

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

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 2022 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Интеллектуализация электрических сетей напряжением 6-110 кВ Бурейского РЭС АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» для повышения надежности и эффективности электроснабжения потребителей

Исполнитель
студент группы 042 - ом _____ И.Д. Попов
подпись, дата

Руководитель
профессор,
доктор техн. наук _____ Н.В. Савина
подпись, дата

Руководитель
Научного содержания
программы магистратуры _____ Н.В. Савина
подпись, дата

Нормоконтроль
доцент,
кандидат техн. наук _____ А.Н. Козлов
подпись, дата

Рецензент _____
подпись, дата

Благовещенск 2022

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

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 2022г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Попова Игоря Дмитриевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Интеллектуализация электрических сетей напряжением 6-110 кВ Бурейского РЭС АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» для повышения надежности и эффективности электроснабжения потребителей (утверждена приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе результаты зимнего максимального контрольного замера 2021 г., потери электроэнергии, аварийные отключения по Бурейскому РЭС Амурских электрических сетей АО «ДРСК», информация предоставлена с преддипломной практики.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов); структурный анализ электрических сетей 6-110 кВ, расчет токов короткого замыкания, выбор электротехнического оборудования, анализ надежности традиционных электрических сетей, и электрических сетей с интеллектуальными технологиями, выбор характеристики и технологии цифровой трансформации ПС 110 кВ Бурейск с децентрализованным РУ 6 кВ, стоимостная оценка результатов модернизации.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 2 листа графической части: однолинейная схема выбранного участка сети, анализ послеаварийного режима выбранного участка сети напряжением 35-110 кВ.

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна,
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

профессор, доктор технических наук

Задание принял к исполнению (дата): _____
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 143 с., 33 рисунка, 112 формул, 49 таблиц, 50 источников.

СХЕМА СЕТИ, ПОДСТАНЦИЯ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, НАГРУЗКА, НАДЕЖНОСТЬ, НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, РЕКЛОУЗЕР, РЕЖИМ, ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ.

Магистерская диссертации посвящена исследованию целесообразности перевода РЭС на интеллектуальную (цифровую) основу.

В магистерской диссертации рассмотрена и проанализирована актуальная концепция «Цифровой РЭС», и характеризующие ее интеллектуальные технологии, предложены мероприятия с применением таких технологий. Для электрических сетей 6-110 кВ Бурейского РЭС Амурских электрических сетей проведен структурный анализ, выполнен расчет токов короткого замыкания, и выбор оборудования. Далее был проведен анализ надежности – традиционных электрических сетей, и электрических сетей с интеллектуальными технологиями. Выбраны характеристики и технологии цифровой трансформации ПС 110 кВ Бурейск с применением ШПАС и ШПДС отечественного производства и децентрализованным РУ 6 кВ.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	8
1 Характеристика электрических сетей напряжением 6-110 кВ Бурейского РЭС и анализ схемно-режимной ситуации	11
1.1 Климатическая и экономическая характеристика района расположения электрических сетей	11
1.2 Анализ схемной ситуации	15
1.3 Анализ аварийности в электрических сетях	22
1.4 Анализ установившихся режимов электрических сетей и характеристика уровня потерь	26
1.5 Выявление проблемных мест и определение направлений магистерского исследования	49
2 Интеллектуализация распределительных электрических сетей как инструмент повышения их надежности и эффективности	51
2.1 Концепция интеллектуализации электрических сетей	51
2.2 Концепция «Цифровой РЭС»	54
2.2.1 Переход к цифровым подстанциям 35-110 кВ	54
2.2.2 Повышение гибкости электрических сетей с помощью реклоузеров	58
2.2.3 Переход к автокластерной электрической сети напряжением 6-10 кВ	61
2.3 Выбор направления реконструкции распределительных электрических сетей на основе опыта эксплуатации	62
3 Реконструкция электрических сетей напряжением 6-110 кВ Бурейского РЭС Амурских электрических сетей на интеллектуальной основе	64
3.1 Выбор объектов Бурейского РЭС для реконструкции на интеллектуальной основе	64
3.2 Расчет токов короткого замыкания	67

3.3	Выбор и проверка электрооборудования при переводе ПС 110 кВ Бурейск в цифровую	77
3.3.1	Выбор и проверка выключателей	79
3.3.2	Выбор и проверка разъединителей	83
3.3.3	Выбор и проверка трансформаторов тока	85
3.3.4	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	88
3.3.5	Проверка трансформаторов собственных нужд	91
3.3.6	Проверка силовых трансформаторов	93
3.3.7	Проверка ограничителей перенапряжения нелинейных	94
3.3.8	Проверка гибкой ошиновки 35-110 кВ	97
3.3.9	Выбор оборудования на напряжение 6 кВ	98
3.4	Выбор реклоузеров для повышения гибкости электрических сетей напряжением 6 кВ	98
3.5	Выбор характеристик и технологий цифровой трансформации ПС 110 кВ Бурейск	103
3.5.1	Организация устройств релейной защиты и автоматики	107
4	Оценка ожидаемой выгоды от перевода электрических сетей напряжением 6-110 кВ в интеллектуальные электрические сети	110
4.1	Ожидаемые эффекты	110
4.2	Анализ показателей надежности цифровой и обычной подстанции ПС 110 кВ Бурейск	111
4.3	Анализ показателей надежности электрической сети напряжением 6 кВ при установке реклоузеров	123
4.4	Выгоды субъектов экономической деятельности	129
4.5	Расчет экономических показателей вариантов	130
	Заключение	136
	Библиографический список	138

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АПВ	– автоматическое повторное включение
АИISKУЭ	– автоматизированная информационно-измерительная система контроля и учета электроэнергии
АСУ ТП	– автоматизированная система управления технологическими процессами
ВН	– высокое напряжения
ВЛ	– воздушная линия
ВЧБ	– высокочастотная блокировка
ДЗ	– дистанционная защита
ДРСК	– Дальневосточная распределительная сетевая компания
ЗРУ	– закрытое распределительное устройство
КЗ	– короткое замыкание
КРУ	– комплектное распределительное устройство
КРУН	– комплектное распределительное устройство наружное
ЛВС	– локальная вычислительная сеть
ЛР	– линейный разъединитель
ЛЭП	– линия электропередачи
МТО	– мгновенная токовая отсечка
МТЗ	– максимальная токовая защита
НН	– низкое напряжение
ОВБ	– оперативно-выездная бригада
ОПН	– ограничитель напряжения нелинейный
ОПУ	– общеподстанционный пункт управления
ОРУ	– открытое распределительное устройство
ПБВ	– устройство регулирования без возбуждения
ПС	– подстанция

ПВК	– программно-вычислительный комплекс
РЗА	– релейная защита и автоматика
РПВ	– ручное повторное включение
РПН	– устройство регулирования под нагрузкой
РЭС	– район электрических сетей
СН	– среднее напряжение
СОЕВ	– система обеспечения единого времени
ТЗНП	– токовая защита нулевой последовательности
ФКП	– функциональная координирующая подсистема
ЦПС	– цифровая подстанция
ЦТТ	– цифровой трансформатор тока
ЦТН	– цифровой трансформатор напряжения
ЦУС	– центр управления сетями
ЧДД	– чистый дисконтированный доход
ШПАС	– шкаф преобразования аналоговых сигналов
ШПДС	– шкаф преобразования дискретных сигналов

ВВЕДЕНИЕ

Быстрые темпы износа распределительного электросетевого комплекса требуют больших затрат на реновацию и развитие. При этом существующие условия капиталистической рыночной экономики не позволяют подходить стратегически, действовать планомерно и последовательно. Однако, несмотря на существующие трудности, необходимо искать пути и средства, позволяющие повышать надежность и эффективность электроснабжения потребителей, анализировать эффективность и целесообразность таких путей и средств, одними из которых являются интеллектуальные технологии.

Актуальность тематики магистерской диссертации обусловлена рядом причин, факторов и тенденций в электроэнергетике:

- большое количество аварийных отключений в распределительных электрических сетях напряжением 6-10 кВ, что является причиной существенных значений по недоотпуску электроэнергии;

- необходимость в повышении наблюдаемости первичного и вторичного оборудования с целью определения состояния оборудования и прогнозирования его остаточного ресурса без проведения существенных реконструкций, а также реализации технического обслуживания оборудования по состоянию;

- проблема интеллектуализации (цифровизации) в электроэнергетике, а именно переход к цифровой архитектуре электростанций и подстанций, работающих на основе протокола МЭК 61850.

Объект исследования – электрические сети напряжением 6-110 кВ Бурейского РЭС Амурских электрических сетей АО «ДРСК».

Предмет исследования – интеллектуальные технологии, обеспечивающие высокую надежность и эффективность функционирования распределительных электрических сетей.

Цель исследования – проанализировать актуальные концепции в области интеллектуализации (цифровизации) и характеризующие их технологии, предложить мероприятия с применением таких технологий, которые направлены на

повышение надежности и эффективности электроснабжения потребителей Бурейского РЭС Амурских электрических сетей.

Для реализации цели были решены следующие задачи:

- приведена характеристика электрических сетей напряжением 6-110 кВ Бурейского РЭС и проведен анализ схемно-режимной ситуации;
- рассмотрена интеллектуализация распределительных электрических сетей в качестве инструмента повышения их надежности и эффективности;
- рассмотрена реконструкция электрических сетей напряжением 6-110 кВ Бурейского РЭС Амурских электрических сетей на интеллектуальной основе;
- проведена оценка ожидаемой выгоды от перевода электрических сетей напряжением 6-110 кВ в интеллектуальные электрические сети.

Научная новизна работы представлена следующими положениями:

- проведено исследование влияния цифровых трансформаторов тока и напряжения на показатели надежности ПС 110 кВ Бурейск;
- выбраны параметры и технологии цифровой трансформации ПС 110 кВ Бурейск;
- проведено исследование влияния реклоузеров на показатели надежности отходящего присоединения ПС 110 кВ Бурейск.

Практическая значимость и реализация результатов исследования – применение интеллектуальных (цифровых) технологий в РЭС, позволяет повысить надежность и наблюдаемость электрических сетей напряжением 6-110 кВ, обеспечить более рациональное использование людских ресурсов и материально-технических средств, что позволяет уменьшить нагрузку на оперативный персонал подстанций и сотрудников оперативно-выездных бригад (ОВБ), а также уменьшить расход горюче-смазочных материалов.

Для выполнения данных задач используется следующее программное обеспечение: Microsoft Office Word, Microsoft Office Visio, RastrWin3.

Участие в конференциях:

– день науки АмГУ 23-25 ноября 2020, Программа ХХІХ, секция Современные аспекты энергетики, «Возможности и перспективы реализации цифровой подстанции в распределительных сетях 110 кВ».

– молодежь ХХІ века: шаг в будущее, 20 мая 2020 г., секция Технические науки, «Оценка надежности межсистемных ЛЭП 220-500 кВ, связывающих энергосистему Амурской области с энергосистемами других субъектов РФ».

1. ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 6-110 КВ БУРЕЙСКОГО РЭС И АНАЛИЗ СХЕМНО-РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ

Цель данного раздела – проанализировать климатическую и экономическую характеристики района расположения электрических сетей и определить параметры, необходимые для выбора оборудования, а также экономический потенциал района.

1.1 Климатическая и экономическая характеристика района расположения электрических сетей

Район электрических сетей, рассматриваемых в выпускной квалификационной работе (далее – работа), расположен на юго-востоке Амурской области. Граничит на севере с Ромненским районом, на северо-востоке — с Хабаровским краем, на юге и юго-востоке — с Архаринским районом, на юго-западе — с городским округом город Райчихинск и Михайловским районом, на северо-западе — с Завитинским районом. Территория района — 7,1 тыс. км². К Бурейскому району относится восьмикилометровый участок левого берега реки Амур выше устья реки Буря, где проходит российско-китайская граница [2].

Бурейский район относится к умеренно-прохладному избыточно-влажному агроклиматическому подрайону. Среднегодовая температура воздуха минус 0,9°С, средняя июльская плюс 21,2°С, январская минус 30,0°С, средняя температура зимы минус 26,4°С, весны плюс 1,8°С, лета плюс 20,0°С, осени плюс 1°С и вегетационного периода плюс 13,1°С. Абсолютная максимальная температура плюс 34,5°С, минимальная минус 42,1°С [2].

Основные климатические показатели представлены в таблице 1 [2].

Таблица 1 – Климатические показатели

Наименования	Показатели
1	2
Район по гололеду	III
Район по ветру	III

Наименования	Показатели
1	2
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	20
Скоростной напор ветра, кг/м ²	35
Грунт	Чернозем (60 Ом*м)
Среднегодовая продолжительность гроз, час	40-60
Среднегодовая, °С	0,9
Минимальная, °С	-42,1
Максимальная, °С	34,5

По состоянию на 01.01.2021 года в районе зарегистрировано 226 предприятий с правом юридического лица (2019г. – 232) всех видов экономической деятельности. Число предприятий за 2020 год сократилось на 6, в том числе по видам экономической деятельности: сельское хозяйство – 2, добыча полезных ископаемых – 1, оптовая и розничная торговля – 3, строительство – 2, деятельность с недвижимым имуществом – 4, прочая деятельность – 3.

В структуре обрабатывающих производств района преобладают такие производства, как производство пищевых продуктов, производство минеральной воды, обработка древесины и производство изделий из дерева, производство прочих транспортных средств и оборудования. Предприятия по производству пищевых продуктов выпускают разнообразные продукты питания, которые пользуются спросом и признанием жителей района. Это хлебобулочные изделия, кондитерские изделия, мясо и мясопродукты. На товарном рынке выработкой хлеба и хлебобулочной продукции занимается УМПОПиТ Вариант, ИП Чижова, ИП Гдлян, ИП Амбарян, ООО Партнер, ООО Коршаков. За 2020 год на территории района произведено хлеба и хлебобулочных изделий 920,0 тонн. Заготовкой и переработкой древесины на территории района занимаются ГАУ Амурской области «Бурейский лесхоз», ООО «Мастер-лес», ООО «ЛПК Лесэнерго», ИП Старчеус, ИП Зубарев. В 2020 году произведено деловой древесины 6,7 тыс. плот. м³, пиломатериалов 3617 м³. В течение 2020 года на территории района

ликвидировано 15 предприятий и поставлено на налоговый учет 9 предприятий. Состоят на налоговом учете 315 индивидуальных предпринимателей без образования юридического лица (2019 год – 370), сокращение с соответствующим периодом прошлого года на 16 субъектов.

В районе ведется добыча щебня, песчаногравийной смеси, песка строительного. ООО «Бурейский каменный карьер» ведет деятельность с 2008 года. Основное направление деятельности производство и реализация щебня различных фракций, строительного камня и песка из отсеков дробления. ООО «Бурейский каменный карьер» первыми в Амурской области начал производить гранитный щебень кубовидной формы. Добыча и производство ведется на Долдыканском месторождении, на котором установлено 2 дробильно-сортировочных комплекса производительностью 350 и 420 тонн/час. Доставка щебня с месторождения осуществляется как автомобильным, так и железнодорожным транспортом (вместимость ж/д тупика 20 полувагонов). В 2020 году предприятием произведено 758,9 тыс. тонн щебня.

Вагоноколесная мастерская предприятие, обеспечивающее ремонт колёсных пар со сменой элементов и ревизией букс с роликовыми подшипниками.

Сельское хозяйство является одной из ведущих отраслей экономики района, поэтому главной стратегической целью администрации района является сохранение и стабильное развитие этой отрасли, повышение жизненного уровня на селе, устойчивый подъем сельскохозяйственного производства. В 2020 году сельхозпроизводством на территории района занимались 34 товаропроизводителей различных форм собственности. По предварительным данным продукции сельского хозяйства в 2020 году произведено сельскохозяйственной продукции во всех категориях хозяйств на сумму около 1368,5 млн.руб., в том числе продукции растениеводства произведено на 1079,3 млн.руб., продукции животноводства — 289,2 млн.руб. Ведущими отраслями сельского хозяйства являются

растениеводство, животноводство. В районе выращивают сою, зерновые (пшеница, овес, ячмень, кукуруза), гречиху, картофель, овощи в ЛПХ. Основные производители сельскохозяйственной продукции – СПК «Виноградовский», Бурейский участок ООО «Амурагрокомплекс», ООО «Процветание», КФХ – «ЛАТ», КФХ «Надежда».

На территории Бурейского района по состоянию на 01.01.2021 г. расположено 248 предприятий розничной торговли, в том числе 203 магазина, 11 павильонов, 2 киоска и 18 отделов; продажа товаров повседневного спроса осуществляется также в 14-ти отделениях связи. При этом розничных объектов по продаже продовольственных товаров – 89 (35,9%), непродовольственных – 124 (50,0%), со смешанным ассортиментом – 35 (14,1%). В районе размещено 33 магазина самообслуживания, в том числе 20 продовольственных, 9 – непродовольственных, 4 – смешанных. Наибольшее количество из них (24) расположены в районном центре, 6 – в п.Талакан и 3 – в п. Буряя. В районе размещено 6 аптек и 14 аптечных пунктов (в том числе 1 аптечный пункт по продаже ветеринарных лекарственных средств, 9 аптечных пунктов размещено на ФАПх и в амбулатории ГБУЗ АО «Бурейская больница»), принадлежащих 7-ми юридическим лицам; торговая площадь составляет 304 кв.м. Оборот розничной торговли по району за 2020 г. составил 4528,0 млн. руб. (101,4% к соответствующему показателю за 2019 год (96,4% – в сопоставимых ценах)).

Классификация основных потребителей района:

- промышленный;
- сельскохозяйственный;
- коммунально-бытовой;
- услуги и торговля.

В ближайшей перспективе планируется подключение железнодорожного транспорта к электрическим сетям напряжением 110 кВ АО «ДРСК», для этого после реконструкции будет вновь поставлена под напряжение ВЛ 110 кВ Бурейск – Буряя/т.

Преобладающими потребителями в общей структуре потребления электроэнергии является сельское хозяйство и коммунально-бытовой потребитель.

Можно констатировать – Бурейский район расположен в благоприятном, для Дальнего Востока, климате, и обладает существенным экономическим потенциалом.

1.2 Анализ схемной ситуации

Определим источники питания рассматриваемого района, рассмотрим схемы выдачи мощности источников питания, а также схемы РУ ПС района для того, чтобы выявить возможные недостатки.

Бурейский РЭС получает электроэнергию от двух независимых источников питания – систем шин 35, 110 кВ Райчихинской ГРЭС (далее — РГРЭС).

В соответствии с источником [27], РГРЭС представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 83 МВт, тепловая мощность — 173,1 Гкал/час. Станция работает по конденсационному графику с попутной выработкой тепла. Проектное и фактическое топливо — бурый уголь Райчихинского месторождения. Конструктивная схема — с поперечными связями по основным потокам воды и пара.

Выработка электроэнергии РГРЭС представлена в таблице 4. Однолинейная схема показана на рисунке 1.

Основное оборудование станции работает на давлении пара 90 кгс/см² и включает в себя:

Турбоагрегат № 6 мощностью 50 МВт, в составе турбины К-50-90-3 и генератора ТВ-60-2, введен в эксплуатацию в 1965 году;

Турбоагрегат № 7 мощностью 33 МВт, в составе турбины П-33/50-90/8 и генератора ТВ-60-2, введен в эксплуатацию в 1966 году.

Пар для турбоагрегатов вырабатывают четыре котла БКЗ-220-100Ф.

Система технического водоснабжения — оборотная с водохранилищем-охладителем, расположенным на реке Кивда. Помимо выработки электроэнергии, Райчихинская ГРЭС обеспечивает теплоснабжение п. Прогресс

(теплоснабжение производится только в холодное время года, в летний период отпуск тепла отсутствует). Электроэнергия выдаётся в энергосистему с открытых распределительных устройств напряжением 110 кВ и 220 кВ, а также с закрытого распределительного устройства напряжением 35 кВ по линиям электропередачи, представлены в таблице 1 [27].

Таблица 2 – Отходящие от РГРЭС ВЛ 35-220 кВ

Отходящие ВЛ	Тип РУ, класс напряжения
1	2
ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС — Завитая, 2 цепи	ОРУ 220 кВ
ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС — Архара, 2 цепи	
ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС — Бурейск, 2 цепи	ОРУ 110 кВ
ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС — Бурей-тяга	
ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС — Михайловка	
ВЛ 35 кВ Райчихинская ГРЭС — Широкий	ЗРУ 35 кВ
ВЛ 35 кВ Райчихинская ГРЭС — Новорайчиха	
ВЛ 35 кВ Райчихинская ГРЭС — А	
ВЛ 35 кВ Райчихинская ГРЭС — Усть-Кивда	
ВЛ 35 кВ Райчихинская ГРЭС — Прогресс	
ВЛ 35 кВ Райчихинская ГРЭС — Малиновка	

РЭС получает электроэнергию непосредственно по следующим линиям, таблица 3.

Таблица 3 – ВЛ 35-110 кВ, питающие Бурейский РЭС

Отходящие ВЛ	Тип РУ, класс напряжения
1	2
ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС — Бурейск, 2 цепи	ОРУ 110 кВ
ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС — Бурей/т	
ВЛ 35 кВ Райчихинская ГРЭС — Новорайчиха	ЗРУ 35 кВ
ВЛ 35 кВ Райчихинская ГРЭС — Прогресс	
ВЛ 35 кВ Райчихинская ГРЭС — Малиновка	

Таблица 4 – Выработка электроэнергии Райчихинской ГРЭС за 5 лет, млн. кВтч

Наименование электростанции	Единица измерения	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Райчихинская ГРЭС	млн кВт·ч	431,85	468,85	476,38	499,02	517,385

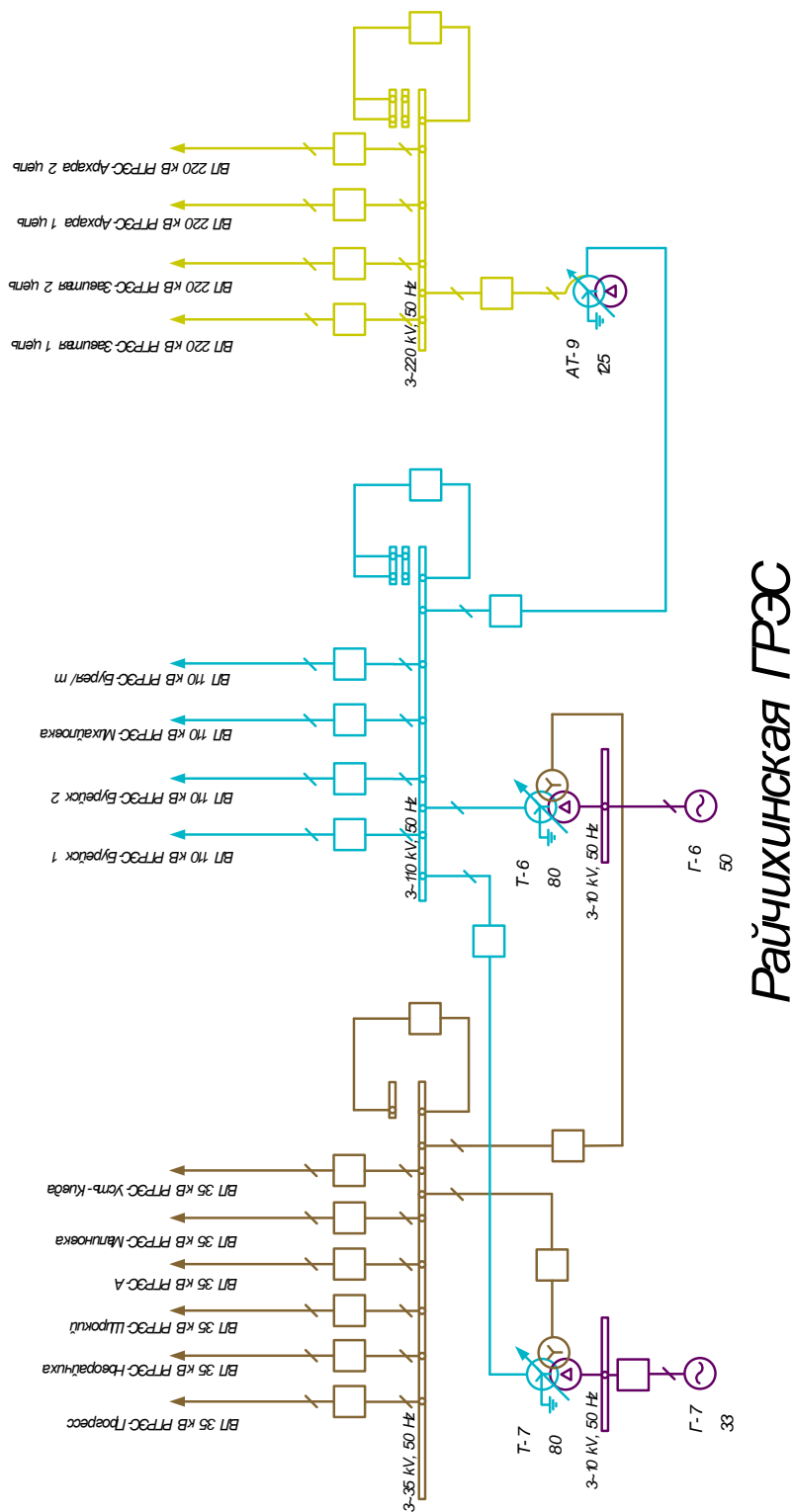


Рисунок 1 – Однолинейная схема РГРЭС

Электрические сети напряжением 110 кВ Бурейского РЭС по схеме соединений являются магистральными, на напряжение 35 кВ – замкнутыми, радиальными и магистральными.

Электрические сети классом напряжения 6-10 кВ имеют радиально-магистральную и сложнзамкнутую структуру. Также следует отметить, что напряжение 6 кВ является неэффективным, и, в перспективе, необходимо переходить на электрические сети напряжением 10 кВ.

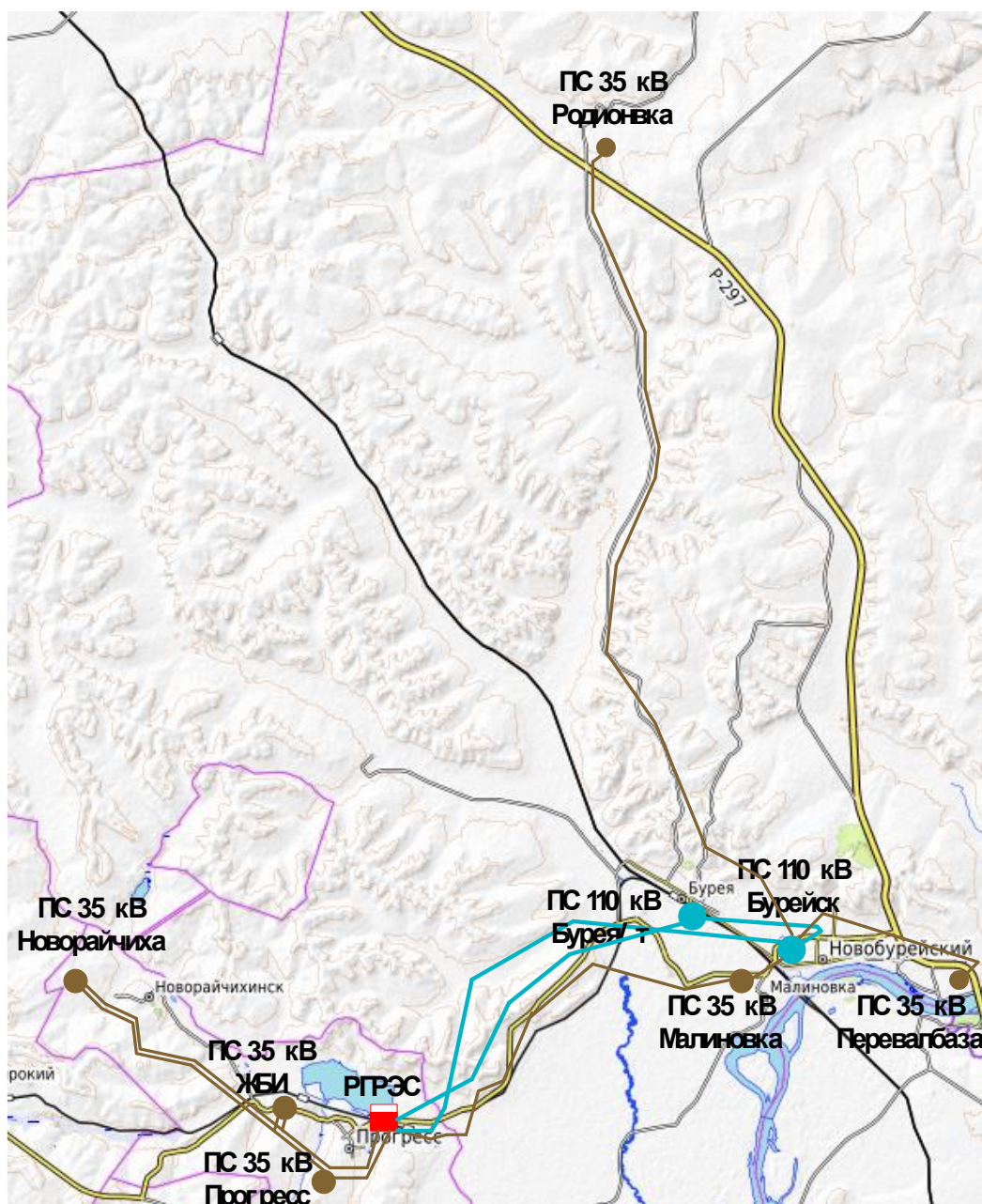


Рисунок 2 – Карта-схема части рассматриваемой электрической сети 35-110 кВ

Перечень линий электропередачи представлен в таблице 5.

Таблица 5 – ВЛ 35-110 кВ Бурейского РЭС

Наименование ВЛ	Марка провода	S, мм ²	Длина, км
1	2	3	4
ВЛ 35 кВ Бурейск – Родионовка	АС	95/16	26,9
ВЛ 35 кВ Малиновка – Бурейск	АС	120/19	2,55
		150/24	0,45
ВЛ 35 кВ Отпайка на ЖБИ	АС	120/19	0,8
ВЛ 35 кВ Отпайка на ПС Перевалбаза	АС	50/8	3,3
		120/19	0,9
ВЛ 35 кВ Прогресс – Новорайчиха	АС	120/19	9,3
ВЛ 35 кВ РГРЭС – Малиновка	АС	120/19	10,34
		150/24	0,75
		95/16	3,91
ВЛ 35 кВ РГРЭС – Новорайчиха	АС	120/19	12
ВЛ 35 кВ РГРЭС – Прогресс	АС	120/19	2,7
ВЛ 110 кВ РГРЭС – Бурейск 1,2	АС	95/16	16,4
ВЛ 110 кВ Бурейск – Бурейск/т	АС	240/32	3

Перечень подстанций сети каждого класса напряжений представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Перечень подстанций 35-110 кВ рассматриваемого района ЭЭС

Наименование подстанции	Год ввода	Класс напряжения РУ	Схема РУ
1	2	3	4
ПС 110 кВ Бурейск	1976	110 кВ	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин с совмещенным шиносоединительным и обходным выключателем
		35 кВ	Одна рабочая секционированная выключателем система шин
		6 кВ	Одна рабочая секционированная выключателем система шин
ПС 35 кВ ЖБИ	1977	35 кВ	Одна рабочая секционированная выключателем система шин

Наименование подстанции	Год ввода	Класс напряжения РУ	Схема РУ
1	2	3	4
ПС 35 кВ ЖБИ	1977	6 кВ	Одна рабочая секционированная выключателем система шин
ПС 35 кВ Малиновка	1986	35 кВ	Одна рабочая секционированная выключателем система шин
		10 кВ	Одна рабочая секционированная выключателем система шин
ПС 35 кВ Новорайчиха	1957	35 кВ	Две рабочие системы шин
		6 кВ	Одна рабочая секционированная выключателем система шин
ПС 35 кВ Перевалбаза	1987	35 кВ	Одна рабочая система шин
		6 кВ	Одна рабочая секционированная выключателем система шин
ПС 35 кВ Прогресс	1973	35 кВ	Одна рабочая система шин
		6 кВ	Одна рабочая система шин
ПС 35 кВ Родионовка	1972	35 кВ	Одна рабочая система шин
		10 кВ	Одна рабочая система шин

Таблица 7 – Перечень подстанций 35-110 кВ с характеристикой присоединений

Наименование подстанции	Присоединения
1	2
ПС 110 кВ Бурейск	три отходящие линии напряжением 110 кВ, три отходящие линии напряжением 35 кВ, два трансформаторных присоединения
ПС 35 кВ ЖБИ	две отходящие линии напряжением 35 кВ, два трансформаторных присоединения
ПС 35 кВ Малиновка	две отходящие линии напряжением 35 кВ, два трансформаторных присоединения
ПС 35 кВ Новорайчиха	четыре отходящие линии напряжением 35 кВ, два трансформаторных присоединения
ПС 35 кВ Перевалбаза	одна отходящая линия напряжением 35 кВ, два трансформаторных присоединения
ПС 35 кВ Прогресс	две отходящие линии напряжением 35 кВ, два трансформаторных присоединения
ПС 35 кВ Родионовка	одна отходящая линия напряжением 35 кВ, два трансформаторных присоединения

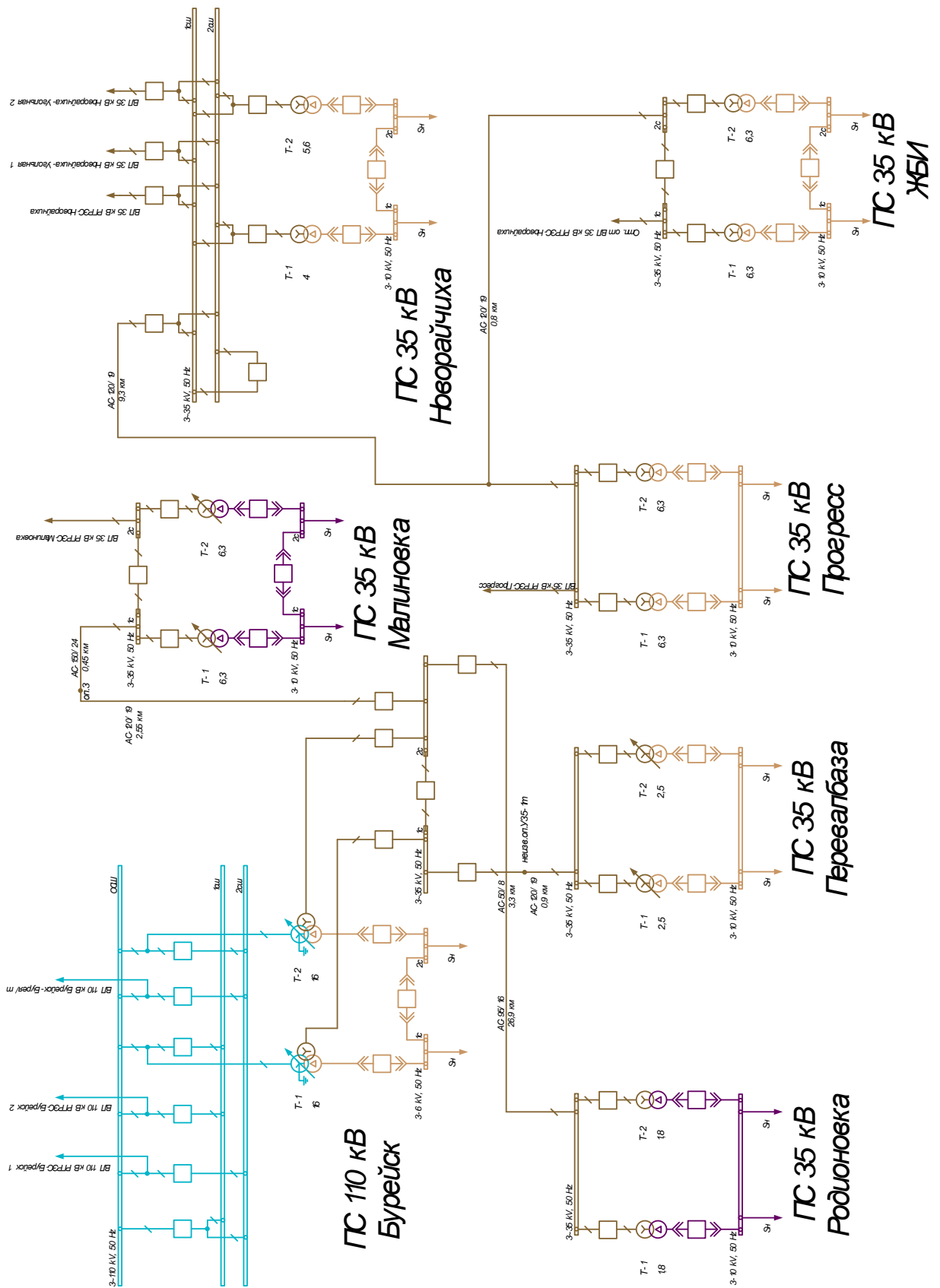


Рисунок 3 – Однолинейная схема электрической сети 35-110 кВ

Выводы:

- преобладают тупиковые подстанции;
- ПС 35 кВ Родионовка, Перевалбаза, Прогресс – отсутствуют секционные выключатели, что снижает надежность бесперебойного электроснабжения потребителей;
- схемы РУ источников питания, а также схемы РУ ПС Бурейского РЭС не требуют реконструктивных изменений в рамках данной работы.

1.3 Анализ аварийности в электрических сетях

Проведем анализ аварийности Бурейского РЭС, для того чтобы определить какие ВЛ и ПС подвержены наибольшему количеству отключений и определим причины отключений.

На рисунке 4 приведена информация по количеству аварийных отключений по зоне обслуживания Бурейского РЭС в период с 01.01.2016 по 31.12.2021.

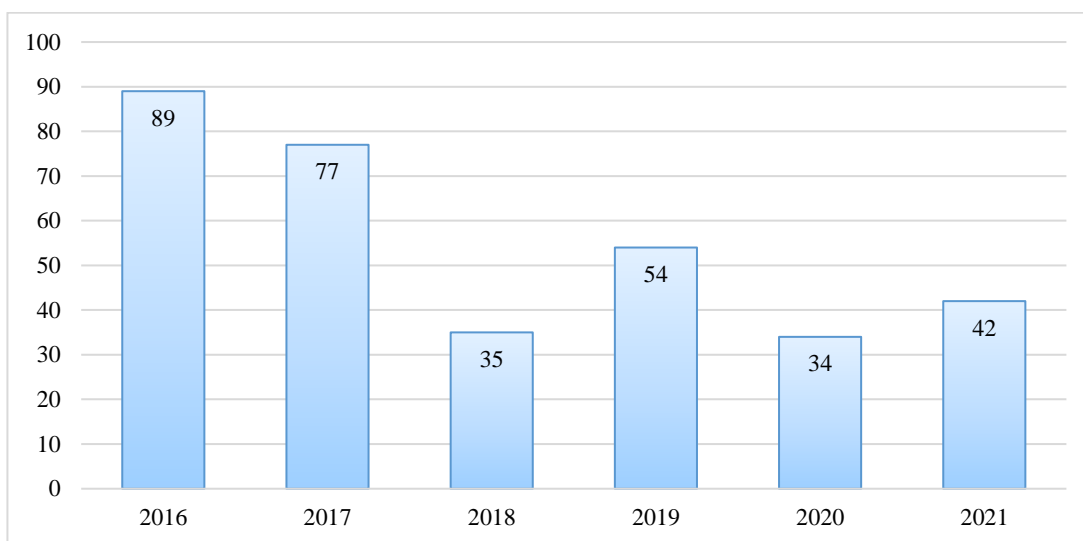


Рисунок 4 – Количество аварийных отключений, шт.

Количество аварийных отключений по ПС и ВЛ 35-110 кВ Бурейского РЭС приведено в таблице 8.

Таблица 8 – Распределение аварийных отключений по ВЛ и ПС

Год	Отключения ВЛ 35-110 кВ, шт.	Отключения на ПС, шт.
1	2	3
2016	12	77
2017	7	70
2018	3	32
2019	7	47
2020	2	32
2021	5	37

Таблица 9 – Среднее время простоя потребителя

Год	Среднее время простоя потребителя, час:мин
1	2
2016	1196:01
2017	68:13
2018	159:02
2019	46:59
2020	268:59
2021	2681:05

Таблица 10 – Аварийные отключения ВЛ, ПС, присоединений 6-10 кВ ПС, составляющие более 50 % от общего количества отключений в период с 01.01.2016 по 31.12.2021

Год	Количество аварийных отключений, шт.	ВЛ/ПС
1	2	3
2016	10	ВЛ 35 кВ Бурейск – Родионовка
	42	ПС 110 кВ Бурейск
2017	35	ПС 110 кВ Бурейск
	18	ПС 35 кВ Прогресс
	9	ПС 35 кВ Новорайчиха
2018	14	ПС 110 кВ Бурейск
	12	ПС 35 кВ Прогресс
2019	26	ПС 110 кВ Бурейск
	9	ПС 35 кВ Прогресс
	8	ПС 35 кВ Новорайчиха
2020	17	ПС 110 кВ Бурейск
	7	ПС 35 кВ Малиновка
	5	ПС 35 кВ Прогресс
2021	21	ПС 110 кВ Бурейск
	7	ПС 35 кВ Новорайчиха

Год	Количество аварийных отключений, шт.	ВЛ/ПС
1	2	3
2021	6	ПС 35 кВ Прогресс

Исходя из данных с диаграмм рисунка 4, а также таблиц 9, 10 можно сделать следующие выводы:

- наблюдается снижения количества аварийных отключений;
- увеличилось среднее время простоя потребителей на рассматриваемом участке сети за счет серьезных аварий на отдельных присоединениях;
- больше всего аварийных отключений происходит на ПС 110 кВ Бурейск.

Дополнительный анализ статистики аварийных отключений по ПС 110 кВ Бурейск показывает, что все отключения происходят на отходящих фидерах 6 кВ.

Также необходимо проанализировать успешность/неуспешность АПВ и РПВ по отходящим присоединениям 6 кВ ПС 110 кВ Бурейск. Данные по работе АПВ и РПВ представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Работа АПВ и РПВ в период с 01.01.2016 по 31.12.2021

Год	АПВ, % (у/ну)	РПВ, % (у/ну)
1	2	3
2016	34/66	58/42
2017	41/59	36/64
2018	17/83	67/33
2019	42/58	70/30
2020	42/58	57/43
2021	17/83	31/69

По данным из таблицы 11 заметно, что в 2021 году значительно снизилась успешность АПВ и РПВ.

Основными причинами аварийности Бурейского РЭС по результатам проанализированной совокупности статистической информации по аварийности в период с 01.01.2016 по 31.12.2021, являются:

- большой физический износ линий электропередачи (проводов, опор, изоляторов, линейной арматуры);
- неблагоприятные погодные условия (порывы ветра, обильные выпадения осадков, налипание снега на провода);
- грозовые перенапряжения (при прохождении грозового фронта);
- неудовлетворительное состояние ведомственных линий электропередачи.

Характерным показателем эффективности работы распределительной электрической сети является недоотпуск электроэнергии. На рисунке 5 представлена диаграмма в период с 01.01.2016 по 31.12.2021.

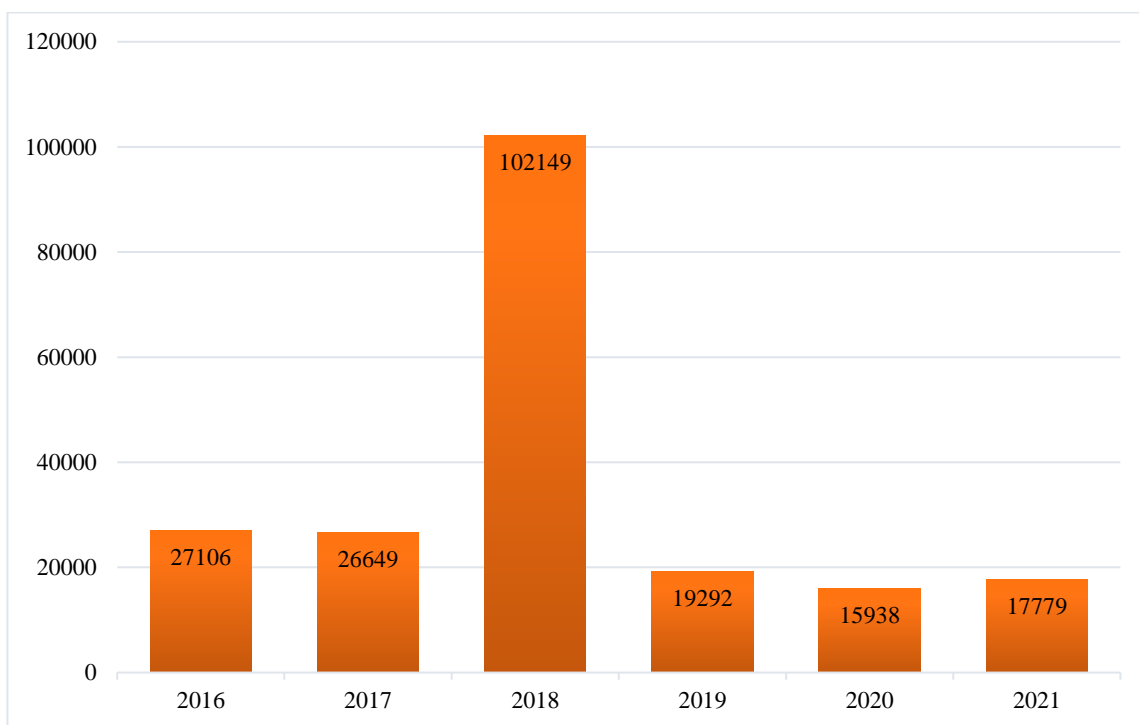


Рисунок 5 – Недоотпуск ЭЭ, кВт*ч

По диаграмме заметна общая тенденция на снижение недоотпуска электроэнергии. Исключением является 2018 год – присутствовали отключения с длительным простоем потребителя. Также в 2021 году в сравнении с 2020 годом наблюдается рост, что говорит о некотором снижении надежности и эффективности работы электрической сети.

1.4 Анализ установившихся режимов электрических сетей и характеристика уровня потерь

Цель данного пункта – проанализировать результаты зимнего максимального контрольного замера 2021 года, провести расчет электрических режимов электрических сетей напряжением 35-110 кВ для выявления возможных проблемных мест.

Прежде всего необходимо проанализировать данные максимального зимнего контрольного замера за предшествующие 5 лет. Используем данные за 2021 год, нагрузка в этот год является максимальной для РЭС, представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Загрузка трансформаторов по результатам контрольного замера

Наименование подстанции	№ тр-ра	Установленная мощность трансформатора, МВА	Р, МВт	Q, МВАр	Кз, о.е.
1	2	3	4	5	6
ПС 110 кВ Бурейск	Т-1	16	10,69	5,09	0,74
	Т-2	16	отключен		
ПС 35 кВ ЖБИ	Т-1	6,3	отключен		
	Т-2	6,3	0,47	0,22	0,11
ПС 35 кВ Малиновка	Т-1	6,3	1,78	0,25	0,29
	Т-2	6,3	отключен		
ПС 35 кВ Новорайчиха	Т-1	4	1,65	0,31	0,42
	Т-2	5,6	отключен		
ПС 35 кВ Перевалбаза	Т-1	2,5	0,7	0,19	0,29
	Т-2	2,5	отключен		
ПС 35 кВ Прогресс	Т-1	6,3	1,87	0,69	0,32
	Т-2	6,3	1,89	0,64	0,32
ПС 35 кВ Родионовка	Т-1	1,8	0,18	0,1	0,11
	Т-2	1,8	отключен		

Загрузка трансформаторов в нормальном режиме на всех подстанциях ниже нормируемых значений. На ПС 110 кВ Бурейск, ПС 35 кВ ЖБИ, ПС 35 кВ Малиновка, ПС 35 кВ Новорайчиха, ПС 35 кВ Родионовка, ПС 35 кВ Перевалбаза в работе находится только один трансформатор по причине небольшой нагрузки. При отключении одного трансформатора на ПС 35 кВ Прогресс в ремонтном или послеаварийном режиме, на втором трансформаторе загрузка на

ПС составит 61,7 %, что не превышает значение допустимой длительной перегрузки [22].

Для того, чтобы проанализировать загрузку ВЛ 35-110 кВ, рассчитаем нагрузочную плотность тока и сравним ее с нормируемой.

Нагрузочная плотность тока определяется по формуле, А/мм² [19]:

$$J_{\text{норм}} = \frac{I_{\text{длн}}}{S}, \quad (1)$$

В соответствии с ПУЭ плотность тока выбирается в зависимости от вида проводника и времени использования максимальной нагрузки [19]. Максимальная плотность тока на основании контрольного замера представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Характеристика линий электропередачи рассматриваемого района

Наименование ВЛ	Марка про- вода	S, мм ²	L, км	I _{длн} , А	I, А	J _{норм} , А/мм ²
1	2	3	4	5	6	7
ВЛ 35 кВ Бурейск – Родионовка	АС	95/16	26,9	330	4	0,04
ВЛ 35 кВ Мали- новка – Бурейск	АС	120/19	2,55	390	0	0
		150/24	0,45	445		
ВЛ 35 кВ Отпайка на ЖБИ	АС	120/19	0,8	390	8	0,066
ВЛ 35 кВ Отпайка на ПС Перевалбаза	АС	50/8	3,3	210	12	0,24
		120/19	0,9	390		0,1
ВЛ 35 кВ Прогресс – Новорайчиха	АС	120/19	9,3	390	106	0,88
ВЛ 35 кВ РГРЭС – Малиновка	АС	120/19	10,34	390	32	0,27
		150/24	0,75	445		0,21
		95/16	3,91	330		0,34
ВЛ 35 кВ РГРЭС – Новорайчиха	АС	120/19	12	390	120	1
ВЛ 35 кВ РГРЭС – Прогресс	АС	120/19	2,7	390	168	1,4
ВЛ 110 кВ РГРЭС – Бурейск 1,2	АС	95/16	16,4	330	41	0,43

Нагрузочная плотность тока ВЛ 35 кВ РГРЭС – Прогресс выше нормированного значения плотности тока (1,3) ПУЭ, это оказывает негативное влияние на срок службы линии, способствует увеличению потерь электроэнергии и увеличению падения напряжения [19]. Кроме того, в таблице приведены значения длительно допустимого тока для проводов ВЛ. Токи в проводах ВЛ, полученные из данных максимального зимнего контрольного замера не превышают значения длительно допустимых токов.

Отдельно проверим фидер №24, реконструкция которого будет рассмотрена в следующих разделах. Характеристика фидера №24 представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Характеристика фидера №24

Наименование ВЛ	Марка провода	S, мм ²	L, км	I, А	J _{расч} , А/мм ²
1	2	3	4	5	6
Фидер №24	ААБл	120	0,1	20	0,17
	АС	35/6,2	5,69	20	0,57

В таблице приведены основные характеристики фидера №24, в том числе данные максимального зимнего контрольного замера (максимальные значения за 5 лет). По данным представленной таблицы расчетная плотность тока ниже нормируемой (1,3)

Также проведем проверку ВЛ 110 кВ РГРЭС – Бурейск 1,2 по экономическим токовым интервалам.

Таблица 15 – Проверка ВЛ 110 кВ по экономическим токовым интервалам

Наименование ВЛ	Марка провода	S, мм ²	L, км	I _{длtn} , А	I, А	I _{эк} , А
1	2	3	4	5	6	7
ВЛ 110 кВ РГРЭС – Бурейск 1,2	АС	95/16	16,4	330	41	20

Из приведенной таблицы видно, что ток в ВЛ превышает значение тока, нормированного экономическими токовыми интервалами.

После проведения анализа данных контрольного замера, перейдем к расчету и анализу электрических режимов.

Анализ электрических режимов проводится с целью определения узких мест, выявление возможностей повышения эффективности работы электрической сети, получение необходимых данных для решения вопросов развития, реконструкции, модернизации, технического перевооружения электрической сети [38].

Расчет начинается с составления схемы замещения электрической сети (рисунок 3) и определения параметров эквивалента сети. Данная схема является эквивалентом электрической сети 35-110 кВ. Расчет режимов рассмотрим по максимальным нагрузкам на основе данных контрольного зимнего замера за 2021 г. (информация предоставлена на преддипломной практике в АО "ДРСК»).

Для расчета режима используем ПВК RastrWin3, предназначенный для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

Особенности данного программного комплекса:

- расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения. Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- расчет установившихся режимов с учетом частоты;
- контроль исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- эквивалентирование электрических сетей;
- оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой;
- расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;

- структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
- проведение серийных (многовариантных расчетов) по списку возможных аварийных ситуаций;
- моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
- моделирование генераторов и возможность задания его PQ-диаграммы;
- моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения;
- анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры.

Схема на рисунке 7 является схемой замещения.

После составления схемы замещения рассчитываем для каждой линии активное и реактивное (индуктивное) сопротивление и, в зависимости от схемы замещения, емкостную реактивную проводимость. Для трансформаторов подстанций находим активное и реактивное сопротивления и активные и индуктивные проводимости.

Для определения параметров ВЛ приведем погонное сопротивление и индуктивную проводимость проводов, используемых в рассматриваемой сети [38].

Таблица 16 – Погонные параметры ВЛ

$U_{\text{ном}}$	Провод	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , мкСм
110 кВ	АС 240/32	0,12	0,405	2,81
	АС 95/16	0,306	0,434	2,61
35 кВ	АС 150/24	0,198	0,406	-
	АС 120/19	0,249	0,414	-
	АС 95/16	0,306	0,421	-
	АС 50/8	0,65	0,435	-

Определяем активное и индуктивное сопротивление ВЛ, Ом:

$$R = r_0 \cdot l, \tag{2}$$

где l – длина линии, км.

$$X = x_0 \cdot l,$$

(3)

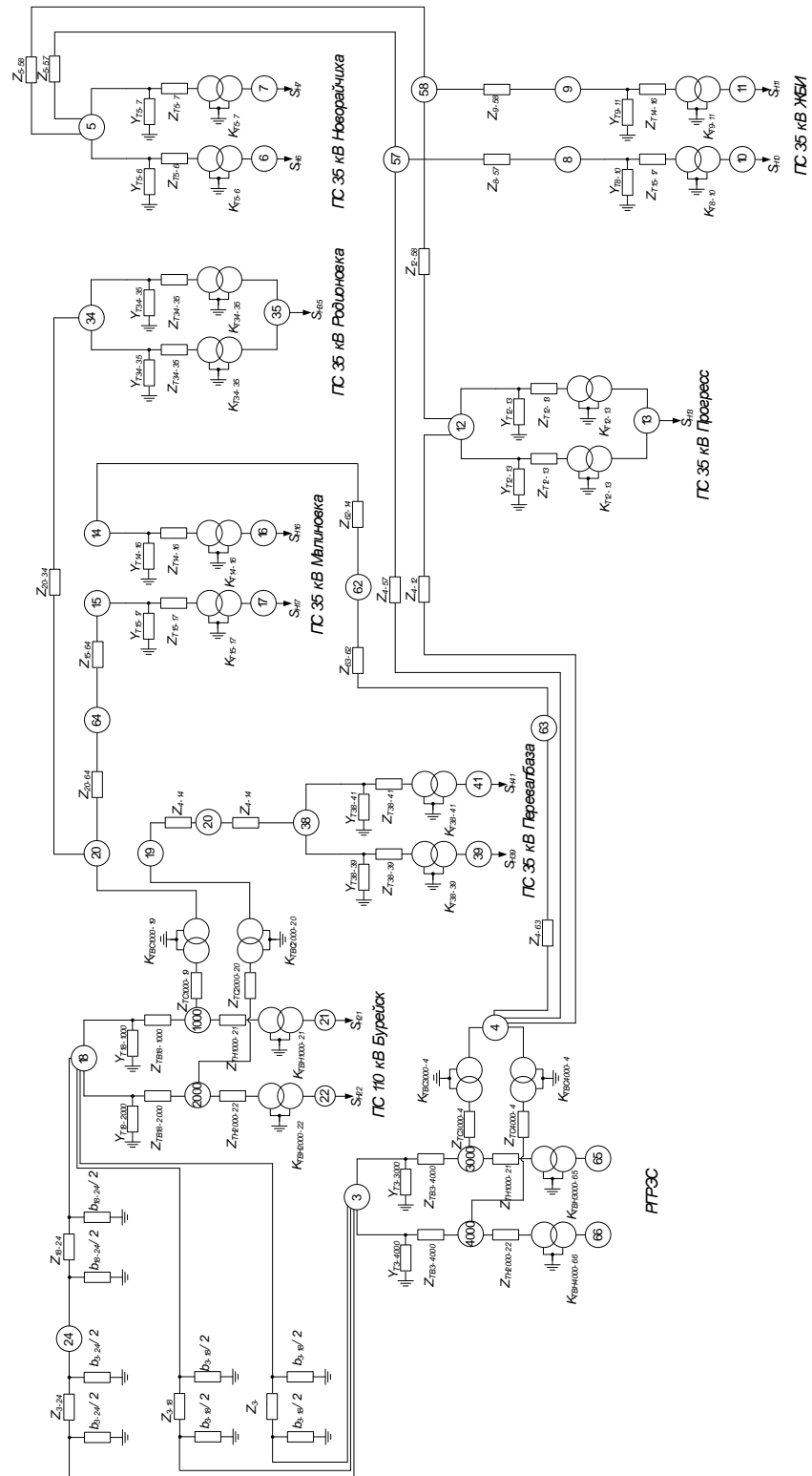


Рисунок 6 – Схема замещения электрической сети

Таблица 17 – Параметры линий электропередачи

Наименование ВЛ	Марка провода	S, мм ²	L, км	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
1	2	3	4	5	6	7
ВЛ 35 кВ Бурейск – Родио- новка	АС	95/16	26,9	8.2314	11.3249	–
ВЛ 35 кВ Мали- новка – Бурейск	АС	120/19	2,55	0.63495	1.0557	–
		150/24	0,45	0.0891	0.1827	–
ВЛ 35 кВ Отпайка на ЖБИ	АС	120/19	0,8	0.1992	0.3312	–
ВЛ 35 кВ Отпайка на ПС Пе- ревалбаза	АС	50/8	3,3	2.145	1.4355	–
		120/19	0,9	0.2241	0.3726	–
ВЛ 35 кВ Прогресс – Новорай- чиха	АС	120/19	9,3	2.3157	3.8502	–
ВЛ 35 кВ РГРЭС – Мали- новка	АС	120/19	10,34	2.57466	4.28076	–
		150/24	0,75	0.1485	0.3045	–
		95/16	3,91	1.19646	1.64611	–
ВЛ 35 кВ РГРЭС – Новорай- чиха	АС	120/19	12	2.988	4.968	–
ВЛ 35 кВ РГРЭС – Прогресс	АС	120/19	2,7	0.6723	1.1178	–
ВЛ 110 кВ РГРЭС – Бурейск 1,2	АС	95/16	16,4	5.0184	7.1176	-42.804
ВЛ 110 кВ Бурейск – Бурейск/т	АС	240/32	3	0.36	1.215	-8.43

Используем данные максимального зимнего контрольного замера 2021 г. для определения параметров схем замещения силовых трансформаторов. Нагрузки на каждой подстанции приведены в таблице 12.

Активное сопротивление, Ом:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{BH}^2 \cdot 1000}{S_{T \text{ ном}}^2}, \quad (4)$$

где ΔP_K – потери активной мощности в режиме короткого замыкания, кВт;

U_{BH} – номинальное напряжение обмотки высокого напряжения, кВ;

$S_{T \text{ ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

Индуктивное сопротивление, Ом:

$$X_T = \frac{U_{K, \%} \cdot U_{BH}^2 \cdot 10}{S_{T \text{ ном}}}, \quad (5)$$

где $U_{K, \%}$ – напряжение короткого замыкания, %.

Активная проводимость, мкСм:

$$G_T = \frac{\Delta P_x \cdot 1000}{U_{BH}^2}, \quad (6)$$

где ΔP_x – потери активной мощности в режиме холостого хода.

Индуктивная проводимость, мкСм:

$$B_T = \frac{I_{x, \%} \cdot S_{T \text{ ном}} \cdot 10}{U_{BH}^2}, \quad (7)$$

где $I_{x, \%}$ – ток холостого хода, %.

Определим параметры трехобмоточного трансформатора ТДТН 16000/110 на ПС 110 кВ Бурейск.

Потери мощности короткого замыкания обмоток трансформатора, кВт:

$$\Delta P_k = 100$$

Общее активное сопротивление трансформатора, Ом:

$$R_{\text{общ}} = \frac{\Delta P_k \cdot U_{\text{ВН}}^2 \cdot 1000}{S_{\text{Т ном}}^2}, \quad (8)$$

$$R_{\text{общ}} = \frac{100 \cdot 115^2 \cdot 1000}{16000^2} = 5,166$$

Тогда активное сопротивление любой обмотки трансформатора, Ом:

$$R_{\text{ВН}} = R_{\text{СН}} = R_{\text{НН}} = 0,5 R_{\text{общ}}, \quad (9)$$

$$R_{\text{ВН}} = R_{\text{СН}} = R_{\text{НН}} = 2,583$$

Напряжения короткого замыкания обмоток, %:

$$u_{\text{к,В}} = 0,5 \cdot (u_{\text{к,ВС}} + u_{\text{к,ВН}} - u_{\text{к,СН}}), \quad (10)$$

$$u_{\text{к,В}} = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75$$

$$u_{\text{к,С}} = 0,5 \cdot (u_{\text{к,ВС}} + u_{\text{к,СН}} - u_{\text{к,ВН}}), \quad (11)$$

$$u_{\text{к,С}} = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = 0$$

$$u_{\text{к,Н}} = 0,5 \cdot (u_{\text{к,ВН}} + u_{\text{к,СН}} - u_{\text{к,ВС}}), \quad (12)$$

$$u_{к,Н} = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25$$

Индуктивные сопротивления, Ом:

$$X_{тВН} = \frac{u_{к,В} \cdot U_{ВН}^2 \cdot 10}{S_{Т ном}}, \quad (13)$$

$$X_{тВН} = \frac{10,75 \cdot 115^2 \cdot 10}{16000} = 88,86$$

$$X_{тСН} = \frac{u_{к,С} \cdot U_{ВН}^2 \cdot 10}{S_{Т ном}} = 0$$

$$X_{тНН} = \frac{u_{к,Н} \cdot U_{ВН}^2 \cdot 10}{S_{Т ном}}, \quad (14)$$

$$X_{тНН} = \frac{6,25 \cdot 115^2 \cdot 10}{16000} = 51,66$$

Активная проводимость, мкСм:

$$G_{Т} = \frac{\Delta P_x \cdot 1000}{U_{ВН}^2}, \quad (15)$$

$$G_{Т} = \frac{23 \cdot 1000}{115^2} = 1,74$$

Индуктивная проводимость, мкСм:

$$B_{Т} = \frac{I_{x,\%} \cdot S_{Т ном} \cdot 10}{U_{ВН}^2}, \quad (16)$$

$$V_T = \frac{2,6 \cdot 16000 \cdot 10}{115^2} = 13,54$$

Аналогично рассчитываем параметры силовых трансформаторов для остальных подстанций.

Изменение положения ответвлений на силовых трансформаторах является важным средством регулирования напряжения. При таком регулировании необходимо отключение трансформатора от сети для осуществления операции переключения ответвлений. Данный способ регулирования называется переключением без возбуждения (ПБВ) и носит сезонный характер [38].

Применение трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) является одним из важнейших средств регулирования напряжения. При таком регулировании принцип такой же, как и при регулировании с ПБВ, но без отключения трансформатора от сети. Диапазон регулирования напряжения у трансформаторов с РПН значительно шире, чем у трансформаторов с ПБВ.

Таблица 18 – Устройства регулирования напряжения

Наименование ПС	Место уст.	Вид устр. рег	Кол. ступ. Регул.	Шаг регул, %	Вид устр. рег	Кол. ступ. регул.	Шаг регул, %
1	2	3	4	5	6	7	8
ПС 110 кВ Бурейск Т1	ВН	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
ПС 110 кВ Бурейск Т2	ВН	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
ПС 35 кВ ЖБИ Т1	-	-	-	-	ПБВ	5	2.5
ПС 35 кВ ЖБИ Т2	-	-	-	-	ПБВ	5	2.5
ПС 35 кВ Малиновка Т1	ВН	РПН	12	1,5	-	-	-
ПС 35 кВ Малиновка Т2	ВН	РПН	12	1,5	-	-	-
ПС 35 кВ Новорайчиха Т1	-	-	-	-	ПБВ	5	2.5
ПС 35 кВ Новорайчиха Т2	-	-	-	-	ПБВ	5	2.5
ПС 35 кВ Перевалбаза Т1	ВН	РПН	12	1,5	-	-	-
ПС 35 кВ Перевалбаза Т2	ВН	РПН	12	1,5	-	-	-

Наименование ПС	Место уст.	Вид устр. рег	Кол. ступ. Регул.	Шаг регул, %	Вид устр. рег	Кол. ступ. регул.	Шаг регул, %
1	2	3	4	5	6	7	8
ПС 35 кВ Прогресс Т1	-	-	-	-	ПБВ	5	2.5
ПС 35 кВ Прогресс Т2	-	-	-	-	ПБВ	5	2.5
ПС 35 кВ Родионовка Т1	-	-	-	-	ПБВ	5	2.5
ПС 35 кВ Родионовка Т2	-	-	-	-	ПБВ	5	2.5

В качестве балансирующего узла принят узел №3 – система шин 110 кВ Райчихинской ГРЭС. Этот узел является балансирующим по активной и реактивной мощностям и задается с постоянным модулем и фазой напряжения $U_r = \text{const}$, $\delta_r = \text{const}$.

Рассчитываем режим на основе данных максимального зимнего контрольного замера 2021 года. Результаты расчета приведены на рисунке 7.

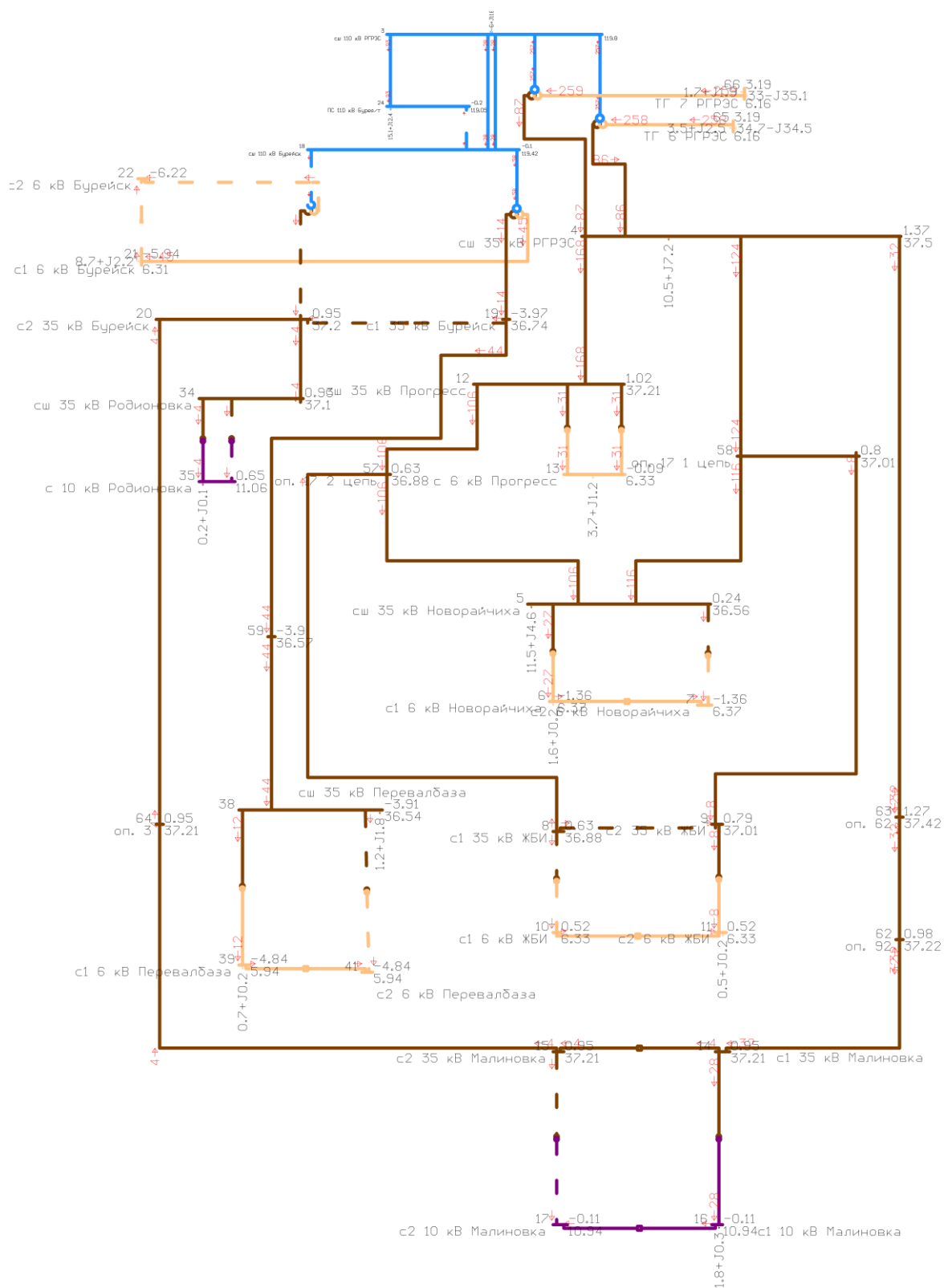


Рисунок 7 – Режим существующей электрической сети рассматриваемого района на основе максимального зимнего контрольного замера 2021 г.

Таблица 19 - Результаты расчета существующей электрической сети Бурейского РЭС

Тип	Наименование ветви	S, МВА	I, А	I _{доп} , А
1	2	3	4	5
ЛЭП	ВЛ 110 кВ РГРЭС - Бурейск 1	5.7+J2.4	31.04	330
ЛЭП	ВЛ 110 кВ РГРЭС - Бурейск 2	5.7+J2.4	31.04	330
ЛЭП	ВЛ 110 кВ Бурейск - Бурейск/т	0	0	605
ЛЭП	ВЛ 110 кВ РГРЭС - Бурейск/т	15.2+J12.1	94.75	510
ЛЭП	ВЛ 35 кВ Бурейск - Родионовка	0.2+J0.2	3.98	330
ЛЭП	ВЛ 35 кВ Бурейск - оп. 3	0.2+J0.2	3.98	390
ЛЭП	ВЛ 35 кВ оп. 3 - Малиновка	0.2+J0.2	3.98	445
ЛЭП	ВЛ 35 кВ отпайка на ЖБИ 2 цепь	0	0	390
ЛЭП	ВЛ 35 кВ отпайка на ЖБИ 1 цепь	0.5+J0.2	8.29	390
ЛЭП	ВЛ 35 кВ Бурейск - неизв.оп. У 35-1т	0.7+J0.2	11.76	210
ЛЭП	ВЛ 35 кВ оп. 62 - оп. 92	2+J0.5	31.77	390
ЛЭП	ВЛ 35 кВ оп. 92 - Малиновка	2+J0.5	31.78	445
ЛЭП	ВЛ 35 кВ оп. 62 - РГРЭС	2+J0.5	31.74	330
ЛЭП	ВЛ 35 кВ Прогресс - оп. 17	6.4+J2.5	105.89	390
ЛЭП	ВЛ 35 кВ оп. 17 - Новорайчиха	6.3+J2.4	105.79	390
ЛЭП	ВЛ 35 кВ Новорайчиха - оп. 17	6.9+J2.6	115.69	390
ЛЭП	ВЛ 35 кВ оп. 17 - РГРЭС	7.5+J3	124.01	390
ЛЭП	ВЛ 35 кВ РГРЭС - Прогресс	10.2+J4	168.11	390
ЛЭП	ВЛ 35 кВ неизв.оп. У 35-1т - сш 35 кВ Перевалбаза	0.7+J0.2	11.75	390
Тр-р	Т-1 110 кВ Бурейск нейтраль - сш 110 кВ Бурейск	11.4+J5.9	61.68	80.4
Тр-р	Т-1 110 кВ Бурейск нейтраль - с1 35 кВ Бурейск	2.6+J2.2	17.25	243.4
Тр-р	Т-1 110 кВ Бурейск нейтраль - с1 6 кВ Бурейск	8.7+J2.5	45.49	1401.3
Тр-р	сш 110 кВ Бурейск - Т-2 110 кВ Бурейск нейтраль	0	0	80.4
Тр-р	Т-2 110 кВ Бурейск нейтраль - с2 35 кВ Бурейск	0	0	243.4
Тр-р	Т-2 110 кВ Бурейск нейтраль - с2 6 кВ Бурейск	0	0	1401.3
Тр-р	с1 35 кВ Малиновка - с1 10 кВ Малиновка	1.8+J0.3	28.40	104.0
Тр-р	с2 35 кВ Малиновка - с2 10 кВ Малиновка	0	0	104.0
Тр-р	сш 35 кВ Прогресс - с 6 кВ Прогресс	1.9+J0.7	31.11	104.0
Тр-р	сш 35 кВ Прогресс - с 6 кВ Прогресс	1.9+J0.7	31.11	104.0
Тр-р	с1 35 кВ ЖБИ - с1 6 кВ ЖБИ	0	0	104.0
Тр-р	с2 35 кВ ЖБИ - с2 6 кВ ЖБИ	0.5+J0.2	8.30	104.0
Тр-р	сш 35 кВ Новорайчиха - с1 6 кВ Новорайчиха	1.7+J0.3	26.64	66.1
Тр-р	сш 35 кВ Новорайчиха - с2 6 кВ Новорайчиха	0	0	-
Тр-р	сш 35 кВ Родионовка - с 10 кВ Родионовка	0	0	29.7
Тр-р	сш 35 кВ Родионовка - с 10 кВ Родионовка	0.2+J0.2	3.98	29.7
Тр-р	сш 35 кВ Перевалбаза - с1 6 кВ Перевалбаза	0.7+J0.2	11.75	41.3
Тр-р	сш 35 кВ Перевалбаза - с2 6 кВ Перевалбаза	0	0	41.3
Тр-р	сш 110 кВ РГРЭС - нейтраль Т 6	16.1-J46.7	256.52	402.1

Продолжение таблицы 19

Тип	Наименование ветви	S, МВА	I, А	I _{доп} , А
1	2	3	4	5
Тр-р	нейтраль Т 6 - сш 35 кВ РГРЭС	15+J7.3	86.14	1216.9
Тр-р	нейтраль Т 6 - ТГ 6 РГРЭС	31.2-J37	258.40	7006.5
Тр-р	сш 110 кВ РГРЭС - нейтраль Т 7	16.1-J46.7	256.51	402.1
Тр-р	нейтраль Т 7 - сш 35 кВ РГРЭС	15.1+J7.3	86.57	1216.9
Тр-р	нейтраль Т 7 - ТГ 7 РГРЭС	31.3-J37	258.76	7006.5

Ниже представлена таблица 20 с отклонениями напряжений в узлах электрической сети.

Таблица 20 – Сравнение напряжение в узлах с результатами контрольного замера

Номер	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	U _{контр.зам.} , кВ	ΔU, %
1	2	3	4	5	6
3	сш 110 кВ РГРЭС	110	119.8	119.8	0.00
4	сш 35 кВ РГРЭС	35	37.5	37.5	0.00
65	ТГ 6 РГРЭС	6	6.2	6.2	0.00
66	ТГ 7 РГРЭС	6	6.2	6.2	0.00
3000	нейтраль Т 6	110	112.1	112.1	0.00
4000	нейтраль Т 7	110	112.1	112.1	0.00
5	сш 35 кВ Новорайчиха	35	36.6	36.77	0.46
6	с1 6 кВ Новорайчиха	6	0	0	0.00
7	с2 6 кВ Новорайчиха	6	6.4	6.6	3.03
8	с1 35 кВ ЖБИ	35	0	0	0.00
9	с2 35 кВ ЖБИ	35	37	37.28	0.75
10	с1 6 кВ ЖБИ	6	0	0	0.00
11	с2 6 кВ ЖБИ	6	6.3	6.3	0.00
12	сш 35 кВ Прогресс	35	37.2	37.42	0.59
13	с 6 кВ Прогресс	6	6.3	6.3	0.00
14	с1 35 кВ Малиновка	35	37.2	37.47	0.72
15	с2 35 кВ Малиновка	35	0	0	0.00
16	с1 10 кВ Малиновка	10	10.9	10.8	-0.93
17	с2 10 кВ Малиновка	10	0	0	0.00
18	сш 110 кВ Бурейск	110	119.4	120	0.50
1000	Т-1 110 кВ Бурейск нейтраль	110	115.1	115.1	0.00
2000	Т-2 110 кВ Бурейск нейтраль	110	0	0	0.00
19	с1 35 кВ Бурейск	35	36.7	37	0.81
20	с2 35 кВ Бурейск	35	0	0	0.00
21	с1 6 кВ Бурейск	6	6.3	6.3	0.00
22	с2 6 кВ Бурейск	6	0	0	0.00
24	ПС 110 кВ Бурейск/т	110	119.1	119.1	0.00
34	сш 35 кВ Родионовка	35	37.1	39.85	6.90
35	с 10 кВ Родионовка	10	11.1	10.7	-3.74
38	сш 35 кВ Перевалбаза	35	36.6	38.43	4.76
39	с1 6 кВ Перевалбаза	6	6	6.2	3.23
41	с2 6 кВ Перевалбаза	6	0	0	0.00
57	оп. 17 2 цепь	35	36.9	36.9	0.00

Номер	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	U _{контр.зам.} , кВ	ΔU , %
1	2	3	4	5	6
58	оп. 17 1 цепь	35	37	37	0.00
59	неизв.оп. У 35-1т	35	36.6	36.6	0.00
62	оп. 92	35	37.2	37.2	0.00
63	оп. 62	35	37.4	37.4	0.00
64	оп. 3	35	37.2	37.2	0.00

Из полученных выше результатов при сравнении их с данными по ведомостям контрольного замера, можно сделать вывод о правильности полученного эквивалента электрической сети, расхождение результатов находится в пределах 10%.

Рассмотрим работу сети в ремонтном режиме, а именно при отключении (выводе в ремонт) одной из линий, питающих ПС 35 кВ Прогресс это ВЛ 35 кВ РГРЭС – Прогресс. Расчетная схема нормального режима работы сети представлена на рисунке 8.

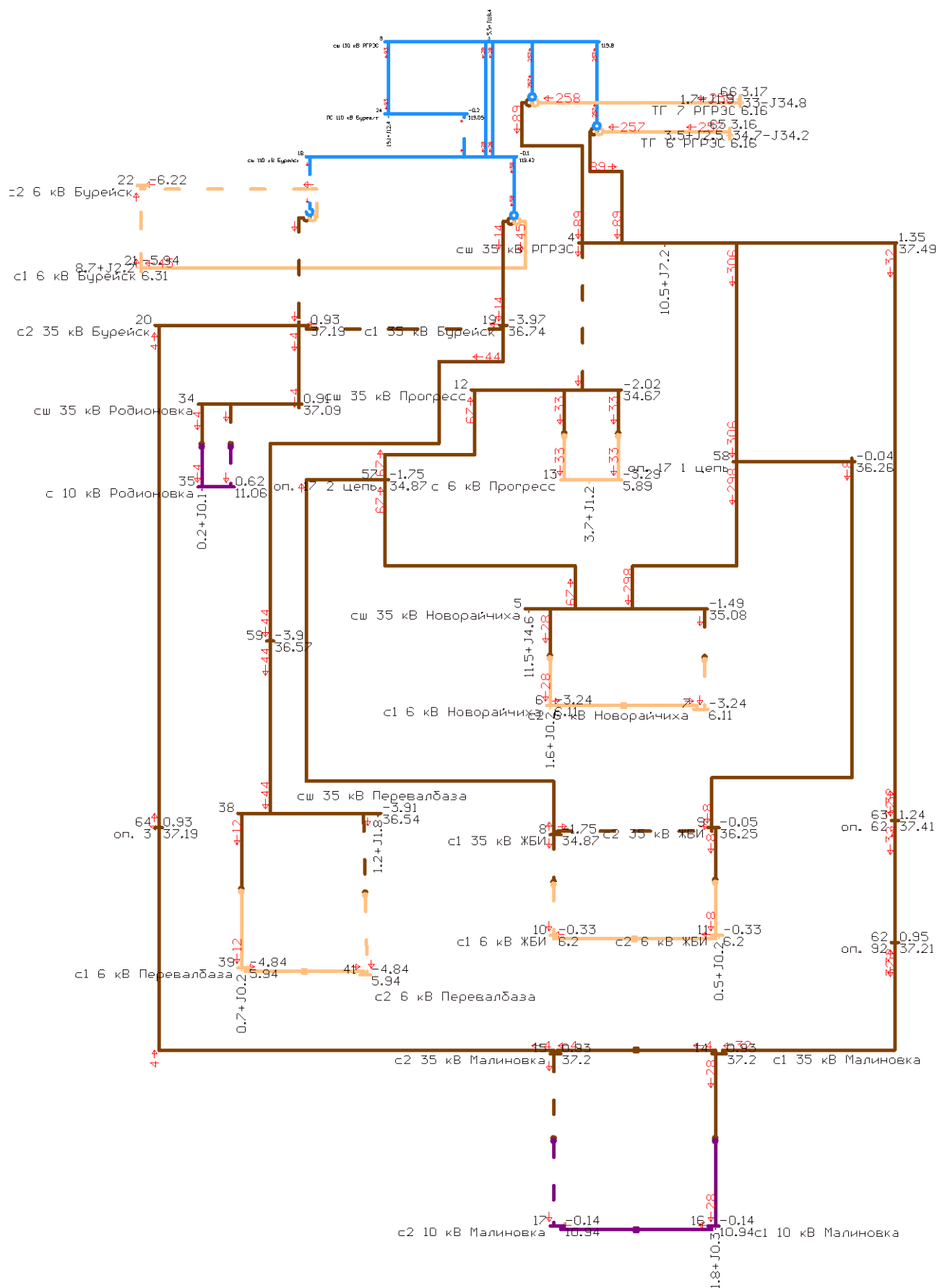


Рисунок 8 – Расчетная схема ремонтного режима работы сети в случае отключения (вывода в ремонт) ВЛ 35 кВ РГРЭС – Прогресс

Таблица 21 – Результаты расчета расчетной схемы ремонтного режима работы сети в случае отключения (вывода в ремонт) ВЛ 35 кВ РГРЭС – Прогресс

Тип	Название	S, МВА	I, А	I _{доп} , А
1	2	3	4	5
ЛЭП	ВЛ 110 кВ РГРЭС - Бурейск 1	5.7+J2.4	31.04	330
ЛЭП	ВЛ 110 кВ РГРЭС - Бурейск 2	5.7+J2.4	31.04	330
ЛЭП	ВЛ 110 кВ Бурейск - Бурейск/т 1	0	0	605
ЛЭП	ВЛ 110 кВ РГРЭС - Бурейск/т	15.2+J12.1	94.75	510
ЛЭП	ВЛ 35 кВ Бурейск - Родионовка	0.2+J0.2	3.98	330
ЛЭП	ВЛ 35 кВ Бурейск - оп. 3	0.2+J0.2	3.98	390
ЛЭП	ВЛ 35 кВ оп. 3 - Малиновка	0.2+J0.2	3.98	445
ЛЭП	ВЛ 35 кВ отпайка на ЖБИ 2 цепь	0	0	390
ЛЭП	ВЛ 35 кВ отпайка на ЖБИ 1 цепь	0.5+J0.2	8.44	390
ЛЭП	ВЛ 35 кВ Бурейск - неизв.оп. У 35-1т	0.7+J0.2	11.76	210
ЛЭП	ВЛ 35 кВ оп. 62 - оп. 92	2+J0.5	31.78	390
ЛЭП	ВЛ 35 кВ оп. 92 - Малиновка	2+J0.5	31.80	445
ЛЭП	ВЛ 35 кВ оп. 62 - РГРЭС	2+J0.5	31.76	330
ЛЭП	ВЛ 35 кВ Прогресс - оп. 17	3.8+J1.4	66.72	390
ЛЭП	ВЛ 35 кВ оп. 17 - Новорайчиха	3.8+J1.4	66.75	390
ЛЭП	ВЛ 35 кВ Новорайчиха - оп. 17	17.3+J7	297.60	390
ЛЭП	ВЛ 35 кВ оп. 17 - РГРЭС	18.2+J7.9	306.06	390
ЛЭП	ВЛ 35 кВ РГРЭС - Прогресс	0	0	390
ЛЭП	неизв.оп. У 35-1т - сш 35 кВ Перевалбаза	0.7+J0.2	11.75	390
Тр-р	Т-1 110 кВ Бурейск нейтраль - сш 110 кВ Бурейск	11.4+J5.9	61.68	80.4
Тр-р	Т-1 110 кВ Бурейск нейтраль - с1 35 кВ Бурейск	2.6+J2.2	17.25	243.4
Тр-р	Т-1 110 кВ Бурейск нейтраль - с1 6 кВ Бурейск	8.7+J2.5	45.49	1401.3
Тр-р	сш 110 кВ Бурейск - Т-2 110 кВ Бурейск нейтраль	0	0	80.4
Тр-р	Т-2 110 кВ Бурейск нейтраль - с2 35 кВ Бурейск	0	0	243.4
Тр-р	Т-2 110 кВ Бурейск нейтраль - с2 6 кВ Бурейск	0	0	1401.3
Тр-р	с1 35 кВ Малиновка - с1 10 кВ Малиновка	1.8+J0.3	28.41	104.0
Тр-р	с2 35 кВ Малиновка - с2 10 кВ Малиновка	0	0	104.0
Тр-р	сш 35 кВ Прогресс - с 6 кВ Прогресс	1.9+J0.7	33.36	104.0
Тр-р	сш 35 кВ Прогресс - с 6 кВ Прогресс	1.9+J0.7	33.36	104.0
Тр-р	с1 35 кВ ЖБИ - с1 6 кВ ЖБИ	0	0	104.0
Тр-р	с2 35 кВ ЖБИ - с2 6 кВ ЖБИ	0.5+J0.2	8.45	104.0
Тр-р	сш 35 кВ Новорайчиха - с1 6 кВ Новорайчиха	1.7+J0.3	27.73	66.1
Тр-р	сш 35 кВ Новорайчиха - с2 6 кВ Новорайчиха	0	0	-
Тр-р	сш 35 кВ Родионовка - с 10 кВ Родионовка	0	0	29.7
Тр-р	сш 35 кВ Родионовка - с 10 кВ Родионовка	0.2+J0.2	3.98	29.7
Тр-р	сш 35 кВ Перевалбаза - с1 6 кВ Перевалбаза	0.7+J0.2	11.75	41.3
Тр-р	сш 35 кВ Перевалбаза - с2 6 кВ Перевалбаза	0	0	41.3
Тр-р	сш 110 кВ РГРЭС - нейтраль Т 6	15.8-J46.8	256.95	402.1
Тр-р	нейтраль Т 6 - сш 35 кВ РГРЭС	15.3+J7.8	88.60	1216.9
Тр-р	нейтраль Т 6 - ТГ 6 РГРЭС	31.2-J36.7	257.27	7006.5
Тр-р	сш 110 кВ РГРЭС - нейтраль Т 7	15.8-J46.8	256.94	402.1

Продолжение таблицы 21

Тип	Название	S, МВА	I, А	I _{доп} , А
1	2	3	4	5
Тр-р	нейтраль Т 7 - сш 35 кВ РГРЭС	15.4+J7.8	89.03	1216.9
Тр-р	нейтраль Т 7 - ТГ 7 РГРЭС	31.3-J36.7	257.63	7006.5

Таблица 22 – Узлы, отклонение напряжения в которых превышает 5%

Номер	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	dU, кВ
1	2	3	4	5
3	сш 110 кВ РГРЭС	110	119.8	8.9
4	сш 35 кВ РГРЭС	35	37.5	7.1
14	с1 35 кВ Малиновка	35	37.2	6.3
15	с2 35 кВ Малиновка	35	37.2	6.3
16	с1 10 кВ Малиновка	10	10.9	9.4
17	с2 10 кВ Малиновка	10	10.9	9.4
18	сш 110 кВ Бурейск	110	119.4	8.5
20	с2 35 кВ Бурейск	35	37.2	6.2
24	ПС 110 кВ Бурейск/т	110	119.1	8.2
34	сш 35 кВ Родионовка	35	37.1	6.0
35	с 10 кВ Родионовка	10	11.1	10.6
62	оп. 92	35	37.2	6.3
63	оп. 62	35	37.4	6.9
64	оп. 3	35	37.2	6.3

Как видно из схемы, в послеаварийном (ремонтном) режиме, параметры работы оборудования, находятся в допустимых пределах. Оборудования и ЛЭП, работающих с перегрузом, нет. Однако, необходимо отметить, что отклонение напряжения на шинах секции 10 кВ ПС 35 кВ Родионовка превышает 10%, что не соответствует ПУЭ [19], а также нет возможности отрегулировать напряжение.

Далее, рассмотрим работу сети в другом послеаварийном (ремонтном) режиме, а именно отключение (вывод в ремонт) одной из линий, питающих ПС 35 кВ Новорайчиха ВЛ 35 кВ РГРЭС – Новорайчиха, при этом отключается одна из отпаек питающая ПС 35 кВ ЖБИ. Расчетная схема послеаварийного (ремонтного) режима представлена на рисунке 10.

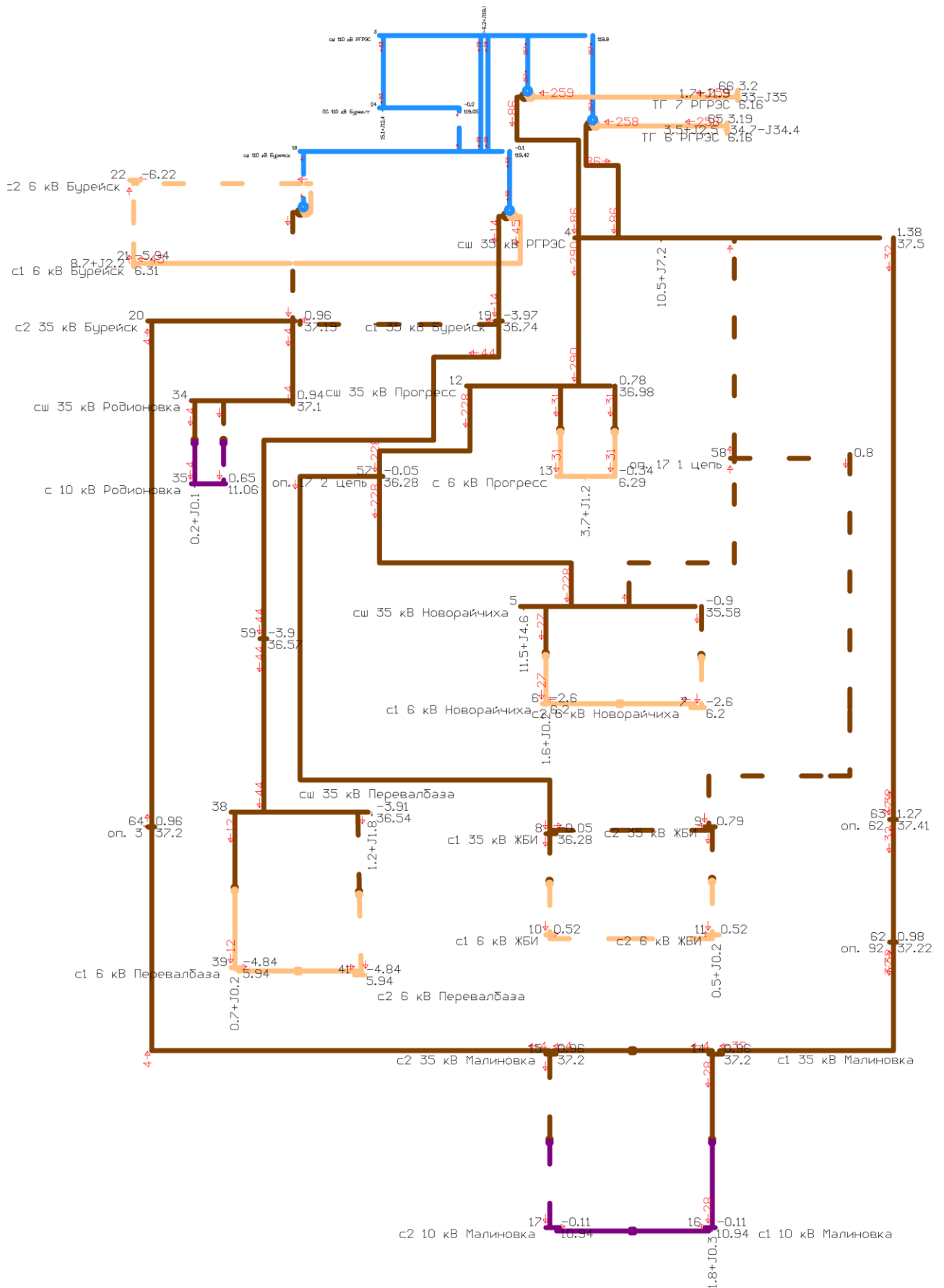


Рисунок 9 – Расчетная схема послеаварийного (ремонтного) режима работы сети в случае отключения (вывода в ремонт) ВЛ 35 кВ РГРЭС – Новорайчиха

Таблица 23 – Результаты расчета ремонтного режима работы сети в случае отключения (вывода в ремонт) ВЛ 35 кВ РГРЭС – Новорайчиха

Тип	Название	S, МВА	I, А	I _{доп} , А
1	2	3	4	5
ЛЭП	ВЛ 110 кВ РГРЭС - Бурейск 1	5.7+J2.4	31.04	330
ЛЭП	ВЛ 110 кВ РГРЭС - Бурейск 2	5.7+J2.4	31.04	330
ЛЭП	ВЛ 110 кВ Бурейск - Бурейск/т 1	0	0	605
ЛЭП	ВЛ 110 кВ РГРЭС - Бурейск/т	15.2+J12.1	94.75	510
ЛЭП	ВЛ 35 кВ Бурейск - Родионовка	0.2+J0.2	3.98	330
ЛЭП	ВЛ 35 кВ Бурейск - оп. 3	0.2+J0.2	3.98	390
ЛЭП	ВЛ 35 кВ оп. 3 - Малиновка	0.2+J0.2	3.98	445
ЛЭП	ВЛ 35 кВ отпайка на ЖБИ 2 цепь	0	0	390
ЛЭП	ВЛ 35 кВ отпайка на ЖБИ 1 цепь	0	0	390
ЛЭП	ВЛ 35 кВ Бурейск - неизв.оп. У 35-1т	0.7+J0.2	11.76	210
ЛЭП	ВЛ 35 кВ оп. 62 - оп. 92	2+J0.5	31.77	390
ЛЭП	ВЛ 35 кВ оп. 92 - Малиновка	2+J0.5	31.79	445
ЛЭП	ВЛ 35 кВ оп. 62 - РГРЭС	2+J0.5	31.75	330
ЛЭП	ВЛ 35 кВ Прогресс - оп. 17	13.5+J5.5	227.68	390
ЛЭП	ВЛ 35 кВ оп. 17 - Новорайчиха	13.3+J5.2	227.57	390
ЛЭП	ВЛ 35 кВ Новорайчиха - оп. 17	0	0	390
ЛЭП	ВЛ 35 кВ оп. 17 - РГРЭС	0	0	390
ЛЭП	ВЛ 35 кВ РГРЭС - Прогресс	17.4+J7.1	290.25	390
ЛЭП	неизв.оп. У 35-1т - сш 35 кВ Перевалбаза	0.7+J0.2	11.75	390
Тр-р	Т-1 110 кВ Бурейск нейтраль - сш 110 кВ Бурейск	11.4+J5.9	61.68	80.4
Тр-р	Т-1 110 кВ Бурейск нейтраль - с1 35 кВ Бурейск	2.6+J2.2	17.25	243.4
Тр-р	Т-1 110 кВ Бурейск нейтраль - с1 6 кВ Бурейск	8.7+J2.5	45.49	1401.3
Тр-р	сш 110 кВ Бурейск - Т-2 110 кВ Бурейск нейтраль	0	0	80.4
Тр-р	Т-2 110 кВ Бурейск нейтраль - с2 35 кВ Бурейск	0	0	243.4
Тр-р	Т-2 110 кВ Бурейск нейтраль - с2 6 кВ Бурейск	0	0	1401.3
Тр-р	с1 35 кВ Малиновка - с1 10 кВ Малиновка	1.8+J0.3	28.40	104.0
Тр-р	с2 35 кВ Малиновка - с2 10 кВ Малиновка	0	0	104.0
Тр-р	сш 35 кВ Прогресс - с 6 кВ Прогресс	1.9+J0.7	31.30	104.0
Тр-р	сш 35 кВ Прогресс - с 6 кВ Прогресс	1.9+J0.7	31.30	104.0
Тр-р	с1 35 кВ ЖБИ - с1 6 кВ ЖБИ	0	0	104.0
Тр-р	с2 35 кВ ЖБИ - с2 6 кВ ЖБИ	0	0	104.0
Тр-р	сш 35 кВ Новорайчиха - с1 6 кВ Новорайчиха	1.7+J0.3	27.36	66.1
Тр-р	сш 35 кВ Новорайчиха - с2 6 кВ Новорайчиха	0	0	-
Тр-р	сш 35 кВ Родионовка - с 10 кВ Родионовка	0	0	29.7
Тр-р	сш 35 кВ Родионовка - с 10 кВ Родионовка	0.2+J0.2	3.98	29.7
Тр-р	сш 35 кВ Перевалбаза - с1 6 кВ Перевалбаза	0.7+J0.2	11.75	41.3

Продолжение таблицы 23

Тип	Название	S, МВА	I, А	I _{доп} , А
1	2	3	4	5
Тр-р	сш 35 кВ Перевалбаза - с2 6 кВ Перевалбаза	0	0	41.3
Тр-р	сш 110 кВ РГРЭС - нейтраль Т 6	16.2-146.7	256.87	402.1
Тр-р	нейтраль Т 6 - сш 35 кВ РГРЭС	14.9+17.4	85.90	1216.9
Тр-р	нейтраль Т 6 - ТГ 6 РГРЭС	31.2-136.9	258.17	7006.5
Тр-р	сш 110 кВ РГРЭС - нейтраль Т 7	16.2-146.7	256.86	402.1
Тр-р	нейтраль Т 7 - сш 35 кВ РГРЭС	15+17.4	86.33	1216.9
Тр-р	нейтраль Т 7 - ТГ 7 РГРЭС	31.3-136.9	258.53	7006.5

Послеаварийный (ремонтный) режим при отключении ВЛ 35 кВ РГРЭС – Новорайчиха требует принятия мер для обеспечения потребителей электроэнергией, питающихся от секции шин 6 кВ ПС 35 кВ ЖБИ. Ток по ЛЭП не превышает длительно допустимый, силовые трансформаторы работают с загрузкой ниже номинальной. Результаты расчета сведены в таблицу 23.

В данном послеаварийном (ремонтном) режиме напряжение на секции шин 10 кВ ПС 35 кВ Родионовка также превышает 10 %.

Проведем анализ уровня потерь электроэнергии в электрических сетях 6-110 кВ Бурейского РЭС для того, чтобы в следующих разделах определить инструменты их снижения.

Уровень технических потерь электроэнергии в сетях определяется решениями, принимаемыми на трех временных уровнях: концептуальном, эксплуатационно-реконструктивном и оперативном [5].

Принципы развития Единой энергетической системы закладываются на концептуальном уровне. Этому уровню соответствует наиболее широкий интервал технических потерь [5]. Поскольку взаимное расположение электростанций и потребителей в каждой стране уникально, то найти и правильно интерпретировать информацию о электрических сетях является предметом глубоко анализа и правильного подхода. Следовательно, экономически обоснованный уровень потерь в электрических сетях России может быть определен только на основании расчетов для конкретных схем и нагрузок электрических сетей [5].

Был проведен анализ совокупности технических потерь и метрологической составляющей потерь – технологических потерь электроэнергии в Бурейском РЭС в период с 01.01.2016 по 31.08.2021, приведён на рисунке 10.

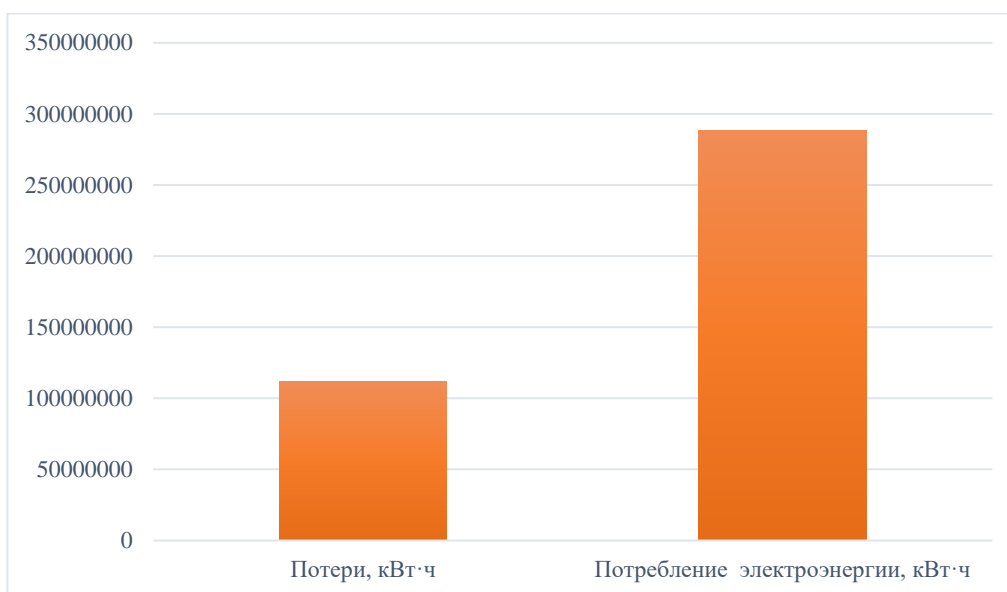


Рисунок 10 – Потребление и потери электроэнергии в период с 01.01.2016 по 31.08.2021, кВт*ч

По диаграммам видно, что среднегодовой уровень технологических потерь электроэнергии при её транспортировке составляет примерно 39% от потребления. (информация предоставлена на преддипломной практике в АО "ДРСК»).

Таблица 25 – Потребление и потери электроэнергии в период с 01.01.2016 по 31.08.2021

Потери, кВт·ч	Потребление электроэнергии, кВт·ч	% от потребления
112000627	288586290	38.81

Высокий уровень технологических потерь электроэнергии в распределительных сетях 6-110 кВ Бурейского РЭС в основном обусловлен следующими факторами:

- низкой загруженностью силовых трансформаторов, потери холостого

хода трансформаторов составляют около 30% от общего значения потерь;

- несоответствие сечений проводов нормированной плотности тока, переменные потери в линиях электропередачи составляют примерно 50% от общего значения потерь;

- общим износом электросетевого комплекса и, как следствие, возникающими трудностями при обеспечении точного учета электроэнергии и наблюдаемости;

- ограниченным диапазоном регулирования реактивной мощности турбогенераторами ТГ 6 и ТГ 7 РГРЭС, отсутствием других средств компенсации реактивной мощности в электрических сетях 6-110 кВ;

- наличием ограничений, как технических, так и организационных, затрудняющих выбор и поиск оптимальных режимов работы электрической сети.

Однако, следует отметить, что намечается тенденция к снижению потерь электроэнергии, которая обеспечивается за счет внедрения автоматизированной информационно-измерительной системы контроля и учета электроэнергии (АИISKУЭ).

1.5 Выявление проблемных мест и определение направлений магистерского исследования

В ходе анализа выявлены следующие проблемы Бурейского РЭС:

- количество аварийных отключений, недоотпуск электроэнергии имеют тенденцию к снижению, при этом среднее время простоя потребителя ежегодно увеличивается. Также необходимо отметить наметившуюся тенденцию к снижению успешности АПВ и РПВ, что говорит о преобладающим механическом характере повреждений первичного оборудования, т.е. короткие замыкания не самоустраиваются. Грозовая активность, подтопления, атмосферная и грунтовая коррозия, техногенные факторы, пожары и другие внешние воздействия являются фактором отказа работы оборудования, особенно для ВЛ с длительными сроками эксплуатации. При этом высокая аварийность сохраняется в электрических сетях 6-10 кВ.

– на значительной части ВЛ 35-110 кВ нагрузочная плотность тока находится ниже нормированных значений, что в свою очередь приводит к увеличению потерь электроэнергии.

– по анализу существующей схемы электрических сетей 35-110 кВ Бурейского РЭС, все параметры находятся в пределах допустимых значений, за исключением значения напряжения на секции шин 10 кВ ПС 35 кВ Родионовка [19].

Основным традиционным решением данных проблем является реновация электрических сетей 6-110 кВ, ключевым результатом которой будет повышение надежности, в следствие уменьшения количества аварийных отключений и отказов оборудования, а также уменьшение среднего времени простоя потребителя. Сопутствующим эффектом является снижение технических потерь электроэнергии.

Другим решением, которое активно рассматривается научными кругами, но на практике остается, зачастую, на уровне пилотных проектов является интеллектуализация электрических сетей.

2 ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗАЦИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ КАК ИНСТРУМЕНТ ПОВЫШЕНИЯ ИХ НАДЕЖНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ

Цель раздела – провести анализ актуальных концепций и технологий на предмет их применения к условной ячейке энергосистемы – району электрических сетей (далее – РЭС), учитывая опыт реализации в других энергосистемах.

2.1 Концепция интеллектуализации электрических сетей

Интеллектуальная электроэнергетическая система с активно-адаптивной сетью представляет собой электроэнергетическую систему нового поколения, основанную на мультиагентном принципе организации и управления ее функционированием и развитием с целью обеспечения эффективного использования всех ресурсов (природных, социально-производственных и человеческих) для надежного, качественного и эффективного энергоснабжения потребителей за счет гибкого взаимодействия всех ее субъектов (всех видов генерации, электрических сетей и потребителей) на основе современных технологических средств и единой интеллектуальной иерархической системы управления. В данной концепции важная роль отводится активно-адаптивной электрической сети, как технологической инфраструктуре электроэнергетики, собственно наделяющей интеллектуальную энергосистему принципиально новыми свойствами.

Активно – адаптивная сеть представляет собой совокупность подключенных к генерирующим источникам и потребителям энергии элементов электрических сетей и систем управления, включающих:

- линии электропередачи с управляемым изменением характеристик (активных и реактивных составляющих сопротивлений), а также систем контроля их состояния (стрел провеса, гололедообразования, систем защиты от разрядов и перенапряжений и др.);

- устройства электромагнитного преобразования электроэнергии с широкими возможностями регулирования параметров (напряжения по модулю и по

фазе, мощности активной и реактивной, преобразования рода тока – переменного и постоянного и др.), а также средства накопления и аккумулирования энергии;

- коммутационные аппараты с высокой отключающей способностью и большим коммутационным ресурсом;

- исполнительные механизмы, позволяющие в реальном времени воздействовать на активные элементы сети, изменяя ее параметры и топологию (конфигурацию и сопротивления);

- датчики положения и текущих режимных параметров в количестве, достаточном для обеспечения оценки состояния сети в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах работы энергосистемы, с высокой скоростью съема показаний в цифровом виде;

- современные цифровые устройства защиты и автоматики;

- информационно-технологические и управляющие системы, в т.ч. программное обеспечение и технические средства адаптивного управления с возможностью воздействия в реальном времени на активные элементы сети и электроустановки потребителей;

- быстродействующую многоуровневую управляющую систему с соответствующим информационным обменом для управления и контроля состояния системы в целом, ее частей и элементов с различными временными циклами для разных уровней управления.

В концепции представлены три основных направления развития электроэнергетики:

1. Создание и применение улучшающей, новой и прорывной техники, обеспечивающей экономичность и управляемость электрической сети, разработка и использование технологий мониторинга и диагностики сетей.

2. Развитие современных и создание новых систем управления электроэнергетикой; проработка новых принципов информационного взаимодействия энергообъектов, включая и «информационное облако»; обеспечение их кибербезопасности.

3. Разработка принципов вовлечения в управление энергопотреблением как отдельных активных потребителей, так и коллективных интеллектуальных микросетей.

На базе этих трех направлений образуются технические, экономические и социальные эффекты, обосновывающие необходимость развития интеллектуализации электрических сетей.

Для реализации концепции интеллектуализации электрических сетей необходимо обеспечить энергосистеме новые функциональные свойства, в том числе:

- взаимодействие сети с любыми видами генерации, включая малые и альтернативные источники энергии;

- взаимодействие сети с потребителями на основе эффективного использования электроэнергии за счет ситуационного регулирования нагрузки с максимальным учетом требований потребителей;

- создание новой сетевой топологии электроэнергетики с иерархической территориальной и технологической сегментацией и гибкими активно-адаптивными межсегментными связями, обеспечивающими обмена и регулирование базовой, полупиковой и пиковой мощностей с помощью соответствующей системы автоматического регулирования;

- реализацию адаптивной реакции энергосистемы и электрической сети на текущую ситуацию на основе сочетания централизованного и местного управления в нормальных и аварийных режимах;

- освоение новых информационных ресурсов и технологий для оценки ситуаций, выработки и принятия оперативных и долгосрочных решений – для реализации эффективного управления;

- обеспечение расширения рыночных возможностей инфраструктуры путем взаимного оказания широкого спектра услуг субъектами рынка и инфраструктурой.

Основными элементами интеллектуализации распределительного сетевого комплекса является ЦПС и реклоузеры, повышающие соответственно наблюдаемость, режимную управляемость и гибкость электрической сети. Поскольку

штучный перевод или новое строительство ЦПС, а также реконструкция одной линии электропередачи с применением реклоузеров, не дает необходимого эффекта, то целесообразно рассмотреть концепцию интеллектуализации РЭС [15, 16, 18, 24].

2.2 Концепция «Цифровой РЭС»

«Цифровой РЭС» – отечественная концепция по внедрению интеллектуальных технологий в распределительный электросетевой комплекс, подтвердившая свою эффективность на практике в России.

Ключевые технологии, отраженные в концепции:

- цифровая подстанция;
- реклоузеры;
- цифровые трансформаторы тока и напряжения;
- преобразователи аналоговых и дискретных сигналов (ШПАС и ШПДС)

Предпосылками к появлению концепции стали проблемы, которыми сопровождается эксплуатация распределительного электросетевого комплекса:

- опережающее старение основных фондов (~70%);
- минимальная наблюдаемость электрических сетей;
- среднее оснащение приборами учёта;
- ограниченная достоверность знания режима;
- ручное управление режимами;
- низкая загрузка сети;
- избыточные схемы электрических сетей;
- низкая надёжность.

Далее будут рассмотрены основные технологии концепции «Цифровой РЭС».

2.2.1 Переход к цифровым подстанциям 35-110 кВ

Цифровая подстанция - это подстанция, в которой цифровая форма используется для организации всех потоков информации при решении задач мониторинга, анализа и управления, а параметры такой передачи определяются единым

файлом электронного проекта. Средой передачи данных для цифровой подстанции является локальная вычислительная сеть (ЛВС) на базе технологии Ethernet, а в качестве коммуникационных протоколов применяются протоколы, описанные стандартом МЭК 61850 [43].

Цифровая подстанция является основным звеном концепции «Цифровой РЭС» и представляет собой комплексную систему, включающую в себя силовые и вспомогательные устройства (оборудование), устройства контроля и управления, компьютеры и программное обеспечение.

В качестве измерительных трансформаторов тока и напряжения в ЦПС применяются ЦТТ и ЦТН или полевые преобразователи, подключаемые к электромагнитным ТТ и ТН. На рисунках 11 и 12 представлены функциональные схемы подключения измерительного оборудования.

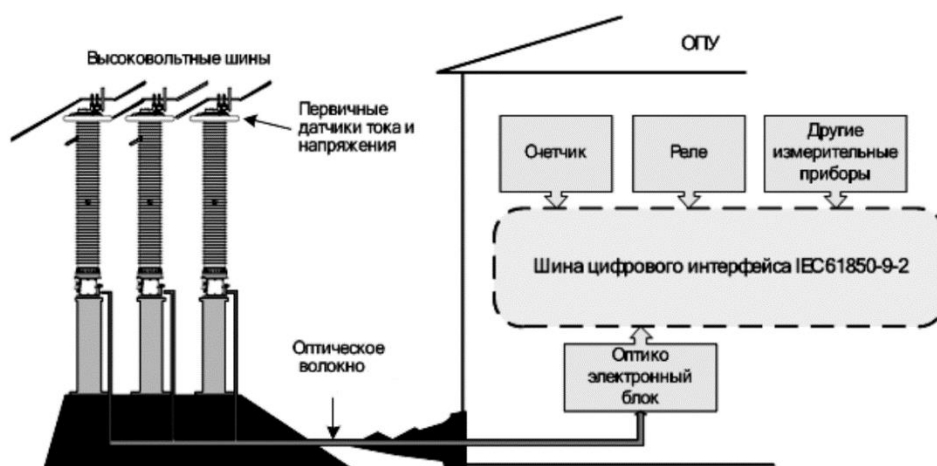


Рисунок 11 – Функциональная схема измерительной системы

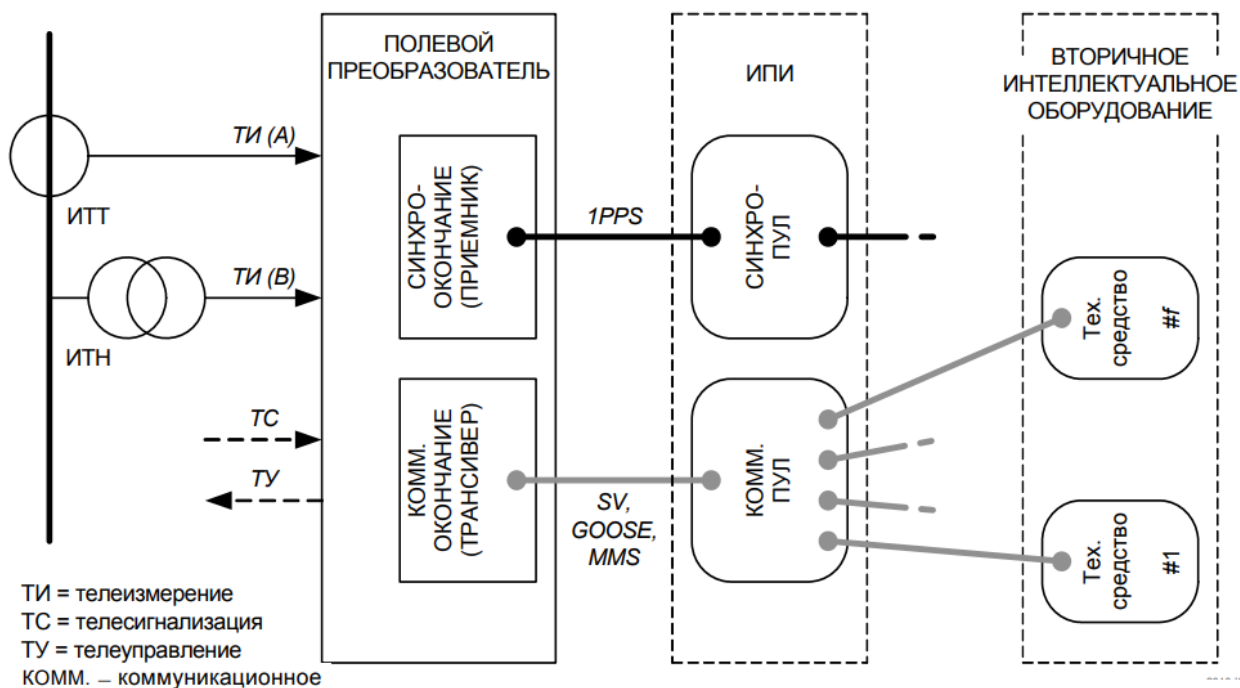


Рисунок 12 – Полевой преобразователь, его взаимосвязи с инфраструктурой передачи информации, а также первичным и вторичным оборудованием ЦПС

Все особенности реализации Архитектур I, II и III в части применяемых технических средств и протоколов стандарта МЭК 61850 приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Архитектуры ЦПС

	Архитектура I	Архитектура II	Архитектура III
Использование протокола MMS	Да	Да	Да
Использование протокола GOOSE	Нет	Да	Да
Использование протокола Sampled Values	Нет	Нет	Да
Применение оборудования с поддержкой МЭК 61850 на подстанционном уровне	Да	Да	Да
Применение оборудования с поддержкой МЭК 61850 на уровне присоединения	Да	Да	Да

	Архитектура I	Архитектура II	Архитектура III
Применение оборудования с поддержкой МЭК 61850 на полевом уровне	Нет	Да	Да
Использование ШПДС	Нет	Да	Да
Использование ШПАС	Нет	Нет	Да
Использование ЦТТ и ЦТН, работающих по протоколу Sampled Values	Нет	Нет	Да

Выводы:

1. При создании цифровой подстанции формируются общие определяющие цели: экономические и эксплуатационные, модернизации и безопасности, а также решаются задачи по унификации информационных протоколов для обеспечения способности оборудования различных производителей к взаимодействию.

2. Принципы построения архитектуры цифровой подстанции основаны на иерархии с выделением нижнего, среднего и верхнего уровней и определяются пятью базовыми группами: надежностью и безопасностью, единством измерений и унификацией

3. Комбинированные цифровые измерительные трансформаторы нового поколения с оптоэлектронным блоком преобразования и модулем объединения или отдельно стоящим модулем объединения, внешним источником синхронизации или внутренним тактовым генератором и цифровыми интерфейсами обеспечивают высокую безопасность, точность и быстродействие, а также имеют малые габариты и вес.

4. Полевые преобразователи (ШПАС, ШПДС) в виде модулей, устанавливаемых в интеллектуализируемое техническое средство, или в виде самостоятельных приборов обеспечивают включение традиционных электромагнитных

измерительных трансформаторов тока и напряжения в инфраструктуру передачи информации ЦПС.

2.2.2 Повышение гибкости электрических сетей с помощью реклоузеров

Реклоузер – коммутационный аппарат, объединяющий в одном устройстве силовой вакуумный выключатель наружного исполнения с интегрированной системой измерения токов и напряжений, и микропроцессорный шкаф управления с продвинутыми функциями защит и автоматики, специально адаптированными под нужды воздушных распределительных сетей. Реклоузеры производятся на напряжение 6-35 кВ [32].

Источником данных для работы защит и автоматики является система измерения реклоузера, которая контролирует параметры сети и преобразует их посредством встроенных датчиков тока и напряжения, а также математического фильтра цифрового сигнала [32].

Из параметров первичной сети система измерения выделяет те, которые используются для работы защит и автоматики:

- фазные токи;
- фазные напряжения;
- токи прямой, обратной и нулевой последовательностей;
- напряжения прямой, обратной и нулевой последовательностей;
- частота основной гармоники.

Целевым применением реклоузеров является реализация децентрализованной автоматизации распределительных сетей с целью наиболее эффективного способа повышения показателей надёжности электроснабжения потребителей (SAIFI и SAIDI) в воздушных сетях [21, 32].

SAIDI – показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки в каждом расчетном периоде регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования определяется по формуле, ч/год:

$$SAIDI = \frac{\sum T_i \cdot N_i}{\sum N_i}, \quad (17)$$

где T_i – продолжительность i -го прекращения передачи электрической энергии в отношении точек поставки потребителей услуг сетевой организации в рамках технологического нарушения, час;

N_i – количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошло i -ое прекращение передачи электрической энергии в рамках технологического нарушения, шт.;

N_t – максимальное за год число точек поставки потребителей услуг сетевой организации за t -й расчетный период регулирования, шт.;

I – количество прекращений передачи электрической энергии в отношении точек поставки потребителей услуг сетевой организации в t -м расчетном периоде регулирования, шт.

SAIFI – показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки в каждом расчетном периоде регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования определяется по формуле, откл./год:

$$SAIFI = \frac{\sum \omega_i \cdot N_i}{\sum N_i}, \quad (18)$$

где ω_i – удельная частота повреждений, откл.

Реклоузеры позволяют строить ОРУ 6-10 кВ для модернизации и нового строительства подстанций или распределительных пунктов, а также организовывать автоматизированные пункты местного резервирования электроснабжения потребителей I категории. Реклоузеры с функцией учёта позволяют оптимальным образом разграничивать балансовую принадлежность при подключении новых абонентов к сети, обеспечивая учет электроэнергии и предупреждение хищений электроэнергии для сокращения коммерческих потерь [15, 16, 18, 24].

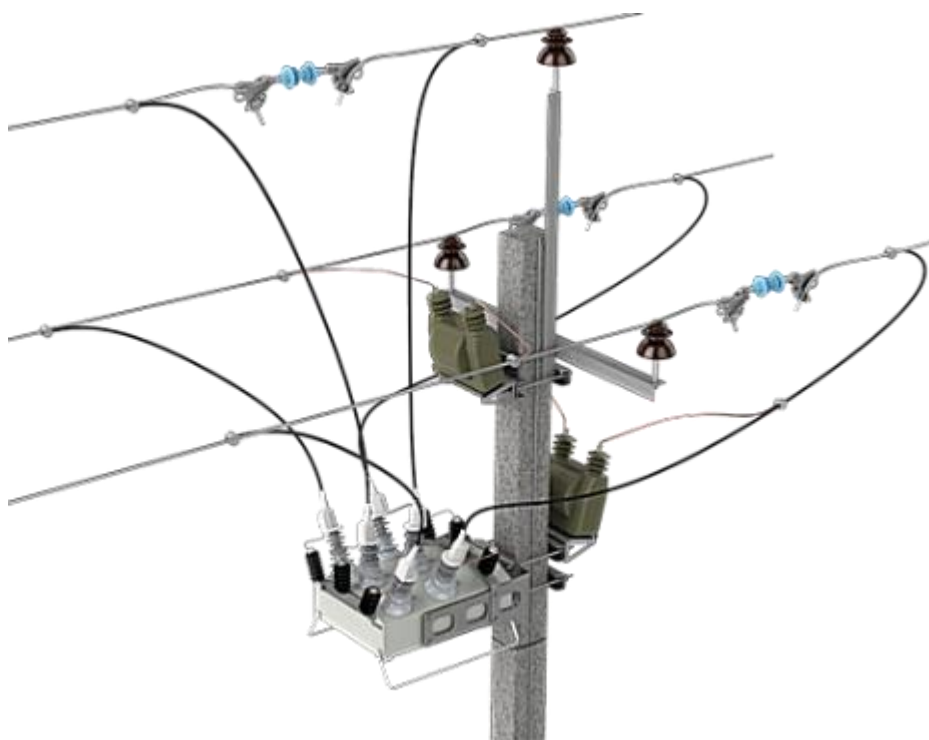


Рисунок 13 – Реклоузер 6-10 кВ

Смысл автоматизации электрической сети заключается в следующем – при отсутствии возможности обеспечить реновацию электрической сети опережающими темпами, то необходимо увеличить КПД ее использования.

Интеллектуальная сеть — это существующая энергосистема, оснащенная передовыми технологиями в области автоматики и информатики, что позволяет обеспечивать выполнение целевых показателей по надежности, качеству энергообеспечения, потерям электрической энергии наиболее эффективным образом, не проводя глобальной реновации основных фондов [15, 16, 18, 24].

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 [15, 16, 18, 24].

Эффект достигается за счет сокращения количества отключений потребителей при неустойчивых повреждениях, автоматизации процесса локализации поврежденного участка и применения полностью необслуживаемого оборудования [15, 16, 18, 24].

Вывод:

Секционирование электрической сети 6-10 кВ обеспечивает повышение показателей надежности в кратчайшие сроки, в сравнение с полной реконструкцией электрической сети.

2.2.3 Переход к автокластерной электрической сети напряжением 6-10 кВ

Данное мероприятие является логическим продолжением секционирования электрических сетей напряжением 6-10 кВ реклоузерами и заключается в отказе от КРУ, ЗРУ, КРУН 6-10 кВ. Вместо этого распределительное устройство выносится в электрическую сеть 6-10 кВ за счет строительства более разветвленной электрической сети, секционированной реклоузерами (далее – автокластерная электрическая сеть). Пример возможного преобразования показан на рисунке 14 – радиальная электрическая сеть (слева) и автокластерная электрическая сеть (справа) [15, 16, 18, 24].

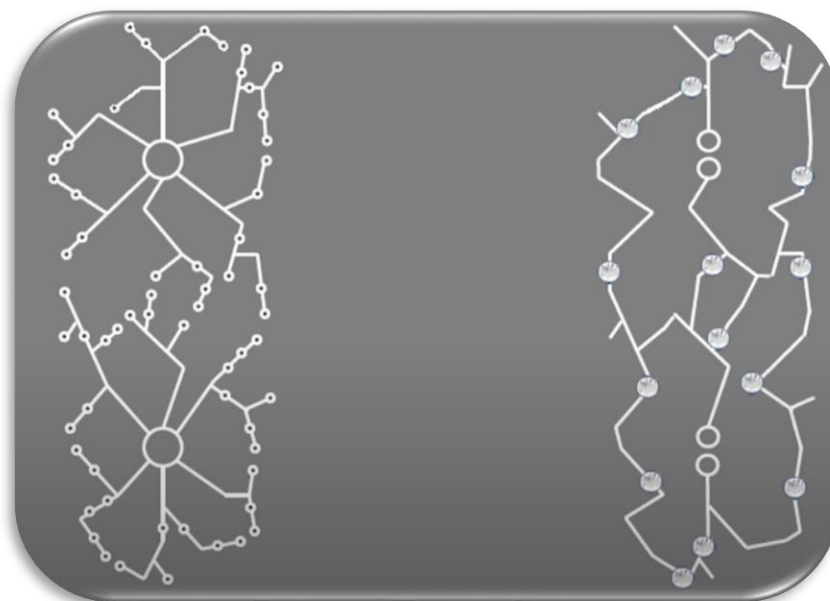


Рисунок 14 – Радиальная электрическая сеть (слева) и автокластерная электрическая сеть (справа)

Основным преимуществом такого мероприятия является исключение возможности дуговых замыканий в ячейках КРУ, ЗРУ, КРУН 6-10 кВ [20, 32].

Вывод:

Переход к автокластерной электрической сети напряжением 6-10 кВ способствует снижению аварийности распределительной электрической сети.

2.3 Выбор направления реконструкции распределительных электрических сетей на основе опыта эксплуатации

Проанализировав актуальные концепции и технологии в области интеллектуализации электроэнергетики, определим основные направления развития распределительного электросетевого комплекса, в контексте данной работы – Бурейского РЭС.

Выводы на основе анализа концепций и технологий:

1. Эффект перехода на ЦПС будет заметен только в том случае, когда, к примеру, все ПС в РЭС будут цифровыми. По состоянию на сегодня проектирование, технологии, обучение сотрудников обслуживанию ЦПС является дорогим мероприятием и перекрывает все вышеперечисленные преимущества,

например, оптоволокно вместо медных вторичных кабелей и коммутаторы стоят в разы дороже, а применение цифровых трансформаторов тока и трансформаторов напряжения сопряжено с риском снижения надежности работы электрических сетей.

2. Применение реклоузеров в рамках автокластерной электрической сети 6-10 кВ, а также децентрализация РУ 6-10 кВ, показывает свое преимущество в плане надежности, снижения коммерческих потерь за счет встроенной системы учета электроэнергии и системы обеспечения наблюдаемости. При устойчивых повреждениях диспетчерская группа, за счёт визуализированной электрической схемы с географической привязкой, точно координирует оперативно-выездную бригаду (ОВБ), что в свою очередь обеспечивает оперативность устранения повреждений и рациональное использование людских сил и ресурсов организации.

3. Вопрос реновации распределительного электросетевого комплекса не уходит, он приобретает другие свойства и масштабы. Выше были рассмотрены интеллектуальные технологии и их применение в краткосрочной перспективе, в долгосрочной перспективе реновация с применением интеллектуальных технологий дает существенные преимущества и меняет парадигму работы всей электроэнергетики.

Направление реконструкции распределительного электросетевого комплекса Бурейского РЭС:

- переход от ПС к ЦПС с минимальной заменой первичного оборудования (для минимизации плановых отключений и мероприятий по переводу нагрузки);
- применение в электрических сетях напряжением 6-10 кВ реклоузеров.

3 РЕКОНСТРУКЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 6-110 кВ БУРЕЙСКОГО РЭС АМУРСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НА ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ОСНОВЕ

3.1 Выбор объектов Бурейского РЭС для реконструкции на интеллектуальной основе

Цель данного пункта – выбор объектов для реконструкции, оборудования и интеллектуальных технологий, позволяющих повысить надежность и эффективность электроснабжения потребителей распределительного электросетевого комплекса.

Прежде всего необходимо выбрать объекты электросетевого распределительного комплекса, которые будут подвергаться реконструкции на первом этапе.

Первый этап должен включать в себя замену устаревших коммутационных аппаратов, оснащение присоединений новыми коммутационными аппаратами, оснащение ПС микропроцессорными шкафами и терминалами РЗА. Количество этапов должно быть определено в рамках проектирования. Поскольку данная работа носит концептуальный и исследовательский характер, количество этапов не рассматривается.

Так как, на основании вышесказанного, основным элементом концепций интеллектуализации распределительного электросетевого комплекса является ЦПС, то необходимо выбрать соответствующую и подходящую ПС для ее перевода в ЦПС.

Поскольку ПС 110 кВ Бурейск является пунктом приема электроэнергии с РГРЭС и в свою очередь питает большое количество ПС 35 кВ в Бурейском РЭС, то целесообразно в первую очередь переводить в ЦПС такой объект.

Проанализировав однолинейную схему и информацию по состоянию оборудования ПС 110 кВ Бурейск, можно сделать следующие выводы:

Схема РУ ВН, СН, НН обеспечивает требуемый уровень надежности;

Первичное и вторичное оборудование находится в удовлетворительном состоянии, превышения допустимых параметров нет;

Для реализации поддержки протокола МЭК 61850 и в целом повышения быстродействия отключения повреждений, необходимо заменить коммутационные аппараты на новые, рассмотреть к установке ЦТТ и ЦТН, а также заменить устройства РЗА с электромеханических на микропроцессорные, организовать их работу в соответствии с протоколом МЭК 61850.

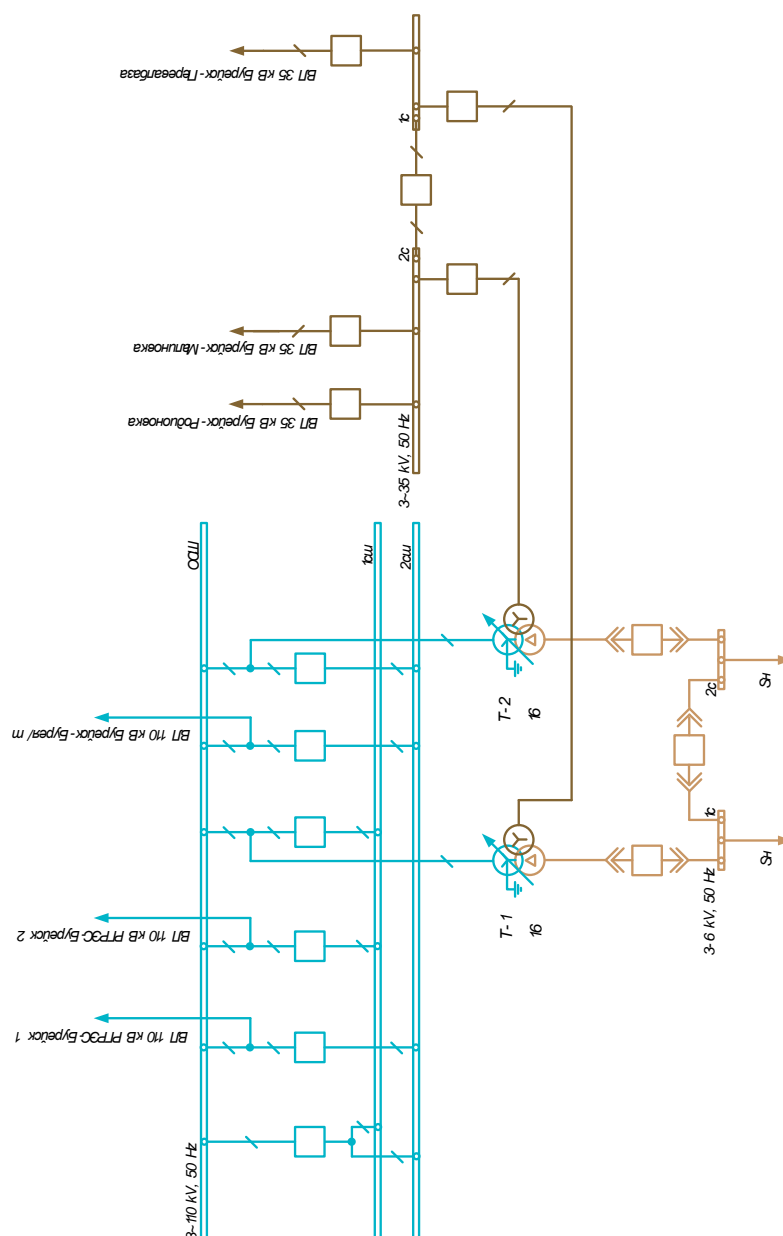


Рисунок 15 – Структурная схема ПС 110 кВ Бурейск

Учитывая результаты анализа аварийности (приведенные в разделе 1, п. 1.3), а именно большое количество аварийных отключений в электрических сетях 6 кВ, отходящих от ПС 110 кВ Бурейск, в качестве реконструируемого объекта электроэнергетики выбираем фидер №24.

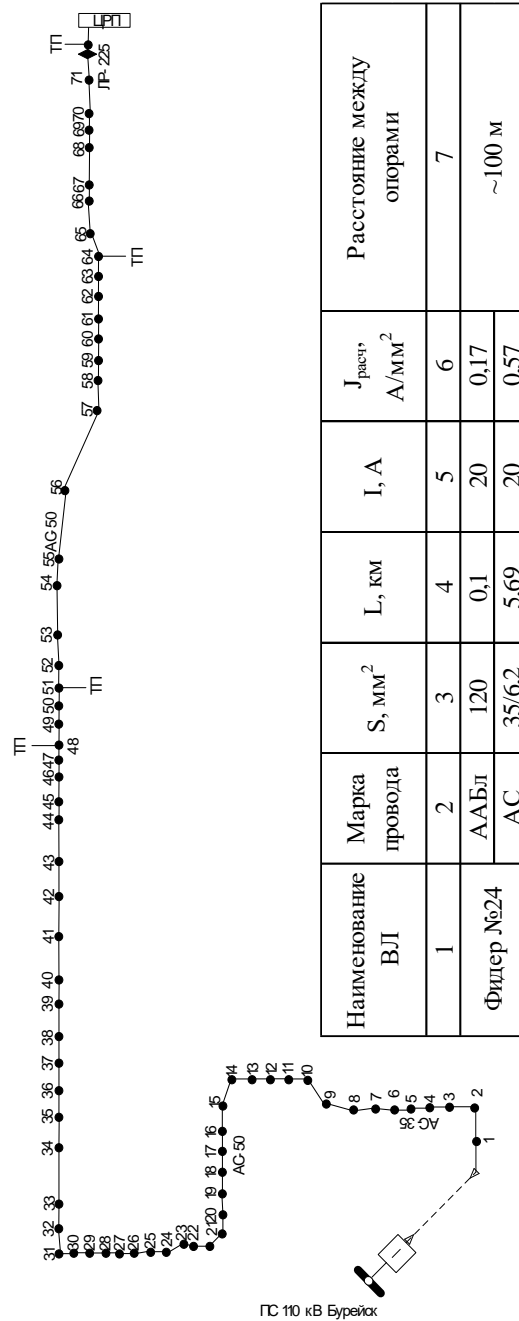


Рисунок 16 – Поопорная схема фидера №24

Реконструкция будет заключаться в секционировании данного фидера реклоузерами.

3.2 Расчет токов короткого замыкания

Проведем расчет токов короткого замыкания на шинах 35-110 кВ ПС 110 кВ Бурейск для выбора и проверки коммутационных аппаратов и измерительных ТТ, ТН.

Расчет токов короткого замыкания осуществляем приближенным методом в относительных единицах [28].

Также при проведении расчетов необходимо учесть наличие подпитки системы шин 110 кВ РГРЭС от шин 220 кВ через АТ-9. За шины системы принимаем шины 110 кВ РГРЭС.

Ток КЗ будет максимальным при включенных СОВ-110 (без подключенной обходной системы шин), СВ-10, СВ-35 и параллельно работающих трансформаторах, учитываем такой режим работы при проведении расчета.

Также в соответствии с проведенным анализом нагрузок, проведенным в разделе 1, отсутствует подпитка (или носит незначительный характер)- со стороны напряжения 6 кВ и 35 кВ

На рисунке 17 представлена однолинейная расчетная схема участка электрической сети для расчета ТКЗ на шинах ПС 110 кВ Бурейск. На рисунках 18-22 схемы замещения электрической сети для расчета ТКЗ.

Райчихинская ГРЭС

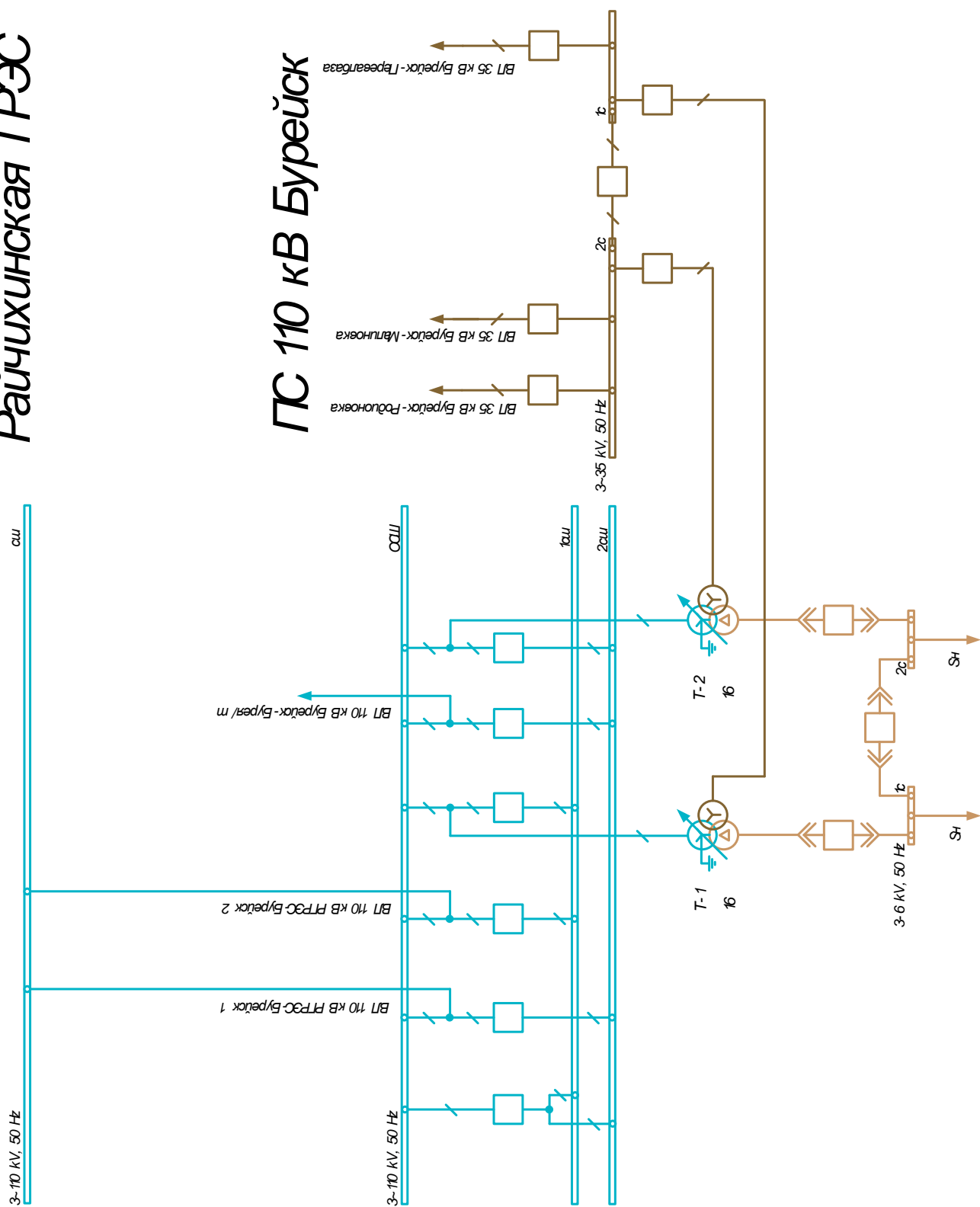


Рисунок 17 – Расчетная схема участка электрической сети для расчета ТКЗ на шинах ПС 110 кВ Бурейск

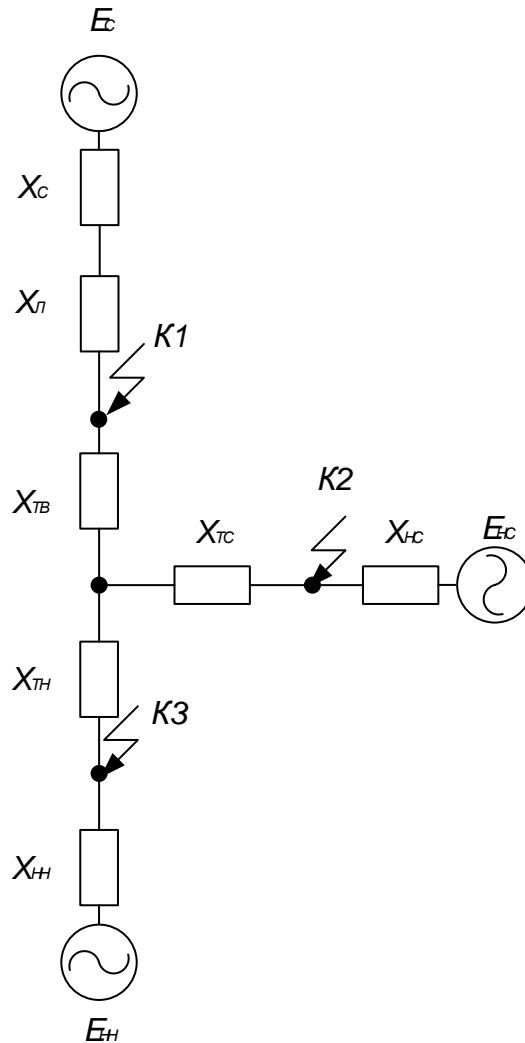


Рисунок 18 – Схема замещения участка электрической сети для расчета ТКЗ на шинах ПС 110 кВ Бурейск

Расчетный вид короткого замыкания – трехфазное, по которому согласно ПУЭ, проверяется динамическая устойчивость шин и аппаратов, отключающая способность выключателей, а также термическая стойкость токоведущих частей электроустановок и аппаратов [28].

В процессе расчета токов короткого замыкания необходимо определить следующие их значения:

$I_{по}$ – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени;

$i_{уд}$ – ударный ток короткого замыкания;

i_a – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени.

Принимаем $E_c=1$, $S_6=1000$ МВА, тогда базисные токи на сторонах, кА:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (19)$$

$$I_{66} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64$$

$$I_{635} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6$$

$$I_{6110} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02$$

Определяем параметры схемы замещения.

Сопротивление линии электропередачи ВЛ 110 кВ РГРЭС – Бурейск 1,2 о.е.:

$$X_L = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2}, \quad (20)$$

$$X_L = 0,4 \cdot 16,4 \cdot \frac{1000}{110^2} \cdot \frac{1}{2} = 0,271$$

Сопротивления обобщенных нагрузок на стороне СН и НН, о.е.:

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_H}, \quad (21)$$

$$X_{\text{НН}} = 0,35 \cdot \frac{1000}{8,97} = 39$$

$$X_{\text{НС}} = 0,35 \cdot \frac{1000}{2,76} = 126,8$$

Сопротивления обмоток трансформатора, о.е.:

$$X_{\text{T}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{номТ}}} \cdot \frac{1}{2}, \quad (22)$$

где $U_{\text{к}}$ – напряжение короткого замыкания;

$S_{\text{б}}$ – базисная мощность;

$S_{\text{номТ}}$ – номинальная мощность трансформатора.

$$X_{\text{ТВ}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{16} \cdot \frac{1}{2} = 3,36$$

$$X_{\text{ТС}} = \frac{0}{100} \cdot \frac{1000}{16} \cdot \frac{1}{2} = 0$$

$$X_{\text{ТН}} = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{1000}{16} \cdot \frac{1}{2} = 1,95$$

Для определения тока КЗ на НН и СН при известном трехфазном токе КЗ на шинах 110 кВ РГЭС ($I_{\text{кз}}^{(3)}=7,6$ кА) рассчитаем сопротивление системы, о.е.:

$$X_{\text{с}} = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{кз}}} = \frac{I_{\text{б110}}}{I_{\text{кз}}}, \quad (23)$$

$$X_{\text{с}} = \frac{5,02}{7,6} = 0,66$$

Для точки К1:

$$X_1 = X_c + X_{II}, \quad (24)$$

$$X_1 = 0,66 + 0,271 = 0,931$$

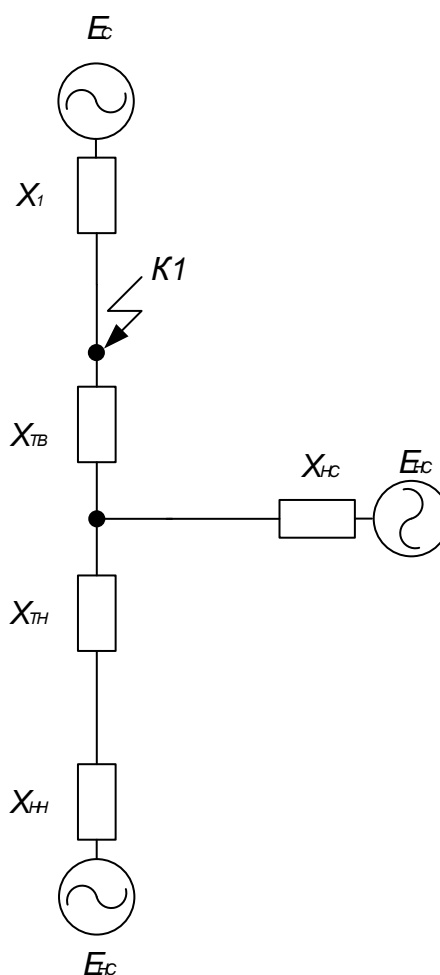


Рисунок 19 – Схема замещения для расчета ТКЗ на шинах 110 кВ ПС 110 кВ
Бурейск

$$X_2 = X_{TH} + X_{HH}, \quad (25)$$

$$X_2 = 39 + 1,95 = 40,95$$

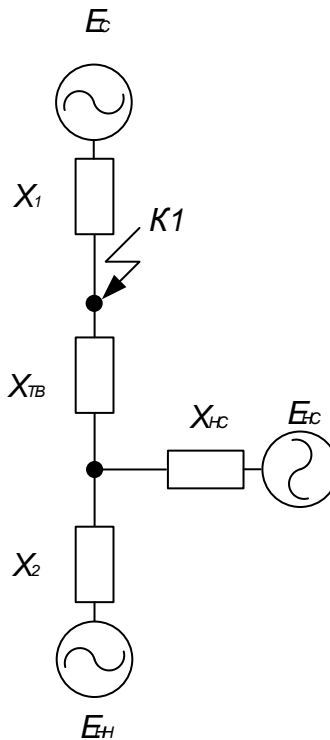


Рисунок 20 – Схема замещения для расчета ТКЗ на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Бурейск

$$X_3 = X_{\text{НС}} + X_{\text{ТВ}} + \frac{X_{\text{НС}} \cdot X_{\text{ТВ}}}{X_2}, \quad (26)$$

$$X_3 = 126,8 + 3,36 + \frac{126,8 \cdot 3,36}{40,95} = 140,56$$

$$X_4 = X_2 + X_{\text{ТВ}} + \frac{X_2 \cdot X_{\text{ТВ}}}{X_{\text{НС}}}, \quad (27)$$

$$X_4 = 40,95 + 3,36 + \frac{40,95 \cdot 3,36}{126,8} = 45,4$$

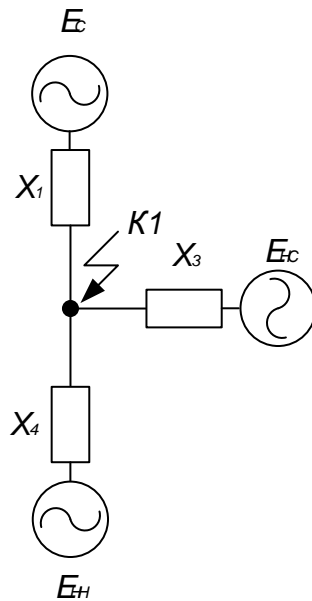


Рисунок 21 – Схема замещения для расчета ТКЗ на шинах 110 кВ ПС 110 кВ
Бурейск

Определим ЭДС (E_1), о.е.:

$$E_1 = \frac{E_{НН} \cdot X_3 + E_{НС} \cdot X_4}{X_3 + X_4}, \quad (28)$$

$$E_1 = \frac{0,85 \cdot 140,56 + 0,85 \cdot 45,4}{140,56 + 45,4} = 0,85$$

Определим эквивалентные индуктивные сопротивления (X_1), о.е.:

$$X_5 = \frac{X_3 \cdot X_4}{X_3 + X_4}, \quad (29)$$

$$X_5 = \frac{140,56 \cdot 45,4}{140,56 + 45,4} = 34,32$$

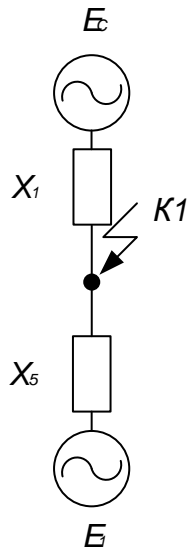


Рисунок 22 – Расчетная схема замещения подстанции после преобразований

Определим эквивалентную ЭДС ($E_{\text{ЭКВ}}$), о.е.:

$$E_{\text{ЭКВ}} = \frac{E_C \cdot X_5 + E_1 \cdot X_1}{X_5 + X_1}, \quad (30)$$

$$E_{\text{ЭКВ}} = \frac{1 \cdot 34,32 + 0,85 \cdot 0,931}{34,32 + 0,931} = 0,996$$

Определим эквивалентное индуктивное сопротивление ($X_{\text{ЭКВ}}$), о.е.:

$$X_{\text{ЭКВ}} = \frac{X_5 \cdot X_1}{X_5 + X_1}, \quad (31)$$

$$X_{\text{ЭКВ}} = \frac{34,32 \cdot 0,931}{34,32 + 0,931} = 0,906$$

Для точек К2 и К3 расчет проводится аналогично. Эквивалентные ЭДС и сопротивления сведем в таблицу 27.

Таблица 27 – Результаты расчета ЭДС и сопротивлений для расчетных точек КЗ

Точка короткого замыкания	$E_{\text{экв}}$, о.е.	$X_{\text{экв}}$, кА
1	2	3
К1 (ВН)	0,996	0,906
К2 (СН)	0,982	3,77
К3 (НН)	0,975	5,27

Токи на ВН, СН, НН рассчитываем по формуле, кА:

$$I_{\text{Ки}} = \frac{E}{\sum X} \cdot I_6, \quad (32)$$

$$I_{\text{К1}} = \frac{0,996}{0,906} \cdot 5,02 = 5,52$$

$$I_{\text{К2}} = \frac{0,982}{3,77} \cdot 15,6 = 4,06$$

$$I_{\text{К3}} = \frac{0,975}{5,27} \cdot 91,64 = 16,95$$

Ударные токи определяем по формуле, кА:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} I_{\text{п0}} K_{\text{уд}}, \quad (33)$$

$$i_{\text{удК1}} = \sqrt{2} \cdot 5,52 \cdot 1,7 = 13,27$$

$$i_{\text{удК2}} = \sqrt{2} \cdot 4,06 \cdot 1,608 = 9,23$$

$$i_{\text{удК3}} = \sqrt{2} \cdot 16,95 \cdot 1,9 = 45,54$$

Апериодическая составляющая тока КЗ, кА:

$$i_a = \sqrt{2}I_{п0}, \quad (34)$$

$$i_{aK1} = \sqrt{2} \cdot 5,52 = 7,8$$

$$i_{aK2} = \sqrt{2} \cdot 4,06 = 5,74$$

$$i_{aK3} = \sqrt{2} \cdot 16,95 = 23,97$$

Результаты расчета токов короткого замыкания в точках К1, К2, К3 запишем в таблицу 28.

Таблица 28 – Токи короткого замыкания

Точка короткого замыкания	$I_{п0}$, кА	$i_{уд}$, кА	i_a , кА
1	2	4	5
К1 (ВН)	5,52	13,27	7,8
К2 (СН)	4,06	9,23	5,74
К3 (НН)	16,95	45,54	23,97

Расчет проводился в соответствии с руководящим документом [27].

3.3 Выбор и проверка электрооборудования при переводе ПС 110 кВ Бурейск в цифровую

Цель данного пункта – выбор и проверка основного электротехнического оборудования ПС 110 кВ Бурейск, а именно: выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения, ограничителей перенапряжения нелинейных, гибкой ошиновки, силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд.

Рассмотрим реконструкцию ПС 110 кВ Бурейск в цифровую подстанцию с архитектурой III (далее - ЦПС 110 кВ Бурейск) с дальнейшим выбором необходимого электротехнического оборудования, поддерживающего протокол МЭК 61850 [34].

Прежде всего необходимо заменить устаревшие коммутационные аппараты на новые. Также стоит сказать, что схема ОРУ 110 кВ реконструктивным изменениям подвергаться не будет, так как она отвечает необходимым требованиям.

Для выбора оборудования также понадобятся номинальные токи по результатам максимального зимнего контрольного замера (максимального за 5 лет) и загрузка силовых трансформаторов, таблицы 29, 30.

Таблица 29 – Результаты расчета существующей электрической сети Бурейского РЭС

Наименование ветви	I, А	I _{доп} , А
1	2	3
ВЛ 110 кВ РГРЭС - Бурейск 1	31.04	330
ВЛ 110 кВ РГРЭС - Бурейск 2	31.04	330
ВЛ 110 кВ Бурейск - Бурейск/т	0	605
ВЛ 110 кВ РГРЭС - Бурейск/т	94.75	510
Т-1 110 кВ Бурейск нейтраль - сш 110 кВ Бурейск	61.68	80.4
Т-1 110 кВ Бурейск нейтраль - с1 35 кВ Бурейск	17.25	243.4
Т-1 110 кВ Бурейск нейтраль - с1 6 кВ Бурейск	45.49	1401.3
сш 110 кВ Бурейск - Т-2 110 кВ Бурейск нейтраль	0	80.4
Т-2 110 кВ Бурейск нейтраль - с2 35 кВ Бурейск	0	243.4
Т-2 110 кВ Бурейск нейтраль - с2 6 кВ Бурейск	0	1401.3

Таблица 30 – Загрузка силовых трансформаторов по результатам максимального зимнего контрольного замера 2021 года

Наименование подстанции	№ тр-ра	Установленная мощность трансформатора, МВА	P, МВт	Q, МВАр	Загрузка, %
1	2	3	4	5	6
ПС 110 кВ Бурейск	Т-1	16	10,69	5,09	74
	Т-2	16	0	0	0

На таблицу 30 будем ссылаться при проверке силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Бурейск.

3.3.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока [14].

Рассмотрим замену линейного выключателя ВЛ 110 кВ РГРЭС – Бурейск 1, остальные выключатели выбираем аналогично для ВЛ 110 кВ РГРЭС – Бурейск 2 и СОВ-110.

Намечаем к установке выключатель ВБ-110-40 УХЛ1 с приводом ППрА-2000 и встроенными трансформаторами тока ТВ-110 УХЛ1, который заменит устаревший выключатель МКП-110.Б-1000/630-20 У1 с приводом ШПЭ-33.

Недостатком ВБ-110-40 УХЛ1 является ручной привод ППрА-2000, что усложняет техническую эксплуатацию, но данный выключатель уже установлен на ПС 110 кВ Бурейск в качестве В-110 Т-1, В-110 Т-2, В-110 ВЛ 110 кВ Бурейск – Бурейск/т в течении 5 предшествующих лет, поэтому, исходя эксплуатационных и экономических соображений выключатели данной марки оставляем.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

– напряжение установки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (35)$$

– длительный ток:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм}}, \quad (36)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}, \quad (37)$$

– включающая способность:

$$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}, \quad (38)$$

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}} , \quad (39)$$

Проверяем выключатели по следующим параметрам:

– отключающая способность:

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{по}} , \quad (40)$$

– отключение аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{аном}} \geq i_{\text{ар}} , \quad (41)$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ , кА:

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot \frac{\beta}{100} , \quad (42)$$

$$i_{\text{аном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,63$$

где β – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя.

Аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения дугогасительных контактов τ , кА:

$$i_{\text{ар}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} , \quad (43)$$

где τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов;

T_a – постоянная времени затухания аperiodического тока, равна 0,03 с.

$$\tau = t_{c.v.o.} + t_{p.z.}, \quad (44)$$

где $t_{c.v.o.}$ собственное время отключения выключателя, выбирается по каталогу, с;

$t_{p.z.}$ – минимальное время срабатывания релейной защиты, с.

$$\tau = 0,03 + 0,01 = 0,04 \text{ с}$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 5,52 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,03}} = 0,017$$

Проверка выключателя на термическую стойкость:

$$B_T \geq B_K \text{ или } I_T^2 \cdot t_T \geq I_{по}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (45)$$

где $t_{откл}$ – время отключения КЗ.

$$t_{откл} = t_{выкл.полн.} + t_{p.z.}, \quad (46)$$

где $t_{p.z.}$ – минимальное время срабатывания релейной защиты с учетом ступени селективности, для ДЗ и ТЗНП ступень селективности составляет 0,8 с;

$t_{выкл.полн.}$ – полное время отключения выключателя.

Тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля), $кА^2с$:

$$B_K = 5,52^2 \cdot (0,05 + 0,8 + 0,03) = 26,81$$

Проверка выключателя на электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq i_{дин}, \quad (47)$$

$$I_{\text{пр.сквоз}} \leq I_{\text{по}}, \quad (48)$$

Максимальный рабочий ток в послеаварийном (ремонтном) режиме при отключении ВЛ 110 кВ РГРЭС – Бурейск 2, кА:

$$I_{\text{макр}} = \frac{S_{\text{ВН}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}, \quad (49)$$

$$I_{\text{макр}} = \frac{\sqrt{10,7^2 + 5,1^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,062$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя ЦПС 110 кВ Бурейск представлено в таблице 31.

Таблица 31 – Сравнение каталожных и расчетных данных выключателя на напряжение 110 кВ для ЦПС 110 кВ Бурейск

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
ВБ-110-40 УХЛ1		
$U_{\text{н}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{н}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 62 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{н}}$
$i_{\text{пр.сквоз}} = 102 \text{ кА}$ $I_{\text{пр.сквоз}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 13,27 \text{ кА}$ $I_{\text{по}} = 5,52 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.сквоз}}$ $I_{\text{по}} \leq I_{\text{пр.сквоз}}$
$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 26,81 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$
$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 5,52 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 5,52 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{аном}} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{\text{ар}} = 0,017 \text{ кА}$	$i_{\text{ар}} \leq i_{\text{аном}}$

Принимаем выключатель ВБ-110-40 УХЛ1 к установке.

Рассмотрим замену линейного выключателя ВЛ 35 кВ Бурейск – Малиновка, остальные выключатели выбираем аналогично на ВЛ 35 кВ Бурейск – Родионовка, ВЛ 35 кВ Бурейск – Перевалбаза, Т-1, Т-2.

На напряжение 35 кВ намечаем к установке выключатели ВГБ-35/630А УХЛ1 с приводом ПЭМ-2 и с встроенными трансформаторами тока ТВЭ-35 УХЛ1 вместо устаревших С-35М-630-10 с приводом ШПЭ-11.

Таблица 32 – Сравнение каталожных и расчетных данных выключателя на напряжение 35 кВ для ЦПС 110 кВ Бурейск

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
ВГБ-35/630А УХЛ1		
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{p\max} = 32 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{пр.сквоз} = 35 \text{ кА}$	$I_{по} = 4,06 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.сквоз}$ $I_{по} \leq I_{пр.сквоз}$
$I^2_T \cdot t_T = 468,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 34,37 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 4,06 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 4,06 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$
$i_{аном} = 5,66 \text{ кА}$	$i_{ар} = 0,001 \text{ кА}$	$i_{ар} \leq i_{аном}$

Принимаем выключатель ВГБ-35/630А УХЛ1 к установке.

3.3.2 Выбор и проверка разъединителей

Разъединители выполняют функцию создания изоляционного промежутка. Переключения разъединителями осуществляется без нагрузки [14].

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности т.к. конструктивно в них не предусмотрена дугогасящая камера [14].

Рассмотрим замену линейного разъединителя ВЛ 110 кВ РГРЭС – Бурейск 1, остальные разъединители выбираем аналогично для ВЛ 110 кВ РГРЭС – Бурейск 2, СОВ-110, Т-1, Т-2.

На напряжение 110 кВ намечаем к установке разъединитель РГНП-110/1000-40 УХЛ1 с приводом ПД-14 вместо устаревших РНДЗ-2-110-1000 УХЛ1 и РНДЗ-16-110-1000 УХЛ1 с приводами ПР-90.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 33.

Таблица 33 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ЦПС 110 кВ Бурейск

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
РГНП-110/1000-40 УХЛ1		
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{p\max} = 62 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{пр.сквоз}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 13,27 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.сквоз}}$ $I_{\text{по}} \leq I_{\text{пр.сквоз}}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 26,81 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Переносные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 26,81 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Исходя из данных таблицы 33, разъединитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Рассмотрим замену линейного разъединителя ВЛ 35 кВ Бурейск – Малиновка остальные разъединители выбираем аналогично на ВЛ 35 кВ Бурейск – Родионовка, ВЛ 35 кВ Бурейск – Перевалбаза, Т-1, Т-2.

На напряжение 35 кВ намечаем к установке разъединитель РГП-35/1000 УХЛ1 с приводом ПР-20 вместо устаревшего РЛНД-16-35-1000 с приводом ПРН-220М. Выбор и проверку осуществляем по аналогичным формулам.

Таблица 34 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ЦПС 110 кВ Бурейск

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
РГП-35/1000 УХЛ1		
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{p\max} = 32 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{пр.сквоз}} = 50 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 9,23 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.сквоз}}$ $I_{\text{по}} \leq I_{\text{пр.сквоз}}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 34,37 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Переносные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 34,37 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Исходя из данных таблицы 34, разъединитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

3.3.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения [14].

Выбор и проверку электронного оптического трансформатора тока проводим также как для электромагнитного трансформатора тока.

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (50)$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{ном}}$ - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx R_2$.

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{\text{приб}}$, сопротивления соединительных проводов $R_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $R_{\text{к}}$:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}, \quad (51)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь. В качестве соединительных проводов выбираем оптоволоконную линию связи (далее – ВОЛС).

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие [14].

$$Z_{2\text{ном}} \geq (Z_{\text{приб}} + Z_{\text{пр}} + Z_{\text{к}}), \quad (52)$$

Рассмотрим замену трансформатора тока ВЛ 110 кВ РГРЭС – Бурейск1, выберем ТТЭО – 110 – 3 – 600 – 0,2S-5ТРЕ63 – УХЛ1-Т – МА – 2. Остальные трансформаторы тока на напряжение 110 кВ выбираем аналогично.



Рисунок 23 – ТТЭО -110

ТТЭО представляет собой комплектное устройство, включающее электронный блок, подключенные к нему оптоволоконные чувствительные элементы (гибкие, шинные или опорные, а также блок вторичного преобразования измеренного сигнала в цифровой и аналоговый вид и (в варианном исполнении) резервированный блок питания повышенной надежности.

Таблица 35 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Трансформаторы					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1	1	1
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1	1	1
Линии 110 кВ					
Амперметр	3	ЦП 8501/10	1	1	1
Ваттметр	3	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	3	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2

Продолжение таблицы 35

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Счетчик комплексный	3	СЕ 304	1	1	1
Линии 35 кВ					
Амперметр	3	ЦП 8501/10	1	1	1
Ваттметр	3	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	3	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	3	СЕ 304	1	1	1
ТСН					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1	1	1
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1	1	1
Совмещенный секционный и обходной выключатель					
Амперметр	1	ЦП 8501/10	0,5	0,5	0,5

$Z_{2\text{ном}} = 15 \text{ Ом}$ – допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока

$\sum r_{\text{приб}}$ – суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН, Ом:

матрицам тока на стороне ВН, Ом:

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}}{I_{2\text{н}}^2}, \quad (53)$$

где $\sum S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами, ВА;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{2,4}{1^2} = 2,4$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 36.

Таблица 36 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
ТТЭО – 110 – 3 – 600 – 0,2S-5ТРЕ63 – УХЛ1-Т – МА – 2		

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 100 \text{ А}$	$I_p = 62 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$Z_{2\text{ном}} = 15 \text{ Ом}$	$Z_2 = 2,5 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$
Определяется при проектировании	$i_{уд} = 13,27 \text{ кА}$ $I_{по} = 5,52 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.сквоз}$ $I_{по} \leq I_{пр.сквоз}$
Определяется при проектировании	$B_k = 2,74 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I^2_{т} \cdot t_{т}$

Для проведения дальнейшего анализа надежности принимаем допущение о том, что данный трансформатор тока может быть принят к установке.

Ранее установленный ТФНД-110Б также соответствует всем показателям – вопросы к их работе со стороны электросетевой организации, отсутствуют, необходимости в срочной, преждевременной замене нет.

3.3.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ [28].

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям [14].

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}, \quad (54)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Трансформаторы напряжения также как и трансформаторы тока выбираются цифровые. Выбор и проверку трансформатора напряжения емкостного электронного проводим также, как для электромагнитного трансформатора напряжения.



Рисунок 24 – ДНЭО-110

ДНЭО представляют собой комплектное устройство, включающее электронный блок, подключенные к нему выносные блоки измерения, расположенные в основаниях высоковольтных колонн емкостных делителей, а также блок вторичного преобразования измеренного сигнала в аналоговый вид и (в варианте исполнения) резервированный блок питания повышенной надежности.

Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 37. Рассмотрим замену трансформатора напряжения для 1 с.ш. 110 кВ ПС 110 кВ Бурейск, остальные трансформаторы напряжения выбираем аналогично.

Таблица 37 – Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметр	Условия выбора
1	2
Напряжение	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$
Класс точности	$\Delta U \geq \Delta U_{\text{доп}}$
Номинальная мощность вторичной цепи, ВА	$S_{2н} \geq S_{2\text{расч}}$

Вторичная приборная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 38.

Таблица 38 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
1	2	3	4

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
1	2	3	4
Шины 110 кВ			
Вольтметр	3	ЦП 8501/17	2
Вольтметр пофазный	3	ЦП 8501/17	2
Варметр	3	ЦП 8506/120	3,5
Счетчик комплексный	3	СЕ 304	3,5
Шины 35 кВ			
Вольтметр	3	ЦП 8501/17	2
Вольтметр пофазный	3	ЦП 8501/17	2
Варметр	3	ЦП 8506/120	3,5
Счетчик комплексный	3	СЕ 304	3,5

Полная расчетная мощность определяется по формуле, ВА:

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (55)$$

где Р – активная мощность нагрузки, Вт;

Q – реактивная мощность нагрузки, Вар.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 39.

Таблица 39 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ДНЕЭ-110-3-0,2-3Р-УХЛ1-Т-МА-2		
$U_{нт} = 110$ кВ	$U_n = 110$ кВ	$U_{нт} \geq U_n$
$S_n = 300$ ВА	$S_p = 13,75$ ВА	$S_n \geq S_p$

Трансформатор напряжения ДНЕЭ-110-3-0,2-3Р-УХЛ1-Т-МА-2 может быть принят к установке.

Ранее установленные НКФ-110-57-У1 и НКФ-110-83-У1 также соответствуют всем показателям – вопросы к их работе со стороны электросетевой организации, отсутствуют, необходимости в срочной, преждевременной замене нет.

3.3.5 Проверка трансформаторов собственных нужд

На ПС 110 кВ Бурейск установлены силовые трансформаторы собственных нужд ТМГ – 250/6. Проведем проверку загрузки данных трансформаторов.

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприёмники компрессорной.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов [28].

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

Каждый из трансформаторов работает на свою секцию сборных шин, на секционный выключатель воздействует устройство АВР.

Мощность собственных нужд на основе максимального зимнего контрольного замера 2021 (максимального за 5 лет) – в работе находится только один ТМГ – 250/6/0,4. В таблице 40 представлены параметры для выбора.

Таблица 40 – Собственные нужды на одну секцию шин

Коэффициент одновременности k	Полная мощность собственных нужд S, кВА
0,8	139,01

$$S_p = kS_{\text{нагр}}, \quad (56)$$

$$S_p = 0,8 \cdot 139,01 = 111,21 \text{ кВА}$$

Таким образом, коэффициент загрузки силовых трансформаторов собственных нужд:

$$K_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{тр}}, \quad (57)$$

где n – количество работающих трансформаторов;

$S_{тр}$ – номинальная мощность трансформатора собственных нужд.

Коэффициент загрузки силовых трансформаторов собственных нужд в нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{111,21}{1 \cdot 250} = 0,44$$

Силовой трансформатор недогружен, что является причиной повышенных потерь холостого хода. Рекомендуется замена на ТМГ – 100/6/0,4.

Коэффициент загрузки силовых трансформаторов собственных нужд в нормальном режиме с ТМГ – 100/6/0,4:

$$K_3 = \frac{111,21}{2 \cdot 100} = 0,55$$

Коэффициент загрузки силовых трансформаторов собственных нужд в послеаварийном (ремонтном) режиме с ТМГ – 100/6/0,4:

$$K_3 = \frac{111,21}{1 \cdot 100} = 1,11$$

Коэффициенты загрузки меньше 1,25 (в режиме с возможным повышенным износом изоляции) и 1,2 (нормальный режим, без повышенного износа изоляции) при температуре минус 20° охлаждающего воздуха [22].

3.3.6 Проверка силовых трансформаторов

На ПС 110 кВ Бурейск установлены силовые трансформаторы ТДТН-16000/110. Проверим силовые трансформаторы по фактическому коэффициенту загрузки в установившемся нормальном и послеаварийном (ремонтном) режимах [14].

Таким образом, коэффициент загрузки силовых трансформаторов ПС 110 кВ Бурейск, определяемый на основе данных максимального зимнего контрольного замера (максимального за 5 лет) в нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{\sqrt{(P_{\text{сн}} + P_{\text{нн}})^2 + (Q_{\text{сн}} + Q_{\text{нн}})^2}}{n \cdot S_{\text{тр}}}, \quad (58)$$

где $P_{\text{сн}}$, $P_{\text{нн}}$ – активная мощность нагрузки на сторонах СН и НН соответственно, МВт;

$Q_{\text{сн}}$, $Q_{\text{нн}}$ – реактивная мощность нагрузки, МВар;

n – количество работающих трансформаторов;

$S_{\text{тр}}$ – номинальная мощность силового трансформатора.

В нормальном установившемся режиме, при одном включенном силовом трансформаторе:

$$K_3 = \frac{\sqrt{(1,93 + 8,7)^2 + (1,97 + 2,18)^2}}{1 \cdot 16} = 0,74$$

Силовой трансформатор недогружен, что является причиной повышенных потерь холостого хода. Рекомендуется замена на ТДТН-10000/110.

Коэффициент загрузки силовых трансформаторов в нормальном режиме с ТДТН-10000/110:

$$K_3 = \frac{\sqrt{(1,93 + 8,7)^2 + (1,97 + 2,18)^2}}{2 \cdot 10} = 0,57$$

Коэффициент загрузки силовых трансформаторов в послеаварийном (ремонтном) режиме с ТДТН-10000/110:

$$K_3 = \frac{\sqrt{(1,93 + 8,7)^2 + (1,97 + 2,18)^2}}{1 \cdot 10} = 1,14$$

Коэффициенты загрузки меньше 1,25 (в режиме с возможным повышенным износом изоляции) и 1,2 (нормальный режим, без повышенного износа изоляции) при температуре минус 20° охлаждающего воздуха [22].

3.3.7 Проверка ограничителей перенапряжения нелинейных

Ограничители перенапряжений нелинейные представляют собой разрядники без искровых промежутков, в которых активная часть состоит из нелинейных резисторов, изготавливаемых по керамической технологии из оксида цинка (ZnO) с малыми добавками окислов других металлов.

ОПН на напряжение 110 кВ в соответствии с методикой выбирается по следующим основным параметрам [17].

1. Выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения

Наибольшее допустимое напряжение ОПН $U_{нд}$ должно быть больше наибольшего рабочего напряжения сети или оборудования $U_{нрф}$ [17].

$$U_{нд} \geq (1,02 - 1,05) \cdot U_{нрф}, \quad (59)$$

2. Выбор ОПН по условию обеспечения взрывобезопасности

Для исключения взрывного разрушения покрышки ОПН при его внутреннем повреждении необходимо, чтобы нормируемый ток взрывобезопасности ОПН $I_{вб}$ на 15-20% превышал наибольший из токов КЗ, определяемый для точки подключения ограничителя [17].

$$I_{вб} = (1,15 - 1,2) I_{кз}, \quad (60)$$

3. Выбор ОПН по временным допустимым повышениям напряжения

После окончания переходного процесса при коммутации элементов электрической сети могут возникать временные установившиеся повышения напряжения (квазиустановившиеся перенапряжения) с амплитудой U_y , существующие в течении времени t_y до тех пор, пока они не будут устранены специальными мерами или не произойдет их самоликвидация [17].

Кратность напряжения:

$$k_y = \frac{U_y}{U_{нд}} \leq 1,4, \quad (61)$$

4. Определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях

Остающееся напряжение ОПН $U_{ост.опн}$ при грозовых перенапряжениях должно быть не выше остающегося напряжения вентильного разрядника $U_{ост.рв}$ при тех же токах координации [17]:

$$U_{ост.опн} < U_{ост.рв}, \quad (62)$$

5. Определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях

ОПН обеспечивает защиту от коммутационных перенапряжений если остающееся напряжение при воздействии коммутационного импульса тока $U_{ост.к}$ меньше $U_{ки}$ – испытательного напряжения коммутационного импульса для защищаемого электрооборудования с запасом 15-20% [17]:

$$U_{ост.к} < U_{ки} / (1,15 - 1,2), \quad (63)$$

6. Выбор длины пути утечки ОПН

В соответствии с ПУЭ для ОРУ и ПС нормируется удельная эффективная длина пути утечки внешней изоляции λ_3 , обеспечивающая необходимый уровень надежности при воздействии на ее поверхность промышленных загрязнений [16].

Длина пути утечки ОПН взятая из паспортных данных $l_{\text{ут. опн}}$ должна быть больше расчетной длины пути утечки в районе установки ОПН $l_{\text{ут. р}}$:

$$l_{\text{ут. опн}} > l_{\text{ут. р}}, \quad (64)$$

7. Выбор энергоемкости ОПН

Способность ОПН рассеивать выделенную в нем энергию (его пропускную способность) характеризуют удельной энергоемкостью $w_{\text{уд}}$. По удельной энергоемкости ОПН делятся на пять классов. Для каждого класса указываются максимальные значения испытательного прямоугольного импульса $I_{\text{пн}}$ и $w_{\text{уд}}$. Энергоемкость ОПН $W_{\text{опн}}$ должна быть больше или равна расчетной энергоемкости $W_{\text{р}}$.

$$W_{\text{р}} = \frac{C}{2} ((3\sqrt{2} \cdot U_{\text{нс}})^2 - (\sqrt{2} \cdot 1,25 \cdot U_{\text{нро}})^2), \quad (65)$$

где C – емкость батареи или кабеля, Ф;

$U_{\text{нс}}$ – наибольшее рабочее напряжение сети фаза-земля, кВ;

В сетях 110 кВ и выше проверку ОПН по энергоемкости обычно не производят за исключением следующих случаев [16]:

- установка ОПН на тупиковых ПС 110-220 с частично разземленной нейтралью силовых трансформаторов;
- на ПС без выключателей на стороне ВН (блоки трансформатор-линия);
- при установке на шинах ПС батарей конденсаторов или кабельных присоединений.

На стороне 110 кВ установлены ограничители перенапряжения нелинейные ОПН-П1-110/88/10/IV УХЛ1.

Проверка по условиям:

1. $88 \geq 1,05 \cdot 72,8 = 76,44$
2. $40 > 1,2 \cdot 16,95 = 20,34$
3. $U_y = 1,15 \cdot 110 / \sqrt{3} \cdot 1,4 = 102,4$ кВ
 $U_y / U_{нд} = 102,4 / 88 = 1,16 < 1,4$
4. $269 < 295$
5. $215 < 1,35 \cdot 1 \cdot 1,41 \cdot 200 / 1,2 = 317,5$
6. $3,2 > 3,1$
7. Проверка не требуется

Все неравенства выполняются. Выбранные ограничители перенапряжения нелинейные удовлетворяют всем заданным условиям.

3.3.8 Проверка гибкой ошиновки 35-110 кВ

Сборные шины 35-110 кВ выполнены в виде гибкой ошиновки. В качестве гибкой ошиновки на ПС 110 кВ Бурейск применяются провода марки АС 150/24 на напряжение 110 кВ и АС 120/19 на напряжение 35 кВ.

При проверке учтем возможность включения СОВ-110, СВ-35 и отключения одного из силовых трансформаторов. Проведем проверку по длительно допустимому току. Проверка на термическое действие тока КЗ не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе. Проверка на схлестывание шин не требуется, так как трехфазный ток КЗ меньше 20 кА [14, 28].

Максимальный рабочий ток с учетом отключения одного силового трансформатора в послеаварийном (ремонтном) режиме, А:

$$I_{\max p} = \frac{1,25 \cdot S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}}, \quad (66)$$

$$I_{\max p110} = \frac{1,25 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 65,6$$

$$I_{\max p35} = \frac{1,25 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 206,2$$

Таблица 41 – Результаты проверки гибкой ошиновки

Марка гибкой ошиновки	ДДТН, А	U _{ном} , кВ	Максимальный рабочий ток, А
АС 120/19	390	35	206,2
АС 150/24	450	110	65,6

Из таблицы 41 видно, что максимальные рабочие токи с учетом отключения одного силового трансформатора в послеаварийном (ремонтном) режиме не превышают длительно допустимые токи гибкой ошиновки.

3.3.9 Выбор оборудования на напряжение 6 кВ

В рамках концепции «Цифровой РЭС» на стороне 6 кВ отказываемся от КРУН-6 кВ с вводными выключателями Т-1 и Т-2. РУ выносится в электрическую сеть напряжением 6 кВ, используются реклоузеры с разъединителями вместо выкатных выключателей. Схема соединения электрической 6 кВ около ПС 110 кВ Бурейск усложняется, но упрощается техническая эксплуатация, и, устраняется возможность дуговых замыканий с повреждением ячеек КРУН-6 кВ. Вводные выключатели 6 кВ Т-1 и Т-2 заменяются реклоузерами.

Также исчезает необходимость в установке дуговой защиты, которая должна защищать комплектное распределительное устройство от дуговых замыканий [20].

3.4 Выбор реклоузеров для повышения гибкости электрических сетей напряжением 6 кВ

Рассмотрим к установке реклоузер ПСС(У)-6 в качестве автоматических пунктов секционирования для фидера №24, отходящего от ПС 110 кВ Бурейск, и в качестве В-6 Т-1, В-6 Т-2 и СВ-6 ПС 110 кВ Бурейск. Поопорная схема фидера №24 представлена в разделе 3, п.3.1.

Главная особенность реклоузера – возможность длительной автономной работы без технического обслуживания. С помощью подключенных к реклоузеру устройств связи можно осуществлять удаленное управление реклоузером (включение, отключение, настройку, считывание данных).

На рисунке 25 представлена схема включения реклоузера в линию электропередачи, рисунках 26, 27 – начальный этап секционирования реклоузерами и результат реализации после полного секционирования участка электрической сети отходящих присоединений от цифровой ПС 110 кВ Бурейск.

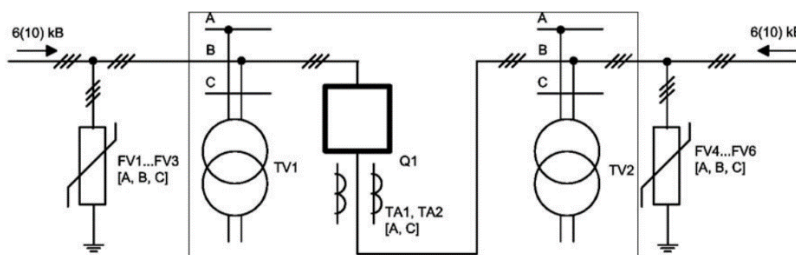


Рисунок 25 – Принципиальная схема включения реклоузера в ЛЭП

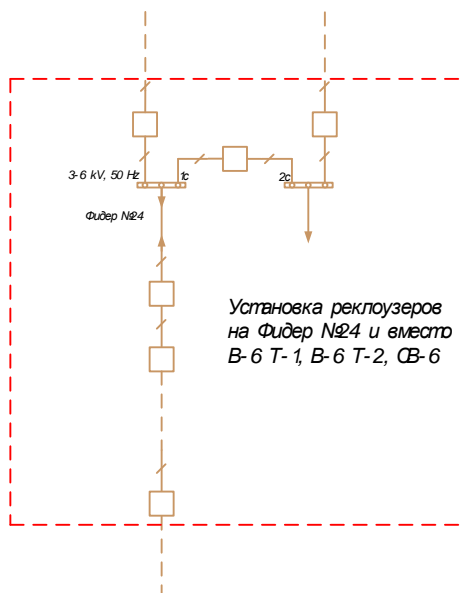
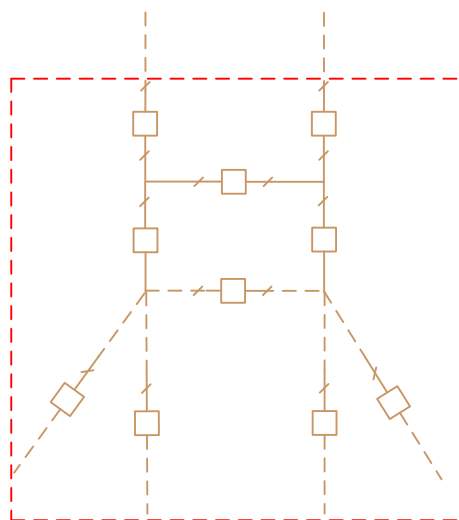


Рисунок 26 – Начальный этап реализации концепции «Цифровой РЭС»



Внесение РУ в электрическую сеть напряжением 6 кВ, отказ от КРУН-6

Рисунок 27 – Результат реализации концепции «Цифровой РЭС» (на участке электрической сети отходящих от цифровой ПС 110 кВ Бурейск

Также при выборе и проверке реклоузеров понадобится ток по результатам максимального зимнего контрольного замера (максимального за 5 лет), который равен 20 А.

В качестве обоснования методики выбора и проверки реклоузера на данный фидер можно привести следующие доводы: реклоузеры ПСС(У)-6 выпускаются на минимальный номинальный ток 630 А и ток отключения (включения) 20 кА. Так как фидер 24, находится в кольце с фидером 22 (также отходящим от ПС 110 кВ Бурейск), а ток трехфазного КЗ (расчет проводился исходя из схемно-режимной ситуации, при которой токи КЗ на шинах ПС 110 кВ Бурейск максимальны) при максимальном зимнем контрольном замере 2021 (максимальном за 5 лет) составляет 16,95 кА, то можно сделать однозначный вывод о том, что значения трехфазного тока КЗ в любой точке фидера 24 будут меньше, чем значение 16,95 кА. Также необходимо отметить – ток нагрузки, на основании данных максимального зимнего контрольного замера 2021 (максимальном за 5 лет) составляет 20 А.

Таким образом, выбор и проверку реклоузера ПСС(У)-6 проводим также, как для выключателя, на основании данных по токам КЗ на шинах 6 кВ ПС 110 кВ Бурейск.

Сравнение каталожных и расчетных данных для реклоузера ПСС(У)-6 представлено в таблице 42.

Таблица 42 – Сравнение каталожных и расчетных данных реклоузера на напряжение 6 кВ для отходящих присоединений

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ПСС(У)-6/630 УХЛ1		
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{p\max} = 20 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{пр.сквоз}} = 32 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 16,95 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.сквоз}}$ $I_{\text{по}} \leq I_{\text{пр.сквоз}}$
$I^2_T \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 604,77 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{\text{вкл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 16,95 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 16,95 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{аном}} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{\text{ар}} = 0,01 \text{ кА}$	$i_{\text{ар}} \leq i_{\text{аном}}$

Принимаем реклоузер ПСС(У)-6/630 УХЛ1 к установке.

Выбор вводных реклоузеров 6 кВ Т-1 и Т-2 производим аналогично.

Максимальный ток в послеаварийном (ремонтном) режиме, с учетом замены силовых трансформаторов на ТДТН-10000/110 УХЛ1, А:

$$I_{\text{макр6}} = \frac{1,25 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1202,8$$

Таблица 44 – Сравнение каталожных и расчетных данных вводных реклоузеров на напряжение 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
ПСС(У)-6/2500 УХЛ1		
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{p\max} = 1202,8 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{пр.сквоз}} = 81 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 16,95 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.сквоз}}$ $I_{\text{по}} \leq I_{\text{пр.сквоз}}$
$I^2_T \cdot t_T = 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 604,77 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 16,95 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 16,95 \text{ кА}$	$I_{шт} \leq I_{отклном}$
$i_{аном} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{ар} = 0,01 \text{ кА}$	$i_{ар} \leq i_{аном}$

Принимаем реклоузер ПСС(У)-6/2500 УХЛ1 к установке.

Реклоузер с функцией учета электроэнергии ПСС(У), позволяет, кроме защиты линии, осуществлять учет электроэнергии в прямом и обратном направлении, а также передавать данные в систему АИИСКУЭ. Классы точности встроенных ТТ и ТН, которые используются для учета электроэнергии, 0,2S, 0,5S и 0,2, 0,5 соответственно. Реклоузеры оснащаются счетчиками электроэнергии «Меркурий».

Реклоузеры могут комплектоваться вакуумными выключателями ВВР-10 (Росвакуум) или ВВ/TEL (Таврида Электрик).

В качестве устройства релейной защиты и автоматики (РЗА) могут использоваться как токовые реле, так и любые микропроцессорные устройства ведущих российских производителей.

Предпочтительными для эксплуатации являются выключатель ВВР-10 (Росвакуум), а в качестве терминала микропроцессорных защит Сириус (Радиус Автоматика).

Для устройств РЗА используется класс точности встроенных ТТ и ТН 10Р и 3 соответственно. Микропроцессорные устройства реклоузеров позволяют реализовать следующие типы защит и автоматики:

- Максимальная токовая защита (МТЗ)
- Мгновенная токовая отсечка (МТО)
- Защита от перегрузки
- Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ)
- Защита минимального напряжения (ЗМН)
- Автоматическое повторное включение (АПВ)
- Определение места повреждения (ОМП)
- Автоматический ввод резерва (АВР)

Точный выбор мест установки в данной работе не рассматривается. К установке принимается 26 реклоузеров с примерным расстоянием между опорами 200 м, 2 вводных реклоузера Т-1 и Т-2, 1 секционный.

В разделе 4, п. 4.4 приводится расчет показателей надежности SAIDI, SAIFI. Выбор оптимального расстояния между реклоузерами является темой отдельных исследований.

Также на фидере №24 сохраняются старые провода АС, так как при замене на СИП будет затруднен отбор мощности для встроенных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения.

3.5 Выбор характеристик и технологий цифровой трансформации ПС 110 кВ Бурейск

Цель пункта – предложить универсальную концепцию цифровой подстанции для ПС 110 кВ Бурейск на основе оборудования отечественного производителя «Прософт Системы», без учета ЦТТ и ЦТН, в следствии их недостаточной надежности, с применением преобразователей аналогового сигнала и дискретного сигнала (ШПАС и ШПДС соответственно) [6].

Предлагаемое техническое решение учитывает особенности реализации систем релейной защиты и автоматизации на открытых распределительных устройствах [6].

Шкафы ШПАС и ШПДС находятся в непосредственной близости от первичного оборудования, что позволяет экономить кабельную продукцию.

Система, выполненная на оборудовании Т-100 для класса напряжения 110 кВ, позволяет оптимальным способом распределить затраты на внедрение системы и сократить издержки при эксплуатации.

Учитывая технические возможности терминалов для присоединений высокого класса напряжения, имеется возможность реализации различных архитектур от классических систем, до современных систем для подстанций нового поколения.

Принимая во внимание, что экономические и технические эффекты достигаются за счет объединения функционала в рамках присоединения на единой аппаратной базе, предлагается в качестве оптимального решения – максимальное совмещение функций.

Учитывая действующие НТД в электроэнергетике, предлагается наиболее приемлемый с точки зрения автора вариант для текущих условий.

Предлагаемый состав вторичного оборудования для напряжения 110 кВ:

В составе основных вторичных систем для ПС 110 кВ Бурейск предлагается следующее оборудование:

- Т-100 – терминал релейной защиты и управления;
- ИСС – устройство синхронизации времени;
- РЭС-3-61850 – регистратор событий цифровой подстанции;
- М-1 – преобразователь аналоговых сигналов;
- ARIS 42xx – преобразователь дискретных сигналов.

Терминал Т-100 предназначен для выполнения алгоритмов вторичных систем цифровой подстанции и реализует в данном проекте функционал защит присоединений и автоматизации.

Терминалы распределены по шкафам в соответствии с выполняемым функционалом: шкаф защит линий, трансформаторов, СОВ, СВ. Распределение показано на структурной схеме.

Преобразователь М-1 предназначен для оцифровки значений аналоговых и дискретных сигналов и выдачи полученных значений по протоколам стандарта МЭК 61850. Конструктив устройства позволяет разместить его в существующих шкафах вторичной коммутации, установленных в ОРУ 110/35 кВ.

Для обеспечения точного времени для вторичных систем используются сервера (система обеспечения единого времени) СОЕВ, установленные в ЦУС.

Для синхронизации устройств М-1 используются сервера СОЕВ, установленные на подстанции, так как требуется протокол синхронизации времени РТР v.2.

Устройство синхронизации времени ИСС предназначен для обеспечения устройств цифровой подстанции шкалой точного времени, синхронизированной со шкалами времени ГЛОНАСС/GPS.

Регистратор РЭС-3-61850 предназначен для осциллографирования получаемых по цифровым протоколам сигналов и мониторинга сетевого трафика.

Для реализации функций РЗА и АСУ ТП предлагается установка следующего вторичного оборудования, таблица 46.

Таблица 46 – Состав вторичного оборудования ЦПС 110 кВ Бурейск

Название	Состав	Назначение	Кол-во
1	2	3	4
ШЭТ ВЛ 110 кВ	2 терминала – Т-100	Выполнение функций основных и резервных защит и АСУ ТП всех линий и СОВ-110	1
ШЭТ ВЛ 35 кВ	2 терминала – Т-100	Выполнение функций основных и резервных защит и АСУ ТП всех линий и СВ-35	1
ШЭТ Т 110 кВ	2 терминала – Т-100	Выполнение функций основных, резервных защит и АСУ ТП трансформатора	2
ШЭТ СОВ-110	2 терминала – Т-100	Выполнение функции ДЗШ системы шин 110 кВ и АСУ ТП СОВ-110	1
ШЭТ СВ-35	2 терминала – Т-100	Выполнение функции ДЗШ системы шин 35 кВ и АСУ ТП СВ-35	1
ШПАС	2 ПАС – М-1	Преобразование аналоговых сигналов	21
ШПДС	2 ПДС – ARIS 42xx	Преобразование дискретных сигналов	10

Предлагаемый состав вторичного оборудования для напряжения 6 кВ:

Отказ от КРУ, ЗРУ, КРУН в пользу децентрализации РУ 6 кВ. Функция РУ, выключателей, микропроцессорных защит и автоматики (МТО, МТЗ, ОЗЗ, АПВ и др.), автоматической информационно-измерительной системы контроля и учета электроэнергии (АИИСКУЭ) реализуется в реклоузерах [10].

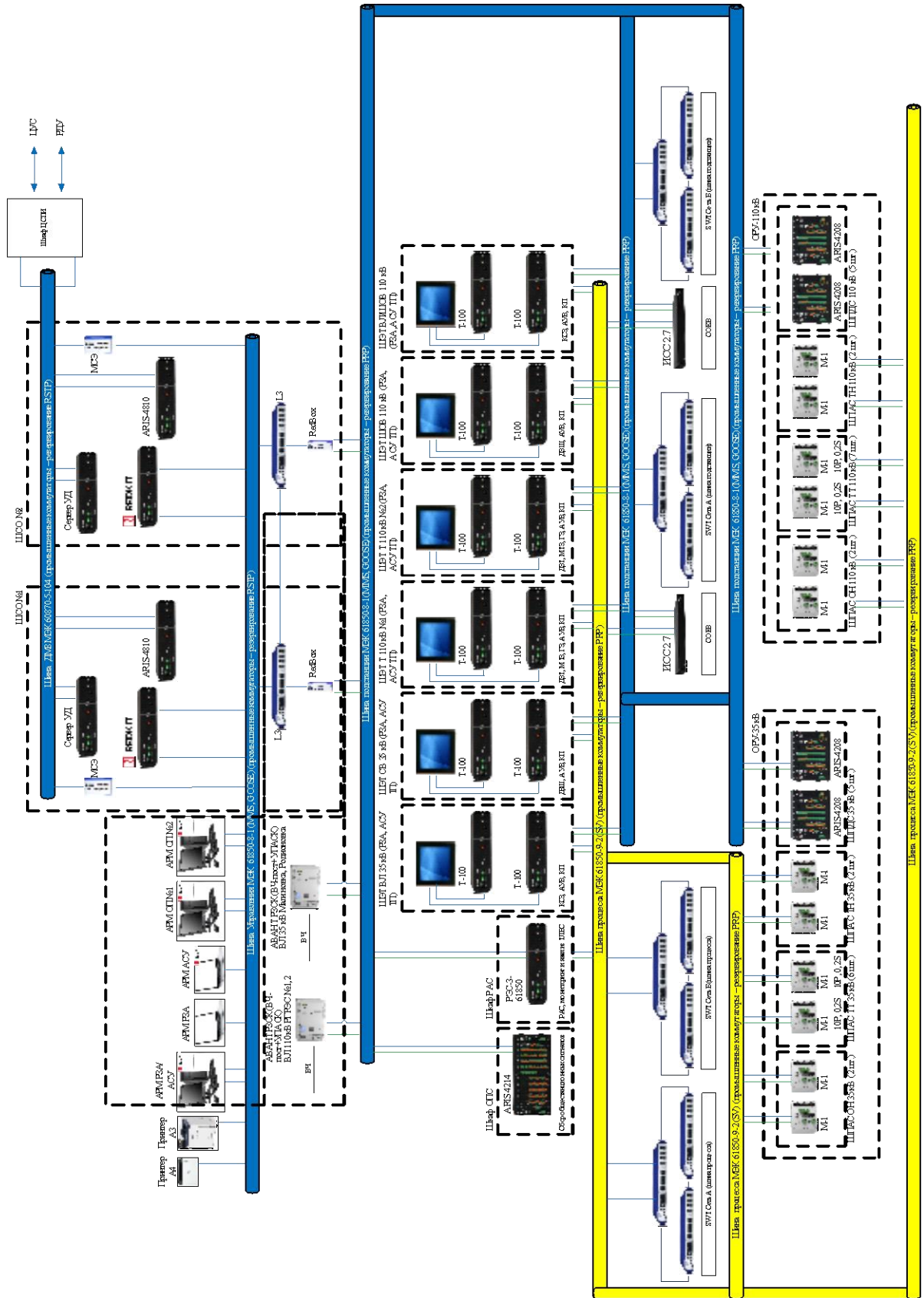


Рисунок 30 – Структурная схема ЦПС 110 кВ Бурейск

Преимущества системы:

- снижение количества устанавливаемого оборудования;
- возможность реализации мультишины – значительно снижаются издержки на строительство и эксплуатацию локально-вычислительной сети;
- значительное снижение объема передачи данных – ускорение наладки, упрощение обслуживания;
- переход на передачу данных для вторичных систем по цифровым каналам связи обеспечивает постоянный мониторинг каналов вторичной коммутации, что дает возможность оперативно реагировать на неисправности и предотвращать развитие аварийных ситуаций;
- применение современного оборудования обеспечивает полноценный мониторинг состояния вторичных систем, мониторинг состояния передается в диспетчерский центр и на рабочие места инженерного персонала.

3.5.1 Организация устройств релейной защиты и автоматики

Устройства РЗА и их организация должны соответствовать основным НТД [19, 20].

Организация устройств РЗА основана на схеме электрической сети, в которой под напряжением находится ВЛ 110 кВ Бурейск – Бурей/т, при этом СОВ-110 на ПС 110 кВ Бурей/т отключен, а режим работы в кольцевой схеме ВЛ 110 кВ РГРЭС– Бурейск – Бурей/т – РГРЭС не предусмотрен.

В ЦПС 110 кВ Бурейск предлагается организовать, как отмечено выше, централизованные шкафы РЗА на базе современных микропроцессорных терминалов (производитель «Прософт-Системы»), в том числе:

Шкаф с терминалами Т-100 основных и резервных защит ВЛ 110 кВ РГРЭС – Бурейск 1 (2) цепь, ВЛ 110 кВ Бурейск – Бурей/т, СОВ-110. Шкаф выполняет функции дистанционных (ДЗ) и токовых защит нулевой последовательности (ТЗНП) с возможностью ускорения 2 и 3 ступени соответственно с помощью ВЧБ, также шкаф выполняет функции автоматики повторного включения (АПВ)

и автоматики управления выключателем (АУВ). Кроме того, контролируется состояние выключателя по ряду дискретных входов: различных неисправностей, контроль давления элегаза, заводки пружин и др.;

Шкафы с терминалами Т-100 основных и резервных защит Т-1, Т-2. Шкаф выполняет функции дифференциальной защиты трансформаторы (ДЗТ), максимальной токовой защиты (МТЗ), защиты от перегрузки, принимает сигналы от контактов газовой защиты (ГЗ), а также выполняет функции автоматики управления выключателем (АУВ). Кроме того, контролируется состояние выключателя по ряду дискретных входов: различных неисправностей, контроль давления элегаза, заводки пружин и др.;

Шкаф с терминалами Т-100 основных и резервных защит ВЛ 35 кВ Бурейск – Родионовка, ВЛ 35 кВ Бурейск – Малиновка, ВЛ 35 кВ Бурейск – Перевалбаза. Шкаф выполняет функции дистанционных (ДЗ) и токовых защит (МТО, СТО, МТЗ), также шкаф выполняет функции автоматики повторного включения (АПВ) и автоматики управления выключателем (АУВ). Кроме того, контролируется состояние выключателя по ряду дискретных входов: различных неисправностей, контроль давления элегаза, заводки пружин и др.;

Шкаф с терминалами Т-100 основной защиты шин 110 кВ и автоматики – дифференциальной защиты шин (ДЗШ), автоматики управления выключателем (АУВ) совмещенного шиносоединительного и обходного выключателя (СОВ-110), контролируется состояние выключателя по ряду дискретных входов: различных неисправностей, контроль давления элегаза, заводки пружин и др.;

Шкаф с терминалами Т-100 основной защиты шин 35 кВ и автоматики – дифференциальной защиты шин (ДЗШ), автоматики управления выключателем (АУВ) секционного выключателя (СВ-35), контролируется состояние выключателя по ряду дискретных входов: различных неисправностей, контроль давления элегаза, заводки пружин и др.;

Необходимость в локальной противоаварийной автоматике (ПА) отсутствует.

В шкафах РЗА предусмотрена функция оперативной блокировки [19].

В части оборудования связи на ЦПС 110 кВ Бурейск предлагается к установке ВЧ-пост и УПАСК на базе шкафа АВАНТ РЗСК (производитель «Профт–Системы»). Среда передачи – ВЧ-каналы связи. Данное оборудование необходимо для реализации канала передачи команд противоаварийной автоматики и/или разрешающего сигнала для организации защиты с абсолютной селективностью.

Передача данных от ШПАС и ШПДС осуществляется по оптоволокну, взаимодействие устройств РЗА и АСУ ТП осуществляется на основе протокола МЭК 61850.

Наличие ВЧ-связи, системы мониторинга позволяют перейти с планово-предупредительного технического обслуживания устройств РЗА на обслуживание по состоянию [23].

Выводы:

– рассмотрен выбор оборудования для ЦПС 110 кВ Бурейск – заменены старые масляные выключатели, разъединители на новые, принято решение заменить силовые трансформаторы, трансформаторы собственных нужд на менее мощные, проверено ранее установленное электротехническое оборудование, выбраны цифровые трансформаторы тока (ЦТТ) и трансформаторы напряжения (ЦТН);

– выбраны характеристики и технологий цифровой трансформации ПС 110 кВ Бурейск

– выбраны реклоузеры для электрических сетей напряжением 6 кВ.

4 ОЦЕНКА ОЖИДАЕМОЙ ВЫГОДЫ ОТ ПЕРЕВОДА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 6-110 КВ В ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

4.1 Ожидаемые эффекты

Проектирование и последующая реализация интеллектуальной энергетической системы невозможны без развернутого технико-экономического обоснования, в основе которого лежит, с одной стороны, анализ ожидаемых эффектов разного типа, с другой — оценка затрат на внедрение новых технических средств и систем управления, сопутствующих информационных и коммуникационных технологий.

Интеллектуальная энергетика справедливо рассматривается как целостная технологическая платформа, отвечающая энергетическим нуждам передовой экономики XXI века, запросам постиндустриального общества, требованиям устойчивого развития. Поэтому все большую актуальность (и политическую значимость) приобретает оценка внешних эффектов интеллектуализации. Эти эффекты демонстрируют, в какой мере интеллектуализация электроэнергетики соответствует социальному запросу общества и экономики к новым стандартам энергоснабжения. В качестве наиболее значимых эффектов можно выделить:

- снижение нагрузки на природную среду;
- задел для развития экономики;
- повышение энергетической безопасности путем повышения надежности энергоснабжения потребителей за счет автоматизации управления сетями;
- повышение производительности и безопасности труда за счет внедрения автоматизированных систем удаленного контроля и управления.

Практически все внешние эффекты могут быть оценены количественно, однако их последующая корректная стоимостная оценка возможна не всегда. Кроме того, существующие в настоящее время подходы дают чрезвычайно широкий диапазон неопределенности. Поэтому в рамках технико-экономического

обоснования создания интеллектуальной энергосистемы целесообразно в качестве основных рассматривать прямые экономические эффекты, используя профессиональные оценки внешних эффектов как дополняющие (либо ограничивающие) условия.

4.2 Анализ показателей надежности цифровой и традиционной подстанции ПС 110 кВ Бурейск

Цель пункта – провести анализ показателей надежности ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Бурейск, сравнив между собой вероятности отказа ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Бурейск при использовании ЦТТ и ЦТН в рамках цифровой подстанции, а также при использовании уже установленных электромагнитных ТТ и ТН.

Поскольку, как уже было сказано выше, работа носит концептуальный и исследовательский характер, при расчете показателей надежности ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Бурейск учтем влияние измерительных трансформаторов тока и напряжения, что будет являться элементом научной новизны.

Расчет показателей надежности производится для сравнительной оценки, поэтому для упрощения расчетов в данной работе не учитываются разъединители, устройства РЗА, возможные ремонтные режимы.

В качестве показателей надежности отдельных элементов и систем в практических инженерных расчетах в течение расчетного интервала времени принимаются следующие характеристики:

- вероятность отказа, или средний коэффициент вынужденного простоя q ;
- параметр потока отказов (среднее количество отказов) ω , 1/год;
- среднее время восстановления t_v , ч.

Расчетная схема ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Бурейск, рисунок 28:

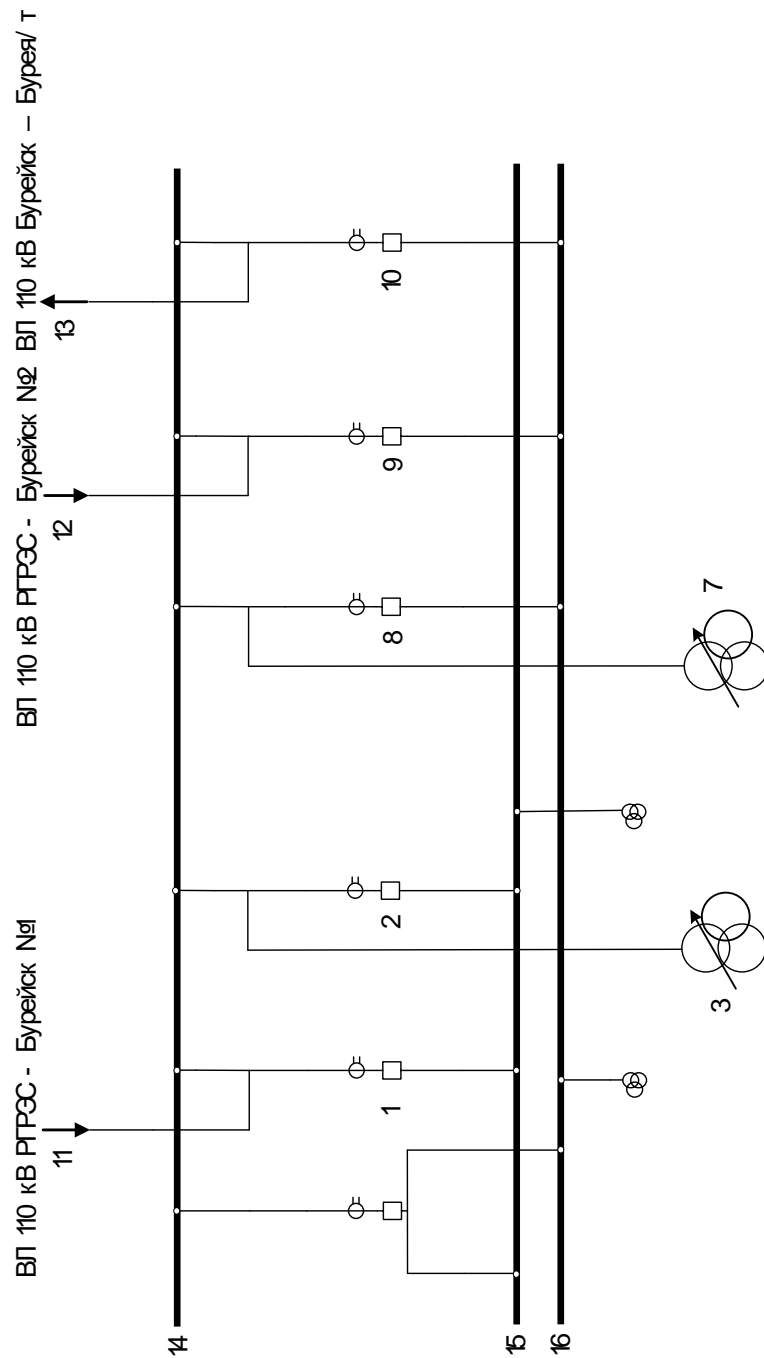


Рисунок 28 – Расчетная схема ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Бурейск для определения показателей надежности

Для каждого элемента расчетной схемы по справочным или эксплуатационным данным определяются следующие показатели надежности [29, 44, 46]:

– параметр потока отказов, ω ;

- среднее время восстановления, t_B .
- длительность оперативных переключений, $T_{оп}$.

В таблице 44 представлены справочные данные по показателям надежности [29, 46].

Таблица 44 – Показатели надежности элементов

№ элемента	Название оборудования	ω , 1/год	t_B , ч
1	2	3	4
11	ВЛ 110 кВ РГРЭС-Бурейск №1	0,002	10
12	ВЛ РГРЭС-Бурейск №2	0,002	10
13	ВЛ Бурейск-Бурей/г	0,013	9
14, 15, 16	Ш-110	0,016	5
1, 2, 8, 9, 10	В-110	0,005	40
3, 7	ТДТН-10000/110	0,014	70

Для выключателей дополнительно определяются:

- относительная частота отказов при автоматическом отключении поврежденного смежного элемента, для выключателя 110 кВ $\alpha_{кз} = 0,006$;
- относительная частота отказов при оперативных переключениях, для выключателя 110 кВ $\alpha_{оп} = 0,004$;
- коэффициент неуспешного действия АПВ, $K_{АПВ} = 0,8$;
- число оперативных переключений, $N_{оп}$;
- длительность оперативных переключений, $T_{оп}$.

На основе найденных единичных показателей надежности определяется вероятность отказа электрооборудования [29, 46].

Вероятность отказа силового трансформатора:

$$q_{тр} = \frac{\omega_{тр} \cdot t_B}{8760}, \quad (67)$$

Вероятность отказа линии электропередачи:

$$q_{\text{вл}} = \frac{\omega_{\text{вл}} \cdot t_{\text{в}} \cdot l_{\text{вл}}}{8760}, \quad (68)$$

где $l_{\text{вл}}$ – длина линии, км.

Вероятность отказа шины:

$$q_{\text{вл}} = \frac{\omega_{\text{вл}} \cdot t_{\text{в}} \cdot n}{8760}, \quad (69)$$

где n – количество присоединений, шт.

По расчетной схеме составляется схема замещения. При этом каждый элемент, который может отказать, замещается прямоугольником. Прямоугольники соединяются последовательно или параллельно. Последовательное соединение используется для не резервируемых частей схем; параллельное – для частей схем с резервированием замещением.

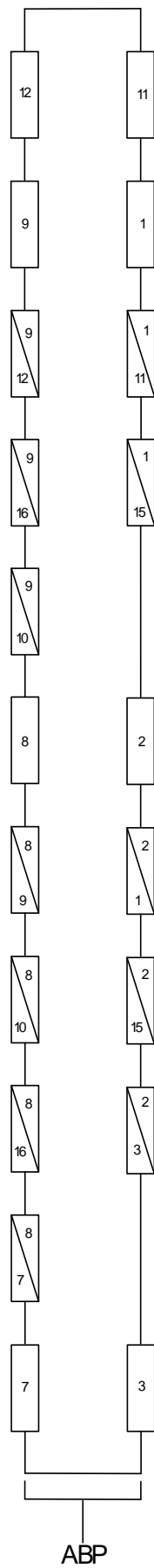


Рисунок 29 – Схема замещения сети для расчета показателей надежности

$$q_{\text{ргрэс-бурейск№1}} = \frac{0,002 \cdot 16,4 \cdot 10}{8760} = 3,744 \cdot 10^{-5}$$

$$p_{\text{ргрэс-бурейск№1}} = 1 - q_{\text{ргрэс-бурейск№1}} = 1 - 3,744 \cdot 10^{-5} = 0,9999625$$

$$q_{\text{ргрэс-бурейск№2}} = \frac{0,002 \cdot 16,4 \cdot 10}{8760} = 3,744 \cdot 10^{-5}$$

$$p_{\text{ргрэс-бурейск№2}} = 1 - q_{\text{ргрэс-бурейск№2}} = 1 - 3,744 \cdot 10^{-5} = 0,9999625$$

$$q_{\text{ргрэс-бурейск/т}} = \frac{0,013 \cdot 3 \cdot 9}{8760} = 4 \cdot 10^{-5}$$

$$p_{\text{ргрэс-бурейск/т}} = 1 - q_{\text{ргрэс-бурейск/т}} = 1 - 4 \cdot 10^{-5} = 0,99996$$

$$q_{\text{тр}} = \frac{0,014 \cdot 70}{8760} = 1,12 \cdot 10^{-4}$$

$$p_{\text{тр}} = 1 - q_{\text{тр}} = 1 - 1,12 \cdot 10^{-4} = 0,9998$$

$$q_{\text{шины}} = \frac{0,016 \cdot 5}{8760} = 9,132 \cdot 10^{-6}$$

$$p_{\text{шины}} = 1 - q_{\text{шины}} = 1 - 9,132 \cdot 10^{-6} = 0,99999$$

Вероятность отказа выключателя определяется выражением:

$$q_{\text{в}} = \omega_{\text{ст}} \cdot t_{\text{в}} + \alpha_{\text{кз}} \cdot (1 + \alpha \cdot K_{\text{АПВ}}) \omega_{\text{эл.и}} \cdot t_{\text{в.и}} + \alpha_{\text{оп}} \cdot N_{\text{оп}} \cdot \frac{T_{\text{оп}}}{8760}, \quad (70)$$

где $t_{\text{в}}$ – время восстановления выключателя;

$\omega_{\text{ст}}$ – параметр потока отказов выключателя в статическом состоянии;

$\omega_{\text{эл.и}}$ – параметр потока отказов смежного элемента;

$t_{\text{в.и}}$ – время восстановления i -го смежного элемента;

$T_{\text{оп}}$ – время оперативных переключений.

Для выключателя 1:

$$q_B = q_{\text{ВЫКЛ.КЗ}} + \alpha_{\text{КЗ}} \cdot (1 + \alpha \cdot K_{\text{АПВ}}) (q_{\text{ВЫКЛ.КЗ}} \cdot q_{\text{ргрэс-бурейск№1}}) + \alpha_{\text{оп}} \cdot N_{\text{оп}} \cdot \frac{T_{\text{оп}}}{8760}, \quad (71)$$

$$q_B = 2,283 \cdot 10^{-5} + 0,006 \cdot (1 + 1 \cdot 0,8) (2,283 \cdot 10^{-5} \cdot 3,744 \cdot 10^{-5}) + 0,004 \cdot 1 \cdot \frac{2,5}{8760} = 2,397 \cdot 10^{-5}$$

Для выключателей 2,8:

$$q_B = q_{\text{ВЫКЛ.КЗ}} + \alpha_{\text{КЗ}} \cdot (1 + \alpha \cdot K_{\text{АПВ}}) (q_{\text{ВЫКЛ.КЗ}} \cdot q_{\text{тр}}) + \alpha_{\text{оп}} \cdot N_{\text{оп}} \cdot \frac{T_{\text{оп}}}{8760}, \quad (72)$$

$$q_B = 2,283 \cdot 10^{-5} + 0,006 \cdot (1 + 1 \cdot 0,8) (2,283 \cdot 10^{-5} \cdot 1,12 \cdot 10^{-4}) + 0,004 \cdot N_{\text{оп}} \cdot \frac{2,5}{8760} = 2,397 \cdot 10^{-5}$$

Для выключателя 10:

$$q_B = q_{\text{ВЫКЛ.КЗ}} + \alpha_{\text{КЗ}} \cdot (1 + \alpha \cdot K_{\text{АПВ}}) (q_{\text{ВЫКЛ.КЗ}} \cdot q_{\text{ргрэс-бурейск/г}}) + \alpha_{\text{оп}} \cdot N_{\text{оп}} \cdot \frac{T_{\text{оп}}}{8760}, \quad (73)$$

$$q_B = 2,283 \cdot 10^{-5} + 0,006 \cdot (1 + 1 \cdot 0,8) (2,283 \cdot 10^{-5} \cdot 4 \cdot 10^{-5}) + 0,004 \cdot N_{\text{оп}} \cdot \frac{2,5}{8760} = 2,397 \cdot 10^{-5}$$

Вероятность полного отказа для ветви 1:

$$q_I = (q_{11} + q_1 + a \cdot (q_{11} + q_{15})) + (q_2 + a \cdot (q_1 + q_{15} + q_3)) + q_3, \quad (74)$$

Вероятность полного отказа для ветви 2:

$$q_{II} = (q_{12} + q_9 + a \cdot (q_{12} + q_{16} + q_{10})) + q_8 + a \cdot (q_9 + q_{10} + q_{16} + q_7) + q_7, \quad (75)$$

Примем в расчет характеристики цифровых трансформаторов отечественного производства: ЦТТ марки ТТЭО, ЦТН марки ДНЭО. Для обоих трансформаторов показатели по надежности имеют одинаковые значения: время наработки на отказ составляет $T_H=120000$ ч в соответствии с паспортами, тогда:

Интенсивность отказов, 1/год:

$$\lambda = \frac{1}{T_H}, \quad (76)$$

$$\lambda = \frac{8760}{120000} = 0,073$$

Вероятность безотказной работы ЦТТ и ЦТН:

$$p = e^{-\lambda}, \quad (77)$$

Вероятность отказа ЦТТ и ЦТН:

$$q = 1 - p = 1 - e^{-\lambda}, \quad (78)$$

$$q = 1 - p = 1 - e^{-\lambda} = 1 - e^{-0,073} = 0,07$$

Для расчетных математических моделей отказа каждой ветви учтем, что ЦТТ соединен последовательно с выключателем, а ЦТН последовательно с шиной, тогда:

Вероятность полного отказа для ветви 1 с учетом ЦТТ и ЦТН:

$$q_1 = (q_{11} + (q q_1)) + a \cdot (q_{11} + (q q_{15})) + ((q q_2) + a \cdot ((q q_1) + (q q_{15}) + q_3)) + q_3, \quad (79)$$

$$q_I = (3,744 \cdot 10^{-5} + ((0,07 \cdot 2,397 \cdot 10^{-5}) + 0,003 \cdot (3,744 \cdot 10^{-5} + (0,07 \cdot 9,132 \cdot 10^{-6}))) + ((0,07 \cdot 2,397 \cdot 10^{-5}) + 0,003 \cdot ((0,07 \cdot 2,397 \cdot 10^{-5}) + (0,07 \cdot 9,132 \cdot 10^{-6}) + 1,12 \cdot 10^{-4})) + 1,12 \cdot 10^{-4} = 1,516 \cdot 10^{-4}$$

Вероятность полного отказа для ветви 2 с учетом ЦТТ и ЦТН:

$$q_{II} = ((q_{q_{12}}) + (q_{q_9}) + a \cdot (q_{12} + (q_{q_{16}}) + (q_{q_{10}})) + (q_{q_8}) + a \cdot ((q_{q_9}) + (q_{q_{10}}) + (q_{q_{16}}) + q_7)) + q_7) \quad (80)$$

$$q_{II} = ((0,07 \cdot 2,397 \cdot 10^{-5}) + (0,07 \cdot 2,397 \cdot 10^{-5}) + 0,003(3,744 \cdot 10^{-5} + (0,07 \cdot 9,132 \cdot 10^{-6}) + (0,07 \cdot 2,397 \cdot 10^{-5})) + (0,07 \cdot 2,397 \cdot 10^{-5}) + 0,003((0,07 \cdot 2,397 \cdot 10^{-5}) + (0,07 \cdot 2,397 \cdot 10^{-5}) + (0,07 \cdot 9,132 \cdot 10^{-6}) + 1,12 \cdot 10^{-4})) + 1,12 \cdot 10^{-4} = 1,175 \cdot 10^{-4}$$

Вероятность полного погашения ОРУ 110 кВ без учета ремонтных режимов и АВР:

$$q = q_I \cdot q_{II}, \quad (81)$$

$$q = 1,516 \cdot 10^{-4} \cdot 1,175 \cdot 10^{-4} = 1,781 \cdot 10^{-8}$$

Для резервирования замещением вероятность отказа системы будет определяться по формуле полной вероятности:

$$q = q(S / A_1 A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + q(S / \overline{A_1} A_2) \cdot q(A_1) \cdot p(A_2) + q(S / A_1 \overline{A_2}) \cdot p(A_1) \cdot q(A_2) + q(S / \overline{A_1} \overline{A_2}) \cdot q(A_1) \cdot q(A_2), \quad (82)$$

где $q(S / A_1 A_2)$ – условная вероятность отказа системы при условии отсутствия отказа аппаратуры;

$q(S / \overline{A_1}A_2)$ – то же при условии отказа в отключении поврежденного элемента;

$q(S / A_1\overline{A_2})$ – то же при условии отказа во включении резервного элемента;

$q(S / \overline{A_1}\overline{A_2})$ – то же при условии совпадения отказа в отключении с отказом во включении;

$p(A_1)$, $q(A_1)$ – вероятности отсутствия отказа и отказа в отключении;

$p(A_2)$, $q(A_2)$ – вероятности отсутствия отказа и отказа во включении.

Вероятность отказа в отключении выключателя составляет 0,01. Совмещенный секционный и обходной выключатель СОВ-110 осуществляет АВР системы шин, оставшейся без питания за счет соседней системы шин и ее источника. Вероятность отказа во включении составляет 0,002.

В соответствии с условиями расчета имеем:

$$p(A_1) = 1 - 2 \cdot 0,01 = 0,98$$

$$q(A_1) = 2 \cdot 0,01 = 0,02$$

$$p(A_2) = 1 - 0,002 = 0,998$$

$$q(A_2) = 0,002$$

$$q(S / \overline{A_1}A_2) = 0,5 \text{ (так как половина потребителей остается с питанием);}$$

$q(S / A_1\overline{A_2}) = 0,5$ (так как половина потребителей теряет питание и неизвестно с какой секции присоединен данный потребитель);

$$q(S / \overline{A_1}\overline{A_2}) = 0,5 \text{ (так как половина потребителей остается с питанием).}$$

При отсутствии отказов коммутационной аппаратуры отказ системы происходит при совпадении отказа одной из цепи с аварийным простоем другого:

$$q(S / A_1A_2) = (q_I + q_{II}) \cdot 0,002 = (1,516 \cdot 10^{-4} + 1,175 \cdot 10^{-4}) \cdot 0,002 = 5,382 \cdot 10^{-7}$$

Вероятность полного погашения ОРУ 110 кВ без учета ремонтных режимов и с учетом АВР:

$$q = 5,382 \cdot 10^{-7} \cdot 0,98 \cdot 0,998 + 0,5 \cdot 0,02 \cdot 0,998 + 0,5 \cdot 0,98 \cdot 0,002 + 0,5 \cdot 0,02 \cdot 0,002 = 0,011$$

В настоящий момент в ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Бурейск установлены электромагнитные трансформаторы тока ТФНД-110Б, трансформаторы напряжения НКФ-110-57. Для ТТ время наработки на отказ составляет 220000 ч, для ТН 400000 ч в соответствии с паспортами.

Интенсивность отказов ТФНД-110Б, 1/год:

$$\lambda_{\text{ТТ}} = \frac{8760}{220000} = 0,04$$

Вероятность отказа ТФНД-110Б:

$$q_{\text{ТТ}} = 1 - e^{-0,04} = 0,039$$

Интенсивность отказов НКФ-110-57, 1/год:

$$\lambda_{\text{ТН}} = \frac{8760}{400000} = 0,022$$

Вероятность отказа НКФ-110-57:

$$q_{\text{ТН}} = 1 - e^{-0,022} = 0,022$$

Вероятность полного отказа для ветви 1 с учетом электромагнитных ТТ и ТН:

$$q_1 = (q_{11} + (q_{\text{ТТ}} q_1) + a \cdot (q_{11} + (q_{\text{ТН}} q_{15}))) + ((q_{\text{ТТ}} q_2) + a \cdot ((q_{\text{ТТ}} q_1) + (q_{\text{ТН}} q_{15}) + q_3)) + q_3, \quad (83)$$

$$q_1 = (3,744 \cdot 10^{-5} + ((0,039 \cdot 2,397 \cdot 10^{-5}) + 0,003 \cdot (3,744 \cdot 10^{-5} + (0,022 \cdot 9,132 \cdot 10^{-6}))) + ((0,039 \cdot 2,397 \cdot 10^{-5}) + 0,003 \cdot ((0,039 \cdot 2,397 \cdot 10^{-5}) + (0,022 \cdot 9,132 \cdot 10^{-6}) + 1,12 \cdot 10^{-4})) + 1,12 \cdot 10^{-4} = 1,508 \cdot 10^{-4}$$

Вероятность полного отказа для ветви 2 с учетом электромагнитных ТТ и ТН:

$$q_{II} = ((q_{TT} q_{12}) + (q_{TT} q_9) + a \cdot (q_{12} + (q_{TH} q_{16}) + (q_{TT} q_{10})) + (q_{TT} q_8) + a \cdot ((q_{TT} q_9) + (q_{TT} q_{10}) + (q_{TH} q_{16}) + q_7)) + q_7) \quad (84)$$

$$q_{II} = ((0,039 \cdot 2,397 \cdot 10^{-5}) + (0,039 \cdot 2,397 \cdot 10^{-5}) + 0,003(3,744 \cdot 10^{-5} + (0,022 \cdot 9,132 \cdot 10^{-6}) + (0,039 \cdot 2,397 \cdot 10^{-5})) + (0,039 \cdot 2,397 \cdot 10^{-5}) + 0,003((0,039 \cdot 2,397 \cdot 10^{-5}) + (0,039 \cdot 2,397 \cdot 10^{-5}) + (0,022 \cdot 9,132 \cdot 10^{-6}) + 1,12 \cdot 10^{-4})) + 1,12 \cdot 10^{-4}) = 1,153 \cdot 10^{-4}$$

Вероятность полного погашения ОРУ 110 кВ без учета ремонтных режимов и АВР:

$$q = 1,508 \cdot 10^{-4} \cdot 1,153 \cdot 10^{-4} = 1,739 \cdot 10^{-8}$$

При отсутствии отказов коммутационной аппаратуры отказ системы происходит при совпадении отказа одной из цепи с аварийным простоем другого:

$$q(S / A_1 A_2) = (q_I + q_{II}) \cdot 0,002 = (1,508 \cdot 10^{-4} + 1,153 \cdot 10^{-4}) \cdot 0,002 = 5,322 \cdot 10^{-7}$$

Вероятность полного погашения ОРУ 110 кВ без учета ремонтных режимов и с учетом АВР:

$$q = 5,322 \cdot 10^{-7} \cdot 0,98 \cdot 0,998 + 0,5 \cdot 0,02 \cdot 0,998 + 0,5 \cdot 0,98 \cdot 0,002 + 0,5 \cdot 0,02 \cdot 0,002 = 0,011$$

Таблица 45 – Результаты расчет показателей надежности элементов

Тип ПС 110 кВ Бурейск	Вероятность отказа ОРУ 110 кВ
Цифровая, с ЦТТ и ЦТН	0,011
Традиционная, с электромагнитными ТТ и ТН	0,011

Выводы:

– применение ЦТТ и ЦТН не увеличивает вероятность отказа ОРУ 110 кВ, при этом необходимо подчеркнуть, что при расчетах не учитывались возможные ремонтные режимы, показатели надежности устройств РЗА (для микропроцессорных устройств РЗА таких показателей на данный момент официально не существует);

– надежность будет повышаться за счет аппаратного резервирования, а также с появлением ЦТТ и ЦТН, обладающих большим временем наработки на отказ;

– необходимо ориентироваться на опыт эксплуатации других электросетевых организаций и в краткосрочной перспективе отказаться от ЦТТ и ЦТН в пользу шкафов преобразования дискретных и аналоговых сигналов.

4.3 Анализ показателей надежности электрической сети напряжением 6 кВ при установке реклоузеров

Целью данного пункта является проведение анализа надежности электрической сети 6 кВ при ее секционировании реклоузерами. Данное мероприятие является частью концепции «Цифровой РЭС».

Оценку надежности произведем в соответствии с действующими НТД [21, 32].

Реклоузеры обеспечивают секционирование электрической сети, что в свою очередь повышает ее надежность и обеспечивает снижение недоотпуска электрической энергии, а также среднее время простоя потребителя.

Исходя из приведенного в начале работы анализа аварийности рассмотрим секционирование фидера 6 кВ №24 (далее – фидер), отходящего от шин 6 кВ ПС 110 кВ Бурейск, а конкретно его участок от подстанции до ЦРП. От данного фидера получают электроэнергию 4 трансформаторных пункта (далее – ТП). Фидер разделим на 3 участка, граница между участком №2 и участком №3 будет проходить по линейному разъединителю, а между участком №1 и №2 – произвольно. Удельная частота повреждений на 100 км линии в год принимаем для условности равной 100 отключениям (по данным эксплуатации фидер №24, длина которого составляет 5,73 км, отключается в среднем от 4 до 6 раз в год). Среднее время восстановления одного устойчивого повреждения принимаем равным 2,5 ч. В таблице 47 приведены параметры фидера. На рисунке 31 представлена принципиальная схема фидера.

Таблица 47 – Исходные данные присоединения

Фидер №	Удельная частота повреждений на 100 км линии в год ω_0 , откл.	Среднее время восстановления одного устойчивого повреждения Т, ч	АПВ на головном выключателе	Протяженность участков L, км
24	100	2,5	однократное	1 уч. – 3,431 км; 2 уч. – 1,469 км; 3 уч. – 0,83 км.

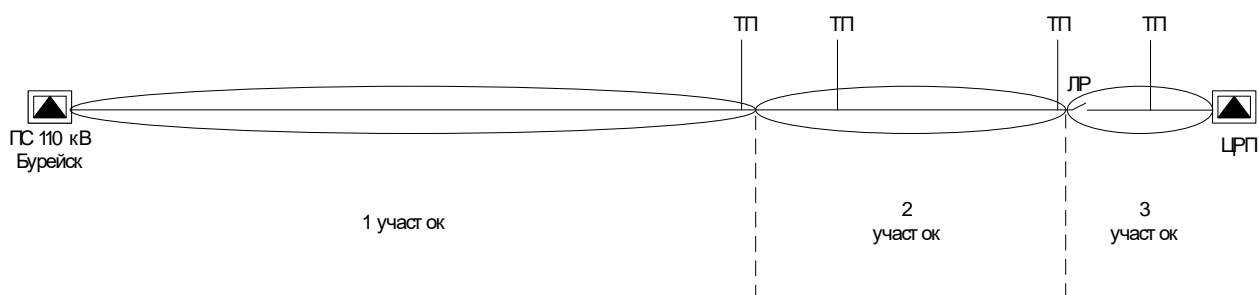


Рисунок 31 – Принципиальная схема фидера с линейным разъединителем (ЛР) до секционирования

Рассчитаем показатели SAIFI и SAIDI фидера до установки реклоузеров [21, 32].

а) Расчет SAIFI

– Расчет количества отключений потребителей 1-го участка, откл./год:

$$\omega_1 = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (1 - k_{\text{ну}}) \cdot (L_1 + L_2), \quad (85)$$

$$\omega_1 = 0,01 \cdot 100 \cdot (1 - 0,6) \cdot 4,9 = 1,96$$

где $k_{\text{нy}}$ – коэффициент, учитывающий работу АПВ, принимается равным 0,6, т.к. на головном выключателе имеется однократное АПВ (по статистике снижающее количество отключений потребителей при неустойчивых повреждениях на 60%).

– Расчет количества отключений потребителей 2-го участка, откл./год:

$$\omega_2 = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (1 - k_{\text{нy}}) \cdot (L_1 + L_2), \quad (86)$$

$$\omega_2 = 0,01 \cdot 100 \cdot (1 - 0,6) \cdot 4,9 = 1,96$$

– Расчет количества отключений потребителей 3-го участка, откл./год:

$$\omega_3 = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (1 - k_{\text{нy}}) \cdot L_3, \quad (87)$$

$$\omega_3 = 0,01 \cdot 100 \cdot (1 - 0) \cdot 0,83 = 0,83$$

Коэффициент $k_{\text{нy}}$ принимается равным 0, т.к. на головном выключателе отсутствует АПВ.

– Расчет SAIFI, откл./год:

$$SAIFI = \frac{\sum \omega_i \cdot N_i}{\sum N_i} = \frac{\omega_1 \cdot N_1 + \omega_2 \cdot N_2 + \omega_3 \cdot N_3}{N_1 + N_2 + N_3}, \quad (88)$$

$$SAIFI = \frac{1,96 \cdot 1 + 1,96 \cdot 2 + 0,83 \cdot 1}{4} = 1,68$$

б) Расчет SAIDI

– Расчет времени перерыва электроснабжения потребителей 1-го участка, ч/год:

$$T_1 = \omega_1 \cdot T \cdot k_{\text{BB}}, \quad (89)$$

$$T_1 = 1,96 \cdot 2,5 \cdot 1 = 4,9$$

где k_{BB} – коэффициент, учитывающий наличие/отсутствие секционирования, принимается равным 1 в связи с отсутствием секционирования.

– Расчет времени перерыва электроснабжения потребителей 2-го участка, ч/год:

$$T_2 = \omega_2 \cdot T \cdot k_{\text{BB}}, \quad (90)$$

$$T_2 = 1,96 \cdot 2,5 \cdot 1 = 4,9 \text{ ч/год}$$

– Расчет времени перерыва электроснабжения потребителей 3-го участка, ч/год:

$$T_3 = \omega_3 \cdot T \cdot k_{\text{BB}}, \quad (91)$$

$$T_3 = 0,83 \cdot 2,5 \cdot 1 = 2,075 \text{ ч/год}$$

– Расчет SAIDI, ч/год:

$$\text{SAIDI} = \frac{\sum T_i \cdot N_i}{\sum N_i} = \frac{T_1 \cdot N_1 + T_2 \cdot N_2 + T_3 \cdot N_3}{N_1 + N_2 + N_3}, \quad (92)$$

$$\text{SAIDI} = \frac{4,9 \cdot 1 + 4,9 \cdot 2 + 2,075 \cdot 1}{4} = 4,19 \text{ ч/год}$$

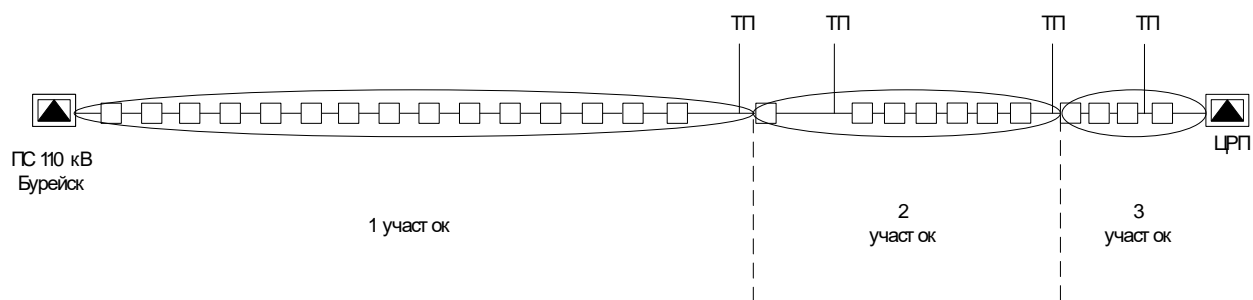


Рисунок 32 – Принципиальная схема фидера после секционирования

Рассчитаем показатели SAIFI и SAIDI фидера после установки реклоузеров.

а) Расчет SAIFI

– Расчет количества отключений потребителей при секционировании 1-го участка, откл./год:

$$\omega_1 = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (1 - k_{\text{нв}}) \cdot L_1, \quad (93)$$

$$\omega_1 = 0,01 \cdot 100 \cdot (1 - 0,8) \cdot 3,431 = 0,69$$

– Расчет количества отключений потребителей 2-го участка, откл./год:

$$\omega_2 = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (1 - k_{\text{нв}}) \cdot L_2, \quad (94)$$

$$\omega_2 = 0,01 \cdot 100 \cdot (1 - 0,8) \cdot 1,469 = 0,294$$

– Расчет количества отключений потребителей 3-го участка, откл./год:

$$\omega_3 = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (1 - k_{\text{нв}}) \cdot L_3, \quad (95)$$

$$\omega_3 = 0,01 \cdot 100 \cdot (1 - 0,8) \cdot 0,83 = 0,166$$

– Расчет SAIFI, откл./год:

$$SAIFI = \frac{\sum \omega_i \cdot N_i}{\sum N_i} = \frac{\omega_1 \cdot N_1 + \omega_2 \cdot N_2 + \omega_3 \cdot N_3}{N_1 + N_2 + N_3}, \quad (96)$$

$$SAIFI = \frac{0,69 \cdot 1 + 0,294 \cdot 2 + 0,166 \cdot 1}{4} = 0,36$$

Коэффициент $k_{\text{ВВ}}$ принимается равным 0,6 в связи с сокращением зоны поиска поврежденного участка за счет секционирования.

б) Расчет SAIDI, ч/год:

– Расчет времени перерыва электроснабжения потребителей 1 - го участка, ч/год:

$$T_1 = \omega_1 \cdot T \cdot k_{\text{ВВ}}, \quad (97)$$

$$T_1 = 0,69 \cdot 2,5 \cdot 0,6 = 1,035$$

– Расчет времени перерыва электроснабжения потребителей 2-го участка, ч/год:

$$T_2 = \omega_2 \cdot T \cdot k_{\text{ВВ}}, \quad (98)$$

$$T_2 = 0,294 \cdot 2,5 \cdot 0,6 = 0,441$$

– Расчет времени перерыва электроснабжения потребителей 3-го участка, ч/год:

$$T_3 = \omega_3 \cdot T \cdot k_{\text{ВВ}}, \quad (99)$$

$$T_3 = 0,166 \cdot 2,5 \cdot 0,6 = 0,249$$

$$SAIDI = \frac{\sum T_i \cdot N_i}{\sum N_i} = \frac{T_1 \cdot N_1 + T_2 \cdot N_2 + T_3 \cdot N_3}{N_1 + N_2 + N_3}, \quad (100)$$

$$SAIDI = \frac{1,035 \cdot 1 + 0,441 \cdot 2 + 0,249 \cdot 1}{4} = 0,54$$

Таблица 48 – Исходные данные присоединения

Фидер № 24	До секционирования		После секционирования	
	SAIDI, ч/год	SAIFI, откл./год	SAIDI, ч/год	SAIFI, откл./год
	4,19	1,68	0,54	0,36

По результатам расчета после секционирования отмечается очевидное снижение показателей SAIFI, SAIDI [32].

4.4 Выгоды субъектов экономической деятельности

Потребители электроэнергии получают необходимый уровень надежности электроснабжения, требуются меньшие запасы топлива для работы частных дизель-генераторных установок, снижается потенциальный ущерб от недоотпуска электроэнергии в следствии аварийных отключений.

Распределительная сетевая организация снижает недоотпуск электроэнергии, среднее время простоя потребителей, кроме того снижает коммерческие потери электроэнергии, повышается наблюдаемость подстанционного и вторичного оборудования, что способствует выявлению слабых мест распределительного сетевого комплекса, также снижается время на поиск повреждений линий электропередачи в электрических сетях напряжением 6-10 кВ с изолированной нейтралью.

Таким образом появляются качественные заделы для дальнейшего развития электроэнергетики, социально-экономического развития района.

4.5 Расчет экономических показателей вариантов

Проведем оценку затрат на интеллектуализацию электрической сети, а также отдельно – на реконструкцию, без учета установки реклоузеров и перевода ПС 110 кВ Бурейск в цифровую. Капитальные вложения рассчитаем на основе данных эксплуатации по суммарной стоимости оборудования, по состоянию на 15.04.2022. Также в стоимость оборудования заложена стоимость на демонтаж, строительно-монтажные и пусконаладочные работы.

Капитальные вложения на интеллектуализацию с реконструкцией:

$$K=10000*2+200*2+3*3000+3*2500+4*1500+4*1100+ \\ +29*900+50000=123400 \text{ тыс. руб}$$

Капитальные вложения на реконструкцию, без учета интеллектуализации:

$$K=10000*2+200*2+3*3000+3*2500+4*1500+4*1100=47300 \text{ тыс. руб}$$

Суммарные эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$I = I_a + I_3 + I_{\Delta W} \quad (101)$$

где I_a – среднегодовое отчисление на амортизацию;

I_3 – суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети;

$I_{\Delta W}$ – затраты на технологический расход электроэнергии.

Среднегодовые отчисления вычисляются по формуле [39]:

$$I_a = \frac{K}{T_{сл}} \quad (102)$$

где $T_{сл}$ – срок службы, для ПС 25 лет

Суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети [39]:

$$I_3 = \alpha_3 \cdot K \quad (103)$$

где α_3 – норма отчисления на обслуживание электрических сетей, для ПС составляет 0,037, для ВЛ 0,008.

Затраты на технологический расход электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = C_0 \cdot W, \quad (104)$$

где C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии, за 2021 год в среднем составила 2 руб./кВт·ч (по данным полученным на преддипломной практике);

ΔW – потери электроэнергии в сети, за 2021 год фактические потери в Бурейском РЭС составляют 8935200 кВт·ч (по данным полученным на преддипломной практике).

Таблица 49 – Эксплуатационные издержки

Издержки	Интеллектуализация электрических сетей Бурейского РЭС	Реконструкция электрических сетей Бурейского РЭС
I_a , тыс. руб.	4936	1892
I_3 , тыс. руб.	5553	2128,5
$I_{\Delta W}$, тыс. руб.	17870,4	17870,4
Суммарные издержки, тыс. руб.	28359,4	21890,9

Эквивалентные среднегодовые расходы [39]:

$$Z = E \cdot K + I + Y \quad (105)$$

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

K – капитальные вложения;

I – суммарные эксплуатационные издержки;

Y – ущерб от недоотпуска электроэнергии.

Ущерб от недоотпуска электроэнергии:

$$Y = W_{\text{нед}} \cdot Y_0, \quad (106)$$

где Y_0 – средняя величина удельного основного ущерба [9];

$W_{\text{нед}}$ – количества недоотпущенной электроэнергии.

Примерно 35 МВт из 44 МВт нагрузки приходится на сельское хозяйство и коммунально-бытового потребителя, для них Y_0 составляет 1,5 руб./кВт·ч [9].

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{\text{нед}} = P \cdot q \cdot T_{\text{п}}, \quad (107)$$

где P – средняя отключаемая мощность, МВт;

q – вероятность отказа, составляет 0,011 при полном погашении ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Бурейск и ЦПС 110 кВ Бурейск;

$T_{\text{п}}$ – время простоя, определяемое временем восстановления.

$$W_{\text{нед}} = 35 \cdot 10^3 \cdot 0,011 \cdot 8760 = 3372600 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Затраты на интеллектуализацию с реконструкцией:

$$Z = 0,1 \cdot 123400 + 28359,4 + 3372600 \cdot 1,5 = 5099599,4 \text{ тыс. руб}$$

Затраты на реконструкцию, без учета интеллектуализации:

$$Z = 0,1 \cdot 47300 + 21890,9 + 3372600 \cdot 1,5 = 5085520,9 \text{ тыс. руб}$$

Расчет ЧДД производим для интеллектуализации с реконструкцией.

Распределяем капиталовложения на первые 4 года. Средние капиталовложения в год:

$$K_{\text{год}} = \frac{K}{T_{\text{строит}}}, \quad (108)$$

где K – капиталовложения в сеть, млрд. руб.;

$T_{\text{строит}}$ – время строительства, год.

$$K_{\text{год}} = \frac{0,1234}{4} = 0,031 \text{ млрд. руб.}$$

Доход определяется как:

$$D = \mathcal{E}_{\text{получ}} \cdot 2, \quad (109)$$

где $\mathcal{E}_{\text{получ}}$ – электроэнергия, полученная потребителем, кВт·ч;
2 руб/кВт·ч – тариф на электроэнергию.

$$\mathcal{E}_{\text{получ}} = P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} + P_{\text{min}} \cdot T_{\text{min}}, \quad (110)$$

где P_{max} – мощность, полученная в период максимума, кВт;

P_{min} – мощность, полученная в период минимума, кВт;

T_{max} – число часов использования максимальной нагрузки, ч;

T_{min} – число часов использования минимальной нагрузки, ч.

$$\mathcal{E}_{\text{получ}} = 44000 \cdot 6000 + 37400 \cdot 2760 = 0,367 \text{ млрд. кВт·ч}$$

$$D = 0,367 \cdot 2 = 0,734 \text{ млрд. руб.}$$

Находим годовые издержки:

$$I_{\text{год}} = \frac{I}{T_3}, \quad (111)$$

где T_3 – доход от продажи электрической энергии;

I – общие издержки.

$$I_{\text{год}} = \frac{0,0283}{20} = 0,001 \text{ млрд. руб.}$$

Получим ЧДД:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T [\text{Д} - (\text{К} + \text{И})] \cdot (1 + \text{Е})^{1-t} \quad (112)$$

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T [\text{Д} - (\text{К} + \text{И})] \cdot (1 + \text{Е})^{1-t} = 8,036 \text{ млрд. руб.}$$

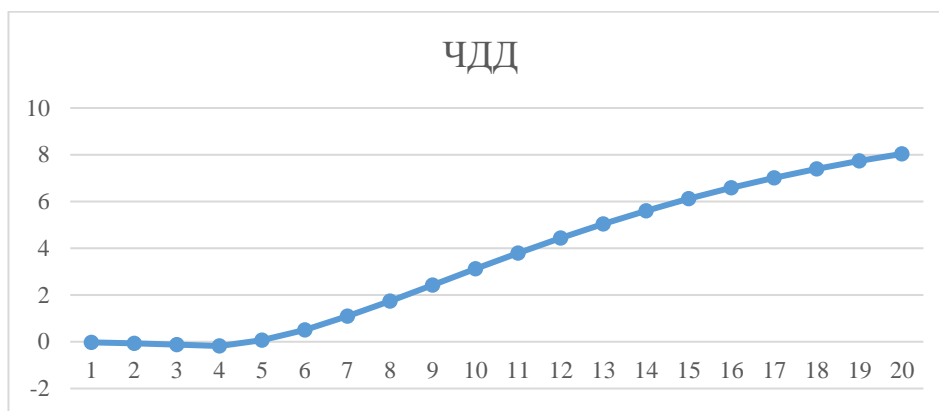


Рисунок 33 – Срок окупаемости данного проекта

Данный проект окупится примерно через 4,4 года.

Выводы:

- проведен анализ показателей надежности ОРУ 110 кВ традиционной и цифровой ПС 110 кВ Бурейск, в ходе которого повышенная вероятность отказа ОРУ 110 кВ при применении ЦТТ и ЦТН не выявлена, при этом принято решение использовать имеющийся опыт эксплуатации других электросетевых организаций, а именно – отказаться от ЦТТ и ЦТН в пользу шкафов преобразования дискретных и аналоговых сигналов (ШПАС и ШПДС соответственно);

- предложена универсальная концепция ЦПС 110 кВ Бурейск с применением шкафов преобразования дискретных и аналоговых сигналов (ШПАС и ШПДС соответственно) с централизованными шкафами микропроцессорных защит и системой АСУ ТП, без применения ЦТТ и ЦТН;

- проведен анализ показателей надежности до и после применения реклоузоров в электрической сети напряжением 6 кВ, результаты показали существенное повышение показателей надежности SAIDI, SAIFI.

– проведен расчет затрат на интеллектуализацию с реконструкцией и на реконструкцию, без учета интеллектуализации, по результатам которого можно отметить, что, учитывая издержки и потенциальный ущерб от недоотпуска электроэнергии при полном погашении ОРУ 110 кВ ПС (ЦПС) 110 кВ Бурейск, затраты отличаются в пределах 5%. Для варианта интеллектуализации с реконструкцией ЧДД и срок окупаемости составили соответственно 8,036 и 4,4 года.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе рассмотрена и проанализирована актуальная концепция «Цифровой РЭС», и характеризующие ее интеллектуальные технологии, предложены мероприятия с применением таких технологий.

Для электрических сетей 6-110 кВ Бурейского РЭС Амурских электрических сетей проведен структурный анализ, был выполнен выбор оборудования и рассмотрены два технических варианта развития электрических сетей – на основе интеллектуальных технологий, и традиционный вариант частичная реконструкция электрических сетей. Далее был проведен анализ надежности – обычных электрических сетей, и электрических сетей с интеллектуальными технологиями, который показал, что вариант реконструкции электрических сетей с интеллектуальными технологиями дает быстрые результаты по повышению надежности, наблюдаемости и снижению недоотпуска электроэнергии. При этом применение ЦТТ и ЦТН не снижает показатели надежности. Вероятность отказа ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Бурейск и ЦПС 110 кВ Бурейск составила 0,011. После установки реклоузеров на отходящий от шин 6 кВ ПС 110 кВ Бурейск фидер №24 существенно улучшились показатели надежности SAIDI, SAIFI. В связи с сохранением и улучшением показателей надежности принято решение перевести ПС 110 кВ Бурейск в цифровую, оставить электромагнитные измерительные трансформаторы тока и напряжения, применить ШПАС и ШПДС, а также установить на фидер №24 и вместо В-6 Т-1, В-6 Т-2 и СВ-6 ПС 110 кВ Бурейск реклоузеры в соответствии с концепцией «Цифровой РЭС».

Выбраны характеристики и технологии цифровой трансформации ПС 110 кВ Бурейск с применением ШПАС и ШПДС отечественного производства и децентрализованным РУ 6 кВ, что позволяет повысить наблюдаемость вторичных цепей, уменьшить потери во вторичных цепях при применении оптоволоконна, уменьшить пространство, занимаемое шкафами и терминалами РЗА в ОПУ и перейти на техническое обслуживание устройств РЗА по состоянию.

В результате получены следующие качественные и количественные показатели, обосновывающие целесообразность интеллектуализации – SAIDI, SAIFI (было 4,19; 1,68, стало 0,54; 0,36 соответственно), вероятность отказа ПС и ЦПС 110 кВ Бурейск составляет 0,011, затраты на интеллектуализацию с реконструкцией составляют 5099599,4 тыс. руб, затраты только на реконструкцию без учета интеллектуализации 5085520,9 тыс. руб. Для варианта интеллектуализации с реконструкцией ЧДД и срок окупаемости составили соответственно 8,036 и 4,4 года.

Одним из главных результатов интеллектуализации (цифровизации), подтверждающихся реальной практикой, является рационализация использования людских ресурсов и материально-технических средств, что позволяет уменьшить нагрузку на оперативный персонал подстанций и сотрудников оперативно-выездных бригад (ОВБ), а также уменьшить расход горюче-смазочных материалов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Анализ надежности шины процесса [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://digitalsubstation.com/blog/2016/02/02/analiz-nadezhnosti-shiny-protssessa> (дата обращения 15.02.2022).
2. Бурейский муниципальный округ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://bureya.invest.amurobl.ru/> (дата обращения 15.02.2022).
3. Воропай Н.И., Стенников В.А. Системная методология исследований энергетики: к 100-летию плана ГОЭЛРО // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. 2020. Т. 21. № 4. С. 238–243.
4. Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник Т. 3 / В.Г. Герасимов, П.Г. Грудинский и др. – М. : Энергоатомиздат, 2004. – 964 с.
5. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии : руководство для практических расчетов – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2009. – 456 с.
6. Инженерная компания Прософт Системы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://prosoftsystems.ru> (дата обращения 15.02.2022).
7. Интеллектуализация систем электроснабжения городов : монография / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина ; Амурский государственный университет. - Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2017. - 155 с.
8. Катушки Роговского – реальная альтернатива традиционным ТТ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://digitalsubstation.com/blog/2017/05/24/katushki-rogovskogo-realnaya-alternativa-traditsionnym-tt/> (дата обращения 15.02.2022).
9. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы: Учебное пособие.- Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003.-256 с. (Серия «Учебники НГТУ»)
10. Комплексное решение по Цифровизации РЭС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.sicon.ru/text0102> (дата обращения 15.02.2022).

11. Корсунов П. Ю., Моржин Ю. И., Попов С. Г. Разработка Концепции «Цифровая подстанция». Договор № И-11-41/10 / ОАО «НТЦЭ». – Москва, 2011. – 248 с.
12. Кржижановский Г.М., Вейц В. И., Русаковский В. А. Топливо- энергетический баланс // Вестник статистики, 1932, № 7. С. 1–8.
13. Мелентьев Л. А. Системные исследования в энергетике. М.: Наука, 1983. – 456 с.
14. Мясоедов. Ю.В., Савина Н. В., Ротачева А.Г., «Электрическая часть станций и подстанций». Благовещенск 2013.- 106 с.
15. Оптимальные пути построения Цифрового РЭС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://antraks.ru/latest-news/368-optimalnyye-puti-postroeniya-tsifrovogo-res> (дата обращения 15.02.2022).
16. Опыт реализации проектов "Цифровой РЭС" на совещании ПАО "Россети" по цифровой трансформации в Сургуте [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.tavrida.com/ter/media/news/tavrida-elektrik-podelilas-opytov-realizatsii-proektov-tsifrovoy-res-na-soveshchanii-pao-rosseti-po-> (дата обращения 15.02.2022).
17. Основы выбора нелинейных ограничителей перенапряжений: Метод. указания по курсовому и дипломному проектированию / Сост. С. А. Тимофеев. Красноярск: ИПЦ КГТУ. 2003. 50 с.
18. Пилотный проект «Цифровой РЭС — Крымэнерго» в Сакском районе готовится к запуску [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://mtop.rk.gov.ru/ru/article/show/473> (дата обращения 15.02.2022).
19. Правила устройства электроустановок. – 7–е изд. – М.: Изд–во НЦ ЭНАС, 2002. – 184 с.
20. Приказ от 19 Июня 2003 г. N 229 Министерства энергетики Российской Федерации «Об утверждении правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации».
21. Приказ от 29 Ноября 2016 г. N 1256 Министерства энергетики Российской Федерации «Об утверждении методических указаний по расчету уровня

надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций».

22. Приказ от 8 февраля 2019 г. N 81 Министерства энергетики Российской Федерации «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в правила технической эксплуатации электрических станций и сетей российской федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. N 229».

23. Приказ от 13 июля 2020 г. N 555 Министерства энергетики Российской Федерации «Об утверждении Правил технического обслуживания устройств и комплексов релейной защиты и автоматики и внесении изменений в требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики», утвержденные приказом Минэнерго России от от 25 октября 2017 г. N 1013.

24. Прообраз цифрового РЭС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ekta-electric.ru/biblioteka/stati/element-dereva> (дата обращения 15.02.2022).

25. Протокол GOOSE [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://digitalsubstation.com/blog/2013/02/13/protokol-obmena-danny-mi-goose> (дата обращения 15.02.2022).

26. Протокол MMS [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://digitalsubstation.com/blog/2013/04/12/protokol-mms> (дата обращения 15.02.2022).

27. Райчихинская ГРЭС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.dvgk.ru/page/2754> (дата обращения 15.02.2022).

28. РД 153–34.0–20.527–09. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М.:, 2001.

29. Савина Н.В. Теория надёжности в электроэнергетике. Учебное пособие.- Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007.- 213с.
30. Сибикин, Ю.Д. Электрические подстанции : учеб. пособие / Ю. Д. Балаков -М. : : Изд-во директ-медиа, 2014. – 414 с.
31. Системный подход к изменениям «Энерджинет»: четвертая промышленная революция. Особенности и перспективы в России. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.eleexpo.com/i-section/conference/item/363-energynet-conference-01> (дата обращения 15.02.2022).
32. СТО 34.01-2.2-033-2017. Линейное коммутационное оборудование 6-35 кВ - секционирующие пункты (реклоузеры) Том 1.2 «Секционирующие пункты (реклоузеры)»
33. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения - М.: ПАО «ФСК ЕЭС», 2008. - 132 с.
34. СТО 56947007-29.240.10.299-2020. Цифровая подстанция. Методические указания по проектированию ЦПС - М.: ПАО «ФСК ЕЭС», 2020. - 125 с.
35. СТО 56947007-29.240.10.302-2020. Типовые технические требования к организации и производительности технологических ЛВС в АСУ ТП ПС ЕНЭС - М.: ПАО «ФСК ЕЭС», 2020. - 62 с.
36. Стратегия предупредительного техобслуживания для вычислительного оборудования ЦПС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://digitalsubstation.com/blog/2017/05/16/realizatsiya-strategii-diagnosticheskogo-tehnicheskogo-obsluzhivaniya-dlya-podstantsionnyh-pk> (дата обращения 15.02.2022).
37. Структура стандарта МЭК 61850 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://digitalsubstation.com/blog/2012/10/18/struktura-standarta-me-k-61850/> (дата обращения 15.02.2022).
38. Тарасов В.И. Теоретические основы анализа установившихся режимов электроэнергетических систем [Текст]: моногр./ В.И. Тарасов; Отв. ред. Л.Ю. Анапольский.- Новосибирск: Наука, 2002.- 344 с.

39. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с
40. Цифровой РЭС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://inbres.ru/solutions/tsifrovaya-transformatsiya/tsifrovoy-res> (дата обращения 15.02.2022).
41. Цифровой РЭС. Регуляторный проект [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://energynet.ru/rfg_pilot (дата обращения 15.02.2022).
42. Цифровая станция РусГидро [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://digitalsubstation.com/blog/2015/10/21/tsifrovaya-stantsiya-pao-rusgidro> (дата обращения 15.02.2022).
43. Чичёв С. И., Калинин В. Ф., Глинкин Е. И. Ч-72 Методология проектирования цифровой подстанции в формате новых технологий. – Москва: Издательский дом «Спектр», 2014. – 228 с. – ISBN 978-5-4442-0076-6
44. Шалин А.И. Надежность и диагностика релейной защиты энергосистем: Учебник. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2002 – 384 с.
45. Шелухина Т.И. Расчеты нормальных и предельных по мощности установившихся режимов сложных энергосистем: учеб. пособие/ Т.И. Шелухина.- М.: Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2005.- 52 с.
46. Электротехнический справочник: в 4 т./ Под общ. ред. В.Г. Герасимова, А.Ф. Дьякова, Н.Ф. Ильинского, Гл. ред. А.И. Попов. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии: справочное издание.- 9-е изд., стер.- М.: Издательство «МЭИ», 2004.- 964 с.
47. Simard G., Chartrand D., Christophe P. Distribution automation: Applications to move from today's distribution system to tomorrow's Smartgrid // IEEE PES General Meeting, Calgary, Canada, My 26-30, 2009, 5 p.
48. Venayagamoorthy G.K. Potentials and promises of computational intelligence for Smart Grids // IEEE PES General Meeting, Calgary, Canada, July 26-30, 2009, 6 p.

49. Xcel Energy Smart Grid: A White Paper/ Minneapolis, MN: Xcel Energy, 2008 [Электронный ресурс]. URL:<http://birdcam.xcelenergy.com/> (дата обращения 15.02.2021)

50. Xue Yusheng. Some viewpoints and experiences on Wide Area Measurement Systems and Wide Area Control Systems // IEEE PES General Meeting, Pittsburgh, USA, July 20-24, 2008, 6 p.