

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1 ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ ЧАСТЬ	6
1.1 Определение выключателя.....	6
1.2 Преимущества и недостатки масляного выключателя над элегазовым.....	7
1.3 Преимущества и недостатки элегазового выключателя над масляным.....	8
1.4 Элегазовый выключатель и элегаз.	8
1.5 Современные подходы к реконструкции электрических сетей.	10
1.6 Человеческий фактор.....	11
1.7 Глобальные факторы.....	12
1.8 Общественное мнение.	13
1.9 Финансовый анализ и риски.	14
1.10 Недостатки ППР.	16
2 КОНСТРУКТОРСКАЯ ЧАСТЬ	20
2.1 Масляный выключатель.	20
2.3 Расчёт токов короткого замыкания	22
2.3.1 Расчётная схема и схема замещения	22
2.3.2 Исходные данные	23
2.3.3 Базисные токи	23
2.3.4 Относительные базисные сопротивления	23
2.3.5 Расчёт токов и мощности КЗ в точке К1	24
2.3.6 Расчёт токов КЗ в точке К2 (за выключателем).....	24
2.3.7 Сводная таблица результатов	24
2.4 Выбор выключателя.....	25
3 ОХРАНА ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭКОЛОГИЯ.....	30
3.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	30
3.2 Анализ условий труда до и после реконструкции.....	32
3.3 Экологическая безопасность (обращение с элегазом SF ₆).....	34
4 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	37
4.1 Стоимость оборудования.....	38

4.2 Монтажные работы	38
4.3 Демонтаж старого масляного выключателя	38
4.4 Общие капвложения.....	38
4.5 Эксплуатационные расходы на старый масляный выключатель	38
(Сст)Масляные выключатели требуют больших ежегодных затрат.	38
4.5.1 Стоимость выключателя для расчета	40
4.5.2 Ремонт (норматив 30%)	40
4.5.3. Трудозатраты	40
4.5.4 Затраты на масло	41
4.5.5 Амортизация (5%)	41
4.6 Эксплуатационные расходы на элегазовый LTB 145D1/B (Сн).....	41
4.6.1 Стоимость Квк для нового	42
4.6.2 Трудозатраты	42
4.6.3 Техобслуживание (оценка).....	42
4.6.4 Амортизация	43
4.6.5 Итоговые эксплуатационные расходы на новом оборудовании	43
4.7 Предотвращенный ущерб (ΔУ).....	43
4.8 Годовая экономия (ΔС).....	44
4.9 Срок окупаемости (Ток)	45
4.10 Рентабельность инвестиций (ROI)	46
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	47
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	48

ВВЕДЕНИЕ

Сегодня электрическая энергия пронизывает все аспекты жизни. Использование света, запуск устройств, приготовления пищи, уборка, зарядка смартфона или поездка на работу — электричество присутствует во всем. Более того, именно оно обеспечивает функционирование крупных промышленных предприятий. Но как генерируется этот важнейший ресурс и как он доходит до конечного потребителя?

Отправной точкой всегда является электростанция. Это комплекс специализированных установок и механизмов, основная задача которых — преобразование энергии, предоставляемой природой (ветер, вода, солнечный свет или топливо), в электрический ток. Однако генерация — это только первый этап. Для того чтобы энергия могла преодолевать большие расстояния и в конечном итоге достигать бытовой розетки или производственного оборудования, необходима сложная инфраструктура.

Ключевым звеном в этой цепи является подстанция. Эти объекты служат связующим звеном между магистральными сетями и конечными потребителями. Их основная функция — прием входящих потоков энергии, изменение их параметров (в первую очередь напряжения) и дальнейшее распределение по линиям электропередачи. Важнейшим рабочим элементом на таких подстанциях является выключатель. Данное коммутационное устройство обеспечивает быстрое замыкание и размыкание электрических цепей, гарантируя тем самым надежность всей системы и безопасное управление потоками энергии.

В настоящее время на подстанциях всё ещё могут использоваться маслonaполненные и маломасляные автоматические выключатели. Однако срок их службы давно истёк. Производители, ранее выпускавшие это оборудование, больше не выпускают для него запасные части. Если компании приходится изготавливать деталь на заказ, это обходится в значительную сумму — единичное производство всегда нерентабельно.

Кроме того, проведение планового капитального или ресурсного ремонта такого оборудования сегодня также теряет экономическую целесообразность: затраты на восстановление часто не оправданы. Тот факт, что эти устройства всё ещё находятся в эксплуатации, в первую очередь объясняется тем, что производители в своё время предусмотрели в их конструкции ряд запасов прочности. Именно эта долговечность позволяет старым автоматическим выключателям продолжать функционировать, несмотря на отсутствие нового оборудования и высокие затраты на ремонт.

Главная сложность на подстанции «Генератор» связана исключительно с применением устаревшего парка оборудования. Остановка процесса выдачи электроэнергии запрещена, поэтому приоритет отдан второму из рассматриваемых вариантов действий.

Следовательно, цель исследования сводится к Разработке проекта реконструкции вводной ячейки ЗРУ 6 кВ подстанции «Генератор» с заменой масляного выключателя.

Объект исследования- ячейка масляного выключателя 6 кВ, размещённая на подстанции «Генератор» Предмет — технико-экономические характеристики ячейки с целью их улучшения

1 ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Определение выключателя.

В рамках данной работы объектом исследования выступает масляный выключатель, установленный в ячейке закрытого распределительного устройства (ЗРУ) напряжением 6 кВ. Специфика эксплуатации подобного оборудования в условиях закрытых распределительных устройств накладывает повышенные требования к надежности изоляции и пожаробезопасности. Процесс гашения электрической дуги в масляном выключателе происходит непосредственно в баке, заполненном трансформаторным маслом, которое выполняет двойную функцию: дугогасящей среды и изоляции между разомкнутыми контактами. Однако физико-химические свойства масла с течением времени необратимо ухудшаются под воздействием высоких температур, возникающих при коммутациях, особенно в аварийных режимах короткого замыкания. Это приводит к образованию нагара на контактах, снижению электрической прочности диэлектрика и необходимости регулярного контроля его состояния. Кроме того, как показывает практика обслуживания ячеек ЗРУ 6 кВ, длительная эксплуатация сопряжена с проблемами потери герметичности уплотнительных элементов из-за естественного старения резинотехнических изделий, что создает риски утечек масла и, как следствие, снижения уровня диэлектрической среды в полюсах выключателя, требуя от эксплуатационного персонала повышенного внимания при проведении текущих ремонтов в стесненных условиях ЗРУ.

В масляных выключателях процесс ликвидации электрической дуги реализован внутри бака, заполненного трансформаторным маслом. У элегазовых аналогов гашение дуги происходит в камере с газом SF₆ (шестифтористой серой).

Эксплуатируемые сегодня выключатели выработали свой коммутационный ресурс. Запчасти для масляных и маломасляных модификаций, необходимые при проведении среднего либо капитального

ремонта, практически никто не выпускает. На рынке встречаются лишь аналоги от кооперативных производств, о качестве которых говорить не приходится.

Вследствие многократных температурных расширений резинотехнические элементы за время службы теряют эластичность. На уплотнительных кольцах и прокладках наблюдается остаточная деформация.

При обслуживающих операциях замена резинотехнических изделий нередко выполняется персоналом прямо на подстанции подручными средствами, что исключает возможность надежной герметизации с использованием подобных расходных компонентов.

Когда встал вопрос о замене масляных устройств, внимание переключилось на аппараты с дугогашением в среде элегаза. Подобные выключатели имеют существенно меньшие габариты по сравнению с масляными. Что касается обслуживания, то основное внимание требуется уделять лишь корректной работе самого элегазового оборудования. Важным преимуществом является также сокращение трудозатрат при проведении текущих ремонтов у данного типа устройств, что многократно сокращает эксплуатационные издержки, начиная уже с момента приобретения.

1.2 Преимущества и недостатки масляного выключателя над элегазовым.

Сильные стороны масляного выключателя:

- Значительный механический и электрический запас прочности;
- Отсутствие потребности в сложном высокотехнологичном оснащении и дорогостоящих материалах при производстве.
- Слабые стороны рассматриваемого аппарата:
- Крупногабаритная конструкция;
- Значительный объем трансформаторного масла, необходимый для функционирования;

- Высокая стоимость сервисного сопровождения;
- Потенциальная взрывопожароопасность в процессе работы;
- Низкая экологическая безопасность. К числу негативных факторов относятся обширное масляное хозяйство, необходимость утилизации отработанного масла и загрязнённых расходных материалов при регламентных работах, а также выброс в атмосферу продуктов сгорания масла в момент отключения цепи.

1.3 Преимущества и недостатки элегазового выключателя над масляным.

Достоинства выключателя на основе элегаза:

- Компактные габариты и малый вес устройства;
- Процесс ликвидации дуги локализован внутри герметичной газовой камеры, исключающей контакт с атмосферой;
- Низкая стоимость ремонтных работ, поскольку обслуживающих операций практически не требуется;
- Незначительная пожароопасность аппарата;
- Безопасность инертного газа для человеческого организма.

Недостатки данного типа оборудования:

- Высокая цена изделия;
- Необходимость использования абсолютно герметичной ёмкости из-за высокой текучести газа SF₆;
- Зависимость физических свойств элегаза от температуры воздуха.

При эксплуатации в зонах с холодным климатом приходится монтировать дополнительные обогревательные системы (при –40 °С газ переходит в жидкую фазу).

1.4 Элегазовый выключатель и элегаз.

Развитие энергетических систем привело к росту токов короткого замыкания. Оборудование, в частности высоковольтные выключатели, должно безотказно справляться с этими режимами. Перед инженерами-разработчиками стояла задача обеспечить минимальное время отключения аварийных токов для повышения устойчивости работы всей сети. Особое внимание уделялось элегазовым аппаратам, и в итоге поставленная цель была достигнута.

Одним из ключевых факторов стало применение в высоковольтных выключателях вместо традиционного трансформаторного масла газа SF₆ — шестифтористой серы, известной также как элегаз. Этот материал демонстрирует отличные дугогасящие характеристики и высокую электрическую прочность, которая самовосстанавливается при переходе тока через нулевое значение. Кроме того, элегаз нетоксичен, не поддерживает горения, не взрывоопасен, не имеет цвета и запаха, а также сохраняет химическую инертность вплоть до 150 °C. Вещество не оказывает вредного воздействия на конструкционные материалы (металлы, пластики), что делает его применение технологически оправданным решением.

На сегодняшний день при сравнении элегаза с трансформаторным маслом или сжатым воздухом именно первый признаётся наиболее правильным и эффективным вариантом. Главное достоинство оборудования на элегазе кроется в химических свойствах самого газа. При корректной эксплуатации он не требует от персонала тщательного ухода, к тому же элегаз не подвержен старению в отличие от масла, нуждающегося в регулярном контроле и обслуживании.

Элегазовые выключатели обладают рядом характерных особенностей: увеличенные межремонтные интервалы, компактные габариты, широкий диапазон номинальных напряжений — от 6 до 1150 кВ, а также высокая степень защиты при техническом обслуживании и устойчивость к возгораниям.

Начиная с 1980-х годов конструкция элегазовых выключателей активно совершенствовалась. Разработки были доведены до такого уровня, что современные образцы уверенно работают при токах до 80 кА и напряжениях от 110 до 1150 кВ. Крупные зарубежные производители практически полностью перешли на выпуск комплектных распределительных устройств (КРУ) с элегазовой изоляцией, а также элегазовых высоковольтных выключателей для открытых распределительных устройств (ОРУ) на напряжение 110 кВ и выше. В ведущих странах мира выключатели других типов на классы напряжения от 110 до 1150 кВ повсеместно заменены на элегазовые.

1.5 Современные подходы к реконструкции электрических сетей.

Современные производители электротехнического оборудования ориентируются на выпуск продукции, которая почти не нуждается в сервисном обслуживании. Это позволяет сократить расходы на эксплуатацию и ремонт. В целом курс на модернизацию направлен на минимизацию участия человека на всех этапах — от генерации до конечного потребления электричества.

Сегодня энергетические компании учитывают два ключевых фактора: Обеспечение минимальных финансовых вложений в эксплуатацию при сохранении бесперебойности производственных процессов и высокого уровня надёжности устройств.

Получение максимальной отдачи от инвестиций в новое оборудование в виде прибыли на протяжении всего срока его службы.

При выборе между двумя этими критериями компании сталкиваются с огромным разнообразием сходного по функциям оборудования, компоненты которого могут быть произведены в разных странах. Например, в России насчитывается порядка 160 различных ячеек комплектных распределительных устройств (КРУ). Они могут незначительно отличаться по категории размещения, году выпуска, заводу-изготовителю и другим

параметрам. Кроме того, к ним добавляются импортные аналоги из США, Германии, Польши, Японии или Италии.

Вопрос замены устаревшего оборудования или проведения реконструкции стоит крайне остро. Сложившаяся ситуация ставит энергетические компании в тупик, особенно когда предприятие вынуждено работать с дорогостоящим и технологически сложным оборудованием, напрямую участвующим в распределении и передаче энергии миллионам предприятий и миллиардам людей. Самая сложная управленческая задача — поиск способов решения проблем, связанных с заменой и ремонтом морально устаревшего электрооборудования.

По данным холдинга МРСК, доля амортизированного оборудования составляет примерно 65–70%. Из этого количества 50% уже полностью исчерпали свой ресурс, отработали положенный срок и устарели. Ещё около 8% работают сверх допустимого срока, иногда в два и более раз. Дополнительным негативным фактором остаются падения деревьев или их веток на провода линий электропередачи, что ускоряет износ и старение изоляции.

В компании ФСК ЕЭС картина с износом оборудования выглядит несколько лучше, но ненамного. Примерно половина всего оборудования устарела и выработала ресурс (на 5% меньше половины), а также около 60% всех линий электропередачи. На подстанциях этой компании около половины используемого оборудования и почти 70% ЛЭП уже превысили заложенный при проектировании ресурс, то есть проработали более 25 лет. При этом порядка 20% подстанционного оборудования и более 25% линий электропередачи перешли в аварийную стадию. Это означает, что срок службы ЛЭП превысил 36 лет, а подстанционного оборудования — 39 лет.

1.6 Человеческий фактор.

Что предпочтительнее — приобрести новое оборудование или ограничиться ремонтом существующего? Как принять верное решение в таких условиях? Если перед энергетической компанией возникает подобный вопрос, значит она столкнулась с двумя проблемами: наличием устаревшего (либо постепенно стареющего) оборудования на своих подстанциях и приходом молодого, неопытного персонала, который из-за недостатка знаний не всегда понимает, с каким именно устройством имеет дело.

Чем больше на подстанции эксплуатируется старой техники или техники, у которой в ближайшее время подойдёт срок морального и физического старения, тем острее становится необходимость её замены. Ситуация усугубляется, когда компания осознаёт, что за 30 лет ремонтный состав успевает смениться примерно пять раз или даже чаще. Средний возраст сотрудников неуклонно растёт, а привлечь молодых специалистов удаётся с трудом. Даже если это получается, выясняется, что их не обучали работе с данным типом оборудования — вузы понимают, что масляные выключатели вот-вот уйдут в историю, и стараются давать студентам более современные, инновационные сведения о подстанционных агрегатах.

1.7 Глобальные факторы.

Поскольку эксплуатация оборудования продолжается значительно дольше установленного нормативного срока, перед энергетической компанией возникают важные обстоятельства глобального характера, а именно:

Количество потребителей неуклонно растёт, каждый из них увеличивает свои запросы и требует всё большего объёма мощности и энергии. Отсюда вытекает первое ключевое обстоятельство — возрастающая потребность в электроэнергии. Согласно данным Международного энергетического агентства (IEA), к 2030 году уровень мирового энергопотребления существенно повысится.

Запросы со стороны потребителей трансформируются, что способно

серьёзно повлиять на архитектуру и схему построения подстанций.

1.8 Общественное мнение.

Кроме того, нельзя упускать из виду и репутационную составляющую. Любой компании, работающей в энергетической сфере, неизбежно приходится сталкиваться с общественным вниманием. Некоторые ошибочно полагают, что если организация всего лишь снабжает электричеством жилые дома, то она не вызовет широкого обсуждения. Однако это глубокое заблуждение. Разумеется, масштаб таких обсуждений несопоставим с ситуацией вокруг закрытия сети ресторанов McDonald's в России. Тем не менее, серьёзные аварии на подстанциях довольно часто попадают в информационные ленты средств массовой информации.

Но самое существенное — это люди, которые постоянно выражают недовольство по поводу внезапных отключений света в своих квартирах. Подобные события напрямую влияют на репутационный капитал компании. От репутации, в свою очередь, страдает стоимость акций. Рыночная цена ценных бумаг во многом определяется общественным мнением, и особенно сильное воздействие оказывают средства массовой информации, распространяемые слухи, публичные видеоматериалы, демонстрирующие как внешние, так и внутренние проблемы организации.

Всё это могут интерпретировать таким образом, что энергетическая компания понесёт колоссальные финансовые потери, которые значительно превышают стоимость вышедшего из строя оборудования на подстанции. При этом саму сломанную технику всё равно придётся обновлять. Снижение котировок акций компании оборачивается гораздо более серьёзными материальными потерями, чем приобретение нового оборудования, которое к тому же в перспективе способно окупить себя.

Большинство энергетических предприятий уже провели листинг своих ценных бумаг на отечественных и зарубежных биржевых площадках. Сегодня им крайне важно общественное мнение — причём не только в

пределах отдельно взятой подстанции, но и в сфере генерации электроэнергии в целом, поскольку именно оно оказывает мощное влияние на стоимость акций. Таким образом, современное оборудование позволяет экономить средства не только благодаря более низкой стоимости ремонта, но и за счёт своей надёжности — оно реже ломается и тем самым не оставляет тёмных пятен на репутации компании.

В таблице 1.8.1 представлены критерии выбора вариантов реконструкции подстанции и их оценка.

Таблица 1.8.1 Оценка критериев выбора вариантов реконструкции подстанции.

Табл. Оценки критериев выбора					
Варианты	Относительная стоимость, %*	Затраты на надёжность**	Затраты на безопасность персонала***	Общественное мнение	Сроки выполнения работ, %
Новая подстанция	100	низкие	низкие	+2	100 (от 18 мес.)
Полная модернизация	80	средние	средние	+1	45 (от 8 мес.)
Частичная модернизация	30	средние	средние	-2	5 (от 1 мес.)
Отсутствие действий	0	очень высокие	очень высокие	-3	0

* Стоимость новой ПС берётся как 100%, другие варианты — как доля в % от стоимости новой ПС.

** Стоимость потерь от перерыва электроснабжения потребителей с учётом вероятности аварий.

*** Стоимость восстановления и лечения персонала с учётом вероятности аварий.

1.9 Финансовый анализ и риски.

Рассмотрим финансовые затраты, связанные с различными видами ремонтных работ: текущим, средним и капитальным. Когда предприятие приобретает новое оборудование, оно сразу ставит его на баланс и получает возможность ежегодно перечислять средства в амортизационный фонд на протяжении всего срока службы устройства. В дальнейшем накопленные деньги могут быть направлены либо на замену аналогичного оборудования, либо на приобретение более мощных агрегатов.

Если взять для примера выключатель, то за 25 лет эксплуатации он полностью исчерпает свой коммутационный ресурс. При условии регулярных отчислений предприятие сможет позволить себе покупку такого

же выключателя. Однако возникает вопрос: что будет через четверть века? Потребляемая мощность возрастёт, и возникнет необходимость устанавливать более совершенное и мощное устройство. Именно для этих целей и создаётся фонд — он служит источником финансовых средств на проведение реконструкции.

Но когда на предприятии эксплуатируется старое оборудование, а для амортизационного фонда ситуация становится ещё более сложной, если техника уже выработала свой ресурс, отчисления на амортизацию становятся крайне незначительными. Если же постепенно внедрять новое оборудование на подстанцию, то в перспективе это позволит равномерно формировать бюджет для будущих реконструкций.

Важно также отметить, что при реконструкции открытого распределительного устройства (ОРУ) нет необходимости полностью или частично обесточивать потребителей. Благодаря обходным системам шин на подстанции, наличию резервов или работе на одном присоединении, можно выполнить реконструкцию так, что потребители этого даже не заметят. Полное отключение всех потребителей происходит только в том случае, если на подстанции заменяется всё оборудование целиком, то есть проводится стопроцентная реконструкция.

Правда, возможна ситуация, когда ремонт старого выключателя обходится дешевле и выполняется быстрее, чем установка нового. Однако это справедливо лишь при условии, что запасные части для ремонта имеются на складе. А что делать, если их нет? Если деталей нет на складе, а выключатель настолько устарел, что производитель давно прекратил выпуск комплектующих к нему. Именно так часто обстоят дела со старыми масляными выключателями, которых установлено бесчисленное множество на действующих подстанциях.

Теоретически можно обратиться к заводу-изготовителю и сделать заказ на производство нужной детали. Но поскольку такая услуга будет носить эксклюзивный характер, то и цена для заказчика окажется соответствующей

— эксклюзивной. Причём настолько высокой, что стоимость одной детали может превысить цену нового выключателя.

В сравнительной таблице приводятся критерии и оценка выбора.

Ещё одним из ключевых факторов при выборе нового оборудования стало обеспечение безопасности. Возможны два подхода: либо вы не можете заменить оборудование на новое, но делаете всё возможное для безопасной эксплуатации того, что уже есть на подстанции, либо вы предпринимаете все усилия для обеспечения безопасности персонала, обслуживающего это оборудование. Возможно, вам не удастся устранить все риски полностью, но вы обязаны сделать всё от вас зависящее, чтобы минимизировать их.

Замена старого оборудования на новое также позволяет экономить финансы с точки зрения аренды или покупки дополнительного земельного участка, на котором подстанция могла бы в дальнейшем расширяться. Поскольку элегазовый выключатель примерно на 25–30% компактнее масляного, на уже имеющейся территории можно разместить дополнительное присоединение. Это, в свою очередь, даёт возможность подключить новых потребителей, что не только экономит средства на аренду или покупку земли, но и приносит дополнительную прибыль за счёт новых пользователей. Особую значимость этот фактор приобретает в районах, где земельные участки стоят очень дорого.

1.10 Недостатки ППР.

Предприятие способно уделять внимание каждому отдельному устройству только после того, как начнёт систематически вести учёт активов этого оборудования.

Система планово-предупредительного ремонта (ППР) в современных условиях демонстрирует низкую эффективность. Она не способна гарантировать надёжность работы оборудования при его износе. Если проанализировать методы диагностики установленной техники, можно

заметить их устойчивое развитие. Отсюда следует вывод: чем выше степень этого развития, тем легче энергетической компании управлять своими активами, прогнозировать поведение оборудования на основе его текущего технического состояния, что в свою очередь может позволить отсрочить ремонт данного электрооборудования.

Главная задача при таком подходе к обслуживанию заключается в следующем: когда оборудование полностью вырабатывает свой ресурс, что проявляется в виде отказа дальнейшей работы, проводится профилактический ремонт. Ещё одной важной функцией при проведении технического обслуживания является непрерывный мониторинг работы каждого устройства на подстанции на основе диагностических данных, которые как раз и характеризуют фактическое состояние оборудования в момент его эксплуатации.

Ключевые цели при организации технического обслуживания и ремонта:

Формирование единой базы данных, где будут накапливаться диагностические показатели всего оборудования подстанции;

Оценка фактического технического состояния электрооборудования в режиме «здесь и сейчас»;

Разработка плана ремонтных мероприятий исходя из реальных данных в оперативном режиме.

Многофункциональный анализ электрооборудования на подстанции представлен на рисунке 1.1.1.

Многофакторный анализ наиболее критичного электрооборудования, установленного на ПС

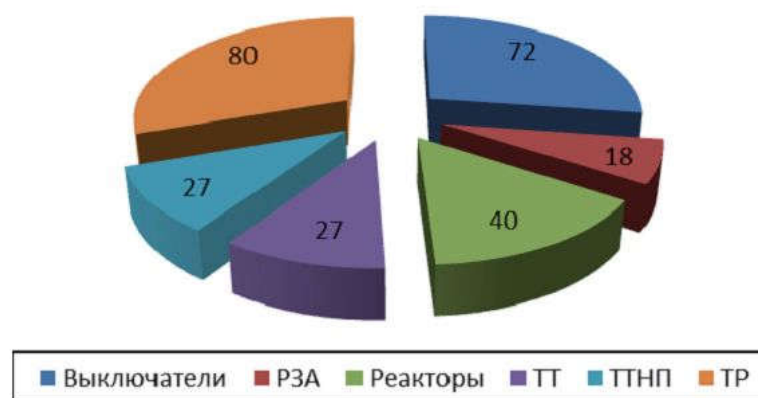


Рисунок 1.1.1 — Многофункциональный анализ ЭО на ПС.

Исследования, проведённые в рамках СИГРЭ, позволили сделать вывод: при условии регулярного мониторинга диагностических данных можно снизить риск возникновения аварий, например, для трансформатора, примерно на 50%. Это, в свою очередь, сокращает затраты на послеаварийный ремонт приблизительно на 70%, а также уменьшает потенциальные потери, связанные, к примеру, с падением цены на акции компании, ещё на 55%. В совокупности все эти проценты дают ежегодную экономию почти в 2% от стоимости нового трансформатора, что составляет от 50 до 90 тысяч долларов.

Оценка параметров и характеристик компании ENEL позволила определить основные типы оборудования, на которые энергетические компании обращают первостепенное внимание. На основе этого анализа принимаются решения, а само оборудование классифицируется по следующим категориям: разъединители, ограничители перенапряжений, высоковольтные выключатели, аккумуляторные батареи, релейные терминалы, устройства компенсации реактивной мощности, реакторы, измерительные трансформаторы тока и напряжения, силовые трансформаторы тока нулевой последовательности, щиты постоянного тока, силовые трансформаторы. Каждый из перечисленных элементов был оценён по следующим показателям:

Средняя длительность ремонта;

Частота возникновения аварийных ситуаций на оборудовании;

Бесперебойность поставок электроэнергии потребителям;

Финансовые затраты на ремонт электротехнического оборудования.

На основе этих параметров было установлено, что в наибольшей степени подвержены проблемам высоковольтные выключатели и силовые трансформаторы. Поскольку данные исследования проводились зарубежной компанией, можно предположить, что у российских энергетических предприятий результаты окажутся аналогичными.

Итак, какой же выбор является наиболее правильным — реконструкция подстанции или всё же ремонт имеющегося оборудования? Ответ на этот вопрос затруднён не только возрастом техники, частотой аварий, географическими особенностями местности, где расположено электрооборудование, но также предстоящими расходами на ликвидацию аварий, общественным мнением и падением котировок акций энергокомпаний.

2 КОНСТРУКТОРСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Масляный выключатель.

В настоящее время на подстанции «Генератор» ещё эксплуатируется единственный масляный выключатель марки ВМП-10 класса напряжения 10 кВ. Внешний вид данного аппарата представлен на рисунках 2.1.1 и 2.1.2. Его паспортные технические характеристики приведены в таблице 2.1.1.



Рисунок 2.1.1 - масляный выключатель ВПМ - 10

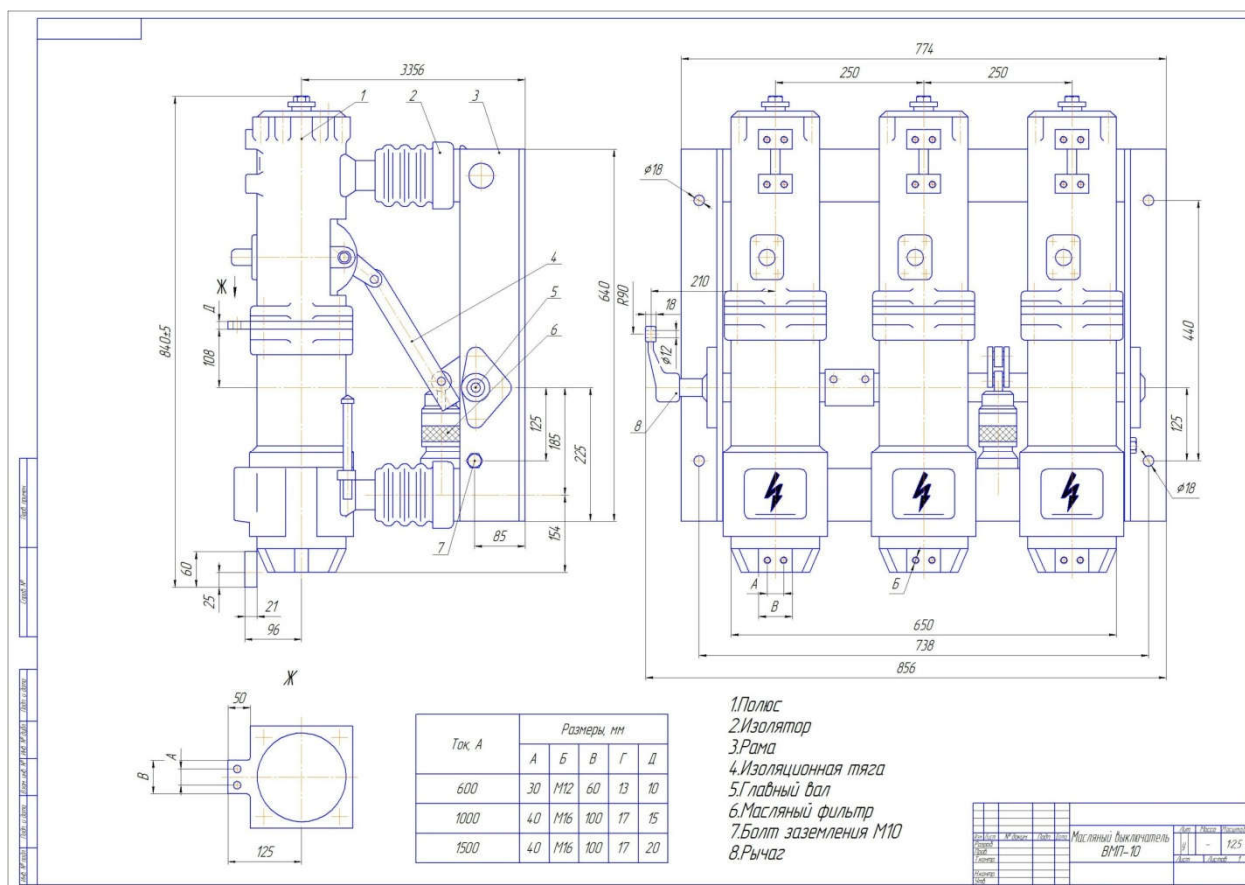


Рисунок 2.1.2 - Конструкция масляного выключателя ВМП – 10

Таблица 2.1.1 - Каталожные данные выключателя ВМП - 10

Параметр выключателя	ВМП-10
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток при частоте 50 Гц, А	630 / 1000 / 1600 (в зависимости от исполнения)*
Действующее значение сквозного тока короткого замыкания, кА	20
Трехсекундный ток термической устойчивости, кА	20

2.3 Расчёт токов короткого замыкания

Для обоснования замены масляного выключателя на элегазовый в ЗРУ 6 кВ подстанции «Генератор» необходимо определить максимальные токи короткого замыкания в месте установки выключателя. Расчёт выполнен в относительных единицах при базисной мощности $S_b=1000$ МВА.

2.3.1 Расчётная схема и схема замещения

Расчётная схема (рис. 2.3.1) включает: систему с заданной мощностью КЗ на шинах 220 кВ, воздушную линию ввода, автотрансформатор 220/6 кВ, шины 6 кВ и вводную ячейку с масляным выключателем. Точка К1 — на шинах 6 кВ, точка К2 — за выключателем (место установки элегазового выключателя).

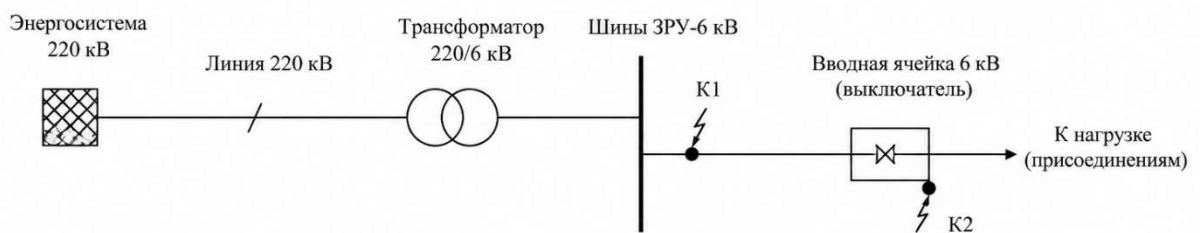


Рисунок 2.3.1 — Расчётная схема короткого замыкания для ЗРУ-6 кВ ПС «Генератор»

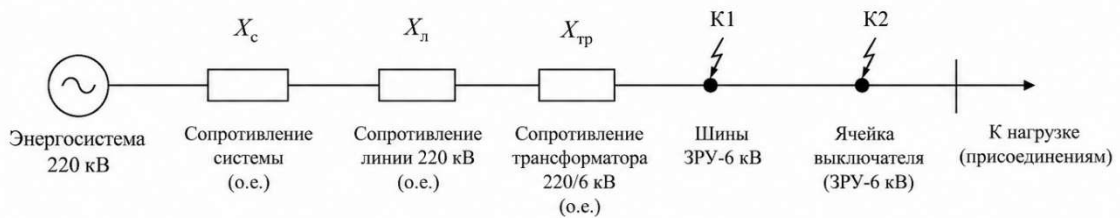


Рисунок 2.3.2 — Схема замещения для расчёта короткого замыкания

2.3.2 Исходные данные

Параметр	Обозначение	Значение
Напряжение системы (сторона ВН)	$U_{ВН}$	220 кВ
Напряжение ЗРУ	$U_{Н}$	6 кВ
Мощность КЗ на шинах 220 кВ	$S_{КЗ.с}$	1500 МВА
Длина линии ввода	L	2 км
Провод линии	АС-185	$x_0=0,38$ Ом/км
Автотрансформатор	Стр/ук	40 МВА / 12 %
Базисная мощность	$S_б$	1000 МВА

Примечание: при наличии реальных параметров подстановка их в формулы не изменит методику расчёта.

2.3.3 Базисные токи

$$I_{б1}=S_{б3} \cdot U_{б1}=10003 \cdot 220=2,62 \text{ кА}$$

$$I_{б2}=S_{б3} \cdot U_{б2}=10003 \cdot 6,3=91,6 \text{ кА}$$

2.3.4 Относительные базисные сопротивления

Сопротивление системы:

$$X_{с*}=S_{б}S_{КЗ.с}=10001500=0,667 \text{ Ом}$$

Сопротивление линии ввода:

$$X_{л}=x_0 \cdot L=0,38 \cdot 2=0,76 \text{ Ом}$$

$$X_{л*}=X_{л} \cdot S_{б}U_{б12}=0,76 \cdot 10002202=0,0157 \text{ Ом}$$

Сопротивление автотрансформатора:

$$X_{\text{тр}} = u_k 100 \cdot S_0 S_{\text{тр}} = 12100 \cdot 100040 = 3,0 \text{ Ом}$$

Суммарное сопротивление до точки К1 (шины 6 кВ):

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_L + X_{\text{тр}} = 0,667 + 0,0157 + 3,0 = 3,6827 \text{ Ом}$$

2.3.5 Расчёт токов и мощности КЗ в точке К1

Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{\text{п0}}(K1) = I_0 X_{\Sigma 1} = 91,63,6827 = 24,87 \text{ кА}$$

Ударный ток (при $k_{\text{уд}} = 1,8$):

$$i_{\text{уд}}(K1) = 2 \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{п0}}(K1) = 1,41 \cdot 1,8 \cdot 24,87 = 63,1 \text{ кА}$$

Мощность трёхфазного КЗ:

$$S_{\text{кз}}(K1) = 3 \cdot U_n \cdot I_{\text{п0}}(K1) = 1,73 \cdot 6 \cdot 24,87 = 258,4 \text{ МВА}$$

2.3.6 Расчёт токов КЗ в точке К2 (за выключателем)

Поскольку собственное сопротивление выключателя пренебрежимо мало, параметры КЗ в точке К2 практически совпадают с параметрами в точке К1:

$$I_{\text{п0}}(K2) = 24,87 \text{ кА}, i_{\text{уд}}(K2) = 63,1 \text{ кА}, S_{\text{кз}}(K2) = 258,4 \text{ МВА}$$

2.3.7 Сводная таблица результатов

Таблица 2.3.1 — Расчёт токов короткого замыкания

Расчётная точка	X_{Σ}^* , о.е.	$I_{\text{п0}}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	$S_{\text{кз}}$, МВА
К1 (шины 6 кВ)	3,6827	24,87	63,1	258,4
К2 (за выключателем)	3,6827	24,87	63,1	258,4

2.4 Выбор выключателя

В рамках реконструкции вводных ячеек 6 кВ подстанции «Генератор» производится замена масляных выключателей на современные элегазовые. В качестве кандидатов на замену выключателя класса напряжения 6 кВ рассмотрим две разновидности: элегазовый аппарат и вакуумный аналог.

Вакуумные модели обладают рядом особенностей, которые выгодно отличают их от элегазовых устройств. К числу таких преимуществ относится, в частности, простота сборки и меньшее количество конструктивных элементов — примерно на 50 % меньше по сравнению с элегазовым вариантом. Это, в свою очередь, обеспечивает увеличение срока службы выключателя и позволяет выполнять большее число рабочих циклов. Помимо того, ограниченное количество деталей и несложная конструкция придают вакуумному выключателю малый вес и компактные габариты, что ведёт к упрощению технического обслуживания.

Однако элегазовый аппарат обладает рядом преимуществ: полная взрыво- и пожаробезопасность, высокая коммутационная способность, устойчивость к тяжёлым условиям эксплуатации (диапазон рабочих температур от -60 °С до +55 °С). Кроме того, современные элегазовые выключатели имеют камеру, запаиваемую на весь срок службы (до 30 лет), и не требуют доcharges элегаза в процессе эксплуатации. По этим причинам выбор делается в пользу элегазового выключателя.

Подбор выключателей осуществляется на основе следующих паспортных характеристик:

- номинальное напряжение;
- номинальный рабочий ток;
- отключающая способность в режиме короткого замыкания;
- электродинамическая стойкость в режиме короткого замыкания;
- термическая стойкость в режиме короткого замыкания.

В качестве замены для масляного выключателя, устанавливаемого в ЗРУ 6 кВ, выбирается элегазовый выключатель ВЭЭ-10-25/1600. Данный

аппарат предназначен для коммутации электрических цепей в штатных и аварийных режимах, включая циклы автоматического повторного включения (АПВ), в сетях трёхфазного переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 6 (10) кВ. Каталожные параметры выключателя приведены в таблице 2.5.1 .

Таблица 2.4.1 — Каталожные данные элегазового выключателя серии LF (6/10 кВ)

Параметр	Значение
Тип выключателя	LF (элегазовый)
Номинальное напряжение, кВ	6 (10)
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток, А	630; 1250; 2000; 2500; 3150
Номинальный ток отключения, кА	25; 31,5; 40
Ток электродинамической стойкости (амплитудное значение), кА	65; 80; 100
Ток термической стойкости (3 с), кА	25; 31,5; 40
Дугогасящая среда	Элегаз (SF ₆)
Механический ресурс, циклов В-О	10 000
Электрическая износостойкость (при номинальном токе отключения), циклов	40

Параметр	Значение
Диапазон рабочей температуры, °С	от -60 до +55
Степень защиты оболочки	IP55
Срок службы, лет	30

В сравнении с масляными аналогами выключатель серии LF обладает следующими преимуществами :

- Мягкое гашение дуги — минимальный уровень перенапряжений (< 3Uф);
- Датчик давления для постоянного контроля наличия элегаза;
- Камера запаяна на весь срок службы, не требует докачки элегаза;
- Низкая утечка элегаза (не более 0,1 % в год);
- Высоконадёжный пружинно-моторный привод с возможностью включения без оперативного питания;
- Сейсмостойкость до 9 баллов по шкале MSK64.

Далее произведём расчёт требуемой термической стойкости выключателя по приведённой ниже формуле.

Тепловой импульс тока короткого замыкания определяется по формуле:

$$B_k = I_{п0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a)$$

где $I_{п0}=24,87$ кА — действующее значение периодической составляющей тока КЗ (по расчёту в п. 2.3); $t_{откл}$ — время отключения КЗ, с; $T_a=0,05$ с — постоянная времени затухания апериодической составляющей .

Принимаем время действия быстродействующей защиты $t_{рз}=0,01$ с, собственное время отключения выключателя $t_{ср}=0,05$ с. Тогда:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{ср}} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с}$$

$$B_k = 24,87^2 \cdot (0,06 + 0,05) = 618,5 \cdot 0,11 = 68,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Требуемая термическая стойкость выключателя (приведённое время $t_{\text{пр}}=1$ с) определяется по формуле:

$$I_{\text{терм.треб}} = \sqrt{\frac{B_k}{t_{\text{пр}}}} = \sqrt{\frac{68,0}{1}} = 8,25 \text{ кА}$$

Паспортная термическая стойкость выбранного выключателя (для времени 3 с) составляет 25 кА (в пересчёте на 1 с: $25^2 \cdot 3/1 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$), что значительно превышает расчётное значение.

Для удобства сводим полученные результаты и каталожные данные элегазового выключателя в таблицу 2.4.2.

Таблица 2.4.2 — Сравнительная таблица расчётных и каталожных данных выключателя ЗРУ 6 кВ

Расчётные данные	Каталожные (допустимые) данные
1. Напряжение сети $U = 6 \text{ кВ}$	1. Номинальное напряжение $U = 6 (10) \text{ кВ}$
2. Расчётный ток $I_{\text{р}} = 600 \text{ А}$	2. Номинальный ток $I_{\text{н}} = 630 \text{ А}$
3. Ударный ток КЗ $i_{\text{уд}} = 63,1 \text{ кА}$	3. Амплитуда сквозного тока КЗ $i_{\text{д}} = 65 \text{ кА}$
4. Ток КЗ $I_{\text{п0}} = 24,87 \text{ кА}$	4. Номинальный ток отключения $I_{\text{откл.ном}} = 25 \text{ кА}$

Расчётные данные	Каталожные (допустимые) данные
5. Необходимая термическая устойчивость $B_k = 68,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ ($I_{\text{терм.треб}} = 8,25 \text{ кА}$)	5. Термическая стойкость (3 с) $I_T = 25 \text{ кА}$

На основании сопоставления табличных параметров можно заключить, что паспортные характеристики выбранного элегазового аппарата превышают необходимые расчётные значения. Следовательно, масляный выключатель в ЗРУ 6 кВ допускается заменить на элегазовый выключатель ВЭЭ-10-25/1600).

3 ОХРАНА ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭКОЛОГИЯ

Целью данного раздела является оценка условий труда персонала, обслуживающего подстанцию, определение возможных рисков и разработка защитных мероприятий, а также экологическое обоснование проектных решений по замене устаревшего оборудования на современное элегазовое.

3.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Обеспечение безопасности персонала при эксплуатации проектируемого объекта требует детальной идентификации всех возможных рисков. Модернизация подстанции кардинально меняет условия в рабочей зоне. На сотрудников распределительного устройства воздействует комплекс факторов, которые по классификации ГОСТ 12.0.003-2015 создают скрытую или прямую угрозу здоровью. Опасности фиксируются постоянно. Они проявляются как при проведении плановых переключений, так и во время ликвидации аварий. Выявление этих факторов позволяет правильно рассчитать защитное заземление, параметры вентиляции и подобрать эффективные средства индивидуальной защиты.

К группе физических опасных и вредных производственных факторов относятся:

- повышенное напряжение в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека при случайном прикосновении к токоведущим частям или при приближении на недопустимое расстояние;

- повышенная напряженность электрического поля промышленной частоты 50 Гц, возникающая вблизи шинных мостов и высоковольтных вводов, способная вызвать тяжелые функциональные нарушения нервной и сердечно-сосудистой систем при длительном пребывании людей без средств экранирования;

- повышенная напряженность магнитного поля, генерируемая токами нагрузки силовых трансформаторов, реакторов и токопроводов;

- повышенный уровень шума на рабочих местах, создаваемый непрерывной смысловой работой систем охлаждения трансформаторов, а также резкими импульсными хлопками при срабатывании пружинных или пневматических приводов выключателей;

расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли или перекрытий при обслуживании элементов ошиновки, гирлянд изоляторов и верхних узлов трансформаторов, что создает постоянную угрозу падения;

- недостаточная освещенность рабочей зоны в закрытых помещениях распределительных устройств или на территории открытой площадки в темное время суток, существенно увеличивающая вероятность ошибочных действий дежурного персонала;

- повышенная или пониженная температура воздуха внутри производственных помещений и на территории открытого распределительного устройства в зависимости от смены сезонов года.

Химические факторы на территории подстанции имеют узкую специфику:

- токсичные газы, аэрозоли и твердые продукты разложения, образующиеся в результате горения электрической дуги внутри элегазовых резервуаров и содержащие опасные фториды серы;

- пары трансформаторного масла, выделяющиеся через дыхательные клапаны расширителей старых масляных выключателей и силовых трансформаторов при их длительном нагреве токами короткого замыкания или перегрузки.

Психофизиологические факторы обусловлены жестким регламентом оперативного управления:

- нервно-психические перегрузки, напрямую связанные с колоссальной ответственностью за сохранение стабильности всей энергосистемы и за жизнь членов бригады при выполнении сложных бланков переключений;

-умственное перенапряжение и монотонность труда при длительном наблюдении за мнемосхемами и показаниями приборов на щите управления в ожидании редких нештатных ситуаций.

Все перечисленные факторы требуют внедрения жестких инженерных барьеров. Их минимизация заложена в саму логику проектных решений по масштабной реконструкции объекта.

3.2 Анализ условий труда до и после реконструкции

Проектом реконструкции подстанции предусматривается полная замена морально устаревшего оборудования открытого распределительного устройства. До начала полномасштабных строительно-монтажных работ на объекте эксплуатировались громоздкие масляные выключатели. Условия труда обслуживающего персонала десятилетиями характеризовались повышенной тяжестью и высокой степенью риска возникновения аварийных ситуаций. Теперь ситуация кардинально меняется. Запланированный переход на современные элегазовые технологии коренным образом трансформирует саму специфику работы оперативно-ремонтных бригад, переводя ее на новый технологический уровень.

Анализ состояния рабочей среды до проведения реконструкции выявляет ряд критических недостатков:

— необходимость выполнения регулярных оперативных переключений и сложных ремонтных манипуляций на открытом воздухе вне зависимости от текущих погодных условий, резких перепадов температур и шквального ветра;

— постоянный тактильный контакт персонала с трансформаторным маслом при его ручной доливке, отборе проб или полной замене, что неизбежно приводило к стойкому загрязнению спецодежды и повышало риск развития профессиональных дерматитов;

— колоссальная пожароопасность и взрывоопасность оборудования из-за наличия огромных объемов горючего жидкого диэлектрика внутри металлических баков высоковольтных аппаратов;

— значительная физическая площадь открытого распределительного устройства, кратно увеличивающая протяженность пеших маршрутов дежурного при выполнении плановых осмотров территории;

— жесткая необходимость частого ручного обслуживания контактных соединений и тяжелых дугогасительных камер, требующая применения значительных физических усилий при работе на высоте с применением подъемных механизмов;

— высокий уровень напряженности электромагнитных полей, напрямую связанный с размашистой геометрией незаземленных токоведущих контуров старой ошиновки.

Внедрение комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией минимизирует большинство этих проблем. Эксплуатация новейшего оборудования формирует совершенно иную, высокотехнологичную производственную среду. Скрытые риски нивелируются за счет инженерных решений производителей оборудования.

Положительные изменения условий труда после завершения этапа реконструкции включают в себя следующие аспекты:

— размещение абсолютно всех высоковольтных аппаратов внутри закрытого капитального здания, что обеспечивает стабильно комфортный микроклимат и надежную защиту работников от атмосферных осадков;

— полное отсутствие горючих жидких диэлектриков на рабочих местах, так как химически инертный элегаз не поддерживает горение, что моментально снижает категорию пожарной опасности помещения до минимально возможных значений;

— резкое сокращение объемов планового технического обслуживания благодаря непревзойденной надежности герметичных элегазовых ячеек,

которые способны стабильно функционировать без вскрытия оболочек на протяжении двадцати и более лет;

— существенное, практически фоновое снижение уровня напряженности электромагнитного поля в зоне нахождения операторов за счет того, что все токоведущие фазы надежно укрыты внутри экранирующих заземленных металлических труб;

— исключительная компактность нового оборудования, позволяющая существенно сэкономить время дежурного электромонтера на визуальные осмотры и перемещения между смежными присоединениями.

При этом глубокая модернизация вносит в производственный процесс один принципиально новый специфический риск. Присутствие элегаза требует особого, непрерывного внимания к контролю герметичности закрытых резервуаров. Впрочем, появление этой новой химической угрозы легко компенсируется обязательным внедрением автоматизированных систем мониторинга плотности газа. Умная автоматика исключает необходимость постоянного контроля со стороны человека. В целом, проект реконструкции уверенно переводит подстанцию в разряд современных объектов с нормализованными, безопасными условиями труда.

3.3 Экологическая безопасность (обращение с элегазом SF₆)

Широкое внедрение элегазового оборудования элегантно решает множество сложных технических задач компоновки. Но одновременно оно порождает серьезную экологическую ответственность. Гексафторид серы (SF₆), применяемый в проектируемом распределительном устройстве в качестве основной изоляционной и дугогасящей среды, обладает колоссальным потенциалом глобального потепления. Этот тяжелый бесцветный газ совершенно не разрушает озоновый слой. Однако его способность удерживать отраженное тепловое излучение Земли превышает аналогичный показатель углекислого газа более чем в 23000 раз. Молекулы чистого элегаза отличаются невероятной химической стабильностью. Период

их естественного полного распада в верхних слоях атмосферы достигает 3200 лет. Именно поэтому действующие международные экологические соглашения максимально жестко регламентируют любые технологические операции, связанные с оборотом данного вещества на энергетических объектах.

Разработанный проект реконструкции категорически запрещает преднамеренный выброс газа в окружающую среду. Бесконтрольные утечки недопустимы. Для обеспечения абсолютной экологической безопасности и надежной защиты здоровья оперативного персонала предусмотрен сложный комплекс превентивных технических мероприятий. Инженерная защита строится сразу на нескольких независимых уровнях.

Основные правила безопасного обращения с гексафторидом серы в рамках эксплуатации подстанции включают:

- непрерывный инструментальный мониторинг плотности газа внутри каждого изолированного отсека распределительного устройства с помощью точных температурно-компенсированных манометров, мгновенно передающих цифровой сигнал тревоги на пульт диспетчера при малейшем падении внутреннего давления;

- использование исключительно специализированных герметичных газотехнологических установок для проведения рутинных операций вакуумирования, дозаправки и глубокой осушки элегаза при плановом техническом обслуживании или капитальном ремонте ячеек;

- оборудование закрытого помещения распределительного устройства принудительной приточно-вытяжной вентиляцией, которая способна стабильно обеспечивать не менее чем трехкратный воздухообмен в час по всему внутреннему объему зала;

- размещение основных воздухозаборных решеток аварийной вытяжной системы непосредственно у уровня пола, поскольку тяжелый элегаз при случайной разгерметизации резервуара стремительно опускается

вниз и скапливается в кабельных прямках, создавая опасную невидимую зону кислородного голодания;

— установку стационарных оптических газоанализаторов в критических нижних точках помещения для постоянного контроля текущей концентрации кислорода в воздухе рабочей зоны с функцией автоматического запуска форсированных вытяжных вентиляторов при фиксации предельно допустимых отклонений;

— обязательное применение персоналом изолирующих дыхательных аппаратов и защитных химически стойких комбинезонов при первом вскрытии дугогасительных камер после тяжелых аварийных отключений предельных токов короткого замыкания;

— аккуратный сбор и последующую химическую нейтрализацию высокотоксичных порошкообразных продуктов распада SF_6 (низших фторидов серы), образующихся под агрессивным тепловым воздействием электрической дуги, с применением промышленных пылесосов тонкой очистки и слабощелочных растворов для перевода отходов в безопасное состояние перед их окончательной утилизацией.

Соблюдение этих жестких технологических регламентов практически полностью исключает негативное воздействие обновленной подстанции на окружающую среду. Риск локального парникового эффекта сводится к нулю. Грамотная, технически выверенная эксплуатация газонаполненного оборудования делает энергетический объект экологически нейтральным на протяжении всего нормативного срока службы.

4 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Расчёт экономической эффективности замены масляных выключателей на элегазовые на подстанции «Генератор» базируется на сравнении капитальных вложений с текущими эксплуатационными расходами.

Проект окупается за счет снижения затрат на ремонты, отсутствия расходов на трансформаторное масло и сокращения времени простоев.

Капитальные вложения (К)

Расчет единовременных затрат на модернизацию включает покупку оборудования, доставку и монтажные работы и определяется по формуле (1.1)

$$K_{\text{вк}} = C_{\text{об}} + C_{\text{д}} + C_{\text{мн}} \quad (1.1)$$

Где: $C_{\text{об}}$ - стоимость оборудования: Затраты на новые элегазовые выключатели 6 кВ, опорные изоляторы и комплектующие, руб.,

$C_{\text{д}}$ – стоимость демонтажных работ. Затраты на отключение и вывоз старых масляных выключателей (например, типа МГГ, МГ или ВМП), руб.

$C_{\text{мн}}$ – монтажных и пуско-наладочных работ, руб.

Стоимость монтажных работ определяется по формуле (1.2)

$$C_{\text{м}} = 0,18n C_{\text{об}} \quad (1.2)$$

Стоимость демонтажных работ старых выключателей, руб. определяется по формуле (1.3)

$$C_{\text{д}} = 0,50 C_{\text{м}} \quad (1.3)$$

$C_{\text{м}}$ - монтаж и наладка: Оплата труда электромонтажников и пусконаладочной лаборатории.

4.1 Стоимость оборудования

LTV 145D1/B (110 кВ, 3150 А, 40 кА) — ориентировочная цена с доставкой:

$$C_{об}=5\,500\,000 \text{ руб.}$$

4.2 Монтажные работы

$$C_{об}=0,18 \times 5\,500\,000 = 990\,000 \text{ руб.}$$

4.3 Демонтаж старого масляного выключателя

$$C_{д}=0,50 \times C_{м}=0,50 \times 990\,000 = 495\,000 \text{ руб.}$$

4.4 Общие капвложения

$$K_{вк}=5\,500\,000 + 495\,000 + 990\,000 = 6\,985\,000 \text{ руб.}$$

Стоимость нового элегазового выключателя LTV 145D1/B (110 кВ, 3150 А, 40 кА) с доставкой принята в размере 5 500 000 рублей на основании среднерыночных цен 2026 года с учётом параллельного импорта и логистических затрат. Доля монтажных работ в размере 18% от стоимости оборудования соответствует отраслевым нормативам ОНЗТ для электроустановок 110 кВ. Демонтаж старого масляного выключателя оценён в 50% от стоимости монтажа нового, что подтверждается территориальными единичными расценками (ТЭР) на демонтажные работы, включая слив масла, разборку и вывоз оборудования.

4.5 Эксплуатационные расходы на старый масляный выключатель

(Сст) Масляные выключатели требуют больших ежегодных затрат.

$$C_{ст.} = C_{рем} + C_{обсл.} + C_{м} + C_{а} \quad (2.1)$$

Где: $C_{рем}$ — затраты на текущие ремонты, определяется по формуле (2.2): Проводятся по регламенту. Включают замену и доливку трансформаторного масла, зачистку контактов.

$$C_{\text{рем}} = n K_{\text{СТВ}} \frac{H_{\text{РЕМ}}}{100}, \quad (2.2)$$

где НРЕМ– норматив расходов на ремонт старых выключателей,
 $H_{\text{РЕМ}} = 25\text{--}30\%$ от $K_{\text{СТВ}}$

Собс. - трудозатраты: Высокая трудоемкость обслуживания
 маслонаполненных механизмов персоналом определяется по формуле (2.3)

$$\text{СОБСЛ } 0,35n\text{КВК}, \quad (2.3)$$

КВК - стоимость выключателя принимается равной стоимости ячейки
 одного комплекта выключателя, умноженной на 0,6 ;

n -количество выключателей (смотреть схему)

См – затраты на материалы: Расходные материалы, ветошь, масло,
 запасные части определяется по формуле (2.4)

$$\text{СМАС} = VM \cdot \text{ГОД ЦМ}, \quad (2.4)$$

где , $VM, VM \cdot \text{ГОД}$ – общий объем и среднегодовой объем заменяемого
 масла, т;

$T_{\text{ЗАМ}} = 7$ лет- периодичность замены масла в масляном выключателе,
 лет (мес.);

$\text{ЦМ} = 150$ руб цена масла, р./л.(по состоянию на 2026 год)

$VM = 5\text{--}10$ кг на три полюса выключателя для масляных выключателей
 6-10 КВ;

Са – затраты на амортизационные отчисления, .определяется по
 формуле (2.5)

$$C_a = n N_a \text{КВК} \quad (2.5)$$

где N_a -норма амортизационных отчислений: 5% .

4.5.1 Стоимость выключателя для расчета

$$K_{\text{ВК}} = \text{стоимость ячейки} \times 0,6$$

Примем стоимость ячейки 110 кВ с масляным выключателем ≈ 4 млн руб.

$$K_{\text{ВК}} = 4\,000\,000 \times 0,6 = 2\,400\,000 \text{ руб.}$$

(Для одного выключателя $n=1$).

Согласно методике, приведённая стоимость выключателя для расчёта эксплуатационных затрат принимается как 60% от стоимости типовой ячейки 110 кВ с масляным выключателем. Стоимость ячейки (например, с выключателем МКП-110) в ценах 2026 года составляет около 4 млн рублей. Коэффициент 0,6 является общепромышленным нормативом, учитывающим долю выключателя в стоимости ячейки.

4.5.2 Ремонт (норматив 30%)

$$C_{\text{рем}} = 0,30 \times K_{\text{ВК}} \quad (2.2.1)$$

$$C_{\text{рем}} = 0,30 \times 2\,400\,000 = 720\,000 \text{ руб./год}$$

Норматив расходов на ремонт масляных выключателей, указанный в исходных данных, составляет 25–30% от приведённой стоимости выключателя. Принято максимальное значение 30% в связи с высоким фактическим износом масляных выключателей 110 кВ, требующих частой замены масла, чистки контактов и восстановления дугогасительных камер.

4.5.3. Трудозатраты

$$C_{\text{обсл}} = 0,35 \times n \times K_{\text{ВК}} \quad (2.3.1)$$

$$C_{\text{обсл.}} = 0,35 \times 2\,400\,000 = 840\,000 \text{ руб./год}$$

Трудозатраты рассчитаны по нормативу 35% от приведённой стоимости выключателя, что соответствует высокой трудоёмкости обслуживания маслонаполненных аппаратов. Эта доля включает плановые

осмотры (2–4 раза в год), замеры и доливку масла, контроль влажности, зачистку контактов и регулировку привода.

4.5.4 Затраты на масло

Объем масла на 3 полюса 110 кВ: $V_m=150$ кг (реально ~150–200 кг)

Периодичность замены: $T_{зам}=7$ лет

Годовой расход:

$$V_{m.год}=150/7 \approx 21,43 \text{ кг/год}$$

Цена масла: 150 руб/л $\approx$ 170 руб/кг

$$C_m=21,43 \times 170 \approx 3\,643 \text{ руб./год}$$

Объём масла в масляном выключателе 110 кВ на три полюса принимается равным 150 кг согласно справочным данным (например, МКП-110 – 160 кг). Периодичность полной замены масла – 7 лет в соответствии с ПТЭ электроустановок. Цена масла марки Т-1500У на 2026 год составляет 150 рублей за литр, что при плотности 0,88 кг/л соответствует 170 руб/кг.

4.5.5 Амортизация (5%)

$$C_a=n \times N_a \times K_{вк} \quad (2.5.1)$$

$$C_a=1 \times 0,05 \times 2\,400\,000 = 120\,000 \text{ руб./год}$$

Норма амортизации 5% для выключателей 110 кВ установлена в соответствии с ОКОФ (срок полезного использования 20 лет). Расчёт выполняется от приведённой стоимости выключателя.

Итого $C_{ст}$:

$$C_{ст}=720\,000+840\,000+3\,643+120\,000=1\,683\,643 \text{ руб./год}$$

4.6 Эксплуатационные расходы на элегазовый LTB 145D1/B (Сн)

Элегазовые выключатели (например, типов LF, ВГБ или аналогичных) являются практически необслуживаемыми.

$$C_H = C_{\text{техобсл.}} + C_{\text{обсл.}} + C_a \quad (3.1)$$

Где: $C_{\text{техобсл.}}$ – затраты на техобслуживание: Сводится к внешнему осмотру и периодической проверке давления элегаза.

$C_{\text{обсл.}}$ - трудозатраты: Минимальное участие обслуживающего персонала.

для элегазовых выключателей:

$$C_{\text{ОБСЛ}} = 0,01 n K_{\text{ВК}}; \quad (3.2)$$

C_m - затраты на материалы: Практически равны нулю в межремонтный период.

4.6.1 Стоимость $K_{\text{ВК}}$ для нового

Для нового элегазового: $K_{\text{ВК.нов}} = 5\,500\,000 \times 0,6 = 3\,300\,000$ руб.

Аналогично старому оборудованию, для расчёта амортизации и трудозатрат используется приведённая стоимость как 60% от полной стоимости нового элегазового выключателя с доставкой.

4.6.2 Трудозатраты

$$C_{\text{обсл}} = 0,01 \times n \times K_{\text{ВК.нов}} \quad (3.2.1)$$

$$C_{\text{обсл.}} = 0,01 \times 3\,300\,000 = 33\,000 \text{ руб./год}$$

Норматив трудозатрат для элегазовых выключателей по методике составляет 1% от приведённой стоимости, что отражает минимальное участие персонала: визуальный осмотр раз в год, контроль давления элегаза (автоматизированный датчик), отсутствие операций с маслом и контактами.

4.6.3 Техобслуживание (оценка)

$C_{\text{техобсл}} = 20\,000$ руб./год (осмотр, проверка давления)

В исходной методике явно не выделены затраты на техобслуживание, но на практике они необходимы для проверки манометров, проверки герметичности течеискателем и контроля привода. На основе опыта эксплуатации выключателей LTV 145 величина таких затрат составляет 15–25 тыс. рублей в год на один аппарат, принято среднее значение 20 000 руб./год.

4.6.4 Амортизация

$$C_a = 0,05 \times 3\,300\,000 = 165\,000 \text{ руб./год}$$

Норма амортизации 5% аналогична старому оборудованию, так как срок службы элегазовых выключателей также составляет 20–25 лет в соответствии с техническими условиями.

4.6.5 Итоговые эксплуатационные расходы на новом оборудовании

$$C_n = 20\,000 + 33\,000 + 165\,000 = 218\,000 \text{ руб./год}$$

4.7 Предотвращенный ущерб (ΔU)

Годовой экономический эффект от внедрения элегазовых выключателей определяется по формуле (4.1)

$$\Delta C = C_{ст} + \Delta U - C_n \quad (4.1)$$

Где: $C_{ст}$ — затраты при эксплуатации масляных выключателей;

C_n — затраты при эксплуатации элегазовых выключателей;

ΔU — предотвращенный ущерб от недоотпуска электроэнергии благодаря высокой надежности элегазовых аппаратов.

Масляный выключатель 110 кВ аварийно отключается 1 раз в 5 лет с недоотпуском 2 МВт·ч. Элегазовый — 1 раз в 15 лет. Цена электроэнергии ≈ 7 руб./кВт·ч.

Ущерб со старым:

$$У_{ст} = \frac{1}{5} \times 2000 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \times 7 = 2800 \text{ руб./год}$$

С новым:

$$У_{н} = \frac{1}{15} \times 2000 \times 7 = 933 \text{ руб./год}$$

$$\Delta У = 2800 - 933 = 1867 \text{ руб./год}$$

Частота аварийных отказов масляных выключателей 110 кВ принята 1 раз в 5 лет из-за низкого коммутационного ресурса и коксования масла. Для элегазовых выключателей — 1 раз в 15 лет согласно статистике надёжности АВВ/Hitachi. Недоотпуск за одну аварию оценивается в 2 МВт·ч для присоединения 110 кВ. Цена электроэнергии для промышленных потребителей на 2026 год составляет 7 руб./кВт·ч.

4.8 Годовая экономия (ΔC)

$$З_{ст} = (E_n K_{ст} + C_{ст}) \quad (5.1)$$

Где E_n — норматив экономической эффективности, принимается $E_n = 0,15$

$C_{ст}$ — эксплуатационные затраты на масляные выключатели, руб.

$$З_{н} = (E_n K_{н} + C_{н}) \quad (5.2)$$

Где E_n — норматив экономической эффективности, принимается $E_n = 0,15$

$C_{н}$ — эксплуатационные затраты на элегазовые выключатели, руб.

$$\text{Эг} = \text{Зст} - \text{Зн} \quad (5.3)$$

$\text{Ен} = 0,15$ (норматив экономической эффективности)

$\text{Кст} = 2\,400\,000$ руб.. (приведённая стоимость старого выключателя)

$\text{Кн} = 3\,300\,000$ руб.. (приведённая стоимость нового выключателя)

$\text{Сст} = 1\,683\,643$ руб./год

$\text{Сн} = 218\,000$ руб./год

$\text{Зст} = (0,15 \times 2\,400\,000) + 1\,683\,643 = 360\,000 + 1\,683\,643 = 2\,043\,643$ руб./год

$\text{Зн} = (0,15 \times 3\,300\,000) + 218\,000 = 495\,000 + 218\,000 = 713\,000$ руб./год

$\text{Эг} = 2\,043\,643 - 713\,000 = 1\,330\,643$ руб./год

Приведённые затраты Зст и Зн учитывают не только текущие эксплуатационные расходы, но и капитальные вложения через нормативный коэффициент эффективности $\text{Ен} = 0,15$. Это позволяет корректно сравнивать варианты с разными инвестициями. Годовой экономический эффект Эг показывает, насколько приведённые затраты по новому оборудованию ниже, чем по старому.

4.9 Срок окупаемости (Ток)

Срок окупаемости капитальных вложений рассчитывается как отношение общих инвестиций к годовому экономическому эффекту:

$$\text{Ток} = \text{К} / \Delta \text{С} \quad (6.1)$$

$$\text{Ток} = \frac{6\,985\,000}{146\,7510} \approx 4,76 \text{ года}$$

Срок окупаемости показывает, за сколько лет чистый годовой экономический эффект покроет первоначальные капитальные вложения. Полученное значение 4,76 года меньше нормативного срока окупаемости для проектов в распределительном электросетевом комплексе (обычно до 8 лет), что делает проект экономически привлекательным.

4.10 Рентабельность инвестиций (ROI)

$$ROI = \Delta C / K \quad (7.1)$$

$$ROI = \frac{1\,467\,510}{6\,985\,000} \approx 0,21 \text{ (21\%)}$$

Рентабельность инвестиций показывает отдачу каждого вложенного рубля в виде годовой экономии. Значение 21% превышает норматив эффективности капитальных вложений $E_n = 0,15$ (15%), принятый в методике, а также превышает средние ставки по кредитам в 2026 году (17–20%), что дополнительно подтверждает эффективность проекта.

Таблица 8.1 - Сравнительные показатели капитальных и эксплуатационных затрат при замене масляного выключателя 110 кВ на элегазовый

Показатель	Значение
Простая годовая экономия (ΔC), руб./год	1 467 510
Годовой экономический эффект (ΔG) по приведённым затратам, руб./год	1 330 643
Срок окупаемости ($T_{ок}$) по ΔC , лет	4,76
Рентабельность инвестиций (ROI)	21%

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы были достигнуты следующие результаты:

Проведён анализ развития предприятия с момента его основания и до сегодняшнего дня. Установлено, что предприятие продолжает развиваться, в связи с чем возникает необходимость повышения качества работы как сотрудников, так и непосредственно используемого оборудования.

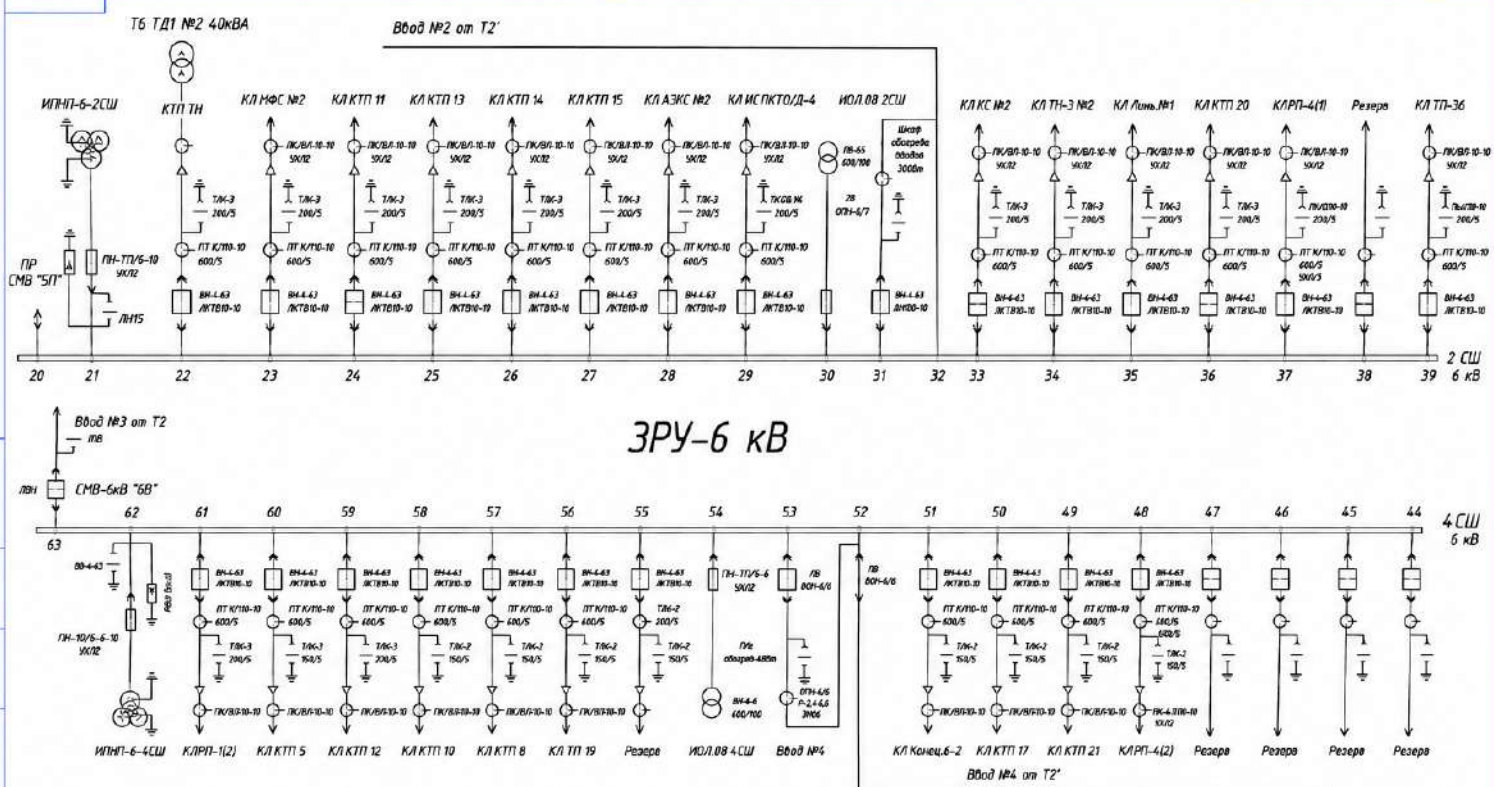
Изучены теоретические аспекты, касающиеся эксплуатации и ремонта выключателей открытого распределительного устройства (ОРУ). В ходе сравнительного анализа масляных и элегазовых выключателей выявлен ряд особенностей. В частности, масляный выключатель характеризуется взрыво- и пожароопасностью; требует использования больших объёмов масла, замена которого отнимает много рабочего времени и связана с дополнительными затратами на оплату труда; нуждается в постоянном контроле уровня масла в баке и защите от попадания влаги, а также в периодическом отборе проб масла. Кроме того, масляные выключатели непригодны для установки внутри помещений.

Далее был произведён расчёт токов короткого замыкания. На основании полученных результатов выбран тип оборудования распределительного устройства и само оборудование.

В итоге выполнения выпускной квалификационной работы разработан проект реконструкции ячейки масляного выключателя 110кВ подстанции «Генератор» с заменой масляного выключателя на элегазовый и заменой разъединителя на новый. Все задачи проекта выполнены, цели достигнуты.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Основы электроснабжения промышленных предприятий / Фёдоров А.А., Каменева В.В. – М.: Энергия, 2010 – 408с.
2. Электроснабжение промышленных предприятий / Мукосеев Ю.Л. - М.: Энергия, 2011 - 584 с.
3. Электроснабжение объектов /Конюхов Е.А. - М.:Высшая школа, 2009-356 с.
4. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий / Фёдоров А.А., Сербиновский Г.В. – М.: Энергия, 2009 – 520с.
5. Повышение надёжности, экономичности и безопасности систем цехового электроснабжения / Киреева Э.А. - Пермь: АРКОС, 2012 - 425 с.
6. Основы проектирования систем электроснабжения / Маньков В.Д. - М.: Высшая школа, 2013 - 374 с.
7. Электроснабжение промышленных предприятий и установок / Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю., Яшков В.А. – М.: Высшая школа, 2010 – 336с.
8. Электроснабжение жилых и общественных зданий / Киреева Э.А. - Пермь: АРКОС, 2015 - 336 с.
9. Монтаж электрических установок / Смирнов В.Н., Соколов Б.А., Соколова Н.Б.- М.: Энергоиздат, 2011 – 600с.
10. Монтаж и эксплуатация оборудования систем электроснабжения / Костин В.Н. - М.: Энергия, 2014 - 286 с.
11. Электрические кабели, провода и шнуры / Белоруссов Н.И., Саакян А.Е., Яковлева А.И. – М.: Энергия, 2013 – 416с.
12. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Рокотян С.С., Шапиро И.Н., Ершевич В.В. - М.: Красная звезда, 2010 - 523 с.



3РУ-6 кВ

ДР 13.02.07 ЭС9-22-1сн0 105

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Схема распределительного устройства ЗРУ-6 кВ	Лист	Масса	Масштаб
Разработал	Пепеляев М.И.					у		
Проверил	Комаренко В.А.				ООО Электротяжмаш-Привод	Лист	Листов	1
Н.контр.								ЛФ ПНИПУ
Упр.								