

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический

Кафедра энергетики


Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы

Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

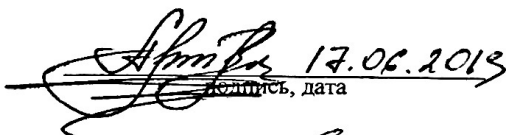
И.о. зав. кафедрой


«10» 06 2019 г. Н.В. Савина


МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Проектирование инновационной схемы внутреннего электроснабжения перспективных объектов инфраструктуры города Свободный (комплексная ВКР)


Исполнитель
студент группы 742-ом


подпись, дата А.А. Гриневич

Руководитель
доцент, канд.техн.наук


подпись, дата А.Н. Козлов


Руководитель магистерской программы профессор, д-р техн. наук


подпись, дата Н.В. Савина

Нормоконтроль
ст. преподаватель


подпись, дата Н.С. Бодруг

Рецензент


подпись, дата У.В. Козлов

Благовещенск 2019

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 07 » 03 2019 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Гриневича Антона Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: *Проектирование инновационной схемы внутреннего электроснабжения перспективных объектов инфраструктуры города Свободный (комплексная выпускная квалификационная работа)*

(утверждено приказом от 06.03.2019 № 531-уз)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 24.06.19

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: *результаты зимнего и контрольного замера 2018 г. по подстанциям Амурской области, нормальная схема электрических соединений распределительных сетей 0,4-500 кВ филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети».*

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): *характеристика рассматриваемого энергорайона Амурской области, схемно-режимный анализ сети, характеристика электропотребления энергорайона, выбор числа и мощности трансформаторного оборудования электрических станций и трансформаторных подстанций, расчёт токов короткого замыкания, выбор высоковольтного оборудования, организация интеллектуального учёта электроэнергии, выбор мест установки реклоузеров.*

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.)

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов)

7. Дата выдачи задания 07.03.19

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов Александр Николаевич, доцент, кандидат технических наук

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 07.03.19


(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 165 с., 41 рисунок, 73 формулы, 27 таблиц, 41 источник.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ТРАНСФОРМАТОР, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ПОТРЕБИТЕЛЬ, ПРИБОР УЧЁТА, РЕКЛОУЗЕР.

В данной магистерской диссертации произведено проектирование системы электроснабжения города Свободный. Дано описание г. Свободный; произведен расчет нагрузок коммунально-бытовых потребителей. Был осуществлен выбор количества и типов трансформаторов на комплектных трансформаторных подстанциях, выбор оптимальных значений сечений проводов. Произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования. Рассмотрены проблемы учёта электроэнергии. Проведён анализ и рассмотрены конструктивные особенности приборов учёта. Так же принято во внимание мероприятие по установке технических учётов на РП и ТП. Произведен анализ сети города Свободный с обозначением проблемных фидеров и выбраны места установки реклоузеров.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	9
1 Существующая схема электроснабжения	11
1.1 Климатическая характеристика местности	11
1.2 Характеристика потребителей электроэнергии	12
2 Разработка схемы электроснабжения строящегося жилого микрорайона возле ПС 35/10 кВ «Северная»	19
2.1 Расчёт электрических нагрузок	19
2.1.1 Расчёт электрических нагрузок жилых зданий и коммунальных потребителей	19
2.1.2 Компенсация реактивной мощности у потребителей	24
2.1.3 Расчёт осветительной нагрузки	26
2.1.4 Выбор схемы конфигурации сети	27
2.1.5 Мощность и категория электроснабжения потребителей по ТП	28
2.1.6 Расчет электрических нагрузок линии 0,4 кВ	32
2.1.7 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	35
2.1.8 Расчет и выбор линий напряжением 0,4 кВ	36
2.1.9 Выбор силовых трансформаторов и выключателей на ТП	43
2.1.10 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	46
2.1.11 Выбор сечения распределительной сети 10 кВ	48
2.1.12 Определение потерь напряжения, электроэнергии в сети 10 кВ	51
2.1.13 Выбор оптимального варианта реконструкции	52
2.1.14 Нахождение точки потоко раздела	55
2.1.15 Расчет токов короткого замыкания	57
2.1.16 Расчёт токов КЗ в сети 10 кВ	58

2.1.17	Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ	64
3	Выбор и проверка оборудования	72
3.1	Выбор предохранителей 10 кВ для защиты трансформаторов	72
3.2	Выбор предохранителей для защиты линий 0,4 кВ	74
3.3	Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ	77
3.4	Выбор выключателей 10 кВ	80
3.5	Проверка выбранных сечений ВЛ 0,4 кВ на воздействие токов КЗ	82
3.6	Выбор выключателей нагрузки	85
4	Основные моменты электроснабжения микрорайона	87
4.1	Характеристика источников электроснабжения	87
4.2	Обоснование принятой схемы электроснабжения	87
4.3	Сведения о количестве электроприемников, их установленной и расчетной мощности	89
4.4	Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии	89
4.5	Описание решений по обеспечению электроэнергией электроприемников в соответствии с установленной классификацией в рабочем и аварийном режимах	90
4.6	Перечень мероприятий по экономии электроэнергии	91
4.7	Сведения о мощности сетевых и трансформаторных объектов	92
4.8	Решения по организации масляного и ремонтного хозяйства	93
4.9	Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите	94
4.10	Описание дополнительных и резервных источников электроэнергии	97
4.11	Перечень мероприятия по резервированию электроэнергии	97
5	Проблемы учёта электроэнергии	99
5.1	Структурные схемы автоматизированных информационно-	

измерительных систем коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)	106
5.2 АИИС КУЭ сетевых предприятий – назначение:	108
5.3 Структурная схема автоматизированной информационно-измерительной системы (АИИС) промышленных предприятий	112
5.4 Структурная схема АИИС бытовых потребителей (БП)	113
5.5 Технические требования, предъявляемые к автоматизированным информационно-измерительным системам (АИИС)	114
5.5.1 Общие требования к АИИС	114
5.5.2 Требования к измерительно-информационному комплексу	116
5.5.3 Требования к трансформаторам тока и напряжения	117
5.5.4 Требования к счетчикам электроэнергии	118
5.5.5 Требования к информационно-вычислительному комплексу электроустановки	120
5.5.6 Требования к промконтроллерам (УСПД)	122
5.5.7 Требования к информационно-вычислительному комплексу	125
5.6 Хищения электроэнергии	127
5.7 Конструктивные особенности приборов учёта	129
5.7.1 Оборудование АСКУЭ «РиМ»	130
5.7.2 Оборудование АСКУЭ «Энергомера»	132
5.7.3 Оборудование АСКУЭ «Системы и технологии»	134
5.7.4 Оборудование АСКУЭ «МИР»	136
5.8 Важность мероприятий по установке технических учётов на РП и ТП	139
6 Применение реклоузеров в сетях 10 кВ города Свободный	143

6.1	Описание и принцип действия реклоузера	143
6.2	Анализ сети города Свободный с обозначением проблемных фидеров.	152
6.3	Анализ потребителей на проблемных фидерах	155
6.4	Выбор мест установки оборудования	155
	Заключение	161
	Библиографический список	162

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АРМ - автоматизированное рабочее место;

АИИС - автоматизированная информационно-измерительная система;

АСКУЭ - автоматизированная система контроля и учета электроэнергии;

АИИС КУЭ – автоматизированная информационно – измерительная; система коммерческого учета электроэнергии;

БП - бытовые потребители;

ВН – высокое напряжение;

ИВК - информационно-вычислительный комплекс;

ИВКЭ - информационно-вычислительный комплекс электроустановок;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

НН – низкое напряжение;

ПС - подстанция;

ТП – трансформаторная подстанция;

ПС - подстанция высокого напряжения;

ПУЭ - правила устройства электроустановок;

РЗА - релейная защита и автоматика;

ТТ - трансформатор тока;

ТН - трансформатор напряжения;

УСПД - устройство сбора и передачи данных;

ЭВМ - электронно-вычислительная машина;

ЭЭ - электроэнергия;

ЭС – электрические сети.

ВВЕДЕНИЕ

Предоставление надежного и качественного (соответствующего государственному стандарту) электроснабжения потребителям является приоритетной задачей электроснабжающих организаций. Система электроснабжения должна обеспечивать:

- уровень надежности электроснабжения, согласованный с потребителем;
- нормированное качество электрической энергии;
- гибкость к растущим электрическим нагрузкам;
- адекватные реалиям средства автоматизации и систем учета электрической энергии, а также технологического обслуживания;
- электрическую и экологическую безопасность.

Система электроснабжения – постоянно развивающаяся система. Для нее характерен непрерывный рост нагрузок, обусловленный появлением новых потребителей, увеличением степени электрификации быта, повышением требований к социально-культурному уровню жизни и другими факторами.

Цель магистерской диссертации – проектирование инновационной схемы внутреннего электроснабжения перспективных объектов инфраструктуры города Свободный для обеспечения требуемого качества и надежности электроснабжения.

Основными требованиями к проектам систем электроснабжения являются надежность электроснабжения потребителей и их экономичность. Надежность электроснабжения обеспечивается выбором наиболее совершенных электрических аппаратов, силовых трансформаторов, кабельно-проводниковой продукции, соответствием электрических нагрузок в нормальных и аварийных режимах номинальным нагрузкам этих элементов.

В настоящей магистерской диссертации рассматривается проектирование инновационной схемы внутреннего электроснабжения перспективных объектов инфраструктуры города Свободный. Разработка инновационной схемы подключения включает в себя комплекс различных мер и технических решений, позволяющих снизить потери электроэнергии в сети, улучшить качество электроэнергии и повысить надёжность электроснабжения потребителей электрической сети.

А также в настоящей магистерской диссертации рассмотрены конструктивные особенности приборов учёта, принятые в работу в сетевых организациях. Ведь правильная организация учёта электроэнергии важна потому, что ее производство, передача, распределение и потребление практически совпадает во времени, и допущенная ошибка в учёте электроэнергии не поддается исправлению методом повторного учёта электроэнергии. Именно поэтому все установки, вырабатывающие, передающие, распределяющие и потребляющие электроэнергию оборудуются соответствующими приборами учёта. В связи с этим возрастает значимость автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) – комплекс технических, программных и организационных решений, позволяющих потребителю вести учёт потребления электроэнергии в соответствии с требованиями современных нормативных документов и положений в энергетической отрасли.

Проект разработан в операционной системе Windows 7 с использованием: Microsoft Office Word 2013г., Microsoft Office Visio 2013 г, Microsoft Office Excel 2013г, MathType 6.1 Equation, Mathcad 14.0, ПВК RastrWin 3.

1 СУЩЕСТВУЮЩАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

1.1 Климатическая характеристика местности

Климат Амурской области резко континентальный с муссонными чертами. Зима в Приамурье продолжительная, холодная, солнечная и малоснежная. Зимние метели, сопровождаются сильным ветром. Снег сдувает в ложбины, поэтому снежный покров, как правило, небольшой от 17 до 42 см. На севере области зима устанавливается уже с середины октября. Морозы под 40 здесь обычное дело. Средние показатели температур от -28° до -32°C на севере и до -30°C на юге.

В городе Свободный климат холодно умеренный. В зимний период, существует гораздо меньше осадков в Свободный, чем в летний период. Средняя температура воздуха в Свободный является -1.1°C . Среднегодовая норма осадков - 557 мм.

В настоящей магистерской диссертации все расчеты будут, производятся с учетом особенностей окружающей среды и местных климатических условий города Свободного, в таблице 1 приведены основные характеристики климатических условий и их расчетные величины.

Таблица 1 - Климатические условия района проектирования

№	Наименование	Значение
1	2	3
1	район по гололеду	III
2	нормативная стенка гололеда, мм	20
3	район по ветру	II
4	низшая температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	-39
5	среднегодовая температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	-1.1
6	высшая температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	26.2
7	число грозных часов в год	45
8	высота снежного покрова, см	10

11	глубина промерзания грунтов, м	3.4
12	сейсмичность района, баллы	6
13	Высота над уровнем моря,	289

1.2 Характеристика потребителей электроэнергии

Численность населения г. Свободный по данным на 01.01.18 г. составляет 53 678 человек. Плотность населения составляет 238 чел/км².

ТОР «Свободный»

В июне 2017 года Постановлением Правительства РФ на территориях муниципальных образований Свободненский район, город Свободный и город Сковородино создана одна из предусмотренных в России территорий опережающего развития — ТОР «Свободный»[33][34]. В ТОР «Свободненская» планируется построить два крупных предприятия, которые станут компонентами строящегося магистрального газопровода «Сила Сибири».

В октябре 2015 года в 15 км от Свободного началось строительство Амурского газоперерабатывающего завода, в составе которого будет крупнейший в мире комплекс по производству гелия. Мощность газоперерабатывающего завода составит до 49 миллиардов кубометров газа в год, мощность гелиевого комплекса — до 60 миллионов кубометров в год[35]. Предполагается, что его запуск даст 5 000 новых рабочих мест, из них 1 500 — инженерно-технические специалисты, 3 500 — рабочие. Также начнётся строительство нового микрорайона в г. Свободный (расширение микрорайона Северный) на 5(20) тысяч жителей, где будут жить работники газовой отрасли[36]. 3 августа 2017 года президент России Владимир Путин осмотрел площадку строительства Амурского ГПЗ и дал старт заливке фундамента под возведение комплекса [37].

В едином технологическом комплексе с Амурским ГПЗ предусмотрено создание Амурского газохимического комплекса (ГХК). Заказчиком реализации проекта выступает ПАО «СИБУР Холдинг».

Промышленность

Свободненский вагоноремонтный завод, одно из старейших предприятий города. Это единственное предприятие от Байкала до Тихого океана, которое осуществляет капитальный ремонт грузовых вагонов и модернизацию полувагонов с продлением срока полезного использования. В общем объёме отгруженных товаров собственного производства в обрабатывающем производстве его доля в 2012 году составляет 55 %. Амурское ПМЭС МЭС Востока ПАО «ФСК ЕЭС» — электросетевая компания, зона обслуживания — Амурская область и юг Республики Саха (Якутия). В эксплуатации ПМЭС находятся 8 005 км линий электропередачи напряжением 220—500 кВ, межгосударственная линия 220 кВ «Благовещенская — Хэйхэ» длиной 26,7 км, которая работает на напряжении 110 кВ, межгосударственная двухцепная линия 220 кВ «Благовещенская — Айгунь» длиной 26,6 км, межгосударственная линия 500 кВ «Амурская — Хэйхэ» длиной 155,1 км, 37 подстанций напряжением 220—500 кВ общей трансформаторной мощностью 4 423 МВА[38][39].

Завод железобетонных конструкций СМТ "Стройиндустрия" (сборный железобетон, бетон, металлоконструкции, сваи, фундаментные блоки). Единственным на территории города производителем колбасных изделий, полуфабрикатов, деликатесов, сырокопчёных колбас и иной мясной продукции является ИП Романова Т. Ю. Более 80 % предприятий, выпускающих продукты питания, относятся к субъектам малого предпринимательства. Кирпичный завод — ООО «Комбинат Строительной Керамики», выход на проектную мощность предусматривает выпуск до 30 миллионов керамических красных кирпичей в год. На территории также будет обустроена железнодорожная ветка, по которой

готовая продукция будет вагонами отправляться в Благовещенск. По состоянию на 2018 год завод больше не работает.[40].

Жилой фонд

Общая площадь квартир жилищного фонда города составляет 1359 тысяч кв. м. или 9224 домов, в том числе 1010 многоквартирных домов (более 2-х квартир). По срокам эксплуатации жилищный фонд города подразделяется следующим образом: 8,1 % жилого фонда — свыше 65 % износа; 71,7 % жилого фонда — от 31 % до 65 % износа; 20,2 % жилого фонда — от 0 до 30 % износа. Ветхий и аварийных фонд составляет 103659,5 кв.м. Жилищный фонд города оборудован: водопроводом — 63,6 %; канализацией — 63,4 %; центральным отоплением — 64,5 %; горячим водоснабжением — 51,9 %. Общая площадь жилых помещений, приходящаяся в среднем на одного жителя — 24 кв.м.

Образование

Муниципальных учреждений образования работает 751 педагог, из них 419 трудятся в школах, 236 — в дошкольных образовательных учреждениях, 96 — в учреждениях дополнительного образования[45].

Детские сады

- Общеразвивающих — 9.
- Комбинированного вида — 4.
- Ухода, присмотра и оздоровления — 2.

Школы

- Начальная школа ДО № 20 (не функционирует).
- Средняя общеобразовательная школа № 1, № 2, № 5, № 6, № 8, № 11, № 192.
- Гимназия № 9.
- Вечерняя (средняя) общеобразовательная школа № 6 (закрыта в 2014 г.)

Количество обучающихся в 2010/2012 году — 5614, количество обучающихся в УСП (вечернее) — 137. Средняя наполняемость классов в общеобразовательных учреждениях в 2011 году составила 25 человек.

Специализированные учреждения образования

ГООУ «Свободненская специальная(коррекционная) школа-интернат»

Учреждения дополнительного образования

7 учреждений дополнительного образования детей, в которых занимается 4071 школьник:

- Дом Детского Творчества
- Детская школа искусств
- Станция юных натуралистов
- Детский морской центр (Клуб юных моряков (КЮМ) до 2009 года)
- Станция юных туристов
- Станция юных техников
- ДЮ Спортивная школа 1
- ДЮ Спортивная школа 2

Учреждения профессионального обучения:

- СПО Амурский кооперативный техникум амурского облпотребсоюза (НОУ СПО АКТ), обучение ведётся по 3 программам среднего профессионального образования (банковское дело, экономика и бухгалтерский учёт, право и организация социального обеспечения).[46](закрит в 2017 году)
- Амурский технический колледж, в составе 4-х отделений (отделение № 3 находится в городе Шимановск, отделение № 4 — в городе Тында). Колледж ведёт подготовку рабочих кадров по 13 профессиям начального профессионального образования и 84 программам профессиональной подготовки[47].

- Дорожная техническая школа № 3 — структурное образовательное подразделение Забайкальской железной дороги — филиала ОАО «РЖД»
- Высшие учебные заведения

Амурский институт железнодорожного транспорта

Амурский институт железнодорожного транспорта — филиал Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Дальневосточный государственный университет путей сообщения». В настоящее время АМИЖТ располагается в 4 зданиях общей площадью 22 555 кв.м. Общий контингент студентов составляет более 2000 человек.

В состав института входят:

- 1. Факультет высшего профессионального образования: 19 программ подготовки специалистов по очной и заочной формам обучения, 5 программ подготовки бакалавров (неполный цикл обучения, студенты заканчивают образование в базовом вузе в г. Хабаровске).
- 2. Факультет среднего профессионального образования — Свободненское медицинское училище: 3 программы по очной форме обучения.
- 3. Факультет среднего профессионального образования — Свободненский техникум железнодорожного транспорта: 5 программ по очной и заочной форме обучения.
- 4. Факультет дополнительного образования и повышения квалификации, обучение ведётся по 16 рабочим программам и 3 программам повышения квалификации медицинских работников[48].

Здравохранение

В городе функционируют следующие медицинские учреждения:

- Больницы: больница водников, городская больница, филиал ОГУЗ АОПБ «Психиатрическая больница в г. Свободном» с общим числом больничных коек 975 единиц.
- Поликлиники: свободненская городская поликлиника, детская поликлиника, отделенческая (железнодорожная) поликлиника, поликлиника водников, противотуберкулёзная поликлиника, клиника «Мари» и другие.
- Стоматологии: городская стоматологическая поликлиника, стоматологическая клиника доктора Горохова, стоматологическая клиника Савостьяновых.
- Диспансеры: кожно-венерологический, противотуберкулёзный.
- Травмпункт.
- Станция переливания крови.
- Станция скорой медицинской помощи.
- Санаторий-профилакторий «Свободный».

Суммарная мощность амбулаторно-поликлинических учреждений: 3534 посещений в смену.

Численность врачей: 293 человека.

Численность среднего медицинского персонала: 732 человека.

Культура

На территории города находится 6 учреждений культуры: городской дом культуры им. С. Лазо, централизованная библиотечная система (включает Центральную городскую библиотеку им. Н. К. Крупской, Центральную детскую библиотеку и 4 филиала), школа искусств, художественная школа, филиал областного краеведческого музея, дом народного творчества им. Петра Комарова. В городе Свободном находится самая длинная в стране Свободненская детская железная дорога, протяжённость которой 11,6 км.

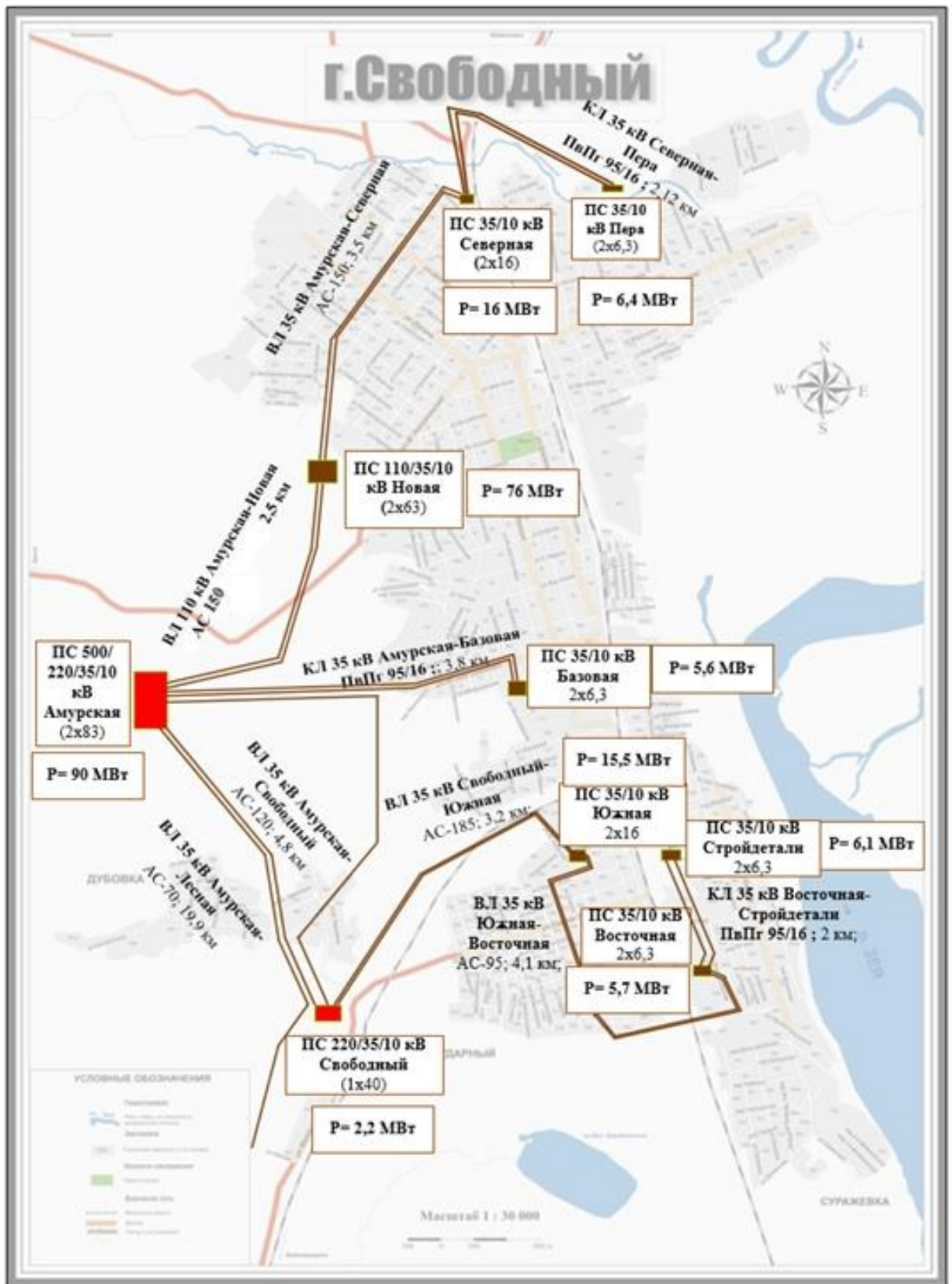


Рисунок 1 - схема электрической сети

2. РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СТРОЯЩЕГОСЯ ЖИЛОГО МИКРОРАЙОНА ВОЗЛЕ ПС 35/10 КВ «СЕВЕРНАЯ»

2.1 Расчёт электрических нагрузок

Для рационального выбора системы электроснабжения необходимо определить расчетные нагрузки, в зависимости от которых устанавливаются параметры всех элементов системы.

2.1.1 Расчёт электрических нагрузок жилых зданий и коммунальных потребителей.

Расчётная нагрузка - нагрузка по которой определяют и выбирают электрооборудование, сечение кабелей и проводов, мощность трансформаторов.

Особенностью расчёта в городских системах является то, что данные о характеристиках электроприёмников могут быть не известны, да и учесть их практически невозможно, поэтому для определения нагрузок пользуются различными методами. Расчёт произведём с помощью метода удельных электрических нагрузок.

По характеру электропотребления и показателям электрической нагрузки все потребители города разбиваются на следующие группы: потребители селитебных зон, промышленные потребители, коммунальные потребители общегородского значения, потребители пригородных районов.

Основу нагрузок города свободный составляет потребители селитебной зоны и коммунально-бытовая нагрузка.

Расчетная нагрузка питающих линий, вводов и на шинах РУ–0,4 кВ ТП от электроприемников квартир определяется по формуле, кВт:

$$P_{\text{кв}} = P_{\text{кв.уд}} \cdot n, \quad (1)$$

где $P_{\text{кв.уд}}$ – удельная нагрузка электроприемников квартир, принимаемая по [23, таб.2.1.1.], в зависимости от числа квартир, присоединенных к линии (ТП), типа кухонных плит и наличия бытовых кондиционеров воздуха, кВт/квартиру;

n – количество квартир, присоединенных к линии (ТП).

Расчетная нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников) определяется по формуле кВт:

$$P_{\text{р.ж.д}} = P_{\text{кв}} + P_{\text{с}}, \quad (2)$$

где $P_{\text{кв}}$ – расчетная нагрузка электроприемников квартир, кВт;

$P_{\text{с}}$ – расчетная нагрузка силовых электроприемников, кВт.

Под расчётной нагрузкой силовых электроприёмников понимают нагрузку лифтовых установок, а также нагрузку электродвигателей санитарно – технических устройств.

Расчетная нагрузка силовых электроприемников $P_{\text{с}}$, приведенная к вводу жилого дома:

$$P_{\text{с}} = P_{\text{р.лф.}} + P_{\text{с-т}} \quad (3)$$

Мощность лифтовых установок $P_{\text{р.лф}}$ определяется по формуле

$$P_{\text{р.лф.}} = K_{\text{с/лф}} * \sum m P_{\text{лф}i} \quad (4)$$

где $K_{\text{с/лф}}$ - коэффициент спроса лифтовых установок;

m - число лифтовых установок;

$P_{\text{лф}i}$ - установленная мощность электродвигателя лифта.

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно- технических устройств $P_{\text{с-т}}$ определяется по их установленной мощности $P_{\text{с-т.у}}$ и коэффициенту спроса $K_{\text{с.с-т}}$:

$$P_{c-t} = K_{c/лф} * \sum_n P_{c-t.y.} \quad (5)$$

Мощность резервных электродвигателей, а также электроприемников противопожарных устройств при расчете электрических нагрузок не учитывается.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома $P_{р.ж.д.}$ определяйся по формуле

$$P_{р.ж.д.} = P_{кв} + K_y \cdot (P_{р.лф} + P_{c-t}) \quad (6)$$

Коэффициент участия в максимуме $K_y = 0,9$.

Тогда:

$$P_{р.ж.д.} = 2,8 * 60 + 0,9 * (0,8 * 9,5 + 0,8 * 9,5) = 181,68 \text{ кВт}$$

Реактивная нагрузка жилых домов определяется с помощью расчётных коэффициентов реактивной мощности, [23, таб.2.1.4.].

Для 60 квартирного жилого дома расчётная нагрузка питающих линий и от электроприёмников квартир равна:

$$Q_{р.ж.д.} = P_{р.ж.д.} * tg\varphi = 181.68 * 0.2 = 36.3 \text{ кВар} \quad (7)$$

$$S_{р.ж.д.} = \sqrt{Q_{р.ж.д.}^2 + P_{р.ж.д.}^2} = \sqrt{36.3^2 + 181.68^2} = 185.3 \text{ кВА} \quad (8)$$

$$I_{р.ж.д.} = \frac{S_{р.ж.д.}}{\sqrt{3} * U_{н.н.}} = \frac{185,3}{\sqrt{3} * 0,4} = 267,5 \text{ А} \quad (9)$$

При определении электрической нагрузки общественно-коммунальных потребителей последние условно могут быть разбиты на две группы: в первую группу относятся учреждения культурно бытового назначения (просвещение, здравоохранение, торговля, общественное питание, связь), во вторую группу – коммунально-хозяйственные предприятия (котельные, водопровод, канализация).

Расчёт электрической нагрузки общественно – коммунального потребителя приведем на примере школы. Определение данных нагрузок производится с использованием укрупненных удельных нагрузок, [23, таб.2.1.4.].

$$P_p = P_{уд} \cdot n, \quad (10)$$

где $P_{уд}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников школы, кВт/учащийся;

n – количество учащихся.

Таким образом, расчетная нагрузка школы равна:

$$P_p = 0,25 \cdot 900 = 225 \text{ кВт}$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 225 \cdot 0,33 = 74,25 \text{ кВар}$$

$$S_p = \sqrt{Q_p^2 + P_p^2} = \sqrt{74,25^2 + 225^2} = 237 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{н.н.}} = \frac{237}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 342 \text{ А}$$

Аналогично произведем расчет для всех объектов на плане.

Экспликация объектов микрорайна города Свободный приведена в следующей таблице:

Таблица 2 – Данные для расчета электрических нагрузок

Наименование	n	P, кВт	Q, кВар	tg φ	S кВА	Категория электроснабжения	Количество домов
1	2	3	4	5	6	7	8
Коммунально – бытовые потребители							
Жилой дом №1	60	182	36.3	0.2	185.3	II	7

Продолжение таблицы 2

Жилой дом №2	20	58.9	11.78	0.2	60.1	II	22
Жилой дом №3	50	151.7	30.3	0.2	154.7	II	8
Жилой дом №4	6	30.6	6,1	0.2	31,2	III	6
Жилой дом №5	4	27.2	5,4	0.2	27,7	III	26
Жилой дом №6	2	18.4	3,7	0.2	18,8	III	4
Жилой дом №7	32	80.1	16	0.2	81.7	II	11
Учреждения культурно бытового назначения (просвещения, здравоохранения, торговля, общественное питание. связь и т.д.)							
Котельная	-	796	437,8	0,55	908,5	-	1
Пожарное депо	-	200,4	52,1	0,36	207,1	I	1
Гараж на 40 автомашин	-	98,5	19,7	0,2	100,5	II	1
Административно офисный центр	-	624,4	208,5	0,334	658,3	II	1
Узел связи	-	86,7	29	0,334	91,4	I	1
Пищеблок в школе	900	190,4	59,2	0,311	199,4	II	1
Укрытие ГО и ЧС (в школе)	900	69,6	24,7	0,355	73,9	II	1
Центр культуры и досуга	-	1403,7	470,2	0,335	1480,4	II	1
Многоуровневая автостоянка, блок А,Б.	-	149,6	52,3	0,35	158,5	II	1
Многоуровневая автостоянка, блок А	-	74,78	26,2	0,35	79,2	II	1
Многоуровневая автостоянка, блок Б	-	74,78	26,2	0,35	79,2	II	1
Многоуровневая автостоянка, блок В	-	74,78	26,2	0,35	79,2	II	1
Многоуровневая автостоянка, блок Г	-	66,24	23,2	0,35	70,2	II	1
Школа №1	900	225	74,25	0,33	236,9	II	1
Гараж для коммунальной автотехники	-	140,9	28,2	0,2	143,7	II	1
Поликлиника	-	567,5	209	0,368	605	II	1

Продолжение таблицы 2

Универсальный спортивно-тренировочный комплекс	-	1943,4	635,5	0,327	2044,7	II	1
Детский сад	360	229,5	218	0,95	316,6	II	1
Универсальный магазин центр бытового обслуживания	-	1016	342,4	0,337	1072,1	II	1
Детский сад. Пищеблок	360	89,6	27,9	0,311	93,8	II	1
ВРУЗ (ППУ) детского сада	360	44,7	14,7	0,328	47	II	1
Укрытие ГО и ЧС детского сада	-	17,5	6,2	0,355	18,6	II	1
ВСЕГО:		13811	4135		14503		

2.1.2 Компенсация реактивной мощности у потребителей

Согласно требованиям НТД, «Техническим условиям» для присоединения к электрическим сетям бкВ, приказу Минпромэнерго РФ №49 от 22.02.2007г компенсация реактивной мощности предусматривается при $\text{tg}\phi > 0,4$. Здания, для которых предусмотрена компенсация реактивной мощности:

- пожарное депо, конденсаторная установка УКР 44-0.4-70-15-УХЛ4;
- поликлиника и гараж на 4 автомашины, УКР 44-0.4-62.5-15-УХЛ4-2шт;
- детский сад на 350 мест, УКРМ-0.4-60-10-3-1шт, УКРМ-0.4-25-10-3-1шт, УК1-0.4- 7,5-УХЛ3-1шт; УК1-0.4-5-УХЛ3-1шт;
- школа, УКРМ-0.4-40-10-3-2шт, УКРМ-0.4-25-10-3-1шт, УК1-0.4-7,5-УХЛ3-1шт;

- для административно-офисного центра и узла связи на щите 0.4 кВ ТП№11, УКР 44- 0.4-62.5-15-УХЛ4-2шт;

-автостоянка блок А литер12.1, УКРМ-0.4-20-10-3-1шт;

-автостоянка блок Б литер12.1, УКРМ-0.4-20-10-3-1шт;

-автостоянка блок В литер12.1, УКРМ-0.4-20-10-3-1шт;

-автостоянка блок Г литер12.1, УКРМ-0.4-25-5-У1-1шт, УКРМ-0.4-15-5-У1-1шт;

-автостоянка блок А литер12.2, УКРМ-0.4-20-10-3-1шт;

-автостоянка блок Б литер12.2, УКРМ-0.4-20-10-3-1шт;

-универсальный спортивно-тренировочный комплекс, УКР 44-0.4-75-15-УХЛ4-2шт на щите 0.4кв ТП№15;

-универсальный магазин. Центр бытового обслуживания, УКР 44-0.4-200-25-2шт;

-гараж для коммунальной техники с помещениями управляющей компании, УКМ- 0.4-2,5-УХЛЗ-2шт;

-отапливаемый гараж на 40 автобусов и 11 легковых автомобилей, УКМ-0.4-2,5- УХЛЗ-2шт;

-котельная, КРМ 0.4-110-10УЗ-1шт КРМ 0.4-70-10УЗ-1шт КРМ 0.4-105-7,5УЗ-1шт;

-центр культуры и досуга, УКР 44-0.4-275-15-УХЛ4-2шт на щите 0.4кв ТП№18.

Общая максимальная расчетная нагрузка, приведённая к шинам щита 10кВ РП с учётом коэффициентов несовпадения максимумов нагрузки, составляет:

-потребляемая активная мощность $P_a=13811$ кВт;

-реактивная мощность $Q_p= 4135$ кВАр;

-полная мощность $S=14503$ кВА;

-коэффициент активной мощности $\cos\phi=0.95$;

-коэффициент реактивной мощности $\tan\phi=0,328$.

Компенсация реактивной мощности на шинах РП-10кВ не предусматривается.

2.1.3 Расчёт осветительной нагрузки

Расчётная нагрузка сетей наружного освещения определяется как сумма мощностей осветительных установок с учётом коэффициента спроса равного 1. Мощность устанавливается на основе светотехнических расчётов с учётом характера освещаемой территории города, действующих норм освещённости территории, типа и параметров используемых светильников. Для упрощённых расчётов допускается применять метод удельного коэффициента мощности освещения на длину проезжей части.

$$P_{\text{осв}} = P_{\text{уд}} \cdot l, \quad (3)$$

где $P_{\text{уд}}$ – значение удельной осветительной нагрузки, кВт/км, [2];

l – длина проезжей части, км.

Исходные и расчетные значения сведены в таблицу 3.

Таблица 3 - Исходные и расчетные значения для определения электрической нагрузки уличного освещения

Название улицы	l , км	$P_{\text{уд}}$, кВт/км	$P_{\text{осв}}$, кВт	$Q_{\text{осв}}$, кВар	$S_{\text{осв}}$, кВА
Улица № 1	0,96	10	9,6	1,92	9,79
Улица № 4	1,01	10	10,1	2,02	10,30
Улица № 1	0,98	10	9,8	1,96	9,99
Улица № 1	0,68	10	6,8	1,36	6,93
Улица № 3	0,79	10	7,9	1,58	8,06
Улица № 5	0,87	10	8,7	1,74	8,87
Улица № 5	1,06	10	10,6	2,12	10,81
Улица № 2	0,52	10	5,2	1,04	5,30
Всего:			68,7	13,74	70,1

Нагрузку освещения улиц учитываем при определении нагрузки ТП на стороне 0,4 кВ.

2.1.4. Выбор схемы конфигурации сети

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у приемников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность ее дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

Для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов, и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший.

Рассмотрим два варианта реконструкции электрической сети.

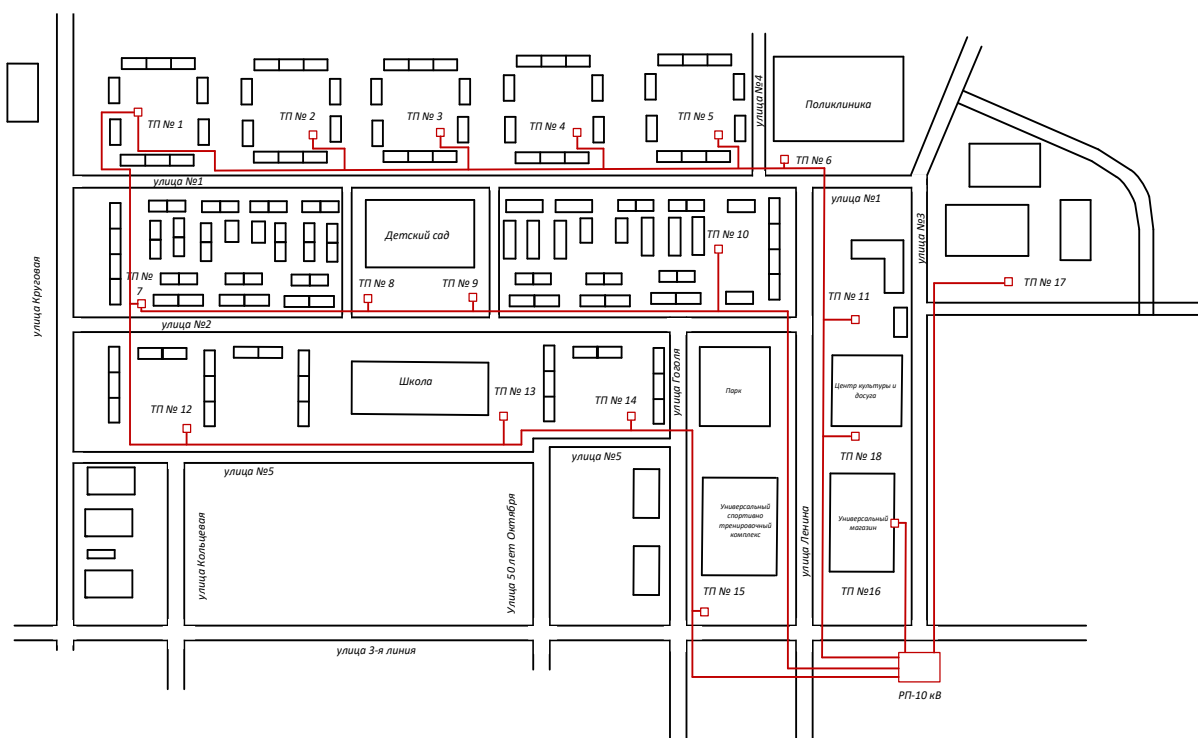


Рисунок 2 – первый вариант конфигурации сети

Первый вариант реконструкции электрической сети предусматривает надежное электроснабжение потребителей I и II категории. При такой схеме

все ТП имеют возможность получать электроэнергию от двух источников питания.

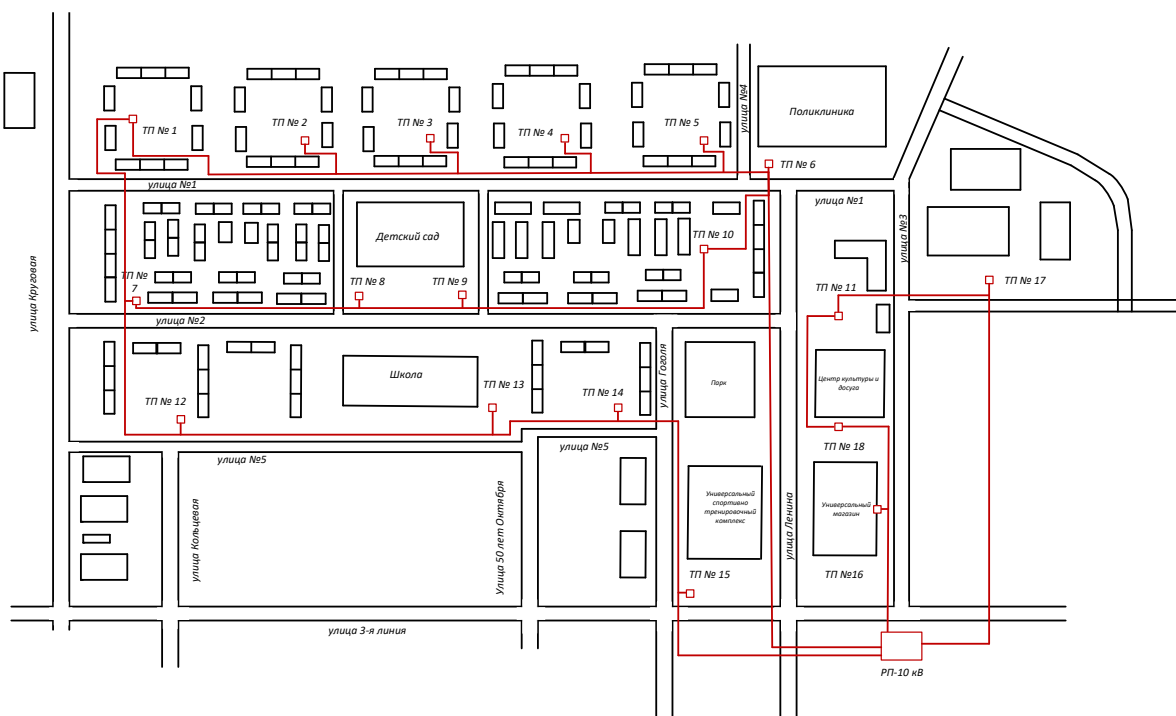


Рисунок 3 – второй вариант конфигурации сети

Во втором варианте реконструкции электрической сети рассматривается применение кольцевых схем.

Для выбора оптимального варианта реконструкции электрической сети произведем технико-экономическое сравнение данных вариантов.

2.1.5. Мощность и категория электроснабжения потребителей по ТП

Таблица 4 – Данные для отнесения мощности и категории потребителей к ТП.

Наименование	n	S кВА	Категория электроснабжения	Количество домов
1	2	3	4	5
ТП № 1, Жилой квартал № 1, Жилая группа № 1				
Жилой дом №1	60	185.3	II	1
Жилой дом №2	20	60.1	II	4
Жилой дом №3	50	154.7	II	1
Пожарное депо	1	207,1	I	

Наружное освещение	1	9,6	III	
ИТОГО по ТП № 1	797,1			
ТП № 2, Жилой квартал № 1, Жилая группа № 2				
Жилой дом №1	60	185,3	II	1
Жилой дом №2	20	60,1	II	4
Жилой дом №3	50	154,7	II	1
ИТОГО по ТП № 2	580,4			
ТП № 3, Жилой квартал № 1, Жилая группа № 3				
Жилой дом №1	60	185,3	II	1
Жилой дом №2	20	60,1	II	4
Жилой дом №3	50	154,7	II	1
ИТОГО по ТП № 3	580,4			
ТП № 4, Жилой квартал № 1, Жилая группа № 4				
Жилой дом №1	60	185,3	II	1
Жилой дом №2	20	60,1	II	4
Жилой дом №3	50	154,7	II	1
ИТОГО по ТП № 4	580,4			
ТП № 5, Жилой квартал № 1, Жилая группа № 5				
Жилой дом №1	60	185,3	II	1
Жилой дом №2	20	60,1	II	4
Жилой дом №3	50	154,7	II	1
Наружное освещение		10,1	III	
ИТОГО по ТП № 5	590,5			
ТП № 6, Поликлиника смешанного типа и гараж на 4 автомашины				
ИТОГО по ТП № 6	605			
ТП № 7, Жилой квартал № 2				
Жилой дом №7	32	81,7	II	3

Продолжение таблицы 4

Жилой дом №4	6	31,2	II	1
Жилой дом №5	4	27,7	II	7
Наружное освещение		9,8	III	
ИТОГО по ТП № 7	480			
ТП № 8, Жилой квартал № 2				
Детский сад	360	316,6	II	1
ВРУЗ (ППУ) детского сада	360	47	II	1
Укрытие ГО и ЧС детского сада		18,6	II	1
Жилой дом №4	6	31,2	III	2
Жилой дом №5	4	27,7	III	6
Жилой дом №6	2	18,8	III	2
ИТОГО по ТП № 8	648,4			
ТП № 9, Жилой квартал № 2				
Детский сад. Пищеблок	360	93,8	II	1
Жилой дом №4	6	31,2	III	1
Жилой дом №5	4	27,7	III	7
ИТОГО по ТП № 9	318,9			
ТП № 10, Жилой квартал № 2				
Жилой дом №2	20	60,1	II	2
Жилой дом №7	32	81,7	II	5
Жилой дом №4	6	31,2	III	2
Жилой дом №5	4	27,7	III	6
Жилой дом №6	2	18,8	III	2
Наружное освещение		6,8	III	
ИТОГО по ТП № 10	801,7			
ТП № 11				
Административно – офисный центр		658,3	II	1

Узел связи		91,4	I	1
Наружное освещение		7,9	III	
ИТОГО по ТП № 10	757,6			
ТП № 12, Жилой квартал № 3				
Жилой дом №1	60	185,3	II	1
Жилой дом №3	50	154,7	II	2
Жилой дом №7	32	81,7	II	2
Многоуровневая автостоянка, блок А		79,2	II	1
Многоуровневая автостоянка, блок Б		79,2	II	1
Многоуровневая автостоянка, блок В		79,2	II	1
Многоуровневая автостоянка, блок Г		79,2	II	1
Наружное освещение		8,7	III	
ИТОГО по ТП № 12	983,6			
ТП № 13, Жилой квартал № 3				
Школа № 1	900	236,9	II	1
Укрытие ГО и ЧС (в школе)	900	73,9	II	1
Пищеблок (в школе)	900	199,4	II	1
ИТОГО по ТП № 13	510,2			
ТП № 14, Жилой квартал № 3				
Жилой дом №1	60	185,3	II	1
Жилой дом №3	50	154,7	II	1
Жилой дом №7	32	81,7	II	1
Многоуровневая автостоянка, блок А,Б	1	158,5	II	1
Наружное освещение		10,6	III	
ИТОГО по ТП № 14	590,8			
ТП № 15				

Продолжение таблицы 4

Универсальный спортивно-тренировочный комплекс		2044,7	II	1
ИТОГО по ТП № 15	2044,7			
ТП № 16				
Универсальный магазин. Центр бытового обслуживания.		1072,1	II	1
ИТОГО по ТП № 16	1072,1			
ТП № 17				
Гараж для коммунальной техники		143,7	II	1
Гараж на 40 автомашин.		100,5	II	1
Котельная		908,5		1
Наружное освещение		5,2	III	
ИТОГО по ТП № 17	1157,9			
ТП № 18				
Центр культуры и досуга		1480,4	II	1
ИТОГО по ТП № 18	1480,4			
ВСЕГО:	14573			

2.1.6 Расчет электрических нагрузок линии 0,4 кВ

Результирующая нагрузка потребителей не может быть определена простым суммированием нагрузок отдельных потребителей. Следует учитывать характер электропотребления каждого рассматриваемого потребителя и то, что максимумы нагрузки потребляются не в одно и то же время. При расчёте нагрузок должен быть учтён данный фактор во избежание необоснованного удорожания схемы. Определение максимумов осуществляется с помощью коэффициента участия в максимуме нагрузки. Расчёт суммарной нагрузки выполняется следующим образом. Сначала устанавливается основной потребитель, формирующий максимум нагрузки, и

по отношению к этому потребителю нагрузки остальных потребителей вводятся с соответствующими коэффициентами.

$$P_{p.l} = P_{зд.max} + \sum_1^n k_{yi} \cdot P_{зди}, \quad (11)$$

где $P_{зд.max}$ – наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии, кВт;

$P_{зди}$ – расчетные нагрузки других зданий, питаемых по линии, кВт;

k_{yi} – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий или жилых домов (квартир и силовых электроприемников, [таб.2.3.1.].

$$Q_{p.l} = Q_{зд.max} + \sum_1^n k_{yi} \cdot Q_{зди}, \quad (12)$$

где $Q_{зд.max}$ – наибольшее значение реактивной нагрузки здания из числа зданий, питаемых по линии, кВт;

$Q_{зди}$ – расчетная реактивная нагрузка других зданий, питаемых по линии, кВт;

k_{yi} – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий или жилых домов.

Определим расчетную электрическую нагрузку для кабеля №1 питаемой от ТП №1.

Расчетная электрическая нагрузка равна

$$P_{p.l} = 151.7 + 2 * 0,6 * 58.9 = 222.38 \text{ кВт}$$

$$Q_{p.l} = 30.3 + 2 * 0,6 * 11.78 = 44.44 \text{ кВт}$$

$$S_{p.l.} = \sqrt{P_{p.l.}^2 + Q_{p.l.}^2} = 226.78 \text{ кВА}$$

Результаты расчета по остальным КЛ 0,4кВ приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Расчетные нагрузки кабельных линий 0,4 кВ

ТП	№ кабеля	S, кВА	ТП	№ кабеля	S, кВА
ТП 1	1	226,78	ТП 10	1	196,08
	2	185,3		2	108,18
	3	120,2		3	66,48
	4	207,1		4	79,02
	5	9,6		5	22,56
ТП 2	1	226,82		6	6,8
	2	257,42	ТП 11	1	658,3
ТП 3	1	226,82		2	91,4
	2	257,42		3	7,9
ТП 4	1	226,82	ТП 12	1	185,3
	2	257,42		2	203,72
ТП 5	1	226,82		3	203,72
	2	257,42		4	316,8
	3	10,1		5	8,7
ТП 6	1	605	ТП 13	1	400,88
ТП 7	1	245,1	ТП 14	1	185,3
	2	33,24		2	203,72
	3	49,86		3	158,5
	4	64,44		4	10,6
	5	9,8	ТП 15	1	1022,35
ТП 8	1	355,96		2	1022,35
	2	47,82	ТП 16	1	1072,1
	3	49,86	ТП 17	1	204
	4	72,42		2	908,5

ТП 9	1	93,8	ТП 18	3	5,2
	2	64,44		1	1480,4
	3	66,48			

2.1.7 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

Сети 0,4 кВ выполняются трехфазными, четырехпроводными. В основном применяется радиальная схема распределения от понижающих ТП 10/0,4 кВ. Нейтральный провод заземлен на ТП 10/0,4 кВ и в конце каждой ветви или линии длиной более 200 м или на расстоянии не более 200 м от конца линии или ветви, где подключена нагрузка.

Потребители относятся к потребителям I, II и III категории надежности электроснабжения.

Основным принципом построения распределительной сети 0,4 кВ для электроприемников второй категории является сочетание петлевых схем, обеспечивающих двухстороннее питание потребителей. При этом линии в петлевых схемах могут присоединяться к одной или разным ТП.

Основным принципом построения распределительной сети 10 (6) кВ для электроснабжения электроприемников первой категории является двухлучевая схема с двухсторонним питанием при условии подключения взаимнорезервирующих линий 10 (6) кВ к разным независимым источникам питания. При этом на шинах 0,38 кВ двухтрансформаторных ТП и непосредственно у потребителя (при наличии электроприемников первой категории) должно быть предусмотрено АВР.

Следует также рассматривать питание электроприемников первой категории по сети 0,38 кВ от разных ТП, присоединенных к разным независимым источникам. При этом необходимо предусматривать необходимые резервы в пропускной способности элементов системы в зависимости от нагрузки электроприемников первой категории.

Для жилых домов с электроплитами, административных зданий, канализационных насосных станций, детских учреждений, учебных

заведений предусматривается два ввода в ВРУ, которые позволяют обеспечивать резервное электроснабжение при отключении питания одного из вводов.

2.1.8 Расчет и выбор линий напряжением 0,4 кВ

Электрические сети напряжением до 20 кВ включительно на селитебной территории городов и поселков, в районах застройки зданиями высотой 4 этажа и выше должны, как правило, выполняться кабельными.

Используя расчетную нагрузку головного участка каждого кабеля определяем максимальную величину тока в фазе в нормальном режиме:

$$I_{p.l} = \frac{S_{p.l} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (13)$$

где $S_{p.l}$ – расчетная нагрузка кабеля, кВА (табл. Таблица);

U_n – номинальное напряжение, кВ.

Сечения проводов и кабелей должны выбираться по длительно допустимому току в нормальном, аварийном и послеаварийном режимах и допустимым отклонениям напряжения.

Производим предварительный выбор сечения кабеля по условию нагрева $I_{p.l} \leq I_{дл. доп}$, где $I_{дл. доп}$ - длительно допустимая токовая нагрузка на кабель выбранного сечения.

Определим расчетный ток для кабеля №1 питаемой от ТП №1:

$$I_{p.l} = \frac{226,78 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 327,7 \text{ А}$$

Принимаем кабели АПвБбШп 3x185+1x95-1кВ с длительно допустимым током 382 А.

Электроснабжение наружного освещения от РУ-0,4кВ трансформаторных подстанций до пунктов питания, установленных у ближайших от ТП опор выполнено кабелем марки АВБбШв-1-4x35мм² в земляной траншее. Сети наружного освещения выполнены кабелем марки

АВБбШв-1-4х35мм² в траншее, в опоре - кабелем марки ВВГнг-(А) LS-3х1,5мм².

Выбранные сечения по остальным КЛ приведены в таблице 6.

Выбранное сечение кабелей проверяется на допустимую потерю напряжения, а также потери мощности в кабелях.

Зная напряжение на шинах источника питания, и подсчитав потери напряжения в сети, определяют напряжение у потребителей. Согласно ГОСТ Р 54149-2010 положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % от номинального.

Таблица 6 – Расчетные нагрузки, сечение кабелей 0,4 кВ

ТП	№ кабеля	S, кВА	I, А	Число и сечение фазных и нулевой несущей жил, шт. × мм ²	Идоп, А	R, Ом/км	X, Ом/км
ТП 1	1	226,78	327,7	3х185+1х95	382	0.17	0.06
	2	185,3	267,8	3х185+1х95	382	0.17	0.06
	3	120,2	173,7	3х185+1х95	382	0.17	0.06
	4	207,1	299,3	3х185+1х95	382	0.17	0.06
	5	9,6	13,9	1-4х35	136	0.92	0.06
ТП 2	1	226,82	327,8	3х185+1х95	382	0.17	0.06
	2	257,42	372,0	3х185+1х95	382	0.17	0.06
ТП 3	1	226,82	327,8	3х185+1х95	382	0.17	0.06
	2	257,42	372,0	3х185+1х95	382	0.17	0.06
ТП 4	1	226,82	327,8	3х185+1х95	382	0.17	0.06
	2	257,42	372,0	3х185+1х95	382	0.17	0.06
ТП 5	1	226,82	327,8	3х185+1х95	382	0.17	0.06
	2	257,42	372,0	3х185+1х95	382	0.17	0.06
	3	10,1	14,6	1-4х35	136	0.92	0.06

Продолжение таблицы 6

ТП 6	1	605	874,3	3x (3x240+1x120)	1191	0.132	0.06
ТП 7	1	245,1	354,2	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	2	33,24	48,0	3x50+1x25	160	0.64	0.063
	3	49,86	72,1	3x50+1x25	160	0.64	0.063
	4	64,44	93,1	3x50+1x25	160	0.64	0.063
	5	9,8	14,2	1-4x35	136	0.92	0.06
ТП 8	1	355,96	514,4	2x (3x240+1x120)	794	0.132	0.06
	2	47,82	69,1	3x50+1x25	160	0.64	0.063
	3	49,86	72,1	3x50+1x25	160	0.64	0.063
	4	72,42	104,7	3x185+1x95	382	0.17	0.06
ТП 9	1	93,8	135,5	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	2	64,44	93,1	3x50+1x25	160	0.64	0.063
	3	66,48	96,1	3x50+1x25	160	0.64	0.063
ТП 10	1	196,08	283,4	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	2	108,18	156,3	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	3	66,48	96,1	3x50+1x25	160	0.64	0.063
	4	79,02	114,2	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	5	22,56	32,6	3x50+1x25	160	0.64	0.063
	6	6,8	9,8	1-4x35	136	0.92	0.06
ТП 11	1	658,3	951,3	3x (3x240+1x120)	1191	0.132	0.06
	2	91,4	132,1	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	3	7,9	11,4	1-4x35	136	0.92	0.06
ТП 12	1	185,3	267,8	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	2	203,72	294,4	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	3	203,72	294,4	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	4	316,8	457,8	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	5	8,7	12,6	1-4x35	136	0.92	0.06
ТП 13	1	400,88	579,3	2x (3x240+1x120)	794	0.132	0.06

ТП 14	1	185,3	267,8	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	2	203,72	294,4	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	3	158,5	229,0	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	4	10,6	15,3	1-4x35	136	0.92	0.06
ТП 15	1	1022,4	1477,4	4x (3x240+1x120)	1588	0.132	0.06
	2	1022,4	1477,4	4x (3x240+1x120)	1588	0.132	0.06
ТП 16	1	1072,1	1549,3	Установлен РП с кабелем 10 кВ			
ТП 17	1	204	294,8	3x185+1x95	382	0.17	0.06
	2	908,5	1312,9	4x (3x240+1x120)	1588	0.132	0.06
	3	5,2	7,5	1-4x35	136	0.92	0.06
ТП 18	1	1480,4	2139,3	6x (3x240+1x120)	1588	0.132	0.06

Потеря напряжения в линиях определяется по формуле.

$$\Delta U = \frac{I \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_0 \cdot \cos(\varphi) + x_0 \cdot \sin(\varphi)) \cdot 100\%, \quad (14)$$

где I – рабочий максимальный ток;

L – длина линии, км;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВ;

r_0 и x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивление, Ом/км.

Рассчитаем потерю напряжения для кабельной линии №1 ТП №1.

Рассчитаем потерю напряжения на ТП №1-линии 1:

$$\Delta U_{\text{ТП1-кл1}} = \frac{327,7 * 0,32 * \sqrt{3}}{380} * (0,17 * 0,98 + 0,06 * 0,196) * 100\% = 3,1 \%$$

Потери мощности в линии определяются по следующей формуле:

$$\Delta P = \frac{(P_{\Sigma}^2 r + Q_{\Sigma}^2 r)}{U^2} \quad (15)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{\Sigma}^2 x + Q_{\Sigma}^2 x)}{U^2} \quad (16)$$

где P_{Σ}, Q_{Σ} - активная и реактивная мощность, протекающая по линии, кВт, квар;

x, r - удельные реактивное и активное сопротивления, Ом/км;

U - номинальное напряжение, кВ.

Энергия, теряемая на участке линии, определяется по следующей формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (17)$$

где τ - время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_i}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (18)$$

где T_i - число часов использования максимума нагрузки, час.

Произведем расчет для первой линии по формулам:

$$\Delta P = \frac{222,38^2 * 0,17 * 0,1 + 0,17 * 0,1 * 44,44^2}{0,4^2} = 5,5 \text{ кВт/км}$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{2300}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1098 \text{ час}$$

$$\Delta W = 1098 * 5.5 = 6.039 \text{ МВт}$$

Потери напряжения и суммарные потери электроэнергии по линиям 0,4кВ приведены в следующей таблице:

Таблица 7 – Потери напряжения, мощности и электроэнергии по линиям 0,4 кВ

ТП	№ кабеля	ΔU , %	ΔP , кВт	ΔQ , кВар	ΔW , МВт
ТП 1	1	3,07	5,46	1,93	6,00
	2	0,94	3,23	1,14	3,55
	3	0,61	1,29	0,45	1,41
	4	1,05	4,25	1,50	4,67
	5	0,05	0,04	0,00	0,04
ТП 2	1	1,15	5,19	1,83	5,69
	2	1,31	6,68	2,36	7,34
ТП 3	1	1,15	5,19	1,83	5,69
	2	1,31	6,68	2,36	7,34
ТП 4	1	1,15	5,19	1,83	5,69
	2	1,31	6,68	2,36	7,34
ТП 5	1	1,15	5,14	1,82	5,65
	2	1,31	6,68	2,36	7,34
	3	0,05	0,07	0,00	0,07
ТП 6	1	3,07	29,77	13,53	32,69
ТП 7	1	1,24	6,13	2,16	6,73
	2	0,17	0,44	0,04	0,49
	3	0,25	0,65	0,06	0,71
	4	0,33	1,44	0,14	1,58
	5	0,05	0,05	0,00	0,05
ТП 8	1	1,81	10,11	4,60	11,11
	2	0,24	0,65	0,06	0,71
	3	0,25	0,71	0,07	0,78
	4	0,37	0,53	0,19	0,58
ТП 9	1	0,48	0,87	0,31	0,96

Продолжение таблицы 7

	2	0,33	1,47	0,14	1,62
ТП 10	1	1,00	3,86	1,36	4,24
	2	0,55	1,07	0,38	1,18
	3	0,34	1,45	0,14	1,60
	4	0,40	0,52	0,19	0,58
	5	0,11	0,20	0,02	0,22
	6	0,03	0,02	0,00	0,02
ТП 11	1	3,34	15,86	38,31	15,86
	2	0,46	0,31	0,95	0,31
	3	0,04	0,00	0,03	0,00
ТП 12	1	0,94	1,22	3,79	1,22
	2	1,03	1,50	4,68	1,50
	3	1,03	1,50	4,68	1,50
	4	1,61	3,39	10,55	3,39
	5	0,04	0,00	0,04	0,00
ТП 13	1	2,03	6,02	14,53	6,02
ТП 14	1	0,94	1,29	4,02	1,29
	2	1,03	1,52	4,71	1,52
	3	0,80	0,85	2,65	0,85
	4	0,05	0,00	0,06	0,00
ТП 15	1	4,79	37,61	90,86	37,61
	2	4,79	30,49	73,65	30,49
ТП 16	-	-	-	-	-
ТП 17	1	1,04	4,29	1,52	4,71
	2	4,61	67,07	30,49	73,65
	3	0,03	0,01	0,00	0,02
ТП 18	1	4,91	178,31	81,05	195,78

2.1.9 Выбор силовых трансформаторов и выключателей на ТП

Трансформаторная подстанция — это электротехническое устройство, предназначенное для приема, изменения уровня напряжения и распределения энергии.

Как правило, в системах электроснабжения применяются одно и двухтрансформаторные подстанции. Применение трехтрансформаторных подстанций вызывает дополнительные капитальные затраты и повышает годовые эксплуатационные расходы. Трехтрансформаторные подстанции используются редко, как вынужденное решение при реконструкции, расширении подстанции, при системе раздельного питания силовой и осветительной нагрузок, при питании резкопеременных нагрузок.

Однотрансформаторные ТП 10/0,4 кВ применяются при питании нагрузок, допускающих перерыв электроснабжения на время не более одних суток, необходимых для ремонта или замены поврежденного элемента (питание электроприемников III категории), а также для питания электроприемников II категории, при условии резервирования мощности по переключкам на вторичном напряжении или при наличии складского резерва трансформаторов.

В РУ 10 кВ к установке приняты выключатели нагрузки ВНР_н-10.

Заземление каждой секции предусмотрено стационарными заземляющими ножами РВ-10.

На напряжение 0,4 кВ принята одинарная, секционированная на две секции рубильником, система сборных шин.

Питание секций шин осуществляется от силовых трансформаторов через автоматические выключатели.

В РУ-0,4 кВ в два ряда располагаются щиты ЩО-70 с односторонним обслуживанием. Максимально возможное количество отходящих линий щита, укомплектованного панелями ЩО-70 равно 10.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению, для ТП1:

$$S_{PT1} = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot K_3^{OPT}}, \quad (20)$$

$$S_{ТП1} = \frac{748,8}{2 \cdot 0,7} = 534 \text{ кВА},$$

где $S_{ТП}$ - расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП, кВА;

n_T - число трансформаторов;

K_3^{OPT} - коэффициент загрузки трансформаторов.

Для потребителей первой и второй категории для двух-трансформаторных подстанций коэффициент оптимальной загрузки составляет: $K_3=0,7$ а для однострансформаторных подстанций $K_3=0,85$.

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов, при этом номинальная мощность должна быть больше расчётной. Выбираем силовые трансформаторы 630 кВА.

Выбранные трансформаторы проверяются по загрузке в нормальном и послеаварийном режиме, для ТП №1:

$$K_{3 \text{ норм}} = \frac{S_P}{S_{НОМТР} \cdot N_{ТР}}, \quad (21)$$

$$K_{3.норм.} = \frac{748,8}{2 \cdot 630} = 0,6$$

$$K_{3 \text{ на}} = \frac{S_P}{S_{НОМТР} \cdot (N_{ТР} - 1)}, \quad (22)$$

$$K_{3.ПА.} = \frac{748,8}{1 \cdot 630} = 1,2 \leq 1,4$$

Коэффициент загрузки как в аварийном режиме, так и в нормальном соответствует норме.

Выбираем трансформаторы типа: ТМГ-630/10/0.4.

Производим аналогичный расчет для остальных ТП. Данные ТП и результаты расчета приведены в таблице 8.

Таблица 8 – результаты расчёт и выбранные трансформаторы в ТП

ТП	Устанавливаемые трансформаторы	Sp. кВА	Кз норм	Кз ПА
ТП 1	2×ТМГ-630	748,8	0,6	1,2
ТП 2	2×ТМГ-630	580,4	0,5	0,9
ТП 3	2×ТМГ-630	580,4	0,5	0,9
ТП 4	2×ТМГ-630	580,4	0,5	0,9
ТП 5	2×ТМГ-630	590,5	0,5	0,9
ТП 6	2×ТМГ-630	605	0,5	1
ТП 7	2×ТМГ-400	480	0,6	1,2
ТП 8	2×ТМГ-630	648,4	0,5	1
ТП 9	2×ТМГ-400	318,9	0,4	0,8
ТП 10	2×ТМГ-630	801,7	0,6	1,3
ТП 11	2×ТМГ-630	757,6	0,6	1,2
ТП 12	2×ТМГ-1000	983,6	0,5	1
ТП 13	2×ТМГ-400	510,2	0,63	1,3
ТП 14	2×ТМГ-630	590,8	0,5	1
ТП 15	2×ТМГ-1600	2044,7	0,7	1,3
ТП 16	2×ТСЗ-1000	1072,1	0,6	1,1
ТП 17	2×ТМГ-1000	1157,9	0,6	1,2
ТП 18	2×ТМГ-1250	1480,4	0,6	1,2

Таблица 9 - Параметры выбранных трансформаторов 10/0,4кВ

Марка	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	U_k , %	I_x , %
ТМГ - 630/10	1,16	7,6	5,5	0,8
ТМГ - 400/10	0,8	5,5	4,5	1,6
ТМГ - 1250/10	1,55	5,5	4,5	1,2
ТМГ - 1000/10	1,6	10,8	5,5	0,75
ТМГ-1600	1,65	11,2	5,5	2

2.1.10 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Расчетные электрические нагрузки сетей 10(6) кВ определяется произведением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузки, принимаемый по [таб. 2.4.1].

Для определения электрических нагрузок сетей 10(6) кВ, необходимо определить потери мощности в трансформаторах. Основными видами потерь в силовых трансформаторах являются нагрузочные потери и потери холостого хода. Нагрузочные потери — это потери в обмотках трансформатора, и они главным образом зависят от сопротивления обмоток, и соответственно часть мощности, проходящая через трансформатор, тратится на нагрев этих обмоток. Потери холостого хода — это потери в магнитной системе трансформатора зависящие от тока холостого хода и вихревых токов, возникающих в сердечнике трансформатора.

Потери мощности в трансформаторах определяются по формулам:

$$\Delta P_T = 2 \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{кз} \cdot (S_{ТП} / S_{трном})^2, \quad (23)$$

$$\Delta Q_T = 2 \frac{U_{к\%} \cdot S_{ТП}^2}{100 \cdot S_{трном}} + \frac{1}{2} \frac{I_{xx} \cdot S_{трном}}{100}, \quad (24)$$

где $S_{ТП}$ — полная мощность нагрузки ТП;

ΔP_{xx} — потери активной мощности на холостом ходу, [таб. п.5.20 с.376];

I_{xx} — ток холостого хода трансформатора, [таб. п.5.20 с.376];

$U_{к\%}$ — напряжение короткого замыкания трансформатора, [таб. п.5.20 с.376];

$S_{трном}$ — номинальная мощность трансформатора.

Для примера определим потери мощности для ТП № 1:

$$\Delta P_T = 2 * 1,16 + \frac{1}{2} * 7,6 * \left(\frac{748,8}{630} \right)^2 = 7,69 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = 2 * \frac{5.5 * 748,8^2}{100 * 630} + 0.5 * \frac{0,8 * 630}{100} = 100,4 \text{ кВар}$$

Полная мощность трансформаторной подстанции, приведенная к высокой стороне, составит сумму нагрузки на шинах низшего напряжения и потерь в трансформаторах:

$$S_{\text{ТП}} = \sqrt{(P_{\text{р.ТП}} + \Delta P_T)^2 + (Q_{\text{р.ТП}} + \Delta Q_T)^2}, \quad (25)$$

Расчитанные полные мощности трансформаторных подстанций, приведенные к высокой стороне представлены в таблице 10.

Таблица 10 - Полные мощности ТП приведенные к высокой стороне

ТП	ΔP , кВт	ΔQ , кВар	$S_{\text{ТП}}$, кВА
ТП 1	7,69	100,4	849,51
ТП 2	5,97	61,34	642,03
ТП 3	5,97	61,34	642,03
ТП 4	5,97	61,34	642,03
ТП 5	6,00	63,40	654,19
ТП 6	6,04	66,43	671,70
ТП 7	4,61	55,04	535,23
ТП 8	6,18	75,93	724,58
ТП 9	4,06	26,08	345,30
ТП 10	6,61	114,74	916,63
ТП 11	6,49	102,73	860,54
ТП 12	8,56	110,17	1094,10
ТП 13	4,71	61,77	572,15
ТП 14	6,00	63,46	654,55
ТП 15	9,63	303,43	2348,28
ТП 16	8,79	130,18	1202,58
ТП 17	9,01	151,23	1309,40
ТП 18	6,09	165,29	1645,81

2.1.11 Выбор сечения распределительной сети 10 кВ

Выбор сечения кабелей напряжением 10 кВ осуществляется таким же образом, как и выбор сечения проводников в распределительных сетях 0,4 кВ.

Рассмотрим выбор сечения кабеля для первого варианта реконструкции электрической сети на примере фидера 1.

Определяем расчётный ток, на головном участке линии:

По полной мощности производим расчет тока для выбора кабеля:

$$I_p = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3}}, \quad (26)$$

где S_p – полная мощность линии, кВА;

U_n – номинальное напряжение, кВ.

Полная мощность, протекающая по кабелю, определяется суммированием полных мощностей ТП приведенные к высокой стороне получающих питание от данной линии.

По 1 варианту схемы электроснабжения получается 5 фидеров:

1 фидер ТП: 12, 13, 14, 15.

2 фидер ТП: 10, 9, 8, 7.

3 фидер ТП: 18, 11, 6, 5, 4, 3, 2, 1.

4 фидер ТП: 16.

5 фидер: ТП: 17.

$$S_{p\phi 1} = S_{ТП1} + S_{ТП2} + S_{ТП3} + S_{ТП4} + S_{ТП5} + S_{ТП6} + S_{ТП11} + S_{ТП18} = 6412,8 \text{ кВА} \quad (27)$$

$$I_p = \frac{6412,8}{10,5 \cdot \sqrt{3}} = 370,7 \text{ А}$$

Производим выбор сечения изолированных проводов исходя из условия:

$$I_{дл.доп} \geq I_p, \quad (28)$$

где $I_{дл.доп}$ – длительно допустимый ток провода выбранного сечения.

Питание трансформаторных подстанций на напряжении 10 кВ от проектируемого РП-10 кВ предусматривается одножильными кабелями с

алюминиевой оболочкой с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПВПУ-10 расчетного сечения, проложенными в земляных траншеях. Кабели 10 кВ выбраны по экономической плотности тока, проверены по допустимым токовым нагрузкам и по термической устойчивости к действию токов короткого замыкания.

Выбранные сечения КЛ представлены в таблице 11.

Таблица 11 - Выбранные марки и сечения распределительных линий 10 кВ и их параметры

№ нач	№ кон	l, км	Сечение	R, Ом	X, Ом	Идоп, А	Ip, А	Стп, кВА
фидер 1								
1	2	0,3	3x240/95	0,161	0,08	441	129,28	2348,3
2	3	0,3	3x240/95	0,161	0,08	441	36,03	654,5
3	4	0,15	3x240/95	0,161	0,08	441	31,50	572,1
4	5	0,3	3x240/95	0,161	0,08	441	60,23	1094,1
5 ф2	6 ф2	0,15	3x240/95	0,161	0,08	441	138,82	2521,7
5 ф3	6 ф3	0,15	3x240/95	0,161	0,08	441	353,03	6412,8
Всего							257,04	4669,1
фидер 2								
1	2	0,4	3x240/95	0,161	0,08	441	50,46	916,6
2	3	0,15	3x240/95	0,161	0,08	441	19,01	345,3
3	4	0,12	3x240/95	0,161	0,08	441	39,89	724,6
4	5	0,15	3x240/95	0,161	0,08	441	29,47	535,2
5 ф1	6 ф1	0,15	3x240/95	0,161	0,08	441	257,04	4669,1
5 ф3	6 ф3	0,2	3x240/95	0,161	0,08	441	353,03	6412,8
Всего								2521,7
фидер 3								
1	2	0,2	3x185/25	0,211	0,082	374	90,60	1645,8
2	3	0,15	3x150/70	0,265	0,085	329	47,37	860,5

3	4	0,15	3x150/70	0,265	0,085	329	36,98	671,7
4	5	0,1	3x150/70	0,265	0,085	329	36,01	654,2
5	6	0,15	3x150/70	0,265	0,085	329	35,34	642,0
6	7	0,15	3x150/70	0,265	0,085	329	35,34	642,0
7	8	0,15	3x150/70	0,265	0,085	329	35,34	642,0
8	9	0,15	3x150/70	0,265	0,085	329	36,03	654,5
10 ф1	11 ф1	0,2	3x240/95	0,161	0,08	441	257,04	4669,1
10 ф2	11 ф2	0,2	3x240/95	0,161	0,08	441	138,82	2521,7
Всего							353,03	6412,8
фидер 4								
1	2	0,15	2x(3x50/16)	0,822	0,104	156	66,20	1202,6
фидер 5								
1	2	0,31	2x(3x50/16)	0,822	0,104	156	72,08	1309,4

Как видно из таблицы, в связи с повышением надёжности схемы электроснабжения микрорайона были сделаны 3 кольца, связывающие фидера 1, 2, 3. Так как ток, в случае отказа одного из фидеров, будет проходить через ТП № 7 по одному из кабелей, то данный фидер должен выдержать нагрузку отключившейся КЛ.

Для этого полный ток нагрузки от каждого фидера был сложен с нагрузкой других КЛ для нахождения наибольших пиковых токов нагрузки и выбора соответствующего сечения кабелей напряжением 10 кВ.

Таблица 12 - Длины и сечения вариантов реконструкции

Сечение, мм ²	l, км
1 Вариант	
3x240/95	2,57
3x185/25	0,2
3x150/70	1

3x50/16	0,91
2 Вариант	
3x240/95	2,32
3x185/25	0,6
3x150/70	2,62

2.1.12 Определение потерь напряжения, электроэнергии в сети 10 кВ

Выбранное сечение проверяется по потере напряжения, при этом отклонение напряжения до наиболее удаленной трансформаторной подстанции не должно превышать $\pm 5\%$.

Потеря напряжения определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_0 \cdot \cos(\varphi) + x_0 \cdot \sin(\varphi)) \cdot 100\% \quad (29)$$

где r_0 , x_0 – удельное активное и индуктивное сопротивление линии;

I_p – расчетный ток протекающий по участку линии, А (табл.);

l – длина линии, км.

Для примера определим потерю напряжения первого варианта для участка 1-2 фидера 1:

$$\Delta U_{1-2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 129,3 \cdot 0,3}{10 \cdot 10^3} \cdot (0,161 \cdot 0,98 + 0,08 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 0,1\% \quad (30)$$

Результаты расчетов потери напряжения для других участков первого варианта приведены в следующей таблице:

Таблица 13 – Потери напряжения КЛ 10 кВ

№ нач	№ кон	l, км	дU, %	ΔW, МВт
Фидер 1				
1	2	0,3	0,1	9,56

2	3	0,3	0,03	0,74
3	4	0,15	0,01	0,57
4	5	0,3	0,1	2,07
Фидер 2				
1	2	0,4	0,1	1,46
2	3	0,15	0,01	0,21
3	4	0,12	0,02	0,91
4	5	0,15	0,01	0,5
Фидер 3				
1	2	0,2	0,07	6,15
2	3	0,15	0,03	2,11
3	4	0,15	0,03	1,29
4	5	0,1	0,02	1,22
5	6	0,15	0,03	1,18
6	7	0,15	0,03	1,18
7	8	0,15	0,03	1,18
8	9	0,15	0,03	1,22
Фидер 4				
1	2	0,15	0,14	12,8
Фидер 5				
1	2	0,31	0,3	15,2

Произведем окончательное сравнение двух вариантов по технико-экономическим показателям.

2.1.13 Выбор оптимального варианта реконструкции

Обоснование решений при проектировании электрических сетей осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети путем оценки их сравнительной эффективности. Так как параметры ТП в двух вариантах внутреннего электроснабжения микрорайона одинаковые, то сравнение данных вариантов произведем на основе технико-экономических показателей КЛ.

Капиталовложения в кабельные линии определим по текущим ценам с учетом монтажных работ. В таблице 14 приведена стоимость кабелей АПвПУ-10 и его монтажа на 1 км:

Таблица 14 – Стоимость кабелей АПвПУ-10 и его монтажа:

Сечение, мм ²	к ₀ , тыс. руб./км	Стоимость прокладки, тыс.руб./км
3x240/95	1722,62	352
3x185/25	997,96	352
3x150/70	892,79	352
3x50/16	524,17	352

Капиталовложения в КЛ рассчитанные для двух вариантов приведены в следующей таблице:

Таблица 15 – Капиталовложения в КЛ

Сечение, мм ²	l, км	К, тыс. руб.
1 Вариант		
3x240/95	2,57	5331,8
3x185/25	0,2	269,9
3x150/70	1	1244,8
3x50/16	0,91	797,3
Всего:		7643,9
2 Вариант		
3x240/95	2,32	4813,2

3x185/25	0,6	809,9
3x150/70	2,62	3261,4
Всего:		8884,4

Суммарные эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$И = И_a + И_э + И_{DW} \quad (31)$$

где $И_a$ – среднегодовое отчисление на амортизацию;

$И_э$ – суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети;

$И_{DW}$ – затрат на технологический расход электроэнергии.

Для определения эксплуатационных издержек, и качественного сравнения вариантов определим капиталовложения некоторых уже существующих сетей:

Среднегодовые отчисления вычисляются по формуле:

$$И_a = \frac{K}{T_{сл}} \quad (32)$$

где $T_{сл}$ – срок службы, для КЛ принимается $T_{сл}=30$

Суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети:

$$И_э = a_э * K \quad (33)$$

где $a_э$ – норма отчисления на обслуживание электрических сетей, $a_э=0,85\%$

Затраты на технологический расход электроэнергии:

$$И_{DW} = C_0 * DW \quad (34)$$

где C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии $C_0= 1974,24$ руб/МВт·ч,

DW – потери электроэнергии в сети.

Таблица 16 – Эксплуатационные издержки

Издержки	1 Вариант	2 Вариант
И_а, тыс. руб.	254,8	296,15
И_з, тыс. руб.	6497,3	7551,8
И_{дв}, тыс. руб.	590,3	615,9
Суммарные эксплуатационные издержки, тыс. руб.	7342,4	8463,9

Экономическим показателем, по которым выбирается оптимальный вариант, являются эквивалентные годовые расходы.

Эквивалентные среднегодовые расходы определяются по следующей формуле:

$$Z_{\text{ср.г}} = E * K + И \quad (35)$$

где E – норматив дисконтирования $E = 0,1$;

K – капитальные вложения;

$И$ – суммарные эксплуатационные издержки.

Затраты для выбранных вариантов равны:

$$Z_{\text{ср.г1}} = 8106,8 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_{\text{ср.г2}} = 9352,3 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты двух вариантов отличаются на 15%, поэтому выбираем первый вариант.

2.1.14 Нахождение точки потокограда

Для правильной работы схемы петля необходимо найти точки потокограда. В петлевых сетях 10 кВ в нормальных режимах работы необходимо обеспечение экономически целесообразного режима, соответствующего режиму минимума потерь электроэнергии или близкого к нему. Такое потокограждение в замкнутых сетях определяется при учете только активных сопротивлений линий. Точки деления в петлевых сетях выбираются на основании определения экономически целесообразного

потокораспределения. Размыкаются участки линий, для которых модуль потока мощности наименьший. Приводится общая упрощенная схема для нахождения точек потокоораздела на рисунке 4. По данной схеме находятся точки потокоораздела для каждой петли.

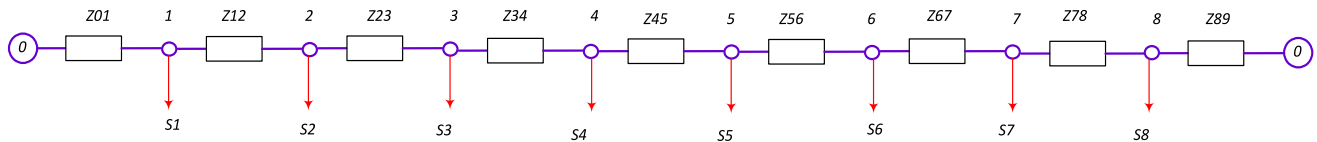


Рисунок 4 – Общая схема сети

Находится точка потокоораздела в петле РП-ТП15-ТП14-ТП13-ТП12-ТП7-ТП8-ТП9-ТП10-РП.

Схема сети и исходные данные для нахождения потокоораздела приводятся на рисунке 5.

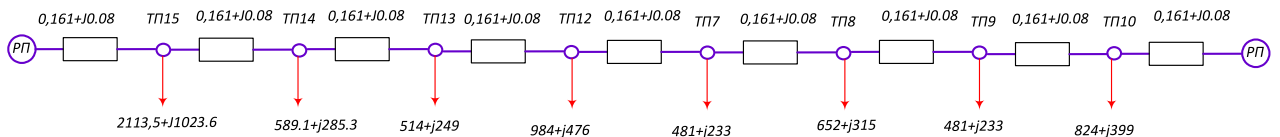


Рисунок 5 – Схема петли

РП-ТП15-ТП14-ТП13-ТП12-ТП7-ТП8-ТП9-ТП10-РП

Находятся потоки мощности на головных участках схемы, при этом используется допущение об отсутствии потерь мощности на участках.

$$S_{\text{рп-тп15}} = \frac{S_{\text{тп15}} * Z_{\text{тп15-рп}} + S_{\text{тп14}} * Z_{\text{тп14-рп}} + S_{\text{тп13}} * Z_{\text{тп13-рп}} + \dots + S_{\text{тп10}} * Z_{\text{тп10-рп}}}{Z_{\text{рп-рп}}} = 3817 + j1848 \text{ кВА} \quad (36)$$

$$S_{\text{рп-тп10}} = \frac{S_{\text{тп10}} * Z_{\text{тп10-рп}} + S_{\text{тп9}} * Z_{\text{тп9-рп}} + S_{\text{тп8}} * Z_{\text{тп8-рп}} + \dots + S_{\text{тп15}} * Z_{\text{тп15-рп}}}{Z_{\text{рп-рп}}} = 2650 + j1282 \text{ кВА}$$

Для нахождения точки потокоораздела воспользуемся первым законом Кирхгофа, и найдем потоки мощности текущие по каждой линии.

$$S_{ТП15-ТП14} = S_{РП-ТП15} - S_{ТП15} = 1704 + j825 \text{ кВА} \quad (37)$$

$$S_{ТП14-ТП13} = S_{ТП15-ТП14} - 4 = 1115 + j539 \text{ кВА}$$

$$S_{ТП13-ТП12} = S_{ТП14-ТП13} - S_{ТП14} = 601 + j290 \text{ кВА}$$

$$S_{ТП12-ТП7} = S_{ТП13-ТП12} - S_{ТП13} = -382 - j185 \text{ кВА}$$

$$S_{ТП10-ТП9} = S_{РП-ТП10} - S_{ТП10} = 1826 + j883 \text{ кВА}$$

$$S_{ТП9-ТП8} = S_{ТП10-ТП9} - S_{ТП10} = 1516 + j733 \text{ кВА}$$

$$S_{ТП8-ТП7} = S_{ТП9-ТП8} - S_{ТП9} = 864 + j418 \text{ кВА}$$

$$S_{ТП7-ТП12} = S_{ТП8-ТП7} - S_{ТП8} = 383 + j185 \text{ кВА}$$

Из расчетов видно, что на участке линии РП-РП потоки мощности меняют знак из этого следует, что точкой потокоораздела является ТП12 рисунок 6.

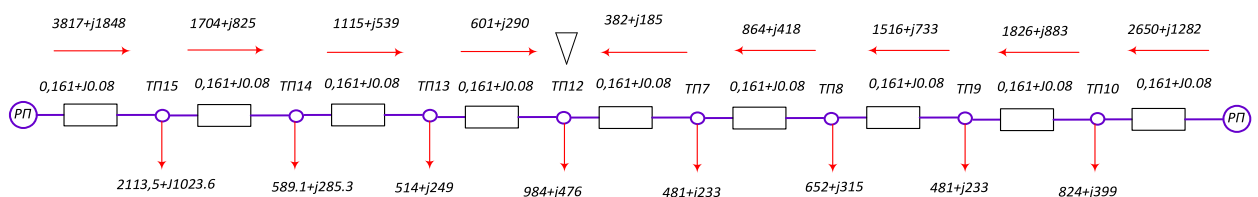


Рисунок 6 – Точка потокоораздела

Расчет остальных точек потокоораздела ведется аналогично. Точками потокооразделов являются ТП12, ТП3, ТП2.

2.1.15 Расчет токов короткого замыкания

Как правило, электрооборудование выбирается в два этапа. Первый – предварительный выбор электрооборудования по параметрам продолжительных режимов, включая режимы допустимых перегрузок. Второй – проверка предварительно выбранного электрооборудования по параметрам (условиям) кратковременных режимов, определяющим из которых является режим расчетного короткого замыкания (КЗ).

По режиму КЗ электрооборудование проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а коммутационные аппараты – на коммутационную способность. При этом предварительно нужно правильно определить расчетные условия КЗ, учитываемые параметры электрооборудования, выбрать метод расчета токов КЗ и выбора электрооборудования.

В качестве расчетных точек КЗ выбираем:

- шины 10 кВ ПС Северная;
- шины ВН трансформаторных подстанций;
- шины НН трансформаторных подстанций;
- в конце отходящих от трансформаторных подстанций линий 0,4 кВ.

При определении токов КЗ используют, как правило, один из двух методов:

- метод именованных единиц - в этом случае параметры схемы выражают в именованных единицах (омах, амперах, вольтах и т. д.);
- метод относительных единиц - в этом случае параметры схемы выражают в долях или процентах от величины, принятой в качестве основной (базисной).

В дипломном проекте расчет токов КЗ произведен с использованием метода относительных единиц. При расчете данным методом все величины сравнивают с базисными, в качестве которых принимают базисную мощность одного трансформатора или условную единицу мощности, например 100 МВА.

2.1.16 Расчёт токов КЗ в сети 10 кВ

Для расчета токов КЗ необходимо составить расчетную схему электроустановки с указанием расчетных точек, в которых необходимо определить токи КЗ.

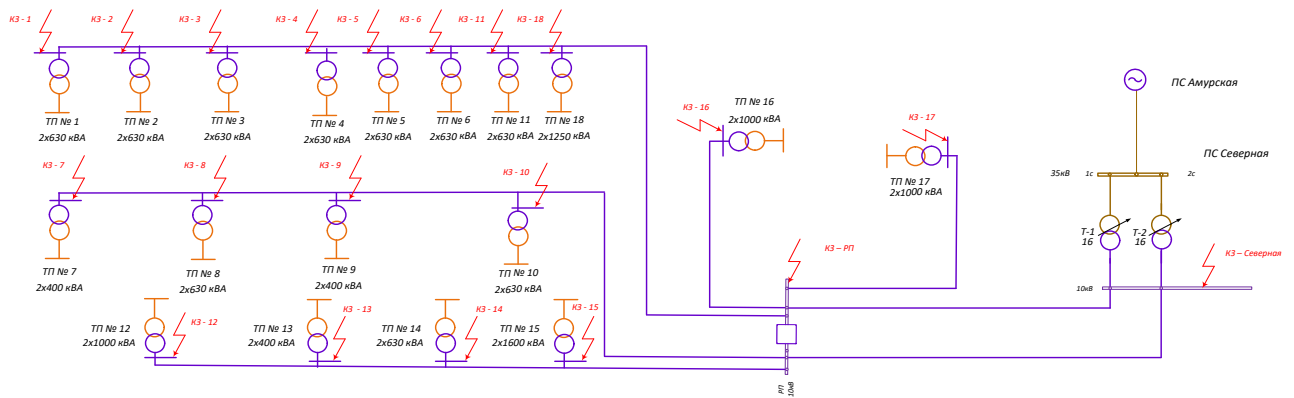


Рисунок 7 – Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

По расчетной схеме составляем электрическую схему замещения, в которой все электромагнитные (трансформаторные) связи заменены электрическими. На рисунке 8 приведена схема замещения рассматриваемой сети относительно ТП 1.

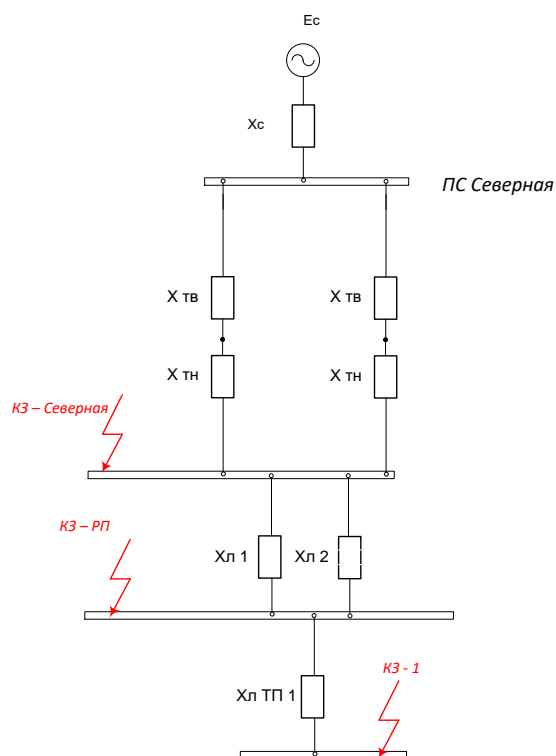


Рисунок 8 – Схема замещения сети для расчета токов КЗ

Расчет токов КЗ будем производить в базисных величинах.

В качестве базисного напряжения принимают среднее напряжение той ступени, на которой производится расчет токов КЗ: $U_1=10$ кВ

Базисная мощность принимается: $S_{баз}=100$ МВА.

Определяем базисные токи:

$$I_{б1} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{б1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА} \quad (38)$$

$$X_{c*} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_c \cdot I_{кз}} \quad (39)$$

$$X_c = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 18,3} = 0,09 \text{ о. е.}$$

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{л*} = X_{уд} \cdot L \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2}, \quad (40)$$

где $X_{уд}$ - индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км (см.табл.5);

L - длина линии, км (см.табл.3),;

$U_{ср}$ - среднее напряжение в месте установки элемента (в данном случае - ЛЭП), кВ.

Сопротивления силового трансформатора:

$$X_T = 0.5 \cdot \frac{U_k\%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном}},$$

где $u_k\%$ - напряжение короткого замыкания, от номинального, %;

$S_{ном.}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА.

Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в месте КЗ будет определяться:

$$I_{поi}^{(3)} = \frac{E_*}{X_{i*}} \cdot I_б, \text{ кА}, \quad (41)$$

где $I_{по}^{(3)}$ - действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ, кА

X_i - результирующее сопротивление цепи КЗ, о.е.;

Ударный ток i_y определяется как:

$$i_{yди} = \sqrt{2} I_{поi} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_{ai}}} \right), \text{кА}, \quad (42)$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{\omega \cdot R_{\Sigma}}, \text{с}, \quad (43)$$

где X_{Σ} и R_{Σ} – соответственно суммарное индуктивное и активное сопротивление схемы от источника питания до места КЗ;

ω – угловая частота.

Аperiodическая составляющая тока находится как:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{по}^{(3)}$$

Сопротивление линий до РП:

$$X_{клРП} = X_0 * l * \frac{Sб}{U_{ср}^2} = 0,161 * 1,56 * \frac{100}{10,5^2} = 0,228 \text{ о. е.}$$

Сопротивление линий до ТП №1:

$$X_{клТП1} = X_0 * l * \frac{Sб}{U_{ср}^2} = 0,265 * 1,2 * \frac{100}{10,5^2} = 0,29 \text{ о. е.}$$

Суммарное сопротивление линий 10 кВ согласно таблице 17 до каждой ТП приведены в следующей таблице:

Таблица 17 – Суммарное сопротивление линий от шин 10кВ РП до ТП

№ точки КЗ	ТП	$X_{л}, \text{Ом}$	$X_{л}, \text{о.е.}$	№ точки КЗ	ТП	$X_{л}, \text{Ом}$	$X_{л}, \text{о.е.}$
1	ТП 1	0,265	0,29	10	ТП 10	0,161	0,06
2	ТП 2	0,265	0,25	11	ТП 11	0,265	0,08
3	ТП 3	0,265	0,21	12	ТП 12	0,161	0,15
4	ТП 4	0,265	0,18	13	ТП 13	0,161	0,11
5	ТП 5	0,265	0,14	14	ТП 14	0,161	0,09
6	ТП 6	0,265	0,12	15	ТП 15	0,161	0,04

7	ТП 7	0,161	0,12	16	ТП 16	0,822	0,11
8	ТП 8	0,161	0,10	17	ТП 17	0,822	0,23
9	ТП 9	0,161	0,08	18	ТП 18	0,211	0,04

Сопротивление трансформатора на ПС Северная:

Два трансформатора типа ТДНС -16000/35/10

Напряжение короткого замыкания:

$u_k = 10 \%$,

$$X_T = 0.5 * \frac{Uk\%}{100} * \frac{S_6}{S_{ном}} = 0.5 * \frac{10}{100} * \frac{100}{16} = 0.313 \text{ о. е.}$$

Суммарное сопротивление до точки К1.1:

$$X_1 = \frac{x_{T1} * x_{T1}}{x_{T1} + x_{T1}} = 0,156 \text{ о. е.} \quad (44)$$

$$X_{кз1} = X_{с1} + X_1 = 0.246 \text{ о. е.}$$

Определяем действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ:

$$I_{по}^3 = \frac{1}{0,246} * 5,499 = 22,316 \text{ кА}$$

Ударный ток:

$$i_{уд} = \sqrt{2} * 22,316 * \left(1 + e^{\frac{-0.01}{0.000284}}\right) = 31,5 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока находится как:

$$i_a = \sqrt{2} * I_{по} = \sqrt{2} * 22,316 = 31,56 \text{ кА}$$

Проверка на термическую стойкость осуществляется с учетом суммарного времени $t_{откл}$, состоящего из времени срабатывания релейной защиты с учетом ступени селективности и времени срабатывания выключателя.

Таким образом время отключения равно [10]:

$$t_{откл} = \Delta t_{откл.выкл.} + Ta, \quad (45)$$

$$t_{откл} = \Delta t_{откл.выкл.} + Ta = 0.055 + 0.000284 = 0.0553 \text{ с,}$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

Проверку по термической стойкости проводят по следующей формуле:

$$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{по}}^2 (\Delta t_{\text{откл.выкл.}} + T_a) \quad (46)$$

где T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

$$B_{\text{к.расч}} = 22,316^2 * (0.055 + 0.000284) = 27,782 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания в остальных точках КЗ представлены в таблице 18

Таблица 18 – Значения токов КЗ в расчетных точках сети

№ точки КЗ	ПС/ТП	$I_{\text{по}}$, А	$i_{\text{уд}}$, А	i_a , А	$B_{\text{к}}$, Ка*С
ПС Северная	ПС Северная	22,316	31,5	31,56	27,53
РП	РП	15,231	21,5	21,58	12,82
1	ТП 1	8,48	12,00	12,00	3,98
2	ТП 2	9,01	12,87	12,74	4,49
3	ТП 3	9,57	13,67	13,54	5,06
4	ТП 4	10,21	14,58	14,43	5,76
5	ТП 5	10,93	15,62	15,46	6,61
6	ТП 6	11,48	16,39	16,23	7,28
7	ТП 7	11,49	16,41	16,24	7,29
8	ТП 8	12,03	17,19	17,02	8,00
9	ТП 9	12,51	17,87	17,69	8,65
10	ТП 10	13,16	18,80	18,61	9,57
11	ТП 11	12,40	17,71	17,54	8,50
12	ТП 12	10,74	15,34	15,19	6,38

Продолжение таблицы 18

13	ТП 13	11,74	16,76	16,60	7,61
14	ТП 14	12,31	17,58	17,40	8,37
15	ТП 15	13,63	19,47	19,28	10,27
16	ТП 16	11,68	16,68	16,52	7,54
17	ТП 17	9,33	13,33	13,20	4,81
18	ТП 18	13,82	19,74	19,54	10,56

2.1.17 Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, и в конце каждой отходящей линии.

Рассмотрим пример расчета токов КЗ на шинах 0,4 кВ подстанции ТП 5, мощностью 630 кВА, и в конце отходящей линии №1 представленной на рисунке 9.

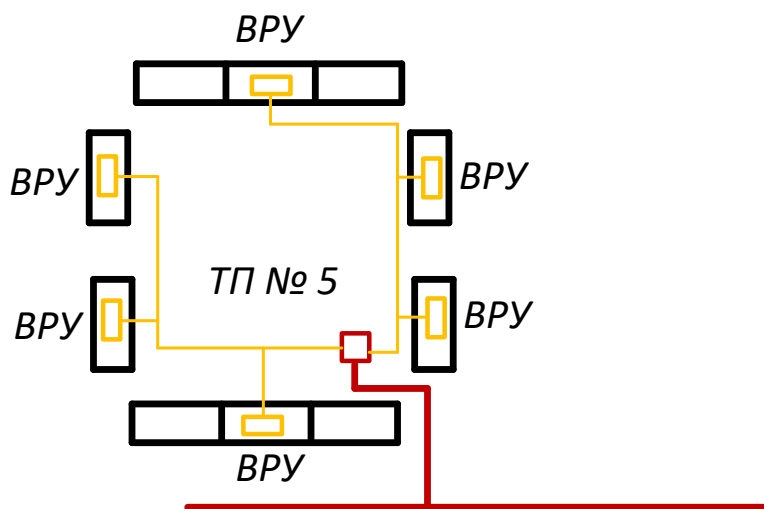


Рисунок 9 – Схема сети 0,4 кВ линии №1, 2 ТП № 5

Схема замещения с точками короткого замыкания рассматриваемой сети представлена на рисунке 10.

Расчитаем параметры схемы замещения, найдём сопротивление всех элементов.

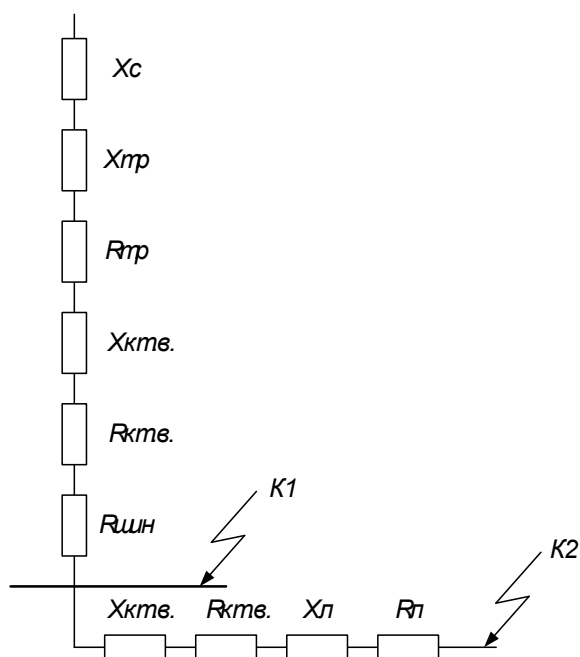


Рисунок 10 – Схема замещения для расчёта тока КЗ для 0,4 кВ

Сопротивление трансформаторов определяем по формулам

$$x_T = \sqrt{(U_K)^2 \cdot \left(\frac{100 \cdot \Delta P_K}{S_{T.НОМ}}\right)^2 \frac{U_{НН.НОМ}^2}{S_{T.НОМ}} \cdot 10^4} ; \quad (47)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НН.НОМ}^2}{S_{T.НОМ}^2} \cdot 10^6 \quad (48)$$

Сопротивление трансформаторов ТП 5 равен:

$$x_T = \sqrt{(5,5)^2 \cdot \left(\frac{100 \cdot 7,6}{630}\right)^2 \cdot \frac{0,4^2}{630} \cdot 10^{-4}} = 16.851 \text{ мОм}$$

$$r_T = \frac{7.6 \cdot 0.4^2}{630^2} \cdot 10^6 = 3.06 \text{ мОм}$$

Сопротивление системы:

$$X_C = \frac{U_{срНН}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ} \cdot U_{срВН}} \cdot 10^3 \quad (49)$$

$$X_c = \frac{0.4^2}{\sqrt{3} * 10.9 * 10.5} * 10^{-3} = 0.8 \text{ мОм}$$

Также необходимо учесть сопротивления токовых катушек автоматических выключателей, болтовых соединений:

$$r_{кв} = 0,41 \text{ мОм}; x_{кв} = 0,13 \text{ мОм}; r_{кон.к} = 0,0024 \text{ мОм},$$

Рассмотрим расчёт токов короткого замыкания в точке К1

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления:

$$rk1 = r_{тр} + r_{шин} + r_{кв} + r_{конт} = 3,06 + 0,004 + 0,41 + 0,0024 = 3.1 \text{ мОм}$$

$$xk1 = X_c + X_{тр} + X_{кв} = 0,13 + 0,8 + 16,851 = 17.8 \text{ мОм}$$

Найдём максимальный и минимальный ток периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{П0К1max} = \frac{U_{срНН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{1\Sigma}^2 + x_{1\Sigma}^2}}, \quad (50)$$

$$I_{П0К1max} = \frac{400}{\sqrt{3} * \sqrt{3.1^2 + 17.8^2}} = 12,8 \text{ кА}$$

$$I_{П0К1min} = \frac{U_{срНН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(r_{\Sigma} + r_{дуги})^2 + x_{1\Sigma}^2}}, \quad (51)$$

$$I_{П0К1min} = \frac{400}{\sqrt{3} * \sqrt{(3.1^2 + 15.85^2) + 17.8^2}} = 9.6 \text{ кА}$$

Ударный ток в точке К1:

$$I_{удК1} = \sqrt{2} \cdot I_{П0К1max} \cdot k_{уд}, \quad (52)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент, который может быть определен по кривым

$$I_{удК1} = \sqrt{2} * I_{П0К1max} * k_{уд} = \sqrt{2} * 12.8 * 1.56 = 28.22 \text{ кА}$$

В качестве несимметричного короткого рассчитаем однофазное короткое замыкание. Принцип расчёта остаётся тот же, однако при несимметричных коротких замыканиях появляется обратная и нулевая последовательность. В приближённых расчётах сопротивление обратной последовательности можно принять равным сопротивлению прямой последовательности.

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления:

$$r_{0K1} = 3 \cdot r_{тр} + 3 \cdot r_{шин} + 3 \cdot r_{кв} + 3 \cdot r_{конт}, \quad (53)$$

$$rk1 = 3 \cdot 3,06 + 3 \cdot 0,004 + 3 \cdot 0,41 + 3 \cdot 0,0024 = 9,3 \text{ мОм}$$

$$x_{0K1} = 2 \cdot x_c + 3 \cdot x_{кв} + 3 \cdot x_{тр}, \quad (54)$$

$$xk1 = 2 \cdot 0,13 + 3 \cdot 0,8 + 3 \cdot 16,851 = 52,6 \text{ мОм}$$

Найдём максимальный и минимальный ток периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{П0K1max} = \frac{U_{срНН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{1\Sigma}^2 + x_{1\Sigma}^2}}, \quad (55)$$

$$I_{П0K1max}^1 = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{9,3^2 + 52,6^2}} = 4,3 \text{ кА}$$

$$I_{П0K1min} = \frac{U_{срНН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(r_{1\Sigma} + r_{дуги})^2 + x_{1\Sigma}^2}}, \quad (56)$$

$$I_{П0K1min}^1 = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(9,3^2 + 15,85^2) + 52,6^2}} = 4,1 \text{ кА}$$

$$I_{удK1}^1 = \sqrt{2} \cdot I_{П0K1max} \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 12,8 \cdot 1,56 = 9,5 \text{ кА}$$

Аналогично рассчитываются остальные точки. Результаты расчетов токов КЗ на шинах 0,4 кВ, а также в дальних точках отходящих линий приведены в таблицах 19 и 20.

Таблица 19 – Результаты расчета токов КЗ на шинах 0,4 кВ ТП

ТП	$I_{П0max}$, кА	$I_{П0min}$, кА	$i_{уд}$, кА	$I_{П0max}^{(1)}$, кА	$I_{П0min}^{(1)}$, кА	$I_{уд}^{(1)}$, кА
ТП 1	12,8	9,6	28,2	4,3	4,1	9,5
ТП 2	12,8	9,6	28,2	4,3	4,1	9,5
ТП 3	12,8	9,6	28,2	4,3	4,1	9,5
ТП 4	12,8	9,6	28,2	4,3	4,1	9,5
ТП 5	12,8	9,6	28,2	4,3	4,1	9,5
ТП 6	12,8	9,6	28,2	4,3	4,1	9,5
ТП 7	20,7	11,9	45,7	7,1	6,4	15,6
ТП 8	12,8	9,6	28,2	4,3	4,1	9,5
ТП 9	20,7	11,9	45,7	7,1	6,4	15,6
ТП 10	12,8	9,6	28,2	4,3	4,1	9,5
ТП 11	12,8	9,6	28,2	4,3	4,1	9,5
ТП 12	9,1	7,7	20,2	3,1	3,0	6,8
ТП 13	20,7	11,9	45,7	7,1	6,4	15,6
ТП 14	12,8	9,6	28,2	4,3	4,1	9,5
ТП 15	8,8	7,5	19,5	2,9	2,9	6,6
ТП 16	9,1	7,7	20,2	3,1	3,0	6,8
ТП 17	9,1	7,7	20,2	3,1	3,0	6,8
ТП 18	20,7	11,9	45,7	7,1	6,4	15,6

Таблица 20 – Результаты расчета токов КЗ в дальних точках отходящих линий 0,4 кВ

ТП	№ кабеля	$I_{П0max}$, кА	$I_{П0min}$, кА	$i_{уд}$, кА	$I_{П0max}^{(1)}$, кА	$I_{П0min}^{(1)}$, кА	$I_{уд}^{(1)}$, кА
----	----------	------------------	------------------	---------------	------------------------	------------------------	---------------------

ТII 1	1	0.82	0.45	1.16	0.27	0.22	0.39
	2	1.86	1.05	2.64	0.62	0.50	0.89
	3	1.20	0.66	1.69	0.40	0.32	0.57
	4	1.41	0.78	1.99	0.47	0.37	0.66
	5	1.30	0.72	1.84	0.43	0.34	0.61
ТII 2	1	1.23	0.68	1.74	0.41	0.32	0.58
	2	1.15	0.63	1.63	0.38	0.30	0.54
ТII 3	1	1.80	1.00	2.54	0.60	0.48	0.85
	2	1.02	0.56	1.44	0.34	0.27	0.48
ТII 4	1	1.10	0.61	1.56	0.37	0.29	0.52
	2	1.14	0.63	1.62	0.38	0.30	0.54
ТII 5	1	0.89	0.49	1.26	0.30	0.23	0.42
	2	2.02	1.13	2.86	0.68	0.54	0.96
	3	2.11	1.18	2.99	0.71	0.56	1.00
ТII 6	1	1.37	0.75	1.93	0.46	0.36	0.65
ТII 7	1	0.97	0.53	1.37	0.32	0.26	0.46
	2	1.00	0.55	1.41	0.33	0.26	0.47
	3	1.03	0.56	1.45	0.34	0.27	0.49
	4	2.25	1.26	3.19	0.76	0.60	1.07
	5	1.33	0.74	1.88	0.45	0.35	0.63
ТII 8	1	1.98	1.10	2.80	0.66	0.53	0.94
	2	8.27	5.02	12.70	2.88	2.39	4.36
	3	5.89	3.42	8.53	2.02	1.63	2.90
	4	6.37	3.73	9.30	2.19	1.78	3.17

Продолжение таблицы 20

ТII 9	1	4.28	2.43	6.10	1.45	1.16	2.06
	2	7.55	4.51	11.32	2.61	2.15	3.88
	3	4.05	2.29	5.76	1.37	1.09	1.94
ТII 10	1	5.39	3.15	7.84	1.84	1.50	2.66

	2	5.04	2.93	7.29	1.72	1.39	2.47
	3	4.21	2.41	6.02	1.43	1.15	2.03
	4	5.04	2.93	7.29	1.72	1.39	2.47
	5	1.98	1.10	2.81	0.66	0.52	0.94
	6	2.37	1.31	3.35	0.79	0.63	1.12
ТП 11	1	1.24	0.68	1.75	0.41	0.33	0.59
	2	2.75	1.53	3.89	0.92	0.73	1.31
	3	1.68	0.94	2.38	0.56	0.45	0.80
ТП 12	1	2.34	1.31	3.32	0.79	0.62	1.11
	2	0.87	0.48	1.23	0.29	0.23	0.41
	3	1.79	0.99	2.53	0.60	0.47	0.85
	4	2.60	1.46	3.68	0.87	0.69	1.24
	5	1.18	0.65	1.67	0.40	0.31	0.56
ТП 13	1	1.32	0.73	1.87	0.44	0.35	0.63
ТП 14	1	1.55	0.86	2.19	0.52	0.41	0.73
	2	0.94	0.51	1.33	0.31	0.25	0.44
	3	1.00	0.55	1.41	0.33	0.26	0.47
	4	1.06	0.58	1.50	0.35	0.28	0.50
ТП 15	1	0.92	0.51	1.31	0.31	0.24	0.44
	2	0.88	0.48	1.24	0.29	0.23	0.41
ТП 16	1	1.27	0.70	1.79	0.42	0.33	0.60
ТП 17	1	1.22	0.67	1.72	0.41	0.32	0.58
	2	1.20	0.66	1.70	0.40	0.32	0.57
Продолжение таблицы 20							
	3	1.62	0.90	2.30	0.54	0.43	0.77
ТП 18	1	2.21	1.23	3.12	0.74	0.59	1.05

3 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ

3.1 Выбор предохранителей 10 кВ для защиты трансформаторов

Трансформаторы 10/0,4 кВ в городских распределительных электрических сетях мощностью до 630 кВА включительно, как правило, защищаются плавкими предохранителями на стороне 10 кВ.

Плавким предохранителем называется коммутационный аппарат, предназначенный для отключения защищаемой цепи посредством

расплавления специальных токоведущих частей (плавких вставок) под воздействием тока, превышающего определенное значение, с последующим гашением возникающей электрической дуги.

На стороне 10 кВ трансформаторов устанавливаются главным образом кварцевые предохранители типа ПК. Кварцевые предохранители имеют несколько важных положительных свойств: они обладают токоограничивающей способностью (благодаря очень быстрому гашению электрической дуги ток КЗ не успевает достичь своего максимального амплитудного значения); плавкие вставки защищены от воздействия внешней среды кварцевым песком и герметично закрытой фарфоровой трубкой, благодаря чему они длительное время не стареют и не требуют замены; конструктивное исполнение предохранителей ПК предусматривает сигнализацию срабатывания, причем контакты сигнального устройства могут давать команду на отключение трехфазного выключателя нагрузки, что предотвращает возможность неполнофазного режима работы трансформатора.

Предохранители выбираются:

– по напряжению $U_{\text{ном}} = U_{\text{сет.ном}}$;

– току плавкой вставки:

$$I_{\text{ном.о}} > I_{\text{к.мах}}, \quad (57)$$

– номинальному току отключения:

$$I_{\text{ном.о}} > I_{\text{к.мах}}, \quad (58)$$

где $I_{\text{к.мах}}$ – максимальное значение тока при КЗ в месте установки, кА (таблица).

Произведем выбор предохранителя на ТП 1.

Номинальный ток трансформатора ТМГ-630:

$$I_{\text{т. ном}} = \frac{S_{\text{т}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} = \frac{630}{\sqrt{3} * 10,5} = 34,7 \text{ А}$$

Предварительно выбираем предохранитель типа ПКТ-103-10-80-20-УЗ (ПКТ - предохранитель кварцевый для защиты силовых трансформаторов, 1 - наличие ударного устройства легкого типа; 03 - предохранитель состоит из двух жестко связанных между собой патронов (на каждой фазе), через дефис далее указывается номинальное напряжение в киловольтах (10 кВ), затем номинальный ток предохранителя, равный номинальному току плавкой вставки (80 А) и номинальный ток отключения ($I_{\text{ном.о}} = 20$ кА для данного примера), а также климатическое исполнение и категория размещения).

Проверим данный предохранитель по указанным выше условиям:

–току плавкой вставки:

$$I_{\text{п.в}} \geq 2 \cdot I_{\text{т.ном}}, 80\text{А} \geq 69,4\text{ А},$$

– номинальному току отключения:

$$I_{\text{ном.о}} > I_{\text{к.мах}}, 20\text{А} > 8,48\text{ А}$$

Все условия выполняются, следовательно, предохранитель был выбран правильно.

Результаты выбора предохранителей на остальных ТП приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Каталожные и расчетные данные по выбору предохранителей

ТП	Предохранитель	Параметры предохранителя		Условия	
		$I_{\text{ном}}, \text{А}$	$I_{\text{откл}}, \text{кА}$	$2 \cdot I_{\text{т.ном}}, \text{А}$	$I_{\text{п0}}, \text{кА}$

Продолжение таблицы 21

ТП 1	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	69,36	8,48
ТП 2	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	69,36	9,01
ТП 3	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	69,36	9,57
ТП 4	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	69,36	10,21
ТП 5	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	69,36	10,93
ТП 6	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	69,36	11,48

ТП 7	ПКТ-102-10-50-12,5-УЗ	50	12.50	44,04	11,49
ТП 8	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	69,36	12,03
ТП 9	ПКТ-102-10-50-12,5-УЗ	50	12.50	44,04	12,5
ТП 10	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	69,36	13,16
ТП 11	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	69,36	12,40
ТП 13	ПКТ-102-10-50-12,5-УЗ	50	12.50	44,04	11,74
ТП 14	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	69,36	12,31

3.2 Выбор предохранителей для защиты линий 0,4 кВ

На ТП выбираем предохранители по расчетному току, для защиты распределительных линий 0,4 кВ, при условии:

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР}, \quad (59)$$

где I_B - номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$ - номинальный ток предохранителя.

Результаты расчёта для линий 0,4 кВ сведены в таблицу 22.

Предохранители проверяются:

- по согласованию с сечением проводника;
- по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ;
- по чувствительности к токам КЗ.

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника:

Таблица 22 – Выбор предохранителей для защиты линий 0,4 кВ

ТП	№ кабеля	S, кВА	I, А	I _{вст} , А	Тип предохранителя
ТП 1	1	226,78	327,7	400	ПН-2 –400
	2	185,3	267,8	300	ПН-2 –300
	3	120,2	173,7	250	ПН-2 –250
	4	207,1	299,3	350	ПН-2 –350

	5	9,6	13,9	100	ПН-2 –100
ТП 2	1	226,82	327,8	350	ПН-2 –350
	2	257,42	372	400	ПН-2 –400
ТП 3	1	226,82	327,8	350	ПН-2 –350
	2	257,42	372	400	ПН-2 –400
ТП 4	1	226,82	327,8	350	ПН-2 –350
	2	257,42	372	400	ПН-2 –400
ТП 5	1	226,82	327,8	350	ПН-2 –350
	2	257,42	372	400	ПН-2 –400
	3	10,1	14,6	100	ПН-2 –100
ТП 7	1	245,1	354,2	400	ПН-2 –400
	2	33,24	48	100	ПН-2 –100
	3	49,86	72,1	100	ПН-2 –100
	4	64,44	93,1	100	ПН-2 –100
	5	9,8	14,2	100	ПН-2 –100
ТП 8	2	47,82	69,1	100	ПН-2 –100
	3	49,86	72,1	100	ПН-2 –100
	4	72,42	104,7	250	ПН-2 –250
ТП 9	1	93,8	135,5	250	ПН-2 –250
	2	64,44	93,1	100	ПН-2 –100
	3	66,48	96,1	100	ПН-2 –100

Продолжение таблицы 22

ТП 10	1	196,08	283,4	350	ПН-2 –350
	2	108,18	156,3	250	ПН-2 –250
	3	66,48	96,1	100	ПН-2 –100
	4	79,02	114,2	250	ПН-2 –250
	5	22,56	32,6	100	ПН-2 –100
	6	6,8	9,8	100	ПН-2 –100

ТП 11	2	91,4	132,1	250	ПН-2 –250
	3	7,9	11,4	100	ПН-2 –100
ТП 12	1	185,3	267,8	300	ПН-2 –300
	2	203,72	294,4	350	ПН-2 –350
	3	203,72	294,4	350	ПН-2 –350
	5	8,7	12,6	100	ПН-2 –100
ТП 14	1	185,3	267,8	300	ПН-2 –300
	2	203,72	294,4	350	ПН-2 –350
	3	158,5	229	300	ПН-2 –300
	4	10,6	15,3	100	ПН-2 –100
ТП 17	1	204	294,8	350	ПН-2 –350
	3	5,2	7,5	100	ПН-2 –100

$$I_B \leq 3 \cdot I_{дл.доп} \cdot \quad (60)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ

$$I_{по}^{(3)} \leq I_{отк} \cdot \quad (61)$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{по}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B \cdot \quad (62)$$

Для примера, проверим предохранитель на линии 1:

Тип - ПН – 2 - 400. Его справочные данные:

$$I_{отк} = 40 \text{ кА}, I_B = 400 \text{ А}.$$

Длительно допустимый ток защищаемой кабельной линии $I_{дл.доп}=382 \text{ А}$.

Токи КЗ $I_{по}=8,48 \text{ кА}$

По согласованию с сечением проводника: $382 > 327 \text{ А}$

По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ: $40 > 8,48$

3.3 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

На ТП помимо предохранителей устанавливаются автоматические выключатели, которые выбираем по расчетному току:

$$I_{\text{ном. расц}} \geq I_p, \quad (63)$$

где I_p – максимальный рабочий ток.

Для примера на вводе в ТП расчётный ток составляет 327,7 А, поэтому выбираем автомат ВА 57-39-400, с током расцепителя 400 А.

Результаты расчёта для ТП 0,4 кВ сведены в таблицу 23.

Таблица 23 - Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

ТП	№ кабеля	I, А	$I_{\text{ном. расц}}$, А	Марка выключателя
ТП 1	1	327,7	400	ВА57-39-344730-400А
	2	267,8	320	ВА57-39-344730-320А
	3	173,7	250	ВА57-35-340010-250А
	4	299,3	320	ВА57-39-344730-320А
	5	13,9	100	ВА57-35-341210-100А
ТП 2	1	327,8	400	ВА57-39-344730-400А
	2	372	400	ВА57-39-344730-400А
ТП 3	1	327,8	400	ВА57-39-344730-400А

Продолжение таблицы 23

	2	372	400	ВА57-39-344730-400А
ТП 4	1	327,8	400	ВА57-39-344730-400А
	2	372	400	ВА57-39-344730-400А
ТП 5	1	327,8	400	ВА57-39-344730-400А

	2	372	400	BA57-39-344730-400A
	3	14,6	100	BA57-35-341210-100A
ТП 7	1	354,2	400	BA57-39-344730-400A
	2	48	100	BA57-35-341210-100A
	3	72,1	100	BA57-35-341210-100A
	4	93,1	100	BA57-35-341210-100A
	5	14,2	100	BA57-35-341210-100A
ТП 8	2	69,1	100	BA57-35-341210-100A
	3	72,1	100	BA57-35-341210-100A
	4	104,7	250	BA57-35-340010-250A
ТП 9	1	135,5	250	BA57-35-340010-250A
	2	93,1	100	BA57-35-341210-100A
	3	96,1	100	BA57-35-341210-100A
ТП 10	1	283,4	320	BA57-39-344730-320A

Продолжение таблицы 23

	2	156,3	250	BA57-39-344730-250A
	3	96,1	100	BA57-35-341210-100A
	4	114,2	250	BA57-39-344730-250A
	5	32,6	100	BA57-35-341210-100A

	6	9,8	100	BA57-35-341210-100A
ТП 11	2	132,1	250	BA57-39-344730-250A
	3	11,4	100	BA57-35-341210-100A
ТП 12	1	267,8	320	BA57-39-344730-320A
	2	294,4	320	BA57-39-344730-320A
	3	294,4	320	BA57-39-344730-320A
	5	12,6	100	BA57-35-341210-100A
ТП 14	1	267,8	320	BA57-39-344730-320A
	2	294,4	320	BA57-39-344730-320A
	3	229	320	BA57-39-344730-320A
	4	15,3	100	BA57-35-341210-100A
ТП 17	1	294,8	320	BA57-39-344730-320A
	3	7,5	100	BA57-35-341210-100A

Проверим АВ на линии 1:

ВА 57-39-400. Его справочные данные:

$I_{отк} = 32$ кА, $I_{сррасц} = 400$ А. Токи КЗ $I_{по} = 8,48$ кА

По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ: $32 > 8,48$ кА

Таким образом, проверив автоматический выключатель на линии 1, убедились, что он соответствует условиям проверки.

3.4 Выбор выключателей 10 кВ

Произведем выбор выключателя на ПС Северная как головной защитный аппарат для данной линии 10 кВ питающей выбранный для расчета квартал.

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны, импортные, элегазовые, вакуумные, и т.д [9].

При выборе выключателя по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст ном}}, \quad (64)$$

где $U_{\text{ап.уст}}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{уст ном}}$ – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}}, \quad (65)$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Для множества аппаратов должно выполняться важное условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{мах}}, \quad (66)$$

где $i_{\text{мах}}$ – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводим по формуле:

$$B_k = I_{\text{нО}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (67)$$

где $t_{\text{откл}}$ - время отключения выключателя, принимаем $t_{\text{откл}} = 0,055$ с;

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

$$B_k \text{ кА}^2\text{с};$$

Также проверим возможности отключений выключателя аperiodической составляющей тока КЗ. Для этого нужно определить номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{н}}}{100} \cdot I_{\text{откл}}; \quad (68)$$

где $\beta_{\text{н}}$ - номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя.

Принимаем $\beta_{\text{н}} = 40$;

$I_{\text{откл}}$ - отключающий номинальный ток.

Принимаем $I_{\text{откл}} = 32$ кА.

На стороне 10 кВ выбираем КРУ-2-10 с вакуумными выключателями типа ВВУ-СЭЩ-3-10-40/3150 УХЛ1.

Сопоставление приведено в таблице 24.

Таблица 24 –Выбор выключателей 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{н}} = 12,5$ кВ	$U_{\text{р}} = 10$ кВ	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{н}} = 3150$ А	$I_{\text{рmax}} = 382$ А	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{н}}$
$I_{\text{откл}} = 31,5$ кА	$I_{\text{по}} = 15,2$ кА	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отклном}}$
$I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}} = 1600$ кА ² с	$V_{\text{к}} = 12,8$ кА ² с	$V_{\text{к}} \leq I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}}$
$I_{\text{вкл}} = 40$ кА	$I_{\text{уд}} = 21,5$ кА	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{дин}} = 80$ кА	$i_{\text{уд}} = 21,5$ кА	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$i_{\text{аном}} = 40$ кА	$i_{\text{а}} = 21,6$ кА	$I_{\text{ат}} \leq i_{\text{аном}}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит.

В секционной ячейке устанавливаем выключатель марки ВВУ-СЭЩ-3-10-40/3150 УХЛ1.

3.5 Проверка выбранных сечений ВЛ 0,4 кВ на воздействие токов КЗ

Для того, чтобы кабель был устойчив к термическому действию токов короткого замыкания, расчетная температура кабеля при протекании тока КЗ

не должна превышать допустимую температуру для материала изоляции кабеля.

Проверка кабелей на термическое действие тока КЗ производится по тепловому импульсу:

$$W_{кз} = I_{п.0}^2 \cdot (t_{откл} + T_{а.ср}), \quad (69)$$

где $I_{п.0}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ 9 (таблица);

$t_{откл}$ – время отключения тока КЗ;

$T_{а.ср}$ – усредненное время затухания свободной составляющей тока КЗ, согласно [32] принимается 0,05с;

$$t_{откл} = t_{с.о} + t_a, \quad (70)$$

где $t_{с.о}$ – выдержка времени срабатывания отсечки селективного автомата, для автоматов отходящих линий обычно принимают минимальные уставки по времени, согласно [32] $t_{с.о}=0,25с$;

t_a – время гашения дуги, для автоматических выключателей принимается $t_a=0,06с$.

Минимально допустимое термически стойкое сечение кабеля определяется по следующей формуле:

$$F_{тер} = \frac{\sqrt{W_{кз}}}{C}, \quad (71)$$

где C – коэффициент, значение которого зависит от материала проводника и напряжения, осуществляет пересчет допустимой температуры нагрева к тепловому импульсу, для алюминиевых жил 10 кВ $C=65$ [с. 142, таб. 3.17].

Правильно выбранное сечение провода должно удовлетворять условию:

$$F_{\text{тер}} \leq F_{\text{выбр}} \quad (72)$$

Проверку КЛ АПвБбШп на термическое действие тока короткого замыкания покажем на примере линии №1 ТП 1.

Сечением выбранного провода $F_{\text{выбр}} = 50 \text{ мм}^2$ превышает минимально допустимое сечение что говорит о выполнении условия термической стойкости.

Результаты проверка остальных проводов 0,4 кВ на термическое действие тока КЗ представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Проверка проводов 0,4 кВ на термическое действие тока КЗ

ТП	№ кабеля	Сечение, мм ²	$B_{\text{кз}},$ кА ² ·с	$F_{\text{тер}}, \text{мм}^2$
ТП 1	1	3x185+1x95	7.30	41,57
	2	3x185+1x95	9.49	47,39
	3	3x185+1x95	9.49	47,39
	4	3x185+1x95	21.14	70,74
	5	1-4x35	21.14	70,74
ТП 2	1	3x185+1x95	21.14	70,74
	2	3x185+1x95	31.40	86,21
ТП 3	1	3x185+1x95	31.40	86,21

Продолжение таблицы 25

	2	3x185+1x95	31.40	86,21
ТП 4	1	3x185+1x95	31.40	86,21
	2	3x185+1x95	30.21	84,56
ТП 5	1	3x185+1x95	30.21	84,56
	2	3x185+1x95	30.21	84,56
	3	1-4x35	30.21	84,56

ТП 6	1	3x (3x240+1x120)	30.21	84,56
ТП 7	1	3x185+1x95	20.22	69,18
	2	3x50+1x25	20.22	69,18
	3	3x50+1x25	20.22	69,18
	4	3x50+1x25	20.22	69,18
	5	1-4x35	8.90	45,90
ТП 8	1	2x (3x240+1x120)	8.90	45,90
	2	3x50+1x25	29.40	83,42
	3	3x50+1x25	29.40	83,42
	4	3x185+1x95	29.40	83,42
ТП 9	1	3x185+1x95	29.40	83,42
	2	3x50+1x25	29.40	83,42
	3	3x50+1x25	10.24	49,23
ТП 10	1	3x185+1x95	10.24	49,23
	2	3x185+1x95	10.24	49,23
	3	3x50+1x25	10.24	49,23
	4	3x185+1x95	10.12	48,94
	5	3x50+1x25	10.12	48,94
	6	1-4x35	10.12	48,94
ТП 11	1	3x (3x240+1x120)	10.12	48,94
	2	3x185+1x95	12.49	54,37

Продолжение таблицы 25

	3	1-4x35	12.49	54,37
ТП 12	1	3x185+1x95	12.49	54,37
	2	3x185+1x95	12.49	54,37
	3	3x185+1x95	12.49	54,37
	4	3x185+1x95	12.12	53,56
	5	1-4x35	12.12	53,56

ТП 13	1	2x (3x240+1x120)	12.12	53,56
ТП 14	1	3x185+1x95	12.12	53,56
	2	3x185+1x95	9.96	48,55
	3	3x185+1x95	9.96	48,55
	4	1-4x35	9.96	48,55
ТП 15	1	4x (3x240+1x120)	9.96	48,55
	2	4x (3x240+1x120)	12.28	53,91
ТП 16	1	Кабель 10 кВ	12.28	53,91
ТП 17	1	3x185+1x95	12.28	53,91
	2	4x (3x240+1x120)	12.28	53,91
	3	1-4x35	12.28	53,91
ТП 18	1	6x (3x240+1x120)	9.96	48,55

3.6 Выбор выключателей нагрузки

В трансформаторной подстанции помимо ранее выбранных предохранителей также необходимо выбрать выключатели нагрузки, для возможности оперативного устранения неисправностей и перевода ТП. Выбор выключателей нагрузки производится так же, как выключателей, но отсутствует проверка по току отключения. Проверим выключатели нагрузки:

$$B_K = 12,3^2 \cdot (0.055 + 0.05) = 16 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{\text{Кном}} = 10^2 \cdot 4 = 400 \text{ кА}^2\text{с}; \quad (73)$$

где $t_{\text{отк}}$ - собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{\text{отк}} = 0.055 \text{ с}$.

Выбор выключателей нагрузки ТП сведём в таблицу 26.

Таблица 26 – Выбор выключателей нагрузки

№ ВН	I_P ТП, А	I_H , А	B_{Kp} , $\text{кА}^2\text{с}$	B_{Kn} , $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{уд}$, кА	$I_{дин}$, кА
------	-------------	-----------	----------------------------------	----------------------------------	---------------	----------------

Ввод 1	129.28	400	3.98	400	12	32
Ввод 2	129.28	400	3.98	400	12	32
Секционный	129.28	400	3.98	400	12	32
Трансформаторный 1	129.28	400	3.98	400	12	32
Трансформаторный 2	129.28	400	3.98	400	12	32

Таким образом, учитывая один ток по всей ТП, устанавливаем выключатели нагрузки марки ВНА - 10/400, т. к. на ближайшей и удалённой ТП выключатели нагрузки по проверке проходят.

4 ОСНОВНЫЕ МОМЕНТЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МИКРОРАЙОНА.

4.1. Характеристика источников электроснабжения

Основной и резервный источник внешнего электроснабжения будет являться подстанция 35/10кВ «Северная» с двумя трансформаторами ТДНС-

16000/35/10. В качестве точек присоединения основного электроснабжения выступают линейные ячейки 10кВ №4 на первой секции шин в РУ-10кВ и №11 на второй секции шин в РУ-10кВ и резервное электроснабжение – две вновь установленные ячейки 10кВ на первой и второй секции шин в РУ-10кВ.

Для электроснабжения проектируемых потребителей электроэнергии на напряжении 0.4кВ предусматриваются блочные двухтрансформаторные подстанции напряжением 10/0.4кВ расчетной мощности от 160 кВА до 1600 кВА с масляными трансформаторами, расчетной мощности 2000 кВА с сухими трансформаторами.

Для объекта «Универсальный магазин. Центр бытового обслуживания» - встроенная ТП с сухими трансформаторами мощностью 2x1000кВА напряжением 10/0.4кВ; питание трансформаторных подстанций выполняется двумя кабельными взаимно резервируемыми линиями 10кВ от ячеек разных секций проектируемого распределительного пункта РП-10кВ.

В соответствии с требованиями ПУЭ по надёжности электроснабжения схема обеспечивает наличие двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

4.2. Обоснование принятой схемы электроснабжения

Для принятия и распределения электроэнергии на напряжении 10кВ проектом предусматривается распределительный пункт РП-10кВ- модульное здание заводской поставки с комплектным распределительным устройством 10кВ: серии КРУ СЭЩ-63 У3 из 26 шкафов и серии КРУ СЭЩ-61М У3 из 2 шкафов, с двумя секциями шин 10кВ.

Внешнее электроснабжение РП-10кВ предусмотрено:

основное электроснабжение - линейные ячейки №4 на первой секции шин в РУ-10кВ и №11 на второй секции шин РУ-10кВ ПС 35/10кВ «Северная» и резервное электроснабжение – две вновь установленные ячейки 10кВ на первой и второй секции шин РУ-10кВ –от двух секций РУ-10кВ ПС 35/10кВ «Северная» двумя взаимно резервируемыми ЛЭП-10кВ.

Питание проектируемых ТП-10/0.4кВ выполнено двумя взаимно резервируемыми кабельными линиями от разных секций РП-10кВ. В соответствии с требованиями ПУЭ для обеспечения II категории надёжности электроснабжения схема обеспечивает наличие двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

Для электроснабжения нагрузок I категории надёжности предусматривается устройство АВР в собственных электроустановках. По надёжности электроснабжения электроприёмники на напряжении 0.4кВ относятся к I и II категориям:

к I категории - системы противопожарных устройств (пожарные насосы, системы автоматического пожаротушения, системы подпора воздуха, дымоудаления); -системы безопасности (приборы пожарной сигнализации, оповещения о пожаре, видеонаблюдение);

--системы телекоммуникаций, автоматики и диспетчеризации;

- эвакуационное и аварийное электроосвещение;

- оборудование серверных;

- оборудование ИТП;

- комплекс остальных электроприёмников – ко II категории.

Наружные осветительные установки улиц и дорог категории В1, В2 по надёжности электроснабжения относятся к третьей категории. Для приема и распределения электроэнергии к светильникам наружного освещения устанавливаются пункты питания ПП, запитанные от ближайших к ним трансформаторных подстанций. Пункты питания наружного освещения ПП на $I_n=100A$, 380В поставляются в комплекте с вводным рубильником, бесконтактным коммутатором БУР-16, средством связи с диспетчером по GSM-каналу, счетчиком электроэнергии, устройством грозозащиты, блоком предохранителей. В линиях наружного освещения, имеющих более 20 светильников на фазу, ответвления к каждому светильнику защищаются автоматическими выключателями, установленными на монтажной плате в цоколе опор. Учёт электроэнергии предусматривается электронными

многотарифными счётчиками Меркурий-230. Напряжение сети потребителей 400/230В с глухозаземленной нейтралью. Тип системы заземления распределительной сети от щита 0.4кВ трансформаторных подстанций TN-S.

4.3. Сведения о количестве электроприемников, их установленной и расчетной мощности

Общая максимальная расчетная нагрузка потребителей электроэнергии, приведённая к шинам 10кВ РП с учётом коэффициентов несовпадения максимумов нагрузок трансформаторных подстанций ТП1...ТП18, составляет мощность **16310 кВА**. По наружному освещению жилого микрорайона, запитанного от пунктов питания ПП1-ПП8: количество светильников типа ДКУ12-100-011 -383шт, типа ДКУ12-85-011 -70 шт; типа ДКУ12-50-011 -432 шт; ДТУ04-40-011-94шт., установленная мощность $P_u=P_p=68,1\text{кВт}$.

По наружному освещению прилегающих территорий зданий и сооружений, запитанных от ВРУ-0,4кВ этих зданий: количество светильников типа ДКУ12-100-011 - 178шт, типа ДКУ12-50-011 -155шт.

4.4. Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии

По надёжности внешнего электроснабжения потребитель электроэнергии жилого микрорайона относится ко 2 категории. Для обеспечения требуемой 2 категории надёжности электроснабжения необходимы два независимых источника питания.

Основной и резервный источник электроснабжения РП-10кВ

- подстанция 35/10кВ «Северная», двухтрансформаторная, с двумя секциями шин-

два независимых взаимно резервирующих источника питания.

Внешнее электроснабжение РП-10кВ предусмотрено от двух ячеек 10кВ разных секций РУ-10кВ ПС 35/10кВ «Северная» двумя взаимно резервируемыми ЛЭП-10кВ. Питание проектируемых ТП-10/0.4кВ выполнено двумя взаимно резервируемыми кабельными линиями от разных

секций РП-10кВ. В соответствии с требованиями ПУЭ для обеспечения второй категории надёжности электроснабжения схема обеспечивает наличие двух независимых взаимно резервирующих источников питания. Источники электроснабжения должны обеспечивать питание проектируемых потребителей с показателями качества электроэнергии (ПКЭ), соответствующими требованиями действующих НТД (ГОСТ 32144-2013). Для сохранения работоспособности и обеспечения устойчивой работы проектируемых потребителей электроэнергии ПКЭ должны находиться в пределах, указанных в ГОСТ 32144-2013. Проектными решениями не предусматривается применение в схеме электроснабжения каких-либо дополнительных элементов, вызывающих изменение категории электроснабжения или отклонения ПКЭ за пределы нормально - или предельно допустимых значений.

4.5. Описание решений по обеспечению электроэнергией электроприемников в соответствии с установленной классификацией в рабочем и аварийном режимах

Требуемые 1 и 2 категории надёжности электроснабжения обеспечивается питанием от двух независимых взаимно резервирующих источников питания в рабочем и аварийном режимах – от двух секций РУ-10кВ ПС 35/10кВ «Северная». Система электроснабжения выполнена так, что в нормальном режиме все элементы сети находятся под нагрузкой с использованием их нагрузочной способности. Для обеспечения требуемой 1 и 2 категории надёжности электроснабжения предусматриваются обеспечивающие резервирование электроэнергии и бесперебойную работу в рабочем и аварийном режимах мероприятия:

- на стороне 10кВ ТП–схема питания взаимно резервируемыми линиями 10 кВ к двум независимым источникам питания –двум трансформаторам ПС 35/10кВ «Северная»);

- резерв мощности на ТП, в нормальном режиме коэффициенты загрузки трансформаторов от 0.318 до 0.55.

- в аварийном режиме коэффициенты загрузки : $K_z=0.636...1.1$
- резерв пропускной мощности по взаимно резервируемым кабельным линиям;
- наличие АВР.

В аварийном режиме при выходе из работы одного из вводов бесперебойная работа потребителей обеспечивается переключением нагрузки на один ввод:

для потребителей 1 категории - автоматически через АВР, для потребителей 2 категории – ручным переключением дежурного персонала или выездной бригадой.

Альтернативное решение, установка реклоузера в одной из точек потокораздела, при возникновении токов КЗ, питание потребителей будет остановлено только на повреждённом участке, тем самым уменьшив время его поиска.

4.6. Перечень мероприятий по экономии электроэнергии

Проектные решения разработаны с учетом применения энергосберегающего оборудования. Для экономии электроэнергии предусматривается:

- выбор электродвигателей и электроприводов задвижек с высоким значением коэффициента мощности с учетом полной загрузки;
- снижение потерь электроэнергии в кабельных линиях за счет применения силовых кабелей с сечением жил, при котором потери в линии не превышают 5 %;
- применение светильников со светодиодными лампами.

Проектные решения разработаны с учетом применения энергосберегающего оборудования.

4.7. Сведения о мощности сетевых и трансформаторных объектов

Для электроснабжения жилого микрорайона предусматривается строительство трансформаторных подстанций - ТП расчетной мощностью от 160 кВА до 2000 кВА.

Трансформаторные подстанции 2БКТП предусмотрены блочными, состоящими из двух одинаковых модулей объемных железобетонных конструкций, предназначенных для размещения электрооборудования. В комплект поставки входят два маслоприёмника для электроэнергии. В блоках устанавливаются КРУ 10кВ, РУ 0.4кВ, устройство АВР, ящики собственных нужд, измерительные трансформаторы тока и шкафы учёта электрической энергии.

Блоки поставляются с полной заводской готовностью электрооборудования, электроосвещения, внутреннего контура заземления с двумя выводами для присоединения к наружному контуру заземления.

На стороне высшего напряжения 10кВ применено комплектное распределительное устройство типа РМБ в герметичном корпусе из нержавеющей стали, заполненном под избыточным давлением элегазом. В корпусе размещены сборные шины, выключатели нагрузки линейных присоединений и выключатель присоединения трансформатора. В 2БКТП применяются силовые трансформаторы типа ТМГ мощностью от 400 до 1600кВА в герметичном исполнении (ТП1-ТП15, ТП17, ТП18), с естественной циркуляцией масла и сухими трансформаторы мощностью 1000 кВА (ТП16).

В качестве распределительного устройства низшего напряжения применены сборки 0.4кВ с плавкими предохранителями на отходящих линиях, с выключателями нагрузки на вводах и секционном выключателе. Учёт электроэнергии производится на вводах в РУ 0.4кВ, где установлены для коммерческого учёта трансформаторы тока. Счётчики электроэнергии установлен в шкафу учёта типа ШУ-1. Предусмотрен учёт активной и реактивной энергии счётчиками типа «Меркурий ART-03 PQRSIDN» с классом точности измерений для активной энергии 0.5S, для реактивной-класс 1.0, обеспечивающими измерение почасовых потреблений энергии, хранение данных почасовых потреблений энергии, потреблений за 90 и более

дней, быть включенными в систему учёта, имеющими 2 уровня защиты информации от несанкционированного доступа.

Большие нагрузки здания «Универсальный магазин. Центр бытового обслуживания», протяжённые кабельные линии, необходимость приблизить источник питания к потребителям электроэнергии - являются обоснованием для размещения в нём встроенной трансформаторной подстанции. В соответствии с п.7.1.15 ПУЭ и п.5.4 СП 31-110-2003 встроенная двухтрансформаторная ТП-2х1000кВА-10/0.4кВ выполнена с сухими трансформаторами при соблюдении требований санитарных норм по уровням звукового давления, вибрации, воздействию электрических и магнитных полей вне помещений подстанции.

4.8. Решения по организации масляного и ремонтного хозяйства

Трансформаторные подстанции ТП предусмотрены отдельностоящими, масляными трансформаторами типа ТМГ, в бетонном корпусе, с полной заводской готовностью ЗАО «ЭЗОИС», с маслосборными ж/б стаканами.

В соответствии с п.4.2.200 ПУЭ маслохозяйство для данных подстанций не должно сооружаться. Обслуживание маслonaполненного оборудования и доставка масла в автоцистернах осуществляется централизованным масляным хозяйством энергосистемы.

4.9. Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите

Внутренний контур заземления 2БКТП и РП-10кВ выполняется на заводе. Нейтраль трансформаторов заземляется наглухо путем присоединения к наружному контуру заземления. Молниезащита и защита от статического электричества проектируемых объектов выполнена в соответствии с СО 153-34.21.122-2003 «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций». Защита РП-10 кВ и ТП от прямых ударов молнии предусматривается заземлением металлических конструкций зданий. Для защиты оборудования

от грозových и внутренних перенапряжений на шинах РУ 10 кВ предусмотрены ограничители перенапряжений.

Наружный контур заземления молниезащиты совмещается с заземлителями электроустановок (СО 153-34.21.122–2003 п.3.2.3.1) и выполняется по периметру здания из вертикальных электродов (круг 18мм, L=3м), ввертываемых в грунт и соединенных горизонтальным электродом - стальной оцинкованной полосой 5х40мм на глубине 0,5м от планировочной отметки земли. Сопротивление заземляющего устройства электроустановок с учётом использования естественных заземлителей в любое время года должно быть не более 4 Ом. Необходимо производить проверку элементов заземляющего устройства на целостность, проверку цепи между заземлителем и заземляемыми элементами, проверку состояния пробивных предохранителей в электроустановках 1 кВ, измерение сопротивления заземляющего устройства. Контактные соединения должны соответствовать ГОСТ 10434-82 к контактным соединениям класса 2.

Молниезащита проектируемого оборудования топливоснабжения котельной предусматривается по I категории. Оборудование на территории резервуарного парка и ГРПБ защищены отдельно стоящими молниеотводами высотой 15 м.

Объект – обычный, промышленное предприятие, уровень ПУМ III, надежность 0,90. Молниезащита здания котельной выполнена установкой на конструкции дымовой трубы молниеприемного стержня NL4000 высотой 4м.

Защита от вторичных проявлений молнии обеспечена за счет следующих мероприятий:

- металлические конструкции и корпуса всего оборудования и аппаратов, находящихся в защищаемом здании, присоединены к заземляющему устройству электроустановок, или к железобетонному фундаменту здания при условии обеспечения непрерывной электрической связи по их арматуре и присоединения к закладным деталям с помощью сварки;

- в соединениях элементов трубопроводов или других протяженных металлических предметов обеспечены переходные сопротивления не более 0,03 Ом на каждый контакт.

Соединение между собой неподвижных металлических конструкций (трубопроводы и т.д.), а также присоединение их к заземлителям производится с помощью полосовой стали сечением не менее 48 мм² или круглой стали диаметром более 6 мм на сварке или с помощью болтов.

В здании выполнена система уравнивания потенциалов (комплект поставки блочно- модульной котельной), соединяющая:

- заземляющие проводники, присоединенные к наружному контуру заземления;
- внутренний контур заземления;
- металлические трубы коммуникаций, входящих в здание;
- кабельные металлические конструкции и трубы к электроприемникам;
- металлический каркас здания (сторонняя проводящая часть).

К главной заземляющей шине присоединить:

- защитные проводники РЕ;
- проводники основной системы уравнивания потенциалов;
- металлический каркас щита.

Для защиты от заносов высоких потенциалов по подземным металлическим коммуникациям (трубопроводам, кабелям, в том числе проложенным в каналах и тоннелях) при вводе в сооружение присоединить коммуникации к заземлителям защиты от электростатической индукции или к защитному заземлению оборудования.

Все мероприятия по защите зданий и сооружений от вторичных проявлений грозового разряда совпадают с мероприятиями по защите от статического электричества.

Поэтому устройства, предназначенные для вторичных проявлений вторичного грозового разряда, должны быть использованы для защиты зданий и сооружений от статического электричества. Перед началом

производства работ уточнить местоположение и глубину заложения инженерных сетей.

Защитное заземление светильников наружного освещения выполнено отдельной жилой кабеля (РЕ-проводник), прокладываемой совместно с фазными и нулевой жилами от монтажной платы опор.

Защитное уравнивание потенциалов выполняется путем соединения между собой следующих проводящих частей:

- нулевого защитного РЕ-проводника питающей линии;
- металлических конструкций опор;
- металлических труб электропроводок;
- наружного заземляющего устройства.

Все указанные части присоединяются к главной шине заземления ГЗШ (РЕ) пунктов питания наружного освещения при помощи проводников системы уравнивания. Наружные контура заземления пунктов питания выполняется для каждого пункта питания из вертикальных электродов (круг 18мм, L=3м), ввертываемых в грунт и соединенных горизонтальным электродом - стальной оцинкованной полосой 5x40мм на глубине 0,5м от планировочной отметки земли.

Пожарная безопасность обеспечивается применением негорючих конструкций, автоматическим отключением токов короткого замыкания, заземлением опор, соблюдением безопасных по схлестыванию расстояний между проводами разных фаз.

4.10. Описание дополнительных и резервных источников электроэнергии

В соответствии с требованиями ПУЭ для электроснабжения электроприёмников 1 и 2 категории необходимо наличие двух независимых источников питания. Этому требованию отвечают: источник питания - двухтрансформаторная ПС 35/10кВ «Северная», двухтрансформаторные ТП, взаимно резервирующие кабельные линии и для обеспечения 1 категории – наличие АВР. Для световых указателей, используемых в противопожарной

защите, питающихся не от ВРУ, а от ЩАО, предусмотрены светильники с встроенной аккумуляторной батареей (резервный источник питания) для обеспечения 1 категории надёжности электроснабжения. В соответствии с СНиП 21-02-99* кабели, питающие противопожарные устройства, должны присоединяться непосредственно к ВРУ. Для питания цепей оперативного тока на технологическом РУ 10 кВ используется система оперативного постоянного тока (СОПТ). Система ОПТ обеспечивает питание защит, противоаварийной автоматики, связи, телемеханики, цепей управления и сигнализации в нормальных и послеаварийных режимах на технологическом РУ 10 кВ.

4.11. Перечень мероприятия по резервированию электроэнергии

Система электроснабжения выполнена так, что в нормальном режиме все элементы сети находятся под нагрузкой с максимально возможным использованием их нагрузочной способности. Для обеспечения требуемой 1 и 2 категории надёжности электроснабжения предусматриваются мероприятия, обеспечивающие резервирование электроэнергии:

- на стороне 10кВ ТП –двухлучевая схема с двусторонним питанием при условии подключения взаимно резервируемыми линиями 10 кВ к разным независимым источникам питания -(ПС 35/10кВ «Северная»);

- резерв мощности на ТП - в нормальном режиме коэффициенты загрузки трансформаторов от 0.318 до 0.55, в аварийном режиме коэффициенты загрузки:

$$K_z=0.636...1.1 ;$$

- резерв пропускной мощности по взаимно резервируемым кабельным линиям;

- наличие АВР;

- резерв на щитах 0,4кВ ТП (резервные группы).

5. ПРОБЛЕМА УЧЁТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Учет выработанной и израсходованной электроэнергии является важной частью хозяйственной деятельности любого предприятия или промышленного центра и отражает эффективность использования электроэнергии в распределительных сетях.

Учет электропотребления должен быть организован таким образом, чтобы обеспечить [33,51,52,59]:

оптимальное количество точек учета;

одновременность и точность снятия показаний счетчиков;

требуемую точность учета и периодический контроль за его достоверностью;

связь между применяемыми на предприятии формами учета; выполнение электроэнергетических балансов активной и реактивной мощности;

правильное определение потерь;

прямую и обратную связь с технологическим процессом.

От того как организован учет, зависит, какая картина электропотребления имеет место: реальная или искаженная, а также экономичность технологического процесса передачи и распределения электроэнергии.

Очевидно, что все цели и задачи учета базируются на балансах активной и реактивной энергии, причем не только по структурным подразделениям, но и, главное по подстанциям. Следовательно, выполнение электробалансов по подстанциям обеспечивает требуемую точность и эффективность учета и является базой для решения любой из задач учета.

В основном, учет электроэнергии неавтоматизирован. Разница во времени между снятием первого и последнего показаний счетчиков составляет от нескольких минут, до нескольких часов.

До недавнего времени наиболее распространенными были индукционные счетчики электрической энергии. Однако они обладают рядом недостатков, основными из которых являются невысокий класс точности (второй) и наличие механических рабочих элементов конструкции. Механические элементы в процессе работы изнашиваются, и со временем точность измерений ухудшается. Кроме того, эти счетчики позволяют потреблять неучтенную энергию.

Основные проблемы учета электроэнергии:

– значительный моральный и физический износ счетчиков электроэнергии, измерительных трансформаторов;

– отсутствие в ряде случаев приборов коммерческого учета в точках поставки электроэнергии;

- несоответствие условий эксплуатации приборов учета нормативным требованиям;
- недостаточный метрологический контроль и надзор точности измерений;
- преимущественно ручной сбор и регистрация показаний приборов учета.

В настоящее время индукционные счетчики электрической энергии заменяются электронными с более высокой точностью измерений (класс точности - первый) и без механических рабочих элементов. В большинстве случаев в таких счетчиках используются жидкокристаллические индикаторы. Кроме того, электронные счетчики не позволяют использовать неучтенную энергию. Имеются модификации многотарифных счетчиков, которые стимулируют потребление электроэнергии в ночное время, тем самым, улучшая график электрической нагрузки в электросети. Современные счетчики строятся на базе микропроцессоров с цифровыми выходами и возможностью работы с компьютером.

Стратегический путь совершенствования системы учета электроэнергии – автоматизация учета с последующим подключением к автоматизированной информационно-измерительной системе коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) интеллектуальных функций управления электропотреблением, повышения надежности сети за счет создания активного потребителя и интеграция систем учета с элементами Smart Grid.

В последние годы в электроэнергетической отрасли отношение к учету электроэнергии стало постепенно изменяться. Вкладывание финансовых средств в учет электроэнергии способно окупить себя в кратчайшие сроки, а задержка с решением проблем учета продолжает вести к дальнейшему нарастанию существенных экономических потерь [6].

Современные электронные счетчики [13], обеспечивающие в несколько раз более высокую точность измерений и одновременно широкий

набор функциональных и измерительно-вычислительных операций для АИИС КУЭ, а также по-своему МПИ практически не уступающие индукционным счетчикам, внедряются замедленными темпами. Неудовлетворительным следует признать и темпы внедрения АИИС КУЭ на энергообъектах. Выработать некоторые рекомендации для дальнейшего развития систем АИИСКУЭ с применением новых методов учета является одной из задач данной работы.

Наряду с наращиванием функциональности систем по количеству решаемых задач очень большое значение придается коммуникациям. Практически все интеллектуальные устройства, которые используются (УСПД, серверы), позволяют сейчас работать с несколькими каналами параллельно, в том числе автоматически переходить при выходе из строя одного канала на другой канал. Один канал может быть главным, второй второстепенным, он может быть в горячем резерве. Например, АСКУЭ работает по оптоволокну, а GSM в горячем резерве, и система, при выходе из строя оптоволокну, автоматически переходит на резерв.

Необходимость применения высокоточных электронных счетчиков в наиболее ответственных присоединениях не должна вызывать сомнений. К ним следует отнести, в первую очередь, присоединения на генераторах мощностью 50 МВт и более; межсистемных линиях электропередачи напряжением 220 кВ и более; автотрансформаторах, расположенных на границах балансовой принадлежности электрических сетей; трансформаторах собственных нужд мощностью 63МВА и более. Это предусмотрено в циркуляре №01-99(Э) от 23.02.99 «О повышении точности коммерческого и технического учета электроэнергии».

Требования к границам погрешности измерений электроэнергии на ВЛ110-500 кВ неизбежно будут возрастать. По экспертным оценкам, границы погрешности измерений электроэнергии в ближайшие годы должны составлять $\pm (0,5 \div 1) \%$ при доверительной вероятности 0,95. В настоящее

время указанные границы оцениваются в $\pm (2 \div 5) \%$, что требует проведения мероприятий по снижению погрешностей измерений ЭЭ [15].

Подобное жесткое требование к границам погрешности может быть обеспечено лишь при выполнении ряда условий по организационно-техническому, в том числе метрологическому обеспечению измерений и учета электроэнергии. К основным условиям относятся:

1) учет электроэнергии на передающей и приемной сторонах должен быть одинакового класса точности;

2) измерения электроэнергии должны быть автоматизированными, например, с помощью АИИС КУЭ;

3) АИИС КУЭ должны создаваться по единым согласованным техническим требованиям, включающим в себя обязательные требования к метрологическим характеристикам (диапазоны измерений, границы допускаемой погрешности и др.);

4) измерения электроэнергии с использованием АИИС КУЭ должны выполняться по единым, метрологическим аттестованным методикам, которые должны предусматривать, в частности:

- правильный (оптимальный по точности) выбор средств учета;
- нормированные условия применения средств учета и условия выполнения измерений;
- унифицированные процедуры подготовки к измерениям, выполнения измерений, обработки и оформления их результатов;
- оперативный и периодический контроль точности получаемых результатов измерений.

Приведенные нормативные требования по метрологическому обеспечению измерений и учета электроэнергии должны быть в более полной форме отражены в соответствующих нормативных документах [16].

Экспертная оценка границ допускаемых погрешностей измерений в настоящее время, равная не менее $\pm (2-5) \%$, получена при условии, что все

составляющие погрешности являются случайными величинами. Однако на практике это условие не выполняется. Большинство составляющих погрешности является систематическими, что в ряде случаев значительно увеличивает суммарную погрешность измерений электроэнергии и существенно снижает достоверность её учета [21].

Экспертная оценка показывает, что в наихудшем случае недоучет электроэнергии может достигать минус 10-20 % при его среднем значении минус 4-7 %.

Основной причиной недоучета является преобладающее влияние систематических погрешностей средств учета, входящих в состав измерительных комплексов, в том числе в АИИС КУЭ (ТТ, ТН, счетчики) [22].

Систематические погрешности со знаком «минус» возникают в следующих случаях:

- при перегрузке вторичных цепей ТТ устройствами релейной защиты, автоматики, телеметрии и др. (погрешность ТТ может достигать минус 5-10 % и более);

- при перегрузке вторичных цепей ТН (погрешность ТН может достигать минус 2-3 % и более);

- при смещении рабочей точки ТТ и счетчиков в область малых токов из-за использования ТТ одновременно как для измерений электроэнергии, так и для защиты, т.е. с завышенным коэффициентом трансформации ТТ по условиям электродинамической и термической стойкости или защиты шин (погрешность может достигать минус 3-5 % и более);

- из-за падения напряжения в линиях соединения счетчиков с ТН (может достигать минус 1-2 % и более).

Кроме того, отрицательные систематические погрешности измерений могут возникнуть по следующим причинам:

- несоблюдение климатических условий эксплуатации счетчиков;

– влияние на счетчики постоянных или переменных высокочастотных электромагнитных полей;

– малое значение коэффициента мощности вторичной нагрузки $\cos\varphi$ (менее 0,5);

– неравномерность нагрузки ТТ и ТН по фазам, а также в других случаях, например, при использовании индукционных счетчиков, морально и физически устаревших (выпущенных до 1998 г.); их погрешность может достигать минус 5-10 % и более.

Систематические погрешности могут иметь и знак «плюс». Например, недогрузка ТН может приводить к появлению составляющей погрешности до плюс 0,7-1,5 %; угловая погрешность ТТ при перегруженной вторичной цепи трансформатора, малом рабочем токе и малом значении $\cos\varphi$ может приводить к возникновению составляющей погрешности до плюс 5-10 % и более [23].

Многочисленные систематические составляющие погрешности (в общей сложности около 20-ти) могут создать большие трудности при обеспечении требуемой высокой точности результатов измерений электроэнергии на межсистемных перетоках [24].

Подобное или аналогичное ему состояние с достоверностью учета электроэнергии наблюдается во всех энергосистемах России.

Для решения данной проблемы существует:

Первый путь - технологический, основанный на тщательном выборе средств учета (ТТ, ТН, счетчики, УСПД), обеспечении работы ТТ, ТН и счетчиков в оптимальных по точности диапазонах измерений, освобождении вторичных цепей ТТ и ТН от избыточных нагрузок, защите счетчиков от влияния температурных перепадов, постоянного и переменного магнитных полей и др. [26].

Второй путь - структурный, основанный на методах автоматической компенсации погрешностей, введении поправок в результаты измерений на действие систематических погрешностей и др.

По имеющимся данным, структурный путь повышения точности измерений электроэнергии применяется в электроэнергетике США, Великобритании и других развитых стран [3, 27, 28].

Правильный выбор и применение СИ во многом способствует получению достаточной точности учета электроэнергии. В последние годы в РАО «ЕЭС России» разработан ряд нормативных и методических документов, таких, как типовая инструкция по учету электроэнергии РД34.09.101-94, нормы погрешности измерений технологических параметров ТЭС и ПС РД 34.11.321-96, типовые МВИ электроэнергии РД34.11.333-97 и электрической мощности РД 34.11.334-97 и другие [3]. Эти документы, а также ряд документов, разработанных Госстандартом России и Минэнерго РФ, создали в настоящее время основную нормативную и методологическую базу для решения задач по правильному выбору и применению СИ на энергообъектах при измерениях электроэнергии и мощности [6]. Для полноценного учета необходимо развивать одновременно как техническую базу учета, так и метрологическую базу. Рассмотрим технические этапы создания АИИС КУЭ современного энергообъекта и метрологические требования к этим системам АИИС КУЭ [29, 30,31,32].

5.1. Структурные схемы автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)

Принципы создания АСКУЭ на промышленном предприятии достаточно хорошо изложены в [2,23].

Различают коммерческий учет, который является обязательным по закону, его основное назначение - обеспечение финансовых расчетов с поставщиком энергоресурсов, и технический учет, который не является обязательным по закону, его основное назначение — учет, контроль и

управление потреблением энергоресурсов по всей иерархии предприятия вплоть (в идеале) до рабочего места или энергоприемника.

Высокоточный коммерческий учет обязателен на границе балансовой принадлежности, количество же точек контроля в системе технического учета определяется иерархией энергосетей предприятия и экономической оценкой эффективности установки приборов в точке учета, с учетом того, что желаемый срок окупаемости системы не более года (в крайнем случае до двух лет).

Обобщенная структура АСКУЭ как коммерческой, так и технической содержит три уровня:

Нижний – первичные измерительные преобразователи (ПИП) с телеметрическими выходами, осуществляющие непрерывно или с минимальным интервалом усреднения измерение параметров энергоучета потребителей (расход, мощность, давление, температура, количество энергоносителя, количество теплоты с энергоносителем) по точкам учета (труба, фидер);

Средний – контроллеры (К) – специализированные измерительные системы, или многофункциональные программируемые преобразователи с встроенным программным обеспечением энергоучета, осуществляющие в заданном цикле интервала усреднения круглосуточный сбор измерительных данных с территориально распределенных ПИП, накопление, обработку и передачу этих данных на верхний уровень.

Верхний – персональная ЭВМ (ПЭВМ) со специализированным программным обеспечением АСКУЭ, осуществляющая сбор информации с контроллера (или группы контроллеров) среднего уровня, итоговую обработку этой информации, как по точкам учета, так и по их группам (по подразделениям и объектам предприятия), отображение и документирование данных учета в виде, удобном для анализа и принятия решений (управления) оперативным персоналом.

Нижний уровень АСКУЭ связан со средним измерительными каналами, в которые входят все измерительные средства и линии связи от точки учета до контроллера, включая входные цепи (иногда для упрощения, говоря об измерительных каналах, имеют в виду их часть – цепи передачи данных от ПИП до К). Так, для электроучета под измерительным каналом подразумевается цепочка от питающего фидера, проходящая через измерительные преобразователи тока и напряжения, электросчетчик с телеметрическим выходом и двухпроводную линию связи до контроллера.

В свою очередь средний уровень АСКУЭ связан с верхним уровнем каналом связи, в качестве которого могут использоваться физические проводные линии связи, выделенные или коммутируемые телефонные каналы, радиоканалы (в понятие канала связи входят не только линии связи, но и обслуживающее их оборудование; иногда совокупность этих каналов называют линией связи).

Основные принципы построения современных АСКУЭ:

- Измерения на базе цифровых методов обработки процессов.
- Цифровые интерфейсы передачи измеренных параметров.
- Глубокое архивирование основных измерений в счетчике.
- Контроль достоверности и полноты данных на всех уровнях системы.
- Диагностика работоспособности системы.
- Резервирование каналов связи.
- Параллельная синхронно-асинхронная обработка данных.
- Иерархическое построение системы.
- Возможность распределенной обработки данных.
- Защита информации на всех системных уровнях.
- Использование проверенных и стандартных компонентов системы и инструментальных средств.
- Параллельный сбор данных.
- Масштабируемость и наращиваемость.

– Управление коэффициентом готовности системы на этапе проектирования.

Общие характеристики АИИС КУЭ:

– Система обеспечивает достоверные и полные измерения и расчеты, производимые на их основе в соответствии с гибкой, настраиваемой временной диаграммой работы.

– Система имеет высокую надежность.

– Система максимально инвариантна к меняющимся требованиям.

– Система выполняется на базе унифицированных, отработанных типовых решениях.

– Система работает с практически любыми каналами связи.

– Система имеет высокие показатели

5.2. АИИС КУЭ сетевых предприятий – назначение

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии сетевых предприятий (АИИС КУЭ ЭС) предназначена для организации эффективного коммерческого учета электроэнергии и мощности на объектах энергосистемы с учетом требований оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), как показано на рисунке 11.

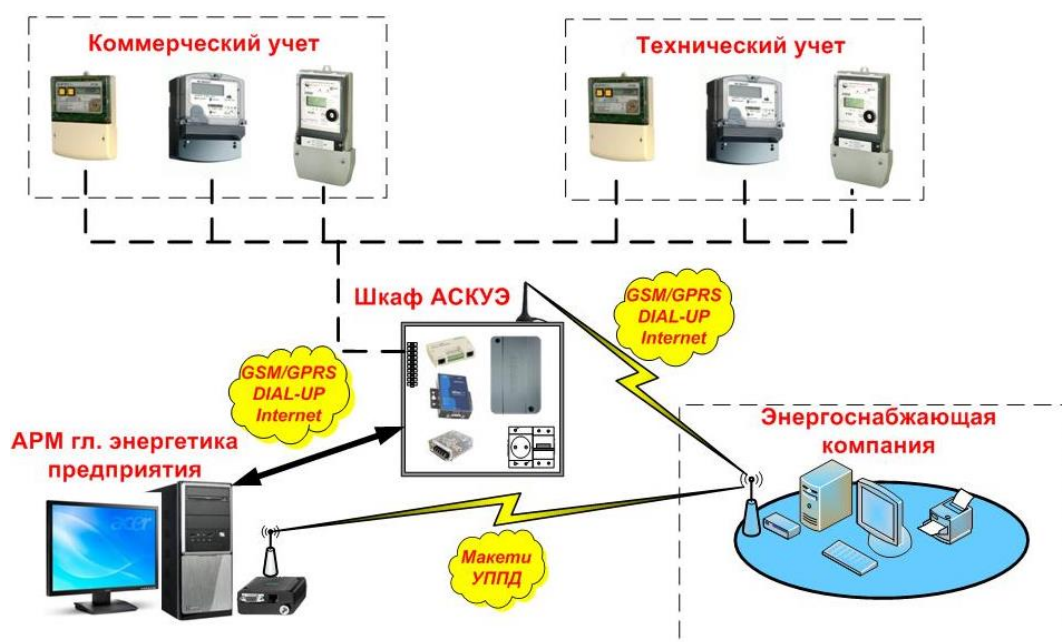


Рисунок 11 - Структурная схема АСКУЭ

АИИС КУЭ ЭС обеспечивает комплексное решение следующих задач:

- измерение учетных параметров электрической энергии в едином времени;
- автоматизированный сбор и накопление данных энергоучета на разных уровнях системы;
- долговременное хранение информации в базах данных;
- автоматическая обработка и подготовка данных с помощью пользовательских расчетных схем;
- отображение результатов обработки данных в графическом и табличном видах на автоматизированных рабочих местах пользователей;
- формирование отчетных документов на базе шаблонов;
- автоматическая рассылка необходимых данных;
- информационный обмен со смежными субъектами оптового рынка электроэнергии;
- автоматизация процесса ведения плановой, контрольно-аналитической и отчетной документации в подразделениях предприятия электрических сетей.

Типовая структура системы включает в себя информационно-измерительные комплексы (ИИК) точек учета, информационно-вычислительные комплексы электроустановок (ИВКЭ) и информационно-вычислительный комплекс верхнего уровня системы. Более сложные системы могут дополнительно иметь общий Центр сбора данных, например, для консолидации данных предприятий электрических сетей (ПЭС) на уровень региональной сетевой компаний. Вид типовой структуры АИИС КУЭ ЭС приведен на рисунке 12.

Для сбора данных на уровне ИВКЭ (на подстанции, распределительном пункте и т.д.) используется УСПД ЭКОМ-3000. УСПД

ЭКОМ зарегистрирован в Госреестре средств измерений и соответствует техническим требованиям ОАО «АТС».

Кроме этого, УСПД ЭКОМ-3000 выполняет требования ОАО «ФСК ЕЭС» для АИИС КУЭ подстанций, отнесенных к Единой национальной сети, и может поддерживать следующие функции:

- передачу данных в смежные системы (ОИК Диспетчер) по протоколу МЭК 870-5-101 и МЭК 870-5-104;
- формирование и отправка XML-документа с электронной цифровой подписью на выделенный электронный адрес;
- поддержку обмена данными с УСПД типа «RTU-325» и «СИКОН С-70»;
- Web-интерфейс параметров, необходимых дежурному персоналу подстанции.

Для предоставления данных пользователям на подстанции также можно использовать АРМ Энергосфера, используя прямое ТСР/IP соединение с УСПД ЭКОМ-3000.

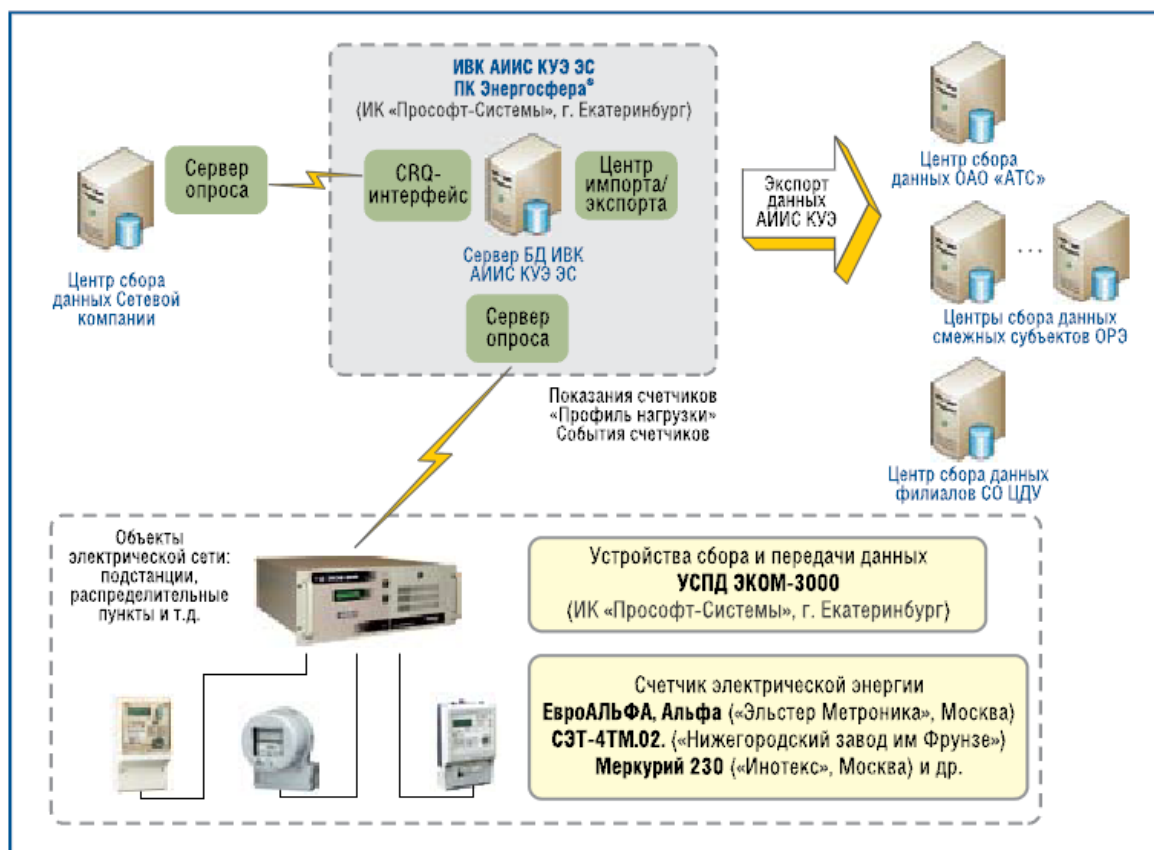


Рисунок 12 - Типовая структура АИИС КУЭ ЭС

В качестве каналов связи между ИВК и ИВКЭ можно использовать локальную вычислительную сеть предприятия, выделенные или коммутируемые каналы связи телефонной сети общего пользования, каналы GSM-связи, спутниковые каналы связи и др.

Объекты учета, необорудованные каналами связи, могут быть опрошены вручную с помощью специального программного обеспечения, входящего в состав программного комплекса (ПК).

Необходимую функциональность на уровне ИВК системы обеспечивает ПК Энергосфера. В качестве СУБД используется «MS SQL 2000/2005». Клиентская часть программного комплекса включает в себя инструменты для конфигурации системы: консоль администратора, редактор расчетных схем, конфигуратор УСПД; программы для сбора и передачи данных: сервер опроса, центр импорт/экспорта, импорт из Excel,

электроколлектор, ручной ввод; программы для представления данных пользователям: АРМ Энергосфера, генератор отчетов, Web-АРМ.

5.3. Структурная схема автоматизированной информационно-измерительной системы (АИИС) промышленных предприятий

Структурная схема АИИС промышленных предприятий имеет три уровня [37]. Ее особенность состоит в распределённости первого уровня из-за большого количества комплектных трансформаторных подстанций (КТП), на которых в силу малого количества потребителей нет необходимости устанавливать контроллеры. Имеется особенность также в организации связи между вторым и третьим уровнем. В структурной схеме электрических сетей из-за расположения подстанций (контроллеров) на значительном расстоянии от АРМ главного энергетика и диспетчера (ЭВМ) связь между этими уровнями осуществляется с использованием телефонных каналов АТС с применением ИКМ, Сикон С30. Сикон С30 реализует функцию двунаправленного обмена информационными сообщениями.

На промышленных предприятиях такой необходимости нет, т.к. все КТП (контроллеры) сосредоточены на небольших расстояниях от АРМ отдела главного энергетика. Маршрутизаторы типа ИКМ (или Сикон С30) предназначены для приема информации от нескольких УСПД и выдачи ее потребителю (на АРМ) и энергоснабжающим организациям.

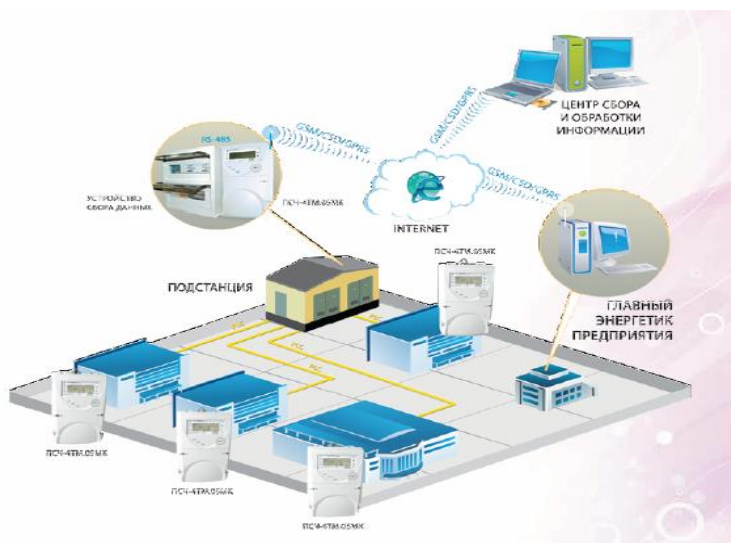


Рисунок 13 - Вариант АИИС КУЭ с использованием технологии PLC

Информация со счетчиков передается на УСПД либо по цифровому интерфейсу (*RS485, CAN, ИРПС*), либо по числоимпульсному выходу. Причем ввиду небольших расстояний между ТП возможно использование одного УСПД для нескольких ТП. Если же на подстанции большое количество точек учета, возможна установка несколько контроллеров Сикон с объединением их по сети *Profibus*. Информация со всех УСПД собирается ИКМ и передается в ЦСОИ (на ЭВМ диспетчера, в отдел главного энергетика и в энергосбытовую компанию).

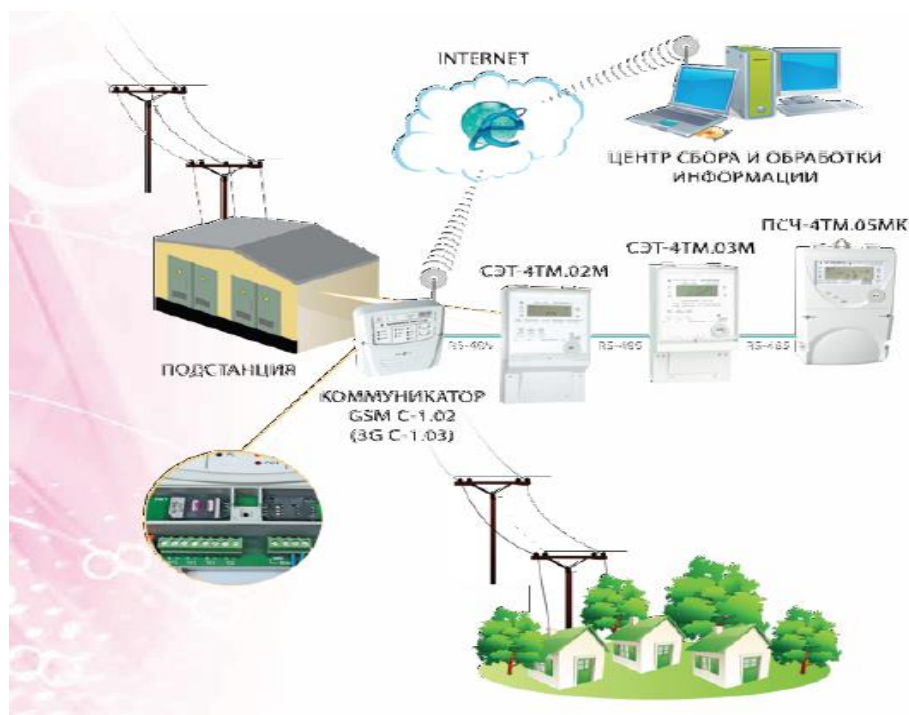


Рисунок 14 - Вариант организации АИИС КУЭ с удаленным радиодоступом

5.4. Структурная схема АИИС бытовых потребителей (БП)

Структурная схема также имеет три уровня. На уровне электросчетчика осуществляется контроль потребления ЭЭ каждой квартирой в отдельности, подъездом и домом в целом. На уровне УСПД производится сбор, первичная обработка и хранение данных, получаемых от счетчиков. Все УСПД дома сгруппированы в промышленную сеть *Profibus*, что позволяет объединять АИИС нескольких домов в АИИС микрорайона («узла») [39, 40].

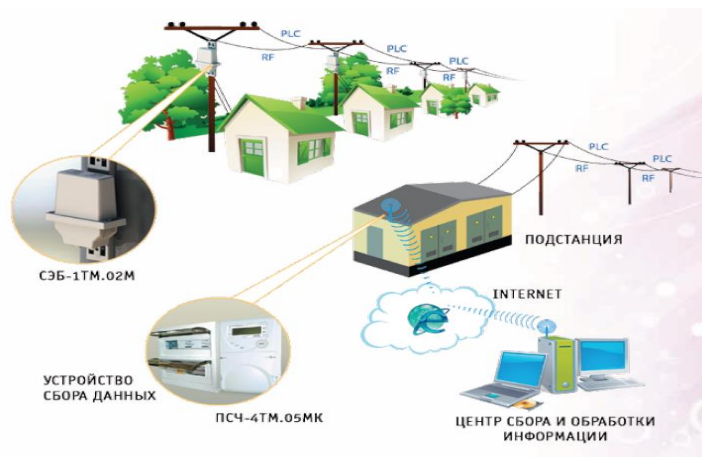


Рисунок 15 - Вариант организации АИИС КУЭ в сельской местности

Данные о потреблении ЭЭ передаются по телефонным каналам автоматической телефонной станции (АТС) на АРМ жилищно-эксплуатационного управления и АРМ энергосетевой компании.

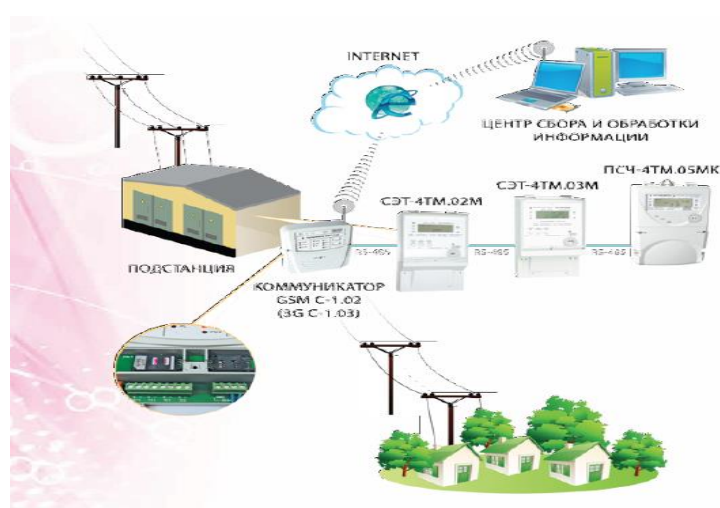


Рисунок 16 - Вариант организации АИИС КУЭ с использованием GSM/CSD/GPRS (двухуровневая система)

5.5. Технические требования, предъявляемые к автоматизированным информационно-измерительным системам (АИИС)

5.5.1 Общие требования к АИИС

Целью создания и функционирования автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета

электрической энергии (мощности) является измерение количества электрической энергии, позволяющее определить величины учетных показателей, используемых в финансовых расчетах на оптовом рынке электроэнергии (ОРЭ) [41,42].

Коммерческий учет в соответствии с требованиями Закона Российской Федерации «Об обеспечении единства измерений» [16] осуществляется на основе измерений, проведенных с помощью специальных средств, подвергнутых обязательным испытаниям и прошедших процедуру утверждения их типа. Утвержденный тип средств измерений вносится в Государственный реестр средств измерений, который ведет Госстандарт России. Выполнение измерений должно осуществляться в соответствии с аттестованными в установленном порядке методиками [9].

Требования, предъявляемые к АИИС в целом, можно сформулировать следующим образом.

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;

- периодический (1 раз в сутки) или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);

- прием от интегрированной автоматизированной системы управления коммерческим учетом администратора системы (ИАСУ КУ) необходимых результатов измерений смежных по электрическим сетям субъектов ОРЭ (требование обязательно при новом строительстве энергообъектов);

- хранение данных об измерительных величинах в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и несанкционированного доступа (требование обязательно при новом строительстве);

- перезапуск АИИС (при новом строительстве энергообъектов);

– передача в ИАСУ КУ результатов измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений (обязательно при новом строительстве);

– предоставление контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений по запросу со стороны ИАСУ КУ к информационно-вычислительному комплексу (ИВК), информационно-вычислительному комплексу электроустановок (ИВКЭ) и, по возможности, к измерительно-информационному комплексу (ИИК) (требование обязательно при новом строительстве);

– защита оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);

– диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС;

– конфигурирование и настройка параметров АИИС;

– ведение системы единого времени в АИИС (коррекция времени) [43,44].

При создании АИИС должна быть предусмотрена возможность санкционированного предоставления результатов измерений, предоставления информации о состоянии средств и объектов измерений заинтересованным субъектам ОРЭ (смежные по электрическим сетям субъекты ОРЭ, АТС, ФСК, СО). Данная функция обязательна при новом строительстве энергообъектов [45,46,47].

5.5.2 Требования к измерительно-информационному комплексу

Информационно измерительный комплекс должен обеспечивать:

– автоматическое выполнение измерений величин активной и реактивной электроэнергии и других показателей коммерческого учета (измерение реактивной электроэнергии обязательно при новом строительстве энергообъектов);

– автоматическое выполнение измерений времени;

– автоматическую регистрацию событий в журнале событий, сопровождающих процессы измерения;

– хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных (обязательно при новом строительстве энергообъектов);

– безопасность хранения информации и программного обеспечения (ПО) в соответствии с ГОСТ Р 52069.0 и ГОСТ Р 51275;

– предоставление доступа к измеренным значениям параметров и журналам событий со стороны ИВКЭ или ИВК;

– конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;

– диагностику работы технических средств (обязательно при новом строительстве энергообъектов);

– при наличии технической возможности и соответствующей МВИ автоматизированный учет потерь электроэнергии от точки измерений до точки учета.

5.5.3 Требования к трансформаторам тока и напряжения

Классы точности измерительных трансформаторов тока и напряжения должны быть не хуже 1,0. При новом строительстве энергообъектов применяются трансформаторы тока, соответствующие требованиям [10], и трансформаторы напряжения, соответствующие требованиям [11]. При новом строительстве энергообъектов необходимо устанавливать измерительные трансформаторы тока со следующими классами точности:

– для воздушных и кабельных линий с номинальным напряжением 220 кВ и выше - не хуже 0,2S;

– для генераторов с установленной мощностью 100 МВт и более – не хуже 0,2 S;

– для присоединений с установленной мощностью 100 МВт и более - не хуже 0,2S;

– для остальных присоединений - не хуже 0,5S.

Классы точности измерительных трансформаторов напряжения при новом строительстве энергообъектов должны быть:

- для воздушных и кабельных линий с номинальным напряжением 220кВ и выше - не хуже 0,2;
- для генераторов с установленной мощностью 100 МВт и более – не хуже 0,2;
- для присоединений с установленной мощностью 100 МВт и более - не хуже 0,2;
- для остальных присоединений - не хуже 0,5.

При использовании трансформаторов напряжения только в целях коммерческого учета необходимо обеспечить контроль целостности вторичных цепей трансформатора напряжения (требование данного пункта не обязательно при применении электросчетчиков, реализующих функцию контроля наличия напряжения с фиксацией в журнале событий) [51]. Для измерений в электрических сетях с заземленной нейтралью трансформаторы тока необходимо устанавливать в трех фазах, к которым следует подключать трехфазные трехэлементные счетчики (обязательно при новом строительстве энергообъектов). Не допускается применение промежуточных трансформаторов тока. Во всех эксплуатационных режимах необходимо не допускать перегрузку измерительных трансформаторов. Измерительные трансформаторы должны соответствовать по классу напряжения, электродинамической и термической стойкости, климатическому исполнению [14], при новом строительстве энергообъектов выводы измерительных трансформаторов, используемых в измерительных цепях коммерческого учета, должны быть защищены от несанкционированного доступа и иметь электромагнитную совместимость [48].

5.5.4 Требования к счетчикам электроэнергии

При новом строительстве энергообъектов технические параметры и метрологические характеристики коммерческих счетчиков должны

соответствовать требованиям [12]. Счетчики должны обеспечивать реверсивный учет для ИИК, где возможны перетоки электроэнергии в двух направлениях, а также проводить учет активной и реактивной энергии (интегрированной реактивной мощности).

Счетчики должны соответствовать следующим основным требованиям:

- иметь класс точности не хуже 0,5S (обязательно при новом строительстве энергообъектов);

- обеспечивать возможность подключения резервного источника и автоматического переключения на источник резервного питания при исчезновении основного (резервного) питания (при новом строительстве энергообъектов);

- обладать энергозависимой памятью для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом на глубину не менее 35 суток, данными по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, а также запрограммированными параметрами;

- обеспечивать подключение по одному или нескольким цифровым интерфейсам компонентов АИИС, в том числе для автономного считывания, удаленного доступа и параметрирования (обязательно при новом строительстве энергообъектов и/или модернизации АИИС);

- иметь энергонезависимые часы, обеспечивающие введение даты и времени; (точность хода не хуже $\pm 5,0$ секунд в сутки с внешней автоматической коррекцией (синхронизацией));

- иметь журнал событий, фиксирующий время и даты наступления событий (обязательно при новом строительстве энергообъектов). В журнале событий должны отмечаться попытки несанкционированного доступа; связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных; изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени; отклонения тока и напряжения в измерительных цепях от заданных пределов

(обязательно при новом строительстве энергообъектов); отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях; перерывы питания;

– обеспечивать защиту от несанкционированного изменения параметров, а также от записи, при этом защита должна быть осуществлена на программном (логическом) уровне (установка паролей) и аппаратном (физическом) уровне (установка пломб, марок и т.п.);

– обеспечивать автоматическую самодиагностику с формированием обобщенного сигнала в журнале событий (обязательно при новом строительстве энергообъектов) измерительного блока, вычислительного блока, таймера, блока питания, дисплея, блока памяти (подсчет контрольной суммы);

– обеспечить работоспособность в диапазоне температур, определенном условиями эксплуатации;

– иметь среднюю наработку на отказ не менее 35 000ч;

– иметь межповерочный интервал не менее 8 лет;

– замерять параметры качества электроэнергии[49, 50].

5.5.5 Требования к информационно-вычислительному комплексу электроустановки

ИВКЭ должен обеспечивать:

– автоматический регламентный сбор результатов измерений;

– сбор данных о состоянии средств измерений со всех ИИК, обслуживаемых данным ИВКЭ (обязательно при модернизации АИИС и новом строительстве энергообъектов);

– сбор данных о состоянии объектов измерений со всех ИИК, обслуживаемых данным ИВКЭ (обязательно при новом строительстве энергообъектов);

– возможность масштабирования долей именованных величин электроэнергии и других физических величин;

– ведение журнала событий;

- предоставление доступа ИВК к результатам измерений;
- предоставление доступа ИВК к данным о состоянии средств измерений (обязательно при модернизации АИИС и новом строительстве энергообъектов);
- предоставление доступа ИВК к данным о состоянии объектов измерений (обязательно при новом строительстве энергообъектов);
- конфигурирование и параметрирование технических средств и программного обеспечения;
- диагностику работы технических средств;
- хранение результатов измерений;
- хранение данных о состоянии средств измерений (обязательно при модернизации АИИС и новом строительстве энергообъектов);
- хранение данных о состоянии объектов измерений (обязательно при новом строительстве энергообъектов);
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- расчет потерь электроэнергии от точек измерений к точкам учета в сетевых элементах (в силовых трансформаторах, линиях электропередачи и т.п.) (обязательно при новом строительстве энергообъектов).

Технические средства ИВКЭ при их размещении в электроустановках должны быть выполнены в промышленном исполнении, предназначенном для непрерывного функционирования в помещениях с повышенной опасностью и иметь возможность их установки в ограниченных пространствах (в шкафах, отсеках, панелях и т.п.), а также обеспечивать удобство технического обслуживания [4].

Размещение технических средств, используемых персоналом при эксплуатации ИВКЭ и ИВК при выполнении автоматизированных функций,

должно соответствовать требованиям эргономики для производственного оборудования в условия рынка ЭЭ (обязательно при новом строительстве энергообъектов) [5].

При отсутствии ИВКЭ его функции выполняет ИВК.

5.5.6 Требования к промконтроллерам (УСПД)

При новом строительстве энергообъектов и/или модернизации АИИС должны быть использованы промконтроллеры, защищенные от несанкционированного доступа как в аппаратной части (разъемы, функциональные модули и т.п.), так и в программно-информационном обеспечении (установка паролей).

Промконтроллер должен выполнять следующие функции (в автоматическом режиме):

- сбор результатов измерений от счётчиков по цифровым интерфейсам;
- обработку результатов измерений в соответствии с параметрированием промконтроллера;
- предоставление интерфейса для доступа к собранной информации;
- синхронизацию времени как в самом промконтроллере, так и в счетчиках электроэнергии, передающих информацию в промконтроллер;
- самодиагностику с фиксацией в журнале событий или на цифровом табло;
- электромагнитную совместимость [57].

Промконтроллер должен обеспечивать параметрирование (настраиваемых параметров) при первоначальной установке, после вывода из ремонта, в процессе эксплуатации самого промконтроллера и при замене счетчиков, изменении схемы учета, коммуникационных параметров и т.п. Параметрирование промконтроллера возможно только при снятии механической пломбы и вводе пароля. При этом в журнале событий промконтроллера автоматически должно фиксироваться это событие с указанием даты и времени.

При параметрировании промконтроллера различаются следующие события, подлежащие обязательной фиксации в журнале событий:

- ввод расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);

- ввод изменение групп измерительных каналов учета электроэнергии для расчета агрегированных значений электроэнергии по группам точек измерений (необходимость формирования групп измерительных каналов в промконтроллере определяется на стадии проектирования);

- установка текущих значений времени и даты.

При новом строительстве энергообъектов должно быть обеспечено автоматическое ведение журнала событий, в котором фиксируется время и даты наступления событий, а также следующие факты:

- попытки несанкционированного доступа;

- связи с промконтроллером, приведшие к каким-либо изменениям данных;

- перезапуски промконтроллера (при пропадании напряжения, заикливаниях и т.п.);

- изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;

- отключение питания.

Промконтроллер должен иметь встроенные энергозависимые часы, обеспечивающие ведение даты и времени, рекомендуемая точность которых должна быть не хуже $\pm 5,0$ с/сутки.

При новом строительстве энергообъектов и/или модернизации АИИС промконтроллер должен обеспечивать автоматическую коррекцию (синхронизацию) времени.

Промконтроллер должен обеспечивать хранение:

– суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу не менее 35 суток;

– данных об электропотреблении (выработке) за месяц по каждому каналу и по группам не менее 35 суток (необходимость формирования групп измерительных каналов в промконтроллере определяется на стадии проектирования).

Напряжение питания промконтроллера от сети переменного или постоянного тока должно составлять 110, 220 В с допустимым отклонением напряжения в пределах $\pm 20\%$. Промконтроллер должен иметь резервный источник питания и обеспечивать автоматическое переключение на резервный источник питания при исчезновении основного питания и обратно (обязательно при создании АИИС). Электропотребление промконтроллера с полным набором электронных модулей не должно превышать 100 Вт. Охлаждение промконтроллера должно осуществляться за счет естественной конвекции. Промконтроллер должен обеспечивать работоспособность в диапазоне температур в соответствии с условиями эксплуатации.

Необходимо использовать промконтроллер, выполненный в едином корпусе, обеспечивающем возможность одностороннего обслуживания и степень защиты не ниже *IP51* в соответствии с нормативными документами [15]. Допускается устанавливать промконтроллер со степенью защиты *IP50* в сухих помещениях (температура окружающего воздуха (20 ± 5) °С, при относительной влажности (65 ± 15) %) или в специализированных шкафах, имеющих степень защиты не менее *IP51*. Конструкция промконтроллера должна позволять его размещение, как на стандартных панелях, так и в специализированных шкафах (при использовании внешних модемов). Промконтроллер должен функционировать автоматически (без вмешательства эксплуатационного персонала) и иметь подтвержденную

наработку на отказ не менее 35000 часов. Срок службы промконтроллера должен составлять не менее двадцати лет.

5.5.7 Требования к информационно-вычислительному комплексу

ИВК должен обеспечивать:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- сбор данных о состоянии средств измерений со всех ИВКЭ, обслуживаемых данным ИВК (обязательно при модернизации АИИС и новом строительстве энергообъектов);
- контроль достоверности данных (при модернизации АИИС и новом строительстве энергообъектов);
- контроль восстановления данных (обязательно при новом строительстве энергообъектов);
- учет потерь электроэнергии от точки измерений до точки учета;
- возможность масштабирования долей именованных величин электроэнергии и других физических величин;
- хранение результатов измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений (не менее 3,5 лет);
- ведение нормативно-справочной информации;
- ведение журналов событий;
- формирование отчетных документов;
- агрегирование показаний счетчиков с учетом возможного изменения электрической схемы;
- возможность передачи ИАСУ КУ и другим заинтересованным субъектам ОРЭ (смежные по электрическим сетям субъекты ОРЭ, ФСК, СО) результатов измерений, данных о состоянии средств измерений (обязательно при модернизации АИИС и новом строительстве энергообъектов) [52];
- возможность использования средств электронной цифровой подписи для передачи в ИАСУ КУ и в СО: результатов измерений, данных о

состоянии средств измерений (при модернизации АИИС и новом строительстве энергообъектов) [54];

- безопасность хранения данных и программного обеспечения в соответствии с ГОСТ Р 52069.0-2003 [53];

- конфигурирование и параметрирование технических средств и программного обеспечения;

- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к визуальным, печатным и электронным данным;

- диагностику работы технических средств и программного обеспечения (обязательно при новом строительстве энергообъектов).

Рекомендуется обеспечить режим довосстановления данных (после восстановления работы каналов связи, восстановления питания и т.п.).

Технические средства ИВК должны размещаться с соблюдением требований [16], [17], [18], а также обеспечивать удобство технического обслуживания.

Программное обеспечение ИВК должно иметь русифицированный интерфейс пользователя (включая вспомогательные и сервисные функции) и быть, сертифицировано Госстандартом России, либо отдельно, либо в составе типа средств измерений.

Программное обеспечение ИВК рекомендуется выполнять в соответствии с РД «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации» Государственной технической комиссии при Президенте Российской Федерации по классу 2Б, за исключением организации физической охраны информации.

Выводы:

Существующее в настоящее время состояние средств учета электроэнергии, их неправильный выбор и применение, обуславливают существенный недоучет электроэнергии.

Предпринимаемые отдельные попытки повысить точность учета ЭЭ только применением дорогостоящих счетчиков повышенного класса точности, например, 0,2S или высокоточных ТН, или прокладкой более дорогих, но с большим сечением кабелей от ТН до счетчиков электроэнергии, не снижают суммарную погрешность её измерений, а приводят лишь к избыточным затратам. К аналогичному результату могут приводить работы по автоматизации учета электроэнергии.

Неправильный выбор счетчиков, а также их неправильное применение и недоучет влияющих величин может приводить к погрешности измерений электроэнергии, достигающей $\pm 10-15\%$ и более.

Более полная реализация заложенных в АСКУЭ возможностей могут привести к повышению точности учета ЭЭ.

Практическая реализация заложенных в АСКУЭ возможностей, непредусмотренных существующими нормативами, является **актуальной** задачей и должна привести к более точному учету ЭЭ и более точному определению небалансов и потерь электроэнергии в различных энергетических объектах. Кроме этого, такой подход должен привести к возможности проведения более гибкой политики в вопросе модернизации измерительных комплексов (каналов) и внедрении АСКУЭ, экономя при этом значительные материальные средства.

5.6 Хищения электроэнергии

С ростом тарифов на электроэнергию граждане стали придумывать технические приемы, блокирующие работу электросчетчиков или просто подключаться к чужому электроприбору. Законодательство классифицирует эти действия, как воровство электроэнергии, и на сегодняшний день системой автоматического контроля потребления разработаны и широко внедряются эффективные способы выявления кражи энергии. Также

существуют другие методы, гарантирующие возможность привлечь нарушителей к ответственности за кражу электроэнергии.

На сегодняшний день, участились случаи вмешательства потребителей в работу приборов учёта. Несанкционированное вмешательство осуществляется путём установки магнита на корпус электросчётчика, а также монтажа дополнительных устройств в схему прибора учёта что искажает сведения об объеме потребленной электроэнергии.



Рисунок 17 – Магнит на корпусе ПУ РиМ

К сожалению способов хищения электроэнергии, исчисляется огромное количество, но и производители приборов учёта «не сидят на месте». В настоящее время на рынке имеется огромный и разнообразный парк приборов учёта, которые можно подобрать индивидуально под каждого потребителя.



Рисунок 18 – Монтаж диода в нулевой провод

5.7 Конструктивные особенности приборов учёта

Выбор методов определения потерь электроэнергии и точность результатов зависит от наличия пунктов учета электроэнергии, поэтому необходимо определить их месторасположение.

Рынок предложений по оборудованию учета электроэнергии это не что иное, как продвижение собственных технологий, зачастую кардинально различных друг другу. Различные производители предлагают свои уникальные преимущества.

Основой сетевого бизнеса, как и любого бизнеса, является увеличение прибыли общества. Увеличение прибыли по территориям с преобладающей долей населения возможно только в части сокращения составляющих потерь электроэнергии и незначительной доли естественного прироста потребления (1,5 %).

Одним из наиболее эффективных мероприятий является модернизация приборов учета электроэнергии, которая напрямую влияет на более качественное измерение отпущенной электроэнергии и снижение составляющей сверхнормативных потерь.

Ниже рассмотрим конструктивные особенности основных приборов учёта, используемые сетевыми организациями со всеми их плюсами и минусами.

5.7.1 Оборудование АСКУЭ «РиМ»

Интеллектуальные приборы учета электроэнергии РиМ 389.01 (далее – ИПУЭ) являются многофункциональными приборами, которые предназначены для измерения активной, реактивной и полной электрической энергии, а также активной, реактивной и полной мощности, фазных токов и линейных напряжений в трехфазных трехпроводных электрических сетях переменного тока промышленной частоты с изолированной нейтралью напряжением 6/10 кВ.

Однофазный и трёхфазный счётчики РиМ изображены на рисунках 19 и 20.



Рисунок 19 – однофазный счётчик РиМ 189



Рисунок 20 - трёхфазный счётчик РиМ 489

Достоинства:

- наличие герметичных модификаций 1-но и 3-х фазных ПУ.
- функция отключения потребителя при воздействии магнитного поля.
- 2 канала связи.

Недостатки:

- полуавтоматическая настройка каналов связи.

К конструктивным особенностям 1 фазного прибора учёта РиМ 189, можно отнести (рисунок 21):

Плюсы:

1. Встроенное реле управления нагрузкой
2. 3 электролитических конденсатора
3. Счётчик залит компаундом
4. 2 канала связи (RF, PLC).

Минусы:

5. Отсутствие энергонезависимой пломбы

6. 1 измерительный элемент

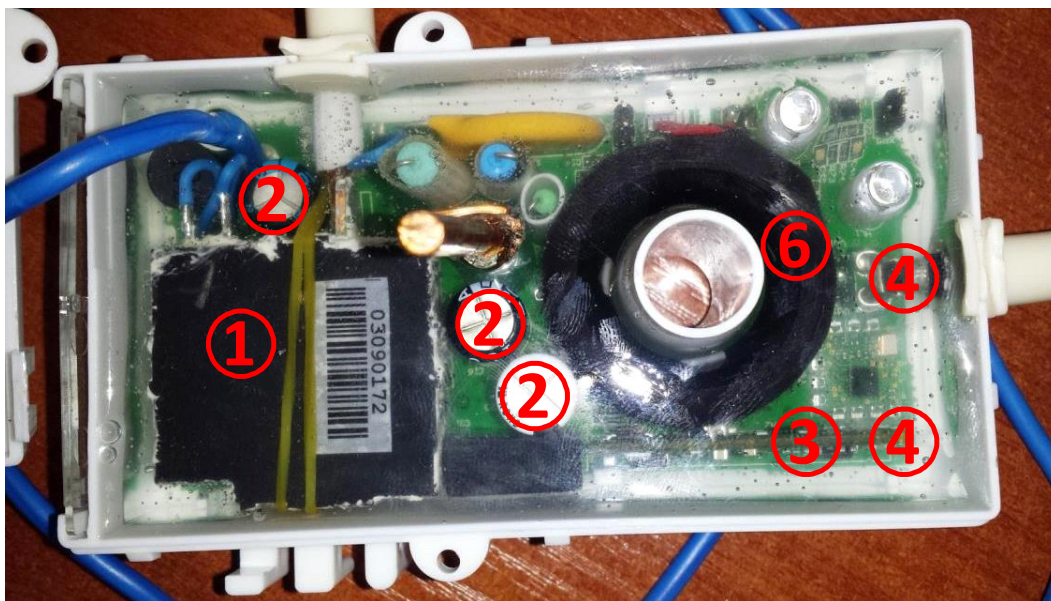


Рисунок 21 – конструктивные особенности 1 фазного РИМ 189

5.7.2 Оборудование АСКУЭ «Энергомера»

Однофазный и трёхфазный счётчики Энергомера изображены на рисунках 22 и 23.



Рисунок 22 - однофазный счётчик CE208



Рисунок 23 - трёхфазный счётчик SE303

Достоинства:

- неразборный герметичный корпус 1 ф. прибора учета;
- 2-а измерительных элемента в 1ф. приборе учета;
- контроль дифтоков в 3 ф. приборе учета;
- измерение тока «по модулю» в 3 ф. приборе учета;
- прозрачная клеммная крышка в 3 ф. приборе учета;
- счетчики фиксируют и сигнализируют о нештатных ситуациях;
- наличие электронной пломбы на вскрытие клеммной крышки и корпуса 3 фазного ПУ;
- самоорганизующаяся система.

Недостатки:

- отсутствие электронной пломбы в 1 фазном ПУ;
- 1 канал связи RF (на дату реализации проекта).

К конструктивным особенностям 1 фазного прибора учёта СЕ208, можно отнести (рисунок 24):

Плюсы:

1. Встроенное реле управления нагрузкой
2. 2 измерительных элемента
3. Счётчик неразборный, залит компаундом

Минусы:

4. 1 канал связи RF
5. 5 электролитических конденсаторов

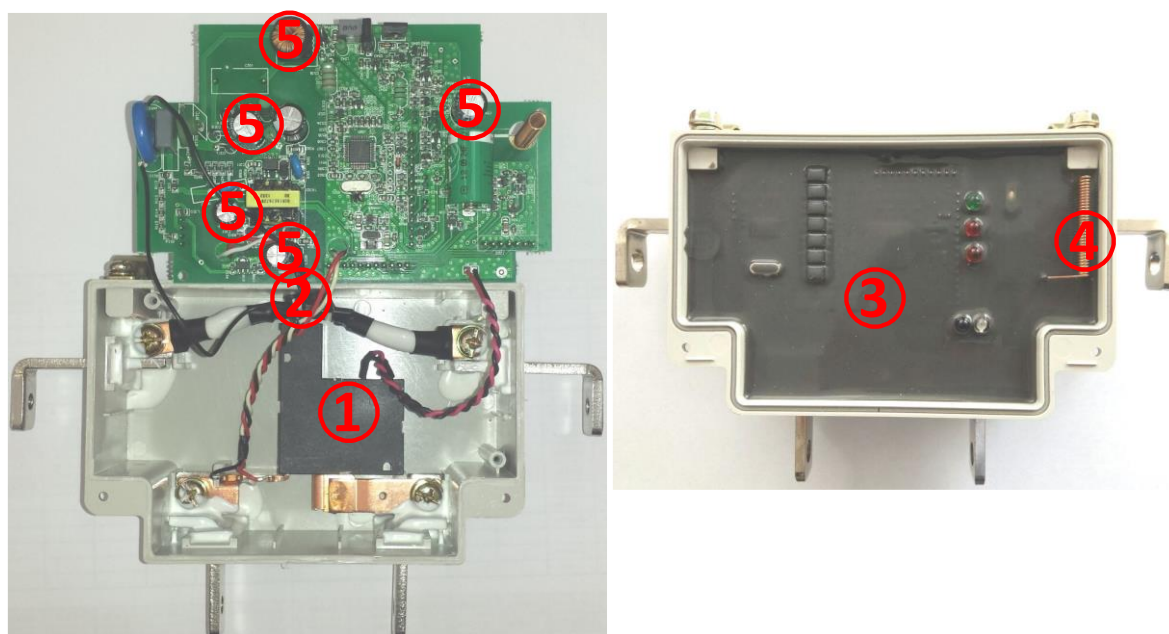


Рисунок 24 – конструктивные особенности 1 фазного СЕ208

5.7.3 Оборудование АСКУЭ «Системы и технологии»

Однофазный и трёхфазный счётчики «Системы и технологии» изображены на рисунках 25 и 26.



Рисунок 25 - однофазный счётчик КВАНТ ST1000-7



Рисунок 26 - трёхфазный счётчик КВАНТ ST2000-10

Достоинства:

- 2 канала связи (PLC, RF);
- электронные пломбы на вскрытие клеммной крышки и корпуса;
- измерение тока по модулю;
- функция отключения потребителя при воздействии магнитного поля;
- самоорганизующаяся система.
- возможность работы с ПУ различных производителей

- функции телемеханики

Недостатки:

- отсутствие модификации 3 ф. прибора в герметичном Split – исполнении.

К конструктивным особенностям 1 фазного прибора учёта КВАНТ ST1000-7, можно отнести (рисунок 27):

Плюсы:

1. 2 канала связи
2. Электронные пломбы клеммной крышки и корпуса
3. Встроенное реле управления нагрузкой
4. 2 Измерительных элемента

Минусы:

5. 12 электролитических конденсаторов
6. 2 блока питания, как следствие повышенное собственное потребление

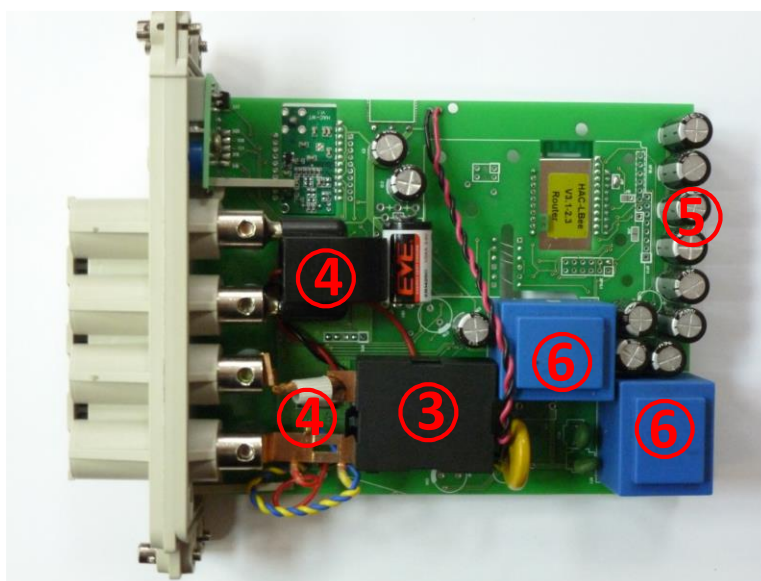


Рисунок 27 – конструктивные особенности 1 фазного КВАНТ ST1000-7

5.7.4 Оборудование АСКУЭ «МИР»

Однофазный и трёхфазный счётчики «Системы и технологии» изображены на рисунках 28 и 29.



Рисунок 28 - однофазный счётчик МИР С-05



Рисунок 29 - трёхфазный счётчик МИР С-04

Достоинства:

- 2 канала связи;
- электронные пломбы на вскрытие клеммной крышки и корпуса;

- измерение тока по модулю;
- функция отключения потребителя при воздействии магнитного поля;
- самоорганизующаяся система.

Недостатки:

- НЕТ.

К конструктивным особенностям 1 фазного прибора учёта МИР С-05, можно отнести (рисунок 30):

Плюсы:

1. Прозрачная клеммная крышка для визуального контроля подключения счетчика
2. Два измерительных элемента (шунт в фазе – отсутствие влияния магнита на точность учета)
3. Отсек для установки доп. батарейки в случае разряда основной
4. Два канала связи – PLC, Zbee с поддержкой MESH-сети
5. Встроенный датчик магнитного поля
6. Электронные пломбы на вскрытие клеммной крышки и корпуса счетчика
7. Измерение тока по модулю
8. Встроенное реле управления нагрузкой
9. минимум электролитических конденсаторов

Минусы – НЕТ.



Рисунок 30 – конструктивные особенности 1 фазного МИР С-05

Вывод: Проведя анализ 4 приборов учёта различных организаций сделали следующий вывод о том, что оборудование АСКУЭ «МИР» не имеет зафиксированных недостатков и рекомендуется к применению.

5.8. Важность мероприятий по установке приборов технических учётов на РП и ТП

Проекты по снижению потерь по фидерам 6 (10) кВ имеющие средние потери 15-25% не позволяет эффективно реализовывать на них мероприятия по снижению потерь ввиду больших сроков окупаемости ввиду низкой инвестиционной привлекательности.

При среднем количестве точек учета на фидере 6(10) кВ около 1000 шт., стоимость среднего проекта по созданию интеллектуальной системы учета (при стоимости одной точки учета около 30 тыс. руб.) на 3-х фидерах 6(10) кВ будет составлять около **90 млн. руб.** и иметь срок окупаемости **более 10 лет.**

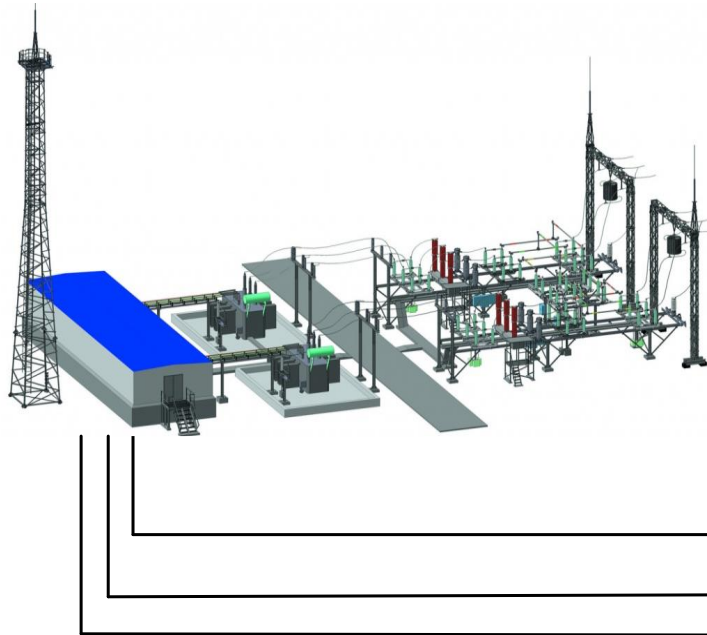
Ввиду отсутствия технического учета на РП и ТП 6(10)/0,4 кВ, очаги наибольших потерь невозможно определить (рисунок 31).

Поэтому необходима установка автоматизированного технического учета на всех энергообъектах РП и ТП 6(10)/0,4 кВ для создания возможности мониторинга и определения очагов наибольших потерь. Стоимость установки автоматизированного технического учета на одной ТП 6(10) кВ составляет около 55 тыс. руб., общая стоимость проекта (в среднем для 3-х фидеров с общим количеством ТП – 60 шт.) составляет около **3,3 млн. руб.**

После анализа потерь по ТП (рисунок 32), возможно формирование высокоэффективного проекта по снижению потерь электроэнергии стоимостью около 22,5 млн. руб. со сроком окупаемости 2-3 года

ВЫВОД: Суммарные затраты составят около 26 млн. руб. (с учетом ранее понесенных затрат на создание технического учета), что в 4 раза меньше затрат, понесенных в случае пофидерного варианта реализации проектов.

Подстанция (ПС) 35/6(10)
кВ



Отходящие линии электропередач (фидера) 6(10) кВ от ПС (оснащены тех.
учетом э/э)

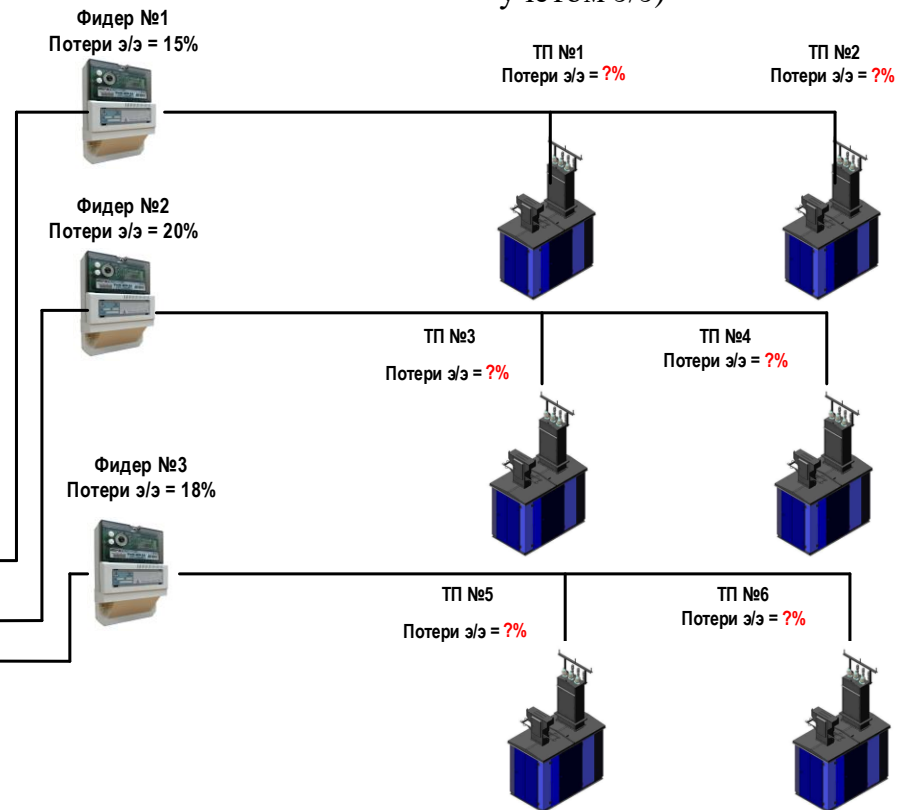
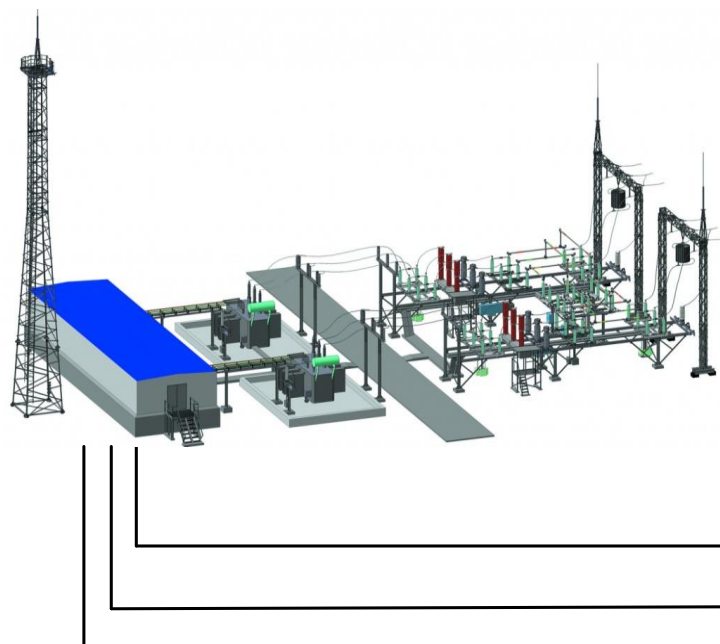


Рисунок 31-ТП до оснащения техническими учётам

Подстанция (ПС) 35/6(10)
кВ



Отходящие линии электропередач (фидера) 6(10) кВ от ПС (оснащены тех. учетом э/э)

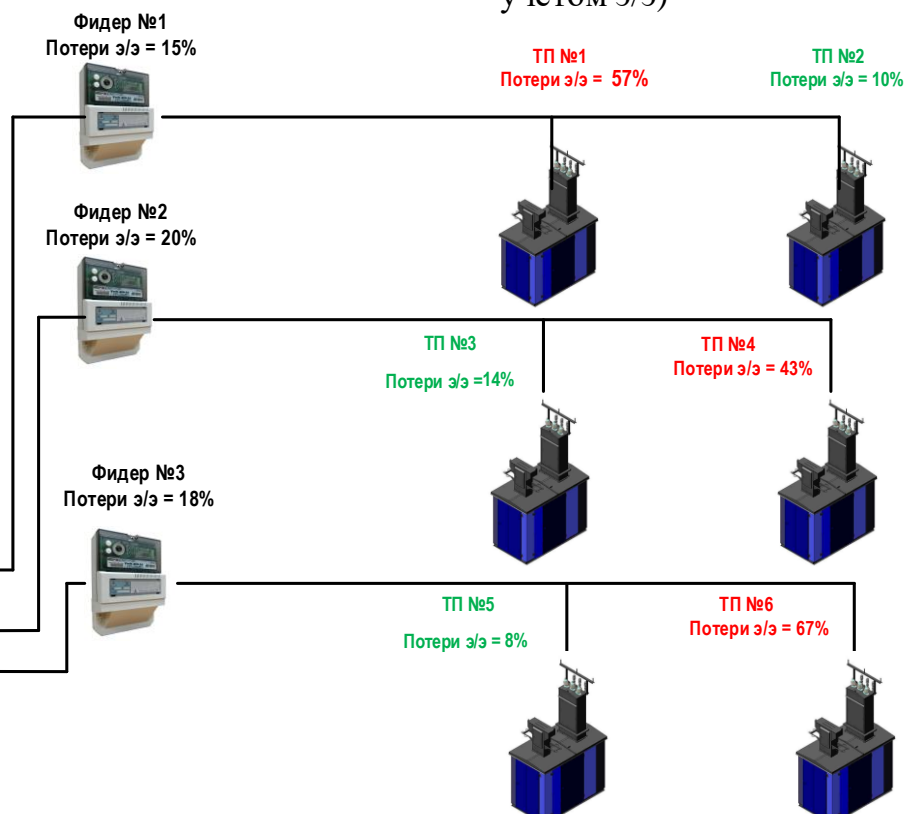


Рисунок 32-ТП после оснащения техническими учётами

Выводы по главе:

Обобщая вышесказанное, можно сказать, что модернизация и автоматизация приборов учёта необходима и обязана быть, ведь помимо очевидных плюсов АИИС КУЭ, позволяет существенно снизить составляющую коммерческих потерь, обнаружить потребителя, который систематически не доплачивает за потребленную электроэнергию. А также вести анализ и расчет баланса отпуска в сеть, полезного отпуска и потерь электроэнергии на расчетный день и час.

Так же, имея технические и коммерческие приборы учёта, мы можем составить баланс электроэнергии на каждом участке и проанализировать рост потерь, что позволит нам с точностью до ТП и даже фидера от ТП, определить проблемных потребителей и предпринять определённые мероприятия.

6. ПРИМЕНЕНИЕ РЕКЛОУЗЕРОВ В СЕТЯХ 10 КВ ГОРОДА СВОБОДНЫЙ

6.1. Описание и принцип действия реклоузера

Реклоузер РВА/TEL (REC15 (27)) — интеллектуальный коммутационный аппарат, объединяющий в одном устройстве силовой вакуумный выключатель наружного применения с интегрированной системой измерения токов и напряжений, и микропроцессорный шкаф управления с продвинутыми функциями защит и автоматики, специально адаптированными под нужды воздушных распределительных сетей. Реклоузер является наиболее эффективным способом повышения надежности электроснабжения потребителей в воздушных распределительных сетях 6–20 кВ.

Целевым применением реклоузеров является реализация алгоритмов распределенной автоматизации аварийных режимов работы распределительных сетей (одна из базовых технологий Smart Grid) с целью наиболее эффективного и экономичного способа повышения показателей надёжности электроснабжения потребителей (SAIFI и SAIDI) в воздушных сетях. Реклоузеры РВА/TEL являются наиболее эффективным решением для расширения существующих ОРУ 10 кВ, а также для организации пунктов местного резервирования на подстанциях и в распределительных пунктах. В сочетании с комплектом коммерческого учета РВА/TEL позволяет оптимальным образом разграничивать балансовую принадлежность, подключать новых абонентов к сети, обеспечивать учет электрической энергии, предупреждать хищение электроэнергии и тем самым сокращать потери.

Назначение и область применения

Реклоузер предназначен для автоматизации электрических распределительных сетей (РС) переменного тока частотой 50 Гц,

напряжением 6 и 10 кВ с изолированной или заземленной нейтралью. Он используется, для:

- автоматического секционирования;
- автоматического отключения и выделения поврежденного участка РС с сохранением напряжения на неповрежденных участках;
- устранения кратковременных аварий за счет применения противоаварийной автоматики;
- местного и сетевого автоматического резервирования;
- плавки гололеда;
- организации технического и коммерческого учета электроэнергии;
- автоматического сбора, хранения и передачи информации о режимах работы сети и оборудования.

Реклоузер обеспечивает следующие виды защит и автоматики:

- направленная и ненаправленная защита от межфазных замыканий и замыканий на землю,
- направленная и ненаправленная чувствительная защита от замыканий на землю,
- автоматическое повторное включение,
- измерение текущих параметров,
- журнал регистрации событий, журнал регистрации запросов,
- терминал дистанционного управления.

Конструкция коммутационного модуля, изображенного на рисунке 33, состоит из:

1. OSM15_A1_1 состоит из вакуумного выключателя, размещенного в корпусе из коррозионно-стойкого алюминиевого сплава, в высоковольтные вводы которого встроены датчики тока и напряжения. Благодаря

минимальным массогабаритным показателям OSM15_A1_1 по-прежнему является уникальным в мире.

2. Комбинированный датчик тока и напряжения состоит из встроенных в коммутационный модуль трех датчиков тока (пояса Роговского), шести датчиков напряжения (емкостные делители напряжения) и датчика тока нулевой последовательности.

3. Уникальная по своим габаритам вакуумная дугогасительная камера собственной разработки и производства «Тавриды Электрик»

4. Электромагнитный привод с магнитной защелкой и общим синхронизирующим валом

5. Кольцо ручного отключения коммутационного модуля расположено в нижней части OSM15_A1_1.

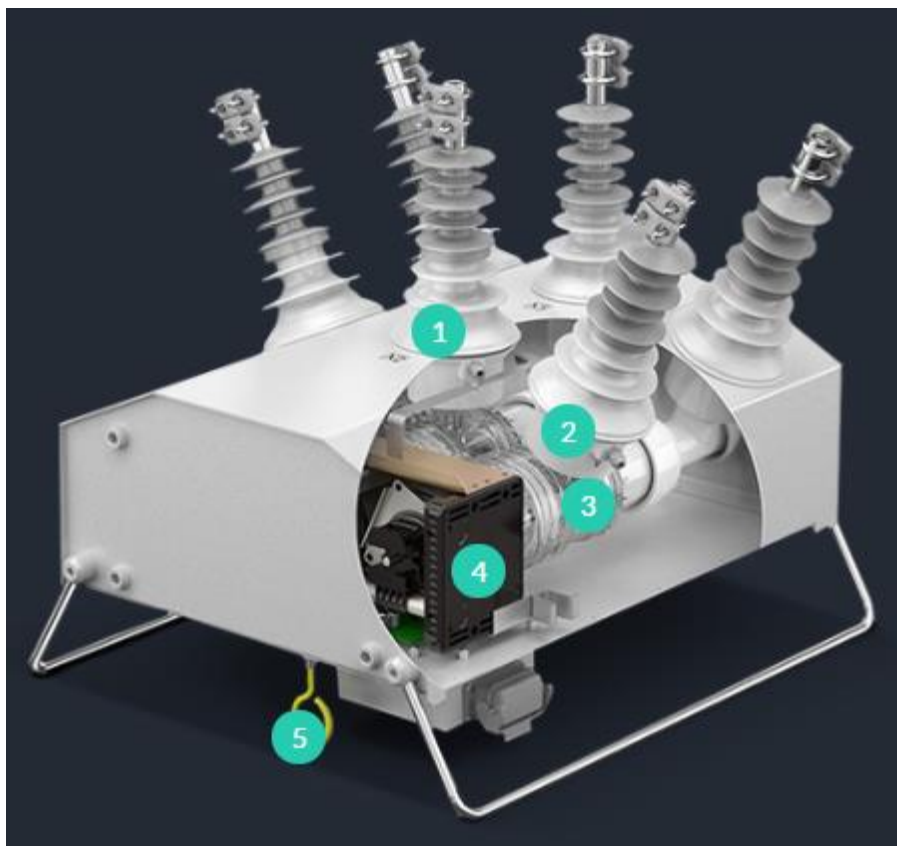


Рисунок 33 – коммутационный модуль

Шкаф управления RC_05

Конструкция шкафа управления, изображенного на рисунке 34, состоит из:

1. Коммуникационные интерфейсы для подключения внешних передающих устройств для интеграции в SCADA. Разъем RS-232 предназначен для подключения внешних устройств связи (модемов, роутеров, преобразователей интерфейсов).

2. Герметизированная свинцово-кислотная аккумуляторная батарея емкостью 26 А·ч предназначена для поддержания работоспособности микропроцессорного модуля управления во время пропадания оперативного питания.

3. Микропроцессорный модуль управления, защит и автоматики со встроенной системой бесперебойного питания. Предназначен для приема и передачи информации от внешних устройств по проводному и беспроводному каналам, управления коммутационным модулем в нормальном и аварийном режимах работы, выполнения функций релейной защиты и автоматики.

4. Вандалозащищенный корпус из коррозионно-стойкого металла

5. Автоматические выключатели оперативного питания

Распределённая автоматизация сетей

Реклоузер РВА/TEL (исполнение L5) предназначен для реализации алгоритмов распределенной автоматизации режимов работы распределительных сетей как базовой подсистемы Smart Grid.

Основная идея Smart Grid: если нет возможности опережающими темпами модернизировать сеть, то ее нужно сделать умнее, повысить КПД ее использования. Интеллектуальная сеть — это существующая энергосистема, которая за счет внедрения инновационных технологий позволяет обеспечивать выполнение целевых показателей деятельности (надежность и качество энергоснабжения, потери электрической энергии)

наиболее эффективным образом, не проводя глобальной реновации основных фондов.

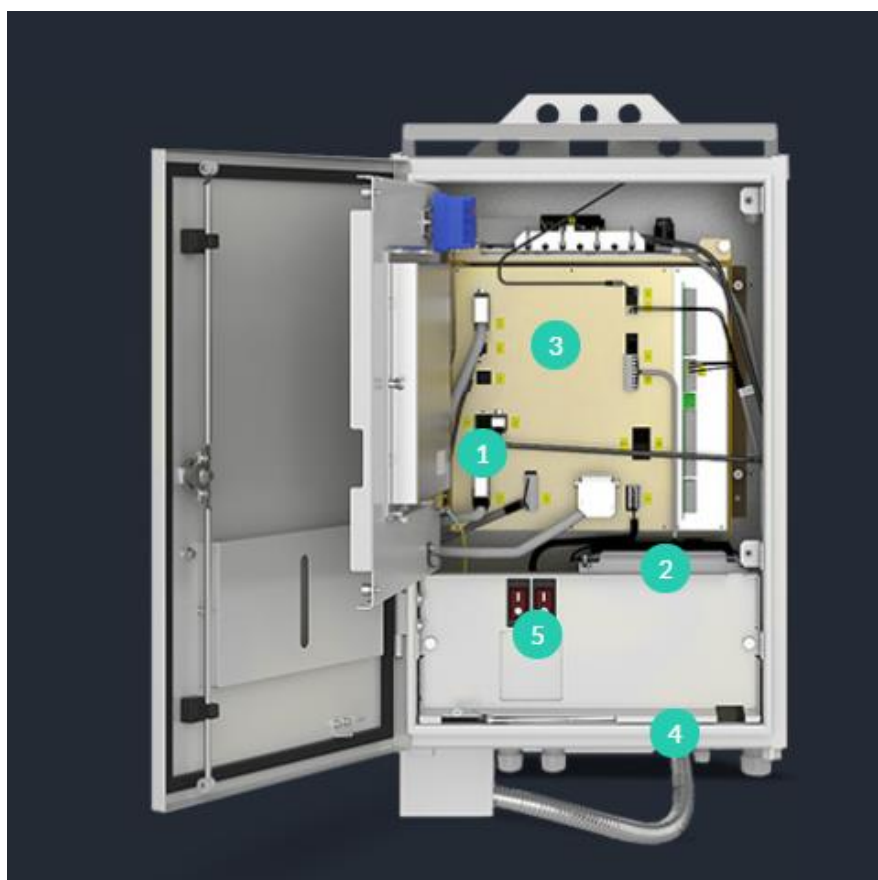


Рисунок 34 – коммутационный модуль

Распределенная (или децентрализованная) автоматизация аварийных режимов работы сетей основана на принципах автоматического секционирования и резервирования воздушных линий электропередачи. Каждый отдельный секционирующий аппарат является интеллектуальным устройством, которое анализирует режимы работы электрической сети и автоматически производит ее реконфигурацию в аварийных режимах, т.е. локализацию места повреждения и восстановление электроснабжения потребителей на неповрежденных участках сети.

Эффект достигается за счет сокращения количества отключений потребителей при неустойчивых повреждениях, автоматизации процесса

локализации поврежденного участка, применения полностью необслуживаемого оборудования.

Преимущества:

- Радикальное повышение надежности электроснабжения (SAIFI и SAIDI сокращаются до 70%).
- Минимальные затраты по критерию относительной эффективности вложений в повышение надежности электроснабжения.
- Возможность установки непосредственно на существующие опоры ВЛ 6–20 кВ без реконструкции линии.
- Время установки и подключения в линию — не более 5 часов силами одной оперативной бригады.
- На объекте не требуется наладка благодаря технологии Plug and Play.
- Блок дистанционного управления — в комплекте поставки.

Пункты секционирования (учёта) потреблений

Реклоузер РВА/TEL (исполнение R5) предназначен для применения в следующих случаях:

- **Подключение новых потребителей**

Наиболее распространенным способом подключения потребителей и субабонентов к сети является строительство воздушной (воздушно-кабельной) отпайки от магистрали ВЛ 6–20 кВ. При этом возникает задача — обеспечить надежное электроснабжение магистрали, а также организовать коммерческий учет на границе балансовой принадлежности.

- **Разграничение балансовой принадлежности**

Нередко граница балансовой принадлежности формально проходит по стороне 10 кВ, а фактически организована по стороне низкого напряжения. В этом случае сетевые компании могут сталкиваться с несанкционированным потреблением электрической энергии. С целью

минимизации коммерческих потерь целесообразно перенести точку учета непосредственно на линию 6–20 кВ.

- **Расширение ОРУ и РП 6–20 кВ**

Средний срок службы оборудования центров питания в распределительных сетях составляет около 40 лет. В отдельных случаях возникает необходимость организации нового присоединения. Чтобы не проводить комплексную реконструкцию ОРУ или РП 10 кВ, целесообразно организовать новое присоединение через интеллектуальный реклоузер.

Преимущества:

- Минимальные затраты и время на организацию технологического присоединения.
- Предупреждение хищений электрической энергии.
- Надежная защита магистрального участка сети.
- Время установки и подключения в линию — не более 5 часов силами одной оперативной бригады.
- Возможность установки непосредственно на существующие опоры ВЛ 6–20 кВ без реконструкции линии.
- На объекте не требуется наладка благодаря технологии Plug and Play.
- Блок дистанционного управления — в комплекте поставки.

Примеры применения реклоузеров

Применение реклоузеров как коммутационных аппаратов с функциями релейной защиты и автоматики на проходных трансформаторных подстанциях (ТПП).

В сельских сетях Восточной Европы традиционно на одном фидере ПС находилось несколько проходных трансформаторных ПС (ТПП), расстояние между которыми составляло 30 – 50 км. В качестве коммутационных

аппаратов на этих ТПП использовались либо разъединители, либо выключатели нагрузки. Если возникало КЗ, то отключение производил выключатель на питающей подстанции, тем самым обесточивались несколько ТПП. Такая ситуация имела место на ПС “Сводже 1” в Сербии. Проблема заказчика усложнялась тем, что линия, по которой стоит эта ТПП проходит в труднодоступной лесистой и горной местности, осуществляя питание нескольких деревень. Для выделения аварийного участка ремонтная бригада должна была выезжать на ТПП “Сводже 1”, по радиации согласовывать свои действия с диспетчером, и отключать разъединитель, секционирующий линию. В результате выделение аварийного участка занимало время от 1 до 5 часов.

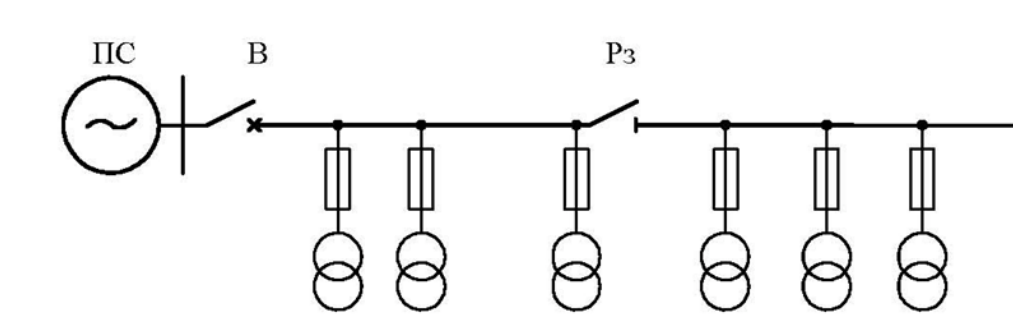


Рисунок 35 – схема протяженного фидера от ПС с отходящими ТП, где ПС – подстанция, В - выключатель отходящей линии на 10 кВ, Рз – разъединитель на ТПП.

Установка реклоузера TAVRIDA ELECTRIC позволила:

- 1) устранять 80% неустойчивых КЗ в первом цикле АПВ.
- 2) В течение нескольких секунд локализовать поврежденный участок, путем разделения линии на два участка. Таким образом, 50% потребителей сохраняли энергоснабжение.
- 3) Сообщать на диспетчерский пункт о срабатывании релейной защиты реклоузера, что позволило сократить время поиска повреждения на линии в 3 раза.

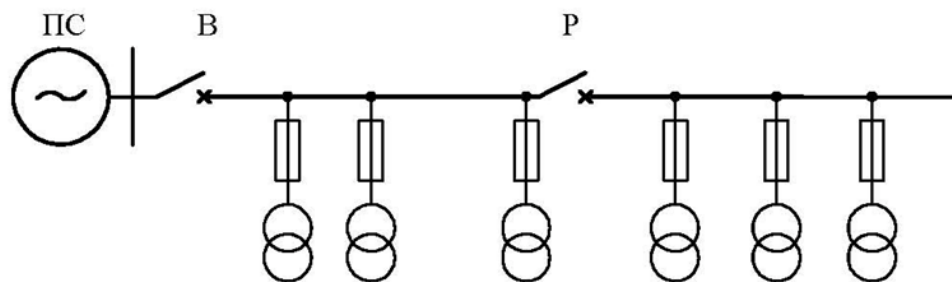


Рисунок 36 – схема протяженного фидера от ПС с отходящими ТП, где ПС – подстанция, В - выключатель отходящей линии на 10 кВ, Р – реклоузер.

Как выбираются реклоузеры:

Реклоузеры имеют свои технические характеристики, как и любое другое оборудование:

Таблица 27 – Технические характеристики реклоузера

Параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток, А	630
Номинальный ток отключения, кА	12,5
Ток электродинамической стойкости, кА	32
Ток термической стойкости, Зс, кА	12,5
Испытательное напряжение в сухом состоянии, 50 Гц, 1 мин., кВ	42
Испытательное напряжение во влажном состоянии (при росе и под дождем), 50 Гц, 1 мин., кВ	28
Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	75
Уровень частичных разрядов, пКл, не менее (при 13,2 кВ)	10
Механический ресурс циклов «ВО», не менее	30000
Ресурс по коммутационной стойкости, не менее:	
- при номинальном токе, циклов «ВО»	30000

-при номинальном токе отключения, циклов «ВО»	100
Собственное время включения, мс, не более	60
Собственное время отключения, мс, не более	30
Полное время отключения, мс, не более	40
Коммутационный цикл	О-0,1с-ВО- 1с-ВО-1с- ВО-80с-В
Полное время отключения, мс, не более	40
Коммутационный цикл	О-0,1с-ВО- 1с-ВО-1с- ВО-80с-В
Номинальное напряжение оперативного питания от внешних источников переменного тока, В	~220, ~127 или ~100
Диапазон напряжения оперативного питания, % от номинального напряжения	±20%
Электрическое сопротивление главной цепи, мкОм, не более	85
Степень защиты корпуса	IP 65
Масса коммутационного модуля, кг	62,5
Масса шкафа управления, кг	35
Срок службы, лет	25

Поэтому перед установкой реклоузера, необходимо знать токи КЗ на устанавливаемой линии. Так как в комплекте с реклоузером идёт микропроцессорная релейная защита, где так же отстраиваются желаемые и необходимые уставки релейной защиты.

6.2 Анализ сети города Свободный с обозначением проблемных фидеров

Перед выбором мест установки оборудования был проведён анализ сети 10 кВ города Свободного для нахождения наиболее уязвимых мест.

Как видно из рисунка 37 схема сети города Свободный сложная и петлевая.

Во время прохождения преддипломной практики в филиале АО «ДРСК» «Амурские ЭС» была собрана и проанализирована следующая информация. Самыми слабыми участками в данной сети являются:

- ВЛ-10 Ф15-10 ПС Базовая
- ВЛ-10 Ф6-10 ПС Пера
- ВЛ-10 Ф3-10 ПС Южная

Если посмотреть на карту города Свободный и обозначить на ней ПС: Базовая, Пёра и Южная и отходящие от шин 10 кВ фидера 15, 6 и 3, то получим следующую картину, изображённую на рисунке 38.

Как видно и схемы сети данные фидера очень протяженные, проходят через большую часть города и питают потребителей различных категорий электроснабжения.

По полученной информации, данные протяженные фидера, отключались:

В 2017 году:

- ВЛ-10 Ф15-10 ПС Базовая – 6 раз.
- ВЛ-10 Ф3-10 ПС Южная – 1 раз.
- ВЛ-10 Ф6-10 ПС Пера – 4 раза.

В 2018 году:

- ВЛ-10 Ф15-10 ПС Базовая – 7 раз.
- ВЛ-10 Ф3-10 ПС Южная – 3 раз.
- ВЛ-10 Ф6-10 ПС Пера – 6 раза.

Обобщая вышесказанное, данные фидера обозначаются как проблемные и выбираются для установки оборудования.

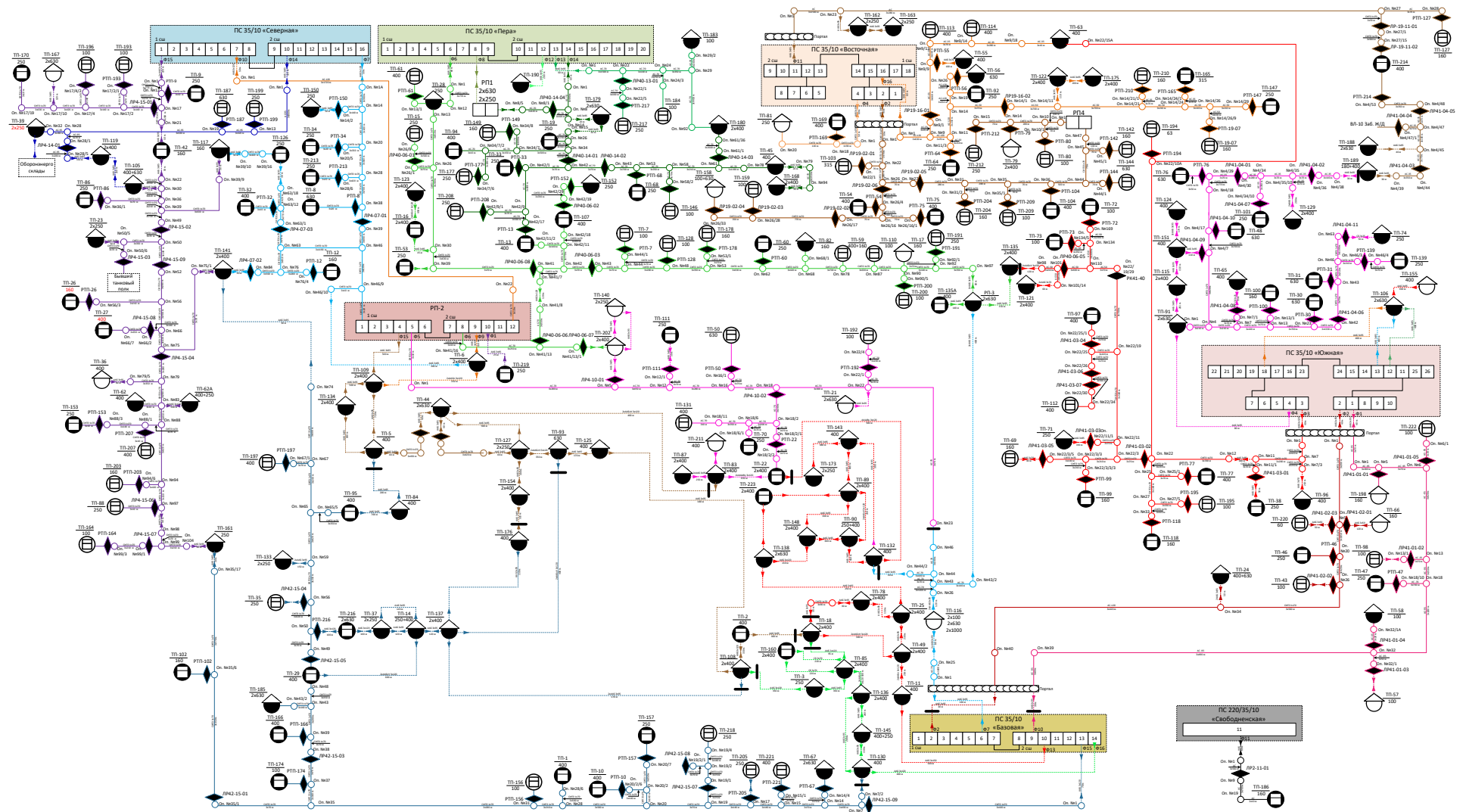


Рисунок 37 – схема сети 10 кВ города Свободный

6.3. Анализ потребителей на проблемных фидерах

Для полноценного понимания сложившейся проблемной ситуации необходимо провести анализ потребителей, питаемых от данных фидеров, чтобы выяснить категории потребителей, их количество и месячное потребление.

Потребителей можно разложить на физических и юридических лиц, и согласно полученной информации на данных фидерах находится:

- **ВЛ-10 Ф15-10 ПС Базовая:**

На данном фидере находится 23 ТП.

От которых питается население – физические лица всего на 390 000 кВт*ч ежемесячно. Юридических лиц на данном фидере всего на 318 000 кВт*ч.

- **ВЛ-10 Ф6-10 ПС Пёра:**

На данном фидере находится 14 ТП.

От которых питается население – физические лица всего на 278 000 кВт*ч ежемесячно. Юридических лиц на данном фидере всего на 324 000 кВт*ч.

- **ВЛ-10 Ф3-10 ПС Южная:**

На данном фидере находится 7 ТП.

От которых питается население – физические лица всего на 98 000 кВт*ч ежемесячно. Юридических лиц на данном фидере всего на 84 000 кВт*ч

Итого полезного отпуска ежемесячно собирается около 1 492 000 кВт*ч.

Категории данных потребителей варьируется от I до III.

6.4 Выбор мест установки оборудования

Для выбора мест установки реклоузеров, были проанализированы данные проблемные фидера, для нахождения участков, которые являлись источником проблем.

1). Для ВЛ-10 Ф15-10 ПС Базовая (рисунок 39) самым проблемным участком является отпайка после ЛР 42-15-03. Отключения производились из-за КЗ на данном участке, после чего «погасала» вся линия.

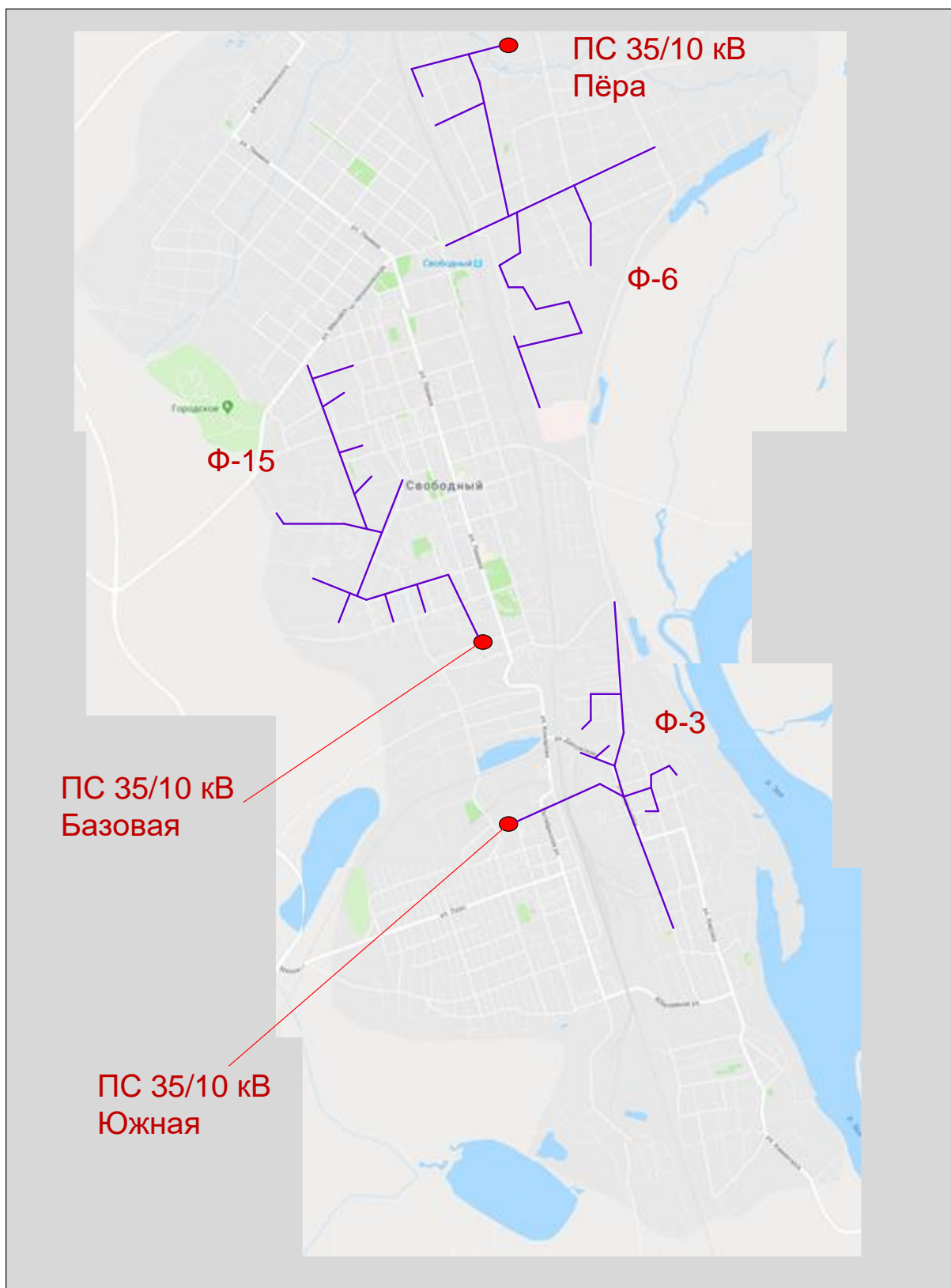


Рисунок 38 – карта города Свободный с ПС и отходящими проблемными фидерами.

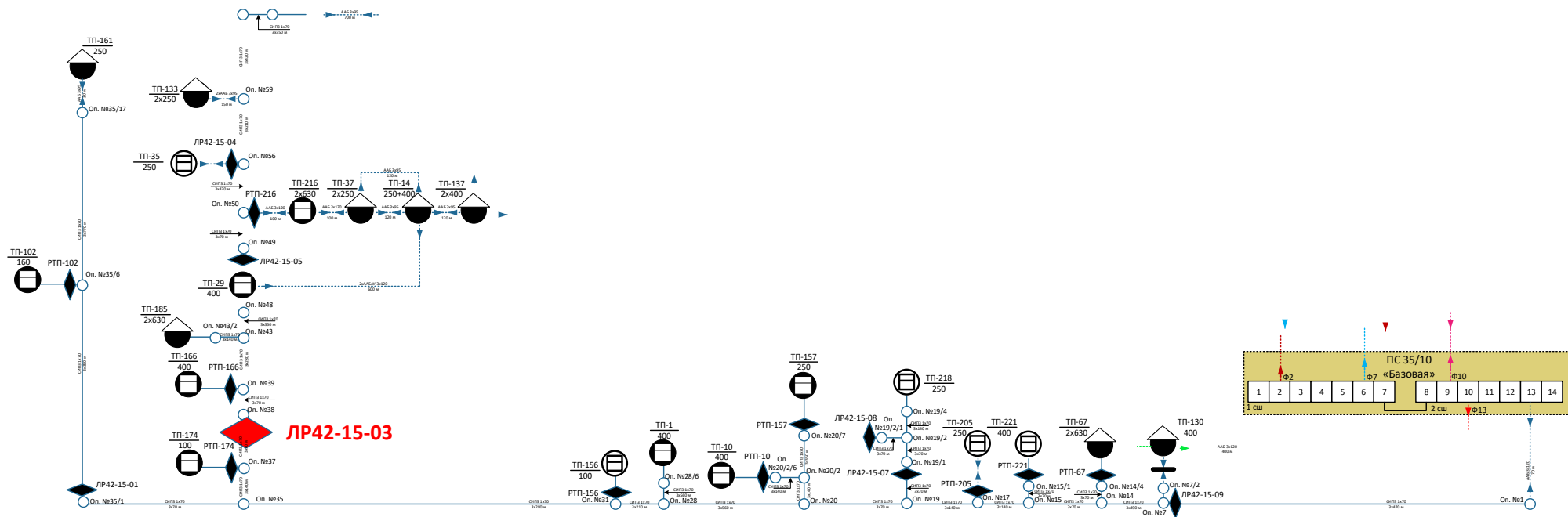


Рисунок 39 - ВЛ-10 Ф15-10 ПС Базовая

После установки реклоузера на данном линейном разъединителе, после возникновения КЗ на данном участке, реклоузер отключит данный участок, оставив питание остальным потребителям на данном фидере. Так же сигнал о срабатывании реклоузера попадёт к диспетчеру сетевой организации, а время для нахождения причины КЗ сократится, из-за выделенного участка с замыканием.

2). Для ВЛ-10 Ф6-10 ПС Пера (рисунок 40) самым проблемным местом является участок после ЛР 40-06-03. Отключения производились из-за КЗ на данном участке, после чего «погасала» вся линия.

После установки реклоузера на данном линейном разъединителе, после возникновения КЗ на данном участке, реклоузер отключит данный участок, оставив питание остальным потребителям на данном фидере. Так же сигнал о срабатывании реклоузера попадёт к диспетчеру сетевой организации, а время для нахождения причины КЗ сократится, из-за выделенного участка с замыканием.

3). Для ВЛ-10 Ф3-10 ПС Южная (рисунок 41) самым проблемным местом является участок после ЛР 41-03-02. Отключения производились из-за КЗ на данном участке, после чего «погасала» вся линия.

После установки реклоузера на данном линейном разъединителе, после возникновения КЗ на данном участке, реклоузер отключит данный участок, оставив питание остальным потребителям на данном фидере. Так же сигнал о срабатывании реклоузера попадёт к диспетчеру сетевой организации, а время для нахождения причины КЗ сократится, из-за выделенного участка с замыканием.

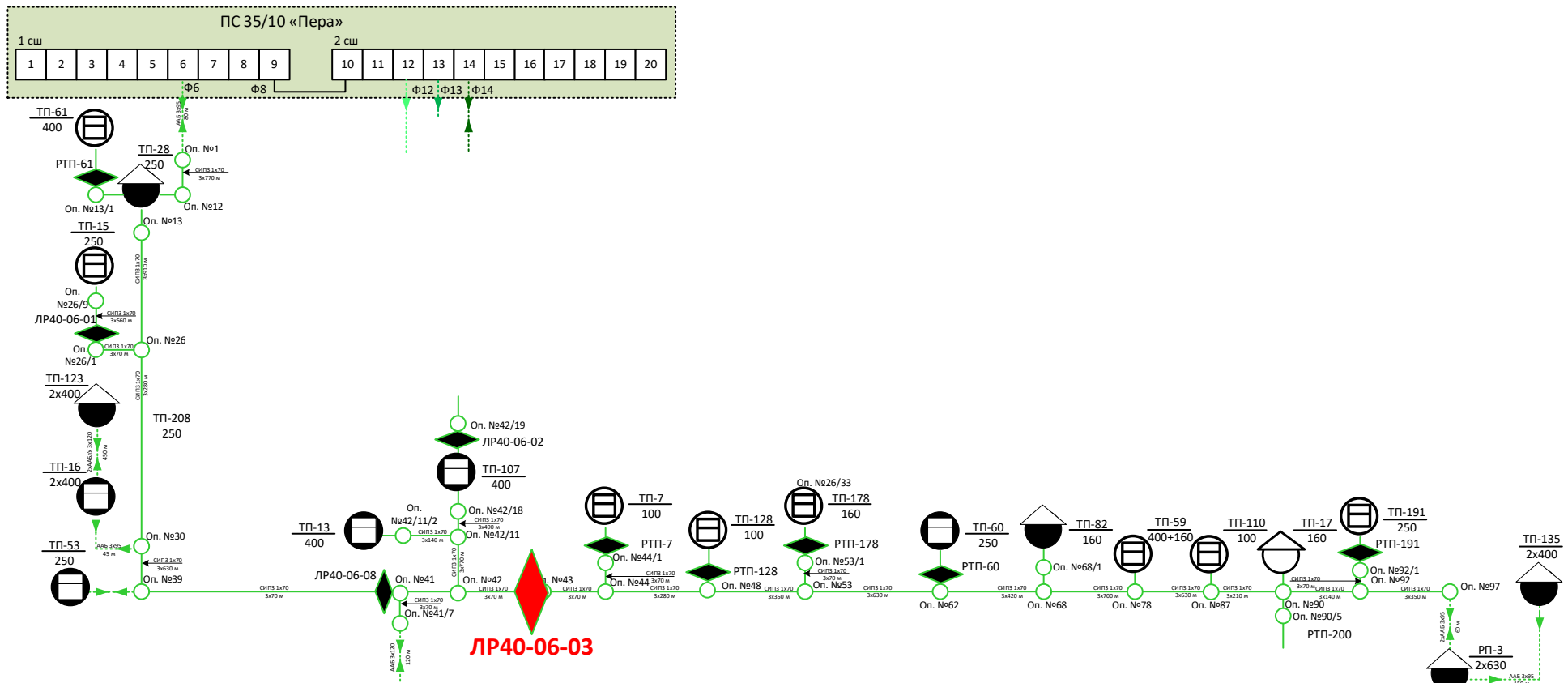


Рисунок 40 - ВЛ-10 Ф6-10 ПС Пера

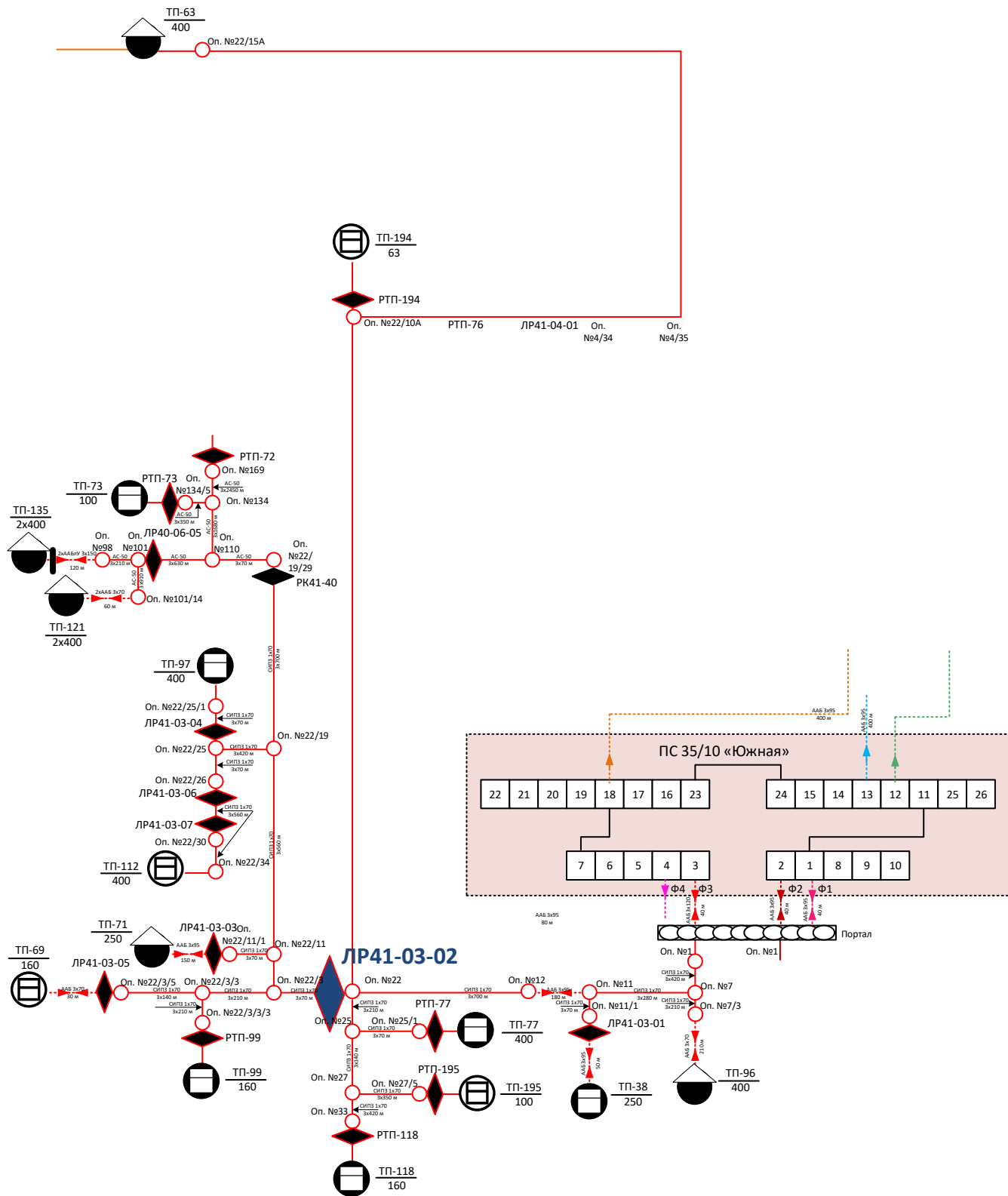


Рисунок 41 - ВЛ-10 Ф3-10 ПС Южная

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения магистерской диссертации был проведён структурный и режимный анализ участка существующей электрической сети г. Свободный.

Рассчитаны вероятностные характеристики электрических нагрузок, определяющиеся с целью проектирования надёжной и экономически выгодной электрической сети.

В дипломном проекте выполнены следующие основные задачи:

- дана характеристика электрических сетей
- дана оценка состояния электрической системы г. Свободного;
- расчет нагрузок коммунально-бытовых потребителей;
- выбраны мощность и тип ТП 10/0,4 кВ;
- выбран оптимальный вариант реконструкции электрической сети;
- произведен выбор и установка КЛ, которые обеспечивают высокую надёжность электроснабжения и безопасность обслуживающего персонала и населения;
- произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования
- в специальной части рассмотрены проблемы учёта электроэнергии, рассмотрены конструктивные особенности приборов учёта и выбраны места установки реклоузеров для повышения надёжности сети 10 кВ г. Свободный

Таким образом разработан вариант реконструкции электрической сети обеспечивающий эффективное и надёжное электроснабжения потребителей города Свободный.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012– 376 с.
- 2 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153–34.20.118-2003 Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281.
- 3 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2017-2021 годов от 25.08.2017.
- 4 Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 98 с.
- 5 Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоритические основы: учебное пособие / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2003. – 256 с. – (Серия «Учебники НГТУ»).
6. Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html> - 1.12.2017
- 7 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М. : Энергоатомиздат, 2004. – 648 с.
- 8 Воропай Н.И. SMART GRID: Мифы, реальность, перспективы// Энергетическая политика.-2010.-№ 2.-с.9-15.
- 9 Кобец Б.Б., Волкова И.Ю. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grit. -М.: ИАЦ Энергия, 2010.- 208 с.
- 10 Савина Н.В. Системный анализ потерь электроэнергии в электрических распределительных сетях/ Отв. ред. Н. И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2008. - 228 с.
- 11 «Стратегия развития электросетевого комплекса РФ», утвержденная Постановлением правительства РФ от 03.04.2013 г. № 511-р.

12 Непомнящий, В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей / В.А. Непомнящий. - М.: Издательский дом МЭИ, 2010. - 188 с.

13 Иванов, В.С. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий / В.С. Иванов, В.И. Соколов. - М.: Энергоатомиздат, 1987. - 336 с.

14 Воротницкий В. Э. Снижение потерь электроэнергии - важнейший путь энергосбережения в электрических сетях / В. Э. Воротницкий // Энергосбережение. - 2014. - № 3. - С. 61-64. - (Приоритет).

15 Приказ Министерство Энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. n 380 о порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии.

16 Тубинис, В.В. Управление электропотреблением за рубежом / В.В.Тубинис // Энергонадзор и энергобезопасность. - 2006. - № 3 С. 22-25.

17 Гуртовцев, А.Л. «Комплексная автоматизация энергоучета на промышленных предприятиях и хозяйственных объектах» / А.Л. Гуртовцев // Журнал «СТА». - 1999. - № 3 - С.44-45.

18 Ибрагимова, Л.Р. Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности как инструмент Стратегии устойчивого развития города. / Л.Р. Ибрагимова, А.М. Идиатуллина // Вестник Казан. технол. ун-та. - 2011. - № 2 - С. 198213.

19 Ибрашева, Л. Р. Энергосберегающие технологии в жилищно-коммунальном хозяйстве России. / Л.Р. Ибрашева. // Вестник Казан. технол. ун-та. - 2012. -№ 2 - С. 224-230.

20 Асанбаев, Ю. А. Информационный обмен с РЗА и ПА - основа интегрированной АСУ ТП подстанции [Текст] / Ю. А. Асанбаев, Т. Г. Горелик и др. // Релейщик. 2008. - №1. - С. 32.

21 ГОСТ Р МЭК 61850-3-2005. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 3. Основные требования [Текст]. - М.: Стандартинформ, 2006. - 14 с.

22 Федеральный закон №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

23 Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии», утвержденные Постановлением Правительства РФ от 4мая 2012 г. № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии».

24 Электроэнергетика России 2030: Целевое видение / Под общ. ред. Б.Ф. Вайнзихера. – М.: Альпина Бизнес Бук, 2008.

25 European SmartGrids Technology Platform. Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future. – Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2006.

26 Дорофеев В.В., Макаров А.А. Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России // Энергоэксперт, 2009, № 4 (15).

27 Концепция энергетической стратегии России на период до 2030 года (проект). Прил. к журналу “Энергетическая политика”. – М.: ГУ ИЭС, 2007.

28 Ледин С.С., Игнатичев А.В. Развитие промышленных стандартов внутри- и межсистемного обмена данными интеллектуальных энергетических систем // Автоматизация и ИТ в энергетике, 2010, № 10

29 Блок В.М. Посибие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей ВУЗов: учеб. пособие / В.М. Блок, Г.К. Обушев и др.; под ред. В.М. Блок. – 2-е изд. – М.: «высшая школа», 1990. – 383 с.

30 Гловацкий В.Г. Современные средства релейной защиты и автоматики электросетей / В.Г. Гловацкий, И.В. Пономарев. – «Энергомашвин», 2004. –260 с.

31 ГОСТ Р 51317.4.30-2008. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2009. – 60 с.

32 ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2008. – 39 с.

33 ГОСТ Р 54149-2010. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2012. – 20 с.

34 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2006. – 47 с.

35 ГОСТ 12.2.024-87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.

36. Гук Ю.Б. Теория и расчет надежности систем электроснабжения/ Ю.Б. Гук, Н.А. Казак, А.В. Мясников; под ред. Р.Я. Федосенко. – М.: «Энергия», 1999. – 176с.

37 Дмитриев М.В. Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ. М.В. Дмитриев. – СПб.: 2007. – 57 с.

38 Кабышев А.В. Электроснабжение объектов. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках до 1000В: учебное пособие/ А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во томского политехнического университета, 2009. – 168с.

39 Карташев И.И. Управление качеством электроэнергии. И.И. Карташев, В.Н. Тульский, Р.Г. Шамонов и др.; под ред. Ю.В. Шарова. – М.: «МЭИ», 2006. – 320с.

40 Киреева Э.А., Орлов В.В, Старкова Л.Е. «Электроснабжение промышленных предприятий». Москва НТФ «энергетик », 2003.

41 Макаров Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110 1150 кВ. Т.2. Москва , 2003.- 398с.