	+ 35,6	135	+ 102	400	+ 315	730	+ 594	1120	+ 935
17	+11,0	50	+ 36,5	140	+ 106	410	+ 323	740	+ 602	1140	+ 953
18	+11,6	52	+ 38,0	145	+ 110	420	+ 332	750	+ 610	1160	+ 970
19	+12,3	54	+ 39,5	150	+ 115	430	+ 340	760	+ 618	1180	+ 987
20	+13,0	56	+ 41,0	155	+ 119	440	+ 348	770	+ 626	1200	+ 1005
21	+13,7	58	+ 42,5	160	+ 123	450	+ 357	780	+ 634	1220	+ 1022
22	+14,4	60	+ 44,0	165	+ 127	460	+ 365	790	+ 642	1240	+ 1040
23	+15,1	62	+ 45,6	170	+ 131	470	+ 374	800	+ 650	1260	+ 1057
24	+15,8	64	+ 47,2	175	+ 135	480	+ 382	810	+ 659	1280	+ 1075
25	+16,5	66	+ 48,8	180	+ 139	490	+ 391	820	+ 668	1300	+ 1093
26	+17,2	68	+ 50,4	185	+ 143	500	+ 400	830	+ 676	1320	+ 1110
27	+18,0	70	+ 52,0	190	+ 147	510	+ 408	840	+ 686	1340	+ 1128
28	+18,8	72	+ 53,5	195	+ 151	520	+ 416	850	+ 695	1360	+ 1146
29	+19,6	74	+ 55,0	200	+ 155	530	+ 424	860	+ 704	1380	+ 1164
30	+20,4	76	+ 56,5	210	+ 162	540	+ 432	870	+ 713	1400	+ 1182
31	+21,2	78	+ 58,0	220	+ 170	550	+ 440	880	+ 722	1420	+ 1200
32	+22,0	80	+ 59,5	230	+ 178	560	+ 448	890	+ 731	1440	+ 1218
33	+22,8	82	+ 61,0	240	+ 186	570	+ 456	900	+ 740	1460	+ 1235
										1480	+ 1252
										1500	+ 1270

P^* – меньшая из слагаемых нагрузок,

ΔP^{**} – добавка к большей слагаемой нагрузке

Пример выполнения схемы электроснабжения населенного пункта



Д4 – количество домов в группе; $\frac{5}{8}$ – дневная нагрузка, кВт;
 $\frac{100}{7+6}$ – вечерняя нагрузка, кВт;
 7 •————• 6 – участок 7–6 длиной 100 м

Рис. П 9.1. Образец расчета линии 0,38 кВ

Приложение 10

Таблица П10.1

Допустимые длительные токовые нагрузки на неизолированные провода

Сечение, мм ²	Марка проводы	Токовая нагрузка, А					
		Вне помещений	Внутри помещений	Вне помещений		Внутри помещений	
				Марка провода		M	A
10	AC-10/1,8	84	53	95	-	60	-
16	AC-16/2,7	111	79	133	105	102	75
25	AC-25/4,2	142	109	183	136	137	106
35	AC-35/6,2	175	135	223	170	173	130
50	AC-50/8	210	165	275	215	219	165
70	AC-70/11	265	210	337	265	268	210
95	AC-95/16	330	260	422	320	341	255
120	AC-120/19	390	313	485	375	395	300
120	AC-120/27	375	-	485	375	395	300
150	AC-150/19	450	365	570	440	465	355
150	AC-150/24	450	365	570	440	465	355
150	AC-150/34	450	-	570	440	465	355
185	AC-185/24	520	430	650	500	540	410
185	AC-185/29	510	425	650	500	540	410
185	AC-185/43	515	-	650	500	540	410
240	AC-240/32	605	505	760	590	685	490
240	AC-240/39	610	505	760	590	685	490
240	AC-240/56	610	-	760	590	685	490
300	AC-300/39	710	600	880	680	740	570
300	AC-300/48	690	585	880	680	740	570
300	AC-300/66	680	-	880	680	740	570
330	AC-330/27	730	-	-	-	-	-
400	AC-400/22	830	713	1050	815	895	690
400	AC-400/51	825	705	1050	815	895	690
400	AC-400/64	860	-	1050	815	895	690
500	AC-500/27	960	830	-	980	-	820
600	AC-600/72	1050	920	-	1100	-	955
700	AC-700/86	1180	1140	-	-	-	-

Примечание. Длительные токовые нагрузки одинаковы для проводов марок АС, АСКС, АСК и АСКП.

Провода изолированные для воздушных линий электропередач
ТУ 16-705.500-2006; ТУ 3553-070-21059747-2010

Таблица П11.1

Допустимый нагрев токопроводящих жил при эксплуатации не превышает 90° С в нормальном режиме и 250° С – при коротком замыкании:

Номинальное сечение основных жил, мм^2	Допустимый ток нагрузки, А, не более			Допустимый ток односекундного короткого замыкания, кА, не более	
	самонесущих изолированных проводов	защищенных проводов		самонесущих изолированных проводов	защищенных проводов
		20 кВ	35 кВ		
16	100	–	–	1.5	–
25	130	–	–	2.3	–
35	160	200	220	3.2	3.0
50	195	245	270	4.6	4.3
70	240	310	340	6.5	6.0
95	300	370	400	8.8	8.2
120	340	430	460	10.9	10.3
150	380	485	520	13.2	12.9
185	436	560	600	16.5	15.9
240	515	600	670	22.0	20.6

ГОСТ 31946-2012. Провода самонесущие изолированные и защищенные для воздушных линий электропередачи. Общие технические условия.

Таблица П11.2

Преимущественные области применения проводов должны соответствовать указанным в таблице

Марка провода	Преимущественные области применения проводов
СИП-1, СИП-2, СИП-4	Для магистральных воздушных линий электропередачи и линейных ответвлений от них на номинальное напряжение до 0,6/1 кВ включительно
СИПн-1, СИПн-2, СИПн-4	Для выполнения ответвлений от воздушных линий электропередачи на номинальное напряжение до 0,6/1 кВ к вводу, для прокладки по стенам зданий и сооружений
СИП-3	Для воздушных линий электропередачи напряжением 6-35 кВ

Приложение 12

Таблица П12.1

Расчетные значения индуктивного сопротивления изолированных проводов

Маркоразмер проводов	Расчетное значение индуктивного сопротивления провода на длине 1 км, Ом	
	основных жил	нулевой несущей жилы
СИП – 1		
3x16+1x25	0.0853	0.0634
3x25+1x35	0.0816	0.0615
3x35+1x50	0.0791	0.0600
3x50+1x50	0.0782	0.0604
3x50+1x70	0.0790	0.0599
3x70+1x70	0.0774	0.0600
3x70+1x95	0.0781	0.0595
3x95+1x70	0.0746	0.0595
3x95+1x95	0.0753	0.0587
3x120+1x95	0.0735	0.0584
3x150+1x95	0.0719	0.0582
3x185+1x95	0.0711	0.0590
3x240+1x95	0.0692	0.0593
СИП – 2		
3x16+1x25	0.0865	0.0739
3x25+1x35	0.0827	0.0703
3x35+1x50	0.0802	0.0691
3x50+1x50	0.0794	0.0687
3x50+1x70	0.0799	0.0685
3x70+1x70	0.0785	0.0679
3x70+1x95	0.0789	0.0669
3x95+1x70	0.0758	0.0669
3x95+1x95	0.0762	0.0656
3x120+1x95	0.0745	0.0650
3x150+1x95	0.0730	0.0647
3x185+1x95	0.0723	0.0649
3x240+1x95	0.0705	0.0647
СИП – 4		
2x16	0.0754	–
2x25	0.0717	–
4x16	0.0821	0.0643
4x25	0.0784	0.0621

Таблица П12.2

Активное сопротивление токопроводящих жил проводов при 90° С
на частоте 50 Гц

Токопроводящая жила	Электрическое сопротивление токопроводящих жил на длине 1 км, Ом, не более									
	при номинальном сечении токопроводящих жил, мм ²									
	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
из алюминиевых проволок	2.448	1.540	1.111	0.822	0.568	0.411	0.325	0.265	0.211	0.162
из проволок из алюминиевого сплава	-	1.770	1.262	0.923	0.632	0.466	0.369	0.303	0.241	0.188

Таблица П12.3

Индуктивные сопротивления воздушных линий, Ом/км

Среднее геометрическое расстояние между проводами, мм	Сечение проводов, мм ²										
	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185
Алюминиевые провода											
600	-	-	0,358	0,345	0,336	0,325	0,315	0,303	0,297	0,28	0,279
800	-	-	0,377	0,363	0,352	0,341	0,331	0,319	0,313	0,305	0,298
1000	-	-	0,391	0,377	0,366	0,355	0,345	0,334	0,327	0,319	0,311
1250	-	-	0,405	0,391	0,380	0,369	0,359	0,347	0,341	0,333	0,328
1500	-	-	-	0,402	0,391	0,380	0,370	0,358	0,352	0,344	0,339
2000	-	-	-	0,421	0,410	0,398	0,388	0,377	0,371	0,363	0,355
Сталеалюминиевые провода											
2000	-	-	-	-	0,403	0,392	0,382	0,371	0,365	0,358	-
2500	-	-	-	-	0,417	0,406	0,396	0,385	0,379	0,272	-
3000	-	-	-	-	0,429	0,418	0,408	0,397	0,391	0,384	0,377

Таблица П12.4

Активные сопротивления проводов и кабелей, Ом/км

Сечение провода, мм ²	Алюминиевые провода и кабели	Сталеалюминиевые провода
16	1,98	2,06
25	1,28	1,38
35	0,92	0,85
50	0,64	0,65
70	0,46	0,46
95	0,34	0,33
120	0,27	0,27
150	0,21	0,21
185	0,17	0,17
240	0,132	0,132
300	0,106	0,107
400	0,08	0,08

Приложение 13

Таблица П 13.1 – Технические данные трансформаторов типа ТМ; ТМН и ТМФ напряжением 6...35 / (0,4...10) кВ

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Сочетание напряжений		Схема и группа соединения обмоток	Потери, Вт			Напряжение короткого замыкания %	Сопротивление Z_k трансформатора, приведенное к напряжению 0,4 кВ, Ом				
		Высшее напряжение	Низшее напряжение		Холостого хода				Прямой последовательности	При однофазном коротком замыкании			
					Уровень А	Уровень Б	Короткого замыкания						
ТМ	25	6; 10	0,4	Y/Y _H -0	130	135	600	4,5	3,2	0,29	3,11		
				Y/Z _H -11			690	4,7		0,3	0,9		
	40			Y/Y _H -0	175	190	880	4,5	3,0	0,18	1,949		
				Y/Z _H -11			1 000	4,7		0,188	0,57		
	63			Y/Y _H -0	240	365	1 280	4,5	2,8	0,115	1,237		
				Y/Z _H -11			1 470	4,7		0,119	0,36		
				Y/Y _H -0	330	365	1 970	4,5		0,072	0,779		
				Y/Z _H -11			2 270	4,7		0,075	0,225		
	100	35		Y/Y _H -0	420	465	1 970	6,5	2,6	0,104	0,764		
				Y/Z _H -11			2 270	6,8		0,107			
ТМ; ТМФ	160	6; 10		Y/Y _H -0	510	565	2 650	4,5		0,045	0,478		
				Y/Z _H -11			3 100	4,7		0,047	0,15		
		35	Y/Y _H -0	620	700	2 650	6,5	2,4	0,065	0,478			
			Y/Z _H -11			3 100	6,8		0,068				
ТМ; ТМФ	250	6;10	0,4	Y/Y _H -0	740	820	3 700	4,5		0,029	0,312		
				Y/Y _H -0			4 200	4,7		0,030	0,09		
			35	Y/Y _H -0	900	1 000	3 700	6,5	2,3	0,042	0,305		
				Y/Z _H -11			4 200	6,8		0,044	0,12		
ТМ; ТМФ; ТМН	400	6; 10	0,4	Y/Y _H -0	950	1 050	5 500	4,5	2,1	0,018	0,195		
				D/Y _H -11			5 900			0,018	0,066		
			35	Y/Y _H -0	1 200	1 350	5 500	6,5	2,1	0,026	0,191		
				D/Y _H -11			5 900			0,026			
ТМ; ТМФ; ТМН	630	6; 10	0,4	Y/Y _H -0	1 300	1 560	7 600	5,5		0,014	0,129		
				D/Y _H -11			8 500			0,042			
			35	Y/Y _H -0	1 600	1 900	7 600	6,5	2,0	0,016	0,121		

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Сочетание напряжений		Схема и группа соединения обмоток	Потери, ВТ			Сопротивление Z_k трансформатора, приведенное к напряжению 0,4 кВ, Ом		
		Высшее напряжение	Низшее напряжение		Холостого хода		Короткого замыкания	Напряжение короткого замыкания %	Ток холостого хода, %	
					Уровень А	Уровень Б				
TM	1 000	20; 35	6,3; 10,5	Y/D-11	2 750		12 200	6,5	1,5	
	1 600				3 650		18 000		1,4	
	2 500				6 800		25 000		1,1	
	4 000				9 500		33 500		1,0	
	6 300				13 500		46 500		0,9	
TMH	1 000	35	6,3; 11	Y/D-11	2 750	11 600	6,5	1,5	-	
	1 600				3 650	16 500		1,4	-	
	2 500				5 100	23 500		1,1	-	
	4 000				6 700	33 500		1,0	-	
	6 300				9 400	46 500	7,5	0,9	-	

Таблица П 13.1

Полное сопротивление трансформаторов току замыкания на корпус

Тип трансформатора	Мощность, кВА	Сопротивления Z тр., приведенные к напряжению 400 В., Ом
TM	16	4,62
TM	25	3,60
TM	40	2,58
TM	63	1,63
TM	100	1,07
TM	160	0,70
TM	250	0,43
TM	400	0,318
TM	630	0,246

Приложение 14

Таблица П14.1

Основные характеристики трехполюсных выключателей нетокоограничивающих с электромагнитными и тепловыми расцепителями для переменного тока частотой 50 Гц

Тип выключателя	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А			Уставка по току срабатывания, А		Предельно отключаемый ток короткого замыкания, кА
		Выключателей	Электромагнитных расцепителей	Тепловых расцепителей	Тепловых расцепителей	Электромагнитных расцепителей	
A3716Ф	380	160	160	16; 20; 25	18; 23; 29	630	5,5; 10; 15
A3716Ф	380	160	160	32; 40	37; 46	630; 1600	20,0
A3716Ф	380	160	160	50; 63	57; 72	630; 1600	25,0
A3716Ф	380	160	160	80; 100	92; 115	630; 1600	25,0
A3716Ф	380	160	160	125; 160	145; 185	630; 1600	25,0
A3726Ф	380	250	250	160; 200; 250	185; 230; 290	1500	35,0
A3796Н	660 (380)	630	630	250	290	2500	40,0 (65,0)
A3796Н	660 (380)	630	630	320	370	3200	40,0 (70,0)
A3796Н	660 (380)	630	630	400	460	4000	40,0 (70,0)
A3796Н	660 (380)	630	630	500	575	5000	40,0 (70,0)
A3796Н	660 (380)	630	630	630	725	6300	40,0 (70,0)
AE2056М	660 (380)	100	100	10	11,5	120	2,1 (2,4)
AE2056М	660 (380)	100	100	12,5	14,5	150	2,1 (2,4)
AE2056М	660 (380)	100	100	16	18,5	190	2,1 (3,5)
AE2056М	660 (380)	100	100	20	23	240	2,1 (3,5)
AE2056М	660 (380)	100	100	25	29	300	2,1 (3,5)

Таблица П14.2

Основные характеристики трехполюсных выключателей нетокоограничивающих с электромагнитными и тепловыми расцепителями для переменного тока частотой 50 Гц

Тип выключателя	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А			Уставка по току срабатывания, А		Предельно отключаемый ток короткого замыкания, кА
		Выключателей	Электромагнитных расцепителей	Тепловых расцепителей	Тепловых расцепителей	Электромагнитных расцепителей	
AE2056М	660 (380)	100	100	31,5	36	375	2,1 (3,5)
AE2056М	660 (380)	100	100	40	46	480	4,0 (6,0)
AE2056М	660 (380)	100	100	50	57,5	600	4,0 (6,0)
AE2056М	660 (380)	100	100	63	72	750	4,0 (6,0)
AE2056М	660 (380)	100	100	80	92	960	4,0 (6,0)
AE2056М	660 (380)	100	100	100	100	1200	4,0 (6,0)
AE2066	660 (380)	160	160	20	23	240	3,0 (3,5)
AE2066	660 (380)	160	160	25	29	300	3,0 (3,5)
AE2066	660 (380)	160	160	31,5	36	375	6,0 (6,0)
AE2066	660 (380)	160	160	40	46	480	6,0 (6,0)
AE2066	660 (380)	160	160	50	57,5	600	6,0 (9,0)
AE2066	660 (380)	160	160	63	72	760	6,0 (9,0)
AE2066	660 (380)	160	160	80	92	960	6,0 (9,0)
AE2066	660 (380)	160	160	100	115	1200	6,0 (9,0)
AE2066	660 (380)	160	160	125	145	1500	6,0 (11,5)
AE2066	660 (380)	160	160	160	160	1900	6,0 (11,5)

Таблица П 14.3

Основные характеристики трехполюсных выключателей токоограничивающих с электромагнитными и тепловыми расцепителями для переменного тока частотой 50 Гц

Тип выключателя	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А			Уставка по току срабатывания, А		Предельно отключаемый ток К3, кА
		Выключателей	Электромагнитных расцепителей	Тепловых расцепителей	Тепловых расцепителей	Электромагнитных расцепителей	
A3716Б	660 (380)	160	160	16	18	630	5,0 (5,5)
A3716Б	660 (380)	160	160	20	23	630	8,5 (10,0)
A3716Б	660 (380)	160	160	25	29	630	10,0 (15,0)
A3716Б	660 (380)	160	160	32; 40	37; 46	630; 1600	15,0 (20,0)
A3716Б	660 (380)	160	160	50; 63	57; 72	630; 1600	20,0 (30,0)
A3716Б	660 (380)	160	160	80	92	630; 1600	30,0 (45,0)
A3716Б	660 (380)	160	160	100; 125	115; 145	630; 1600	35,0 (60,0)
A3716Б	660 (380)	160	160	160	185	630; 1600	40,0 (75,0)
A3726Б	660 (380)	250	250	160	185	2500	40,0 (65,0)
A3726Б	660 (380)	250	250	200; 250	230; 290	2500	40,0 (75,0)

Таблица П 14.4

Основные характеристики трехполюсных выключателей токоограничивающих с электромагнитными и полупроводниковыми расцепителями для переменного тока частотой 50 Гц

Тип выключателя	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток выключателя, А	Базовый номинальный ток, А	Калируемые значения номинального тока п/п расцепителя $I_{u,p}$, А	Калируемые значения уставок п/п расцепителя		Уставка по току срабатывания	Пределенно допустимый отключаемый ток КЗ, А
					По току срабатывания в зоне токов КЗ, кратные $I_{u,p}$	По времени срабатывания в зоне токов перегрузки, с		
A3714Б	660 (380)	160	32	20; 25; 32; 40	2; 3; 5; 7	4; 8; 16	1,25	1600
A3714Б	660 (380)	160	63	40; 50; 63; 80	2; 3; 5; 7	4; 8; 16	1,25	1600
A3714Б	660 (380)	160	125	80; 100; 125; 160	2; 3; 5; 7	4; 8; 16	1,25	1600
A3724Б	660 (380)	150	200	160; 200; 250	2; 3; 5; 7; 10	4; 8; 16	1,25	2500
A3794Б	660 (380)	250	200	160; 200; 250	2; 3; 5; 7 (10)	4; 8; 16	1,25	4000
A3794Б	660 (380)	400	320	250; 320; 400	2; 3; 5; 7 (10)	4; 8; 16	1,25	6300
A3794Б	660 (380)	630	500	400; 500; 630	2; 3; 5; 7 (10)	4; 8; 16	1,25	6300
								60 (111,1)

Приложение 15

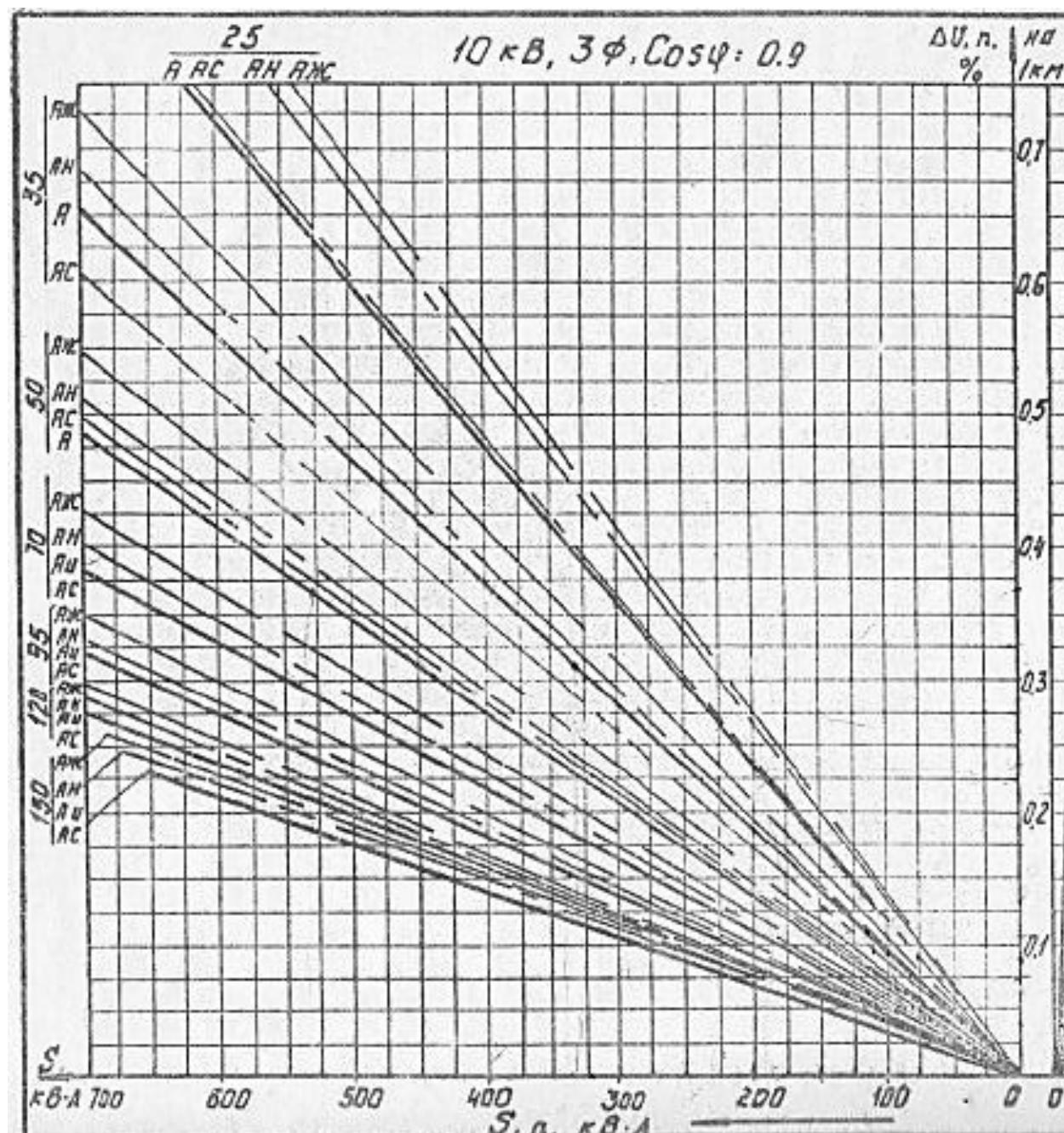
Таблица П 15.1

Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные герметичные общего назначения

Тип изделия, обозначение нормативного документа	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток кВ		Схема и группа соединения обмоток	Звуковая мощность, дБА	Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %	Габаритные размеры, мм Длина x ширина x высота	Масса, кг, не более	
		ВН	НН			холостого хода	короткого замыкания				масла	полная
ТМГ - 40/10(6) - У1 СТО 15352615 - 004 - 2008	40	6; 10	0,4	Y/Y _h -0 Y/Z _h -11	—	0,17	0,88 1,00	4,5 4,7	3,00	930 x 495 x 910	95	375
ТМГ - 63/10(6) - У1 СТО 15352615 - 004 - 2008	63	6; 10	0,4	Y/Y _h -0 Y/Z _h -11	—	0,21 0,23	1,28 1,47	4,5 4,7	2,40	970 x 570 x 935	116	452
ТМГ - 100/10(6) - У1 СТО 15352615 - 004 - 2008	100	6; 10	0,4	D/Y _h - 11; Y/Y _h - 0; Y/Z _h - 11	—	0,26	1,97 2,27	4,5 4,7	2,20	940 x 710 x 1045	130	560
ТМГ - 160/10(6) - У1 СТО 15352615 - 004 - 2008	160	6; 10	0,4	Y/Y _h - 0; D/Y _h - 11; Y/Z _h - 11	49,3	0,35	2,90	4,5 4,7	1,10	1000 x 650 x 1270	185	770
ТМГ - 250/10(6) - У1 СТО 15352615 - 004 - 2008	250	6; 10	0,4	Y/Y _h - 0; D/Y _h - 11	50,1	0,51	3,50	4,5	0,45	1300 x 760 x 1280	227	1040
ТМГ(2) - 250/10(6) - У1 СТО 15352615 - 004 - 2008	250	6; 10	0,4	Y/Y _h - 0; D/Y _h - 11	53,0	0,53	4,20	4,5	1,30	1186 x 764 x 1230	200	950

Тип изделия, обозначение нормативного документа	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток кВ		Схема и группа соединения обмоток	Звуковая мощность, дБА	Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %	Габаритные размеры, мм	Масса, кг, не более	
		ВН	НН			холостого хода	короткого замыкания				масла	полная
ТМГ - 400/10(6) - У1 СТО 15352615 - 004 - 2008	400	6; 10	0,4	Y/Y _Н - 0; D/Y _Н - 11	51,4	0,61	5,40	4,5	0,35	1300 x 835 x 1390	287	1330
ТМГ(2) - 400/10(6) - У1 СТО 15352615 - 004 - 2008	400	6; 10	0,4	Y/Y _Н - 0; D/Y _Н - 11	57,2	0,75	6,00	4,5	1,10	1184 x 855 x 1380	254	1198
ТМГ - 630/10(6) - У1 СТО 15352615 - 004 - 2008	630	6; 10	0,4	Y/Y _Н - 0; D/Y _Н - 11	54,2	0,83	7,80	5,5	0,30	1445 x 1012 x 1430	345	1760
ТМГ (2) - 630/10(6) - У1 СТО 15352615 - 004 - 2008	630	6; 10	0,4	Y/Y _Н - 0; D/Y _Н - 11	57,0	0,95	8,40	5,5	0,80	1487 x 950 x 1470	360	1720
ТМГ - 1000/10(6) - У1 СТО 15352615 - 004 - 2008	1000	6; 10	0,4	Y/Y _Н - 0; D/Y _Н - 11	59,5	1,15	10,80	5,5	0,21	1630 x 1060 x 1675	556	2650
ТМГ (2) - 1000/10(6) - У1 СТО 15352615 - 004 - 2008	1000	6; 10	0,4	Y/Y _Н - 0; D/Y _Н - 11	56,3	1,30	13,00	5,5	0,70	1660 x 1100 x 1670	536	2454
ТМГ (2)- 1250/10(6) - У1 СТО 15352615 - 004 - 2008	1600	6; 10	0,4	Y/Y _Н - 0; D/Y _Н - 11	57,7	1,40	14,50	6,0	0,60	1765 x 1135 x 1710	583	2894
ТМГ - 1600/10(6) - У1 СТО 15352615 - 004 - 2008	1600	6; 10	0,4	Y/Y _Н - 0; D/Y _Н - 11	54,2	1,50	19,00	6,0	0,16	2005x1210x1905	795	3900

Номограмма для расчета потерь напряжения в ВЛ 10кВ (при $\cos \phi=0,9$)



Содержание

Список принятых сокращений.....	3
1. Общие и профессиональные требования к курсовому проекту	4
2. Основные этапы курсового проектирования.....	5
2.1. Примерная тематика курсового проекта.....	5
2.2. Структура курсового проекта	6
2.3. Рекомендации по организации работ над курсовым проектом	8
3. Требования к написанию и оформлению курсового проекта.....	9
3.1. Общие требования к оформлению КР и КП.....	9
4. Выбор варианта задания на курсовой проект.....	11
5. Рекомендации по выполнению разделов курсового проекта	13
5.1. Расчет электрических нагрузок населенного пункта	13
5.2. Выбор количества и мощность трансформаторов на ТП 10/0,4 кВ	18
5.3. Электрический расчет ВЛ 10 кв и ВЛИ 0,38 кВ	23
5.4. Определение допустимых потерь напряжения в проектируемых сетях 10 и 0,38 кВ	24
5.5. Электрический расчет воздушной линии напряжением 10 кВ	27
5.6. Электрический расчет линии напряжением 0,38 кВ	36
5.7. Расчет токов короткого замыкания	38
5.8. Выбор автоматических выключателей	42
5.9. Определение потерь мощности в сети 0,38 кВ	44
Приложения	47

Автор-составитель
Дегтяренко Александр Николаевич

**ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ
СЕЛЬСКОГО НАСЕЛЕНИНОГО ПУНКТА**

*Методические указания
к написанию курсового проекта*

Подписано в печать 22.04.2019 г. Бумага офсетная.
Формат 60x84/16. Гарнитура «Times New Roman».

Печать лазерная. Усл. печ. л. 5
Тираж 100 экз.

ГАУ ДПО СОИРО
214000, г. Смоленск, ул. Октябрьской революции, 20а