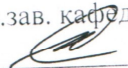


Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО "АмГУ")

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
И.о.зав. кафедрой
 Н.В. Савина
« 09 » 06 2018 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

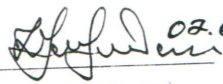
на тему: Повышение надежности функционирования изолированной системы,
питаемой от Охинской ТЭЦ (комплексная ВКР).

Исполнители
студент группы 6420м


(подпись, дата)


Р. Н. Тарасенко

Руководитель
профессор, к.т.н.


(подпись, дата)


Ю.В. Мясоедов

Руководитель
магистерской программы


(подпись, дата)

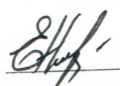
Н.В. Савина

Нормоконтроль
доцент, к.т.н


(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Рецензент


(подпись, дата)

Е.Б. Николаенко

Благовещенск 2018

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

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

ЗАДАНИЕ

К магистерской диссертации студента Старосенко Родиона
Николаевича

1. Тема магистерской диссертации Повышение надежности функционирования изолированных систем, питаемых от ОЭС ТЭЦ (комплексное ВКР)

(утверждено приказом от 27.10.2017 № 2657-42)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 04.06.2018

3. Исходные данные к работе Материалы преддипломной практики охвата работы. Разработаны варианты повышения надежности характеристик и обслуживания оборудования.

4. Содержание магистерской диссертации (перечень подлежащих разработке вопросов)
Характеристики ОЭС ТЭЦ и вопросы надежности

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Заявка графических части 22 таблицы

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

7. Дата выдачи задания 21.03.2018

Руководитель магистерской диссертации Медведев Ю.В.
профессор, К.Т.Н.

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

Задание принял к исполнению

Старосенко Р.Н.
(подпись студента/дата)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 81 страниц, 22 таблицы, 12 рисунков, 6 формул, 40 источников

ГЕНЕРАЦИЯ, ПОДСТАНЦИИ, ОБОРУДОВАНИЕ, АНАЛИЗ, ПОТЕРИ, ИСТОЧНИК ПИТАНИЯ, НАПРЯЖЕНИЕ, ТОК, СЕТЬ, ИННОВАЦИИ, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ, КАПИТАЛО-ВЛОЖЕНИЯ, 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 технического состояния основного оборудования Охинской ТЭЦ, 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. Энергоэкономическая и климатогеографическая характеристика Охинского района Сахалинской области	9
2. Характеристика Охинской ТЭЦ и анализ надежности схемы выдачи мощности	12
2.1 Описание технологического процесса	14
2.2 Анализ первичной схемы электрических соединений	18
2.3 Анализ режимов работы	21
2.4 Анализ надежности схемы выдачи мощности	24
2.5 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 Вывод	43
4. Характеристика инновационного оборудования в электроэнергетических системах	44
4.1 КРУЭ	44
4.2 Коммутационные аппараты	47
4.3 Средства автоматики и измерений	49
4.4 Оценка надежности принятого варианта	53
4.5 Расчет токов КЗ и выбор инновационного оборудования	57
4.6 Вывод	63
Заключение	66
Библиографический список	66
Приложение А Расчеты в RASTRWIN	70
Приложение Б Технико-экономическое сравнение вариантов	78
Приложение В Расчет надежности	81

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ОТЭЦ – Охинская теплоэлектроцентраль;

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. АО «Охинская ТЭЦ» входит в состав ПАО «НК-Роснефть» и является единственным автономным источником электроснабжения и источником тепловой энергии (в виде пара и горячей воды, в том числе для обеспечения горячего водоснабжения и отопления жилых и промышленных объектов) Охинского района, расположенного на севере о. Сахалин.

Вырабатываемая электроэнергия станцией продается во все населенные пункты Охинского района (количество проживающих 27 тыс. человек).

Основной промышленностью Охинского района является добыча нефти и газа. Со временем нефтегазодобыча растёт, а с ней растёт потребность в электроэнергии. Из этого следует, что перерывы в электроснабжении потребителей несут большие потери для нефтегазовой отрасли Охинского района и для Охинской ТЭЦ соответственно.[1]

Муниципальное образование городской округ «Охинский» имеет моносистемный характер экономики, основанный на добывающей промышленности. Снабжение централизованным теплом города и электроэнергией, промышленных предприятий нефтегазового комплекса - обеспечивает Охинская ТЭЦ. В суммарном объеме энергии электрической Сахалинской области Охинская ТЭЦ составляет около 9%. [1]

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

В связи с тем, что эксплуатационный ресурс большинства оборудования на ТЭЦ почти выработан и оборудование уже морально устарело, возникла необходимость в его замене на более современное и надежное.

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 функционирования может быть достигнуто путем замены старого оборудования ОТЭЦ на новое инновационное, а именно КРУЭ. Применение данного распределительного устройства значительно повысит надежность схемы выдачи станции, которая является единственным источником электроэнергии изолированной ЭЭС.

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

- обоснована эффективность применения КРУЭ для повышения надежности схемы выдачи станции;
- выявлена закономерность изменения показателей надежности при изменении схемы выдачи мощности станции на более эффективную и надежную.

Практическая значимость и реализации результатов исследования:

Использование на тепловых станциях, питающих изолированные ЭЭС, позволит повысить надежность схемы выдачи мощности и бесперебойность электроснабжения потребителей.

Представленные в магистерской диссертации мероприятия рекомендовано использовать на всех ТЭЦ, которые питают изолированные ЭЭС.

Основные положения, выносимые на защиту:

- анализ состояния оборудования и режима работы Охинской ТЭЦ;
- анализ надежности схемы выдачи мощности Охинской ТЭЦ;
- технические мероприятия, необходимые для повышения надежности функционирования Охинской ТЭЦ.

1 ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКАЯ И КЛИМТОГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОХИНСКОГО РАЙОНА САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ

Сахалинская область находится на восточной границе России и территориально входит в Дальневосточный федеральный округ (ДФО). Территория Сахалинской области целиком находится на островах. Одним из наиболее крупных является остров Сахалин (площадь - около 78 тыс. кв. км), к нему примыкают два небольших острова - Монерон и Тюлений. В состав Сахалинской области входят также 56 островов Курильского архипелага.

Формируется климат в большей степени под воздействием окружающих о. Сахалин Охотского и Японского морей. В смягчении зимних холодов их влияние выражается, особенно в прибрежных районах, в обилии зимних осадков, муссонном характере ветров и очень высокой влажности воздуха.

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

Охинский район относится к районам Крайнего Севера.[1]

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

Климат умеренный, муссонный. Сред.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 территории обл-ти 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 колич-во 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

Основными энергоснабжающими предприятиями Сахалинской области являются:

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

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».

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОХИНСКОЙ ТЭЦ И АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ СХЕМЫ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ

Охинская ТЭЦ была построена в 1961 г. Компания была преобразована из государственного предприятия «Охинская ТЭЦ» в 1993 году. Предприятие было передано на баланс «Роснефти», которая выделила средства на масштабную реконструкцию ТЭЦ.

Охинская ТЭЦ эксплуатируется в жестких природно-климатических условиях Крайнего Севера, здесь отопительный сезон длится до 9 месяцев. ТЭЦ является единственным источником электроэнергии на этих территориях, ее потребители - 32 тысячи человек, проживающих в городе Оха, и все предприятия Охинского района.

АО «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.

Это делает Охинскую ТЭЦ одним из основных объектов жизнеобеспечения региона для населения и промышленных предприятий, расположенных на севере Сахалина.

ТЭЦ осуществляет:

- электроснабжение промышленных предприятий нефтегазовой отрасли и жилищно-коммунального сектора;
- теплоснабжение горячей сетевой водой для целей отопления и вентиляции промышленного и жилищно-коммунального сектора г. Охи;
- теплоснабжение в виде «острого» пара для технологических целей нефтяной промышленности с давлением 3,0 МПа;

- оборудование Охинской ТЭЦ направлено на комбинированную выработку электрической и тепловой энергии.

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 С2500D5А HV6.3 мощностью 1,8 МВт каждая, служащие для разворота станции с «0» при потере собственных нужд.

АО «Охинская ТЭЦ» осуществляет следующие виды деятельности:

- производство электрической и тепловой энергии;

- обеспечение энергоснабжения потребителей, подключенных к сетям Общества в соответствии с заключенными договорами;

- ремонт, техническое перевооружение, реконструкция по договоренности с подрядной организацией;

- энергетический надзор за безопасным обслуживанием электрических и тепловых установок у потребителей, подключенных к электрическим и тепловым сетям Общества;

- обеспечение эксплуатации энергетического оборудования в соответствии с действующими нормативными требованиями, проведения своевременного и качественного ремонта энергетического оборудования, технического перевооружения и реконструкции энергетических объектов, состоящих на балансе ТЭЦ.

Установленная тепловая мощность Охинской ТЭЦ составляет 216 Гкал/час, электрическая мощность – 102 МВт. В течение последних лет изменений установленной тепловой и электрической мощности ТЭЦ не происходило. Располагаемая тепловая мощность ОТЭЦ составляет 216 Гкал/час.

2.1 Описание технологического процесса

Тепловая энергия в горячей воде отпускается потребителям по одной основной магистрали – ДУ-800. Схема теплоснабжения – закрытая.

Оборудование Охинской ТЭЦ спроектировано на температурный график 150°C – 70°C, отпуск тепловой энергии потребителям осуществляется температурного графика на 128°C.

Подогрев сетевой воды для нужд отопления и горячего водоснабжения потребителей осуществляется в бойлерах ТЭЦ, а также в пиковой водогрейной котельной (ПВК). Теплофикационные установки турбоагрегатов содержат в своем составе по два горизонтальных подогревателя сетевой воды (ПСГ).

В таблицах 2,3 приведены структура основного оборудования Охинской ТЭЦ и состав теплофикационного оборудования Охинской ТЭЦ.

Система водоразбора Охинская ТЭЦ закрытая. Применяется гидрази-но-аммиачная система водоподготовки, при которой осуществляется коррекционная обработка котловой воды тринатрий фосфатом. Применяемое оборудование – фильтры механические (ФМТ) – 4 шт., фильтры Нг – 4шт. Общая и кальциевая жесткости на фильтрах не удаляются, поскольку выдержи-

вается карбонатный индекс. Производительность системы ХВО 450 т/ч. Качество исходной воды и воды после фильтров приведено в таблице 4.

Таблица 2 - Структура основного оборудования Охинской ТЭЦ (котельное оборудование)

Станционный номер котла	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, Гкал/ч (т/ч)	Параметры пара
К/А ст.№ 5	БКЗ-120-ГМ	1969	120	86 кгс/см ² 525°С
К/А ст.№ 6	БКЗ-120-ГМ	1970		
К/А ст.№ 7	БКЗ-120-ГМ	1971		
К/А ст.№ 8	БКЗ-120-ГМ	1971		

Таблица 3 - Состав теплофикационного оборудования ОТЭЦ

Наименование	Тип	Количество	Расход воды, м ³ /ч	Теплопроизводительность, Гкал/ч
1	2	3	4	5
Основной бойлер (ОБ 1÷3)	ПСВ-500-3-23	3	500	23
Пиковый бойлер (ПБ-1-3)	ПСВ-315-14-23	3	500	23

Таблица 4 - Показатели качества исходной воды и вод после фильтров

Показатели качества	мг-э/дм ³
Жесткость общая	1,18
Жесткость кальцевая, мг-э/дм ³	0,96
Индекс карбонатный, мг-э/дм ³	0,73

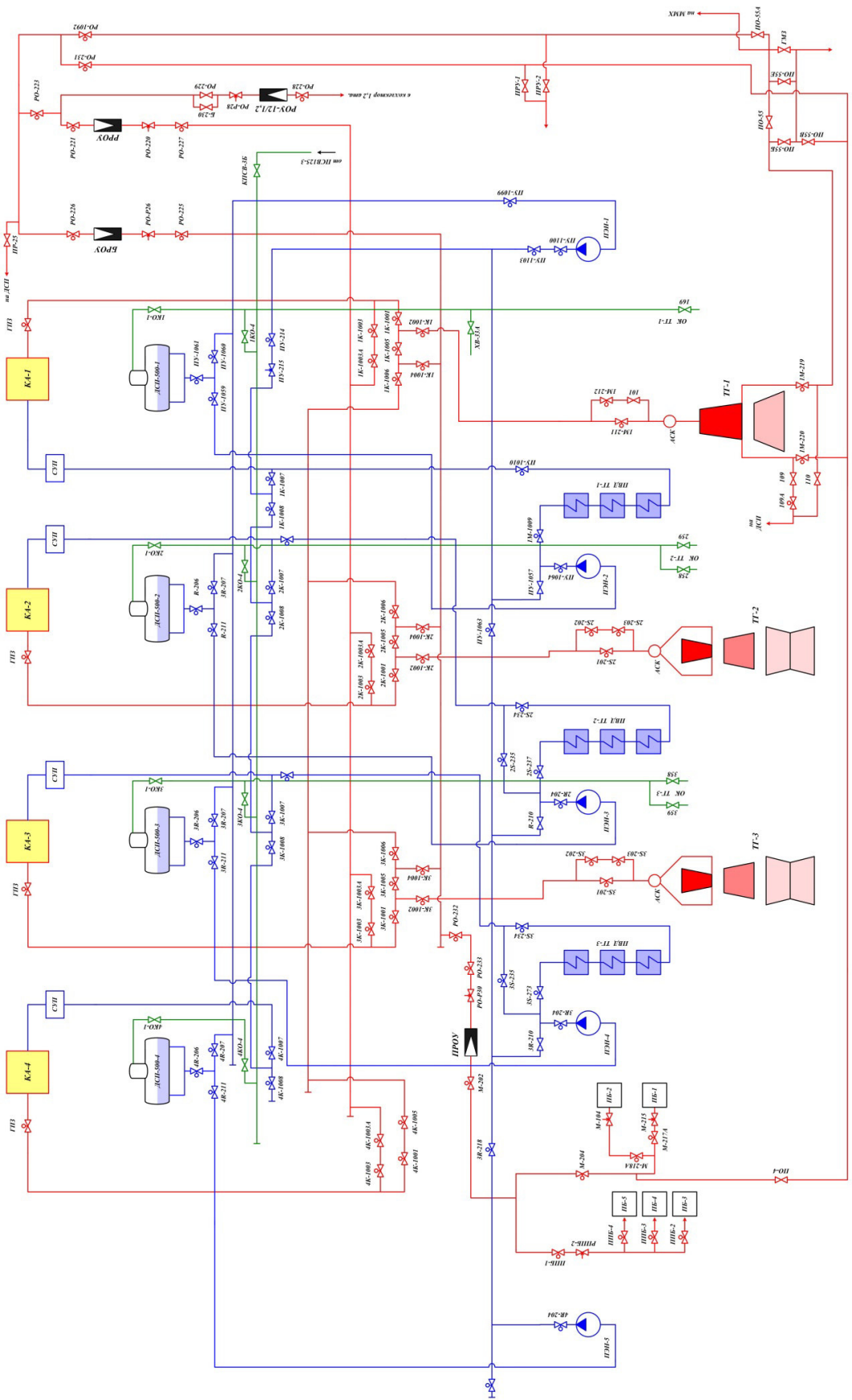


Рисунок 1 - Оперативная схема ОТЭЦ

Режим работы электростанции – по тепловому и электрическому графику нагрузок.

В котельном цехе установлены четыре котлоагрегата БКЗ–120ГМ с параметрами острого пара $P_0 = 100 \text{ кгс/см}^2$, $t_0 = 540 \text{ оС}$,

В турбинном цехе установлены: турбоагрегат типа ПТ-25/90-10 . №4 и два турбоагрегата типа ПТ-25/30-8,8/1,0ст. №№5,6 с параметрами свежего пара $P_0 = 86 \text{ кгс/см}^2$, $t_0 = 525 \text{ оС}$. Схема котельного и турбинного цеха показана на рисунке 9

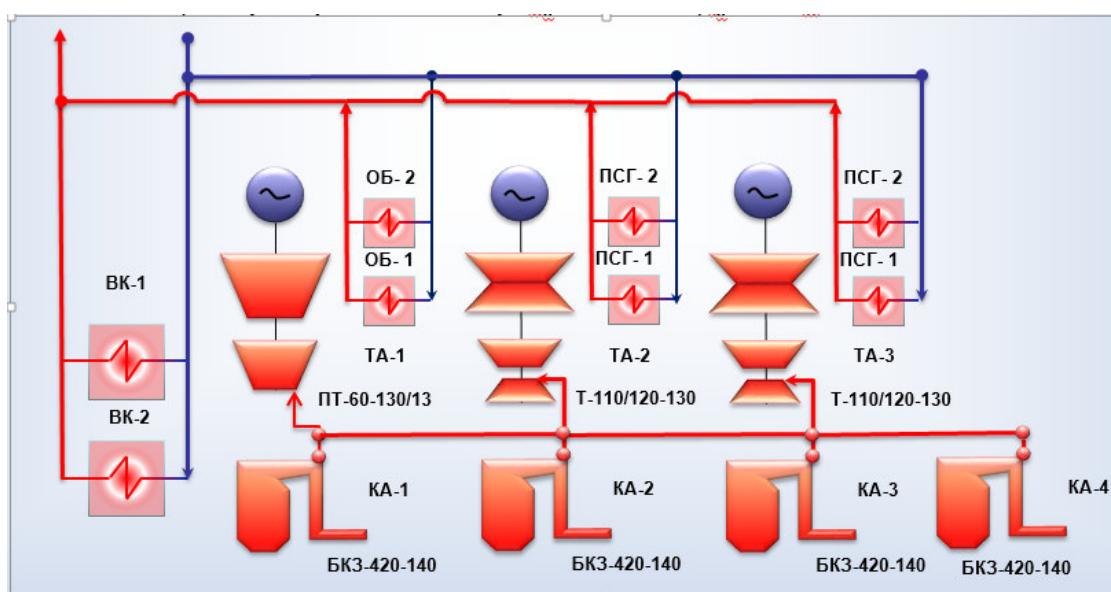


Рисунок 2 - Схема котельного и турбинного цеха показана

В системе ХВО применяется катионит КУ-2-8. Концентрация растворенного кислорода в деаэрированной воде составляет 10 мкг/дм^3 . Средний расход воды на ХВО летом составляет 15 т/ч , зимой – 30 т/ч .

Основным видом топлива Охинской ТЭЦ является природный газ. В качестве растопочного топлива и «подсветки» факела для энергетических котлов типа БКЗ–120ГМ.

2.2 Анализ первичной схемы электрических соединений

Помимо выработки тепловой энергии ОТЭЦ является источником генерации активной и реактивной мощности с суммарной установленной мощностью 99МВт.

На Охинской ТЭЦ установлены три турбогенератора с суммарной мощностью 94 МВт. Турбогенератор ТВС-30 (Г-4) мощностью $S=37500$ кВа и два турбогенератора ТС-32 (Г5, Г6) $S=40000$ кВа.

Также установлена газотурбинная электростанция ГТЭ-19 (Г7) мощностью $S=18750$ кВА и две дизельные электростанции (ДЭС) мощностью по $P=1,8$ МВт каждая. ДЭС подключены к собственным нуждам станции 6 кВ и на схеме не указаны.

На ОРУ-110 установлены трансформаторы Т4, Т5 типа ТДТН-40000/110, Т6 типа ТРДНС 40000/35, трансформатор Т7 типа ТРДНС 25000/35.

Питание через трансформатор Т5,Т7 подается на первую секцию шин ОРУ 35кВ, питание второй секции осуществляется от трансформатора Т4 и Т6.

На ОРУ-35 установлены понижающие трансформаторы ТМ-7500/35, служащие для питания собственных нужд КРУ-6 кВ 1 очереди.

Также на присоединениях установлены элегазовые выключатели марки ВГБЭ-35-12,5/630А (ВЭ-Т6-35, ВЭ-Т7-35, Т600). Масляные выключатели С-35 /630(Т602,Т603,Т605, Т606), МКП-35/ 1000 (СВМ, ВМ-Т4-35, ВМ-Т5-35, Т601, Т604) ВМД-35/ 600 (Т1, Т3).

От первой секции шин ОРУ 35 кВ питаются потребители Т604, Т602, Т600 и Т601. Ко второй секции шин подключены потребители: Т606, Т605, Т600 и Т603. На каждой секции установлены измерительные трансформаторы ТН1 и ТН2, предназначенные для питания комплектов защит и приборов учета электроэнергии для каждой секции шин.

В схеме всех линий и присоединений установлены разъединители РНДЗ-35/1000, предназначенные для включения и отключения находящихся под напряжением обесточенных участков электрических цепей высокого напряже-

ния, а также заземления отключенных участков при помощи заземляющих ножей.

Схема ОРУ 35 кВ состоит из одной рабочей секционированной выключателем системы шин [3], секционирование осуществляется с помощью секционного масляного выключателя. Схема проста и наглядна, но не обеспечивает должную надежность питания, так как при коротком замыкании или выводе в ремонт выключателя требуется отключить потребителя.

Плюс этой схемы в том, что можно вывести одну из секций в ремонт, переведя нагрузку на другую систему шин [3]. По данной схеме при выводе в ремонт оперативные переключения в электроустановке сводятся к минимуму, так как количество операций минимально. Отсюда следует, что персонал меньше допускает ошибок при переключениях, что очень важно.

Схема РУ ОТЭЦ представлена на рисунке 3.

РУ ВН:

U_{НОМ}: 110 кВ

Схема РУ: Одна секционированная система шин (110-9), ОРУ.

Количество ячеек: 2 трансформаторные, 1 шиносоединительная.

Трансформатор напряжения установлен на 1СШ-110 кВ

РУ СН:

U_{НОМ}: 35 кВ

Схема РУ: Одна секционированная система шин (35-9), ОРУ.

Количество ячеек: 7 линейных, 6 трансформаторных, 1 шиносоединительная.

Трансформаторы напряжения установлены по одному на каждую секцию шин 35 кВ.

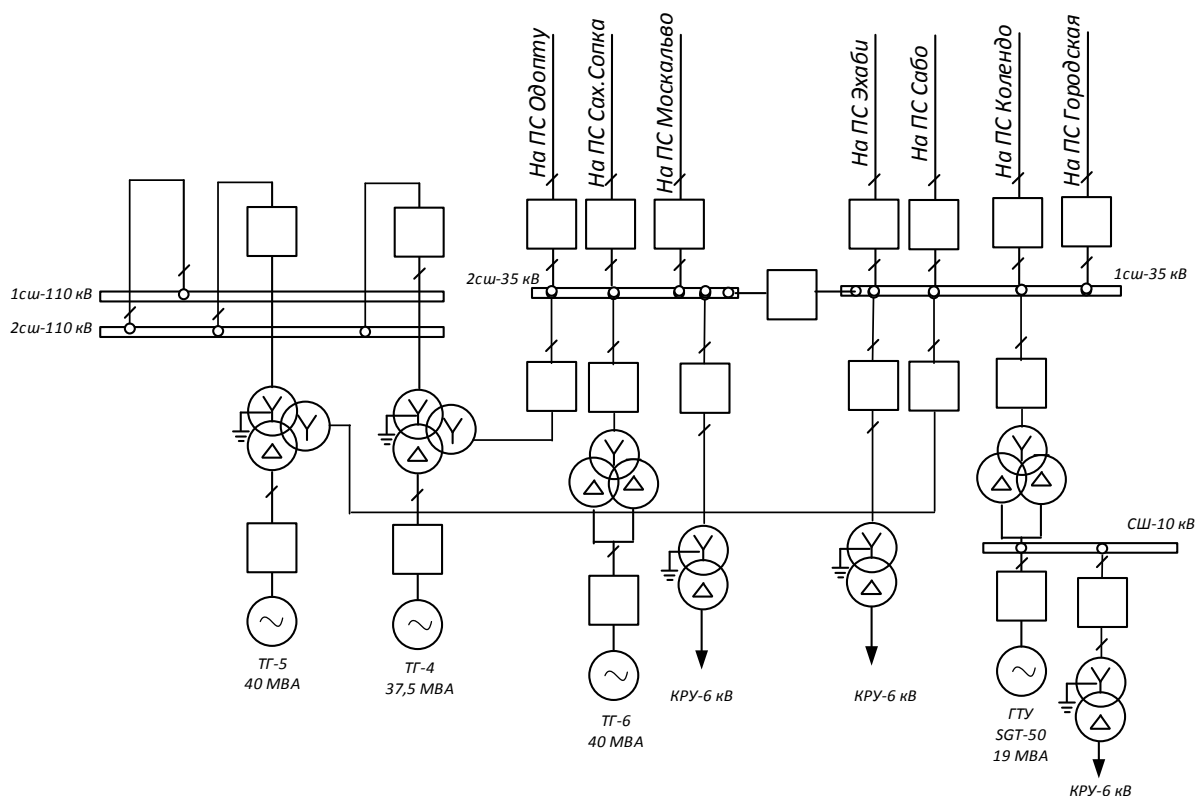


Рисунок 3 – РУ ОТЭЦ

Выключатели: установлены по 1 на каждое присоединение (отходящие линии, трансформаторы, генераторы, шиносоединительный выключатель).

Выдача мощности в сеть 35 кВ осуществляется по 7 ВЛ:

ВЛ-35 ОТЭЦ – Ю.Купол с отпайкой С.Купол

ВЛ-35 ОТЭЦ – Тунгор с отпайками Аэропорт, Г.Абунан

ВЛ-35 ОТЭЦ – Москальво с отпайками Лагури, Р.Марь, 28 км

ВЛ-35 ОТЭЦ – М.Озеро с отпайкой ГРУ

ВЛ-35 ОТЭЦ – В.Эхаби с отпайками Эхаби, С.Сопка, 2 площадь

ВЛ-35 ОТЭЦ – Колендо с отпайками Северная, БКНС

ВЛ-35 ОТЭЦ – Новгородская с отпайкой ГРУ

Таблица 5 Значения электрических нагрузок на ОРУ-35 кВ

Потребители 35кВ	Максимальная нагрузка по линиям за сутки	
	Ток (А)	Мощность (МВт)
Т-602 «Колендо»	75	4.8
Т-601 «Новгородская»	130	8,3
Т-600 «Одопту»	70	4
Т-603 «Сабо»	55	4.5
Т-604 «Эхаби»	45	2,9
Т-605 «Сахарная сопка»	100	6,4
Т-606 «Москальво»	10	0,6

2.3. Анализ режимов работы

Так как в летний период ОТЭЦ при выдаче мощности в систему работает по тепловому графику, необходимо провести анализ тепловых режимов работы станции. Основной задачей регулирования отпуска тепловой энергии в системах теплоснабжения является поддержание заданной температуры воздуха в отапливаемых помещениях при изменяющихся в течение отопительного периода внешних климатических условиях, а также заданной температуры горячей воды, поступающей в системы горячего водоснабжения, при изменяющемся в течение суток расходе этой воды.

Проектный температурный график по зоне теплоснабжения Охинской ЭЦ 130–70°С был выбран во время развития систем централизованного теплоснабжения и выбран для открытой системы теплоснабжения.

В отопительный период 2015 – 2016гг. отпуск тепловой энергии от Охинской ТЭЦ осуществляется по температурному графику 126 – 70°С, приведенному на рисунке 6, при расходе сетевой воды 12000 т/ч.

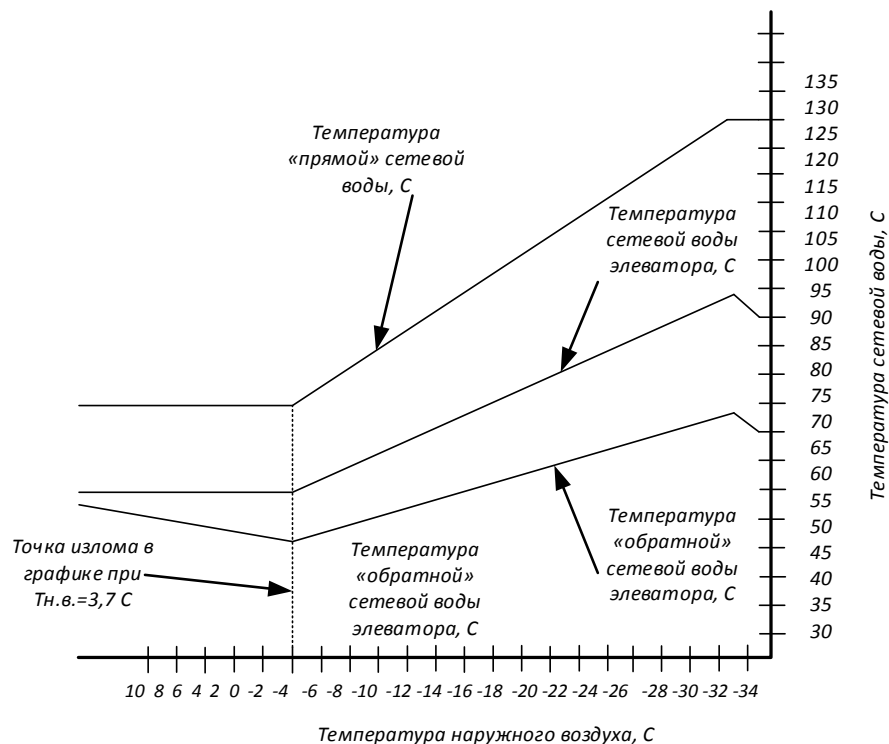


Рисунок 4 - Температурный график качественного регулирования отпуска т/э от ОТЭЦ

Сведения о сроках ввода в эксплуатацию и ресурсе основного оборудования приведены ниже в таблице 6.

Как видно из приведенных данных, по состоянию на сентябрь 2016г. турбоагрегаты Охинской ТЭЦ выработали свой ресурс более чем на 59 %, котлоагрегаты КП 1 – КП 3 – более чем на 42 %. Котлоагрегат КП 4 по состоянию на сентябрь 2013 г. выработал свой ресурс на 29,6 %.

Таблица 6 - Сроки ввода и ресурс основного оборудования

Станционный №	Наименование оборудования, тип	Год ввода	Парковый ресурс				Продление паркового ресурса				Наработка за 2016 год	Остаток в часах до назначенного ресурса, ч
			Наработка, час		Количество пусков		Назначенный ресурс на 01.01.17	Назначенное количество пусков на 01.01.17	Количество продлений	Наименование документа о продлении сроков эксплуатации		
			Норматив	Факт на 31.12.16	Норматив	Факт на 31.12.16						
Турбоагрегаты												
ТП 4	Паровая турбина ПТ-25/90-10	1969	220000	162270	600	306	220 000	600	0	-	6100	57730
ТП 5	Паровая турбина ПТ-25/30-8,8/1,0-1	2011	220000	186814	900	270	270 000	900	0	Согласно табл. 5.4 СТО 17230282.27.100.005-2008	6325	83186
ТП 5	Паровая турбина ПТ-25/30-8,8/1,0-1	2014	220000	156382	900	226	270 000	900	0	Согласно табл. 5.4 СТО 17230282.27.100.005-2008	5964	113618
ГТУ	ГТУ ASM-900LN	2016	220000	4376	900	15	270000	900	0	Согласно табл. 5.4 СТО 17230282.27.100.005-2009	4218	265624
Котлоагрегаты												
КП 1	БКЗ-420-140-7	1982	300000	171860	300/1400	252	300 000		0	-	5750	128140
КП 2	БКЗ-420-140-7	1983	300000	159951	300/1400	264	300 000		0	-	5903	140049
КП 3	БКЗ-420-140-7	1985	300000	145899	300/1400	225	300 000		0	-	5924	154101
КП 4	БКЗ-420-140-7	1994	300000	108769	300/1400	110	300 000		0	-	6214	191231
КП 5	Е-420-13,8-560 БТ	2016	300000	2293	300/1400	13	300 000		0		2266	297707

2.4. Анализ надежности схемы выдачи мощности

В данном разделе выполнен анализ и расчет надежности существующей и предлагаемой схем выдачи мощности ОТЭЦ с целью сравнения и выбора наилучшего варианта схемного решения.

Под надежностью электрической сети (или ее участка) понимается способность осуществлять передачу и распределение требуемого количества электроэнергии от источников к потребителям при повреждениях или нарушениях режима электроснабжения с нормативными уровнями напряжения и значениями качества, в соответствии с заданным графиком нагрузки [4].

Согласно [26] электрическая станция любого типа представляет собой совокупность энергетических установок, объединенных вспомогательными технологическими связями. Нарушение нормального функционирования любого из этих элементов приводит к тем или иным последствиям в работе всего комплекса в целом.

Принципиальная тепловая схема электростанции содержит основные и вспомогательные агрегаты и их коммутационные связи в соответствии с термодинамическими циклами энергетических установок. Примером сложной технической системы может служить хотя бы перечень основного оборудования только одного блока:[26]

- котел;
- паровая турбина;
- конденсационное устройство.;
- система регенераторного подогрева питательной воды;
- бойлерные установки, сетевые подогреватели;
- питательные, конденсатные, циркуляционные насосы;
- тягодутьевые вентиляторы и т.д.

В отличие от принципиальной тепловой схемы функциональная схема ТЭЦ содержит все основное и вспомогательное оборудование, арматуру,

байпасные линии, пусковые и аварийные системы. Полная схема и ее спецификация характеризует надежность и уровень технического совершенства ТЭЦ и предусматривают возможность ее работы во всех режимах, включая операции пуска и перехода с одного режима на другой.

В соответствии с [26] для расчета показателей надежности необходимо составить структурную блок-схему станции, в которой, в отличие от функциональной отражаются не физические, а логические связи между элементами. Структурные схемы могут быть любой сложности и позволяют определить количество и комбинацию элементов схемы, которые приводят к отказу всей системы. На рисунке 5 приведены принципиальная и структурная схема паротурбинного блока.

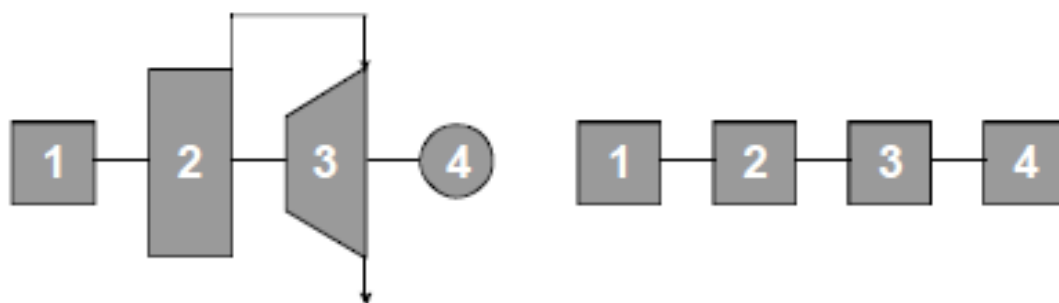


Рисунок 5 Принципиальная и структурная схема паротурбинного блока.

Определяется характером и содержанием решаемой задачи степень детализации структурной блок-схемы. В каждом блоке структурной схемы должны содержаться сведения о показателях надежности элемента схемы, который он представляет (параметр потока отказов, время восстановления, среднее время плановых ремонтов и др). Кроме этого, отчетливые сведения о последствиях необходимо представить, к которым может привести отказ этого элемента. Характеристики надежности каждого элемента должны быть взаимно единообразны, так как в дальнейшем расчете потребуется производить над ними конкретные операции. В действительности все оборудование электростанции по влиянию на надежность работы и выдачи мощности можно разделить на следующие группы:[26]

- к первой группе относят оборудование, отказ которого приводит к полному останову основного блока. Такими элементами являются котел, турбина, главные паропроводы, генератор, конденсационные установки.

- во вторую группу включают оборудование, отказ которого приводит к частичному ограничению электрической и тепловой мощности энергоблока. К этой группе относятся тягодутьевые машины, питательные и конденсатные насосы и др.

- в третью группу включают оборудование, отказ которого приводит к снижению экономичности выработки электрической и тепловой энергии (например, регенеративные и сетевые подогреватели и др)

Независимо производится расчет показателей каждой группы. Расчет структурной надежности станции включает в себя следующие этапы:

- представление схемы ТЭЦ в виде структурной схемы с необходимой степенью детализации;

- формирование исходных данных по надежности элементов структурных схем;

- расчет вероятностных характеристик изменения мощности производительности;

- расчет комплексных показателей надежности станции.

Под расчетной надежностью выдачи электрической и тепловой мощности будем понимать вероятность отпуска электрической энергии и вероятность отпуска тепла потребителям соответственно.

Для расчёта надёжности схем РУ удобно использовать таблично-логический метод, который предполагает поочерёдный учёт отказов элементов электроустановки с выявлением их последствий в нормальном и ремонтном состояниях. Элементами являются: присоединения (генераторы, трансформаторы, линии), выключатели, сборные шины. За расчётные элементы, для которых определяют показатели надёжности, принимают генерирующие присоединения, линии.

В соответствии с [5] исходными данными служат частота отказов, среднее время восстановления, частота и длительность плановых ремонтов элементов электроустановки.

Таблично - логический метод позволяет оценить надёжность схемы РУ также с учётом развития аварии, т.е. с необходимостью ликвидации системных последствий из-за отказа релейной защиты и автоматики.

Анализ надёжности будет произведен для существующего ОРУ ОТЭЦ, выполненной по схеме «Мостика» и для предлагаемого ОРУ, выполненного по схеме «3/2» или «полуторная».

Схема «мостика» - это схема с перемычкой между двумя блоками генератор- трансформатор- линия (ГТЛ). Перемычка позволяет сохранить в работе спаренный блок при отключении ЛЭП. Кроме того, в схеме «мостика» на четыре присоединения приходится только семь выключателей (рисунок 7).

Схема «3/2» выполняется с трёхрядным расположением выключателей в ячейке. Для четырех присоединений требуется пять ячеек. Причём с целью исключения одновременной потери двух спаренных блоков в случае отключения выключателей среднего ряда (Q2 и Q5) места подключений присоединений ЛЭП и спаренных блоков во второй ячейке меняем по сравнению с первой ячейкой (рисунок 8)

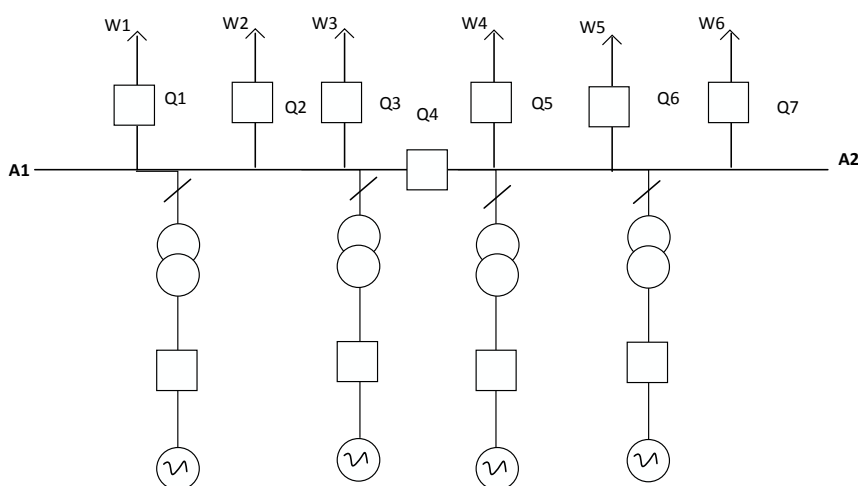


Рисунок 7 - Схема «мостика»

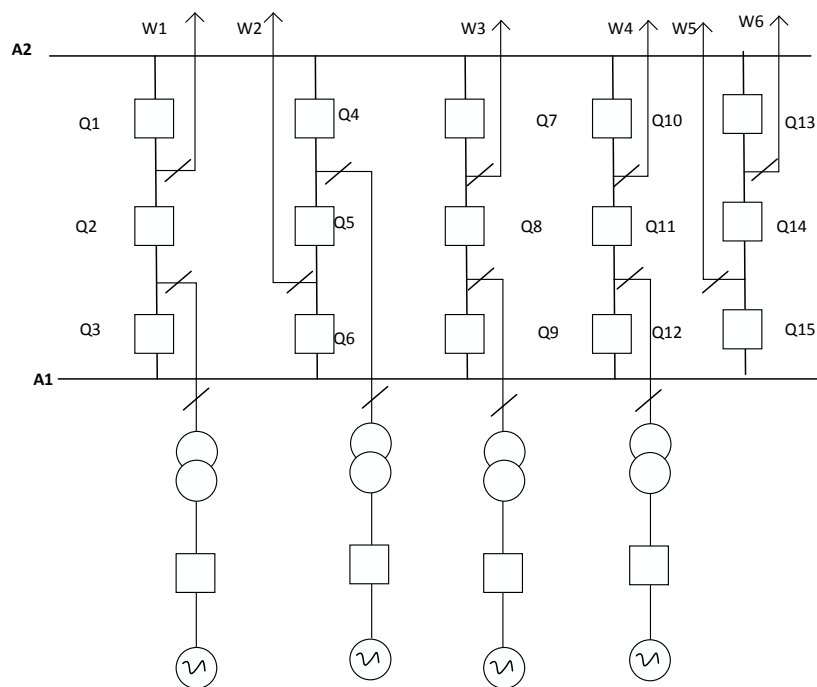


Рисунок 8 - «Полуторная» схема

Составляем таблицы расчётных связей. В состав учитываемых элементов вертикального ряда таблицы включаем: выключатели, линии и сборные шины. Во всех вариантах схем в блоках стоят генераторные схемы.

Для заполнения второго вертикального ряда таблицы найдём параметр потока отказов учитываемых элементов.

Справочные значения показателей надёжности элементов сводим в таблицу 6.[6]

Таблица 6 Показатели надёжности элементов

Элементы	w , 1/год	T_B , ч	μ , 1/год	T_P , ч
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
Линии 35 кВ	0.90 на 100мм	9	2,1	16
Выключатели масля- ные 35 кВ	0.01	30	0,14	23
Выключатели вакуум- ные 35 кВ	0.02	40	0.2	29
Трансформаторы с ВН=35кВ	0.012	70	0,75	26

Продолжение таблицы 6				
1	2	3	4	5
Сборные шины 35 кВ на одно присоединение	0.02	7	0.166	4

Расчёт показателей надёжности для схемы «мостика»

Число операций выключателями Q1 и Q3

$$N_{оп} = 2\mu_{ш} + 4\mu_{т} + 2\mu_{л} + w_{л} \cdot 0.992 = 2 \cdot 0.166 \cdot 2 + 8 \cdot 1 + 2 \cdot 10 + 1 \cdot 0.992 = 0.668 + 28 + 0.992 = 29.6$$

Для выключателя Q2

$$N_{оп} = 4\mu_{ш} + 16\mu_{т} = 4(0.167 \cdot 2) + 16 \cdot 1 = 17$$

Общее число операций выключателями 35 кВ

$$N_{оп} = 2 \cdot 29.66 + 17 = 76$$

Найдём параметры потока отказов выключателей $w_{в, соб}$

для Q1 и Q3

$$w_{в, соб} = 0.028 + 0.0025 \cdot 29.66 = 0.1$$

для Q2

$$w_{в, соб} = 0.028 + 0.0025 \cdot 17 = 0.07$$

Составляем горизонтальный ряд ремонтных режимов.

Вероятность ремонтов выключателей РУ-35 кВ по формуле

$$q_j = (wT_B + \mu T_P) / 8760 \quad (1)$$

где w – параметр потока отказов выключателей, 1/год

T_B – время восстановления, ч

μ - частота плановых ремонтов, 1/год

T_p - время одного планового ремонта, ч

Найдём q^p

$$q^p = \frac{0.1 \cdot 160 + 0.33 \cdot 450}{8760} = 0.0187 \approx 0.02 ,$$

Определяем вероятность нормального состояния схемы

$$q_0 = 1 - 3 \cdot 0.02 = 0.94$$

Фиксируем в таблице 15 аварийные ситуации, приводящие к снижению генерирующей мощность: записываем в соответствующей графе таблицы теряемую генерирующую мощность P_T и среднюю длительность аварии T_{ij} (среднее время восстановления нормальной работы генератора после аварии).

Среднюю частоту аварии, вызванной отказом i -го элемента при j -м состоянии схемы, определяем перемножением соответствующих показателей горизонтального w_i и вертикального q_j рядов

$$w_{ij} = w_i \cdot q_j \quad (2)$$

Найдём значения $\sum w_{ij} \cdot T_{ij}$ для левого и правого столбца каждого режима по таблице 15

$$\Delta P_T = 25 \text{ МВт} (2 \cdot 0.1 \cdot 160 + 2 \cdot 1 \cdot 10) 0.94 = 78.88 \text{ ч/год}$$

$$\Delta P_T = 50 \text{ МВт} (2 \cdot 1.5 \cdot 0.1 + 2 \cdot 0.03 \cdot 73.5) 0.94 + (2 \cdot 0.1 \cdot 141 + 2 \cdot 0.07 \cdot 141 + 10 \cdot 1 \cdot 2 + 4 \cdot 0.03 \cdot 73.5) 0.02 = 6 \text{ ч/год}$$

с развитием аварии

$$0.005 \sum w_{ij} \cdot T_{ij} = 2 \cdot 1.5 \cdot 0.94 \cdot 0.005 = 0.014 \text{ т/год}$$

$$\Delta P_r = 100 \text{ МВт} \quad 0.07 \cdot 1.5 \cdot 0.94 + (2 \cdot 0.07 \cdot 1.5 + 0.1 \cdot 141 \cdot 2 + 2 \cdot 10 + 2 \cdot 73.5 \cdot 0.03) 0.02 + 0.005(0.1 \cdot 2 \cdot 0.94 + 2 \cdot 1.5 \cdot 0.03 \cdot 0.94 + 0.03 \cdot 1.5 \cdot 0.02 \cdot 2) \\ = 1.16 \text{ ч/год}$$

Вычисляем среднегодовой недоотпуск электроэнергии в систему

$$\Delta W_{\Gamma} = \frac{T_{\text{уст}} \cdot \sum \Delta P_r \cdot W_{ij} \cdot T_{ij}}{8760} \quad (3)$$

$$\Delta W_{\Gamma} = \frac{7000 \cdot 25 \cdot 10^3 \cdot 48,88}{8760} = 976,4 \cdot 10^3 \text{ кВтч/год}$$

$$\Delta W_{\Gamma} = \frac{7000 \cdot 50 \cdot 10^3 \cdot 6}{8760} = 239,7 \cdot 10^3 \text{ кВтч/год}$$

$$\Delta W_{\Gamma} = \frac{7000 \cdot 100 \cdot 10^3 \cdot 1,16}{8760} = 92,7 \cdot 10^3 \text{ кВтч/год}$$

Используя полученные значения показателей надежности, определяем ущерб по выражению

$$Y_c = y_{\text{ус}} \Delta W_{\Gamma \Sigma} \quad (4)$$

$$Y_c = 0,15 \cdot 10^{-3} (976,4 + 239,7 + 92,7) \cdot 10^3 = 196,32 \text{ тыс.руб / год}$$

Аналогичный расчёт проведем для предложенного варианта схемы «3/2». Таблицы расчётных связей вариантов схем РУ приводятся ниже.

Расчёт показателей надёжности для схемы «3/2»

Число операций выключателями Q1 и Q4

$$N_{\text{оп}} = 2\mu_{\text{ш}} + 4\mu_{\text{л}} + 3 w_{\text{л}} (1 - a_{\text{В, авт}});$$

$$N_{\text{оп}} = 2 \cdot 2 \cdot 0.166 + 4 \cdot 10 + 3 \cdot 1 \cdot 0.992 = 43.5$$

Число операций выключателями Q2 и Q5

$$N_{\text{оп}} = 4(\mu_{\text{л}} + \mu_{\text{т}}) + 3 w_{\text{л}} (1 - a_{\text{В, авт}})$$

$$N_{\text{оп}} = 4(10 + 1) + 3 \cdot 1 \cdot 0.992 = 47$$

Число операций выключателями Q3 и Q6

$$N_{\text{оп}} = 2\mu_{\text{ш}} + 8\mu_{\text{т}};$$

$$N_{\text{оп}} = 2(2 \cdot 0.167) + 8 \cdot 1 = 8.668$$

Всего число операций выключателями ОРУ- 35 кВ равно

$$2(43.5 + 47 + 8.668) = 99.2 \cdot 2 = 198.4$$

Найдём параметр потока отказов выключателей:

$$w_{\text{в, соб}} = 0.028 + 0.0025N_{\text{оп}}$$

$$\text{Q1 и Q4} \quad w_{\text{в, соб}} = 0.028 + 0.0025 \cdot 43.5 = 0.137$$

$$\text{Q2 и Q5} \quad w_{\text{в, соб}} = 0.028 + 0.0025 \cdot 47 = 0.145$$

$$\text{Q3 и Q6} \quad w_{\text{в, соб}} = 0.028 + 0.0025 \cdot 8.7 = 0.05$$

Для выключателей Q1, Q2, Q3, Q4 примем среднее значение $w_{\text{в, соб}} = 0.14$.

Найдём вероятность нахождения схемы в ремонтном режиме

$$q^p = \frac{0.1 \cdot 160 + 0.33 \cdot 450}{8760} = 0.0187 \approx 0.02 ,$$

Вероятность нормального режима схемы

$$q_0 = 1 - 6 \cdot 0.02 = 0.88$$

В таблице 7 определяем суммарные длительности аварийных ситуаций

$$\sum w_i \cdot q_j \cdot T_{ij} = \sum w_{ij} \cdot T_{ij} \quad (5)$$

$$\sum w_{ij} \cdot T_{ij} = 2 \cdot 0,14 \cdot 1,5 \cdot 0,88 + 2 \cdot 1 \cdot 10 \cdot 0,88 + 4 \cdot 0,14 \cdot 141 \cdot 0,020 + 2 \cdot 0,14 \cdot 1,5 \cdot 0,020 + \\ + 8 \cdot 10 \cdot 1 \cdot 0,020 + 2 \cdot 73,5 \cdot 0,02 \cdot 0,020 = 21,2 \text{ ч/год}$$

$$\Delta P_r = 50 \text{ МВт}$$

$$\sum w_{ij} \cdot T_{ij} = (2 \cdot 1,5 \cdot 0,05 + 2 \cdot 1,5 \cdot 0,14)0,88 + (0,14 \cdot 1,5 \cdot 8 + 0,05 \cdot 1,5 \cdot 8 + \\ 0,14 \cdot 141 \cdot 6 + 0,05 \cdot 141 \cdot 2)0,02 + (6 \cdot 1,5 \cdot 1 + 2 \cdot 0,02 \cdot 73,5) 0,02 = 3,44 \\ \text{ч/год}$$

$$\Delta P_r = 100 \text{ МВт}$$

$$\sum w_{ij} \cdot T_{ij} = 0,14 \cdot 1,5 \cdot 2 \cdot 0,02 = 0,424 \text{ ч/год}$$

По правым столбикам

$$\Delta P_r = 50 \text{ МВт}$$

$$0,005 \sum w_{ij} \cdot T_{ij} = [(2 \cdot 0,14 \cdot 1,5 + 2 \cdot 1,5 + 2 \cdot 1,5 \cdot 0,02)0,88 + 0,02(0,14 \cdot 1,5 \cdot \\ 4 + 1 \cdot 1,5 \cdot 6 + 1,5 \cdot 0,02 \cdot 6)]0,005 = 0,016 \text{ ч/год}$$

$$\Delta P_r = 100 \text{ МВт}$$

$$0,005 \sum w_{ij} \cdot T_{ij} = (1,5 \cdot 0,14 \cdot 6 + 1,5 \cdot 4) \cdot 0,02 \cdot 0,005 = 0,00016 \text{ ч/год}$$

Определяем среднегодовой недоотпуск электроэнергии в систему

$$\Delta W_{\Gamma} = \frac{7000 \cdot 25 \cdot 10^3 \cdot 21,2}{8760} = 423,5 \cdot 10^3 \text{ кВтч/год}$$

$$\Delta W_{\Gamma} = \frac{7000 \cdot 50 \cdot 10^3 \cdot (3,44 + 0,016)}{8760} = 138,1 \cdot 10^3 \text{ кВтч/год}$$

$$\Delta W_{\Gamma} = \frac{7000 \cdot 100 \cdot 10^3 \cdot (0,424 + 0,00016)}{8760} = 33,9 \cdot 10^3 \text{ кВтч/год}$$

Рассчитываем ущерб от ненадёжности схемы.

$$Y_c = 0.15 \cdot 10^{-3} (423,5 + 138.1 + 33,9) \cdot 10^3 = 89,3 \text{ тыс. руб/ год}$$

Таблица 7 – Расчётные связи схемы «мостик»

Элементы, <i>i</i>	w_i , 1/год	Нормальный режим		Ремонт Q1, W1	Ремонт Q2	Ремонт Q3, W2
		$q_0 = 0.904$	$q_1 = 0.02$			
Q1	0.1	50/Топ + Тп, 25/ Твл	100/Топ + Тп		50/Т ₁	100/Т ₁
Q2	0.7	100/Топ + Тп		100/Топ + Тп, 50/ Твл		100/Топ + Тп, 100/ Твл
Q3	0.1	50/Топ + Тп, 25/ Твл	100/Топ + Тп	100/Т ₁	50/Т ₁	
W1	1	25/ Твл	50/Топ + Тп		50/ Твл	100/ Твл
W2	1	25/ Твл	50/Топ + Тп	100/ Твл	50/ Твл	
A1	0.03	50/ Твл + Тп	100/ Твл + Тп	50/ Твл + Тп	100/Топ + Тп	100/ Твл + Тп
A2	0.03	50/ Твл + Тп	100/ Твл + Тп	100/ Твл + Тп	50/ Твл + Тп	50/ Твл + Тп

Таблица 8 - Расчётные связи схемы «3/2»

Элементы, i	w _i , 1/го д	Теряемая мощность и продолжительность аварийной ситуации													
		Нормальный режим q ₀ = 0.908	Ремонт Q1 q ₁ =0.02	Ремонт Q2 q ₂ =0.02	Ремонт Q3 q ₃ =0.02	Ремонт Q4 q ₄ =0.02	Ремонт Q5 q ₅ = 0.02	Ремонт Q6 q ₆ = 0.02							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Q1	0.14	$\frac{25}{1,5}$	$\frac{50}{1,5}$			$\frac{25}{141}$	$\frac{50}{1,5}$	$\frac{50}{1,5}$	$\frac{100}{1,5}$	$\frac{50}{1,5}$	$\frac{100}{1,5}$	$\frac{50}{141}$	$\frac{100}{1,5}$	$\frac{25}{1,5}$	
Q2	0.14	$\frac{50}{1,5}$		$\frac{50}{1,5}, \frac{25}{141}$				$\frac{50}{141}$		$\frac{50}{141}$				$\frac{50}{1,5}$	
Q3	0.05	$\frac{50}{1,5}$		$\frac{50}{1,5}$	$\frac{100}{1,5}$	$\frac{50}{141}$				$\frac{50}{1,5}$		$\frac{50}{1,5}$	$\frac{100}{1,5}$	$\frac{50}{1,5}$	$\frac{100}{1,5}$
Q4	0.14	$\frac{25}{1,5}$	$\frac{50}{1,5}$	$\frac{50}{1,5}$	$\frac{100}{1,5}$	$\frac{50}{141}$	$\frac{100}{1,5}$	$\frac{25}{1,5}$	$\frac{50}{1,5}$			$\frac{25}{141}$	$\frac{50}{1,5}$	$\frac{50}{1,5}$	$\frac{100}{1,5}$
Q5	0.14	$\frac{50}{1,5}$		$\frac{50}{141}$		$\frac{100}{1,5}$		$\frac{50}{1,5}$		$\frac{50}{1,5}, \frac{25}{141}$				$\frac{50}{141}$	

Продолжение таблицы 8

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Q6	0.05	$\frac{50}{1,5}$	$\frac{50}{1,5}$		$\frac{50}{1,5}$		$\frac{50}{1,5}$	$\frac{100}{1,5}$	$\frac{50}{1,5}$	$\frac{100}{1,5}$	$\frac{50}{1,5}$	$\frac{100}{1,5}$	$\frac{50}{141}$			
W1	1	$\frac{25}{1,5}$	$\frac{25}{1,5}$	$\frac{50}{1,5}$	$\frac{25}{1,5}$	$\frac{50}{1,5}$	$\frac{25}{10}$	$\frac{50}{1,5}$	$\frac{50}{1,5}, \frac{25}{10}$		$\frac{50}{1,5}$		$\frac{50}{1,5}$	$\frac{100}{1,5}$	$\frac{25}{10}$	$\frac{50}{1,5}$
W2	1	$\frac{25}{1,5}$	$\frac{25}{1,5}$	$\frac{50}{1,5}$	$\frac{50}{1,5}$		$\frac{50}{1,5}$	$\frac{100}{1,5}$	$\frac{25}{10}$	$\frac{50}{1,5}$	$\frac{25}{10}$	$\frac{50}{1,5}$	$\frac{25}{10}$	$\frac{50}{1,5}$	$\frac{50}{1,5}, \frac{25}{10}$	
A1	0.02			$\frac{50}{1,5}$		$\frac{50}{1,5}$	$\frac{50}{73,5}$			$\frac{50}{1,5}$		$\frac{50}{1,5}$	$\frac{25}{73,5}$	$\frac{50}{1,5}$		$\frac{50}{1,5}$
A2	0.02			$\frac{50}{1,5}$		$\frac{50}{1,5}$	$\frac{25}{73,5}$	$\frac{50}{1,5}$		$\frac{50}{1,5}$		$\frac{50}{1,5}$	$\frac{50}{73,5}$			$\frac{25}{1,5}$

Таблица 9– показатели надёжности для вариантов схемы РУ 35 кВ

Показатели Эл. схем	Схема «3/2»	Схема «мостика»
Число операций выключателями, 1год	198	76
Надоотпуск $\Delta W_{r2} \cdot 10^3$ кВт ч/год	423,5	976,4
Надоотпуск $\Delta W_{r2} \cdot 10^3$ кВт ч/год	138,1	239,7
Надоотпуск $\Delta W_{r2} \cdot 10^3$ кВт ч/год	33,9	927
Системный ущерб $У_c$, тыс. тенге/год	89,3	196,32

2.5 Вывод

В результате проведенного анализа надежности существующей схемы выдачи мощности ОТЭЦ и предлагаемой был сделан вывод, что схема «мостика» имеет наименьшее число выключателей, поэтому и наименьшее число операций выключателями. Но в этой схеме значительно больший недоотпуск энергии в систему, в два раза больший. Следовательно, схема «мостика» не может обеспечить надёжную схему.

В результате анализа сроков ввода и ресурса основного оборудования ОТЭЦ, а также надежности схемы выдачи мощности станции, можно сделать вывод об актуальности темы диссертации, о необходимости реконструкции ОРУ-35 с переводом на более надёжную схему.

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.

Принципы составления вариантов схем конфигурации электрической сети [10]:

- 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 уравнительных 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 разработке вариантов повышения надёжности 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 надёжность и устойчивость.

Вариант № 1.

Для повышения надёжности выдачи мощности ОТЭЦ и надёжности функционирования ЭЭС предлагается реконструкция ОРУ-35 ОТЭЦ с заменой масляных выключателей 35 кВ на современные элегазовые

На Охинской ТЭЦ на ОРУ-35 кВ установлены 15 выключателей 35 кВ, из только четыре элегазовые ВГБЭ-35, остальные масляные. Преимущества элегазовых выключателей перед другими описаны в главе 3.

Для реализации варианта № 1 потребуется:

- демонтаж трансформаторных и масляных выключателей в количестве 11 штук и монтаж вакуумных;
- расширение ОРУ-35 ПС Колендо и ПС Москальво на две линейные ячейки;

Вариант №2.

Для повышения надежности выдачи мощности ОТЭЦ и функционирования ЭЭС предлагается реконструкция ОРУ-35 ОТЭЦ с заменой распределительного устройства на КРУЭ-35

Преимуществом КРУЭ-35 кВ перед ОРУ-35, а также назначение и достоинства коммутационных аппаратов «реклоузеров» описаны в главе 3.

Для реализации варианта № 2 потребуется:

- демонтаж ОРУ-35 кВ, монтаж КРУЭ-35 кВ

В таблицу 14 сведем данные по двум рассматриваемым вариантам, а именно число выключателей 35 кВ и длину новых ЛЭП.

Таблица 14– 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 15 базисные показатели стоимости ПС и ВЛ, для рассматриваемого варианта [11].

Таблица 15– 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:

$$I_{ам1} = \frac{K_{лэн1}}{T_{сл.вл}} + \frac{13K_{в35}}{T_{сл.в}} = \frac{418000}{50} + \frac{2600}{20} = 8494 \text{ тыс.руб.},$$

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

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 16

Таблица 16– 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.

3.4 Вывод

На основании технико-экономического сравнения для дальнейшего проектирования выбираем вариант 2, так как затраты на его реализацию меньше.

4 ХАРАКТЕРИСТИКА ИННОВАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Сегодня активное применения инновационных технологий имеет большое значение для социума. Современное общество должно быть постоянно готово к внедрению и широкому применению новых идей, проектов и программ.[13].

Самым масштабном направлением в современной энергетике стали умные сети. Смысл «Smart Grid» в том, чтобы сделать «интеллектуальными» генерацию, передачу и распределение электрической энергии, обеспечить электрические сети умными средствами диагностики, электронными системами управления, алгоритмами, техническими устройствами типа ограничителей токов короткого замыкания сверхпроводящих линий и многим-многим другим, что есть сегодня в науке и технике. Это даст кратное – в разы уменьшение потерь при передаче электрической энергии от генератора к потребителю, многократное увеличение надежности энергоснабжения, дает возможность эффективно перераспределять энергетические потоки и снизить пиковые нагрузки.

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

4.1 КРУЭ

При принятии решения о реконструкции распределительного устройства есть смысл рассмотреть вопрос о переходе с открытого распределительного устройства 35 кВ на современные закрытого типа КРУЭ.

Однозначно, стоимость оборудования КРУЭ выше, чем подстанции с воздуш.изоляцией, из-за герметич.металлического корпуса, общих затрат за весь срок службы и высокотехнологичной заводской сборки. Установка КРУЭ выйдет дешевле, чем подстанции с воздушной изоляцией. Затраты

по размещению для КРУЭ будут значительно ниже чем для подстанции с воздуш.изоляцией из-за гораздо меньших площадей, нужных для КРУЭ.

Анализа преимуществ и недостатков КРУЭ и ОРУ приведен в таблице 10

Таблица 10 Сравнительный анализ КРУЭ и ОРУ

Тип РУ	Достоинства	Недостатки
1	2	3
ОРУ	<u>Монтаж, эксплуатация:</u> -меньший объем строительных работ; -меньшая стоимость; -исполь-е электрических устройств больших размеров; -возможность расширения и модернизации; -возможность визуального наблюдения всех аппаратов	<u>География применения:</u> - затруднение использования в больших городах из-за плотности городской застройки,; - неблагоприятное воздействие окружающей среды на изоляцию (осадки, пыль, выбросы в атмосферу); -низкая сейсмостойкость <u>Монтаж, эксплуатация:</u> -незащищен-сть от проникновения животных; -высок.уровень шума; -большая вероятность отказов работы оборудования; -высокие эксплуатац. расходы
КРУЭ	<u>География применения:</u> - в больш.городах из-за нехватки места,; - для промышленных пред-	Высок. стоимость (в 2-3 раза выше ОРУ) Ответственные требования к монтажу

	<p>приятий из-за значит.атмосферных осадков;</p> <ul style="list-style-type: none"> -районы вечной мерзлоты; -морские районы; - районы с повышенной сейсмичностью; - районы с повышенной загрязнен-ю атмосферы (пыль, выбросы в атмосферу, карьеры) <p><u>Монтаж, эксплуатация:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> -простота монтажа; -высокая скорость подготовки площадки обслуж-я; -низкие эксплуатационные расходы; -разнообразие компоновочных решений; -низкий уровень шума; -защита от проникновения животных; -безопас-ть для обслуживающего персонала; -высокая надежность; -большой срок службы 	
--	--	--

4.2 Коммутационные аппараты

В электроустан-х применяется несколько типов высоковольтных выключателей – воздушные, масляные, вакуумные и элегазовые.

Выключатели – это важнейший элемент оборудования распределительных устройств станций и подстанций, так как данный коммутационный аппарат осуществляет включение и отключение участков электрической сети под рабочим током нагрузки, а в случае возникновения аварийных режимов – очень большие токи, токи короткого замыкания.

Проблема замены устаревших аппаратов в РФ стоит особенно остро. По степени оснащённости современными выключателями российские энергосистемы отстают от зарубежных примерно на 30 лет. Причем 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.

Самым важным критерием выключателя является механическая прочность. Чем проще конструкция, тем выше механическая прочность выключателя. Рассмотрев три типа коммутационных аппаратов, то можно сделать вывод, что 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. По крайней мере, возможные нюансы, возникающие при эксплуатации в течение гарантийного срока обслуживания, устраняются представителями завода-изготовителя.

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

В таблице 11 приведен сравнительный анализ технических характеристик выключателей [13].

Таблица 11 Технические характеристики выключателей

Техническая характеристика	Выключатели		
	С-35 масляный	ВГБЭ-35 элегазовый	ВВУ-35 вакуумный
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 термич.стойкости $t=3$ сек, кА	10	12,5	25
Собствен.время отключения, сек	0,05	0,04	0,06
Полно.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

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.

4.3 Средства автоматики и измерений

Традиционные электромагнит. трансформаторы тока и напряжения используются в энергетике уже достаточно долгое время, претерпев множество различных конструктив. изменений. Тем не менее, они не избавились от ряда недостатков, которые вытекают из самой электромагнитной природы данных трансформаторов тока: явления резонанса, гистерезиса, насыщения и остаточного намагничивания. Конструктивные особенности электромагнитных ТТ и ТН приводят к тому, что они сами могут являться источниками взрывов и пожаров, наносящих существенный ущерб энергетическим объектам.

На Охинской ТЭЦ установлены трансформаторы тока ТВ-35, встроенные в выключатели С-35 и трансформаторы напряжения НАМИ-35. Одними из основных составляющих коммерческих потерь электроэнергии являются погрешности измерений электроэнергии в нормальных условиях работы измерительного комплекса, определяемые классами точности трансформатора тока, трансформатора напряжения и счетчика электроэнергии (допустимые метрологические потери электроэнергии). Традиционные электромагнитные ТТ и ТН не удовлетворяют современным требованиям, предъявляемым к современным системам учета и измерения.

Как сказано в [39], именно эти недостатки всегда являлись стимулом к разработке новых высоковольт. преобразователей, основанных на совершенно иных принципах работы. Самым перспективн. направлением является использование различных электро- и магнитооптических эффектов для измерения токов. Для практики наиболее интересен эффект Фарадея.

Именно в основе применения данного эффекта заключается принцип действия оптических трансформаторов тока (в дальнейшем ОТТ) [15]

Для обоснования использования любого современного оборудования необходимо конкретно выделить все его преимущества и недостатки по сравнению с традиционн.решениями. Однозначно, главным недостатком оптическ.измерительных трансформаторов на сегодняшний день является их очень высокая стоимость, поэтому они должны обладать весомыми преимуществами по сравнению с электромагнитными измерительными трансформаторами для целесообразности установки.

Для большей наглядности в таблицах 22 -24 приведены сравнения метрологич-х и эксплуатационных характеристик традиционных и волоконно-оптических измерительных трансформаторов тока и напряжения.

Таблица 12 – Сравнение метрологических характеристик традиционных и оптических измерительных трансформаторов тока

Параметр / тип	ТВ-35 Традиционные	ТТЭО-35 Оптические
1	2	3
Номинальный первич. ток, А	300 - 3000	400 - 40000
Номинальный вторич. ток, А	5	1
Класс точности	0,2	Аналоговый выход: 0,2S/5P; Цифровой выход: 0,1S/5PTE
Динамич.диапазон, в кото- ром сохраняется класс точ- ности.	(1% - 120%) Ином.	(0,2% - 200%) Ином.
Частотный диапазон	50	Цифровой выход: 0-9000 Гц Аналоговый выход: 0- 5000 Гц

Продолжение таблицы 12		
1	2	3
Погрешности трансформатор-в, связанные с изменением первичного тока и нелинейностью характеристики.	($I_{раб} < 20\% I_{ном}$)	(0,2% - 200%) $I_{ном}$.
Погрешности, связанные с характеристиками вторичных нагрузок трансформаторов и вторичных цепей тока.	0,25%	0%

Таблица 13 – Сравнение эксплуатационн. характеристик традиционных и оптических измерительных трансформаторов тока.

Показатели	Традиционные	Оптические
1	2	3
1. Надежность	Измерительные трансформаторы являются одним из наиболее проблемн. устройств высоковольтных подстанций.	Отсутствие активных электронных компонентов в высоковольтных датчиках тока сводит к минимуму вероятность выхода оборудования из строя.
2. Безопасность, взрыво- и пожаробезопасность	При размыкании вторичной цепи ТТ на выводах трансформатора могут генерироваться напряжения, значительно превышающие номиналь. значения.	Заполненная азотом изоляционная колонна комбинирован. трансформатора безопасна для персонала и размещенного рядом оборудования.
	Маслонаполн трансформаторы относят к категории наиболее опасного оборудования из-за большого количества масла, находящегося в	Конструкция ТТ имеет сплошной тип изолятора не содержащего масла и газа.

	контакте с высоковольтными элементами.	
3. Условия эксплуатации	Диапазон рабочих температур от -60 до +50 °С	Диапазон рабочих температур от -60°С до +60°С .
4. Обслуживание в период эксплуатации	а) Периодическ. контроль уровня и температуры масла, газосодержания и влагосодержания.	а) Отсутствие масла и элегаза позволяет избежать сложных процедур обслуживания.
	Проверка отсутствия течей. Контроль состояния системы охлаждения. б) Проверка диэлектрич. потерь и исследование проб масла в) Взятие проб масла для проведения газохроматографического анализа и оценки его состояния.	б) Встроенная самодиагностика позволяет локально следить за состоянием и режимами работы трансфор-в, а также спрогнозировать время возмож.отказа.

Таблица 14 – Сравнение метрологических характеристик традиционных и оптических измерительных трансформаторов напряжения.

Характеристика	НАМИ-35 Традиционные	ТНЭО-35 Оптические
Наибольш. измеряемое напряжение	126 % от номинального	190% от номинального
Номинальн. вторичное напряжение	$100\sqrt{3}$	$100\sqrt{3}$
Класс точности	0,2-3	Аналоговый выход: 0,2S/5P; Цифровой выход: 0,1S/5PTE
Частотный диапазон, Гц	50	Цифровой выход: 15-25000 Аналоговый выход: 15-5000

Продолжение таблицы 24		
1	2	3
Температурн. диапазон, С°	-60...+40	-50..+60
Потребляемая мощность, Вт	≤100	1200

4.4 Оценка надежности принятого варианта

В данном разделе будет проведена оценка надежности РУ-35 кВ типа КРУЭ.

Как описывалось в разделе 2.4, наиболее эффективной и надежной оказалась схема выдачи мощности ОТЭЦ «3/2» или «полуторная». Для нее и проведем расчет показателей надежности, используя логико-вероятностный метод.

Данный метод, в котором структурная модель системы описывается средством математической логики, а количественная оценка надежности производится с помощью теории вероятностей называется логико-вероятностным (ЛВМ).[4]

Согласно [4] логико-вероятностный метод является теоретической основой технологии автоматизированного структурно-логического моделирования является общий логико-вероятностный метод (ЛВМ) моделирования и расчета надежности, живучести и безопасности структурно и качественно сложных системных объектов и процессов. В ЛВМ расчета надежности, аппарат математической логики используется для первичного графического и аналитического описания условий реализации функций отдельными и группами элементов в проектируемой системе, а методы теории вероятностей и комбинаторики применяются для количественной оценки безотказности и/или опасности функционирования проектируемой системы в целом. Как сказано в [4], для использования ОЛВМ должны задаваться специальные структурные схемы функциональной целостности исследуемых систем, логические критерии их функционирования, вероятностные и другие параметры элементов.

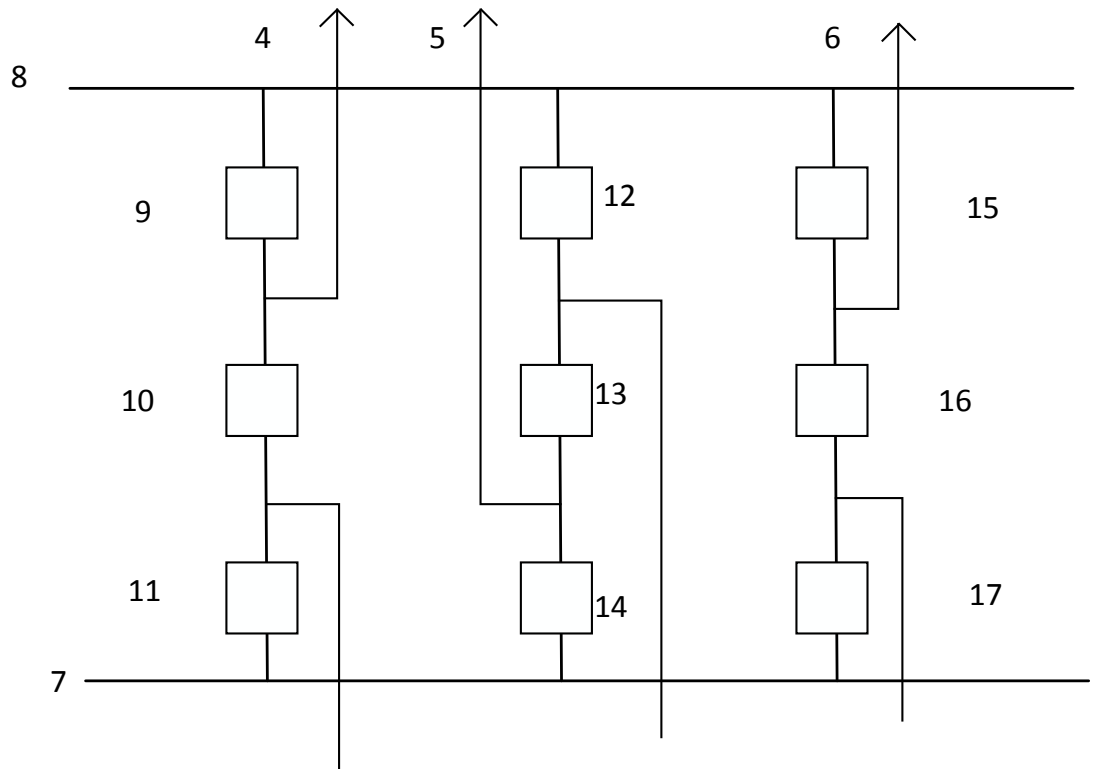
Число характерных задач, решаемых ЛВМ, как пишут в [4], включает в себя: определение пропускной способности переключателей, обоснование установки коммутационных аппаратов, выбор рационального варианта схемы системы.

Множество возможных состояний системы можно описать с помощью алгебры логики. Логическая связь между элементами системы выражается знаками конъюнкции \wedge (И, \times (умножить)) и дизъюнкции (ИЛИ, $+$ (сложить)).

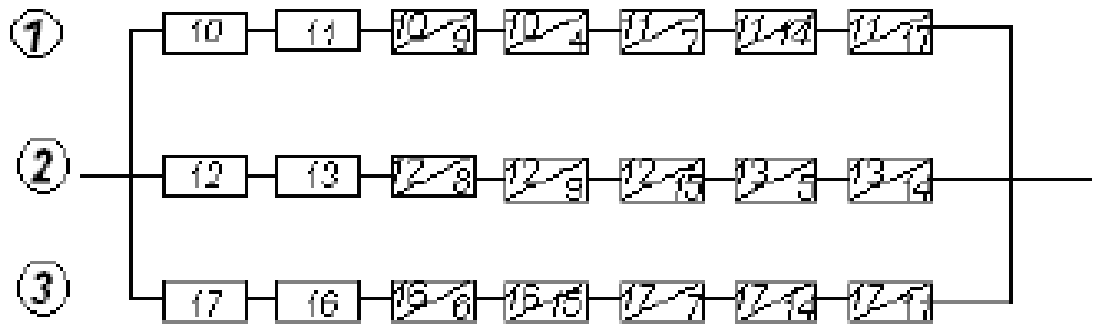
Каждый элемент может находиться в двух состояниях: работоспособном (1) и неработоспособном (0).

В [4] отмечено, что логико-вероятностный метод иногда называют методом деревьев событий. Он заключается в описании схемы функцией алгебры логики, выражающей функцию отказа системы или работоспособности).[4]

Определить вероятность отказа схемы РУ-35 кВ относительно генераторного блока и вероятность отказа при полном погашении РУ-35 кВ. Схема РУ-35 кВ приведена на рис.10



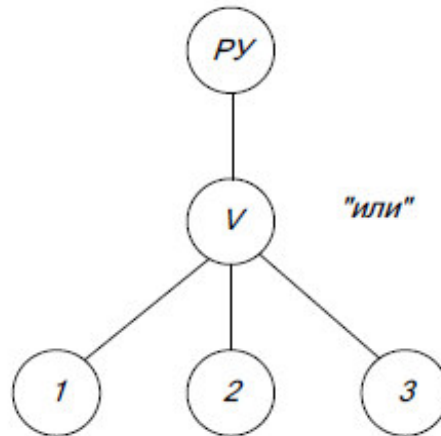
а) схема РУ-35 кВ



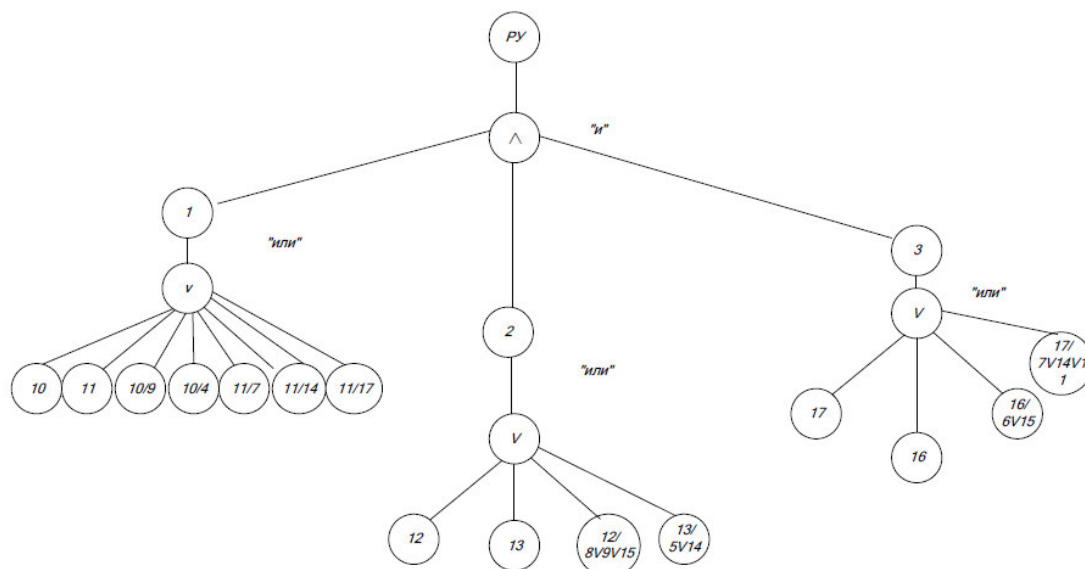
б) схема замещения

Рисунок 10 Расчетная схема РУ-35 кВ и схема ее замещения

1. Составляем схема замещения РУ (см. рис. 10).
2. Составляем дерево событий для рассматриваемых случаев надежности.



а) Отказ схемы относительно блоков в нормальном режиме



б) Полное погашение РУ-35 кВ

Рисунок 11 Дерево событий схемы

3. Логическое описание отказов на основе графа дерева событий:

Для генераторных блоков:

$$\bar{X}_1 = \bar{X}_{10} \vee \bar{X}_{11} \vee \bar{X}(10/9) \vee \bar{X}(10/4) \vee \bar{X}(11/7) \vee \bar{X}(11/14) \vee \bar{X}(11/17)$$

$$\bar{X}_2 = \bar{X}_{12} \vee \bar{X}_{13} \vee \bar{X}(12/8) \vee \bar{X}(12/9) \vee \bar{X}(12/15) \vee \bar{X}(13/5) \vee \bar{X}(13/14)$$

$$\bar{X}_3 = \bar{X}_{17} \vee \bar{X}_{16} \vee \bar{X}(16/6) \vee \bar{X}(16/15) \vee \bar{X}(17/7) \vee \bar{X}(17/14) \vee \bar{X}(17/11)$$

Для полного погашения РУ:

$$\bar{X}_{py} = \bar{X}_1 \wedge \bar{X}_2 \wedge \bar{X}_3$$

Отказ схемы РУ в нормальном режиме относительно генераторных блоков:

$$\bar{X}_{cx} = \bar{X}_1 \vee \bar{X}_2 \vee \bar{X}_3$$

4. Перейдем от логических переменных к вероятностным:

а) полное погашение РУ:

$$q_1 = \varpi_{ct10} \cdot T_{\Pi} + \varpi_{ct11} \cdot T_{\Pi} + a_{k310} \varpi_{ct9} \cdot T_{\Pi} + a_{k310} \varpi_{ct4} \cdot T_{\Pi} + a_{k311} (\varpi_7 + \varpi_{14} + \varpi_{17}) \cdot \varpi_9 T_{\Pi}$$

$$q_2 = \varpi_{\text{ст}12} \cdot T_{\text{п}} + \varpi_{\text{ст}13} \cdot T_{\text{п}} + a_{\text{кз}12} (\varpi_8 + \varpi_9 + \varpi_{15}) \cdot T_{\text{п}} + a_{\text{кз}13} (\varpi_5 + \varpi_{14}) \cdot T_{\text{п}}$$

$$q_3 = \varpi_{\text{ст}17} \cdot T_{\text{п}} + \varpi_{\text{ст}16} \cdot T_{\text{п}} + a_{\text{кз}16} (\varpi_6 + \varpi_{15}) \cdot T_{\text{п}} + a_{\text{кз}17} (\varpi_7 + \varpi_{11} + \varpi_{14}) \cdot T_{\text{п}}$$

Подробный расчет приведен в Приложении В.

$$q_1 = 2,023 \cdot 10^{-6}$$

$$q_2 = 2,035 \cdot 10^{-6}$$

$$q_3 = 1,718 \cdot 10^{-6}$$

$$q_{\text{py}} = q_1 \cdot q_2 \cdot q_3 = 7,07 \cdot 10^{-18}$$

б) отказ схемы относительно блоков в нормальном режиме:

$$q_{\text{cx}} = q_1 + q_2 + q_3 = 5,776 \cdot 10^{-6}$$

Условный недоотпуск при отказе генераторных блоков из-за ненадежности РУ-35 кВ (нормальная схема):

$$\Delta W_{\text{нед}} = K_{\text{макс}} \cdot P_{\text{бл}} \cdot q_{\text{cx}} \cdot 8760 = 0,5 \cdot 300 \cdot 5,776 \cdot 10^{-6} \cdot 8760 = 0,81 \text{ Мвт} \cdot \text{ч}$$

4.5 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 ПК «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 ПК 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:

$I_{\text{пю}}$ - периодическая составляющая тока короткого замыкания;

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

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

B_K - термическая стойкость;

$I_{\text{раб}}$ - рабочий ток;

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

Расчет токов короткого замыкания и выбор оборудования произведем на примере трансформаторного выключателя В-35-Т1 ОТЭЦ при отключении трехфазного короткого замыкания на шинах РУ-35 кВ. Расчет-

ная схема и схема замещения представлены на рисунках 11 и 12 соответственно.

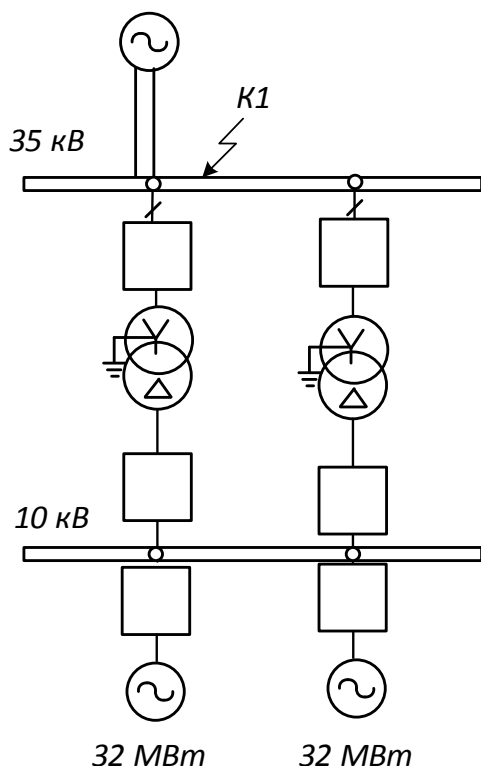


Рисунок 11 – Расчетная схема

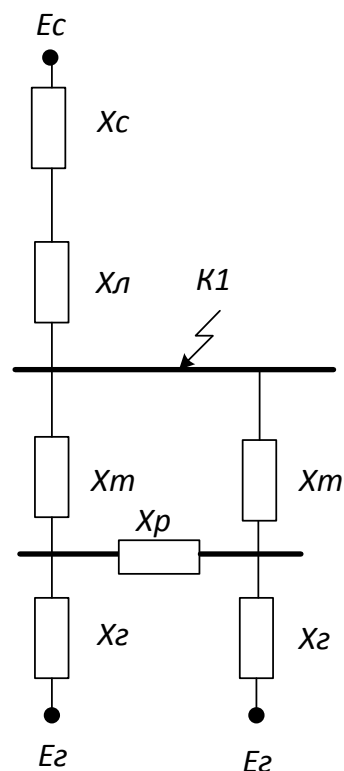


Рисунок 12 Схема замещения

Полученные результаты расчета в ПВК «RastrWin3» приведены в таблице 17.

Подробный расчет токов короткого замыкания приведен в Приложении Б.

Таблица 17 – 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 18

Таблица 18 – Расчетные данные для выбора оборудования

Точка короткого замыкания	$I_{по},$ кА	$T_a,$ с	$I_{a0},$ кА	$i_{aт},$ кА	$k_{уд}$	$i_{уд},$ кА	$I_{раб.макс},$ А	$B_K,$ кА ² с
К1	25	0,05	35,3	12	1,6	56,6	660	30

Выбор оборудования

На ОТЭЦ предлагается к установке на РУ-35 кВ КРУЭ-35.

КРУЭ — это высоковольтное распределительное устройство с газовой изоляцией, предназначенное для приема, распределения и передачи электрической энергии в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц номинального напряжения 35 кВ.

Комплектные распределительные устройства серии КРУЭ 35кВ ИРиС напряжением 35 кВ предназначены для комплектования распределительных устройств переменного трехфазного тока частотой 50 Гц систем с изолированной нейтралью или заземленной через дугогасящий реактор.

КРУЭ 35 кВ ИРиС применяется в системе собственных нужд и выдачи мощности электростанций, в распределительных сетях энергокомплекса, в нефтяной, угольной и газовой промышленности, на подстанциях промышленных предприятий. КРУЭ 35 кВ ИРиС заменяет импортные КРУЭ фирм ABB, SIEMENS, ALSTOM.

Основные технические характеристики приведены КРУЭ-35 в таблице 19.

Таблица 19 – Основные технические характеристики КРУЭ-35

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 20

Таблица 20- Сопоставление каталожных и расчетных данных для КРУЭ

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

Выключатель удовлетворяет всем параметрам и поэтому может быть принят к установке.

Произведем выбора волоконно-оптических трансформаторов тока.

ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ. Параметры проверки выбранного ТТ сведены в таблицу 21.

Таблица 21 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ для КРУЭ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 3000 \text{ А}$	$I_{макс} = 1300 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 4,59 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 63 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 30 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Данный тип трансформатора тока проходит по всем параметрам следовательно принимаем к установке на В-35-Т1 БОЭЦ.

Выбор выключателей и трансформаторов тока для остальных присоединений РУ-35 кВ ОТЭЦ производится аналогично.

Произведем выбор волоконно-оптического трансформаторов напряжения для 1,2 СШ-35 кВ РУ ОТЭЦ.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим параметрам: по напряжению установки, по конструкции и схеме соединения, по классу точности, по вторичной нагрузке. Параметры проверки сведены в таблицу 22

Таблица 22 – Проверка выбранного ТН 35 кВ для КРУЭ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$ В	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Класс точности	0,2	0,2	-
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 135 \text{ ВА}$	$S_2 = 58 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его принимаем к установке в РУ-35 ОТЭЦ.

4.6 Вывод

Из анализа, проведенного в данном разделе, видно явное преимущество КРУЭ перед ОРУ с учетом географии расположения ОТЭЦ в районах Крайнего Севера и неблагоприятных погодных условий в виде большого количества осадков, что неблагоприятно сказывается на надежности выдачи мощности ОТЭЦ и бесперебойности электроснабжения потребителей.

Волоконно-оптические трансформаторы тока и напряжения являются совершенно новым классом изделий, где применяются последние достижения в оптике, электронике, а также системах цифровой обработки и передачи сигналов. Данный класс устройств ожидает широкий спектр применения, в

особенности при внедрении цифровых систем измерения и учета (в частности, АИИС КУЭ) и в дальнейшей разработке оптимального варианта выдачи мощности второй очереди ОТЭЦ применение данного типа ТТ и ТН.

Проведенная оценка надежности с расчетами показателей надежности показала эффективность применение КРУЭ вместо ОРУ.

Таким образом, в данном разделе произведен расчет показателей надежности, выбор и проверка расчетных и каталожных параметров на соответствие предлагаемого к установке на РУ-35 кВ ОТЭЦ инновационного 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. WIKIMAPIA.ORG: Картографические данные [Электронный ресурс]. М., 2015. URL: <http://wikimapia.org>

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

13 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

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: пластически деформированные провода // Электроэнергия. Передача и распределение, №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 основа 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 систем и электрических сетей : Методические указания к курсовому проектированию / 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 теплоэнергетического оборудования ТЭС. – Томск: Из-во НТЛ, 2008 – 218 с.
- 27 Максимов Б.К., Воротницкий В.В. Оценка эффективности автоматического секционирования воздушных распределительных сетей с применением реклоузеров с целью повышения надежности электроснабжения потребителей. М.: Таврида Электрик, 2006.
- 28 Воротницкий В.В. Выбор оптимальной схемы построения и секционирования воздушных распределительных сетей 6(10) кВ. - Санкт-Петербург: «Таврида Электрик» Презентация инновационных решений, 18.11.2008.
- 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., Сюксин 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 энергокомпаний/ 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 Волокно-оптические трансформаторы тока и напряжения [Электронный ресурс]. URL:<http://www.i-russia.ru/media/files/41d360cd35221ce37b0c.pdf> (дата обращения:20.05.2017)

40 Аналитика – Электрические сети. Измерительные трансформаторы [Электронный ресурс] URL: <http://www.energyland.info/analitic-show-85389> (дата обращения: 20.05.2017)