

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.04.02 - "Электроэнергетика и электротехника"
Направленность (профиль) образовательной программы: Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

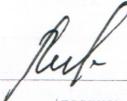
И.о.зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 09 » 06 2018 г.

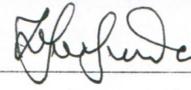
МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Повышение надежности функционирования изолированной системы,
питаемой от Охинской ТЭЦ (комплексная ВКР).

Исполнители
студент группы 6420м

 05.06.18. Е. М. Миронов
(подпись, дата)

Руководитель
профессор, к.т.н.

 07.06.18 Ю.В. Мясоедов
(подпись, дата)

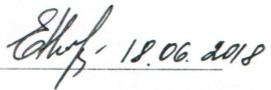
Руководитель
магистерской программы

 08.06.2018 Н.В. Савина
(подпись, дата)

Нормоконтроль
доцент, к.т.н

 08.06.2018 А.Н. Козлов
(подпись, дата)

Рецензент

 18.06.2018 Е.Б. Николаев
(подпись, дата)

Благовещенск 2018

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетика

УТВЕРЖДАЮ


И.о. зав. кафедрой
Н.В. Савина
« 21 » 03 2018г.

ЗАДАНИЕ

К магистерской диссертации студента Муромова Евгения Михайловича

1. Тема магистерской диссертации Повышение надежности функционирования изолированной системы питания от Омской ТЭЦ (Комплексная ВКР)

(утверждено приказом от 27.10.17 № 2651-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 04.06.2018г.
3. Исходные данные к работе Материал преддипломной практики

4. Содержание магистерской диссертации (перечень подлежащих разработке вопросов)
Анализ состояния электрических сетей Омского р-на
Характеристика инновационного оборудования в ЭЭС.
Разработка вариантов повышения надежности функционирования изолированной ЭЭС и выбор оптимального.
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 3 листа графической части, 21 таблица.

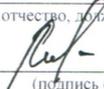
6. Консультанты по магистерской диссертации (с указанием относящихся к ним разделов)

7. Дата выдачи задания 21.03.2018г.

Руководитель магистерской диссертации Мясоедов Ю.В.
профессор, к.т.н.

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

Задание принял к исполнению


(подпись студента/дата)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 72 страницы, 21 таблицу, 6 рисунков, 3 формулы, 40 источников

НАДЕЖНОСТЬ, ПОДСТАНЦИИ, ОБОРУДОВАНИЕ, АНАЛИЗ, ПОТЕРИ, ИСТОЧНИК ПИТАНИЯ, НАПРЯЖЕНИЕ, ТОК, СЕТЬ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, РЕКЛОУЗЕР, ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, ЛЭП, ЗАТРАТЫ, ПОТРЕБИТЕЛЬ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ

В магистерской диссертации дана характеристика электрической сети Охинского района Сахалинской области. Проведен структурный анализ изолированной электроэнергетической сети 35 кВ Охинских электрических сетей, анализ режимов работы сети, структурный анализ потерь, дана оценка надежности функционирования ЭЭС.

На основании проведенного анализа предложены варианты повышения надежности функционирования изолированной электроэнергетической системы, питаемой от Охинской ТЭЦ, выполнено технико-экономическое сравнение предложенных вариантов. Для выбранного варианта произведен расчет и анализ установившегося и послеаварийного режимов. Предложено инновационное оборудование для реализации оптимального варианта, повышения надежности сети и качества электроэнергии.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1. Анализ состояния электрических сетей Охинского района Сахалинской области	9
1.1 Энергоэкономическая и климатогеографическая характеристика	9
1.2 Структурный анализ электрической сети	10
1.3 Анализ установившихся режимов электрической сети	19
1.4. Вывод	25
2. Характеристика инновационного оборудования в электроэнергетических системах	26
2.1 Опоры, провода	26
2.2 Коммутационные аппараты	32
2.3 Реклоузеры	34
2.4 Вывод	38
3. Разработка вариантов повышения надежности функционирования изолированной ЭЭС и выбор оптимального	39
3.1 Выбор вариантов	40
3.2 Технико-экономическое сравнение вариантов	41
3.3 Сравнение приведенных затрат	43
3.4. Оценка надежности принятого варианта	43
3.5 Вывод	49
4. Расчет токов КЗ и выбор инновационного оборудования	50
Заключение	55
Библиографический список	56
Приложение А Расчеты в RASTRWIN	61
Приложение Б Технико-экономическое сравнение вариантов	69
Приложение В Расчет надежности	72

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ОТЭЦ – Охинская теплоэлектростанция;

Ох ЭС – Охинские электрические сети;

МУ – муниципальное предприятие;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

РУ – распределительное устройство;

ПС – подстанция;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое

РК - реклоузер

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

ЛЭП – линия электропередачи;

ЛВМ – логико-вероятностный метод

ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Для экономики Дальнего Востока значимость Сахалинской области очень важна за счет основных отраслей промышленности: нефтегазовой, рыбной, лесной, горнодобывающей. Характер экономики области индустриальный, в промышленности занято почти 25 % населения работающего и создается более 55 % валового регионального продукта. Самыми крупными промышленными центрами области являются Южно-Сахалинск, Холмск, Корсаков и Оха.[1]

Как сказано в [7], Сахалинская область – один из старейших нефтедобывающих районов России. Промышленная добыча ведется с 1928 года. Также в [7] отмечено, что в области создана богатая сырьевая база, позволяющая при наличии благоприятных условий значительно повысить существующий уровень добычи нефти и газа.

Моносистемность характера экономики Охинского района обусловлена добывающей промышленностью. Централизованное снабжение города теплом и электроэнергией, промышленных предприятий нефтегазового комплекса - обеспечивает Охинская ТЭЦ. В суммарном объеме электрической энергии области Охинская ТЭЦ составляет около 9%. [1]

Основные задачи в развитии нефтегазодобывающ-го и перерабатывающ-го комплекса реального сектора экономики городского округа «Охинский» связаны, прежде всего, с обеспечением устойчивой работы нефтегазового сектора и переходом на наукоемкие производственные технологии нефтедобычи.

Особеноостями электроэнергетики Сахалинск.области являются ее технологическая изолированность от Единой энергетической системы и при этом разделение на отдельные автономные энергорайоны на территории самой области, а также изолирован.энергорайоны на территориях Курильских островов и изолированные__ энергоузлы на территориях отдаленных населенных пунктов ряда муниципальных образований о. Сахалин. [1] Это обуславливает повышен-

ные требования к уровню эксплуатации энергетического оборудования и обеспечению надежного и качественного обеспечения электроэнергией присоединенных потребителей. [1]

В связи с этим темой магистерской диссертации, можно считать актуальной, так как одним из таких благоприятных условий для повышения инвестиционной привлекательности территории является качественное, надежное и бесперебойное электроснабжение изолированной электроэнергетической системы МУ «Охинский», обеспечивающее устойчивую работу предприятий.

Цель исследования. Целью данной работы является разработка оптимального варианта повышения надежности функционирования изолированной ЭЭС, питаемой от Охинской ТЭЦ, снижения потерь мощности и повышения качества передаваемой электроэнергии.

Объект исследования – изолированная электроэнергетическая система, питаемая от Охинской ТЭЦ.

Предмет исследования – повышения надежности функционирования изолированной ЭЭС Охинского района Сахалинской области.

Научная гипотеза. Повышение надежности возможно путем внедрения инновационного оборудования, а именно реклоузеров. Применение реклоузеров на протяженных линиях 35 кВ обеспечит живучесть сети и бесперебойность электроснабжения.

Научная новизна результатов, полученных в диссертационной работе, заключается в следующем:

- обоснована эффективность использования реклоузеров на протяженных линиях 35 кВ для повышения надежности функционирования ЭЭС;
- выявлена закономерность изменения показателей надежности при интегрировании реклоузеров в существующую сеть за счет снижения времени простоя потребителя, что особенно актуально для изолированных ЭЭС;

- обоснована эффективность применения математических моделей надежности с использованием таких показателей, как параметр потока отказа и среднего времени восстановления, для оценки надежности сети с реклоузерами.

Практическая значимость и реализация результатов исследования:

Использование в электрических распределительных сетях 35 кВ инновационных аппаратов «реклоузеров» позволит повысить живучесть сети и качество электроснабжения потребителей.

Представленные в магистерской диссертации мероприятия рекомендованы использовать во всех электрических сетях напряжением 35 кВ с протяженными линиями.

Основные положения, выносимые на защиту:

- анализ состояния распределительных электрических сетей г.Оха Сахалинской области, оценка их надежности функционирования;
- сравнительный анализ инновационного оборудования с существующим оборудованием;
- технические мероприятия для повышения надежности функционирования ЭЭС г.Оха Сахалинской области

1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ОХИНСКОГО РАЙОНА САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ

1.1 Энергоэкономическая и климатогеографическая характеристика

Сахалин.область находится на восточной границе России и территориально входит в Дальневосточный федеральный округ (ДФО). Территория Сахалин. области полностью расположена на островах. Крупным является остров Сахалин (площадь - около 78 тыс. кв. км), к нему примыкают два небольших острова - Монерон и Тюлений.

Климат в значительной степени формируется под воздействием окружающих о. Сахалин Охотского и Японского морей. Их влияние выражается в смягчении зимних холодов, особенно в прибрежных районах, в обилии зимних осадков, муссонном характере ветров и очень высокой влажности воздуха.

Охинский район — административно-территориальная единица (район), в границах которой вместо упразднённого одноимённого муниципального района образовано муниципальное образование Городской округ «Охинский» в Сахалинской области России.

Согласно [1] Охинский район относится к районам Крайнего Севера.

Территория района занимает северную часть о.Сахалин, климат суровый по области. Зима долгая, снежная, лето дождливое, короткое и прохладное. Охинский район в основном покрыт лесотундрой или тундрой.

Климат умерен-ый, муссонный. Средняя температура января от -6°C (на юге) до -24°C градусов (на севере), средняя температура августа от $+19^{\circ}\text{C}$ (на юге) до $+10^{\circ}\text{C}$ (на севере); количество осадков — на равнинах около 600 мм в год, в горах до 1200 мм в год. На терр-ии области распространены редкостойная лиственничная тайга (на севере), леса из аянской ели и сахалинской пихты (в центральной части), широколиственные леса с лианами (на юго-западе); в горах — заросли каменной берёзы и кедрового стланика.

Годовое количество осадков в области велико: в северо-восточных горных и восточных районах их величина составляет от 700 до 1250 мм.

Для большей наглядности и удобства покажем сводные данные по рассматриваемому району в таблице 1.

Таблица 1 – Сводные данные по району

Наименование	Значение
Район по гололеду:	Второй
Район по ветровому давлению:	Четвертый
Почва:	Суглинок, супесь
Среднегодовая температура:	4
Минимальная температура:	– 36
Максимальная температура:	35
Глубина промерзания грунта:	1,5 м

1.2 Структурный анализ электрической сети

Энергосистема Сахалинской области работает изолированно от Единой националь-й электрической системы России и делится на отдельные автономные энергорайоны на территории самой области:

- центральный энергорайон;
- северный энергорайон;
- изолированные энергорайоны на территориях Курильских островов и отдаленных населенных пунктов ряда муниципальных образований на о. Сахалин;

Основными энергоснаббжающими предприятиями Сахалинской области являются:

- ПАО «Сахалинэнерго»;
- ОАО «Ногликская газовая электростанция»;
- АО «Охинская ТЭЦ».

Охинские электрические сети представляют собой изолированную электроэнергетическую систему, расположенную на севере Сахалинской области. Система электроснабжения МУ «Охинский» состоит из единственного источника питания Охинской ТЭЦ и Охинских электрических сетей, выполненные радиальными на номинальное напряжение 35 кВ. Однолинейная схема электрической сети Охинского района показана на рисунке 1.

Управление электроэнергетическим режимом изолированной энергосистемы Охинского района осуществляется тремя субъектами оперативно-диспетчерского управления, (АО «Охинская ТЭЦ», ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» и ООО «Охинские электрические сети»). ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» в зоне эксплуатационной ответственности электроэнергетической системе Охинского района Сахалинской области осуществляет оперативно-диспетчерское управление через структурное подразделение Обособленное подразделение «Управление энергетики».

Диспетчер ООО «Охинские электрические сети» является старшим оперативным руководителем в электрических сетях в границах балансовой принадлежности. При ликвидации технологических нарушений на оборудовании ООО «Охинские электрические сети», является вышестоящим оперативным руководителем при ликвидации нарушений в системе.

Управление электроэнергетическим режимом изолированной энергосистемы Охинского района осуществляется посредством диспетчерских команд и распоряжений между субъектами ОДУ (АО «ОТЭЦ», ООО «РН-Сахалинморнефтегаз», и ООО «ОЭС»).

Характеристика источников питания.

Охинская ТЭЦ является единственным автономным источником электроснабжения Охинского района, расположенного на севере о. Сахалин.

ОАО «Охинская ТЭЦ» является крупнейшим поставщиком электрической и тепловой энергии в северной части острова Сахалин. В настоящее время регион г.Оха не связан тепловыми и электрическими сетями ни с остальной частью острова, ни с материком.

Установленная мощность ТЭЦ:

- электрическая – 99 МВт
- тепловая – 216 Гкал

На станции установлены:

- три котлоагрегата БКЗ–120ГМ (Барнаульский котельный завод) производительностью пара 120 т/час. Котлоагрегаты рассчитаны на потребление в качестве основного и резервного топлива природного газа;

- один турбоагрегат типа ПТ-25/90-10 с электрогенераторами типа ТВС -30. Третий турбоагрегат, аналогичной мощности, находится на реконструкции;

- два турбоагрегата типа ПТ-25/30-8,8/1,0-1 с электрогенераторами типа ТС -32. Третий турбоагрегат, аналогичной мощности, находится на реконструкции;

- газотурбинная электростанция типа SGT-50 мощностью 15 МВт и 2 автономных дизельная электростанция типа C2500D5A HV6.3 мощностью 1,8 МВт каждая, служащие для разворота станции с «0» при потере собственных нужд.

Описание конфигурации электрической сети

Общее количество линий 35 кВ - 12 шт, ПС-35/10/6 кВ – 27 шт. Граф рассматриваемой электрической сети приведен на рисунке 2

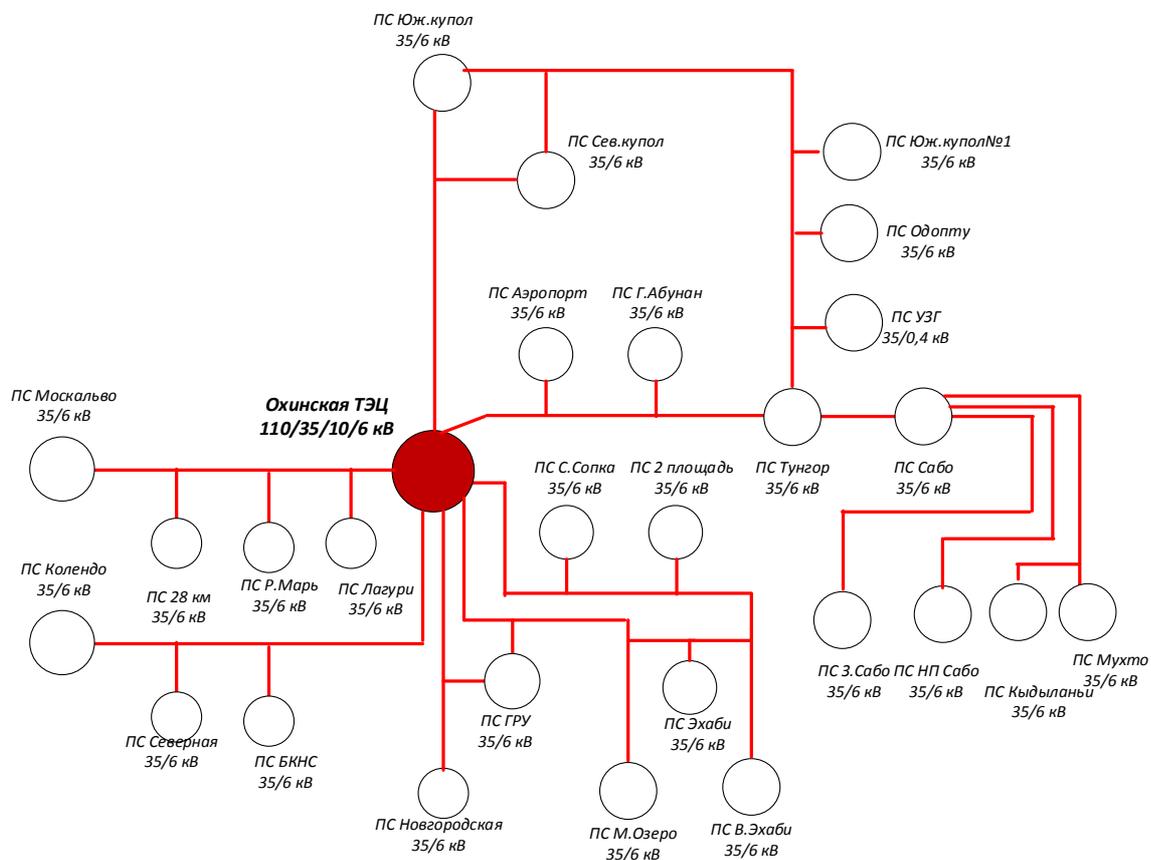


Рисунок 2 – Граф Охинских электрических сетей

Таблица 2 – Структурный анализ ВЛ-35 кВ

№	Название линии	Марка провода, сечение / длина	Конфигурация
1	2	3	4
1	ОТЭЦ – Москальво с отпайками Лагу- ри, Р.Марь, 28 км	АС-70 – 29,5 км	Радиальная
2	ОТЭЦ – Тунгор с отпайками Аэро- порт, Г.Абунан	АС-120 – 9,6 км	Магистраль с двухсто- ронним питанием

Продолжение таблицы 2			
1	2	3	4
3	Тунгор – Южный Купол с отпайками УЗГ, Одопту, Северный Купол, Южный Купол №1	АС-70 – 28,5км	Магистраль с двухсторонним питанием
4	Тунгор - Сабо	АС-70 – 5,1 км	Магистраль
5	Сабо – 3.Сабо	АС-50 – 7,3 км	Радиальная
6	Сабо – Н/П Сабо	АС-70 – 7,2 км	Радиальная
7	Сабо – Мухто с отпайкой Кыдыланьи	АС-120 – 26,2 км	Радиальная
8	ОТЭЦ – Южный Купол с отпайкой Северный Купол	АСК-185 – 20,92 км / АСК-150 – 31,3 км	Магистраль с двухсторонним питанием
9	ОТЭЦ – М.Озеро с отпайкой ГРУ	АС-70 – 10,2 км	Магистраль с двухсторонним питанием
10	ОТЭЦ – В.Эхаби с отпайками Эхаби, С.Сопка, 2 площадь	АС-70 – 11,95 км АС-95 – 0,8 км М—35 – 9 км	Магистраль с двухсторонним питанием
11	ОТЭЦ – Колендо с отпайками Северная, БКНС	АС-70 – 7,7 км АС-95 – 18,6 км АС-120 – 3,4 км АС-50 – 2,1 км	Радиальная

Продолжение таблицы 2			
1	2	3	4
12	ОТЭЦ – Новгородская с отпайкой ГРУ	АС-120 – 8,7 км	Магистраль с двухсторонним питанием

Таблица 3 – Структурный анализ ПС- 35 кВ

№ пп	Наименование ПС	Установленные тр-ры, класс напряжения, мощность	Тип ПС
1	2	3	4
1.	Москальво	T1 – 1,6 МВА - 35/10 T2 – 1,6 МВА - 35/10	Тупиковая
2.	28 км	T1 – 1,0 МВА - 35/6	Отпаечная
3.	Р.Марь	T1 – 1,0 МВА - 35/6	Отпаечная
4.	Лагури	T1 – 1,0 МВА - 35/6	Отпаечная
5.	Северный Купол	T1 – 6,3 МВА - 35/6 T2 – 6,3 МВА – 35/6	Проходная
6	Южный Купол	T1 – 4 МВА - 35/6 T2 – 4 МВА – 35/6	Проходная
7	Южный Купол №1	T1 – 0,4 МВА - 35/0,4 T2 – 0,4 МВА - 35/0,4	Отпаечная
8.	Одопту	T1 – 1,0 МВА - 35/6 T2 – 2,5 МВА - 35/6	Отпаечная
9.	УЗГ	T1 – 0,4 МВА – 35/0,4	Отпаечная
10.	Тунгор	T1 – 4 МВА – 35/6 T2 – 4 МВА – 35/6	Проходная
11.	Г.Абунан	T1 – 1,0 МВА- 35/6	Отпаечная
12.	Аэропорт	T1 – 1,0 МВА- 35/6	Отпаечная

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
13.	М.Озеро	T1 – 4 МВА - 35/6 T2 – 4 МВА – 35/6	Отпаечная
14.	ГРУ	T1 – 4 МВА - 35/6 T2 – 4 МВА – 35/6 T3 – 4 МВА - 35/6 T4 – 10 МВА – 35/6	Проходная
15.	С.Сопка	T1 – 1,8 МВА – 35/6	Отпаечная
16.	2 площадь	T1 – 1,6 МВА – 35/6 T2 – 1,6 МВА – 35/6	Отпаечная
17.	Эхаби	T1 – 2,5 МВА – 35/6 T2 – 2,5 МВА – 35/6	Отпаечная
18.	В.Эхаби	T1 – 1,8 МВА – 35/6 T2 – 1,6 МВА – 35/6	Тупиковая (резервное питание по 35 кВ)
19.	БКНС	T1 – 4 МВА- 35/6 T2 – 4 МВА – 35/6	Отпаечная
20.	Северная	T1 – 6,3 МВА – 35/6 T2 – 6,3 МВА – 35/6	Отпаечная
21.	Колендо	T1 – 4 МВА-35/6 T2 – 4 МВА-35/6	Тупиковая
22.	Новгородская	T1 – 4 МВА – 35/6 T2 – 6,3 МВА – 35/6	Тупиковая
23.	Сабо	T1 -1,8 МВА – 35/6	Проходная
24.	3.Сабо	T1 – 1,0 МВА – 35/6 T2 – 1,8 МВА – 35/6	Отпаечная

Продолжение таблицы 3			
1	2	3	4
25	НП Сабо	T1 – 1,0 МВА – 35/6	Отпаечная
26	Мухто	T1 – 1,8 МВА – 35/6 T2 – 2,5 МВА – 35/6	Отпаечная
27.	Кыдыланьи	T1 – 1,8 МВА – 35/6	Отпаечная

Структурный анализ сети показал, что 50% рассматриваемых линий имеют двустороннее питание, а оставшиеся линии радиальные и одноцепные, отключение которых приводит к обесточиванию потребителей. Число однострансформаторных подстанций составляет 37% от общего числа и является существенным недостатком электрической сети, так как аварийное отключение силового трансформатора приводит к ограничению электроснабжения потребителей. Большая протяженность воздушных линий электропередачи (35 %) не позволяет обеспечить в полной мере надежное электроснабжение потребителей, а также приводит к росту технологических потерь электроэнергии в сети.

Характеристика потребителей

Потребителями, составляющими наибольшую долю в электропотреблении ЭС Сахалинской области являются: предприятия добычи полезных ископаемых (около 40%) и население (около 18%). Также велико влияние собственных и производственных нужд электростанций (около 9%) и предприятий обрабатывающей промышленности (около 10%).

Динамику спроса на электроэнергию в Сахалинской области определяет перспективное развитие основных секторов экономики. За последние 5 лет потребление электроэнергии в области увеличилось на 3 %. [1]

В числе крупных потребителей наиболее значимыми являются [1]:

- ООО «РН-Сахалинморнефтегаз;

- ООО «Сахалинуголь»;
- ООО «Углезаводские ЖБК»;
- ГУСП Совхоз «Тепличный»

К потребителям, имеющие 1 категорию надежности, относятся объекты Ударновских шахт ООО «Сахалинуголь».

1.3 Анализ установившихся режимов электрической сети

Исходными данными для расчета режимов являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов.

Электрический расчет режимов работы сети выполнен с целью:

- дальнейшего выбора оптимальной схемы, которая позволит обеспечить надежность функционирования изолированного района в любой период суток и года как при всех отходящих линиях, так и при отключении одной из линий;
- уточнения параметров элементов схемы выдачи мощности ОТЭЦ (сечение и марка провода ВЛ, мощность трансформаторов);
- проверка выполнения требований к уровням напряжения и при необходимости выбор средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.

В магистер-ой диссертации для анализа режимной ситуации работы электрической сети использован программный комплекс RasrWin.

При расчёте режимы для задания ветвей использованы каталожные данные сопротивлений и проводимостей сталеалюминиевых проводов или кабелей, а также трансформаторов.

Для расчёта режима предположим, что трансформаторы загружены в соответствии с требованиями надёжности для потребителей I и II категории.

Номинальные напряжения на ИП указаны в соответствие с [2]. Рассмотрен режим максимальных нагрузок на 17.12.2016.

Результаты расчета максимального режима, рассчитанного с помощью ПВК RastrWin, представлены в приложении Б.

Основные результаты электрического расчета приведены в таблице 4, 5

Таблица 4 - Загрузка ЛЭП в режиме максимальных нагрузок

Название	I_нач, А	I_кон, А	I_доп_расч	I/I_доп
1	2	3	4	5
Охинская ТЭЦ - Лагури	10	10	75	13,5
Лагури - Р.Марь	8	8	75	11,3
Р.Марь - 28 км	7	7	75	9,1
28 км - Москальво	5	5	75	7
Охинская ТЭЦ - БКНС	76	76	75	100,8
БКНС - Северная	58	58	75	77,7
Северная - Северная-Колендо	8	8	35	22,1
АС-50	9	9	120	7,4
Северная-Колендо АС-50 -	23	23	145	16,1
АС-95	38	38	75	51
Северная-Колендо АС-95 -	62	62	75	82,4
АС-120	60	60	145	41,7
Северная-колендо АС-120 -	60	60	145	41,6
АС-70	0	0	75	0,4
Охинская ТЭЦ - Аэропорт	0	0	75	0,5
Аэропорт - Г.Абукан	11	11	75	15
Г.Абукан - Тунгар	16	16	75	21,7
Тунгар - УЗГ	46	46	75	60,8
УЗГ - Одопту	88	88	250	35
Одопту - Юж.купол №1	2	2	250	0,7
Юж.купол №1 - Юж.купол	25	25	75	33,8

Юж.купол - Сев.купол	10	10	75	12,9
Охинская ТЭЦ - Сев.купол	2	2	75	2,2
Сев.купол - Юж.купол	12	12	145	8,2
Тунгар - Сабо	10	10	145	6,9
Сабо - 3.Сабо	53	53	145	36,7
Сабо - НП Сабо	9	9	75	11,9
Сабо - Кыдыланьи	31	31	75	40,8
Кыдыланьи - Мухтор	19	19	145	12,8
Охинская ТЭЦ - ГРУ	44	44	60	73,7
ГРУ - М.Озеро	0	0	60	0
Охинская ТЭЦ - ГРУ	22	22	60	36,3

Таблица 5 Перетоки по линиям и напряжения

N _{нач}	N _{кон}	Название	P _{нач}	P _{кон}	Q _{нач}	Q _{кон}	U _{нач}	U _{кон}	dU%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	2	Охинская ТЭЦ - Лагури	-1	-1	0	0	35,0	34,9	0,28
3	4	Р.Марь - 28 км	0	0	0	0	34,9	34,8	0,06
4	5	28 км - Москальво	0	0	0	0	34,8	34,7	0,39
1	7	Охинская ТЭЦ - БКНС	-3	-3	-3	-3	35,0	34,8	0,53
7	6	БКНС - Северная	-2	-2	-3	-3	34,8	34,6	0,60
6	31	Северная - Северная-Колендо	0	0	0	0	34,6	34,6	0,05
31	29	Северная-Колендо АС-50 - Северная-Колендо АС-95	-1	-1	0	0	34,6	34,5	0,17
29	30	Северная-Колендо АС-95 - Северная-колендо АС-120	-1	-1	-1	-1	34,5	34,5	0,16
30	8	Северная-колендо АС-120 - Колендо	-2	-2	-1	-1	34,5	34,4	0,29

Продолжение таблицы 5									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	18	Охинская ТЭЦ - Аэропорт	-3	-3	-2	-2	35,0	34,7	0,79
18	17	Аэропорт - Г.Абукан	-3	-3	-2	-2	34,7	34,6	0,42
17	16	Г.Абукан - Тунгар	-3	-3	-2	-2	34,6	34,1	1,49
16	24	Тунгар - УЗГ	0	0	0	0	34,1	34,1	0,00
24	25	УЗГ - Одопту	0	0	0	0	34,1	34,1	-0,02
25	26	Одопту - Юж.купол №1	1	1	0	0	34,1	34,1	-0,08
26	28	Юж.купол №1 - Юж.купол	1	1	1	1	34,1	34,2	-0,41
28	27	Юж.купол - Сев.купол	3	3	1	1	34,2	34,3	-0,12
1	27	Охинская ТЭЦ - Сев.купол	-5	-5	-2	-2	35,0	34,3	2,08
27	28	Сев.купол - Юж.купол	0	0	0	0	34,3	34,2	0,12
16	19	Тунгар - Сабо	-1	-1	-1	-1	34,1	33,9	0,39
19	20	Сабо - З.Сабо	0	0	0	0	33,9	33,8	0,27
19	23	Сабо - Кыдыланьи	-1	-1	0	0	33,9	33,8	0,25
23	22	Кыдыланьи - Мухтор	-1	-1	0	0	33,8	33,8	0,22
1	10	Охинская ТЭЦ - ГРУ	-3	-3	-1	-1	35,0	34,8	0,60
10	11	ГРУ - М.Озеро	-1	0	0	0	34,8	34,8	0,10
1	10	Охинская ТЭЦ - ГРУ	-1	-1	-1	-1	35,0	34,8	0,60
10	9	ГРУ - Новгородская	-1	-1	-1	-1	34,8	34,8	0,05
1	13	Охинская ТЭЦ - Эхаби	-2	-2	-2	-2	35,0	34,6	1,09
13	32	Эхаби - ОТЭЦ- Эхаби М-35	0	0	0	0	34,6	34,6	0,00

Продолжение таблицы 5									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
14	15	С.Сопка - 2 площадь	-1	-1	-1	-1	34,5	34,5	0,02
15	12	2 площадь - В.Эхаби	0	0	0	0	34,5	34,5	0,04
1	2	Охинская ТЭЦ - Лагури	-1	-1	0	0	35,0	34,9	0,28
2	3	Лагури - Р.Марь	-1	-1	0	0	34,9	34,9	0,14
3	4	Р.Марь - 28 км	0	0	0	0	34,9	34,8	0,06
4	5	28 км - Москальво	0	0	0	0	34,8	34,7	0,39
1	7	Охинская ТЭЦ - БКНС	-3	-3	-3	-3	35,0	34,8	0,53
7	6	БКНС - Северная	-2	-2	-3	-3	34,8	34,6	0,60
6	31	Северная - Северная-Колендо АС-50	0	0	0	0	34,6	34,6	0,05
31	29	Северная-Колендо АС-50 - Северная-Колендо АС-95	-1	-1	0	0	34,6	34,5	0,17
29	30	Северная-Колендо АС-95 - Северная-колендо АС-120	-1	-1	-1	-1	34,5	34,5	0,16
1	18	Охинская ТЭЦ - Аэропорт	-3	-3	-2	-2	35,0	34,7	0,79
18	17	Аэропорт - Г.Абукан	-3	-3	-2	-2	34,7	34,6	0,42
17	16	Г.Абукан - Тунгар	-3	-3	-2	-2	34,6	34,1	1,49
16	24	Тунгар - УЗГ	0	0	0	0	34,1	34,1	0,00
24	25	УЗГ - Одопту	0	0	0	0	34,1	34,1	-0,02
25	26	Одопту - Юж.купол №1	1	1	0	0	34,1	34,1	-0,08
26	28	Юж.купол №1 - Юж.купол	1	1	1	1	34,1	34,2	-0,41
28	27	Юж.купол - С.купол	3	3	1	1	34,2	34,3	-0,12

Продолжение таблицы 5									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	27	Охинская ТЭЦ - Сев.купол	-5	-5	-2	-2	35,0	34,3	2,08
27	28	Сев.купол - Юж.купол	0	0	0	0	34,3	34,2	0,12

В результате сравнения расчётных значений токов со значениями экономических токовых интервалов и длительно допустимых токов получили следующие выводы:

– по критерию длительно допустимых токов в нормальном режиме проходят все сечения линий, за исключением ВЛ-35 ОТЭЦ-БКНС-Северная, которая исчерпала свою пропускную способность и требует разработки мероприятий по оптимизации

– три линии 35 кВ состоят из проводов разных сечений и марки, что увеличивает потери мощности при передаче по этим линиям.

Отклонение напряжения в выбранном эквиваленте сети находится в допустимых пределах в режиме максимальных и минимальных нагрузок. Расчетные значения потоков мощности и отклонений напряжений приведены в таблице 6.

Таблица 6 - Отклонения напряжения в режиме максимальных нагрузок

Номер узла	Название	$U_{ном},$ кВ	$U,$ кВ	$dU, \%$
1	2	3	4	5
1	Охинская ТЭЦ	35	37,00	5,71
4	28 км	35	36,84	5,27
3	Р.Марь	35	36,86	5,33
2	Лагури	35	36,91	5,45
10	ГРУ	35	36,80	5,15
11	М.Озеро	35	36,77	5,05
1	Охинская ТЭЦ	35	37,00	5,71
4	28 км	35	36,84	5,27
3	Р.Марь	35	36,86	5,33

Потери электроэнергии в сети незначительны и составляют 1,4 % в зимний период и 0,6 % в летний и приведены в таблицах 7,8.

Таблица 7 – Потери активной мощности электрической сети

$P_{г}, \text{МВт}$	$\Delta P, \text{МВт}$	$\Delta, \%$	$P_{\text{нагр}}, \text{МВт}$	$P_{\text{лэп}}, \text{МВт}$	$P_{\text{тр}}, \text{МВт}$	$P_{\text{пост}}, \text{МВт}$
20	0,28	1,4	0,28	0,28	0,02	0,02

Таблица 8 – Потери реактивной мощности электрической сети

$Q_{г}, \text{МВар}$	$\Delta Q, \text{МВар}$	$\Delta, \%$	$Q_{\text{нагр}}, \text{МВар}$	$Q_{\text{лэп}}, \text{МВар}$	$Q_{\text{тр}}, \text{МВар}$	$Q_{\text{пост}}, \text{МВар}$	$Q_{\text{хх тр}}, \text{МВар}$
13	0,36	0,03	0,30	0,30	0,06	0,06	0,01

1.4. Вывод

В результате проведенного структурного и режимного анализа были сделаны следующие выводы:

- существующая схема электрических сетей МУ «Охинский» не обеспечивает надежное электроснабжение потребителей;

- эксплуатация энергооборудования осуществляется в сложных климатических условиях, что ведет к ускоренному износу и дополнительным затратам на ремонт и восстановление;

- значительная часть оборудования введена в строй более 30 - 40 лет назад;

- для оптимизации режима работы электрических сетей 35 кВ требуется реконструкция действующих электросетевых объектов;

- при реконструкции некоторых объектов имеет смысл установить оборудование с элементами «интеллектуальных» сетей, которые самостоятельно выявляют «узкие» места сети.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ИННОВАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Применение инновационных технологий в настоящее время имеет важное социальное значение. Для социального развития современное общество должно быть постоянно готово к внедрению и широкому применению новых идей, проектов и программ.[13]

Современным подходом для «интеллектуализации» являются «умные сети». Смысл таких сетей заключается в том, чтобы сделать «интеллектуальными» генерацию, передачу и распределение электрической энергии, насытить электрические сети современными алгоритмами и многим-многом другим, что сегодня появилось в науке и технике. Значительно это позволит уменьшить потери при передаче, электрической энергии от генератора к потребителю, увеличение надежности электроснабжения, дает возможность оптимально перераспределять энергетические потоки и тем самым уменьшить пиковые нагрузки.

В данном разделе приведен сравнительный анализ элементов существующей распределительной сети и электротехнического оборудования ОТЭЦ с современным инновационным оборудованием

2.1 Проводники, опоры

Медь была первым металлом, используемым для передачи электроэнергии в начале 1880-х годов. Затем, с 1900-х годов начало набирать обороты применение алюминия. В настоящее время, основным проводом для ВЛЭП можно считать сталеалюминиевый провод марки АС, выпускаемый по ГОСТ 938–80. Конструкцию этого провода, состоящую из круглых стальных оцинкованных проволок несущего сердечника и круглых алюминиевых токопроводящих проволок считают своего рода «классической».

Охинская ТЭЦ выдает мощность по семи ВЛ-35, выполненных проводами марки АС-70 и АС-120. Исходя из анализа, проведенного в разделе 1,

вследствие большой протяженности линий снижается их пропускная способность, а, следовательно, увеличиваются потери электроэнергии.

В качестве технического решения для повышения пропускной способности электрических сетей современ. рынок предлагает проводники нового поколения, которые имеют повышенные механические и электрические свойства.

Как отмечается в [38], современн.провода отличает следующее следующие:

Материал сердечника, в качестве которого применяются:

- сталь повышенной прочности;
- сталь, плакированная алюминием;
- сталь с цинкоалюминиевым покрытием;
- сплав железа с 36 % никеля (инвар);
- композитные материалы.

Материал проволок. токопроводящих повивов, в качестве которого отечественными кабельными заводами и зарубежными фирмами используются:

- холоднвотянутый алювиний, обладающий достаточно высокой проводимостью и механической прочностью с рабочей температурой до 90 °С;*
- алюминиевые сплавы системы Al-Si-Mg типа АВЕ, 6101, 6201;
- термосвтойкий алюминий-циркониевый сплав с рабочей температурой до 150–230 °С.

Геометрия поперечного сечения проволок токопроводящих повивов. Форма сечения проволок может быть как одинаковой по отдельным повивам, так и отличающейся.[38] Кроме круглой используют проволоки трапециевидного, Z-образного и стреловидного профилей. [38]

Многовариантная реализация вышеуказ-х признаков рождает многообразие проводов нового поколения: компакт-е провода, высокотемпературные провода, провода с композитным сердечником, провода с зазором и т.д.

Компаактные провода представляют собой большую группу современных проводников, которые уверенно завоёвывают рынок. Их применение

позволяет повысить пропуск.способность. Компактн-ть проводов характеризуется коэффициентом заполнения сечения (K_z), то есть долей сечения, приходящ-ся на металл. Разработчики проводов стремятся, достичь как можно более высоких значений этого коэффициента. В традиц.проводе из круглых проволок $K_z = 0,75$. В проводах, получаемых уплотнением на операции скрутки, K_z может достигать 0,85–0,90. В проводах, скрученных из предварительно профилированных проволок, K_z может достигать значений 0,90–0,95.

Более совершенными представителями этого класса являются провода из Z-образных и стреловидных проволок. Примером являются новые высокотехнологич.провода для линий электропередачи 35 - 1150 кВ, получившие название Aero-Z.

Таблица 9 – Основные преимущества компактных проводов

Показатель, характеристика	Результат
Высокий $K_z = 0,8- 0,95$	Увеличение пропускной способности
Меньший диаметр при одинаковой массе	Снижение нагрузки на опоры ЛЭП
Практически гладкая наружная поверхность	Уменьшение аэродинамического сопротивления, уменьшение вибрации и пляски проводов, уменьшение налипания снега и льда
Возможность применения более проводящих и высокотемпературных металлов в повивах	Увеличение пропускной способности, повышение передаваемой мощности при реконструкции ЛЭП без замены опор, сокращение количества опор при строительстве новых ЛЭП

Профиллированными проволоками по своей геометрической природе создаются провода с зазором, в которых пространство между сердечником и первым токопроводящим повивом заполнено термостойкой смазкой. [38] К ним относятся так называемые провода «JAP» СП «Сим-Росс-Ламифил» [17] и японской фирмы J-Power Systems Corporation (например, провод GTACSR) [17]. В этих проводах используются, как сказано в [38], трапециевидные про-

волоки, которые обеспечивают плотное «кольцо» с зазором вокруг сердечника.

Для создания зазора работает так называемый «арочный» эффект, когда сжатие кольца из составляющих его элементов после определенного момента становится невозможным. Из-за того, что основная механич.нагрузка приходится на стальной сердечник, эти провода имеют малые значения коэффициента линейн.термического расширения (КЛТР) и отсюда малые значения стрел провеса.

В [38] сказано, что при применении термостойких алюминий-циркониевых сплавов пропускная способность проводов с зазором может быть увеличена до двух раз по сравнению с обычными проводами. Однако технологии изготовления, монтажа и ремонта проводов с зазором весьма сложные. Требуется специальная арматура, и специально обученный персонал. [38]

Заменяя провод со стальным сердечником на провод с композитными материалами можно увеличить пропускную способность линий.

Производители_провода утверждают, что можно удвоить величину тока в линии без риска провисания и разрушения провода. На рисунке 13 приведены конструктивные исполнения проводов АС и с композитными материалами

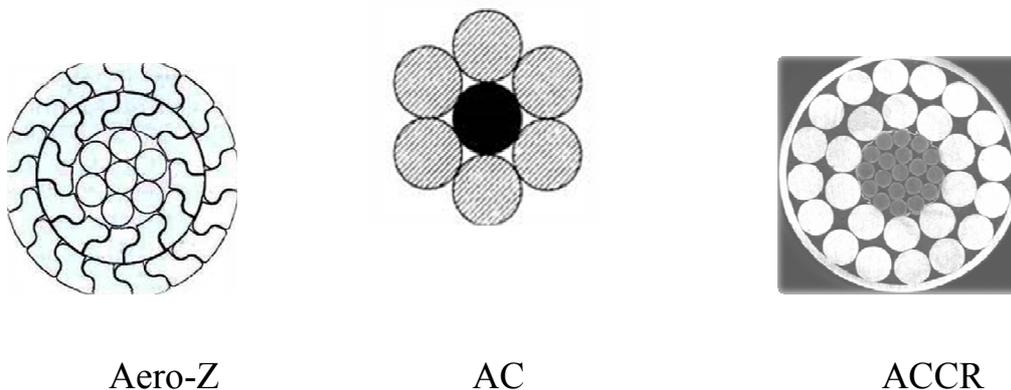


Рисунок 3 - Конструктивное исполнение проводов АС и с композитными материалами

Экономический эффект повышения пропускной способности ВЛ за счет передачи дополнительной электроэнергии по сравнению с типовыми решениями достигается следующими преимуществами провода:

- снижение электрических и тепловых потерь;
- за счет минимальной стрелы провеса минимизируется отчуждение земли, что позволяет избежать вырубки лесов при прохождении ВЛ в курортных или заповедных зонах;
- повышение надежности ВЛ и, как следствие, сокращение затрат на обслуживание линии и увеличение срока ее эксплуатации;
- повышение устойчивости энергосистемы за счет использования высокотемпературного режима при выходе из строя параллельной ВЛ.

В таблице 10 приведено сравнение технических характеристик проводов.

Таблица 10 – Сравнение технических характеристик проводов.

Характеристика/ Тип провода		АС- 185/29	АААСZ 261	Разница	АС- 240/56	АААСR Z 339	Разница
Площадь поперечного сечения провода	мм ²	210	261	24%	297,3	345,9	16%
Эквивалентное сечение Al	мм ²	181,3	225,2	24%	241	270,3	12%
Диаметр провода	мм	18,82	19,6	4%	22,4	22,45	0%
Удельная масса провода	кг/км	728	724	-0,5%	1106	1360	23%
Номинальное усилие на разрыв	кН	62,1	97,0	56%	98,3	211,3	115%
Активное сопротивление провода при 20°C	Ом/км	0,1591	0,1288	-21%	0,1197	0,1243	3,8%

Индуктивное сопротивление провода	Ом/км	0,413	0,312	-25%	0,405	0,3077	-25%
Длительно-допустимый рабочий ток	А	510	626	23%	610	658	7,9%

Как видно из таблицы 10 провода нового поколения действительно обладают повышенными характеристиками по сравнению со сталеалюминевыми проводами.

Несмотря на все улучшенные характеристики и стремительное развитие этого направления за рубежом, в России до сих пор отдаётся предпочтение проводам АС. Причина – стоимость изделия.

В таблице 11 приведена стоимостная характеристика проводов в сравнении с аналогом АС-240/39.

Таблица 11 – Стоимостная характеристика проводов

Марка провода	Производитель	Краткая характеристика	Стоимость в сравнении с АС 240/39
АТС 240/39	Кирскабель	Высокотемпературный сталеалюминевый	Выше в 1,8 раза
АССР 470-Т16 (238/39)	ЗМ, США	Высокотемпературный с комп. сердечником	Выше в 9 раз
Акб 240/39	Кирскабель	С сердечником из базальт. волокон	Выше в 1,6(2,8) раза
АСк2у 240/39	Кирскабель	Компактированный с усил. сердечником	Выше в 1,3 раза
АЕРО-Z 301 АЗФ	Nexans, Бельгия	Компактный типа АЕРО-Z	Выше в 2,5 раза

При оценке этих данных_ стоит иметь в виду, что сама стоимость этих проводов будет безусловно_ дороже, но за счет меньшего количества анкерных и промежуточных опор на линии, экономии на фундаментах опор,

меньшему значению тепловых потерь, дополнительной передаваемой мощности и т.п. экономический эффект будет существенным, а срок окупаемости меньше ожидаемого.

2.2 Коммутационные аппараты

В элект-вках используется несколько типов высоковольтных выключателей – воздушные, масляные, вакуумные и элегазовые.

Выключатели – это важнейший элемент оборудования распределительных устройств станций и подстанций, так как данный коммут-й аппарат осуществляет включение и отключ-е участков электрической сети под рабочим током нагрузки, а в случае возникновения аварийных режимов – очень больш.токи, токи КЗ.

В РФ проблема замены устаревших аппаратов стоит особенно остро. По степени оснащенности современн.выключателями россий.энергосистемы отстают от зарубежных примерно на 30 лет. Отметим, что продолжается эксплуатация выключателей, устаревших очень давно (воздушные выключатели серий ВВН, ВВШ, ВВ, масляные баковые выключатели типа МКП и др.)

На Охинской ТЭЦ на ОРУ-35 кВ установлены 15 выключателей 35 кВ, из которых пять штук типа МКП-35, четыре – С-35, четыре – ВГБЭ-35, два – ВМД-35.

Механич.прочность выключателя является очень важным критерием. Чем проще конструкция, тем выше механическая прочность выключателя. Если рассматривать три типа коммутационных аппаратов, то наиболее простую конструкцию и соответственно более высокую механическую прочность имеет вакуумный выключатель, наименьшую прочность – масляный выключатель.

Не менее важным критерием надежности можно считать гарантийный срок обслуживания. Если производитель дает большой гарантийный срок, то это свидетельствует о том, что данная продукция очень надежна. Во всяком случае, возмож. нюансы, возникающие при эксплуатации в течение гаран-

тийного срока обслуживания, устраняются представителями завода-изготовителя.

Гарантийный срок обслуживания современных элегазовых и вакуумных выключателей составляет 20-25 лет. То есть это срок, по истечению которого, как правило, должна производиться замена всего оборудования – реконструкция (техническое переоснащение) распределительного устройства.

В таблице 12 приведен сравнительный анализ технических характеристик выключателей.

Таблица 12 Технические характеристики выключателей

Техническая характеристика	Выключатели		
	МКП-35 масляный	ВГБЭ-35 элегазовый	ВВУ-35 вакуумный
1	2	3	4
Номинальное напряжение, кВ	35	35	35
Номинальный ток, А	600	1000	1000
Номинальный ток отключения, кА	10	12,5	20
Пиковое значение сквозного тока КЗ, кА	17,3	35	63
Ток термической стойкости t=3сек, кА	10	12,5	25
Собственное время отключения, сек	0,05	0,04	0,06

Продолжение таблицы 12			
1	2	3	4
Полное время отключения, сек	0,08	0,065	0,07
Механический ресурс, число циклов ВО	1000	5000	25000
Коммутационный ресурс (отключение номинальных токов), тыс	10	20	25
Паспортный срок службы, лет	15	25	25
Масса выключателя, кг	1300	650	830

2.3 Реклоузеры

Реклоузер — интеллектуальный коммутационный аппарат, объединяющий в одном устройстве силовой вакуумный выключатель наружного применения с интегрированной системой измерения токов и напряжений, и микропроцессорный шкаф управления с продвинутыми функциями защиты и автоматики, специально адаптированными под нужды воздушных распределительных сетей.

Принцип работы реклоузера

Как описано в [28], информация о состоянии электросети через измерительные трансформаторы высоковольтного модуля реклоузера и соединительный кабель непрерывно поступает в шкаф управления

При возникновении нештатной ситуации на воздушной линии, когда значения напряжения и тока превышают уставки микропроцессорной защиты устройства, шкаф управления посылает на привод вакуумного выключателя, расположенного в высоковольтном модуле, импульсный сигнал. Если в реклоузере устанавливается автоматическая система повторного включения или система автоматического включения резервного питания, то через установленную временную выдержку управляющий шкаф посылает импульс на включение этого выключателя. Благодаря малому времени срабатывания

вакуумного выключателя разрушение плавких вставок сетевых предохранителей не происходит и выезда оперативных бригад на замену этих вставок не требуется.

В зависимости от настроек системы автоматики реклоузера, цикл выключения-включения высоковольтн.выключ-ля может быть двух- или трехкратным. Итак, если КЗ было кратковременным, происходит восстановление питания потребителей поврежденного участка. И только при устойчивых замыканиях требуется выезд обслуживающего персонала на место повреждения линии.

Установленное в шкафу_управления оборудование позволяет проводить коммутации высоковольтного выключателя как в дистанционном, так в местном режиме (в том числе и при отсутствии оперативного питания). Также реклоузером выполняется сбор и протоколирование параметров энергосети, учет потребления активной и реактивной мощности (опционально).

Применение реклоузера в сетях

Для локализации_ этим устройством мест аварий на воздушных линиях используется принцип_секционирования сети (отключение только поврежденного участка сети).

Установленный реклоузер, принцип работы которого основан на интеллектуальном анализе состояния воздушной линии, в случае необходимости автоматически проводит реконфигурацию электросети. Отключая аварийную_линию, он восстанавливает снабжение потребителей на неповрежденных участках. Таким образом, выполняется локализация повреждения, а снабжение потребителей в этом случае выполн-ся децентрализовано (от источника питания, не связанного с энергетической системой). Такая система секционирования получила название децентрализованной. Она позволяет сократить время поиска места аварии, ее устранения, не допустить перерыва питания сетевых потребителей.

Для эффективного использования этой системы в сети с двухсторонним питанием устанавливаются реклоузеры нескольких типов: с направленной максимальной токовой защитой, защитой минимального напряжения, а также с функцией автоматического ввода резервного питания.

С развитием нефтедобывающей индустрии реклоузеры стали востребованы, поскольку появилась необходимость в энергоснабжении дальних точек, таких, как перекачивающие станции вдоль магистральных трубопроводов, к которым нужно было тянуть воздушные энергоснабжающие линии.

Основным потребителем Охинских электрических сетей 35-10-6 кВ являются ПАО «НК-Роснефть», а, следовательно, основной промышленностью Охинского района является добыча нефти и газа. Из 12 линий 35 кВ, образующую распределительную сеть, пять имеют протяженность более 25 км. Вследствие большой протяженности при коротких замыканиях (КЗ) на линиях увеличивается время поиска и ликвидации повреждения, что может негативно сказаться на электроснабжении в первую очередь на особо ответственных потребителей.

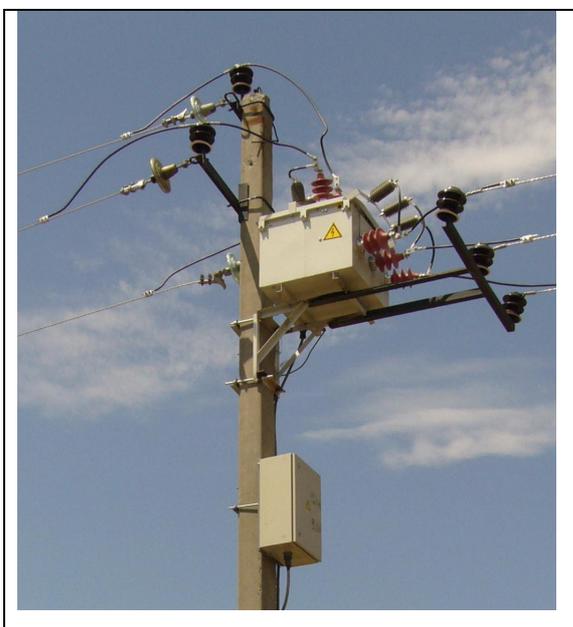


Рисунок 4 Реклоузер 35 кВ

Чтобы защитить ненадежные электролинии от КЗ, предлагается установить реклоузеры на протяженных линиях 35-10-6 кВ, позволяющие отклю-

чить аварийный участок, не прерывая питания основной магистрали. Это позволит повысить надежность электроснабжения потребителей Охинского района.

Основные функции реклоузера:

1. Повышение надежности электроснабжения потребителей;
2. Снижение недоотпуска электроэнергии;
3. Сокращение числа аварийных отключений линий электропередачи;
4. Сокращение затрат на обслуживание электрической сети;
5. Повышение технического уровня эксплуатации сетей;
6. Реализация современных принципов автоматизации и управления распределительными сетями.

Основные достоинства реклоузеров:

1. Быстрота работы, небольшой вес и размеры.
2. Практически не требуют обслуживания в течение всего срока эксплуатации.
3. Объединение практически всех видов противоаварийной защиты и автоматики, применяемых в распределительных сетях.
4. Большая экономическая выгода.

2.4 Вывод

Из данного анализа видно, что возникла необходимость реконструкции распределительного устройства 35 кВ ОТЭЦ для повышения надежности выдачи мощности, так как существующее оборудование устарело и морально и физически, в связи с чем увеличивается вероятность отказов в отключении коротких замыканий.

Внедрение реклоузеров в распределительные сети Охинского района 35-10-6 кВ является перспективным, технологически оправданным. Их применение позволяет снизить ущерб от недоотпуска электроэнергии и повысить надежность электроснабжения.

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИЗОЛИРОВАННОЙ ЭЭС И ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО

Выбор рациональной схемы сети производится на основе технико-экономического сопоставления технически осуществимых вариантов. Сопоставляемые варианты обязательно должны отвечать условиям технической осуществимости каждого из них по параметрам основного электрооборудования, а также быть равноценными по надежности электроснабжения потребителей, в зависимости от категоричности потребителей электроэнергии.

Согласно [10] принципы составления вариантов схем конфигурации электрической сети:

- варианты вычерчиваются в масштабе с учетом длин и количества цепей, длина с учётом коэффициента трассы;

- разработку вариантов следует начинать с наиболее простых, требующих минимальное число трансформаций и наименее сложных РУ ПС;

- обязательно учитывается категоричность потребителей;

- применение двух классов номинального напряжения для разных частей схемы экономически оправдано, если проектируемая сеть состоит из протяжённых ЛЭП и питающегося от неё подрайона, в котором длины линий намного меньше;

- в разомкнутых сетях не должно быть обратных перетоков мощности;

- разветвление электрической сети целесообразно делать на ПС;

- в кольцевых сетях не рекомендуется использовать участки разного номинального напряжения, из-за возникновения уравнивающих токов;

- магистральные и радиальные сети по сравнению с кольцевыми характеризуются большей протяжённостью ВЛ в одноцепном исполнении, но менее сложными схемами ПС, меньшей стоимостью потерь, кольцевые схемы обладают большей гибкостью, надёжностью, но более сложными схемами РУ и большими потерями.

3.1 Выбор вариантов

При разработки вариантов повышения надежности функционирования изолированной ЭЭС необходимо составить не менее двух вариантов, чтобы в дальнейшем произвести по вариантное сравнение. Разработанные варианты должны быть простыми в своём исполнении и обеспечивать наибольшую надёжность электроснабжения потребителей.

При исследовании данного вопроса необходимо учитывать, что Охинские электрические сети с единственным источником генерации ОТЭЦ представляет собой изолированную энергосистему, не имеющую электрической связи с другими системами, что в условиях сурового климата само по себе снижает ее надежность и устойчивость.

Вариант № 1.

Для повышения надежности выдачи мощности ОТЭЦ и надежности функционирования ЭЭС предлагается для резервирования тупиковых ПС-35 Москальво и ПС-35 Колендо строительство новой ВЛ-35 Колендо – Москальво длиной 35 км.

Для реализации варианта № 1 потребуется:

- расширение ОРУ-35 ПС Колендо и ПС Москальво на две линейные ячейки;
- строительство ВЛ-35 кВ длиной 35 км.

Вариант №2.

Для повышения надежности выдачи мощности ОТЭЦ и функционирования ЭЭС на протяженных магистральных линиях 35 кВ (свыше 25 км) ВЛ-35 ОТЭЦ - Ю.Купол с отпайкой на ПС С.Купол и ВЛ-35 Ю.Купол – Тунгор с четырьмя отпайками установка реклоузеров.

Преимущества, назначения и достоинства коммутационных аппаратов «реклоузеров» описаны в главе 3.

Для реализации варианта № 2 потребуется:

- установка на ВЛ реклоузеров 35 кВ в количестве 4 штук

В таблицу 13 сведем данные по двум рассматриваемым вариантам, а именно число выключателей 35 кВ и длину новых ЛЭП.

Таблица 13– Сводные данные числу выключателей 35 кВ и длине ЛЭП

Вариант	Длина ЛЭП, км	Количество коммутационных аппаратов 35 кВ, шт
Вариант 1	35	13
Вариант 2	-	15

3.2 Технико-экономический анализ вариантов

Основная цель технико-экономических расчетов в диссертации – определение оптимальных параметров схемы электрических сетей при ее развитии.

Для экономического анализа различных технических решений и выбора среди них оптимального важное значение имеет применение правильных экономических показателей и методов технико-экономических расчетов. С этой точки зрения необходимо ознакомиться с технико-экономическими показателями электрических систем.

Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат. При экономическом анализе воспользуемся методом расчета приведенных затрат, а не чистого дисконтированного дохода по причине того что скорость вложений одна и ликвидной стоимости нет так как подстанции являются вновь подключаемыми.

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции по сравнению с базисными ценами 2000 года $K_{инф} = 8,72$. Коэффициент инфляции принят согласно письма Минстроя России № 13606-ХМ/09 от 04.04.2018 г.

Подробно покажем расчет для варианта сети 1, для этого покажем в таблице 14 базисные показатели стоимости ПС и ВЛ, для рассматриваемого варианта [11].

Таблица 14– Базисные показатели ПС и ВЛ, в ценах 2000 года.

Наименование	Базисные показатели
КЛ-35 Колендо - Москальво	870 тысяч рублей за один км
Ячейка 35 кВ одного комплекта элегазового выключателя	200 тысяч рублей

Рассчитаем капиталовложения на строительство ВЛ:

$$K_{лэн1} = K_0 \cdot l \cdot K_{инф} = 870 \cdot 35 \cdot 8,72 = 418200 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{сум1} = K_{лэн1} + 13 \cdot K_{В35} = 2600 + 418000 = 420800 \text{ тыс.руб.}$$

Рассчитаем издержки на эксплуатацию и ремонт [11]:

$$I_{Э.р.1} = \alpha_{лэн} \cdot K_{лэн1} + \alpha_{эоиру} \cdot K_{в35} = 0,008 \cdot 418000 + 0,059 \cdot 2600 = 3499 \text{ тыс.руб}$$

Рассчитаем амортизационные издержки и издержки потерь:

$$I_{AM1} = \frac{K_{лэн1}}{T_{СЛ.ВЛ}} + \frac{13K_{в35}}{T_{СЛ.В}} = \frac{418000}{50} + \frac{2600}{20} = 8494 \text{ тыс.руб.},$$

$$I_{\Delta W1} = \Delta W1 \cdot C_o \cdot Tn = 1,21 \cdot 1609 \cdot 5000 = 1947 \text{ тыс.руб.}$$

Определим приведенные затраты:

$$Z_1 = E \cdot K_{сум1} + I_1 = 0,1 \cdot 420800 + 20252 = 62332 \text{ тыс.руб.}$$

Подробный расчет приведен в Приложении Б.

Сравнительные результаты расчеты сведем в таблицу 14

Таблица 14 – Сравнение вариантов, тыс. руб.

Вариант сети	Капиталовложения в выключатели	Капиталовложения в ЛЭП	Капиталовложения суммарные	Эксплуатационные издержки	Приведенные затраты
1	2600	41820	42080	20250	62332
2	54500	--	54500	8850	14300

3.3 Сравнение приведенных затрат

Сравним приведенные затраты, определив погрешность для стоимости потерь в двух проектируемых вариантах сети по следующей формуле:

$$\varepsilon = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%, \quad (6)$$

$$\varepsilon = \frac{62,332 \cdot 10^6 - 14,3 \cdot 10^6}{62,332 \cdot 10^6} \cdot 100\% = 77\%$$

Если приведенные затраты отличаются больше, чем на 5 %, то выбираем вариант, где затраты меньше. Если нет, то выбираем вариант где издержки меньше.

Для дальнейшего проектирования выбираем вариант 2.

3.4. Оценка надежности принятого варианта

Проведем оценку эффективности повышения надежности Охинских распределительных электрических сетей 35 кВ с использованием реклоузеров для автоматического секционирования и резервирования воздушных линий на примере 35 кВ ВЛ-35 ОТЭЦ - Ю.Купол с отпайкой на ПС С.Купол и ВЛ-35 Ю.Купол – Тунгор.

Рассмотрим различные показатели, которые могут быть использованы для оценки надежности функционирования электрических сетей и электро-

снабжения потребителей. Будем учитывать, что надежность характеризуется комплексом свойств и соответствующими этим свойствам показателями, которые используются в зависимости от решаемых задач.

Как отмечено в [29], таковыми задачами, например, являются:

- 1) оценка соответствия показателей надежности нормируемым значениям;
- 2) выбор способов повышения надежности электроснабжения потребителей.

Как сказано в [29], для оценки аварийных отключений в электрических сетях обычно используют два показателя.

Первый из них характеризует свойство безотказности электрической сети и называется параметром потока (частотой) отказов в расчете на год ($\lambda(t)$, 1/год). [29]

Согласно [29] второй характеризует свойство восстанавливаемости работы электрической сети при её аварийном отказе в виде среднего времени восстановления, измеряемого в часах (τ , ч).

В [29] сказано, что при преднамеренных отключениях для проведения плановых ремонтов используют аналогичные показатели: параметр потока (частоту) преднамеренных отключений ($\lambda_{\text{п}}(t)$, 1/год) и среднее время обслуживания ($\lambda_{\text{п}}$, ч) после преднамеренного отключения.

Наиболее часто используемых комплексных показателей при технико-экономических расчетах является среднегодовой недоотпуск электроэнергии потребителям (ΔW , кВт·ч/год) вследствие аварийных и плановых отключений сети, определяемый следующим выражением [29]

$$\Delta W_{\text{нед}} = \sum_{i=1}^n \Delta W_i = \sum_{i=1}^n P_i \cdot (\lambda_i \tau_i + \gamma \lambda_{\text{п}i} \cdot \tau_{\text{п}i}) \quad (1)$$

где P_i – средняя отключаемая нагрузка i -го потребителя электроэнергии; γ – коэффициент, учитывающий меньшую тяжесть преднамеренных от-

ключений по сравнению с внезапными отказами, принимающий в практических расчетах значения $\gamma=0,33$; $\lambda_i \tau_i + \gamma \lambda_{\Pi i} \cdot \tau_{\Pi i} = \theta$ – эквивалентное время перерыва электроснабжения потребителя.

При расчетах надежности электрической сети напряжением 35 кВ необходимо учитывать, что это сложные разветвленные, в основном, воздушные линии, к которым на глухих ответвлениях подключены трансформаторные подстанции (ТП-35/10/0,4 кВ).

Линии 35 кВ могут быть секционированы с использованием линейных разъединителей или автоматических выключателей, в том числе с возможностью включения резерва (АВР).

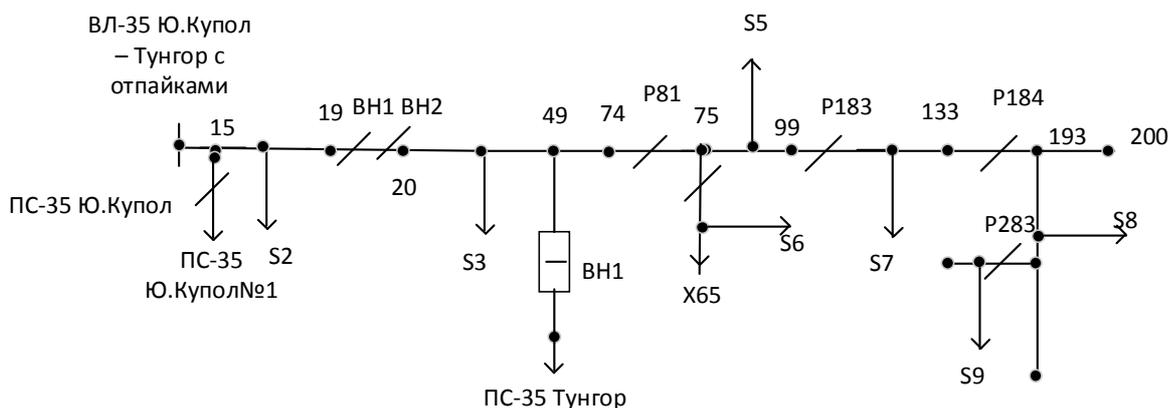
При расчете надежности электрической сети 35 кВ вначале выделяют зону устойчив.поврежд-я, а всю сеть рассматривают как совокупность таких зон, разделен. коммутаци.аппаратами с устройствами релейной защиты и противоаварийной автоматики. [27]

Для каждой зоны электрической сети определяется её нагрузка, длительность и число отключений и рассчитывается ожидаемый годовой недоотпуск электроэнергии потребителям [27]

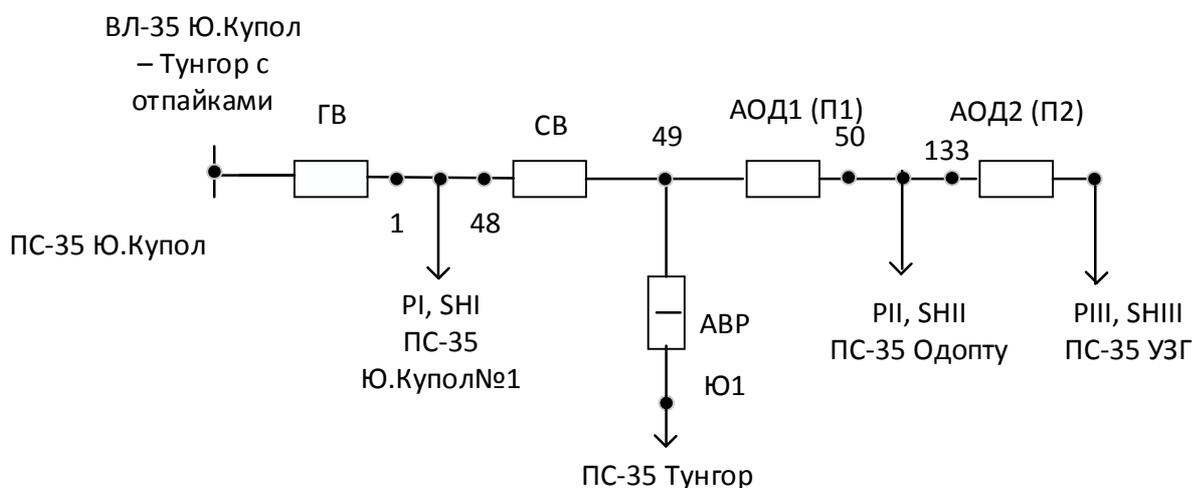
Просуммировав значения недоотпуска электроэнергии по всем выделенным зонам получим недоотпуск электроэнергии конкретной ВЛ. Ожидаемый годовой недоотпуск электрической сети будет равен сумме этих показателей по всем линиям данной сети. [29]

Предлагаемый вариант автоматического секционирования и резервирования линии 1006 разбивает ее на три зоны автоматического выделения поврежденных участков (АВП) – участков разделенных выключателями, автоматическими отделителями (предохранителями). [29]

Условная расчетная схема ВЛ-35 кВ с указанием зон АВП приведена на рисунке 12.



а) С расстановкой неавтоматических коммутационных аппаратов: Р – линейных разъединителей и ВН - выключателей нагрузки



б) Зоны автоматического выделения участков.

Рисунок 12 Условная схема ВЛ-35 Ю.Купол - Тунгор с отпайкой на ПС Ю.Купол №1, ПС Одопту, ПС УЗГ

На схеме (рис. 12) приняты следующие обозначения:

ГВ - головной выключатель,

АВР – реклоузер автоматического ввода резерва;

СВ - секционный выключатель;

АОД – автоматический отделитель (секциолайзер);

П - секционирующий плавкий предохранитель.

Р – разъединитель;

ВН – выключатель нагрузки.

В таблице 22 приведены основные технические параметры зон АВР:

- номера опор начала и конца зоны;
- примерная длина участков l_3 , км;
- суммарная номинальная мощность подключенных ПС 35/6 кВ , $S_{нз}$, кВА;
- отключаемая активная нагрузка при повреждении, $P_{откл}$, кВт, определенная по среднему значению нагрузки подстанции.

Таблица 22 Характеристика зон секционирования

№ зоны	Номер опор зон		Длина l_3 , км	Мощность, S_3 , кВА
	начало	конец		
1	1	19	1,17	960
2	15	17	0,279	63
3	20	74	4,36-0,2	248
4	49	Ю36	3,89	500
5	75	99	2,16	20
6	75	Х65	7,34	150
7	99	133	2,985	88
8	133	Ф23	7,02	173
9	Ф4	Ф45	1,65	63
10	Ф21	Ф21/6	0,73	160

Оценка технической и экономич.эффективности предложенного варианта автоматического секционирования и резервирования ВЛ 35 кВ проведена с применением математических моделей надежности и положений методики выбора способов повышения надежности распределительных сетей.

В соответствие с [29] при проведении расчетов использованы значения параметров линий, показателей надежности, полученных в результате проведенных исследований. Значения показателей эксплуатационной надежности ВЛ 35 кВ и других исходных данных приняты:

- удельная частота повреждений ВЛ 10 кВ $\lambda_0=0,54$ 1/год*км;

- среднее время одного устойчивого повреждения $\tau=4,3$ ч.;
- коэффициент учета времени, затрачиваемого на обход и ремонт поврежденного участка линии при автоматизации линии $K_{ВВ}=0,44$.

С использованием формул математических моделей надёжности были рассчитаны:

- вероятности повреждений участков линий по зонам АВП, β , о.е.;
- величина ожидаемого годового недоотпуска электроэнергии ΔW [тыс. кВт·ч/год,] и суммарная продолжительность аварийных отключений ВЛ, T_g [ч/год] для исходной базовой электрической схемы ВЛ 35 кВ и для автоматизированной схемы.

Результаты расчетов приведены в таблице 15.

Таблица 15 Технические параметры зон АОП

№ зоны	№ опор начало- конец	Длина l_z , км	Нагрузка		Вероятность $\beta_{отк}$
			ПС-35/6 кВ; Sn, кВА	Роткл, кВт	
I	1-49	3,28	1246	66,3	0,12
II	49-133	14,24	283	15,1	0,52
III	133-200	10,11	396	21,1	0,36

Значения коэф-ов сравнительной эффективности базовой и автоматизированной схемы ВЛ вычислены по следующим формулам.[28]

По относительному изменению недоотпуска электроэнергии в базовой (б) и автоматизированной (а) ВЛ:

$$\Delta W = \frac{\Delta W_{\text{б}} - \Delta W_{\text{а}}}{\Delta W_{\text{б}}} \cdot 100\% \quad (2)$$

По относительному изменению суммарной продолжительности отключений:

$$\Delta T = \frac{\Delta T_{зб} - \Delta T_{за}}{\Delta T_{зб}} \cdot 100\% \quad (3)$$

Коэффициенты сравнительной эффективности в относительной форме показывают снижение недоотпуска электроэнергии потребителям и продолжительности отключений в результате автоматизации ВЛ.

Таблица 16 Сравнительные оценки показателей надежности ВЛ-35

Показатель	Исходная схема	Автоматизированная схема			
		I зона	II зона	III зона	По ВЛ
ΔW , тыс.кВт*ч/год	8,4	0,03	0,27	0,08	0,38
ΔT , ч/год	73,5	0,41	7,57	3,7	11,68

Таблица 17 Коэффициенты сравнительной эффективности автоматизации линии

Коэффициенты, %	
По недоотпуску электроэнергии, ΔW	По времени отключения потребителей, ΔT
95,5	84,1

3.5 Вывод

Таким образом в результате автоматического секционирования и резервирования ВЛ 35 кВ:

- 1) Ожидаемый годовой недоотпуск электроэнергии может быть снижен с 8,4 тыс. кВт*ч до 0,38 тыс. кВт*ч.
- 2) Суммарное годовое время отключения потребителей может быть уменьшено с 73,5 часов до 11,68 часов.

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ И ВЫБОР ИННОВАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Для выбора и проверки электрооборудования по условиям к.з. необходимо предварительно определить [29]:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. и значение этой составляющей в расчетный момент времени (к моменту начала расхождения дугогасительных контактов выключателей и к моменту погасания дуги);

- начальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания и значение этой составляющей в расчетный момент времени;

- ударный ток к.з.

Для расчета токов короткого замыкания воспользуемся RastrKZ в составе ПВК «RastrWin3». Программный комплекс предназначен для расчета токов коротких замыканий и несимметричных режимов.

Исходные данные задаются с помощью стандартного табличного ввода ПК «RastrWin3». Основной является схема замещения прямой последовательности. Необходимые данные были получены и внесены в ПВК в предыдущем пункте. Все исходные данные хранятся в шаблоне «динамика.rst». Формы для работы с несимметрией собраны в коллекцию «несимметрия» [30].

Несимметрия рассчитывается по данным шаблона «динамика.rst» с заданной информацией по параметрам схем прямой последовательности. Расчет запускается по нажатию на кнопку с молнией.

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

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

$I_{по}$ - периодическая составляющая тока короткого замыкания;

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

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

B_K - термическая стойкость;

$I_{раб}$ - рабочий ток;

$I_{раб.макс}$ - максимальный рабочий ток

Расчет токов короткого замыкания и выбор оборудования произведем на примере трансформ.выключателя В-35-Т1 ОТЭЦ при отключении трехфазного короткого замыкания на шинах РУ-35 кВ. Расчетная схема и схема замещения представлены на рисунках 5 и 6 соответственно.

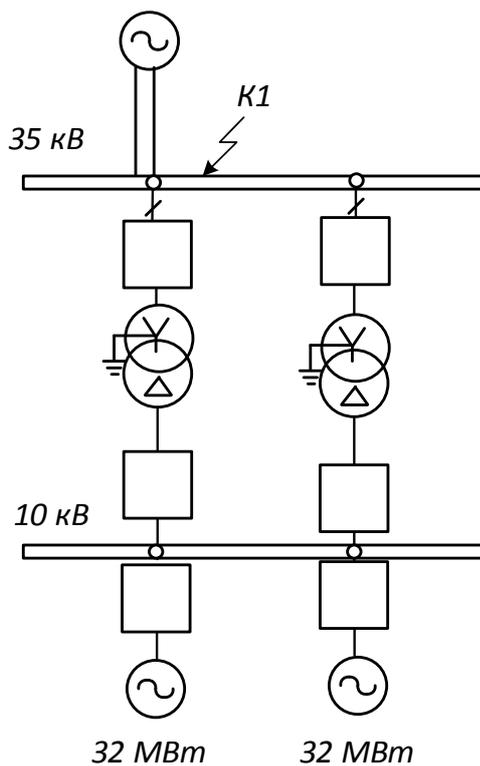


Рисунок 5 – Расчетная схема

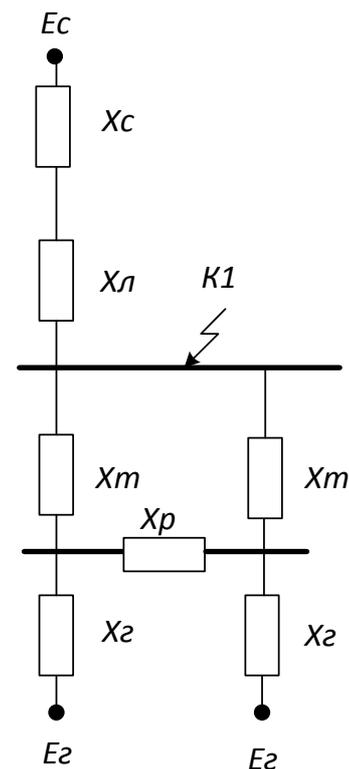


Рисунок 6 Схема замещения

Полученные результаты расчета в ПВК «RastrWin3» приведены в таблице 18.

Подробный расчет токов короткого замыкания приведен в Приложении Б.

Таблица 18 – Токи периодической составляющей на 1СШ-35 кВ ОТЭЦ

Напряжение	$N_{уз}$	Тип	$I_{по}$
Шины 35 кВ	1	3ф	33,7

Расчетные данные для выбора оборудования сведены в таблицу 19

Таблица 19 – Расчетные данные для выбора оборудования

Точка короткого замыкания	$I_{по},$ кА	$T_{а},$ с	$I_{а0},$ кА	$i_{аг},$ кА	$k_{уд}$	$i_{уд},$ кА	$I_{раб.макс},$ А	$B_K, кА^2с$
К1	25	0,05	35,3	12	1,6	56,6	660	30

Выбор оборудования

На ВЛ-35 ОТЭЦ - Ю.Купол с отпайкой на ПС С.Купол и ВЛ-35 Ю.Купол – Тунгор предлагается установить реклоузер SMART35 (SUB7)

Установка реклоузера SMART35 в рассечку магистрали в качестве пункта неавтоматического ввода резервного питания. В нормальном режиме реклоузер делит магистраль на два участка, что позволяет запитать потребителей от разных источников питания. Во включенном состоянии реклоузер будет выполнять функции пункта секционирования линии.

Решением проблемы заказчика является установка SMART35 в линию в качестве пункта автоматического секционирования. Отключение SMART35 будет однозначно определять место повреждения в линии. Двухкратное АПВ значительно повышает вероятность устранения неустойчивых коротких замыканий. А возможность интеграции в SCADA позволяет реализовать дистанционное управление аппаратом.

Основные технические характеристики приведены SMART35 (SUB7) в таблице 20.

Таблица 20 – Основные технические характеристики SMART35 (SUB7)

Параметры	Значения
Номинальное напряжение / наибольшее рабочее напряжение, кВ	35 / 40,5
Номинальный ток, А: сборных шин	1250
остальных модулей	1250
Ток электродинамической стойкости, кА	63
Ток термической стойкости	25
Габариты шкафа, мм: ширина / глубина / высота	600/1000/1700
Масса, кг	500

Произведем выбор и проверку выключателя.

Выбор выключателей производится по следующим параметрам [12]:

- по напряжению установки;
- по длительному току;
- на симметричный ток отключения;
- способности отключения апериодической составляющей тока КЗ;
- по выключающей способности;
- электродинамическую стойкость;
- термическую стойкость

Параметры проверки выключателя сведены в таблицу 21

Таблица 21- Сопоставление каталожных и расчетных данных для реклоузера SMART35 (SUB7)

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_{\text{номmax}} = 1250 \text{ А}$	$I_{p\text{max}} = 660 \text{ А}$	$I_{p\text{max}} \leq I_{\text{номmax}}$
$i_{\text{вкл}} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 56,6 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$
$B_k = 40 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 30 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кр}} \leq B_{\text{кн}}$
$i_{\text{вкл}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 10,82 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq i_{\text{вкл}}$
$i_{\text{откл}} = 25 \text{ кА}$	$i_{\text{пт}} = 12 \text{ кА}$	$i_{\text{пт}} \leq I_{\text{откл ном}}$
$I_{\text{аном}} = 25 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 15,3 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} \leq I_{\text{аном}}$

SMART35 (SUB7) удовлетворяет всем параметрам и поэтому может быть принят к установке.

Таким образом, в данном разделе произведен выбор и проверка расчетных и каталожных параметров на соответствие предлагаемого к установке на реклоузера SMART35 (SUB7) на протяженных ВЛ-35 ОТЭЦ - Ю.Купол с отпайкой на ПС С.Купол и ВЛ-35 Ю.Купол – Тунгор нновационного оборудования

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В магистерской диссертации был предложен и разработан оптимальный вариант повышения надежности электроснабжения функционирования изолированной электроэнергетической системы, питаемой от Охинской ТЭЦ.

Для его реализации:

- проведен структурный анализ действующей электрической сети;
- рассчитаны и проанализированы установившиеся режимы работы сети;
- проведен анализ режима работы и оборудования ОТЭЦ;
- дана оценка надежности выдачи мощности ОТЭЦ и предложена оптимальная схема;
- проведен сравнительный анализ инновационного оборудования;
- применено инновационное оборудование для оптимизации работы сети и повышения энергоэффективности;
- для выбранного варианта проведена оценка надежности и эффективности предложенных методов;
- произведен расчет токов короткого замыкания для выбора инновационного оборудования.

При расчетах использовались программы «Matcad» и «RASTR WIN».

Результаты проведенной оценки надежности показали эффективность предложенных мероприятий по повышению надёжности функционирования изолированной электроэнергетической системы, питаемой от Охинской ТЭЦ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Программа обеспечения устойчивой работы электросетевого комплекса Сахалинской области на 2017 – 2025 гг., утвержденная Постановлением Правительства Сахалинской области №276 от 30.05.13.

2 Идельчик, В. И. Электрические системы и сети: учебник для вузов / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 595 с.

3 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – М. : НТФ «Энергоспогресс», 2012. – 376 с.

4 Савина Н.В. Надежность электроэнергетических систем: учебное пособие / Н.В. Савина. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 194 с.

5 Гук, Ю.Б. Теория надёжности в энергетике: Учебное пособие для вузов. - Л.: Энергоатомиздат, 1990- 280с.

1. Указания по применению показателей надежности элементов энергосистем и работы энергоблоков с паротурбинными установками [Электронный ресурс]. Минэнерго.1984 г. Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/data2/1/4294817/4294817220.htm>. Дата обращения: 13.05.2018

2. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://sknc.narod.ru/files/economy.html>

8 О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. – Приказ министерство энергетики российской федерации 23 июня 2015. – № 380.

9 Правила устройства электроустановок / Минэнерго РФ. – 7-е изд. – М. : Энергоатомиздат, 2003. – 385 с.

8 Схема и программа развития ЕЭС России на 2014-2020 гг, утвержденная приказом Минэнерго №495 от 01.208.2014 года .

10 Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей : Методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Б. : Издательство АмГУ, 2015. – 43 с.

11 Электротехнический справочник: В 4 т. Т 3. Производство, передача и распределение электрической энергии. / под общ. ред. В.Г. Герасимова – 8-е изд., испр. И доп. – М. : Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.

12 Ставка рефинансирования Центрального банка Российской Федерации. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://www.cbr.ru/print.asp?file=/statistics/credit_statistics/refinancing_rates.htm.htm

13 Коротаяева О.В. Инновационное развитие электроэнергетических систем (ЭЭС) в рамках разработки современных подходов к построению системы управления энергокомпаниями/ В.Н. Огородников, Ю.А. Поленов, О.В. Коротаяева// Экономика региона, 2013, №1

14 Зуев Э.Н. О классификации инновационных конструкций проводов воздушных ЛЭП // Кабель-news, №3, 2013. С. 18 – 23.

15 Колосов С.В., Рыжов С.В., Сюзин В.Е. Повышение пропускной способности ВЛ: анализ технических решений. В сб. научных статей «Опыт, устремленный в будущее» / ЗАО «Электросетьстройпроект», 2013. С. 26 - 36.

16 Зотов Д., Боксимер Э (мл.). ООО «ЭМ-КАБЕЛЬ» – курсом инноваций // Кабель-news, №5, 2013. С. 32 - 34.

17 Кувшинов А., Инновационные конструкции проводов для высоковольтных линий электропередачи // Кабель-news, №2, 2012. С. 30 – 32

18 ELKA LINE AC. Неизолированные провода повышенной надежности. Номенклатурный каталог. Материалы выставки «Электрические сети России», декабрь 2014 г.

- 19 Колосов С.В., Фокин В.А. Новое поколение проводов ВЛ: пла-
стически деформированные провода // Электроэнергия. Передача и распреде-
ление, №1, 2014.С.90-47
- 20 СТО 5694700729.240.35.146-2013 – Проведение расчетов затрат
на строительство подстанций с КРУЭ
- 21 Савина Н.В, Колотов И.А., Цысь Д.А. Интеллектуализация как ос-
нова повышения роли тепловых станций в регулировании частоты // Вестник
АмГУ, №75, 2016.
- 22 СТО 70238424.27.100.018-2009 Тепловые станции. Организация
эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.
- 23 Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических си-
стем и электрических сетей : Методические указания к курсовому проекти-
рованию / Н.В. Савина. – Б. : Издательство АмГУ, 2015. – 43 с
- 24 ГК Энергомонтаж – Реклоузеры принцип работы [Электронный
ресурс] URL <http://eu.sama.ru/askue.html> (дата обращения: 29.05.2018)
- 25 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию
для электроэнергетических специальностей вузов / В.М.Блок, Г.К.Обушев,
Л.Б.Паперно и др.; Под ред.В.М.Блок. – М.: Высш.шк.,1990. – 383 с.
- 26 Беляев С.А., Литвак В.В, Солод С.С. Надежность теплоэнергетиче-
ского оборудования ТЭС. – Томск: Из-во НТЛ, 2008 – 218 с.
- 27 Максимов Б.К., Воротницкий В.В. Оценка эффективности автомати-
ческого секционирования воздушных распределительных сетей с примени-
ем реклоузеров с целью повышения надежности электроснабжения потреби-
телей. М.: Таврида Электрик, 2006.
- 28 Воротницкий В.В. Выбор оптимальной схемы построения и секцио-
нирования воздушных распределительных сетей 6(10) кВ. - Сан-Петербург:
«Таврида Электрик» Презентация инновационных решений, 18.11.2008.
- 29 Долецкая Л.И., Кавченков В.П., Солопов Р.В. Оценка эффектив-
ности методов повышения надежности распределительных электрических се-

тей. [Электронный ресурс] URL: <https://naukovedenie.ru/PDF/98TVN615.pdf>
(дата обращения 13.06.2018)

30 Программный комплекс «RastrWin-3» – 4-е изд., с изм. и доп. –
спб.: ДЕАН, 2013. – 52 с. Руководство пользователя

31 Инструкция по взаимоотношению оперативно-диспетчерского персонала АО «Охинская ТЭЦ», ОП «Управления энергетики» ООО «РН-Сахалинморнефтегаз», ООО «Охинские электрические сети»

33 Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций. - М.: Минэнерго СССР, 1986.

34 Тарасенко Р. Н., Миронов Е. М. Оценка надежности существующего электроснабжения изолированной электроэнергетической системы, питаемой от Охинской ТЭЦ. Сборник докладов к Российской национальной научной конференции «Современные проблемы науки». Амурский государственный университет. 22.12.2017 г.

35 Зуев Э.Н. О классификации инновационных конструкций проводов воздушных ЛЭП // Кабель-news, №3, 2013. С. 18 – 23.

36 Колосов С.В., Рыжов С.В., Сюзин В.Е. Повышение пропускной способности ВЛ: анализ технических решений. В сб. научных статей «Опыт, устремленный в будущее» / ЗАО «Электросетьстройпроект», 2013. С. 26 - 36.

37 Коротаева О.В. Инновационное развитие электроэнергетических систем (ЭЭС) в рамках разработки современных подходов к построению системы управления энергокомпаниями/ В.Н. Огородников, Ю.А. Поленов, О.В. Коротаева// Экономика региона, 2013, №1

38 Лопарев В.В., Образцов Ю.В. Об особенностях современных неизолированных проводов для воздушных линий электропередачи // Наука и техника, №6, 2014. С.9-15.

39 Кувшинов А., Инновационные конструкции проводов для высоковольтных линий электропередачи // Кабель-news, №2, 2012. С. 30 – 32

40 ELKA LINE AC. Неизолированные провода повышенной надежности. Номенклатурный каталог. Материалы выставки «Электрические сети России», декабрь 2014 г.