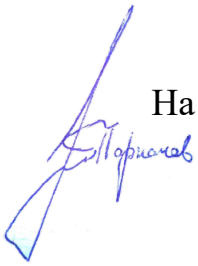
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ИРКУТСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт энергетики
Кафедра электрических станций, сетей и систем



На правах рукописи

Паркачев Кирилл Николаевич

РАЗВИТИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДИКИ ГРУППОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ТРАНСФОРМАЦИИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Специальность 2.4.3. Электроэнергетика
(технические науки)

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание учёной степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук, доцент,
Тигунцев Степан Георгиевич

Иркутск – 2026 г.

Содержание

Введение 5
Глава 1. Текущее состояние вопроса регулирования напряжения в электрических сетях 14
1.1. Общие сведения об устройствах регулировании напряжения 14
1.2. Регулирование напряжения с воздействием на генераторы электростанций и средства компенсации реактивной мощности 17
1.2.1. Регулирование напряжения синхронным генератором 18
1.2.2. Регулирование напряжения синхронным компенсатором 19
1.2.3. Регулирование напряжения батареей статических конденсаторов 20
1.2.4. Высоковольтные линии как источник реактивной мощности 23
1.3. Регулирование за счет изменения коэффициентов трансформации силовых трансформаторов 24
1.3.1. Устройства переключения без возбуждения трансформаторов 28
1.3.2. Устройства регулирования под нагрузкой трансформаторов 31
1.3.3. Применение вольтодобавочных трансформаторов 41
1.4. Методы регулирования напряжения 43
1.4.1. Централизованное и местное регулирование напряжения 44
1.4.2. Автоматическое регулирование напряжения 45
1.5. Статистика использования переключающих устройств трансформаторов при регулировании напряжения 47
1.6. Выводы по первой главе исследования 49
Глава 2. Разработка переключающего устройства трансформаторов на базе полупроводниковых элементов 52
2.1. Предложение новой схемы устройства изменения коэффициента трансформации 52
2.2. Описание работы системы управления переключающим устройством на симисторных ключах 54
2.3. Моделирование переключающего устройства трансформатора на базе электронных ключей в программном комплексе 57

2.3.1. Описание элементов модели 59
2.3.2. Результаты моделирования переключения..... 70
2.3.3. Моделирование регулирующего устройства на электронных ключах с задержкой по времени переключения 76
2.4. Разработка переключающего устройства трансформатора с токоограничивающими элементами..... 91
2.4.1. Формирование принципов работы переключающего устройства трансформатора с токоограничивающими элементами 94
2.4.2. Система управления переключающего устройства трансформатора с токоограничивающими элементами..... 97
2.4.3. Алгоритм переключения устройства регулирования трансформатора с токоограничивающими элементами..... 103
2.4.4. Моделирование переключающего устройства трансформатора с токоограничивающими элементами..... 112
2.4.5. Описание элементов доработанной модели 114
2.4.6. Результаты моделирования переключения устройством регулирования трансформатора с токоограничивающими элементами..... 122
2.5. Выводы по второй главе исследования 129
Глава 3. Исследование методики группового регулирования с применением разрабатываемых переключающих устройств трансформаторов..... 130
3.1. Общие положения методики группового регулирования коэффициентов трансформации силовых трансформаторов 130
3.2. Исследование эффективности применения методики группового регулирования коэффициентов трансформации в модели энергосистемы 133
3.2.1. Оценка эффективности применения методики группового (совместного) регулирования коэффициентов трансформации в модели энергосистемы 134
3.2.2. Оценка эффективности применения методики группового регулирования коэффициентов трансформации в модели реальной энергосистемы 140

3.2.3. Оценка эффективности применения методики группового регулирования коэффициентов трансформации при изменении нагрузки в течении суток в модели Тункинского энергорайона..... 146
3.2.4. Оценка эффективности применения методики группового регулирования коэффициентов трансформации при изменении нагрузки в течении суток в модели Иркутско –Черемховского энергорайона 154
3.2.5. Оценка экономической эффективности применения расширенной методики группового регулирования коэффициентов трансформации 160
3.3. Выводы по третьей главе..... 161
Глава 4. Разработка и исследование эффективности применения переключающего устройства трансформатора с расширенным диапазоном..... 163
3.1. Разработка переключающего устройства трансформатора с расширенным диапазоном..... 163
3.2. Оценка эффективности применения переключающего устройства трансформатора с расширенным диапазоном..... 167
3.3. Выводы по четвертой главе..... 169
Заключение 170
Список использованных источников 173
Приложение А. Патенты и свидетельства о регистрации..... 187
Приложение Б. Схема гальванической и оптической развязки цепей управления переключающего устройства трансформатора с токоограничивающими элементами..... 189
Приложение В. Методика группового регулирования коэффициентов трансформации силовых трансформаторов 191
Приложение Г. Акт внедрения результатов диссертационного исследования 194
Приложение Д. Список сокращений и условных обозначений в диссертации.... 195

Введение

Актуальность темы исследования.

Потребители электрической энергии получают данную продукцию от генераторов электростанций путем ее передачи по электросетевым комплексам разного масштаба. Электрическая энергия является уникальным видом товара, производство и передача которого невозможны без частичных его утрат и, как следствие, потери энергии в электрических сетях неминуемы. Растущая разветвленность электрических сетей в совокупности с удаленностью конечной нагрузки от источника или центра питания требуют от сетевых компаний регулярного внедрения перспективных методов снижения потерь и постоянного выполнения определенных организационно – технических мероприятий, связанных с уменьшением затрат на передачу электроэнергии. Потери электроэнергии не просто сопутствуют физическому процессу, а служат одним из основных критериев оценки эффективной работы энергетических систем.

Одним из основных элементов электроэнергетических систем являются трансформаторы, которые адаптируют значение напряжения под различные потребности и обеспечивают эффективную передачу электрической энергии на большие расстояния. В состав большинства электросетевых трансформаторов входит переключающее устройство, которое способно регулировать коэффициент трансформации с изменением количества витков одной обмотки для повышения или понижения напряжения на другой. Данные переключающие устройства силовых трансформаторов на текущий момент используют преимущественно для поддержания значения напряжения в пределах нормируемых величин, в это же время недостаточно широко раскрыты дополнительные свойства этих устройств, которые связаны с возможностью сокращения сетевых потерь в условиях совместного регулирования коэффициентов трансформации нескольких трансформаторов для перераспределения реактивной мощности в сети.

Во многих электроэнергетических системах России и других близлежащих к РФ государствах в настоящее время регулирование коэффициентов

трансформации производится с привлечением персонала энергетического объекта в целях полного или частичного вывода трансформаторов из работы с изменением положения их переключающего устройства как при эксплуатации трансформаторов с устройствами переключения без возбуждения, так и при эксплуатации трансформаторов с устройствами регулирования под нагрузкой. При этом, если конструкция устройств ПБВ изначально не предполагала регулирование с отключением трансформатора от сети, то неэффективное применение механических устройств РПН зачастую связано с износом их контактной части и, как следствие, общего ресурса данных устройств из–за чего все чаще возникают аварийные ситуации, связанные с неудачным переключением и требующие длительного ремонта. Замена устройств РПН на аналогичные в текущее время невозможна или экономически нецелесообразна ввиду производства большинства аппаратных средств на территориях недружественных по отношению к РФ иностранных государств.

Ввиду вышеизложенного, можно сделать вывод о том, что систематическое снижение потерь путем изменения коэффициента трансформации силовых трансформаторов невозможно в текущем состоянии и режиме работы переключающих устройств. Для преодоления данных ограничений расширена и исследована методика группового регулирования коэффициентов трансформации с внедрением в состав сетевых трансформаторов устройств на базе электронных ключей, используемых в качестве переключателей отпаек трансформаторов.

Степень разработанности темы исследования.

Вопросам создания и исследования бесконтактных устройств регулирования коэффициентов трансформации с полупроводниковыми элементами в их составе посвятили свои труды многие отечественные ученые и зарубежные деятели науки: Асташев М.Г, Панфилов Д.И., Рашитов П.А., Петров М.И., Рожков А.Н., Горчаков А.В. Тульский В.Н., А.С. Ванин, Лунин К.А., Нажимов А.В., Hatata A., Hamed F., Badran E., Hasan E., Pezeshki H., Arefi A., Ledwich G., de Oliveira Quevedo J., Cazakevicius F., Beltrame R., Mouli G., Bauer P., Wijekoon T., Echavarría R., Claudio A., Cotorogea M. и другие.

В настоящее время достаточно глубоко проработаны и исследованы бесконтактные полупроводниковые переключающие устройства регулирования коэффициента трансформации силовых трансформаторов различного конструктивного исполнения. Применение полупроводниковых элементов в качестве переключателей анцапф трансформатора позволяет достигать большего быстродействия при коммутации и более длительного ресурса работы всего комплекса (из-за отсутствия износа контактной части) по сравнению с классическими (механическими) устройствами регулирования. Тем не менее, существующие решения переключающих устройств трансформаторов на основе полупроводниковых имеют ряд недостатков, среди которых особо остро выступает проблема возникновения всплесков тока при коммутациях, что ведет к усложнению схем управления для исключения риска выхода из строя самих полупроводниковых коммутационных устройств. Усложнение схем управления оказывает прямое влияние на корректную работу переключающего коэффициент трансформации узла.

Большой вклад в вопросы разработки принципов управления силовым полупроводниковым оборудованием при конструировании переключающих устройств внесли научные коллективы таких Федеральных Государственных бюджетных образовательных учреждений высшего образования как Национальный Исследовательский Университет «Московский Энергетический Институт», Нижегородский Государственный Технический Университет им. Р.Е. Алексеева и многих других.

Значительно меньше изучено влияние на режим работы электрической сети процесса регулирования напряжения одновременно несколькими силовыми трансформаторами в качестве выполнения организационно – технических мероприятий для снижения потерь с изменением режима по реактивной мощности сети. Опыт эксплуатации сетевых трансформаторов показывает, что проблема недостаточно широкого использования возможностей регулирования переключающими устройствами особенно ярко выражена в региональных энергосистемах России, где ввиду потери ресурса коммутационной способности

регулирующих устройств трансформаторов осуществляется исключительно сезонное переключение коэффициентов трансформации с их отключением от сети.

Стремление к работе с оптимальными коэффициентами трансформации при решении задачи по нахождению минимальных потерь в электрической сети вступает в противоречие с состоянием регулирующего коэффициент трансформации оборудования. Широкое использование переключающего устройства, которое разработано в рамках настоящей работы, а также его применение с расширением существующей групповой методики изменения коэффициентов трансформации позволит производить регулирование напряжения силовых трансформаторов в режиме реального времени по изменению графика нагрузки сети в течении суток, что подтверждает актуальность такого исследования.

Цель исследования, изложенного в рамках настоящей диссертационной работы, заключается в предложении варианта экономии за счет уменьшения сетевых потерь при внедрении расширенной методики группового регулирования коэффициентов трансформации с использованием предлагаемого нового устройства по изменению напряжения в составе переключающего узла силового трансформатора.

Задачи исследования.

1. Выполнение анализа существующих методов регулирования напряжения и выявление зависимости эффективности использования устройств по изменению коэффициентов трансформации от их конструктивного исполнения, общего эксплуатационного состояния и режима работы.

2. Разработка технических и схемных решений с формированием принципов построения проводящей части нового переключающего устройства, позволяющего изменять коэффициент трансформации силовых трансформаторов бесконтактным или комбинированным (с одновременным использованием полупроводниковых и механических элементов) способом и способного занять место существующего оборудования регулирования напряжения (ПБВ и РПН), в том числе без полной замены основной части трансформатора.

3. Разработка организации цепей вторичной коммутации (питания, сигнализации и управления) оборудования переключающего узла, проектирование логики переключения и блокировок посредством реализации в системе управления структурированных алгоритмов работы устройства.

4. Создание и исследование имитационных моделей предлагаемого нового переключающего устройства для анализа корректности работы системы управления, режимов работы отдельных узлов и устройства в целом, а также для определения требуемых характеристик задействованного силового и вспомогательного оборудования, выявления наличия критичных с точки зрения качества электроэнергии и бесперебойности электроснабжения составляющих тока и напряжения как в питающей сети, так и в сети с нагрузкой.

5. Обоснование эффективности применения расширенной методики группового регулирования коэффициентов трансформации силовых трансформаторов при использовании разрабатываемого устройства переключения анцапф с полупроводниковыми элементами на основании моделирования внедрения данного комплекса организационно – технических мероприятий в электроэнергетические системы.

6. Выполнение проверки результатов исследования путем анализа итогов моделирования разрабатываемого устройства и расширяемой методики.

Научная новизна исследования состоит:

1. В предложении инновационных способов изменения коэффициента трансформации силового трансформатора, отличающихся тем, что переключения отпаек выполняется непосредственно электронными ключами, которые позволяют заменить эксплуатируемое на текущий момент оборудование ПБВ и РПН в том числе без полной замены основной силовой части модернизируемого трансформатора.

2. В формировании принципов организации системы управления переключающими устройствами на базе электронных ключей, которая отличается от аналогичных систем учетом фактора времени работы ключевых компонентов при переключении, за счет чего достигается более простая реализация и

повышение стабильности работы полупроводникового переключающего узла трансформатора.

3. В исследовании группового (совместного) оптимального регулирования коэффициентов трансформации как организационно-технического мероприятия с оптимизацией режимов электроэнергетических систем по критерию минимума потерь мощности путем изменения коэффициентов трансформации силовых трансформаторов электронными переключающими устройствами, ранее не подвергавшееся такому рассмотрению.

Теоретическая значимость научной работы заключается в том, что результаты исследования могут быть использованы для решения оптимизационных задач перераспределения реактивной мощности в сети по критерию нахождения минимума потерь активной мощности с ограничениями в виде требований к поддержанию нормального уровня напряжения у потребителя.

Практическая значимость исследования.

1. Предлагаемое расширение методики группового регулирования с внедрением бесконтактного устройства изменения коэффициентов трансформации позволит проводить оптимизацию режимов электроэнергетических систем по реактивной мощности в режиме реального времени для достижения требуемого уровня качества электроэнергии у потребителей и минимизации потерь в питающей электрической сети. При применении расширенной методики достигается уменьшение потерь активной мощности на величину порядка 10% относительно исходного режима, что было проверено на расчетных моделях реальных энергосистем субъектов Российской Федерации (Республики Бурятия и Иркутской области).

2. Разработаны новые полупроводниковые устройства для регулирования напряжения под нагрузкой в составе силового трансформатора, позволяющие относительно существующего оборудования: увеличить коммутационный ресурс за счет отсутствия или нахождения в «щадящем» режиме работы механических контактных узлов, повысить точность регулирования за счет модификации

трансформатора с увеличением диапазона регулирования, решить проблему отключения потребителей от сети на время производства переключений.

Методология и методы исследования.

В настоящей диссертационной работе использовались современные методы исследования, которые соответствуют особенностям предлагаемых к рассмотрению способов регулирования и подходов к их применению. В частности, для исследования электромагнитных процессов, происходящих при выполнении переключений с помощью предлагаемого устройства регулирования, применялось моделирование на базе составленной имитационной модели трансформатора с помощью пакетов и инструментов прикладных компьютерных программ. Для подтверждения теоретических положений о влиянии применения предложенных способов регулирования на уровень сетевых потерь в рамках групповой оптимизации коэффициентов трансформации также были произведены эксперименты по расчету электрических режимов в энергосистемах с привлечением средств моделирования в специализированном программном компьютерном комплексе.

Положения, выносимые на защиту.

1. Инновационные структуры устройств по изменению коэффициентов трансформации силовых трансформаторов на основе электронных ключей, отличающихся высоким быстродействием и ресурсом для регулирования напряжения и управления режимами работы электрических сетей по реактивной мощности (соответствует пункту № 17 паспорта научной специальности 2.4.3.).

2. Принципы и алгоритмы управления бесконтактными устройствами регулирования, учитывающие особенности реализации переключений с помощью данных устройств с обеспечением надёжного управления электронными ключами и другим коммутационным оборудованием в конструкции устройства в части согласованности управляющих воздействий, формируемых системой управления (соответствует пункту № 20 паспорта научной специальности 2.4.3.).

3. Методика группового регулирования коэффициентов трансформации силовых трансформаторов с применением электронных переключающих устройств

как организационно – техническое мероприятие по снижению потерь в сети (соответствует пунктам №9 паспорта научной специальности 2.4.3.).

Степень достоверности результатов исследования, изложенных в настоящей диссертационной работе, обоснована:

1. Построением выводов с помощью методов, соответствующих задачам и цели исследования. Выводы построены на изучении научных источников и на научном анализе тщательно отобранных научных публикаций, а также на новых данных, полученных путем применения выверенных методов исследования. Выводы подтверждены опытно-экспериментальной работой и доказаны сравнением результатов разных экспериментальных групп.

2. Использованием в качестве средств моделирования апробированных технологий и инструментария, а именно:

- Использованием в качестве средств моделирования при исследовании электромагнитных процессов с производством переключения анцапф стандартной платформы для программирования MATLAB и прикладной среды Simulink в составе программного комплекса, позволяющих учитывать особенности работы любых элементов энергосистемы при использовании соответствующих блоков библиотеки SimPowerSystems.

- Использованием сертифицированного в Российской Федерации программного обеспечения RastrWin3 в качестве среды по решению задач оптимизации и расчета электрических режимов в энергетических системах и сетях с целью проверки эффективности применения предлагаемого развития методики группового регулирования при использовании разрабатываемых бесконтактных устройств изменения коэффициента трансформации силовых трансформаторов.

3. Воспроизводимостью результатов исследования. Описанные в исследовании опыты могут быть в том числе повторены в своих характеристиках при указанных в диссертации условиях моделирования.

4. Отсутствием противоречий между полученными в ходе исследования результатами и сформированными теоретическими предположениями об особенностях применения полупроводниковой базы как в индивидуальном, так и в

групповом регулировании, а также результатами и выводами проведенных исследований работ других авторов в схожем и смежном направлении научной и изобретательской деятельности.

Апробация результатов работы.

Основные положения по тематике настоящей диссертационной работы, а также отдельные ее части докладывались и обсуждались на: Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири» (г. Иркутск, 2019 г., 2021 г., 2022 г., 2023 г.), Юбилейной десятой Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи-2019» (г. Иркутск, сентябрь 2019 г.), Региональном конкурсе научно-исследовательских и инновационных проектов в рамках Всероссийского фестиваля науки «Nauka 0+» (г. Иркутск, октябрь 2019 г.), Всероссийском конкурсе выпускных квалификационных работ магистров технических вузов по электроэнергетической и электротехнической тематикам (г. Москва, октябрь 2022 г.).

Публикации.

По материалам диссертации опубликовано 12 печатных трудов, из них 3 публикации в рецензируемых изданиях из списка, включенных в Перечень ВАК России, 7 публикаций в изданиях, входящих в перечень РИНЦ, 2 патента на изобретение.

Структура и объем работы.

Работа состоит из введения, 4 глав, заключения, списка литературы из 105 наименований. Работа изложена на 195 страницах машинописного текста, включая 8 таблиц, 127 рисунков и 5 приложений.

Благодарности.

Автор выражает глубокую признательность за ценные советы и замечания научному руководителю, доценту кафедры электрических станций сетей и систем Института Энергетики ФГБОУ ВО «ИРНИТУ», кандидату технических наук, Тигунцеву Степану Георгиевичу, а также заведующему и сотрудникам кафедры ЭССиС Института энергетики ФГБОУ ВО «ИРНИТУ».

Глава 1. Текущее состояние вопроса регулирования напряжения в электрических сетях

В данной главе кратко рассмотрены основные применяемые методы влияния на уровень напряжения в электроэнергетических системах, более развернуто приведено описание основных способов регулирования коэффициентов трансформации с анализом статистики использования эксплуатируемых сетевой компанией средств переключения анцапф трансформаторов.

На основании анализа применения и возможностей используемого в настоящее время оборудования приведены выводы по главе, в которых сформированы общие требования к содержанию мероприятий по использованию предлагаемой расширенной методики совместного регулирования коэффициентов трансформации силовых трансформаторов и автотрансформаторов, включающие в себя разработку инновационного устройства переключения.

1.1. Общие сведения об устройствах регулировании напряжения

В управлении режимами работы электроэнергетических систем регулирование напряжения занимает позицию одной из наиболее важных задач независимо от того, находится ли энергосистема в нормальном или аварийном режиме, предмет регулирования уровня напряжения сохраняет свою значимость [1-4]. Проблематику регулирования напряжения не представляется возможным решить только задействованием сил оперативного персонала, прогноз потребления и генерации электроэнергии необходимо также включать в совокупность подходов к решению данной задачи [5,6].

Регулирование напряжения подразумевает изменение параметров сети (коэффициенты трансформации, генерация и потребление реактивной мощности в узлах) [7-9] и служит для:

- обеспечения требуемого нормами качества электроэнергии у потребителей;

- повышения экономичности эксплуатации электроэнергетических сетей и систем;

- управления энергосистемами в нормальных режимах и при авариях.

Оптимизация уровней напряжений в узлах сети заключается в поиске определенных параметров установившегося режима работы энергетической системы, при которых затраты на производство, передачу и распределение электроэнергии будут минимизированы, с условием, что режим удовлетворять требуемым показателям качества и надежности его работы [10,11]. Некоторые параметры являются изменяемыми (например, токовая нагрузка и перетоки мощности в линиях электропередач), тогда как остальные строго заданы для каждого временного периода (потребляемая мощность в определенных узлах электроэнергетической системы). Ведение режима электроэнергетической системы предполагает изменение ее параметров и конфигурации, а также включение и (или) отключение каких-либо элементов системы, изменение топологии сети [12].

Применительно к уровню напряжения в узлах электрической сети прослеживается прямая зависимость между потерями напряжения от источника электроэнергии до узла ее потребления (ΔU) и величиной передаваемой реактивной мощности по данной связи:

$$\Delta U = \frac{\mathrm{P}_{\text{нагр}} \times R + Q_{\text{нагр}} \times X}{U} \quad (1.1.),$$

где: $\mathrm{P}_{\text{нагр}}$ и $\mathrm{Q}_{\text{нагр}}$ – величина активной и реактивной мощности нагрузки соответственно, R и X – величина активного и реактивного сопротивления передачи соответственно, U – значение напряжения узла.

В сетях 110 кВ и выше из-за значительно большего преобладания индуктивного сопротивления над активным в линиях электропередач и особенно в трансформаторах, формула 1.1. принимает следующий вид:

$$\Delta U = \frac{Q_{\text{нагр}} \times X}{U} (1.2.).$$

Из формулы 1.2. видно, что увеличение перетока реактивной мощности, особенно в сетях 110 кВ и выше, ведет к увеличению потерь и падения напряжения, в результате чего в принимающем узле также уменьшается значение напряжения. Также стоит отметить, что снижение напряжения ведет и к увеличению потерь полной мощности (ΔS), так как:

$$\Delta S = \Delta P + j\,\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \times R + j\,\frac{P^2 + Q^2}{U^2} \times X \ (1.3.),$$

где: P и Q – значение перетоков активной и реактивной мощности соответственно, ΔP и ΔQ – величина потерь активной и реактивной мощности соответственно.

Анализируя формулу 1.3. можно сказать, что передача увеличенной величины реактивной мощности ведет к большей ее потере, особенно данный эффект будет заметен при постоянстве мощности нагрузки при местном дефиците реактивной мощности, например, в послеаварийных режимах в принимаемом узле при разрыве кольцевой сети или при отключении одной и более цепей параллельной связи электропередачи. В указанных условиях увеличение перетока реактивной мощности по уже загруженным ветвям в принимающий узел приведет к увеличению потери напряжения и к снижению напряжения в узле. В определенных ситуациях местный дефицит реактивной мощности приводит к локальной лавине с каскадным снижением уровня напряжения, и как следствие, к превышению тока на отдельных участках сети до аварийного значения с возможной потерей элементов системы при перегрузках (нарушение термической стойкости). Предотвращение лавины напряжения обеспечивается ограничением (отключением) потребителей. Из анализа вышеуказанного следует вывод о том, что сосредоточение генерации реактивной мощности только в одном узле

электроэнергетической системы не гарантирует эффективность ее использования для регулирования напряжения в других узлах, так как резервы данной генерации могут быть заперты. Поэтому вопросы, касающиеся баланса реактивной мощности, должны рассматриваться как для каждого узла, так и для всей энергосистемы в целом [12].

Как следствие вышеуказанного неизбежно решение задачи по управлению режимами реактивной мощности при регулировании напряжения непосредственно в узлах сети [13]. Если не рассматривать отключение нагрузки в аварийных режимах работы, то регулирование напряжения можно разделить на две основные группы способов воздействия, которые кратко рассмотрены в последующих разделах настоящей главы, а именно:

1) Регулирование с изменением коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов, а также с помощью применения вольтодобавочных трансформаторов;

2) Регулирование с воздействием на генераторы электростанций и средства компенсации реактивной мощности (генерация и потребление реактивной мощности).

1.2. Регулирование напряжения с воздействием на генераторы электростанций и средства компенсации реактивной мощности

Решить проблему низкого уровня напряжения как результата дефицита реактивной мощности в узле возможно обеспечением большего перетока реактивной мощности в узел нагрузки при ее генерации в связанном узле, либо путем генерации недостающей реактивной мощности в самом узле [14].

Основными источниками реактивной мощности являются синхронные генераторы электрических станций, статические батареи конденсаторов, синхронные компенсаторы и др.

1.2.1. Регулирование напряжения синхронным генератором

Воздействие на увеличение тока возбуждения генераторов электростанций позволяет повысить напряжение на шинах данной станции и, соответственно, напряжение повысится на близлежащих к ней подстанциях, однако такое регулирование не предназначено для изменения напряжения в широких диапазонах. Достижение установленной мощности генератора возможно исключительно с продолжительным отклонением напряжения на шинах его подключения на значение не больше чем 5 % от номинальной величины [15].

Повышение напряжения на 5 % сверх номинального сопровождается увеличением потерь в стали и повышением ее нагрева. При снижении напряжения до 0,95 × $U_{ном}$ номинальный ток статора возрастает на 5 % и соответственно увеличивается нагрев обмотки. Соответственно при увеличении отклонения по напряжению более 5% мощность генератора должна быть снижена ввиду эксплуатационных ограничений по нагреву отдельных узлов. Регулировочного диапазона генераторов явно недостаточно, чтобы поддерживать необходимый уровень напряжения в сети. Кроме того, трудно согласовать требования к регулированию напряжения у близких и удаленных нагрузок [16].

Генераторы электростанций являются вспомогательным средством регулирования напряжения, использование их в качестве способа регулирования не позволяет поддерживать требуемое напряжение у удаленных потребителей, а соответственно, может применяться исключительно на близлежащих подстанциях по схеме выдачи мощности или на нагрузке, непосредственно питающейся от шин станции [17]. Также в послеаварийных режимах при регулировании в сети исключительно с помощью резерва реактивной мощности генерирующего узла ввиду отсутствия других способов воздействия на уровень напряжения может возникать проблема в увеличении перетока реактивной мощности до потребителя, описанная в предыдущем разделе настоящей главы [12].

С целью повышения экономичности передачи энергии в сети и поддержания постоянства напряжения в узлах применяют разгрузку генерирующего

оборудования, линий электропередач и трансформаторов по реактивной мощности путем установки на подстанциях в приемной части энергосистем (вблизи мест потребления электроэнергии) синхронных компенсаторов и батарей статических конденсаторов.

1.2.2. Регулирование напряжения синхронным компенсатором

Синхронный компенсатор — это электрическая синхронная машина (двигатель), которая работает в режиме с отсутствием на валу механической нагрузки, но с генерацией реактивной мощности в систему и потребления из сети активной, т.е. в режиме перевозбуждения. В режим синхронного компенсатора могут переводить часть синхронных двигателей для целей компенсации реактивной мощности. Также возможна работа синхронного компенсатора в режиме недовозбуждения для потребления избыточной реактивной мощности и понижения уровня напряжения безопасного для изоляционных конструкций при отсутствии или недостаточности эффекта от применения шунтирующих реакторов в период минимума нагрузок, когда генерируемая зарядная мощность протяженными линиями электропередач превышает суммарную индуктивную нагрузку в сети. В таких случаях также дополнительно может быть осуществлен и перевод в режим потребления реактивной мощности синхронных генераторов [18,19].

Достоинства синхронного компенсатора:

- Высокая устойчивость обмоток к превышению электродинамических и температурных нагрузок, вызванных коротким замыканием;

- Плавное регулирование генерируемой реактивной мощности;

- С снижением напряжения повышается выдаваемая реактивная мощность.

Недостатками синхронного компенсатора в сравнении с конденсаторными батареями являются:

1) Повышенная стоимость затрат на установку, а ввиду наличия вращающихся элементов – удорожание и усложнение эксплуатации, шум во время

работы. При оценке технико-экономических расходов на ввод в работу и последующее облуживание синхронных компенсаторов необходимо также учитывать установку: комплектов релейных защит, автоматизированных системы пуска и управления, автоматики регулирования возбуждения, устройств противоаварийной автоматики и дополнительных коммутационных аппаратов. Наличие в синхронном компенсаторе подвижных узлов и связанных с ними контактных соединений (щеточно-контактный аппарат, контактные кольца, коллектор, реостат и другие элементы системы возбуждения) требует отдельных затрат на их обслуживание и ремонт. При этом стоимость добавочных устройств и затраты на их эксплуатацию практически не зависит от номинальной мощности синхронного компенсатора;

2) Потребление и потери активной мощности в синхронных компенсаторах при их полной загрузке достаточно значительны, при этом потери активной мощности в синхронных компенсаторах и их удельная стоимость увеличиваются при уменьшении их номинальной мощности.

Альтернативным синхронному компенсатору источником реактивной мощности является батарея статических конденсаторов (БСК). В отличие от синхронных компенсаторов номинальное напряжение которых обычно не превышает 10 кВ, БСК выполняются и используются в классах напряжения до 330 кВ.

1.2.3. Регулирование напряжения батареей статических конденсаторов

Батареи конденсаторов можно разделить на два вида:

- нерегулируемые, в которых количество задействованных конденсаторов постоянное и генерируемая реактивная мощность зависит от напряжения шин их подключения.

- регулируемые или управляемые, в которых может изменяться число задействованных конденсаторов в работе БСК, что влияет на выдаваемую батареей реактивную.

Отключение части конденсаторов в регулируемой БСК выполняется вручную или автоматически одной ступенью или многоступенчато [20]. Отключение части конденсаторов или полный вывод из работы БСК дополнительно должны сопровождаться разряжением накопленной энергии в емкости на активное сопротивление. Защита блоков конденсаторов выполняется предохранителями в цепи данного блока [21].

Существует две схемы подключения батарей статических конденсаторов: соединение «треугольником» и «звездой» [12]. При включении батареи в схеме «звезда» генерируемая реактивная мощность батареи определяется следующей формулой:

$$Q = 3 \times U^2 \times 2 \times \pi \times f \times C \ (1.4.),$$

где: f – промышленная частота сети (50 Гц), U – напряжение на шинах подстанции, на которые включена БСК; С – общая емкость задействованных в работе БСК блоков конденсаторов.

При подключении конденсаторов по схеме «треугольник» мощность батареи кратно возрастает, так как к блокам конденсаторов БСК приложено линейное напряжение:

$$Q = 3 \times U^2 \times 2 \times \pi \times f \times C = 9 \times U_{\Phi}^2 \times 2 \times \pi \times f \times C \ (1.5.).$$

В классах напряжении сети до 1000 В обычно конденсаторы БСК включают по схеме «треугольник». В сетях с классами напряжения 10 кВ и выше включение конденсаторов БСК выполняется исключительно схемой «звезда». Общую точку в таком случае в зависимости от режима работы нейтрали конкретной сети выполняют с глухим заземлением или изолированно. В сетях с классами напряжения от 6 до 10 кВ конденсаторы БСК могут подключать по обоим вариантам схем соединения.

Основные достоинства БСК:

- Возможность применения на более широком диапазоне классов напряжения сети без использования дополнительных устройств в виде трансформаторов и автотрансформаторов;

- Относительно малое потребление и потери активной мощности;

- Меньшая по сравнению с синхронными компенсаторами стоимость установки и дальнейшей эксплуатации ввиду простоты эксплуатации, легкости монтажа, малой массы и габаритов.

Среди недостатков батарей статических конденсаторов стоит отметить:

- Зависимость (согласно формулам 1.4. и 1.5.) выдаваемой реактивной мощности и напряжения шин подстанции, на которые включена БСК. Уменьшение напряжения ведет к квадратичному снижению реактивной мощности.

- Работа только на генерацию реактивной мощности, режим ее потребления невозможен.

- Чувствительность к несинусоидальности тока и напряжения сети в установившемся режиме и переходных процессах.

- Отсутствует режим плавного регулирования, так как конструктивно поддерживается и применяется исключительно ступенчатое изменение реактивной мощности.

- Относительно небольшой срок эксплуатации (менее 10 лет) из-за восприимчивости к коротким замыканиям и перенапряжениям, вызывающих потерю электрической прочности БСК.

Указанная выше зависимость в генерации БСК от напряжения сети является существенным отрицательным качеством данного источника реактивной мощности, в условиях растущего дефицита реактивной мощности отдельных узлов сети снижается и уровень напряжения в этих узлах, следовательно, БСК снижает выработку реактивной мощности и усугубляет режим. В разных схемно-режимных обстановках это может приводить к опрокидыванию нагрузки, росту тока близлежащих связей таких узлов и к дальнейшему развитию локальной лавины напряжения [22]. Таким образом, решение о выборе варианта компенсации реактивной мощности с применением БСК или синхронных компенсаторов следует

тщательно прорабатывать в зависимости от режимной ситуации каждого рассматриваемого района.

Применение синхронных компенсаторов чаще всего целесообразно на крупных узловых подстанциях межсистемного или районного значения при необходимости компенсации больших мощностей, например, в использовании компенсаторов в связке с шунтирующими реакторами, которые потребляют избыточную реактивную мощность генерируемой линиями сверхвысокого напряжения, разгружая тем самым трансформаторы связи с более низким классом напряжения, на низкой стороне которых к шинам подключены синхронные компенсаторы, предназначенные для покрытия необходимого количества реактивной мощности и поддержания на шинах низкой стороны подстанции требуемого уровня напряжения. В остальных случаях ввиду экономической целесообразности как правило предпочтение отдают установке батарей статических конденсаторов в качестве источников реактивной мощности.

1.2.4. Высоковольтные линии как источник реактивной мощности

В рамках обзора средств регулирования напряжения и реактивной мощности в настоящей работе также стоит отметить, что высоковольтные линии электропередачи, как указано в подразделе 1.2.3., могут рассматриваться в виде источников реактивной мощности, однако существует ряд особенностей:

- в кабельных сетях генерируемая линией зарядная мощность приводит к дополнительному нагреву жил, снижая тем самым активную передаваемую мощность и ограничивая длину кабеля, особенно такой эффект ярко выражен в высоковольтных кабельных линиях 110 кВ и выше. Соответственно такого режима при оперативном управлении и планировании стараются избегать [23];

- в сетях сверхвысокого напряжения 330 кВ и выше зарядная мощность ввиду экономической целесообразности выполнения данных линий в значительных длинах вызывает другой эффект – опасное для изоляции повышение напряжения, следовательно, в начале и конце таких линий необходимо устанавливать

шунтирующие реакторы, которые поглощают избыток реактивной мощности. Учитывая вышесказанное, в сетях сверхвысокого напряжения задача регулирования связана с уменьшением до нормального уровня значения напряжений, величина которого будет удовлетворять требованиям безопасной работы оборудования и электроэнергетической системы в целом [24,25];

- в районных электрических сетях зарядная мощность воздушных линий электропередач 110 кВ и ниже в нагрузочных режимах зачастую не компенсирует потери в данной линии ввиду относительно малой длины, при этом узлы, в которых остро проявляется проблема дефицита реактивной мощности в основном относятся к данному классу напряжений [26].

Ввиду вышеизложенного в сетях классом напряжения выше 220 кВ как правило отсутствует проблема недостатка реактивной мощности, соответственно, задачи по регулированию напряжения в них не являются прямым предметом рассмотрения настоящей работы.

Из анализа регулирования напряжения с влиянием на режим реактивной мощности по генерации и потреблению (генераторы электростанций и средства компенсации реактивной мощности) можно сделать вывод, что повсеместное использование данных способов нецелесообразно или неэффективно по различным причинам, поэтому такие методы используются только в определенных узлах энергосистемы из-за чего могут выступать исключительно как дополнительное средство к основному. В рамках энергосистем наиболее эффективным регулированием является задание необходимого коэффициента трансформации на трансформаторах и автотрансформаторах в зависимости от конфигурации конкретного энергорайона.

1.3. Регулирование за счет изменения коэффициентов трансформации силовых трансформаторов

Особенности работы электрических сетей в энергосистемах, связанные с отличающейся по характеру нагрузкой в разных узлах, наличием крупных центров

потребления, протяженностью передачи, использованием одновременно кабельных и воздушных линий передач требуют компенсации изменения уровня напряжения в сетях различных классов напряжения. В качестве основного средства регулирования напряжения наиболее рационально ввиду большой распространенности использовать воздействие на само силовое оборудование, связывающее разные классов напряжения – трансформаторы и автотрансформаторы [12]. Регулирование вторичного (низкого) напряжения в данном оборудовании осуществляется путем изменения числа витков первичной обмотки (обмотки высокого или среднего напряжения), т.е. с переключением ответвлений и воздействием на коэффициент трансформации.

В целях регулирования напряжения автотрансформаторы и трансформаторы снабжают встроенным переключающим устройством по изменению коэффициента трансформации [27]. При этом обмотки трансформаторов с такими переключающими устройствами выполняют с ответвлениями – ацапфами, чем достигается ступенчатое регулирование напряжения при их переключении. Схема обмотки трансформатора с отпайками (ответвлениями) изображена на рисунке 1.1.

Как правило, регулировочные обмотки трансформаторов имеют 5 и более отпаек для изменения коэффициента трансформации, при этом среднее положение или несколько средних положений как правило соответствуют номинальному коэффициенту трансформации данного трансформатора [28]. Остальные ответвления уменьшают или увеличивают коэффициент трансформации относительно номинального, при этом количество ступеней «в минус» и «в плюс», в большинстве случаев делают одинаковым. Ответвления могут быть выполнены в составе основной обмотки (см. рисунок 1.2.) или вынесены в отдельную секцию обмотки (см. рисунок 1.3.).

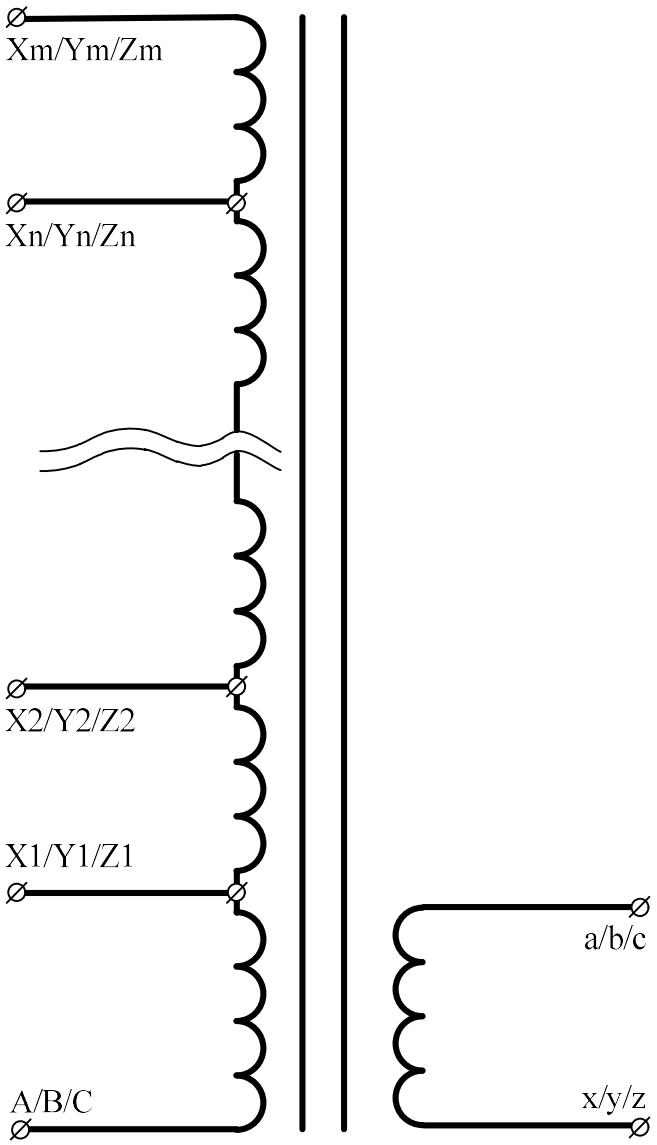


Рис. 1.1. Схема обмотки трансформатора с ответвлениями.

Так как при работе устройства регулирования отключается и включается часть витков, то переключение отпаек приводит к нарушению равномерности электромагнитного поля ввиду появления локального магнитного поля рассеяния. При данных условиях в активной части трансформатора возникают электромагнитные силы, вызывающие осевое смещение обмоток, действие таких «уравнивающих» электромагнитных сил может привести к разрушению обмотки, особенно опасно многократное увеличение воздействия этих сил в аварийных режимах (перенапряжение или короткое замыкание) [29]. Для уменьшения

указанных негативных влияний регулировочные ответвления располагают со стороны нулевой точки, что также позволяет снизить затраты на изоляционные конструкции переключаемых витков.

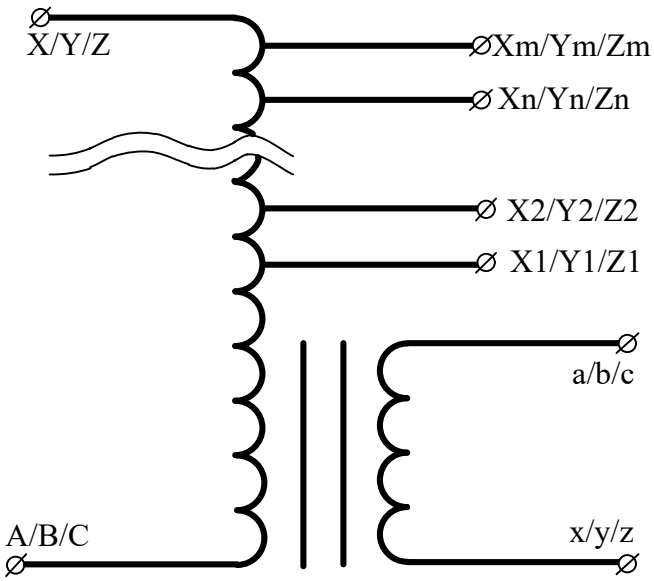


Рис. 1.2. Схема обмотки трансформатора с ответвлениями в основной обмотке.

Принципиально различают два способа изменения напряжения с помощью переключателя числа витков трансформатора:

- Регулирование под нагрузкой (РПН) без вывода трансформатора из работы специализированным устройством переключения, рассчитанным на такие операции;

- Переключение без возбуждения (ПБВ) с заземлением и выводом трансформатора из работы на время выбора рабочего положения болтового соединения или переключающего устройства.

В определенных случаях, например, при отсутствии устройств регулирования (РПН или ПБВ) или при необходимости расширения регулировочного диапазона, последовательно с трансформаторами и автотрансформаторами дополнительно подключают вольтодобавочные трансформаторы (ВДТ) [30].

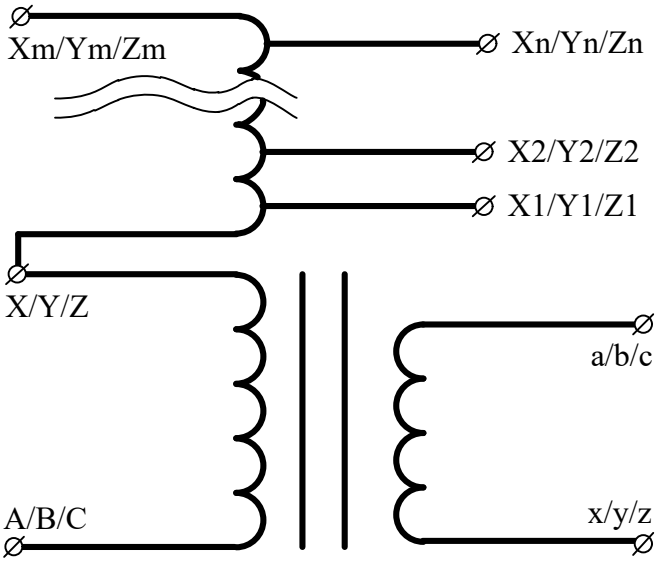


Рис. 1.3. Схема обмотки трансформатора с ответвлениями в отдельной секции.

Устройства РПН трансформаторов имеют больший диапазон (до ± 16 %) регулирования коэффициентов трансформации относительно устройств ПБВ, пределы которого составляют ± 5 %. ВДТ позволяют производить более глубокое регулирование (до ± 25%).

1.3.1. Устройства переключения без возбуждения трансформаторов

Простейшая схема регулирования напряжения (ПБВ) позволяет регулировать коэффициент трансформации с изменением количества витков одной из обмоток с помощью смены болтового соединения или специального механического регулирующего устройства, при этом обмотка полностью отключается от напряжения. Исследованию и проблематике данного устройства посвящено большое количество научных трудов [31-37] и др.

Устройства ПБВ обычно используются в силовых трансформаторах высшем классом напряжения до 35 кВ. Для класса 110 кВ и выше использование устройств ПБВ также возможно, например:

- на электрических подстанциях в качестве понижающих для передачи электроэнергии непосредственно потребителю;

- в узлах сети, где по режиму не требуется частое изменение напряжения;

- в блочных трансформаторах на электростанциях, где регулирование напряжения выполняется не за счет изменения коэффициента трансформации;

- на стороне среднего напряжения трехобмоточных трансформаторов, где не устанавливают устройство регулирования напряжения под нагрузкой.

Устройство ПБВ имеет систему неподвижных контактов, соединённых с ответвлениями обмотки, и систему движущихся контактов, через которые непосредственно проходит рабочий ток, принципиальная схема ПБВ изображена на рисунке 1.4.

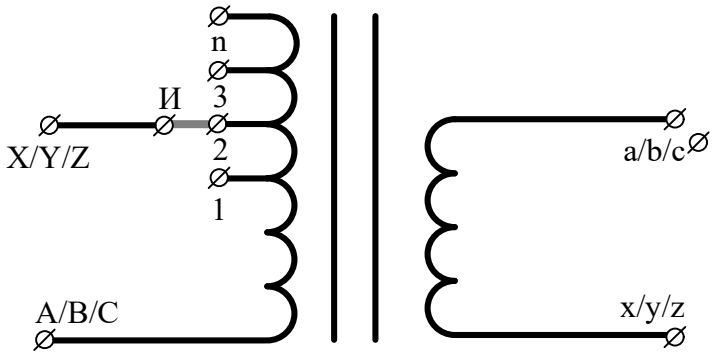


Рис. 1.4. Принципиальная схема трансформатора с устройством ПБВ.

Такая схема с точки зрения реализации изменения коэффициента трансформации наиболее простая из существующих. Переключение устройством ПБВ производится с привлечением персонала вне зависимости от наличия ручного или механизированного привода переключателя ввиду необходимости выполнения ряда мероприятий по требованиям регламентирующей документации: измерение переходного сопротивления переключенного контакта, проверка отсутствия промежуточных положений и. т. д.

В основном распространены устройства ПБВ барабанного типа, в которых

для симметрии распределения токов по отношению к ярмам магнитопровода трансформатора при работе на разных ответвлениях переключаемые участки обмоток располагают в середине обмотки. Для изменения коэффициента трансформации устройством ПБВ необходимо снять напряжение с обмоток трансформатора, убрать стопор механизма переключения ПБВ, провернуть «барабан» на требуемое положение. При переключении контакты избирателя «И» замыкают соседнюю пару токоведущих стержней переключателя. После выполнения регулирования стопор механизма переключения устанавливают обратно. При заклинивании механизма переключения в промежуточных положениях ПБВ стопор невозможно установить, соответственно, требуется довернуть привод ПБВ до необходимого рабочего положения.

Устройства ПБВ не разрывают в процессе переключения цепи нагрузки, поэтому должны удовлетворять основному только одному условию: выдерживать без нарушений эксплуатационный режим трансформатора.

Преимущество устройств ПБВ заключается в минимальном числе подвижных деталей, что заметно облегчает их обслуживание и повышает надёжность. Однако в эксплуатационных условиях ввиду нечастого использования в регулировании напряжения данных устройств контакты ПБВ нередко подвергаются заклиниванию. Так же большим недостатком является требование безусловного вывода из работы трансформатора на время производства переключения ПБВ. Кроме того, из-за недопустимости по режимным условиям выполнение переключения может быть запрещено даже кратковременно, например, на подстанциях, где параллельные трансформаторы работают на мощности, превышающей половину номинальной, как итог требуется частичное отключение потребителей. На подстанциях с одним трансформатором необходимо полное отключение потребителей. Ввиду вышеуказанных ограничений регулирование посредством устройств ПБВ как правило осуществляется при сезонных изменениях нагрузки (сезонное регулирование), а в режимах наименьших и наибольших нагрузок в течении суток трансформаторы с устройствами ПБВ

работают с одним и тем же коэффициентом трансформации, выполнение оперативного регулирования данным оборудованием невыполнимо.

1.3.2. Устройства регулирования под нагрузкой трансформаторов

Для переключения коэффициента трансформации силовых трансформаторов без их отключения от сети на трансформаторах применяются устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Большинство сетевых трансформаторов выпускается с данной системой регулирования, однако такой способ переключения конструктивно выполняется гораздо сложнее ПБВ. Тематика рассмотрения устройств РПН широко представлена в различных научных работах [38-47] и др.

В устройствах РПН различают следующие основные составные части:

1) Избиратель, который предназначен для подготовки необходимого положения для переключения. Также в конструкцию избирателя устройства РПН может входить предизбиратель, используемый для увеличения количества ступеней регулирования. Переключение контактов избирателя и предизбирателя осуществляется без нагрузи. Избиратель РПН может размещаться в общем баке трансформатора или в отдельном корпусе.

2) Контактор, обеспечивающий переход на подготовленное избирателем переключаемое положение без разрыва нагрузочной цепи с гашением возникающей при переключении электрической дуги. Контактор РПН всегда размещается в отдельном корпусе (баке), масло в котором изолировано от масла основного бака трансформатора.

3) Токоограничивающие элементы (реактор или сопротивление), которые уменьшают ток коммутации, возникающий в процессе регулирования.

4) Приводной механизм, обеспечивающий переключение контактором и избирателем. При этом настройка работы приводного механизма должна соблюдаться таким образом, чтобы синхронизация по времени в коммутациях контактором и избирателем не приводила к аварийному отключению

трансформатора. Работа механизма привода РПН в нормальном режиме осуществляется электродвигателями, при этом переключение ступеней производится в местном или дистанционном режиме (от действий персонала), а также может быть реализовано автоматически (от воздействий автоматизированной системы). В случае неисправности моторного привода или потери оперативного тока в приводном механизме предусмотрено ручное управление с помощью рычажной рукоятки.

Избиратель и контактор имеют неподвижные и подвижные контакты. Подвижные контакты избирателя соединяются с неподвижными контактами контактора, а неподвижные – с соответствующими ответвлениями регулировочной обмотки. Последовательное переключение отпаек регулировочной обмотки выполняется посредством подвижных контактов контактора и избирателя, механически связанных с приводным механизмом через изоляционные конструкции.

Устройства регулирования под нагрузкой по роду токоограничивающих элементов подразделяются на реакторные (см. рисунок 1.5.) и быстродействующие с активными сопротивлениями – резисторами (см. рисунок 1.6.) [48].

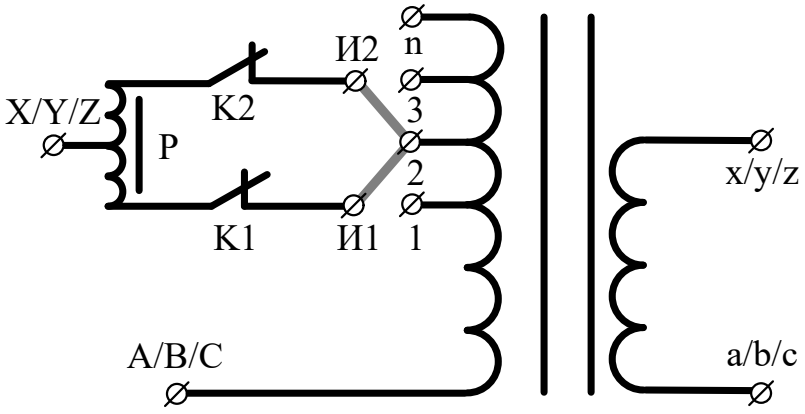


Рис. 1.5. Принципиальная схема трансформатора с реакторным РПН.

В классификации РПН по способу гашения электрической дуги, образующейся при коммутации тока, обычно выделяют две основные группы

устройств: с вакуумными камерами и с масляным гашением дуги. Дугогашение в наиболее распространённых быстродействующих резисторных РПН осуществляется в масляной среде, при этом переключение происходит с высокой скоростью размыкания и замыкания контактов, что в совокупности обеспечивает прерывание дуги в момент первого перехода кривой тока через значение нуля, в течение не более 0,01 с. При этом увеличение времени гашения дуги в масляной среде может приводить к возникновению аварийных для переключающего устройства перенапряжений [49].

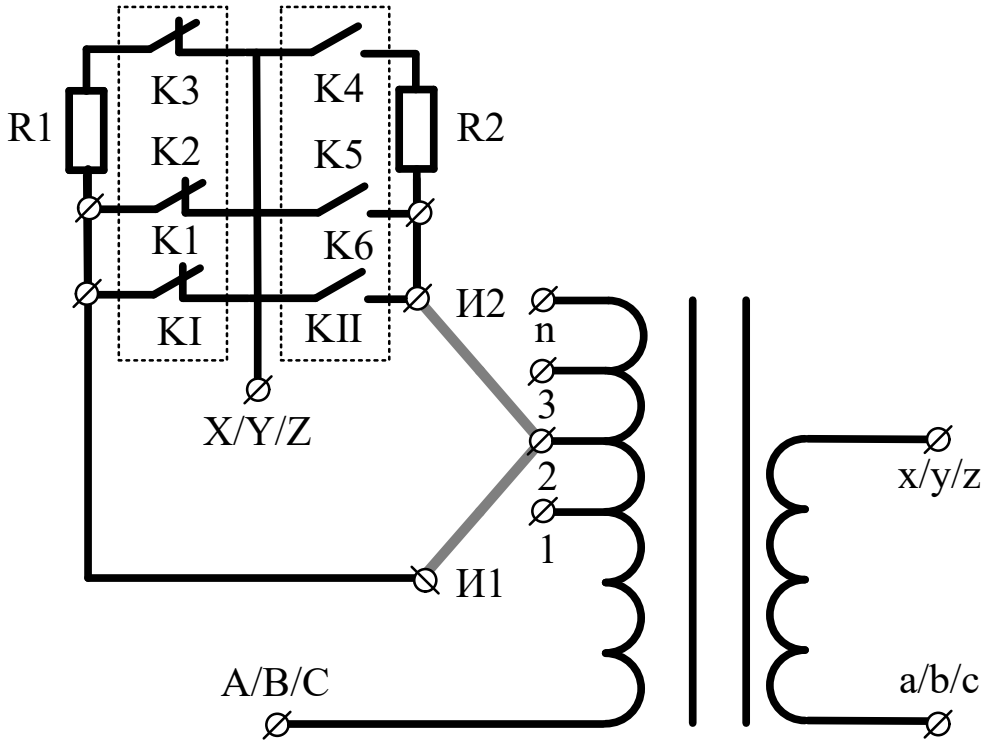


Рис. 1.6. Принципиальная схема трансформатора с резисторным РПН.

У РПН с токоограничивающим реактором в избирателе и контакторе предусмотрено по два силовых контакта И1-И2 и К1-К2 соответственно, а в РПН с токоограничивающими резисторами конструкция предусматривает две группы контактов контактора КІ и КІІ. При этом у обоих видов РПН контакты избирателя подвижные. В переключениях с одного ответвления на другое последовательность работы элементов схемы обоих типов РПН одинакова: первоначально контактор

разрывает цепь одной ветви, затем избиратель переходит на последующее ответвление, а далее контактор замыкает эту ветвь, подготавливая другую ветвь избирателя к работе.

Далее рассмотрен принцип действия ступенчатой схемы регулирования на примере *реакторного* устройства: пусть исходное положение избирателя (переключателя) – первое. В исходном положении контакты И1 и И2 избирателя замыкают контакты первого ответвления, расположенные внутри изолирующего цилиндра, на котором смонтированы все неподвижные контакты избирателя. Снаружи к этим контактам крепятся соответствующие ответвления обмоток силового трансформатора. Контакты К1 и К2 контактора замкнуты. Схема соединения исходного первого положения приведена на рисунке 1.7., (а).

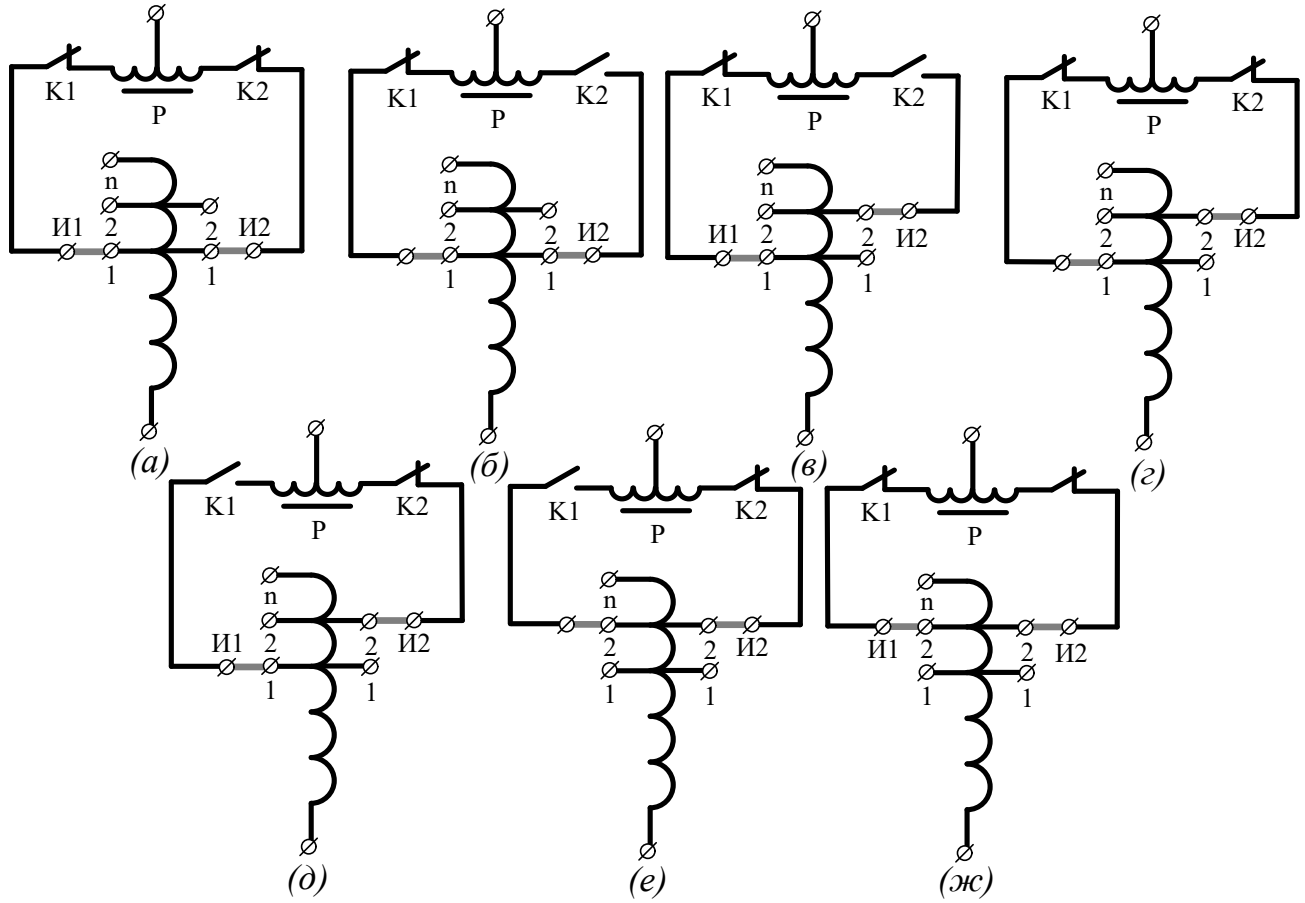


Рис. 1.7. Последовательность переключения контактов РПН с реактором.

Цикл переключения начинается с размыкания одного из контактов контактора К2. После размыкания этого контакта ток, который ранее равномерно проходил по обеим ветвям И1 – К1 и И2 – К2, пойдет только по ветви И1 – К1 (см. рисунок 1.7., б), и контакт И2 избирателя, поскольку его ветвь теперь оказалась обесточенной, начинает свое движение и размыкает контакт с первым ответвлением и замыкает неподвижный контакт на избирателе второго ответвления. Ток при этом проходит также только по ветви И1 – К1 (см. рисунок 1.7., в). Далее замыкается контакт К2 контактора, и регулируемая ступень обмотки трансформатора оказывается включенной на токоограничивающий реактор (см. рисунок 1.7., г). Чтобы при замыкании ответвлений в образовавшемся контуре не протекал большой ток, используют реактор Р с расщепленной обмоткой. Токоограничивающий реактор рассчитан на кратковременную нагрузку, и в рабочем состоянии, когда оба его контакта подключены к одному ответвлению, сопротивление реактора близко к нулю, т.к. обе его половины включены встречно.

Положение, когда регулируемая ступень замкнута на реактор, называют «положение моста» или «мостом», при этом ток перераспределяется по ветвям И1 – К1 и И2 – К2 и зависит непосредственно от сопротивления реактора и участвующей в регулировании части обмотки. При большом сопротивлении реактора данный перераспределенный ток не будет превышать 50 % от значения нагрузочного тока, а ток в ветвях будет сопоставим по величине с током нагрузки. Т.е. токоограничивающий реактор в данной схеме необходим для уменьшения коммутационных токов при переключениях. Кроме того, из схемы регулирования видно, что при отсутствии токоограничивающего реактора регулируемая ступень обмотки оказалась бы закороченной, что привело бы к повреждению трансформатора. После прохождения положения «моста», которое в некоторых схемах может быть рабочим, размыкается контакт К1, подготавливая к переключению контакт И1 избирателя и перебрасывая ток в цепь И2 – К2 (см. рисунок 1.7., д). Контакт И1 размыкает первое и замыкает второе ответвления (см. рисунок 1.7., е), после чего замыкается контакт К1 контактора, и второе ответвление оказывается полностью замкнутым на реактор (см. рисунок 1.7., ж).

На этом заканчивается один цикл переключения, при котором в цепь тока вводятся дополнительные витки регулируемой обмотки, изменяющие напряжение на выводах силового трансформатора.

При включении в схемах с токоограничивающими *резисторами* переключение происходит аналогично, только в исходном положении контакты И1 и И2 избирателя замыкают соответственно первое и второе ответвления обмотки и при работе контактора переключается не один контакт, а группа контактов КI или КII, состоящая в большинстве устройств из трех контактов. При переключении соседних ответвлений, например, с первого на второе или, наоборот, со второго на первое, достаточно переключение только контактов контактора, так как в исходном положении контакты избирателя уже замыкали эти ответвления. В других случаях контакты И1 и И2 избирателя переключают ответвления обмотки только после обесточивания соответствующей четной или нечетной ветви регулирующей обмотки контактами КI или КII контактора.

Порядок работы контактов контактора резисторного РПН показан на рисунке 1.8. Пусть вначале закрыты силовые контакты группы КI (К1 –К3), а контакты группы КII открыты (К4 – К6). В этой ситуации включено нечетное ответвление, а путь тока лежит через контакты К1 и К2 (см. рисунок 1.8., а).

В первый момент переключении (см. рисунок 1.8., б) сначала открывается главный контакт К1, при этом путь тока замыкается через второй контакт (К2), далее открывается контакт К2 и ток идет через токоограничивающее активное сопротивление R и контакт для гашения дуги К3 (см. рисунок 1.8., в). Далее замыкается дугогасительный контакт К4 плеча КII контактора, в результате регулируемая ступень оказывается замкнутой через два токоограничивающих резистора и ток проходит по двум параллельным ветвям (см. рисунок 1.8., е) – это положение «моста». В дальнейшем размыкается контакт К3, и весь ток теперь протекает только через дугогасительный контакт К4, токоограничивающий резистор правого плеча контактора и включенное четное ответвление обмотки (см. рисунок 1.8., д). Замыкается вспомогательный контакт К5 (см. рисунок 1.8., е), за ним – главный контакт К6 (см. рисунок 1.8., ж). Правое плечо контактора

оказывается полностью замкнутым, ток проходит через контакты К5 и К6 и четное ответвление обмотки.

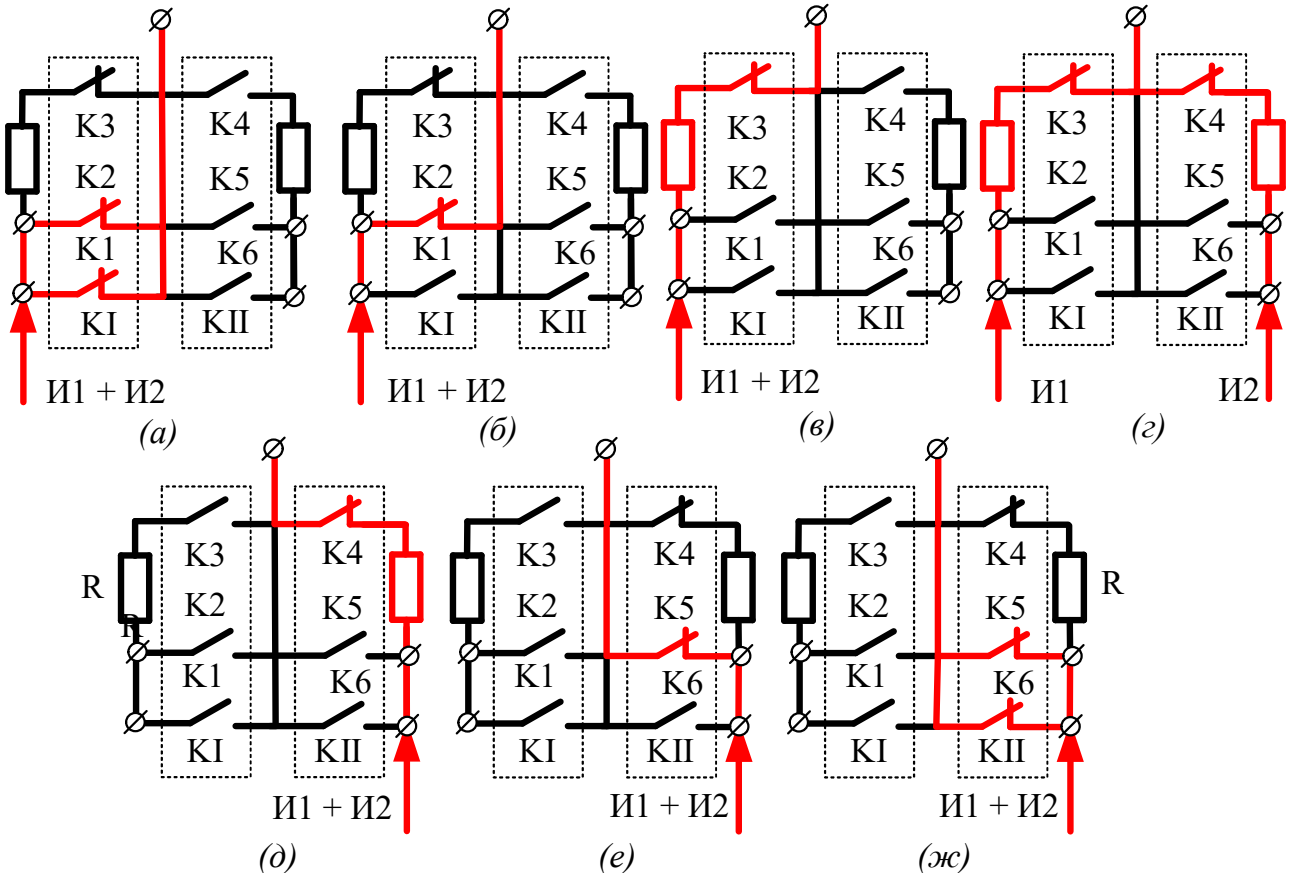


Рис. 1.8. Последовательность переключения контактов резисторного РПН.

Токоограничивающие резисторы также не рассчитаны на длительное прохождение через них тока, поэтому время «моста» в схеме переключения ограничено несколькими миллисекундами, что должно быть обеспечено быстродействием устройств переключения ответвлений обмотки трансформатора.

В ряде схем РПН применяется предизбиратель – устройство, позволяющее изменять направление подключения регулировочной обмотки по отношению к основной обмотке трансформатора, а также переключать грубую ступень в процессе регулирования напряжения. Реверсирование регулировочной обмотки позволяет расширить без увеличения числа ответвлений диапазон регулирования напряжения или уменьшить значение ступени регулирования без изменения

диапазона изменения напряжения, т. е. сделать схему регулирования напряжения более гибкой. Переключение контактов предизбирателя, как и избирателя, происходит только в обесточенном состоянии. Таким образом, избиратель и предизбиратель в процессе регулирования напряжения тока не разрывают, а только изменяют соединение ответвлений обмотки, контакты контактора разрывают цепь тока, и дуга в контакторе гасится.

Согласно [48] устройства РПН должны выдерживать перегрузки, которые соответствуют перегрузкам самого трансформатора, при этом переключения допускаются с номинальном напряжением и током до 200 % от значения номинала.

Износостойкость по механической части устройства РПН при выполнении переключений без нагрузки должна быть не менее 500 тыс. переключений, а электрическая износостойкость не менее 25 тыс. переключений. Современные устройства РПН позволяют совершать до 300 тыс. раз под нагрузкой с номинальным током и имеют запас в 1,5 млн. переключений до механического износа [50]. Указанное количество переключений в течении всего срока службы (25 лет) устройство РПН должно выдерживать без замены контактов при номинальном токе и номинальном напряжении ступени регулирования, но с условием соблюдения регламента технического обслуживания.

В профилактические работы по поддержанию работоспособности состояния устройства РПН в первую очередь входит контроль уровня и состояния масла в баке РПН, а также смежных с данным объектом контроля узлов (силикагель воздухоосушителя, работа счетчика переключений и т.д.). Так как во время переключений из-за возникновения дуги под действием высоких температур происходит структурное изменение состава масла, необходимо периодически производить смену трансформаторного масла в баке РПН или его регенерацию не более чем через 10 тыс. переключений [51]. Для чистки контактов от окисла на любом типе переключающего устройства трансформатора требуется осуществлять профилактическое опробование механизма переключения по всему диапазону на каждое рабочее положение и в каждую сторону не менее десяти раз в периодичность раз в шесть месяцев. Дополнительно для сохранения ресурса

надежности и четкости работы рекомендуется в периодичность раз в шесть месяцев производить смазку подвижных деталей привода тугоплавкой незамерзающей смазкой. Ввиду того, что все обозначенные выше операции должны производиться с выводом трансформатора из работы не всегда соблюдаются рекомендации заводской документации, а, следовательно, снижаются и количественные показатели числа переключений по переключающей возможности устройств регулирования.

Опыт эксплуатации РПН показывает, что переключающие устройства с реактором более надежны, но менее экономичны (относительно резисторных), так как возникают потери, связанные с общим увеличением сопротивления трансформаторного узла. Также отказ в электрической схеме реакторного РПН может привести к кратному увеличению таких дополнительных потерь, что хоть и допустимо, но не желательно. Механизмы привода резисторных РПН более подвержены заклиниванию и являются основной причиной неисправностей переключающего устройства, ведущих к аварийному отключению всего трансформатора.

Самым большим недостатком устройств РПН любого типа является общая низкая надёжность работы в связи с наличием большого количества подвижных частей и блок-контактов. Так как в трансформаторе всегда присутствует некоторое испарение масла, которое оседает на блок-контактах, подвижные части имеют свойства заклинивать в момент переключения.

С увеличением срока эксплуатации РПН отмечается рост числа случаев, когда привод останавливается в промежуточном положении, устройство переключения в таком случае находится в «мосте».

В случае реакторных РПН это не квалифицируется как авария — данные устройства спроектированы с учётом возможности относительно продолжительной эксплуатации в указанном положении.

Работа резисторных устройств РПН в «мосте» строго ограничена временным интервалом (порядка 1-2 мс), превышение которого не допускается.

Отключение силового трансформатора газовой защитой РПН осуществляется, если привод продолжительное время находится в промежуточном положении, так как происходит значительный нагрев токоограничивающего активного сопротивления и отсутствует достаточное количество объема в баке РПН, который не занят маслом или газом.

Стоит отметить, что привод на каждую фазу трансформатора свой, и часто имеет место быть рассогласование фаз РПН – когда две фазы переключились на следующий виток, а одна фаза осталась на предыдущем витке или, что ещё хуже, в одном из промежуточных значений.

Кроме недостаточно надежной работы во время переключений существенные минусы РПН трансформаторов состоят в:

- увеличении общей стоимости, РПН на 20 – 25% удорожает трансформаторный узел;
- трудности обеспечения стойкости к сквозным коротким замыканиям;
- усложнении конструкции относительно устройств ПБВ.

Наличие последнего фактора обуславливает требование к более тщательному и качественному проведению профилактического обслуживания, а также необходимости к более высокой квалификации ремонтного персонала, однако часто при проведении ремонтов эксплуатационный персонал больше внимания уделяет первичному оборудованию, устройствам релейной защиты и автоматики. В связи с этим на многих подстанциях имеются проблемы с регулированием напряжения трансформатора под нагрузкой. Именно поэтому способ регулирования напряжения посредством РПН применяется только в случае, если резервов реактивной мощности компенсирующих устройств и генераторов недостаточно для удержания параметров режима в области допустимых значений.

Если глубины регулирования напряжения не хватает задействованием СКРМ и при изменении коэффициентов трансформации устройствами ПБВ и РПН, то в регулировании необходимо применять ВДТ.

1.3.3. Применение вольтодобавочных трансформаторов

Использование вольтодобавочных трансформаторов (ВДТ) является еще одним способом регулирования напряжения в трансформаторах и автотрансформаторах. ВДТ позволяют выполнять функции РПН в тех случаях, когда автотрансформаторы (трансформаторы) не имеют устройств РПН вовсе или необходимо увеличить диапазон изменения коэффициента трансформации эксплуатируемых трансформаторов, оснащенных устройствами РПН. Вопросы, по исследованию применения ВДТ объемно изложены в научных работах [52-57].

Осуществление регулирования напряжения с помощью ВДТ в диапазоне до половины от номинального значения экономически не обосновано, поскольку мощность и, соответственно, цена «дополнительного» трансформатора приближаются к «основному», что влечет рост затрат и увеличение потерь электрической энергии.

На практике ВДТ применяют совместно с многообмоточными трансформаторами и автотрансформаторам, которые имеют устройства РПН только на одной из сторон, т.е. регулирование возможно только одним из двух или более коэффициентов трансформации. Помимо того, некоторые трансформаторы и автотрансформаторы мощностью выше 200 МВА могут выполняться без РПН и ПБВ, а иногда даже без и регулировочных ответвлений.

ВДТ состоит из двух частей, выполненных в едином или раздельном корпусе (см. рисунок 1.11): последовательной трансформатора (обмотки) и питающего его трансформатора или автотрансформатора (обмотки).

Вторичная обмотка последовательного трансформатора включается в цепь последовательно с обмоткой основного трансформатора (в той цепи, где необходимо регулировать напряжение), а первичная обмотка данного устройства подсоединяется к вторичной обмотке питающего трансформатора. Стандартная схема подключения предусматривает последовательное включение вторичной обмотки последовательного трансформатора в цепь обмотки основного трансформатора со стороны нулевой точки для того, чтобы при коротком

замыкании в последовательном трансформаторе его обмотки были защищены сопротивлением обмоток главного трансформатора.

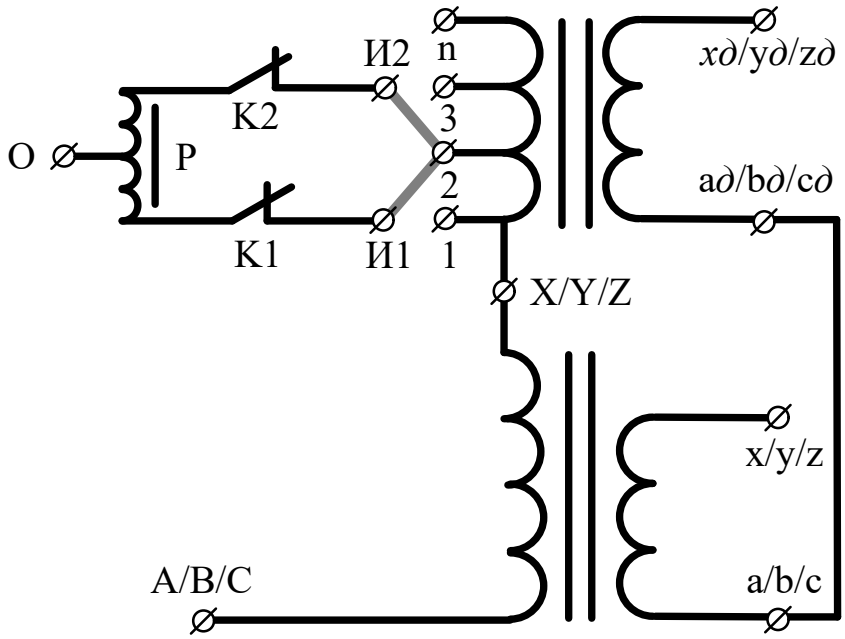


Рис. 1.11. Принципиальная схема трансформатора с ВДТ.

Во вторичной обмотке последовательного трансформатора наводится ЭДС, которая складывается с напряжением обмотки основного трансформатора и тем самым изменяет общую величину напряжения. Переключающее устройство в ВДТ работает аналогично реакторному устройству РПН, а соответственно, имеет идентичные ему особенности и недостатки.

ВДТ могут использоваться как для регулирования напряжения по величине, так и по фазе. Регулирование напряжения по величине называется продольным регулированием, по фазе – поперечным. Основная разница между ними заключается в схеме соединения обмоток питающего трансформатора. При продольном регулировании напряжения вторичных обмоток последовательного трансформатора совпадают по фазе с напряжениями обмоток высшего напряжения основного трансформатора.

При поперечном регулировании обмотки питающего трансформатора и концы его регулировочного устройства соединяются так, чтобы векторы напряжений вторичных обмоток последовательного трансформатора были перпендикулярны напряжениям фаз сети.

Поперечное регулирование напряжения используется в первую очередь для перераспределения перетоков активной мощности. Коэффициент трансформации в таком регулировании способен влиять не только на модуль напряжения, но и в более существенной степени – на угол напряжения в обмотке трансформатора. При этом, в связи с изменением разности углов между напряжениями по концам подключенных к объекту электроэнергетики с установленным трансформаторным оборудованием с поперечным регулированием линий электропередачи, изменяется и переток активной мощности по указанным линиям электропередачи. Регулированием поперечного коэффициента трансформации и изменением за счет этого угла напряжения на шинах объекта электроэнергетики достигается гибкое управление перетоками активной мощности по отходящим от объекта электроэнергетики присоединениям.

Поперечное и продольно-поперечное регулирование коэффициента трансформации используется в энергосистемах как для задания базового потокораспределения (для управляемого постоянного распределения мощности в электрической сети), так и в качестве оперативного мероприятия для снижения перегрузки по току линий электропередачи и электросетевого оборудования в послеаварийных режимах.

1.4. Методы регулирования напряжения

Подбор комбинации методов регулирования напряжения существенно определяется локальными условиями эксплуатации, типом электрической сети, структурой и составом нагрузки, и другими сопутствующими факторами.

Наибольшую эффективность на практике показали два основных метода регулирования напряжения [12]:

- централизованный (осуществляемый в центре питания);

- местный (реализуемый непосредственно вблизи нагрузки).

В качестве центров питания в электроэнергетических системах могут выступать шины распределительных устройств понижающих подстанций и электростанций. Изменение напряжения в таком случае выполняется с использованием имеющихся средств регулирования и в рамках располагаемого диапазона, расстояние между потребителем и центром питания дополнительно оказывает влияние на эффективность процесса регулирования.

1.4.1. Централизованное и местное регулирование напряжения

Для местного регулирования напряжения применяются СКРМ и ВДТ. РПН трансформаторов могут выступать в роли средств местного регулирования как исключение ввиду возможного негативного влияния на повышение напряжения одних точек сети за счет других, например, при подключении к одному узлу трансформаторов с ПБВ и с РПН. В условиях дефицита реактивной мощности регулирование РПН способно спровоцировать общее снижение напряжения в системе. Это создаёт предпосылки для возникновения вала напряжения на шинах подстанций, оснащенных только трансформаторами с ПБВ. Также при работе в сети с несколькими контурами на трансформаторах должны одновременно обеспечиваться близость и оптимальность значений коэффициентов трансформации. Работа трансформаторов, функционирующих с существенно различающимися коэффициентами трансформации, в единой сети приводит к возникновению уравнительных токов в сети более низкого напряжения и ее загрузке.

Наибольшая экономическая и техническая эффективность регулирования напряжения достигается при применении централизованного метода в условиях однородного графика нагрузки, где критерием однородности служит практически неизменный характер потребления во времени. На практике гораздо чаще встречаются ситуации, когда график нагрузок неоднороден, когда от общего

узла питается различная по типу нагрузка. В таких случаях в центре питания применяется централизованное регулирование относительно потребителя или группы потребителей с наибольшей долей в общей нагрузке, при этом в других группах потребителей должно применяться местное регулирование.

При централизованном регулировании применяют два режима изменения коэффициентов трансформации:

- стабилизация, которая используется с плотным графиком нагрузки и при незначительных изменениях напряжения в течении календарного дня.

- встречное регулирование, которое используется при явном перепаде нагрузок в графике и реализуется воздействием на повышение напряжения в центре питания в периоды пиков потребления, и наоборот, понижением напряжения в центре питания в часы минимума нагрузок.

Наиболее перспективным с точки зрения получения максимальной экономичности режима является автоматическое регулирование напряжения.

1.4.2. Автоматическое регулирование напряжения

Экономия за счет автоматического регулирования напряжения в электрических системах может быть достигнута путем нахождения наиболее эффективной передачи мощности (с минимумом потерь) в сети от источников до мест потребления при воздействии на изменение коэффициентов трансформации и режим по реактивной мощности.

При управлении перетоками реактивной мощности происходит изменение токов в сетевых элементах, из-за чего меняются потери активной мощности и суммарные потери электроэнергии. Поскольку регулирование напряжения тесно связано со снижением потерь, возникает необходимость поиска оптимального режима, учитывающего факторы напряжения, распределения перетоков реактивной мощности и коэффициентов трансформации. Оптимальность режима электрической сети можно оценить по критерию минимизации потерь активной мощности, при условии выполнения заданных ограничений по:

- нормированию уровня напряжений в узлах;
- пределам реактивных мощностей ИРМ;
- допустимым токам в ветвях сети;
- границам диапазона регулирования коэффициентов трансформации.

В неоднородных сетях с несколькими замкнутыми контурами естественное распределение перетоков мощности оказывается неоптимальным в том числе и с экономической точки зрения из-за возникновения уравнительных мощностей, которые приводят к дополнительным потерям и загрузке сети. Таким образом, задача оптимизации сводится к поиску оптимального сочетания коэффициентов трансформации. Данная комбинация должна обеспечивать требуемое качество электроэнергии и одновременно соответствовать условию минимальных сетевых потерь. При оптимизации коэффициентов трансформации целевой функцией, минимизация которой находится, выступает зависимость суммарных потерь активной мощности от положения переключающих устройств трансформаторов:

$$\Delta P(К_Т) = f(К_{Т1}, К_{Т2}, \dots К_{Тn}) \ (1.4.),$$

где: $К_Т$ – коэффициент трансформации определенного трансформатора, n – количество трансформаторов на участке электроэнергетической системы.

При нахождении минимума функции 1.4. Следует учитывать следующие ограничения:

$$U_{i(min)} \le U_i \le U_{i(max)}, I_{ij} \le I_{ij(\text{длит.доп})} \ (1.5.),$$

где: U_i – напряжение в i-том узле, $U_{i(min)}$ и $U_{i(max)}$ – соответственно минимальное и максимальное напряжение в i-том узле, I_{ij} – ток в ветви i-j, $I_{ij(\text{длит.доп})}$ – длительно допустимый ток в ветви i-j.

Поскольку в сложно – замкнутых сетях может количество трансформаторов может достигать сотен единиц, а также имеет место быть несколько уровней

напряжений, то выбор оптимальных значений коэффициентов трансформации становится сложной задачей ввиду большого объема вычислений, поротому расчёты производят с помощью специализированных программных комплексов.

В современных реалиях оптимизация коэффициентов трансформации могла бы проходить в несколько этапов, а именно:

- определение оптимальных положений отпаек устройств ПБВ трансформаторов при сезонном регулировании с учетом располагаемой мощности СКРМ (без автоматического регулирования);

- переключение анцапф устройств РПН трансформаторов в жиме реального времени по изменению нагрузки в течении суток с учетом регулирования СКРМ.

Метод автоматического регулирования с выбором оптимальных коэффициентов трансформации является эффективным мероприятием по снижению потерь в сети и повышению качества электроэнергии, если трансформаторы имеют работоспособный и исправный РПН. Однако, на практике такая методика не всегда позволяет найти глобальный минимум потерь из-за невозможности оперативного производства переключений ПБВ и РПН трансформаторов с изменением нагрузки в течении суток по различным причинам. Не включая в расчет оптимальных положений переключающих устройств, выполняемый в рамках текущего регулирования, трансформаторы с ПБВ и РПН, функционирующими в режиме ПБВ (переключение без нагрузки), может быть достигнут только локальный минимум потерь, который значительно может отличаться от величины глобального минимума.

1.5. Статистика использования переключающих устройств трансформаторов при регулировании напряжения

Для оценки текущего состояния переключающих устройств трансформаторов был произведен сбор информации у крупной сетевой компании города Иркутска на предмет использования в регулировании напряжения устройств ПБВ и РПН эксплуатируемых сетевой организацией трансформаторов за

календарный год. Опрашиваемая организация имеет в своем активе и эксплуатирует воздушные и кабельные линии передачи, подстанции различных классов напряжения от 0,4 0кВ до 500 кВ. Предоставленную сетевой организацию статистику можно изложить в следующих тезисах:

1) За 2022 год из всех имеющихся трансформаторов с ПБВ в количестве 45 единиц только 20% учувствовали в сезонном переключении анцапф. При этом на семи подстанциях г. Иркутска происходило полное отключение потребителей от электропитания на время производства переключений, которое составляет в среднем 2-3 часа, так как на подстанции не предусмотрено наличие второго трансформатора. На остальных подстанциях также производилось отключение части потребителей для разгрузки одного из параллельно работающих трансформаторов в целях производства переключений по изменению коэффициента трансформации.

2) Из эксплуатируемых в количестве 130 единиц трансформаторов с РПН только 30 % участвовали в переключении анцапф. Однако, на большинстве трансформаторах с устройством РПН происходит регулирование подобное трансформаторам с ПБВ, т.е. с отключением потребителей от электропитания. Время производства переключений РПН быстрее, чем у ПБВ и составляет 30 минут.

3) Снятие нагрузки с трансформаторов для переключения РПН обуславливается с учащающимся возникновением аварийный ситуации, связанных с неудачным переключением устройств РПН, устранение которых требует затратного и длительного ремонта.

4) Полное время производства переключений любым переключающим устройством с учетом потребности выполнения организационных мероприятий и доставки персонала до рабочего места занимает 6 часов, и не больше 4 часов если трансформатор располагается в черте города.

5) При изменении коэффициента трансформации силового трансформатора с отключением потребителей сетевая компания несет убытки из-за отсутствия полезного отпуска электроэнергии. При этом у электросетевой

организации имеется автоматика управления РПН трансформаторов в режиме реального времени, но её не применяют в связи с возможным выходом из строя устройства РПН, т.к. само устройство РПН не достаточно надежно и требует в процессе переключения человеческого контроля, соответственно практичнее использовать переключение на местах с помощью персонала.

Анализ повреждаемости функциональных узлов трансформаторов, приведенный в [58-62], также показывает, что на отказ переключающего устройства приходится от 11 до 60 % всех выводов в аварийный ремонт трансформаторов и автотрансформаторов в разных энергосистемах.

На основании статистических данных аварийности и использования эксплуатируемых переключающих устройств трансформаторов, а также с учетом недостатков существующих РПН и ПБВ, отраженных в настоящей главе, можно сделать выводы об ограниченности или полной невозможности их использования в автоматическом регулировании напряжения. Следовательно, возникает необходимость разработки и последующего применения переключающих устройств нового типа, которые позволяют выполнять регулирование неограниченное число раз без отключения потребителей от сети, а также без привлечения в процесс переключения какого-либо персонала помимо диспетчерского. Такими устройствами могут быть полностью бесконтактные - полупроводниковые или комбинированные переключатели, сочетающие элементы силовой электроники и контакторные установки. Кроме того, требуется доработка методики автоматического регулирования, которая будет учитывать специфику работы новых внедряемых устройств.

1.6. Выводы по первой главе исследования

1. Для поддержания нормального уровня напряжения у потребителей электроэнергии преимущественно должно применяться регулирование напряжения изменением числа витков обмоток трансформаторов на сетевых подстанциях. При этом на текущий момент недостаточно широко используется

функционал переключающих устройства ПБВ и РПН, связанный с возможностью уменьшения потерь в сети путем групповой оптимизации коэффициентов трансформации с перераспределением перетоков реактивной мощности.

2. Во многих региональных электроэнергетических системах РФ в настоящее время изменение коэффициентов трансформации производится с привлечением обслуживающего и оперативного персонала объекта как для ПБВ (переключение без возбуждения), так и для РПН (регулирование под нагрузкой). При этом, если конструкция устройств ПБВ изначально предполагает регулирование с отключением трансформатора от сети, то устройства РПН, как правило, исчерпали свой ресурс из–за чего все чаще возникают аварийные ситуации, связанные с неудачным переключением и требующие длительного ремонта.

3. Замена устройств РПН на аналогичные в текущее время невозможна или экономически нецелесообразна ввиду производства большинства аппаратных средств на территориях недружественных по отношению к РФ иностранных государств, а замена на отечественный, но менее надежный, аналог часто требует доработки конструкции бака трансформатора, что ведет к удорожанию такой замены. Ремонт отдельных моделей РПН невозможен в принципе, что особенно выражено у старых устройств РПН, произведенных в Болгарии.

4. Систематическое в текущем состоянии и режиме работы переключающих устройств снижение потерь путем изменения коэффициента трансформации силовых трансформаторов не достижимо.

5. Воздействие на генераторы электростанций с увеличением выдачи реактивной мощности осуществляется в ограниченном диапазоне и не способно компенсировать режим по напряжению у удаленных потребителей. При этом установка в электрических сетях дополнительных компенсирующих устройств, превышающих объем, необходимый для обеспечения баланса реактивной мощности, требует экономического обоснования. Такое решение целесообразно только в том случае, если дополнительные затраты на приобретение, монтаж и последующую эксплуатацию компенсирующих средств

полностью окупаются за счёт снижения потерь электроэнергии и соответствующей экономии.

6. На основании проведенного анализа эксплуатируемых на текущий момент средств регулирования показана необходимость в разработке организационных мероприятий и технических решений, направленных на уменьшение потерь электрической энергии при ее передаче по сетям электроэнергетической системы. Суть технических мероприятий должна состоять в замене механических устройств ПБВ и РПН на бесконтактные или комбинированные переключающие устройства с электронными ключами. Организационные процессы должны быть связаны с масштабированием технических мероприятий на группы подстанций, включением модернизированных трансформаторов в общую автоматизированную систему управления, в которой производится мониторинг основных показателей текущего режима сети, перерасчет установленных коэффициентов трансформации до оптимальных по критерию нахождения минимума сетевых потерь активной мощности, выдача сигнализации диспетчерскому персоналу о рекомендуемых изменениях и (или) отправка команд управления на изменение положения анцапф переключающего устройства трансформатора.

Глава 2. Разработка переключающего устройства трансформаторов на базе полупроводниковых элементов

В настоящей главе кратко рассмотрены современные технические решения, предлагающие варианты обновления конструкции переключающих устройств коэффициента трансформации, которые функционируют в текущее время. Также при анализе предложены новые схемы переключающих устройств, исключающие выявленные недостатки рассмотренных инновационных устройств.

Для трансформаторов малой мощности была разработана наиболее простая схема переключающего устройства и сформирована схема управления им, было произведено моделирование предлагаемого устройства с учетом особенностей работы симисторов, а также произведен выбор электронного ключа, подходящего по характеристикам исследуемой модели трансформатора.

На основании анализа первой итерации устройства была разработана усовершенствованная схема переключающего устройства трансформатора с применением элементов токоограничения, которая может применятся на трансформаторах любой мощности и класса напряжения, что доказывается результатами моделирования.

2.1. Предложение новой схемы устройства изменения коэффициента трансформации

Конструкция силовых полупроводниковых элементов в настоящее время позволяет применять данную базу в высоковольтных сетях переменного тока в том числе с целью замены контактных групп различных коммутационных устройств, ввиду ухудшения их характеристик при длительной эксплуатации силовых контактов.

Учитывая недостатки существующих средств регулирования, приведенные в главе 1 настоящей работы, настоящей работой предлагается использование электронных ключей – симисторов в качестве переключателей отпаек

трансформаторов с целью минимизации сетевых потерь и решения проблем отключения потребителей при изменении коэффициентов трансформации.

Принципиальная схема разрабатываемого устройства на примере внедрения взамен существующего регулятора типа ПБВ трансформатора изображена на рисунке 2.1. Предлагаемое техническое решение имеет изобретательский уровень, выполнены патентные исследования [63], по заявке на изобретение оформлен, выдан и зарегистрирован патент (см. Приложение А к диссертации).

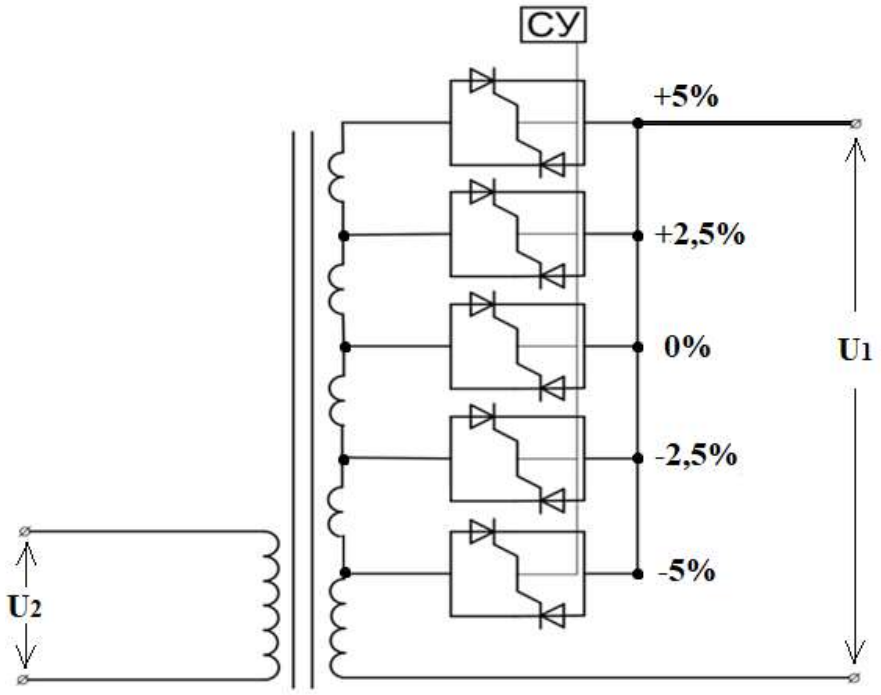


Рис. 2.1. Принципиальная схема переключающего устройства на электронных ключах трансформатора с отпайками для устройства ПБВ.

Использование данного изобретения в электрических сетях позволит аналогично РПН изменять величину коэффициента трансформации силового трансформатора, путем увеличения или уменьшения числа витков обмотки высокого напряжения.

Переключение в предлагаемом изобретении реализуется включением требуемой отпайки обмотки трансформатора посредством электронного ключа

данного ответвления с одновременным отключением соответствующего электронного ключа ацапфы, на которой работал трансформатор до переключения.

Схожие исследования по применению полупроводниковых элементов в качестве коммутационных компонентов в составе переключающих устройств силовых трансформаторов ведутся как в отечественном научном сообществе [64-75], так и в зарубежном [76 - 81].

Отличительной чертой представленного в настоящей работе решения будет являться возможность внедрения предлагаемого устройства при замене существующего переключающего узла на эксплуатируемом силовом трансформаторе в виде отдельного выносного блока без замены основной силовой части трансформатора. Также исходя из анализа подобных технических решений задачей предлагаемого изобретения является упрощение схемы управления, и уменьшение времени переключения, что соответственно повышает общую надежность работы в способе изменения коэффициента трансформации силового трансформатора относительно конкурирующих предложений.

Стоит отметить, что развитие российского производства высоковольтных полупроводниковых ключей [82, 83] в настоящее время также способствует замещению иностранного оборудования, в том числе с применением в инновационных решениях, например, как в предлагаемом устройстве или аналогичных изобретениях.

2.2. Описание работы системы управления переключающим устройством на симисторных ключах

Процесс разработки устройства для изменения коэффициента трансформации силового трансформатора в первую очередь затрагивает реализацию переключения посредством системы управления. Для уменьшения времени переключения на первой итерации устройства было решено использовать систему управления, в основе которой планируется применение твердотельных

реле (ТТР). ТТР способно включать высокомощностные цепи с помощью низких напряжений, подаваемых на клеммы управления.

Суть предлагаемого способа изменения коэффициента трансформации силового трансформатора заключается в формировании схемы управления силовыми электронными ключами на двух твердотельных реле, один из которых с нормально замкнутыми контактами, а другой с нормально разомкнутыми контактами. На рисунке 2.2 изображена схема силового трансформатора с отпайками и устройство управления переключением отпаек трансформатора под нагрузкой.

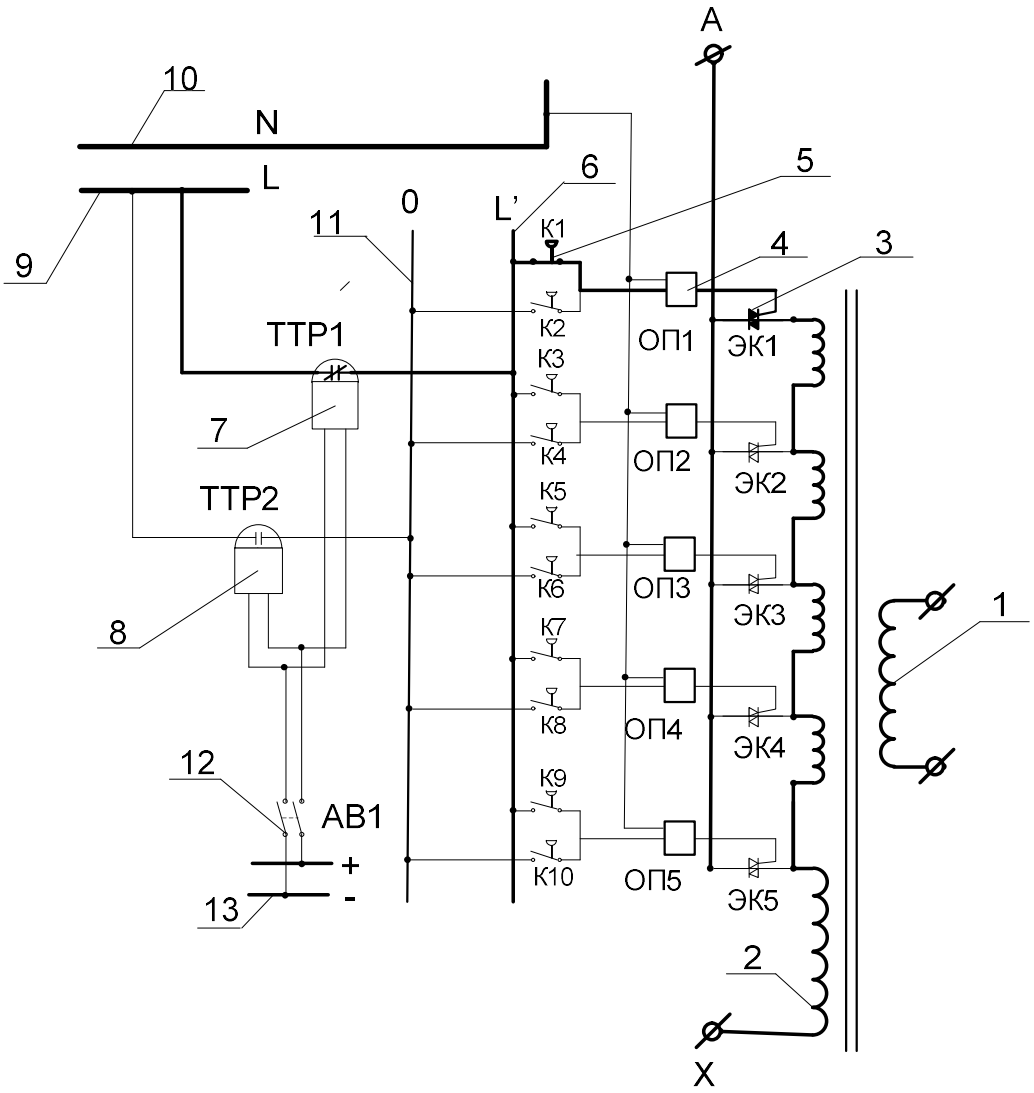


Рис. 2.2. Схема управления переключающим устройством на электронных ключах.

С помощью разрабатываемого устройства предполагается регулировать напряжение на вторичной обмотке 1 путем изменения количества витков первичной обмотки 2 за счет дополнительных витков, которые подключают к питающей сети электронными ключами 3 (ЭК1 – ЭК5). На рисунке 2.2. показано, что в работе находится первая отпайка первичной обмотки, подключенная электронным ключом ЭК1. Электронные ключи 3 управляются блоками с оптической развязкой 4 (ОП1 – ОП5) через контакты 5 (К1 – К10), шинки 6 и 11, а также с использованием твердотельных реле 7 (ТТР1 – с нормально замкнутым контактом) и 8 (ТТР2 – с нормально разомкнутым контактом), контакты которых присоединяют к фазной шинке оперативного тока 9 (L). К нейтральной шинке 10 (N) присоединяют блоки 4. Обмотки твердотельных реле подключают к шинкам оперативного тока 13 через выключатель 12.

Предлагаемый способ регулирования реализуется следующим образом:

1) Выбирается отпайка, на которую необходимо произвести переключение (например, отпайка №2), при этом ключ ЭК2 отключен. Ключи ЭК3 – ЭК5 и другие, если отпаек больше, в переключении не участвуют.

2) Перед началом переключения, непосредственно после выбора ответвления вручную или автоматически замыкается контакт К4, который соединяет блок ОП2 с электронным ключом ЭК2. Контакт К4 второй стороной соединен с шиной 11, на которой отсутствует электрической потенциал, так как контакт на реле 8 отключен.

3) Далее включается выключатель 12, тем самым подается напряжение на обмотки реле 7 и 8, тем самым одновременно замыкается контакт реле 8, размыкается контакт реле 7, следственно подается напряжение на шинку 11 и пропадает напряжение с шинки 6. Так как контакт К2 отключен, то с блока ОП1 также пропадает питание и электронный ключ ЭК1 отключается. При этом одновременно от шинки 11 через включенный контакт К4 и блок ОП2 подается сигнал на включение электронного ключа ЭК2. Весь процесс переключения происходит за 2-3 микросекунды.

4) После переключения размыкается контакт К1, через который подавался сигнал управления на ЭК1, при этом контакт К2 отключен.

5) После размыкания контакта К1, замыкается контакт К3 при включенном контакте К4, далее отключается выключатель 12, что возвращает реле 7 и 8 в исходное положение.

6) После отключения выключателя 12, необходимо разомкнуть контакт К4, который подключен к шинке 11 с нулевым потенциалом, тем самым завершив переключение.

Способ изменения коэффициента трансформации силового трансформатора позволяет практически мгновенно за 2-3 микросекунды переключить питающую сеть с одной отпайки на другую, что позволяет избежать переходных процессов электрического режима при переключении.

Дальнейшим шагом разработки будет моделирование данного устройства в программной среде MATLAB Simulink, с целью анализа работы симисторных ключей при переключении.

2.3. Моделирование переключающего устройства трансформатора на базе электронных ключей в программном комплексе

Для исследования характера изменения токов в момент отключения одного ЭК и включения другого составлена модель трансформатора с ПБВ, где в качестве переключателей используются симисторы. Используя элементы библиотеки Simulink в программном комплексе MATLAB [84], которая показана на рисунке 2.3. Целью моделирования является получение осциллограмм токов и напряжений в момент переключения с одного ответвления на другое.

На первой итерации моделирования устройства по изменению коэффициента трансформации силового трансформатора на базе электронных ключей было принято решение о моделировании данного устройства на базе ПБВ трансформаторов комплектных трансформаторных подстанциях (КТП) напряжением 10(6)/0,4 кВ. Трансформаторы данного класса гораздо реже оборудуются РПН по сравнению с трансформаторами класса 35 кВ и выше, а количество самих трансформаторов 6(10) кВ, наоборот, кратно больше.

Следовательно, проблема отключения потребителей в данных сетях имеет преобладающий характер над мероприятиями по снижению потерь с точки зрения рассмотрения вопросов по регулированию коэффициентов трансформации. Кроме того, требования к переключающим устройствам данного класса напряжения существенно ниже, чем к аналогичной разработке на базе РПН трансформаторов трансформаторных подстанций (ПС) 110-500 кВ, что позволяет упростить этап исследования разработки данного устройства. Поэтому в рамках настоящего раздела диссертационной работы детально будут рассмотрены вопросы, касающиеся моделирования переключающих устройств трансформаторов 6(10) кВ.

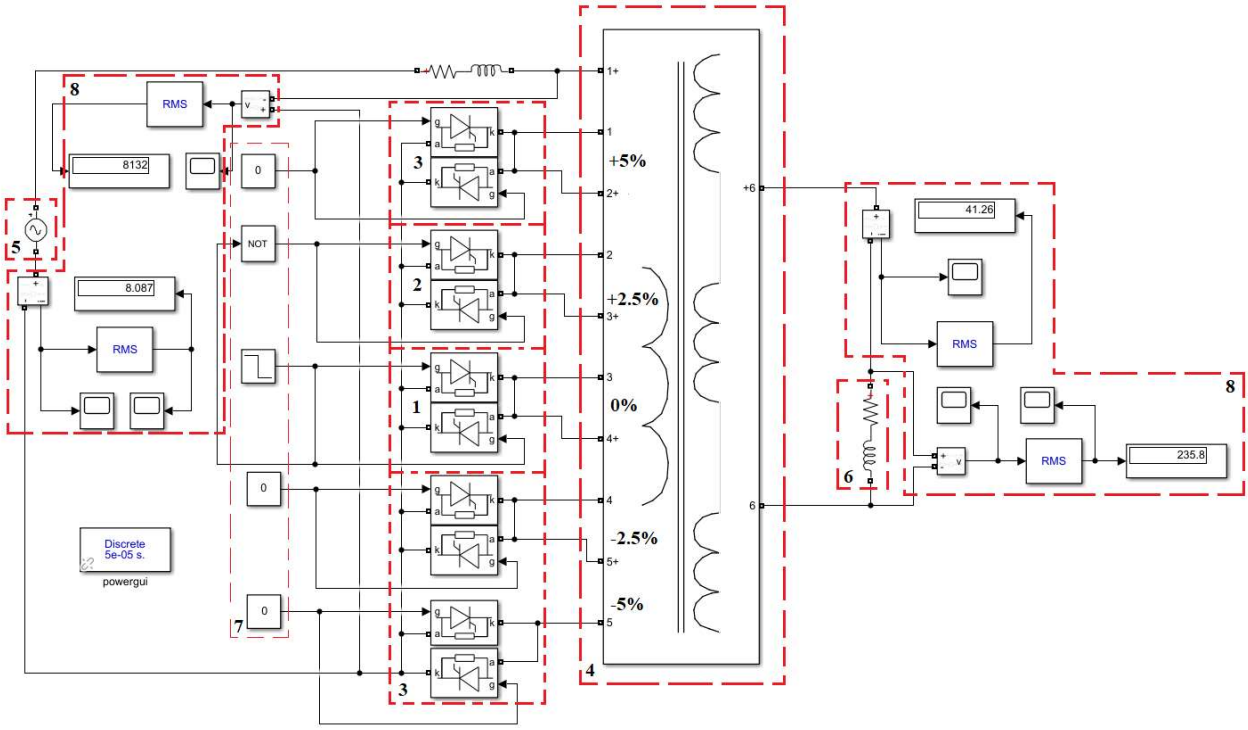


Рис. 2.3. Модель трансформатора с ПБВ на симисторных ключах.

Модель содержит: блоки 1 и 2, собранные из включенных встречно тиристоров, образующих вместе ЭК; 3 – ЭК, не участвующий в переключении; 4 – трансформатор с отпайками ПБВ; 5 – источник питания, напряжением 10/√3 кВ; 6 – блок активно-индуктивной нагрузки; 7 – блоки системы управления, подающие сигналы на включение и отключение ЭК; 8 – измерительные блоки.

2.3.1. Описание элементов модели

2.3.1.1. Симисторый ключ

Для моделирования работы симисторных ключей из библиотеки MATLAB Simulink был выбран элемент «Detailed Thyristor», изображенный на рисунке 2.4, который представляет собой управляемый тиристор. При подключении двух таких тиристоров встречно-параллельно образуется необходимый для создания данной модели симистор.

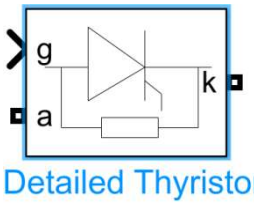


Рис. 2.4. Общий вид управляемого тиристора в среде MATLAB Simulink.

Тиристор имеет три функциональных входа, два из которых (a – анод и k – катод) предназначены для подключения к силовой цепи, а один (g) служит для осуществления открытия и закрытия тиристора (в рамках данной модели) и получает сигнал от системы управления, которая будет рассмотрена ниже.

В параметрах модели тиристора были выставлены следующие параметры, которые продемонстрированы на рисунке 2.5:

- Сопротивление открытого тиристора «Resistance Ron» значением 0,001 Ом;

- Величина напряжения «Forward voltage Vf», от которого тиристор будет работать, значением 0В (данным параметром задается угол открытия тиристора, для корректной работы исследуемой модели необходимо совершать простую коммутацию цепи без применения фазового регулирования);

- Сопротивление «Snubber resistance Rs» и емкость «Snubber capacitance Cs» закрытого тиристора, а также индуктивность «Inductacnce Lon» открытого были выставлены по умолчанию и равны 500 Ом, 250 нФ и 0 Гн соответственно.

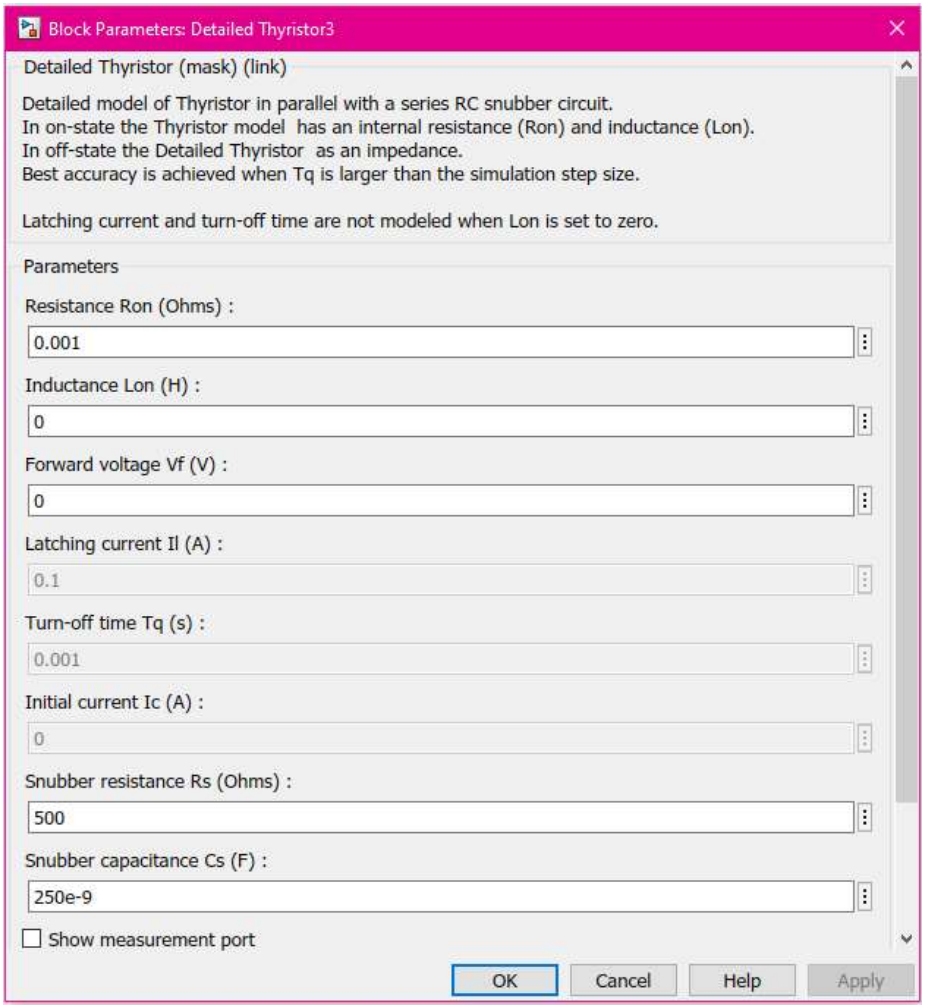


Рис. 2.5. Параметры управляемого тиристора в среде MATLAB Simulink.

2.3.1.2 Силовой трансформатор с ПБВ

Для создания модели трансформатора с отпайками переключающего устройства в библиотеке программного комплекса был выбран элемент «Multi-Winding Transformer» (см. рисунок 2.6), представляющий собой многообмоточный трансформатор, обмотки которого находятся на одном магнитопроводе. Для данной модели необходимое количество обмоток – шесть. Пять из шести обмоток соединяются последовательно (1-5), между концом одной обмотки и началом следующей параллельно подключаются симисторные ключи, тем самым образуя отпайки ПБВ. Источник питания подключается к выводу 1+ первой обмотки и точке соединения всех симисторных ключей. Нагрузка подключается к шестой (6) обмотке.

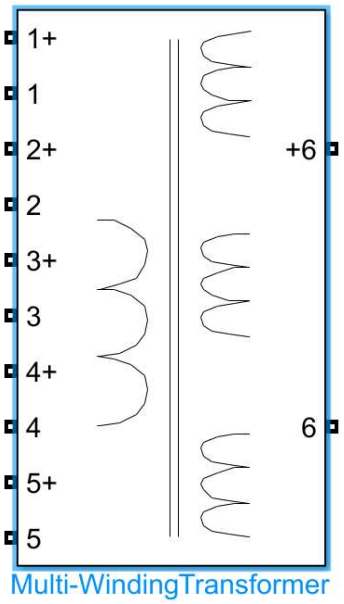


Рис. 2.6. Общий вид трансформатора в среде MATLAB Simulink.

Для моделирования трансформатора был выбран реальный трансформатор 10/0,4 кВ типа ТМ – 40/10. Для данного трансформатора из справочника [85] были взяты значения активного и индуктивного сопротивления обмоток, которые сведены таблицу 2.1.

Табл. 2.1. Сопротивления обмоток трансформатора ТМ – 40/10.

Обмотка	Сопротивление	
	$R_Т$	$X_Т$
ВН	55 Ом	98,1 Ом
НН	88 мОм	157 мОм

Так как обмотка на высокой стороне данного трансформатора имеет пять ответвлений ПБВ (–5%, –2,5%, 0%, +2,5%, +5%) относительно этих ответвлений и были пересчитаны параметры обмоток с номерами 1 – 5, учитывая, что обмотка №1 является основной, а при включенной отпайке №3 (0%) параметры трансформатора совпадают с номинальными.

В модели трансформатора задаются следующие параметры (см. рисунок 2.7):

- Номинальная мощность и частота сети, принимаемые 40 кВА и 50 Гц соответственно.

- Номинальные напряжения обмоток трансформатора. Для высокой стороны номиналом напряжения будет считаться линейное напряжение, так как обычно сети 6-35 кВ работают с изолированной нейтралью, следовательно, обмотки трансформатора соединены в треугольник, и к одной обмотке будет подведено междуфазное напряжение (10 кВ). Исходя из описанного ранее номинальным напряжением отпаек будет являться часть питающего напряжения, падающего на данной отпайке, т.е. 2,5% от $U_{ном}$. Оставшееся напряжение будет падать на обмотке №1, и будет равно:

$$U_1 = U_{номВН} - (U_2 + U_3 + U_4 + U_5) \ (2.1.),$$

где $U_2 = U_3 = U_4 = U_5 = 0{,}025 \times U_{номВН}$ (2.2).

При $U_{номВН} = 10{,}5$ кВ: $U_2 = U_3 = U_4 = U_5 = 0{,}025 \times 10500 = 262{,}5$В (2.3).

Тогда: $U_1 = 10500 - (4 \times 262{,}5) = 9975$В (2.4.).

Для низкой стороны номиналом напряжения будет считаться фазное напряжение, так как сеть 0,4 кВ имеет глухое заземление нейтрали, поэтому для НН: $U_{ном} = 220$В.

- Аналогично напряжению распределяется по отпайкам и сопротивление: для основной обмотки активное сопротивление составляет 52,25 Ом, для обмоток-отпаек 1,375 Ом. Реактивное сопротивление трансформатора задается индуктивностью равной:

$$L = \frac{X_L}{\omega} \ (2.5.),$$

где $\omega = 2\pi f$ (2.6.),

тогда, при *f=50 Гц:* $L = \frac{X_L}{314}$ Гн (2.7.).

Таким образом, индуктивность основной обмотки составляет 0,3109 Гн, для обмоток отпаек 0,00078 Гн, а для вторичной обмотки 0,0005 Гн.

- Активное сопротивление магнитопровода рассчитывается по формуле:

$$R_M = \frac{P_{XX}}{3 \times I_0^2}, \text{ где } I_0 = \frac{I_{XX}\%}{100} \times I_{\text{номВН}} \text{ (2.8.)},$$

$$I_{\text{номВН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{номВН}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \times 10500} = 2{,}1995 \text{ А. (2.9.)}.$$

Из справочника [9]: $P_{XX} = 240$ кВт и $I_{XX} = 4{,}5$ % для трансформатора типа ТМ – 40/10.

Ток холостого хода трансформатора:

$$I_0 = \frac{I_{XX}\%}{100} \times I_{\text{номВН}} = \frac{4{,}5}{100} \times 2{,}1995 = 0{,}099 \text{ А (2.10.)}.$$

Активное сопротивление намагничивающего контура:

$$R_M = \frac{P_{XX}}{3 \times I_0^2} = \frac{240}{3 \times 0{,}099^2} = 8162{,}432 \text{ Ом (2.11.)}.$$

Индуктивность магнитопровода рассчитывается по формуле:

$$L_{\text{М}} = \frac{X_{\text{М}}}{\omega} \text{ (2.12.)},$$

где $X_{\text{М}} = \sqrt{Z_M^2 - R_M^2}$ (2.13.).

Полное сопротивление намагничивающего контура по формуле:

$$Z_M = \frac{U_{\text{номВН}}}{\sqrt{3}\times I_0} = \frac{10500}{\sqrt{3}\times 0{,}099} = 61235{,}916 \text{ Ом} \quad (2.14.).$$

Реактивное сопротивление намагничивающего контура:

$$X_{\text{М}} = \sqrt{Z_M^2 - R_M^2} = \sqrt{61235{,}916^2 \ - 8162{,}432^2} = 60689{,}473 \text{ Ом} \quad (2.15).$$

С учетом результата 2.15 индуктивность магнитопровода по формуле 2.12 равна:

$$L_{\text{М}} = \frac{X_{\text{М}}}{\omega} = \frac{60689{,}473}{314} = 193{,}279 \text{ Гн} \quad (2.16.).$$

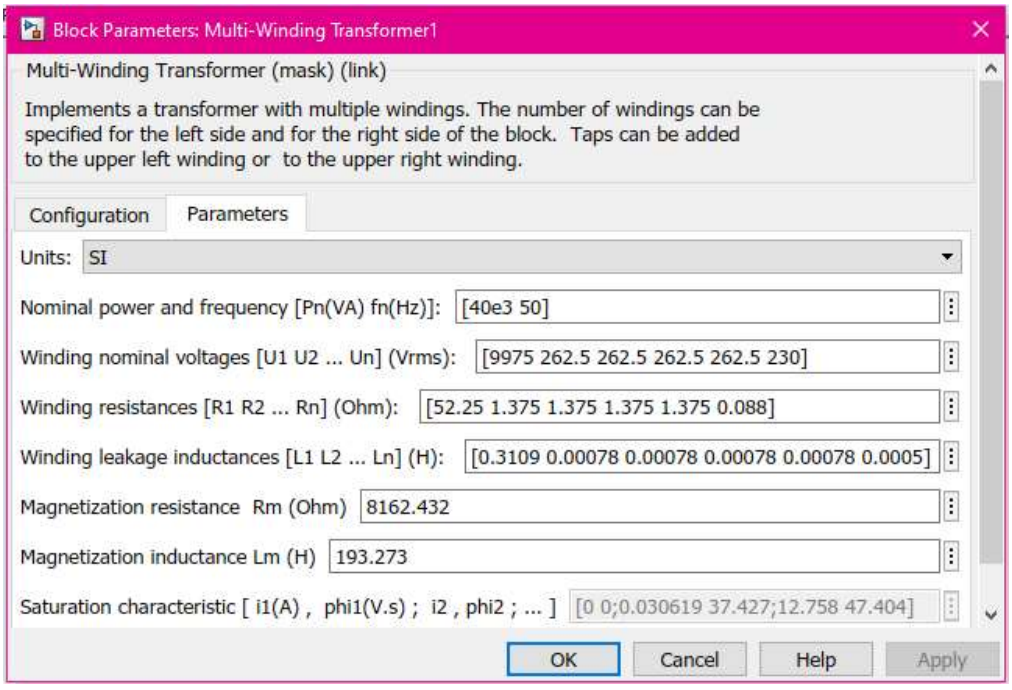


Рис. 2.7. Параметры трансформатора в среде MATLAB Simulink.

2.3.1.3 Источник питания

В качестве источника питания из библиотеки MATLAB был выбран блок «AC Voltage Source», изображенный на рисунке 2.8, который представляет собой источник бесконечной мощности с фиксированным значением напряжения.



Рис. 2.8. Общий вид источника питания в среде MATLAB Simulink.

В модели источника задаются следующие параметры (см. рисунок 2.9):

- Номинальная частота и начальная фаза сети, принимаемые 50 Гц и 0 градусов соответственно.

- Амплитудное значение напряжения для линейного действующего значения 10,5 кВ составляет:

$$U_{\text{М}} = \sqrt{2} \times \text{Uном} = \sqrt{2} \times 10{,}5 = 14{,}85 \text{ кВ } (2.17.).$$

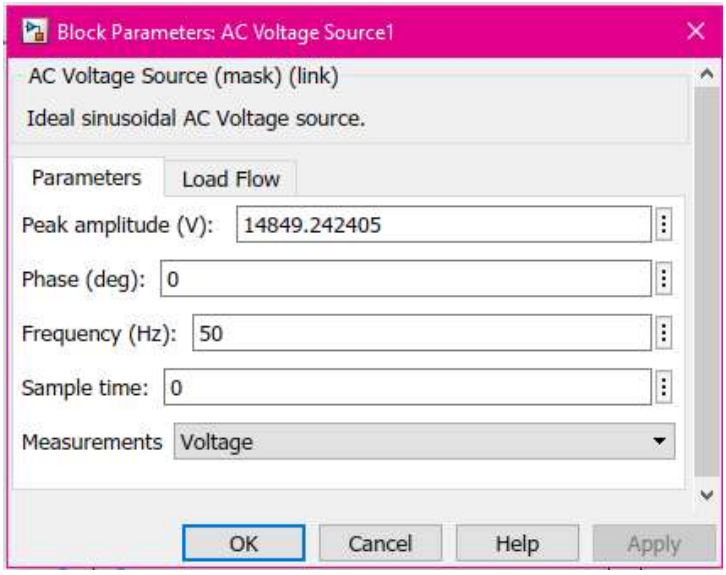


Рис. 2.9. Параметры источника питания в среде MATLAB Simulink.

2.3.1.4. Блок нагрузки

В качестве потребителя в библиотеке Simulink был выбран блок «Series RLC Load», изображенный на рисунке 2.10, который представляет собой активно-индуктивную нагрузку мощностью, выраженной из формулы выбора номинальной мощности трансформатора по [86]:

$$S_{\text{ном.тр}-\text{ра}} = \frac{S_{\text{нагр.}}}{\text{К}_{\text{загр.}}} \rightarrow S_{\text{нагр.}} = S_{\text{ном.тр}-\text{ра}} \times \text{К}_{\text{загр.}} \ (2.18.),$$

где коэффициент загрузки трансформатора принимается равным $\text{К}_{\text{загр.}} = 0{,}7$.

По нормируемым [87] допустимое значение длительной перегрузки (от 2 часов) трансформатора соответствует коэффициенту 1,4 для среднегодовой температуры (+14ºС) на территории ОЭС Юга (самые теплые регионы РФ), в других регионах среднегодовая температура ниже, и соответственно, допускается большая загрузка аналогичных трансформаторов. Большинство подстанций в РФ двухтрансформаторные, соответственно рекомендуется выбирать мощность трансформатора таким образом, чтобы аварийное отключение одного из параллельно работающих трансформаторов не приводило к ограничению потребителей 1 и 2 категории, для 2 категории нормируется значение перерыва не более 2 часов. Исходя из данных условий оптимальный коэффициент загрузки для любого трансформатора в любом регионе РФ должен быть не более 1,4 / 2 = 0,7. На практике, конечно, не всегда соблюдается данное условие, но в рамках моделирования номинальной следует принимать нагрузку, которая соответствует 70% загрузке трансформатора от номинальной величины мощности.

Тогда мощность нагрузки:

$$S_{\text{нагр.}} = S_{\text{ном.тр}-\text{ра}} \times \text{К}_{\text{загр.}} = 40 \times 0{,}7 = 28 \ \text{кВ}A \ (2.19.).$$

Для нагрузки коэффициент мощности находится в диапазоне значений от 0,7

до 0,9, что в среднем составляет величину cosφ = 0,8. Тогда активная мощность нагрузки равна:

$$\mathrm{P}_{\text{нагр.}} = S_{\text{нагр.}} \times \cos\varphi = 28 \times 0{,}8 = 22{,}4 \text{ кВт } (2.20.).$$

Реактивная мощность высчитывается по формуле:

$$Q^2_{\text{нагр.}} = \sqrt{S^2_{\text{нагр.}} - \mathrm{P}^2_{\text{нагр.}}} = \sqrt{28^2 - 22{,}4^2} = 16{,}8 \text{ кВар. } (2.21.).$$

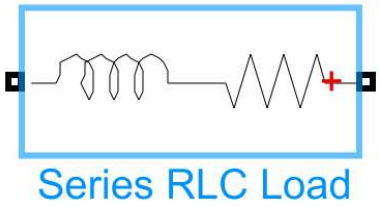


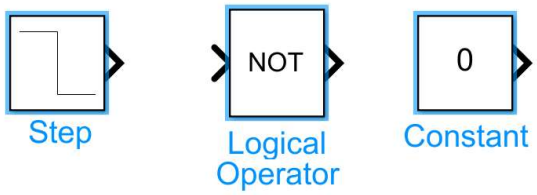
Рис. 2.10. Общий вид источника питания в среде MATLAB Simulink.

2.3.1.5 Система управления

Для управления тиристорами в данной программной среде используется логические сигналы, подаваемые в вывод «g» блока «Detailed Thyristor». Принцип работы электронного ключа заключается в величине входящего сигнала от системы управления (СУ): если сигнал больше 0, то тиристор открывается на заданный угол. Если же сигнал меньше 0, то тиристор закрыт. Для данной модели величина входящего сигнала от СУ принимается равной 1 – для открытия симистора и 0 – для его закрытия, что соответствует сигналам, получаемым от оптической развязки.

Для создания логического сигнала в момент переключения используется элемент «Step», изображенный на рисунке 2.11 (а), который позволяет изменить величину входящего сигнала с «1» на «0», тем самым выводя симисторный ключ из работы. Чтобы одновременно с отключением одного симистора включался

другой, необходимо создать обратный сигнал, изменяющий входящую величину с «0» на «1». Для этого необходимо последовательно с блоком «Step» подключить элемент «Logical Operator», с логической функцией «НЕ», изображенный на рисунке 2.11 (б). Для всех остальных ключей, не участвующих в переключении, необходимо сформировать постоянный сигнал «0» с помощью модуля «Constant», который изображен на рисунке 2.11 (в).



(а) (б) (в)

Рис. 2.11. Общий вид элементов системы управления в среде MATLAB Simulink.

Для проверки корректности работы системы управления была создана модель, которая представлена на рисунке 2.12, состоящая из осциллографа для снятия выходных сигналов и блоков, формирующих сигналы СУ («Step», «Logical Operator» и «Constant»).

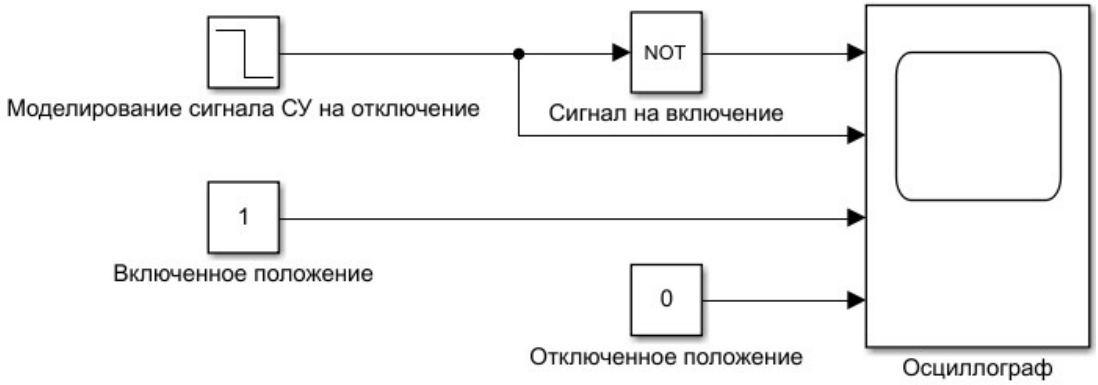


Рис. 2.12. Проверка выходных сигналов модели системы управления на осциллографе.

В результате моделирования сигналов СУ были получены осциллограммы, показанные на рисунке 2.13, из которых видно, что система управления работает правильно, согласно заложенной в нее логике.

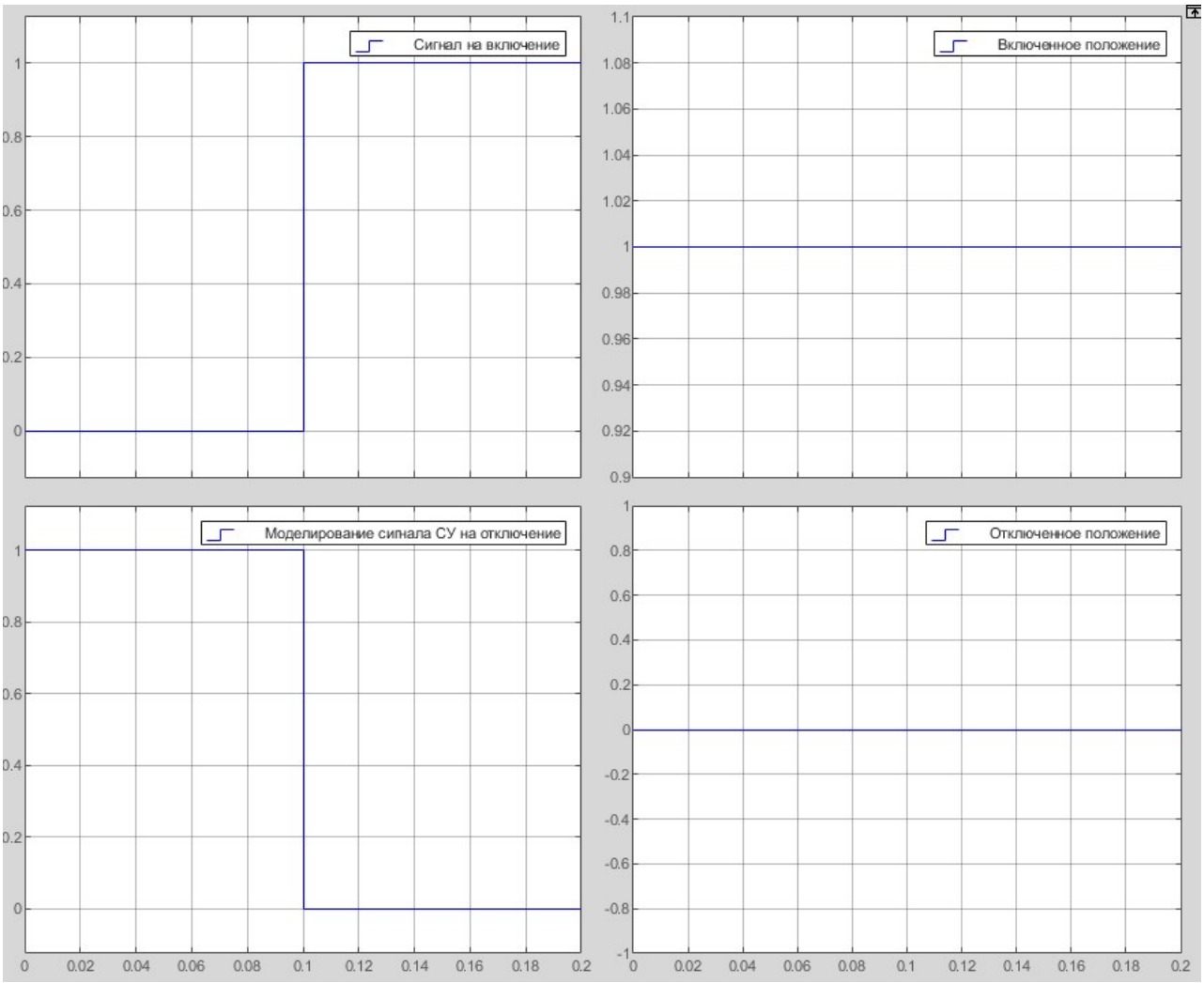


Рис. 2.13. Выходные сигналы системы управления.

2.3.1.6 Измерительная система

Для получения результатов моделирования в виде осциллограмм и действующих значений токов и напряжений, необходимо добавить в модель измерительные блоки, изображенные на рисунке 2.14. В измерительную часть модели входят элементы:

- «Voltage Measurement», представляющий собой вольтметр,

подключающийся в цепь параллельно и изображенный на рисунке 2.14 (а);

- «Current Measurement», представляющий собой амперметр, подключающийся в цепь последовательно и изображенный на рисунке 2.14 (б);

- «Scope», представляющий собой осциллограф, подключающийся к блокам амперметра или вольтметра и изображенный на рисунке 2.14 (в);

- «RMS», выделяющий из синусоиды тока или напряжения действующее значение, подключающийся к блокам амперметра или вольтметра и изображенный на рисунке 2.14 (г);

- «Display», выполняющий функцию визуального отображения действующего значения тока или напряжения, подключающийся к блоку «RMS» и изображенный на рисунке 2.14 (д).

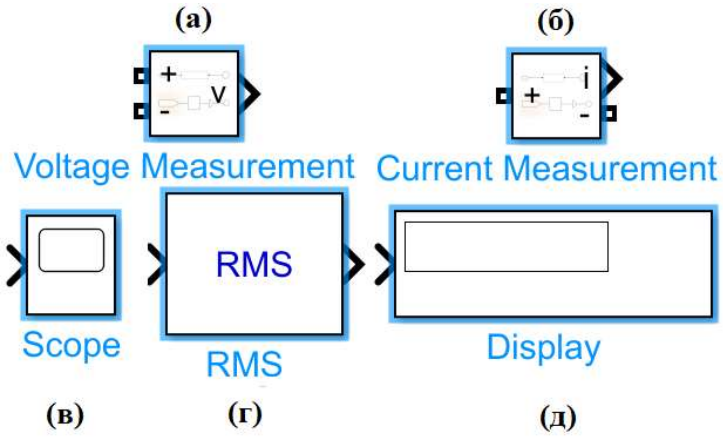


Рис. 2.14. Общий вид измерительных элементов в среде MATLAB Simulink.

2.3.2. Результаты моделирования переключения

В результате моделирования были получены осциллограмма падения напряжения на нагрузке и осциллограмма тока, проходящего по ней в момент переключения электронных ключей. А также были сняты осциллограммы тока и напряжения в первичной сети (10 кВ). На рисунках 2.15 – 2.19 продемонстрированы осциллограммы при отключении ЭК1 (0%) и включении ЭК2 (2,5%). Время моделирования составляет 0,1 с, а время момента переключения

выбрано 0,05 с (задается в блоке «Step»). Само переключение происходит без каких-либо задержек, практически мгновенно.

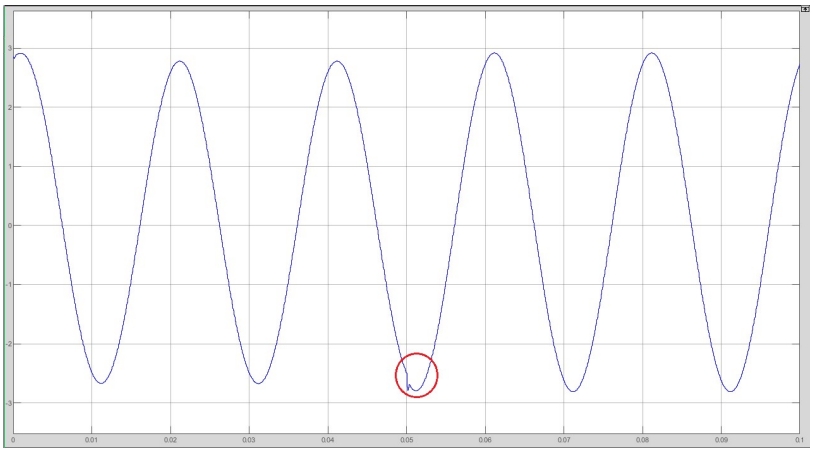


Рис. 2.15. Осциллограмма тока, протекающего в сети 10 кВ при переключении.

Из осциллограммы на рисунке 2.15 видно, что при отключении ЭК1 и включении ЭК2 ток через обмотку трансформатора не прерывается, больших бросков токов в момент переключения не наблюдается.

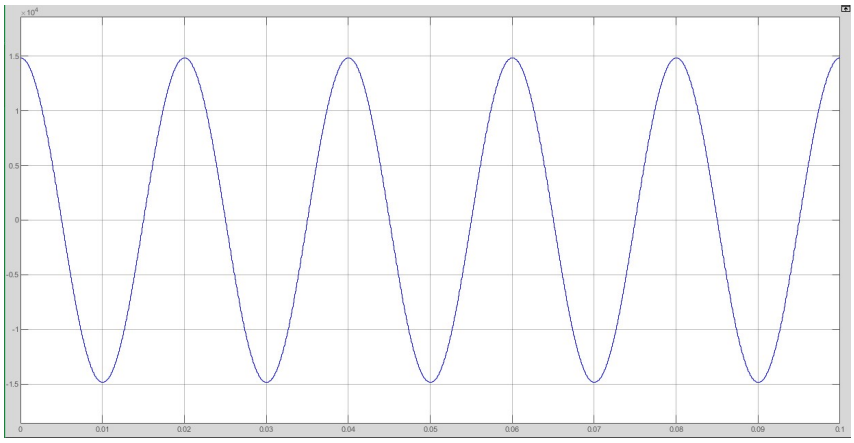


Рис. 2.16. Осциллограмма напряжения в сети 10 кВ при переключении.

Как видно из осциллограммы напряжения на рисунке 2.16 никаких опасных для ЭК перенапряжений и переходных процессов не возникает, само переключение никак не влияет на качество электрической энергии первичной сети.

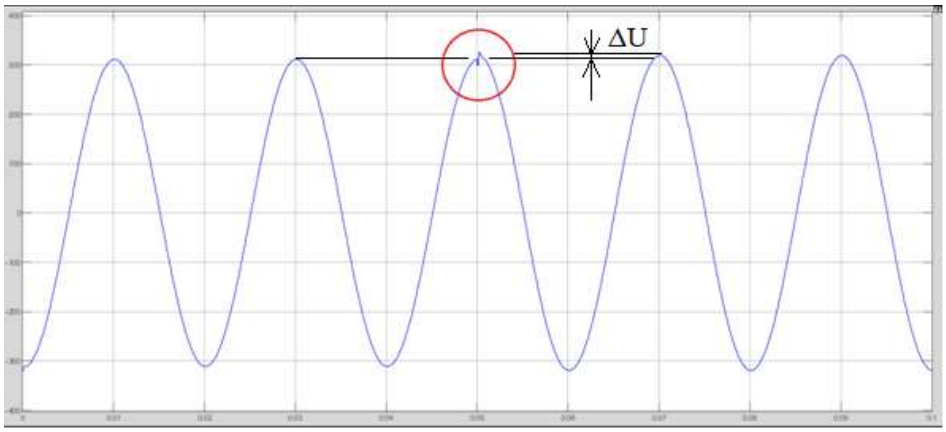


Рис. 2.17. Осциллограмма падения напряжения на нагрузке.

На рисунке 2.17 показана осциллограмма напряжения на стороне 0,4 кВ, из осциллограммы видно, что в момент переключения перерывов в электроснабжении потребителей не происходит, это также подтверждается осциллограммой тока, протекающего по нагрузке (см. рисунок 2.18). При переключении видно повышение напряжения у потребителя, что доказывается действующим значением напряжения на нагрузке (см. рисунок 2.19).

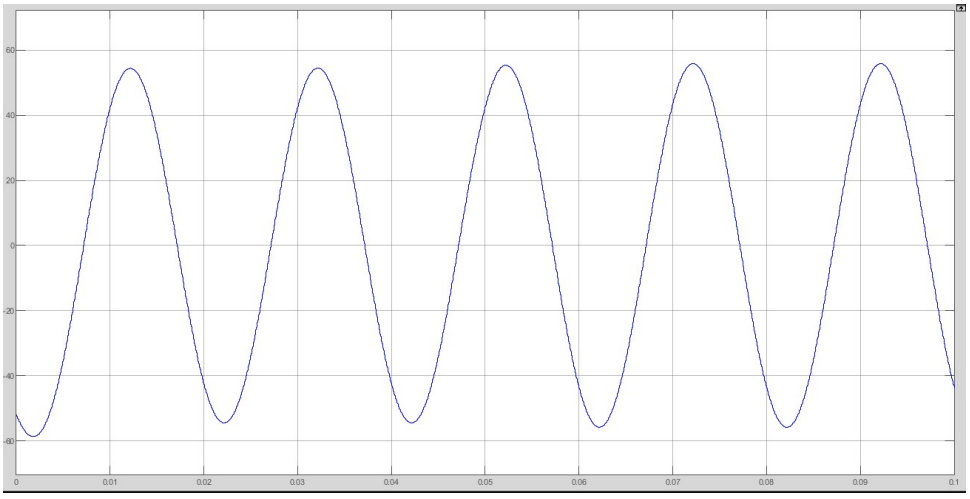


Рис. 2.18. – Осциллограмма тока, протекающего через нагрузку.

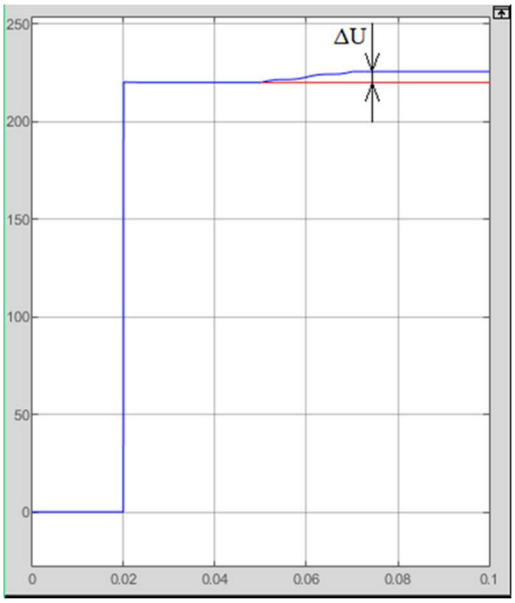


Рис. 2.19 – Действующее значение напряжения на нагрузке.

После переключения у потребителя наблюдается напряжение значением 225,5 В, выведенное на блок «Display» (см. рисунок 2.20). Разница данного значения (ΔU) с номиналом сети 220 В составляет 5,5 В, что соответствует 2,5%$U_{ном}$. Учитывая, что переключение проводилось на высокой стороне с ответвления 0% на ответвление +2,5%, можно сделать вывод о достоверности работы данной модели.

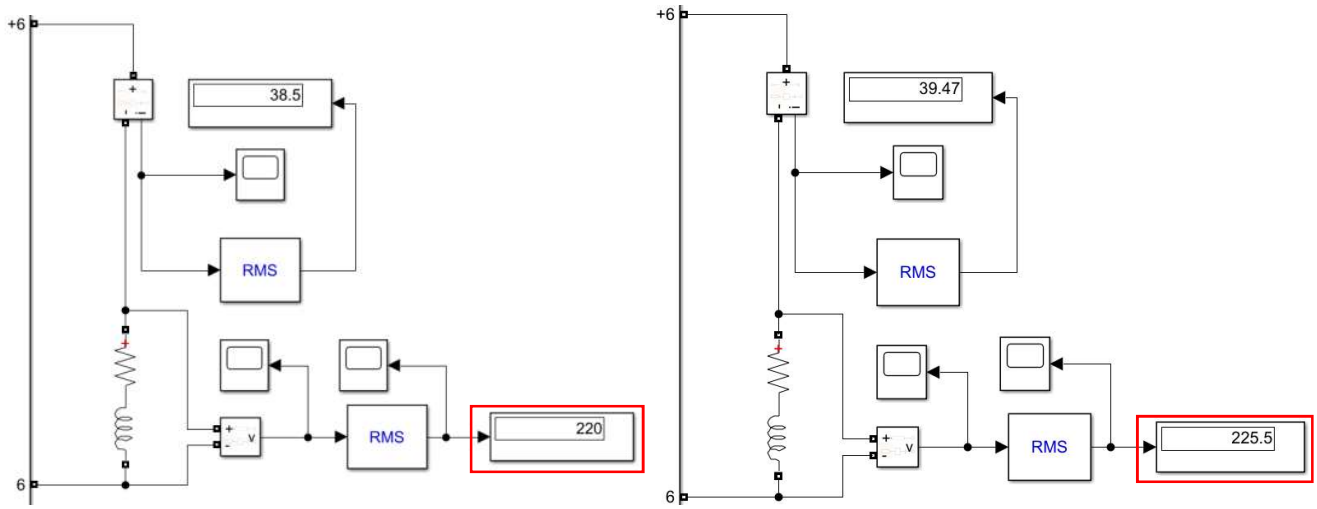


Рис. 2.20. Действующие значения тока и напряжения на нагрузке до переключения анцафы (слева) и после (справа).

Основной недостаток подобных устройств заключается в ограниченности применения только на трансформаторах небольшой мощности ввиду возможности возникновения токовых бросков во время коммутации электронных ключей.

При переключении (см. рисунок 2.3.) рабочего ответвления трансформатора с ЭК1 (0%) на ЭК2 (+2,5%) на вторичной обмотке будет наблюдаться увеличение напряжения. Со снятием питания на управляющем выводе ЭК1 ток через него будет продолжать протекать, так как еще не выполнены условия его закрытия, в связи с чем возникает короткозамкнутый контур через непосредственно сам еще включенный ЭК1, катушку регулировочной обмотки и включающийся ЭК2, на управляющий вывод которого подается питание. В условиях мгновенного полного открытия ЭК2 к ЭК1 прикладывается противоположное напряжение от катушки регулировочной обмотки и ЭК1 закрывается с минимальным временем тока коммутации, который почти не оказывает каких-либо эффектов.

Однако, при переключении (см. рисунок 2.3.) рабочего ответвления трансформатора в обратном направлении с ЭК2 (2,5%) на ЭК1 (0%), когда на вторичной обмотке будет наблюдаться уменьшение напряжения, вышеописанная ситуация не повторяется.

С подачей питания на управляющий вывод ЭК1 при включенном ЭК2 (после снятия питания на его управляющем выводе) к ЭК1 также прикладывается противоположное напряжение от катушки регулировочной обмотки, но теперь созданы условия для открытия одной из его полуцепей. В такой ситуации аналогично повышению напряжения возникает контур, ограниченный сопротивлением витков регулирующей обмотки и самих ЭК, при этом такой режим продолжается до смены полярности напряжения регулировочного отвода, в самом худшем случае данное время сопоставимо с половиной периода кривой напряжения сети и может достигать до 10 мс. Данное явление также подтверждается осциллограммой тока в момент переключения (см. рисунок 2.21.).

Ввиду многократного превышения полного сопротивления основной обмотки над суммарным сопротивлением катушки регулирующей обмотки величина коммутационного тока в возникшем короткозамкнутом контуре

существенно превосходит допустимый уровень по показателям термической и электродинамической стойкости данной части обмотки, что создаёт реальную угрозу аварийной ситуации. Ввиду того, что с увеличением мощности трансформатора возрастает максимальный нагрузочный ток, снижается сопротивление его обмоток, а, следовательно, и величины сопротивления регулирующей обмотки, ограничивающей значение тока, то применение такой схемы переключения возможно только на маломощных трансформаторах с выбором электронных ключей, рассчитанных на такие перегрузки.

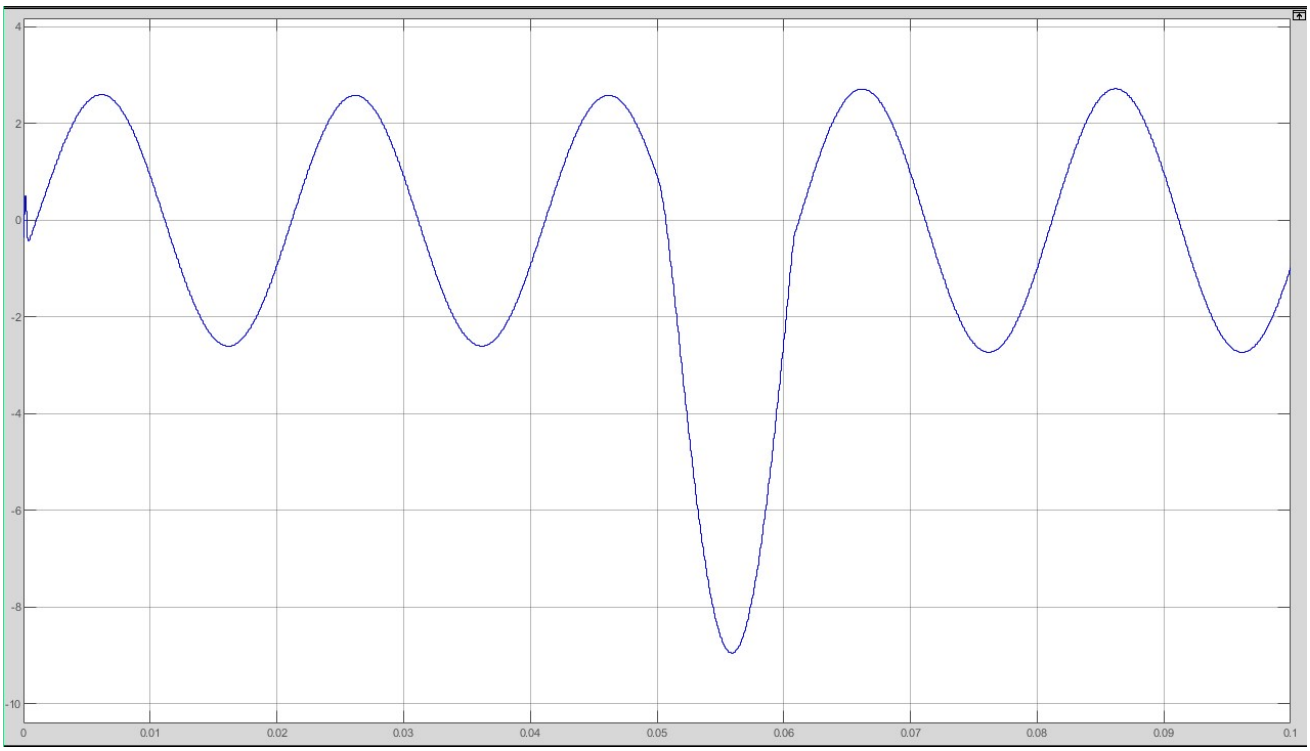


Рис. 2.21. Осциллограмма тока при переключении с понижением напряжения.

Далее необходимо произвести оценку перенапряжений с учетом возможных задержек в переключении.

2.3.3. Моделирование регулирующего устройства на электронных ключах с задержкой по времени переключения

Для оценки величины перенапряжений и бросков токов во время переключения отпаек необходимо с помощью изменений в системе управления задать задержку по времени изменения коэффициента трансформации. Для резисторных быстродействующих РПН нормируется значение максимального перерыва при переключении не более 0,01 с, дальнейшее увеличение времени переключения ведет к возникновению опасных перенапряжений.

2.3.3.1 Моделирование системы управления с задержкой по времени

В качестве логического сигнала, имитирующего задержку в момент переключения, используется элемент «Ramp», изображенный на рисунке 2.22 (слева).



Рис. 2.22. Элементы системы управления с задержкой по времени в среде MATLAB Simulink.

В данном блоке задается начальное значение сигнала – равное аналогично значению в блоке «Step»: «1» или «0», время его подачи и значение уклона (положительное, если начальное значение выбрано «0» – на включение, или отрицательное, если начальное значение выбрано «1» – на отключение). Значение уклона определяется расчетным путем исходя из желаемого времени задержки переключения. Например, при подаче сигнала на задержку t = 0,04 с (2 периода) уклон k будет равен:

$$k = \frac{1}{t} = \frac{1}{0{,}04} = 25 \ (2.22.).$$

Для ограничения от «0» до «1» значения сигнала, созданного блоком «Ramp», необходимо последовательно с ним соединить элемент «Saturation», изображенный на рисунке 2.22 (справа), который задает соответствующую зону логического сигнала.

В качестве обратного сигнала последовательно с блоком «Saturation» подключается элемент «Logical Operator». В рамках данной модели задержка по времени присутствует только при имитации сигнала управления на включение, отключение происходит мгновенно.

Для всех остальных ключей, не участвующих в переключении, также сформирован постоянный сигнал «0» с помощью блока «Constant».

Для проверки корректности работы системы управления была создана модель, которая представлена на рисунке 2.23, состоящая из осциллографа для снятия выходных сигналов и блоков, формирующих сигналы СУ («Ramp», «Logical Operator» и «Saturation»).

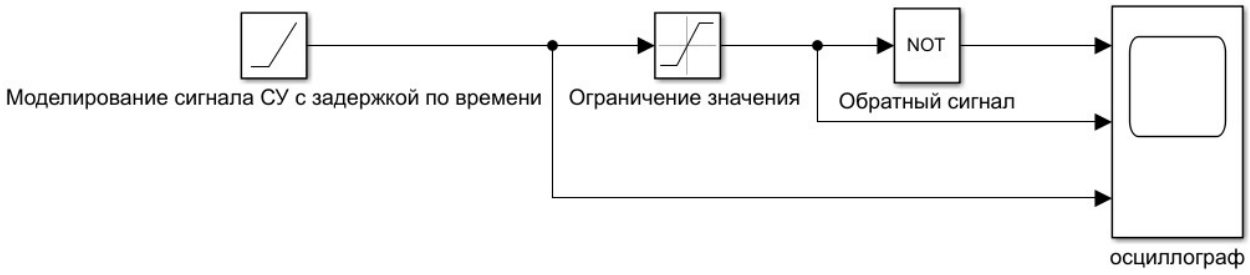


Рис. 2.23. Схема проверки выходных сигналов модели системы управления на осциллографе.

В результате моделирования сигналов СУ были получены осциллограммы, показанные на рисунке 2.24, из которых видно, что система управления работает правильно, согласно заложенной в нее логике.

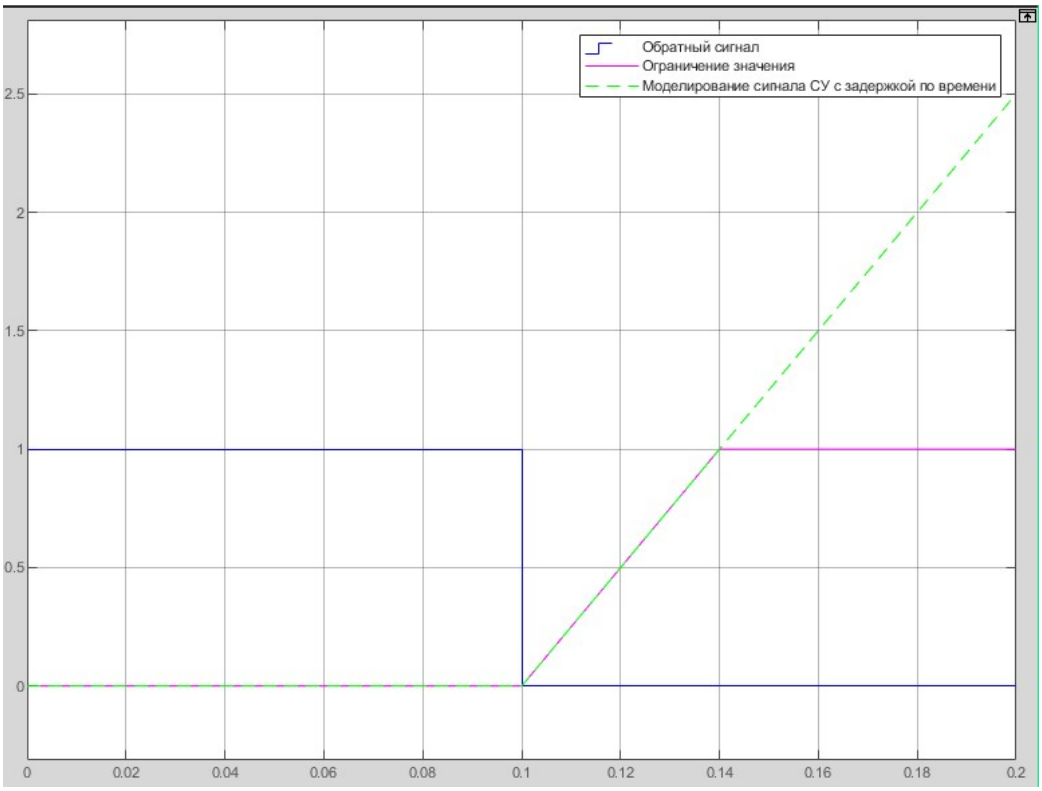


Рис. 2.24. Осциллограмма выходных сигналов системы управления.

2.3.3.2 Результаты моделирования с задержкой по времени переключения

В результате моделирования были получены осциллограммы напряжений на нагрузке и осциллограммы токов, проходящего по ней в момент переключения электронных ключей. А также были сняты осциллограммы падения напряжения на самих симисторах. Все осциллограммы при мгновенном отключении ЭК1 (0%) и включении с задержкой по времени ЭК2 (2,5%) продемонстрированы на рисунках 2.25 – 2.43. Общее время моделирования составляет 0,2 с, а время момента переключения выбрано 0,1 с (задается в блоке «Ramp»).

Было проведено несколько опытов с разным временем задержки от 0 до 0,04 с. При мгновенном переключении осциллограммы тока и падения напряжения не снимались, так как были показы ранее в разделе 2.3.2. настоящей работы.

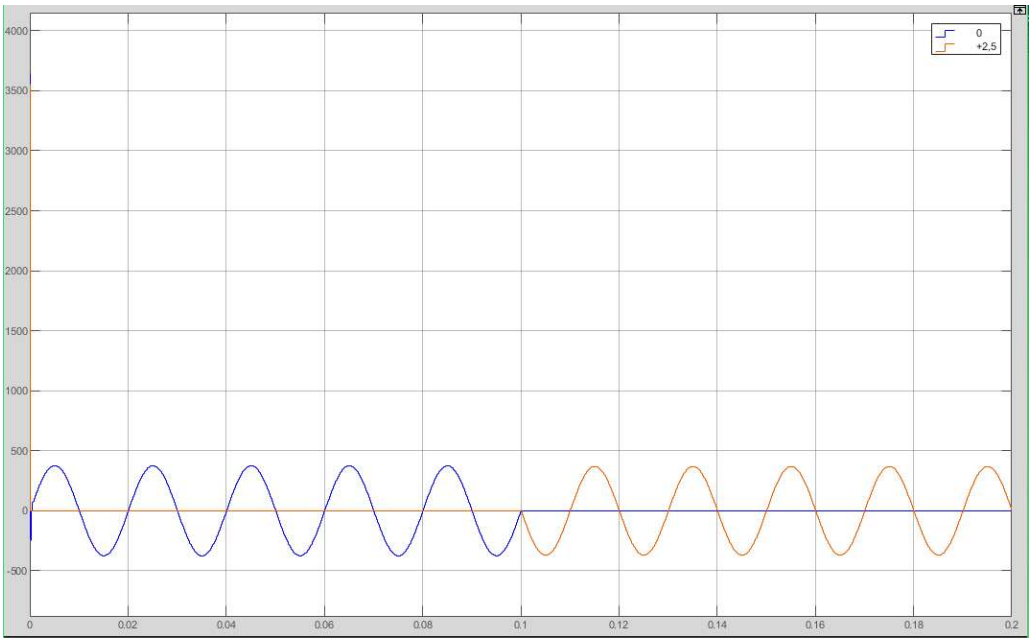


Рис. 2.25. Падение напряжения на отпайках при мгновенном переключении (при угле включения 0 градусов).

На рисунках 2.26 – 2.27 показаны осциллограммы при задержке включения равной 0,00167 с.

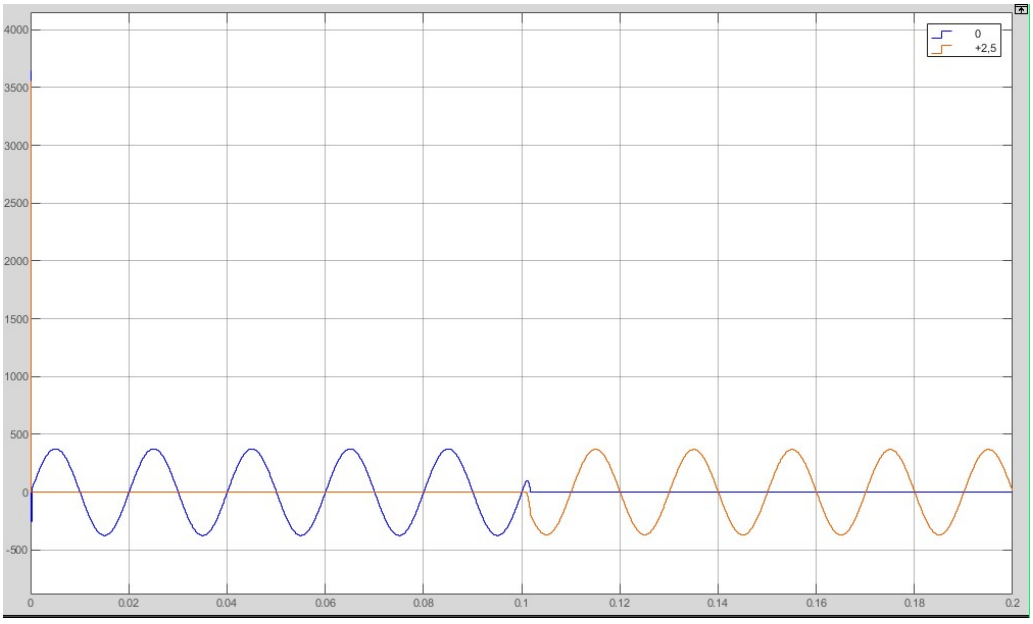


Рис. 2.26. Падение напряжения на отпайках при переключении с задержкой в 1/12 периода (при угле включения 30 градусов).

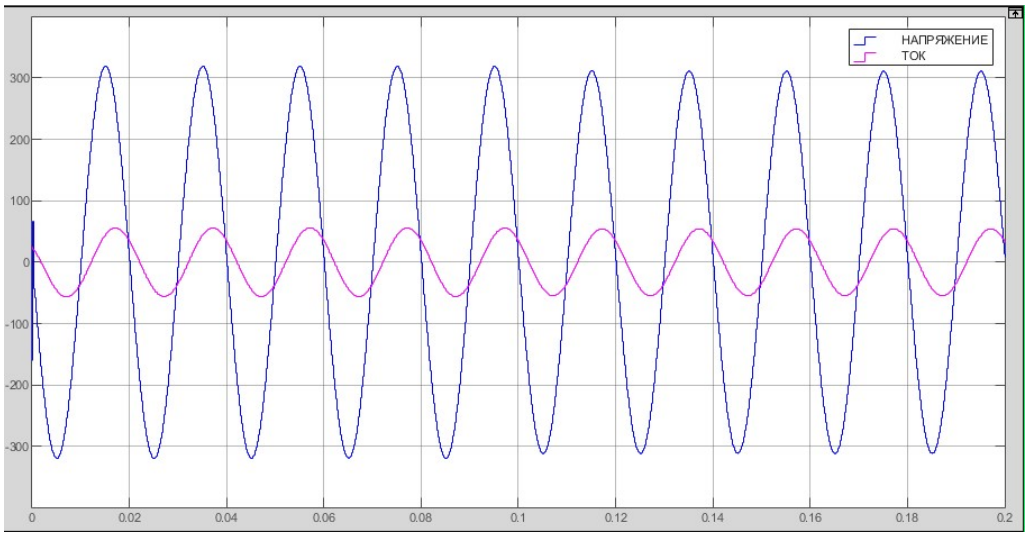


Рис. 2.27. Осциллограммы тока и падения напряжения на нагрузке при переключении с задержкой 0,00167 с.

На рисунках 2.28 – 2.29 показаны осциллограммы при задержке включения равной 0,0033 с.

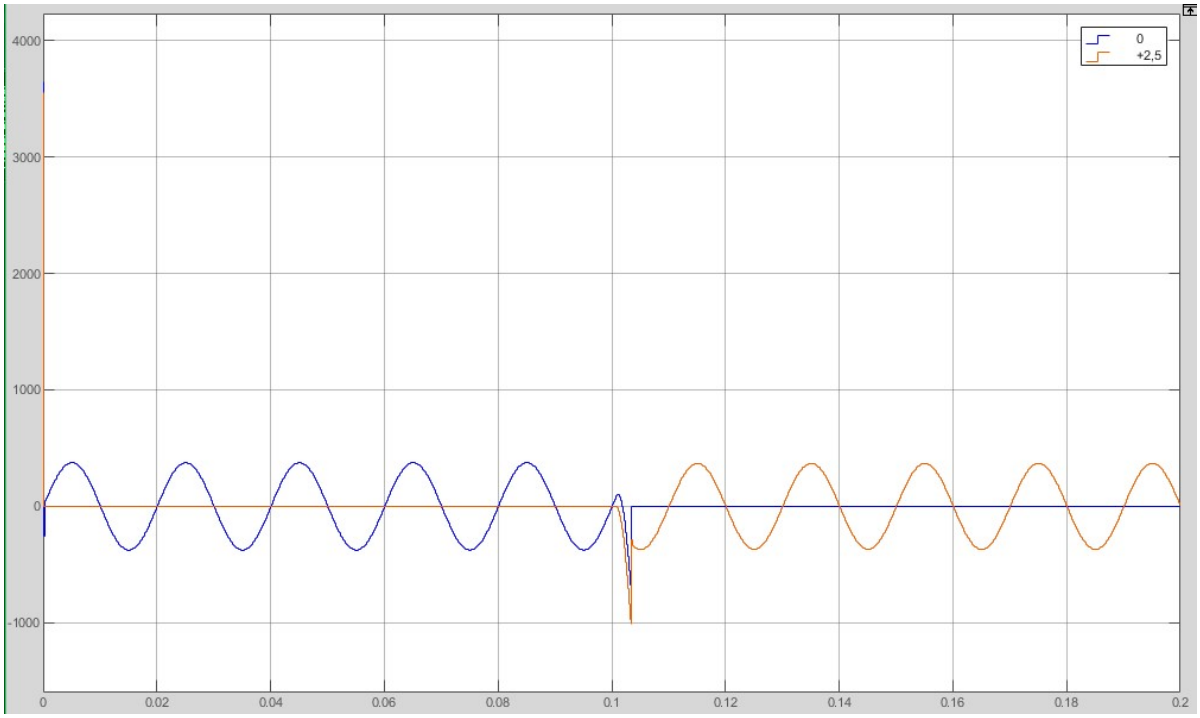


Рис. 2.28. Падение напряжения на отпайках при переключении с задержкой в 1/6 периода (при угле включения 60 градусов).

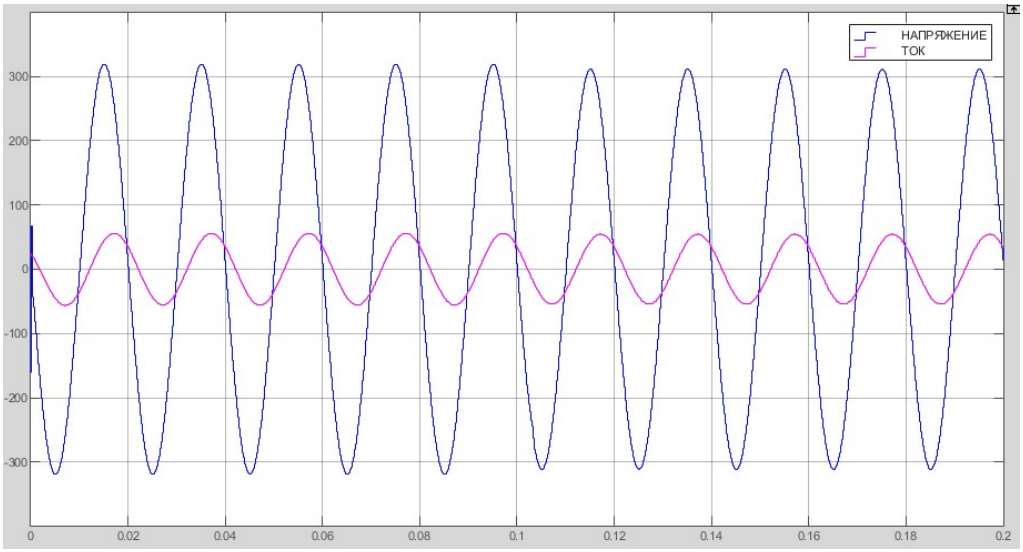


Рис.2.29. Осциллограммы тока и падения напряжения на нагрузке при переключении с задержкой 0,0033 с.

На рисунках 2.30 – 2.31 показаны осциллограммы при задержке включения равной 0,005 с.

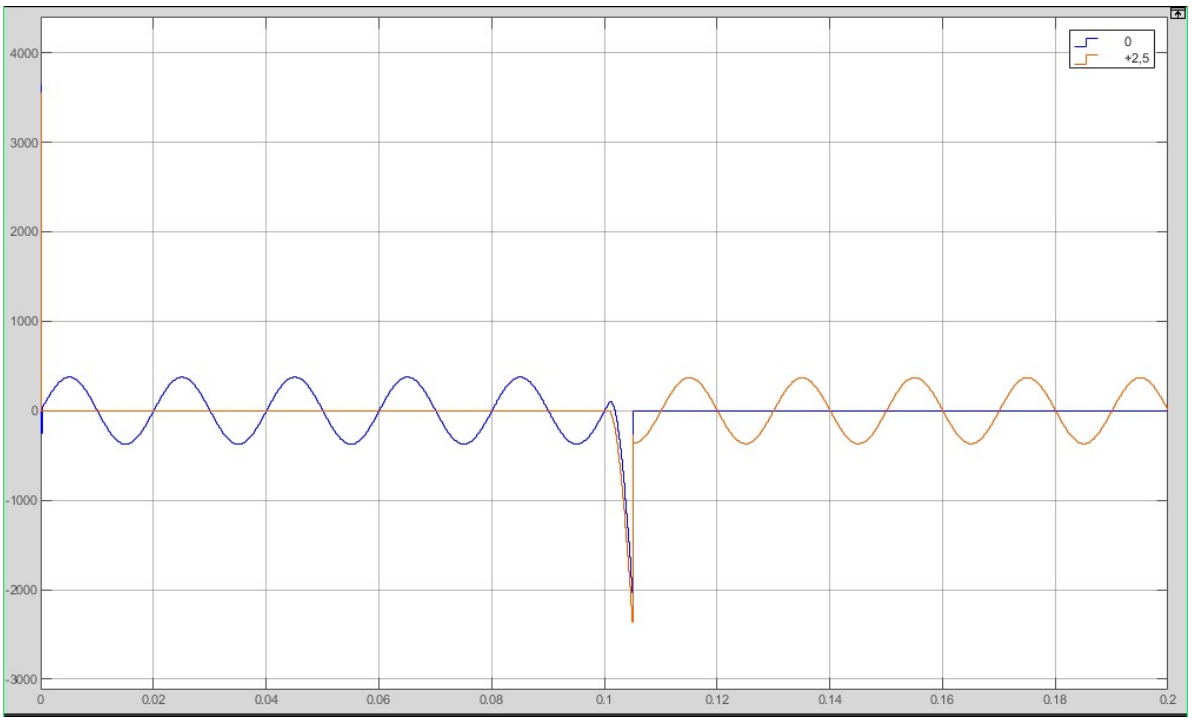


Рис. 2.30. Падение напряжения на отпайках при переключении с задержкой в 1/4 периода (при угле включения 90 градусов).

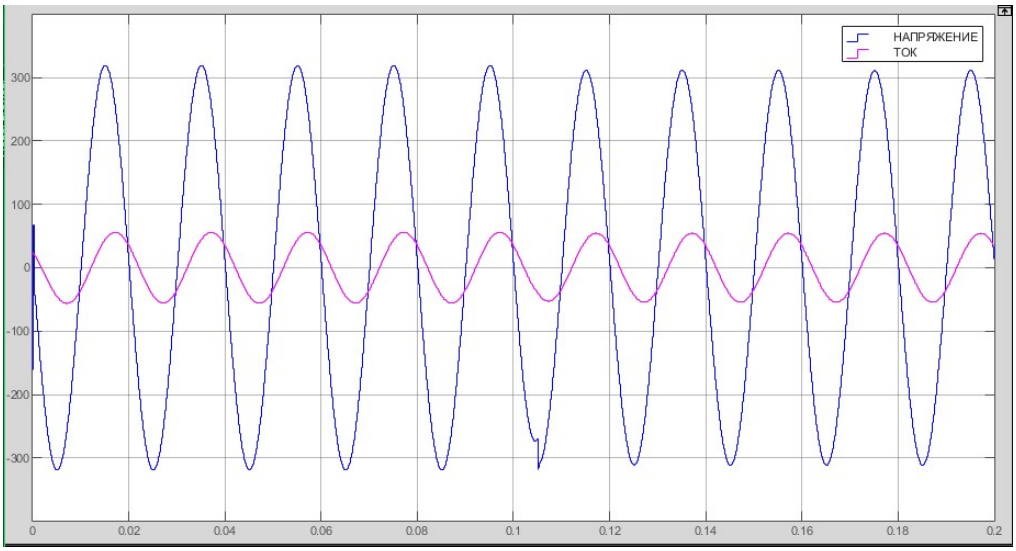


Рис. 2.31. Осциллограммы тока и падения напряжения на нагрузке при переключении с задержкой 0,005 с.

На рисунках 2.32 – 2.33 показаны осциллограммы при задержке включения равной 0,0067 с.

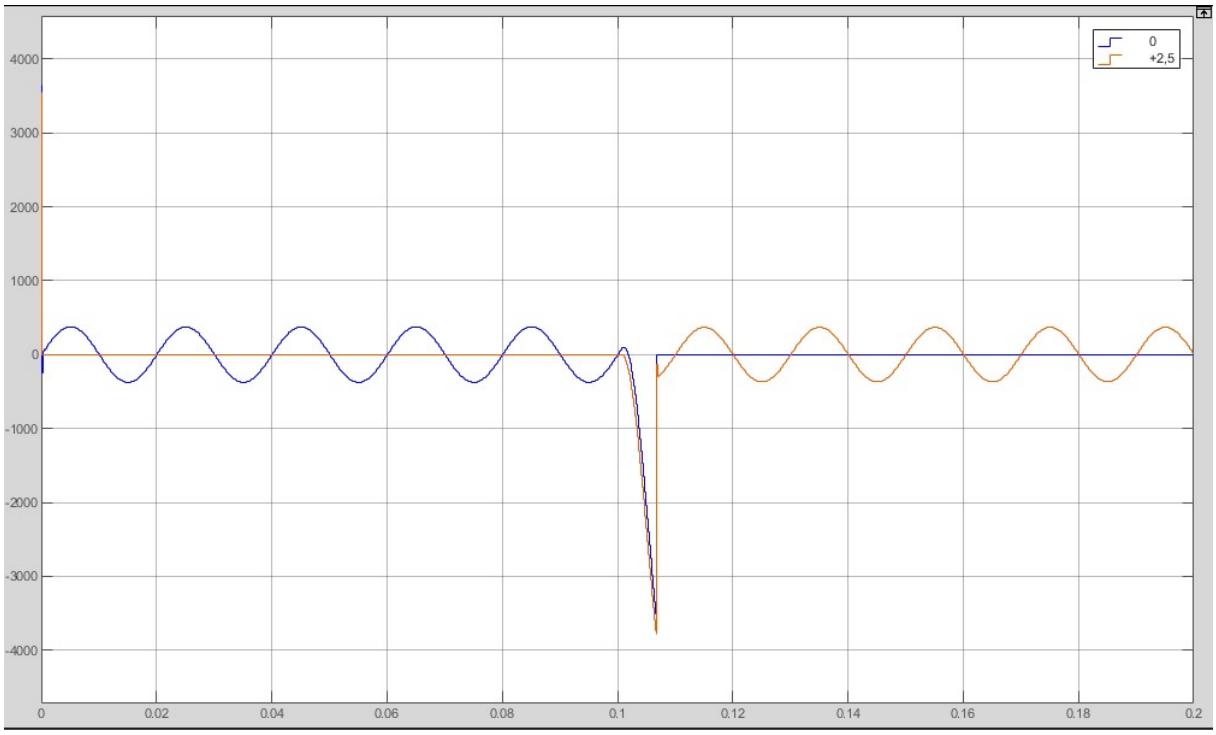


Рис. 2.32. Падение напряжения на отпайках при переключении с задержкой в 1/3 периода (при угле включения 120 градусов).

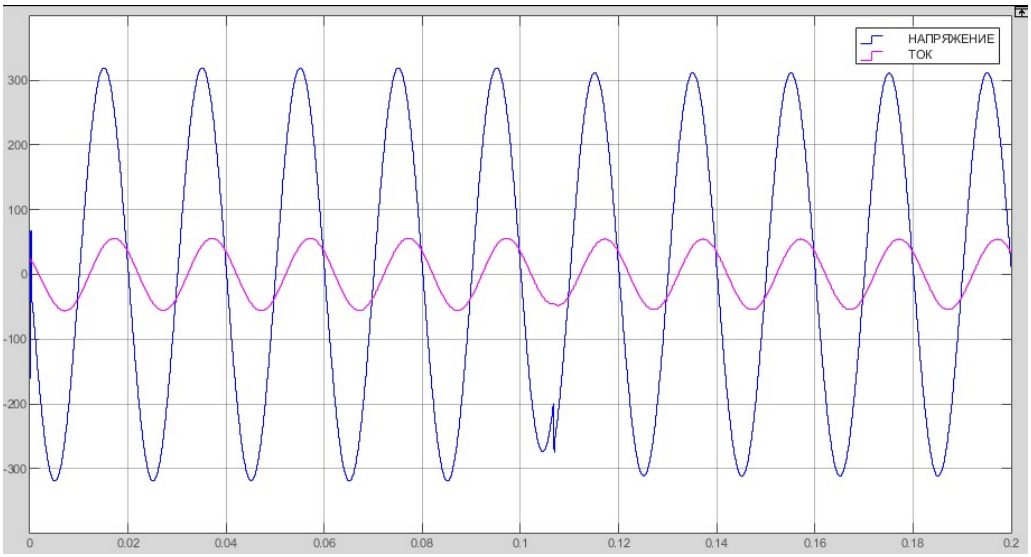


Рисунок 2.33 Осциллограммы тока и падения напряжения на нагрузке при переключении с задержкой 0,0067 с.

На рисунках 2.34 – 2.35 показаны осциллограммы при задержке включения равной 0,0083 с.

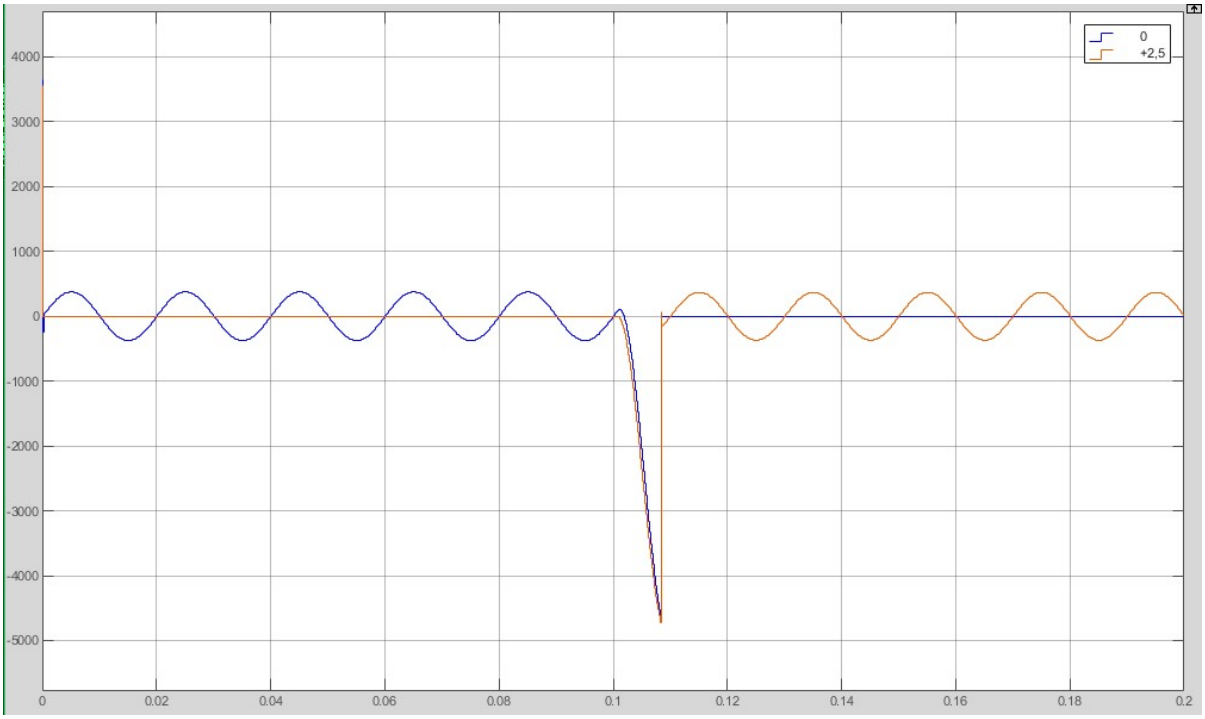


Рис. 2.34. Падение напряжения на отпайках при переключении с задержкой в 5/12 периода (при угле включения 150 градусов).

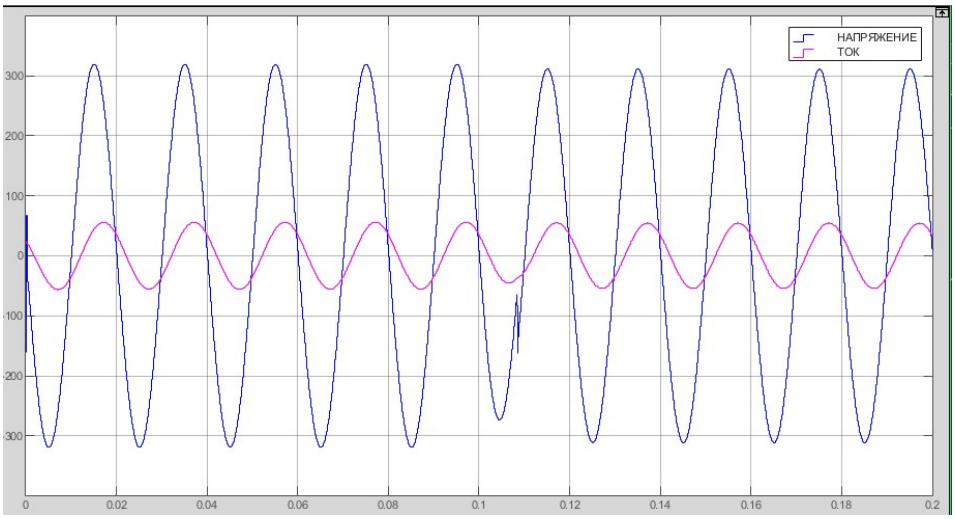


Рис. 2.35. Осциллограммы тока и падения напряжения на нагрузке при переключении с задержкой 0,0083 с.

На рисунках 2.36 – 2.37 показаны осциллограммы при задержке включения равной 0,01 с.

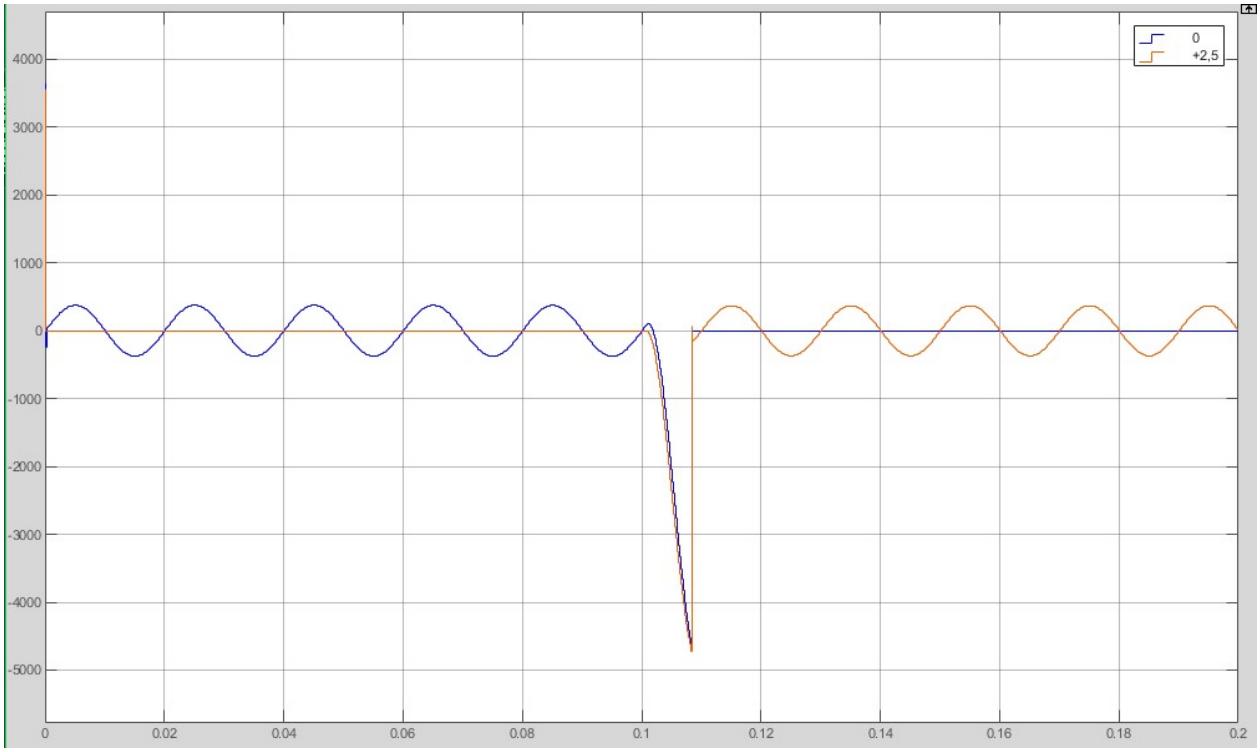


Рис. 2.36. Падение напряжения на отпайках при переключении с задержкой в 1/2 периода (при угле включения 180 градусов).

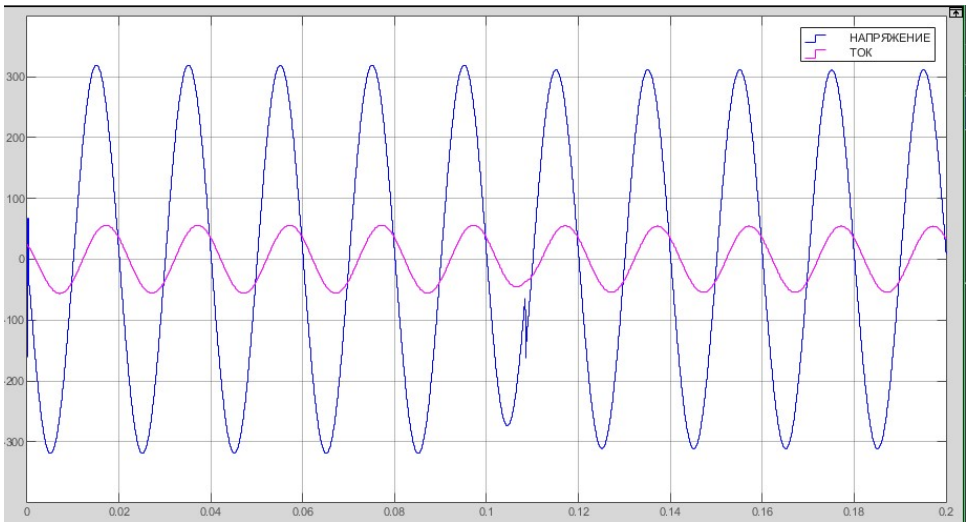


Рис. 2.37. Осциллограммы тока и падения напряжения на нагрузке при переключении с задержкой 0,01 с.

На рисунках 2.38 – 2.39 показаны осциллограммы при задержке включения равной 0,015 с.

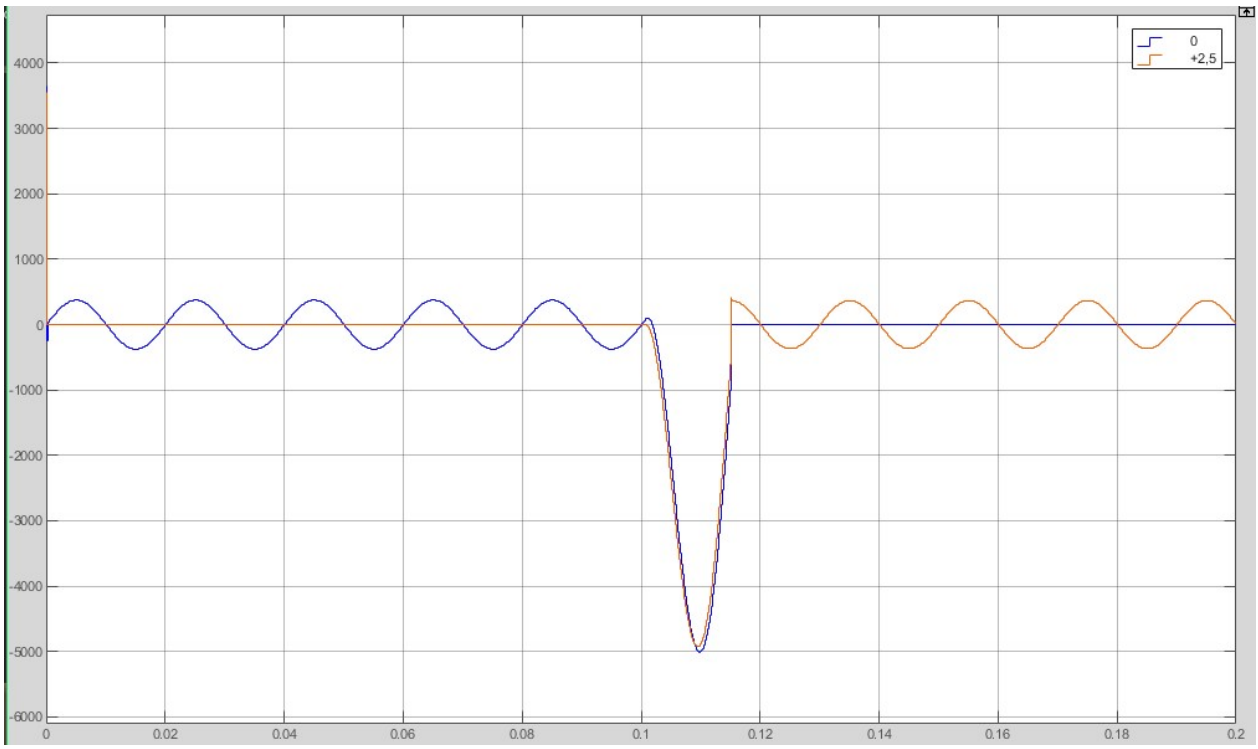


Рис 2.38. Падение напряжения на отпайках при переключении с задержкой в 3/4 периода (при угле включения 270 градусов).

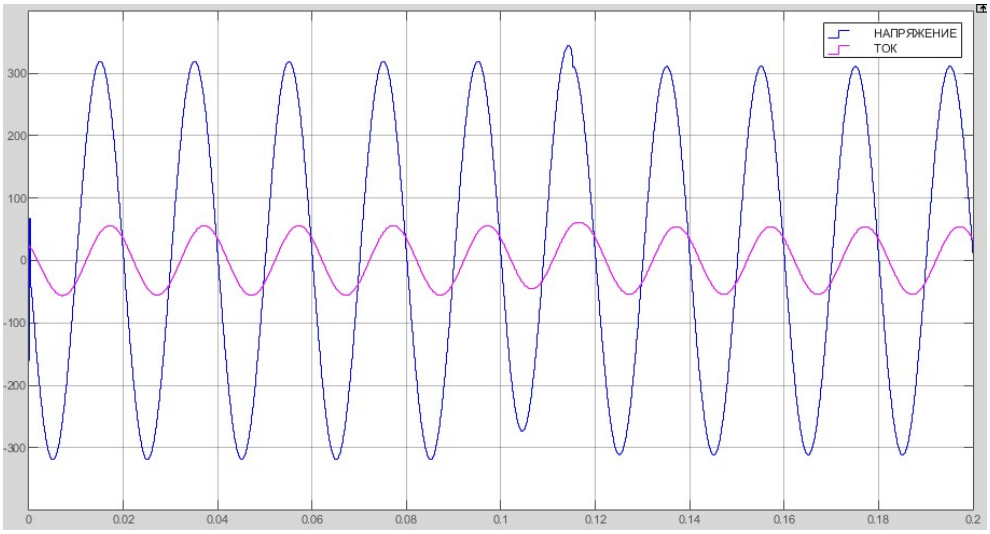


Рис. 2.39. Осциллограммы тока и падения напряжения на нагрузке при переключении с задержкой 0,015 с.

На рисунках 2.40 – 2.41 показаны осциллограммы при задержке включения равной 0,02 с.

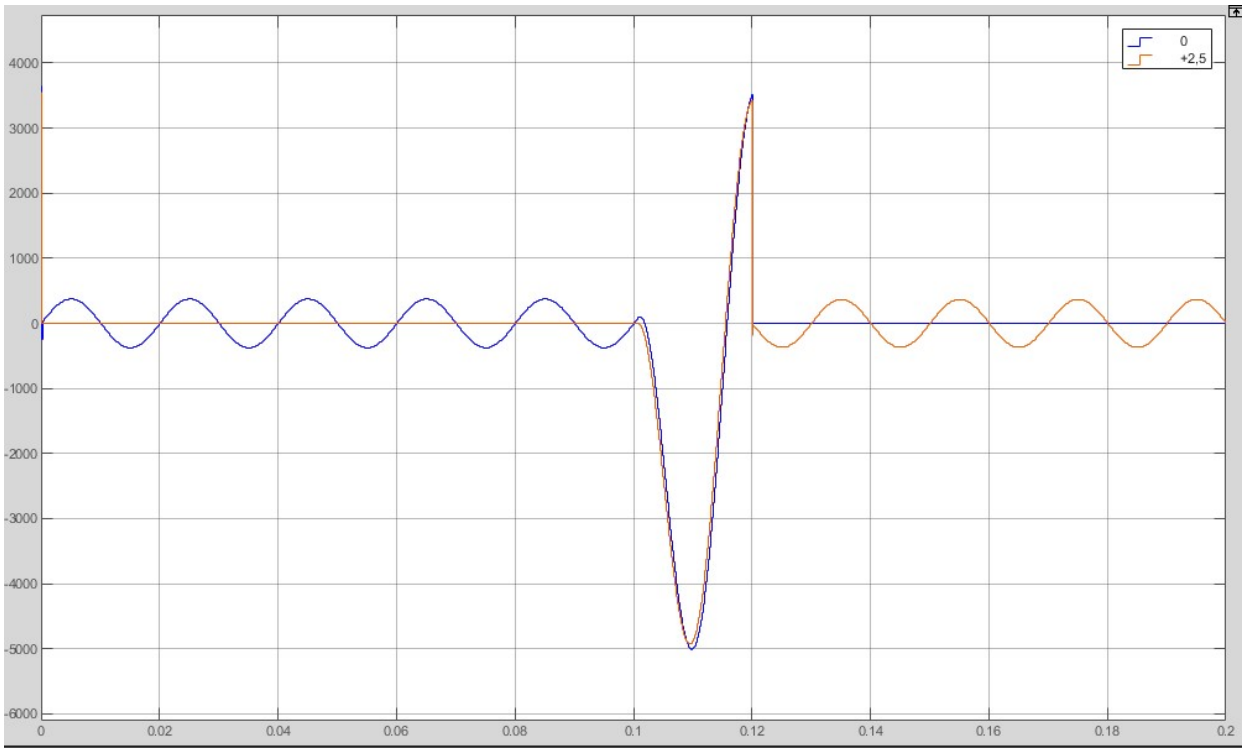


Рис. 2.40. Падение напряжения на отпайках при переключении с задержкой в 1 период (при угле включения 360 градусов).

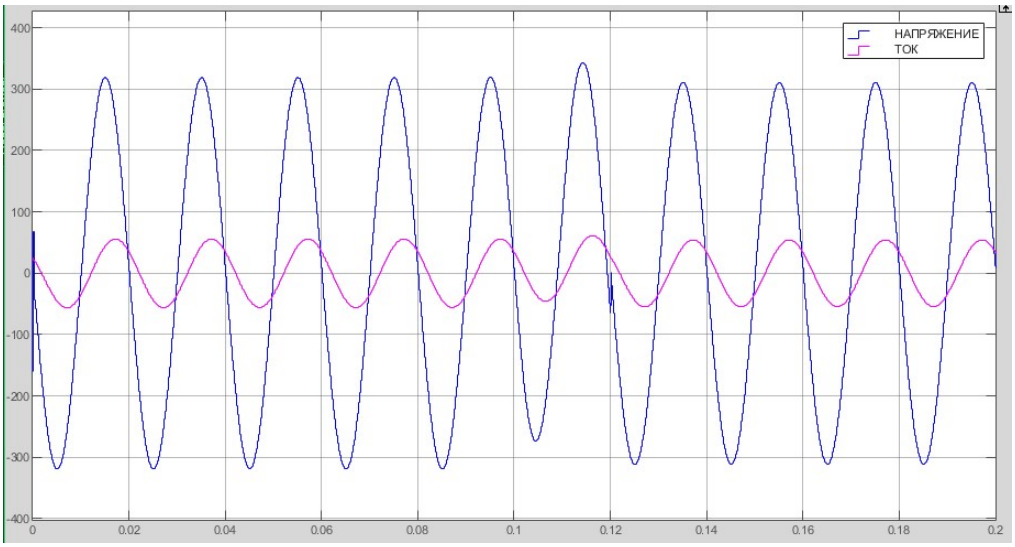


Рис. 2.41. Осциллограммы тока и падения напряжения на нагрузке при переключении с задержкой 0,02 с.

На рисунках 2.42 – 2.42 показаны осциллограммы при задержке включения равной 0,04 с.

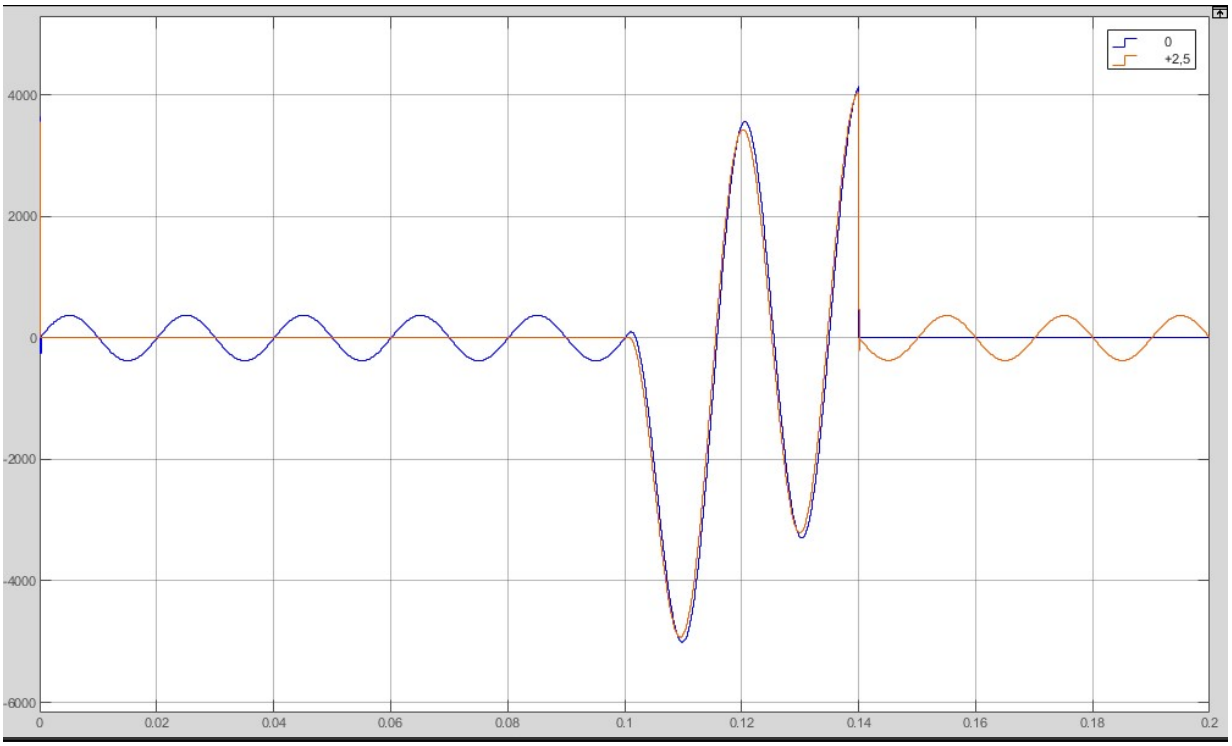


Рис. 2.42. Падение напряжения на отпайках при переключении с задержкой в 2 периода.

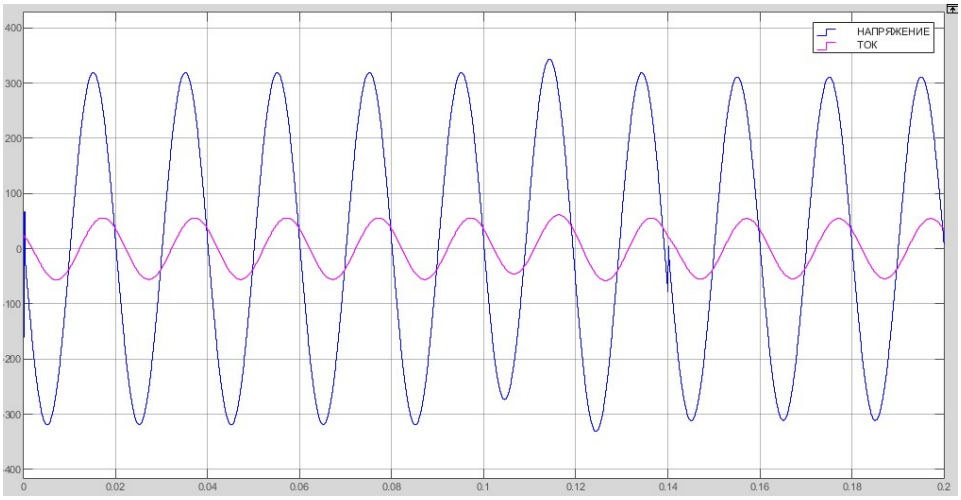


Рис. 2.43. Осциллограммы тока и падения напряжения на нагрузке при переключении с задержкой 0,04 с.

Проанализировав осциллограммы, полученные со всех опытов, наибольшее значение перенапряжения на электронном ключе выявлено при задержке переключения в 0,015 с. Дальнейшее увеличение времени задержки не приводит к появлению больших амплитудных значений. При этом перенапряжения наблюдаются на всех отпайках одновременно с учетом разницы в их номинальном напряжении ± 5% (см. рисунок 2.44).

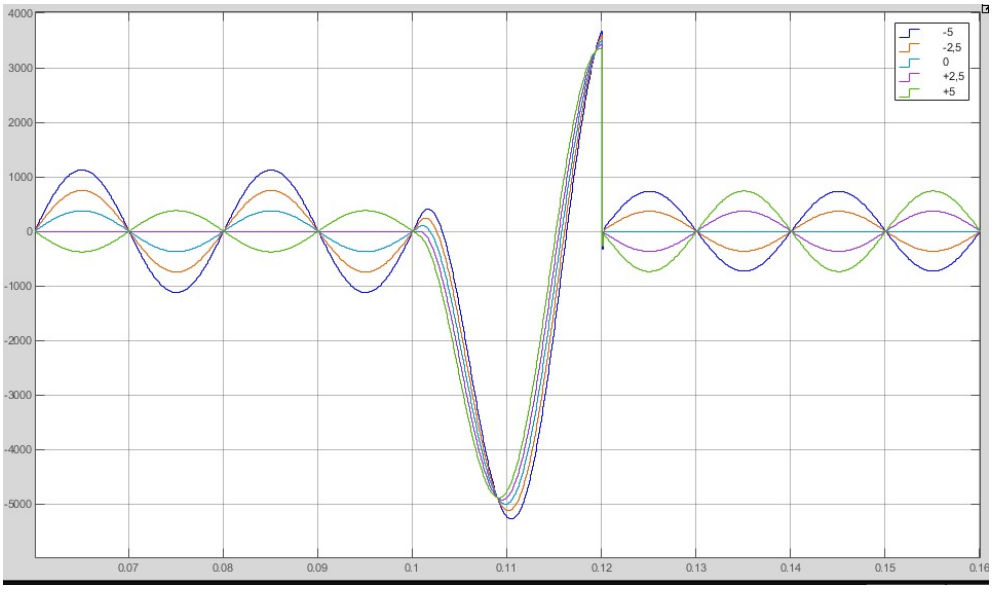


Рис. 2.44. Падение напряжение на электронных ключах всех отпаек.

Бросков тока при задержке в переключении не наблюдается, что доказывается осциллограммой токов, проходящих через электронные ключи на соответствующих отпайках (см. рисунок 2.45).

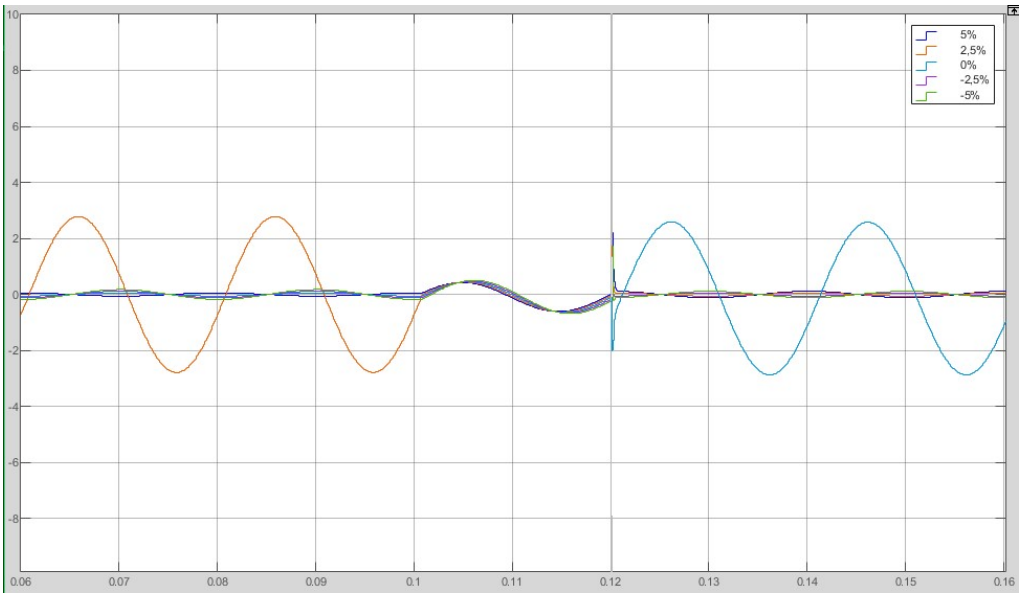


Рисунок 2.45. Ток, проходящий через электронные ключи на всех отпайках.

Исходя из результатов моделирования, можно сделать вывод, что вариантом решения проблемы отключения потребителей при переключении отпаек ПБВ маломощных трансформаторов является применение устройства изменения коэффициента трансформации на симисторных ключах. При этом электронные ключи таких трансформаторов должны выдерживать возможные токовые перегрузки и перенапряжения, например, для исследуемой модели трансформатора мощностью 40 кВА в качестве переключателя можно использовать симисторный ключ типа БК6Т-300-6,3-П производства АО «ЭЛПРЕСС» [82]. Все технические характеристики данного ключа сведены в таблицу 2.2, общий вид и электрическая схема изображены на рисунке 2.46 и рисунке 2.47 соответственно.

Для более мощных трансформаторов необходима разработка схемы переключения, содержащая элементы токоограничения и исключающая возможность в задержке при переключении.

Табл. 2.2. Технические характеристики силового ЭК типа БК6Т-300-6,3-П.

Наименование параметра	Значение
Рабочее напряжение, кВ	6,3
Максимальный рабочий ток, А	300
Рабочая частота, Гц	50

Выбор конкретных типов симисторов в качестве переключателей регулирующих устройств трансформаторов различной мощности, может также осуществляться по каталогам заводов-изготовителей на основании результатов моделирования определенного типа трансформатора или автотрансформатора.



Рис. 2.46. Общий вид электронного ключа БК6Т-300-6,3-П.



Рис. 2.47. Электрическая схема электронного ключа БК6Т-300-6,3-П.

2.4. Разработка переключающего устройства трансформатора с токоограничивающими элементами

Основным решением проблемы бросков тока коммутации на текущий момент является включение в схему переключающего устройства трансформатора совместно с силовыми ключами реактора для ограничения коммутационных токов, но такое решение ведет к увеличению стоимости трансформаторного узла и потерь электрической энергии.

В усовершенствованной схеме РПН переключение отпаек также предлагается выполнять с помощью ЭК, последовательно с которыми включаются токоограничивающие сопротивления, а постоянно работающая отпайка подключается к питающей сети через закрытый контакт вакуумного контактора.

Переключение будет производится в следующей последовательности: с помощью системы управления сначала открывается ЭК работающей отпайки, затем отключается вакуумный контактор, далее открывается ЭК выбранной отпайки и закрывается ЭК работающей отпайки, после включается вакуумный контактор выбранной отпайки, в конце переключения закрывается ЭК выбранной отпайки.

Использование контакторных установок в составе электронного переключающего устройства также экономически целесообразнее для трансформаторов с мощностью более 16 МВА, так как параметры проводящей полупроводниковой части определяются мощностью одной катушки регулировочной обмотки. [88]. При мощности трансформаторов от 10 до 16 МВА экономическая эффективность использования симисторных переключающих устройств и комбинированных одинакова, при малой мощности трансформатора рациональнее применять исключительно электронное переключающее устройство.

В настоящее время в РПН сетевых трансформаторов, мощностью более 10 МВА, широко используются исключительно механические устройства с разрывом дуги в масле. При невысокой годовой интенсивности переключений трансформаторы с механическими устройствами РПН более выигрышны с точки

зрения цены и компактности относительно переключающих устройств на базе электронных ключей.

Надежная работа и эффективность применения механических устройств РПН обеспечиваются при условии, что количество его переключений не превышает двадцати раз в сутки, а регламентные работы по техническому обслуживанию данного узла соблюдаются в установленном порядке. Для достижения целей настоящей работы, описанных далее, необходимо производить минимум 4 переключения в день (по изменению нагрузки крупным планом: 1 – с ночного минимума на утренний максимум, 2 – с утреннего максимума на дневной минимум, 3 – с дневного минимума на вечерний максимум, 4 – с вечернего максимума на ночной минимум). При этом старые устройства РПН, часто уже исчерпавшие свой ресурс, позволяли производить переключения с номинальным током 25 тысяч раз и 500 тысяч раз без нагрузки, что в течении срока службы в 25 лет составляет лишь не более двух переключений ежедневно, что снижает эффективность предлагаемых мероприятий как минимум в половину.

Достаточное количество переключений должно определяться диспетчерским графиком на каждый час суток, т.е. осуществление не менее 25 переключений в сутки без учета возможности неравномерного включения и отключения крупного потребителя, возникновения аварий с переходом на ремонтную схему сети, сопровождающееся выводом оборудования в ремонт, изменением сопротивления передачи и перераспределению перетоков мощности. Современные устройства РПН позволяют совершать до 300 тыс. раз под нагрузкой с номинальным током и имеют запас в 1,5 млн. переключений до механического износа, что позволяет совершать до 32 переключений в день в период аналогичного срока службы (25 лет). Данное значение сопоставимо с желаемым количеством переключений в рамках настоящей работы, однако стоимость таких РПН также сопоставима с ценами компонентов для реализации предлагаемого устройства при учете затрат на производство профилактических работ для поддержания работоспособности переключающего узла.

Стоит отметить, что для трансформаторов с ПБВ ресурс по механическому износу составляет 600 тысяч переключений без нагрузки, а вариантов переоборудования таких переключающих устройств на устройство РПН на текущий момент нет.

В случае, когда эксплуатационные требования потребителя предусматривают количество переключений, превышающее 40 тысяч раз за календарный год, наиболее экономически выгодным решением является применение полупроводниковых переключающих устройств трансформатора взамен механических устройств регулирования под нагрузкой, включая современные и модифицированные их версии с вакуумными контакторами и токоограничивающими резисторами [89]. Стоит отметить, что высокая частота переключений характерна для трансформаторов электрохозяйств в следующих отраслях промышленности:

- металлургия (электролиз цветных металлов, ферросплавная и карбидная отрасли);

- химическая индустрия (фосфорная промышленность);

- транспортная инфраструктура (городской электротранспорт, железнодорожная тяговая сеть);

- строительная сфера (цементное производство).

С учётом тенденций развития полупроводниковой элементной базы и постоянного совершенствования технических решений на её основе можно прогнозировать, что в обозримой перспективе бесконтактные и комбинированные устройства регулирования под нагрузкой получат более широкое распространение по сравнению с механическими аналогами за счёт совокупности своих эксплуатационных преимуществ.

2.4.1. Формирование принципов работы переключающего устройства трансформатора с токоограничивающими элементами

Недостатком схемы РПН, рассмотренной в разделе 2.3. настоящей работы, является необходимость использования синхронизации управления электронными ключами с помощью твердотельных реле с увеличением мощности трансформатора, что приводит к усложнению схемы управления ключами и не устраняет возможность возникновения короткозамкнутого контура между двумя отпайками. Для устранения указанного недостатка была сформулирована задача упрощения и повышения общей надежности работы устройства изменения коэффициента трансформации силового трансформатора электронными ключами.

В усовершенствованном РПН также отпайки трансформатора соединяются с питающей сетью через силовые ЭК, аналогично предыдущей схемы при переключении открываются ЭК на одной отпайке и закрываются на другой отпайке. Совершенствованием является то, что последовательно с каждым ЭК включается токоограничивающее сопротивление, зашунтированное вместе с сопротивлением замкнутым контактом включенного вакуумного контактора [90]. Режим управления ЭК в предлагаемом устройстве также остается прямой, т.е. симисторы работают в режиме контактора с подачей на них соответствующего управляющего логического сигнала «1» (включен) или «0» (отключен).

Схема предлагаемого усовершенствованного переключающего устройства, показанная на рисунке 2.48, состоит из следующих элементов:

1) Фазная обмотка высокого напряжения трансформатора с отпайками переключающего устройства (A/B/C – X/Y/Z);

2) Фазная обмотка низкого напряжения трансформатора (a/b/c – x/y/z);

3) СУ – система управления вакуумными контакторами и ЭК с контролем состояния (включено или отключено) данных элементов;

4) KV1-KVn(m) – контакты вакуумных контакторов, шунтирующие ЭК на каждой (1 - m) отпайке;

5) VS1-VSn(m) – электронные ключи;

6) R1-Rn(m) – токоограничивающие сопротивления;

7) TA1-TAn(m) + KA1-KAn(m) – средства контроля тока в цепи ЭК (может быть заменено штатными средствами мониторинга положения ЭК).

С помощью разработанного устройства также предполагается регулировать напряжение на вторичной обмотке путем изменения количества витков первичной обмотки за счет дополнительных витков, которые подключают к питающей сети. На рисунке 2.48 показано, что в работе находится первая отпайка №1 первичной обмотки, подключенная через контакт KV1 контактора.

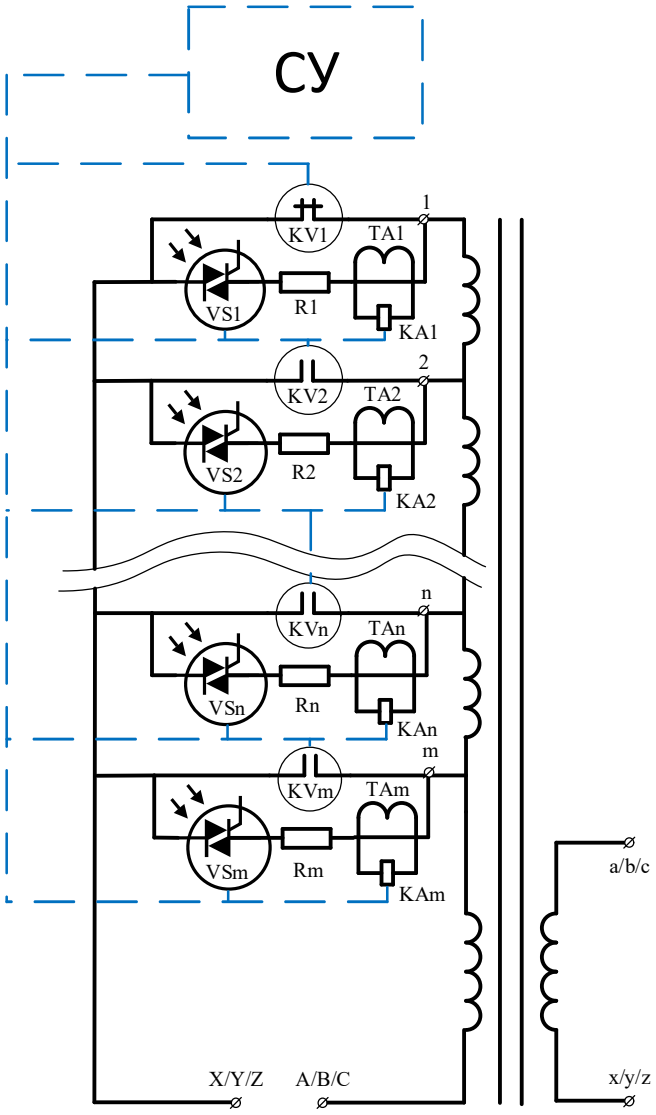


Рис 2.48. Схема усовершенствованного переключающего устройства трансформатора на электронных ключах.

Переключение усовершенствованным устройством переключения трансформатора в общем виде проходит в несколько этапов и реализуется следующим образом:

1) Выбирается отпайка (вручную или автоматически), на которую необходимо произвести переключение (например, отпайка 2) при этом ЭК VS2 и контакт KV2 контактора отключены. ЭК VSn и контакты KVn, в переключении не участвуют;

2) Системой управления запускается цепочка переключения и в следующий момент происходит включение ЭК отпайки 1 (VS1), при этом отпайка 1 работает через контакт контактора KV1 и ЭК VS1;

3) Далее происходит переход на работу отпайки 1 только через ЭК (VS1) путем отключения контакта KV1 контактора;

4) Далее включается ЭК выбранной на этапе №1 отпайки 2 (VS2) и возникает параллельная (кратковременная) работа трансформатора на двух отпайках (1 и 2) через контуры токоограничивающих сопротивлений и ЭК (R1 - VS1 и R2 – VS2);

5) Далее следует отключение ЭК отпайки, на которой работал трансформатор до начала переключения (VS1) с переходом работы на выбранную отпайку только через ее ЭК (VS2);

6) Отключенное положение контакта VS1 инициирует включение вакуумного контактора выбранной отпайки 2 (KV2), переключенная отпайка находится в режиме параллельной работы ЭК VS2 и контакта KV2 контактора;

7) Завершающим этапом переключения является отключение ЭК VS2 с переходом работы трансформатора на отпайку 2 только через контакт KV2 вакуумного контактора.

Для выполнения переключений силовыми ЭК разработана система управления, состоящая из схемы цепей управления, логической схемы избирателя и логической схемы переключения, реализующая весь алгоритм перехода с одной отпайки на другую.

2.4.2. Система управления переключающего устройства трансформатора с токоограничивающими элементами

Систему управления усовершенствованным устройством переключения трансформатора можно разделить на физическую и логическую часть. Физическая часть представляет собой схему цепей вторичной коммутации, которая представлена на рисунке 2.49 и состоит из следующих узлов:

1) SF – автоматический выключатель питания цепей управления;

2) SA1-SAn(m) – контакт реле, срабатывание которого приводит к запуску цепочки переключения;

3) SB1-SBn(m) – контакт для выполнения переключения эксплуатирующим персоналом, срабатывание которого приводит к запуску цепочки переключения;

4) SX – ключ выбора режима переключения с тремя положениями: «местный» (запуск переключения по воздействию на контакт SB от эксплуатирующего персонала), «дистанционный» (запуск переключения по воздействию на контакт SA от внешней системы через условный терминал) и «вывод» (размыкает цепь запуска переключения);

5) KV1 – силовой контакт контактора вакуумного (не является частью цепей вторичной коммутации, на схеме приведен для отображения механической связи между положением силового контакта и блок-контакта коммутационного аппарата);

6) 1SKV1-1SKVn(m) – блок-контакт, замкнутый при включённом положении контактора (разомкнут при выключенном);

7) 1KL1 – n(m)KL1 – контакты соответствующего реле KL1 (при собранной цепочке 1SKV1-1SKVn(m)– замкнуты);

8) 1KL2 – n(m)KL2 – контакты соответствующего реле KL2 (при протекании тока через электронные ключи VS1-VSn(m) – замкнуты);

9) 1KL3 – n(m)KL3 – контакты соответствующего реле KL3 (срабатывания которого приводит к запуску переключения на отпайку согласно логической схеме избирателя);

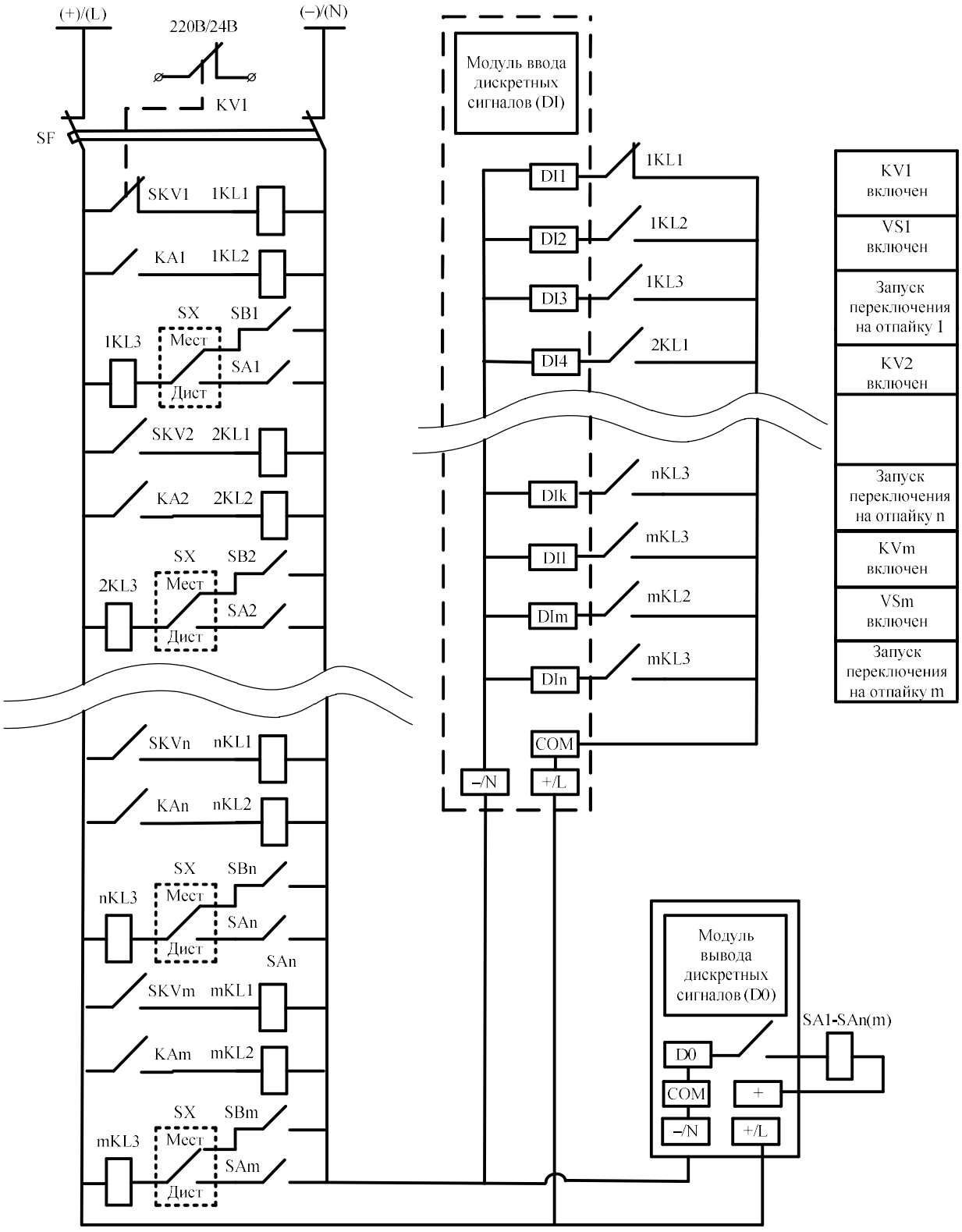


Рис. 2.49. Схема цепей вторичной коммутации усовершенствованного переключающего устройства трансформатора на электронных ключах.

10) DI – модуль ввода дискретных сигналов, обеспечивающий прием в систему управления данных о положении оборудования «первичной» схемы переключающего устройства, а также передачу в систему управления сигналов запуска переключения;

11) DO – модуль вывода дискретных сигналов, обеспечивающий выдачу системой команд управления на изменение состояния оборудования «первичной» схемы и сигналов запуска переключения, которые получены от условной «внешней системы».

Модуль вывода, схема подключения цепей которого представлена на рисунке 2.50, подает сигналы посредством коммутации нормально открытых контактов твердотельных реле на следующие узлы:

1) SA1-SAn(m) – катушка реле, срабатывание которого приводит к запуску цепочки переключения;

2) KL1YAS-KLn(m)YAS – катушка реле, срабатывание которого приводит к отключению соответствующего контактора KV1-KVn(m);

3) KL1YAT-KLn(m)YAT – катушка реле, срабатывание которого приводит к включению соответствующего контактора KV1-KVn(m);

4) D1-Dn(m) – светодиод оптической развязки для управления состоянием электронного ключа (в составе ТТР с ОП, см. схему в Приложении Б настоящей работы).

Логическая часть представляет собой функциональные схемы, в которых посредством стандартных логических операторов входные сигналы связаны с выходными. Предполагается, что все функциональные схемы логической части реализованы в программируемом контроллере.

Для удобства визуализации логической части в материалах настоящей работы некоторые входные сигналы дублируются, а выходные сигналы не связаны через логический оператор «ИЛИ», позволяющий проводить воздействие из нескольких источников.

На Рисунке 2.51 условно представлена схема «Избирателя». Переключение с любой отпайки на любую, согласно заложенной логике, происходит при

одновременном наличии двух факторов: фактически включен один из контакторов и вручную или автоматически замкнут контакт соответствующего реле KL3. Логическая схема избирателя исключает возможность запуска переключения с работающей отпайки на эту же отпайку.

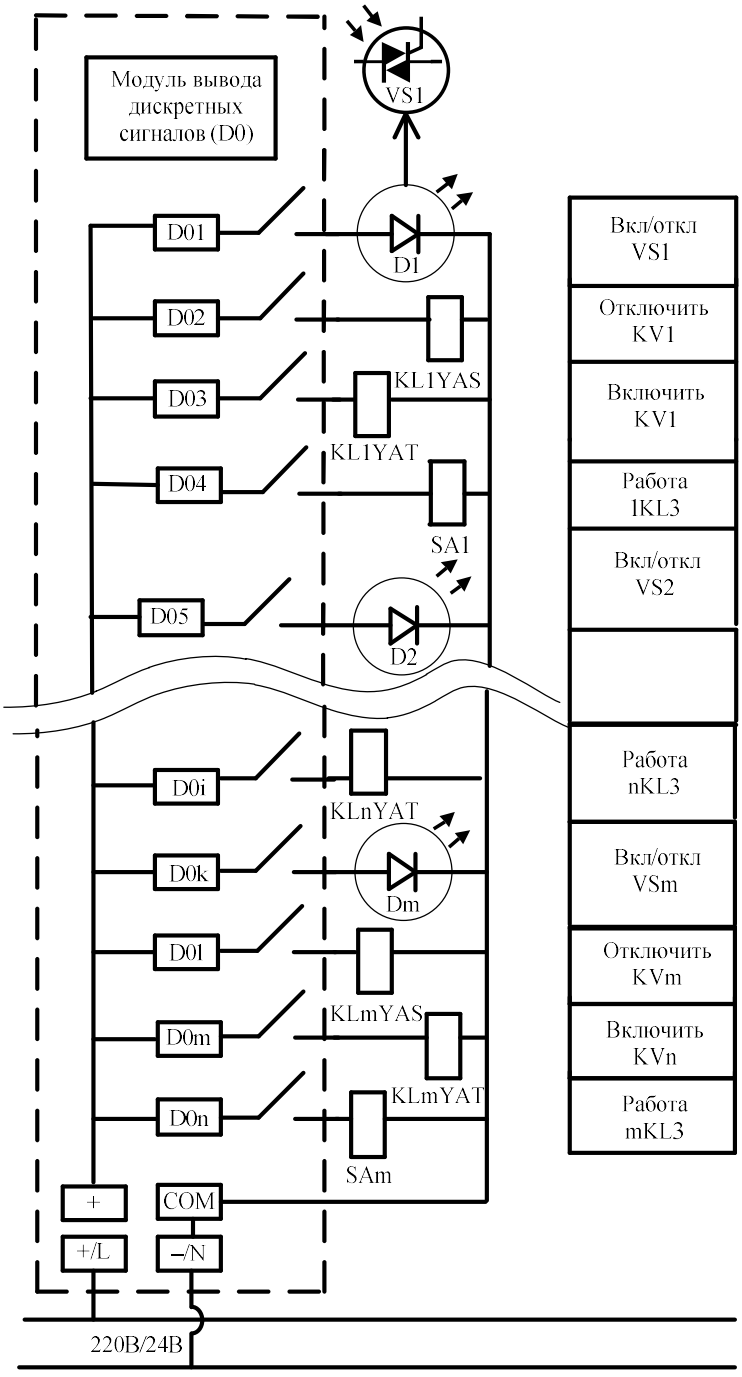


Рис. 2.50. Схема цепей модуля вывода дискретных сигналов.

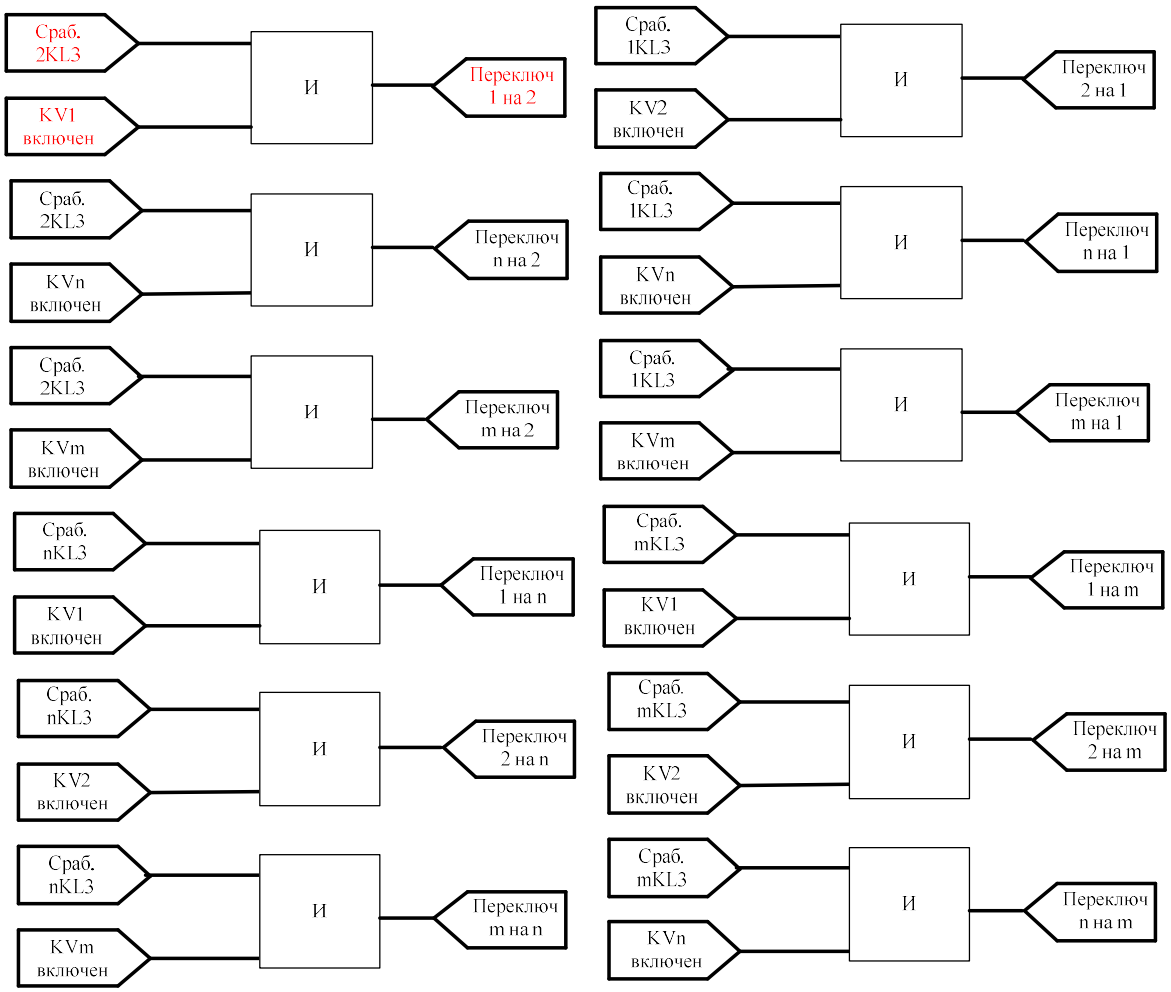


Рис. 2.51. Логическая схема «Избирателя».

На Рисунке 2.52 условно представлена логическая схема алгоритма переключения с отпайки №1 на отпайку №2. Логические взаимосвязи всех входных и выходных сигналов, представленные на данном рисунке, совмещены в единую схему для визуализации прослеживания работы системы управления в ходе переключения.

Логические схемы состоят из следующих элементов:

1) блоки входных и выходных сигналов;

2) блок логического сложения «ИЛИ» (не указан);

3) блок логической инверсии «НЕ» (заменен условным инверсным сигналом);

4) блок логического умножения «И»;

5) блок задержки времени – таймер.

($t_{таймера}$ = t6 – t3 + 2 × $t_{отстройки}$ = 0,82 – 0,64 + 2 × 0,01 = 0,16 с);

6) блок ячейки памяти «RS-триггер», возможные состояния выводов которого указаны в таблице 2.3.

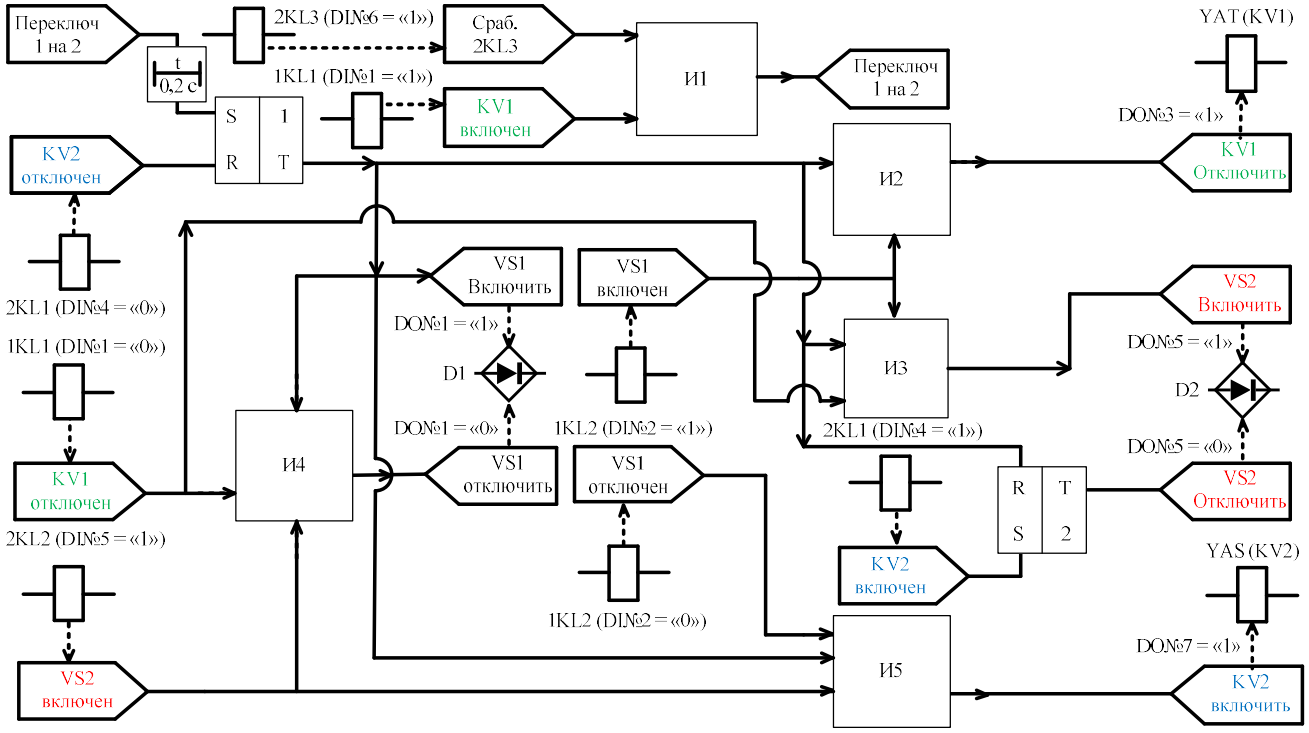


Рис. 2.52. Логическая схема алгоритма переключения на примере переключения с отпайки №1 на отпайку №2.

Табл. 2.3. Возможные состояния выводов RS-триггера.

Вывод	Логическое Значение			
R	0	1	0	1
S	0	0	1	1
T	**?***	0	1	0

* Примечание: «**?**» – означает предыдущее логическое значение (до t = 0 с).

2.4.3. Алгоритм переключения устройства регулирования трансформатора с токоограничивающими элементами

Порядок работы алгоритма переключения рассмотрим также на примере переключения с отпайки №1 на отпайку №2. Ожидаемая работа системы управления по переходу из состояния до переключения (состояние «0») в состояние после переключения (состояние «3») представлена на рисунке 2.53.

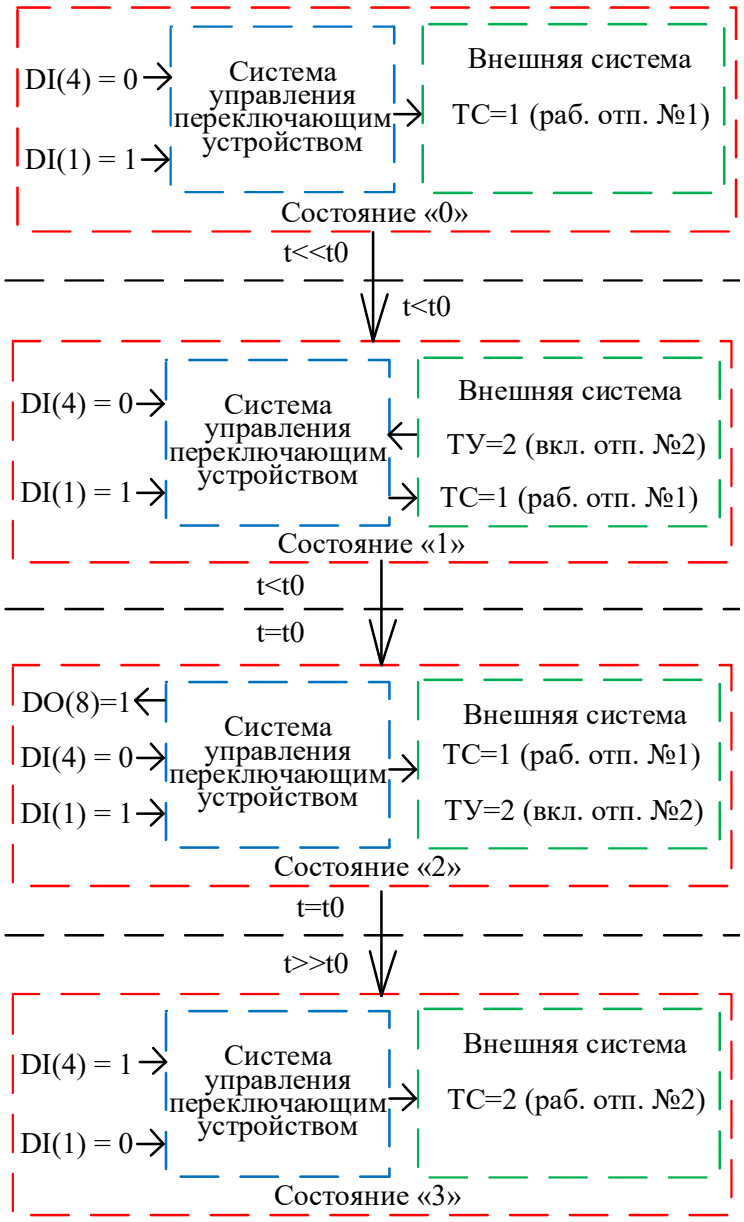


Рис. 2.53. Ожидаемый общий алгоритм работы системы управления.

Далее подробно рассмотрен переход системы из состояния «2» (момент начала переключения t=t0=0) в состояние «3». Переход из состояния «0» в состояние «1» и переход из состояния «1» в состояние «2» не рассматривается в рамках данного алгоритма, так как зависит от работы смежных систем субъекта электроэнергетики (системы сбора и передачи данных, автоматизированные системы управления технологическим процессом и т.д.). Предполагаемый режим работы системы управления переключающим устройством выбран «Дистанционный». Временем переключения считается интервал от принятия системой управления (переключающим устройством) команды на изменение положения переключающего устройства в положение №2 от внешней системы (ТУ=2) до выдачи системой управления во внешнюю систему сигнала о работе трансформатора в положении переключающего устройства №2 (ТС=2). Передача команды от внешней системы может выполняться автоматически по результатам анализа режима программно-аппаратными комплексами, а также вручную персоналом центра управления сетями или диспетчерского центра. Началом переключения принимается время t0 = 0 с.

Алгоритм работы схемы управления при переключении:

1) До времени t0 (t<<t0) в условную внешнюю систему приходит сигнал (ТС=1) о работе трансформатора на отпайке №1 (обрабатываемый дискретный сигнал DI№1 = «1» от модуля ввода).

2) В момент времени t<t0 внешняя система выдает команду системе управления на изменение положения переключающего устройства в положение №2 (ТУ=2).

3) В момент времени t=t0 система управления принимает данную команду и выдает сигнал «DO№8» модуля вывода посредством коммутации нормально открытого контакта соответствующего твердотельного реле который приводит к запуску цепочки переключения через срабатывание реле SA2 и его контакта. Общее время обработки команды внешней системы и выдачи сигнала не превышает t1 ≈ 20 мс.

4) На момент времени t1 = 0,02 с в схеме избирателя (см. рисунок. 2.51 и 2.52) сформирован сигнал «Переключение 1 на 2» через логический оператор «И1» (DI№6 = «1» т.к. 2KL3 сработан посредством замыкания контакта SA2 + DI№1=1 т.к. сработан 1KL1 по ранее включенному KV1). Данный сигнал попадает на вывод «S» RS-триггера №1, сигнал отключенного положения KV2 ранее приходил в систему, что формирует на выводе «T» RS-триггера №1 логическую единицу, которая в этот же момент подает сигнал на включение VS1. Общее время включения электронного ключа с учетом выдачи сигнала и работы схемы оптической развязки не превышает 10 мс. (t2 ≈ t1 + 10 мс). До времени t2 трансформатор работал на отпайке №1 через контактор KV1 (см. рисунок 2.54, красным обозначены устройства в работе).

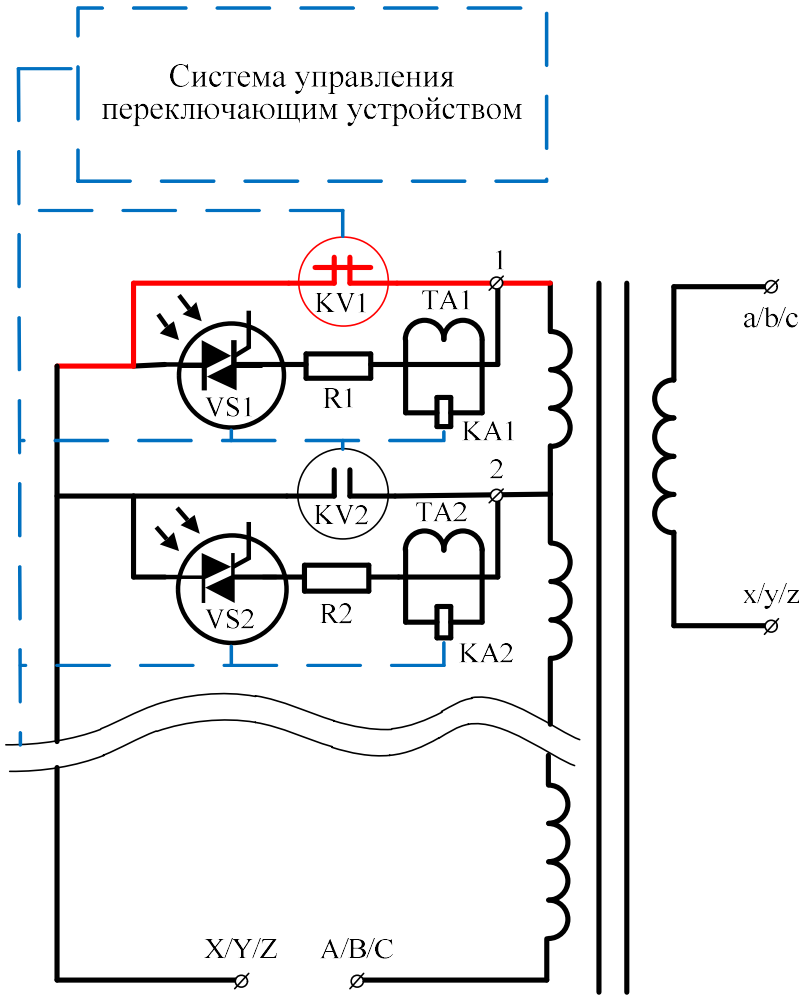


Рис. 2.54. Ход переключения в момент времени t < t2.

5) На момент времени t2 ≈ 0,03 с включился VS1 и трансформатор работает на отпайке №1 параллельно через контактор KV1 и ЭК VS1 (см. рисунок 2.55). В следующий момент по получению системой управления сигнала о включении VS1 (DI№2 = «1» от модуля ввода) уходит сигнал DO№3 = «1» на отключение KV1 в логической схеме (см. рисунок. 2.52) «собрана цепь» через логический оператор «И2» (входной сигнал VS1 Включен + логическая единица на выводе «Т» RS-триггера №1). Общее время отключения контактора с учетом выдачи сигнала «релейной» частью схемы и времени обработки сигналов системой управления не превышает 610 мс (t3 ≈ t2 + 610 мс).

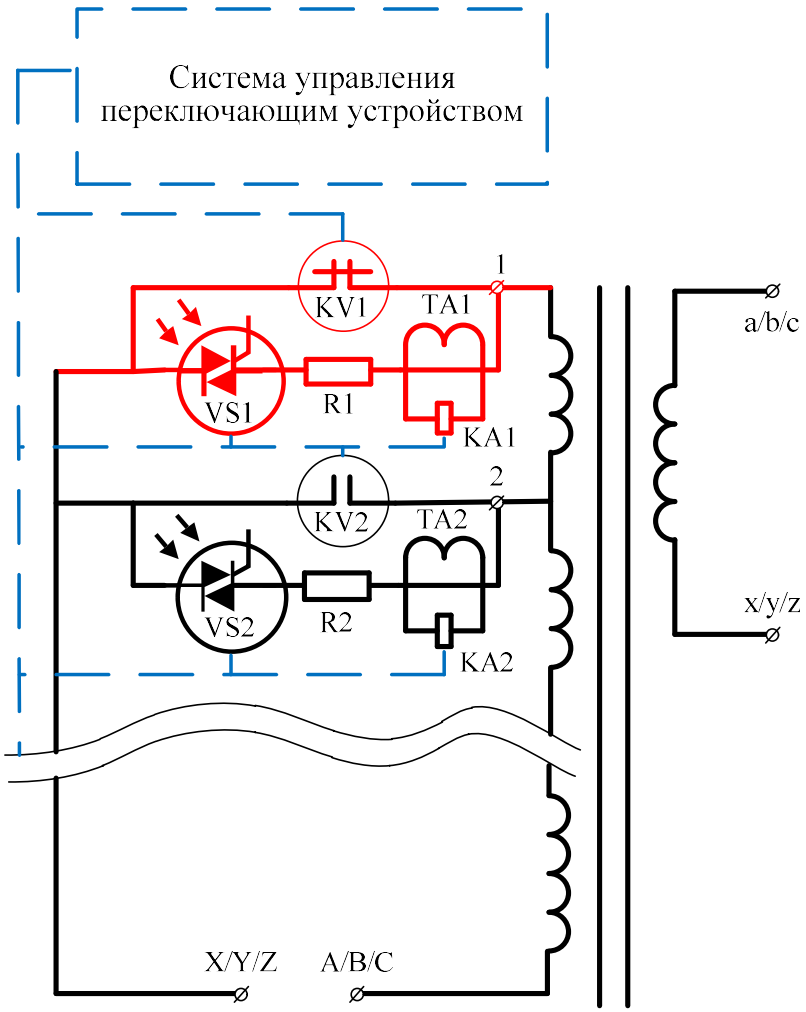


Рис. 2.55. Ход переключения в момент времени t = t2.

6) На момент времени t3 ≈ 0,64 с отключился KV1 и трансформатор работает на отпайке №1 через ЭК VS1 (см. рисунок 2.56). В следующий момент по получению системой управления сигнала о выключении KV1 (DI№5 = «1» от модуля ввода) уходит сигнал DO№5 = «1» на включение VS2 в логической схеме (см. рисунок. 2.52) «собрана цепь» через логический оператор «И3» (входной сигнал VS1 Включен + логическая единица на выводе «Т» RS-триггера №1 + входной сигнал KV1 отключен). Общее время включения электронного ключа с учетом выдачи сигнала и работы схемы оптической развязки не превышает 10 мс. (t4 ≈ t3 + 10 мс).

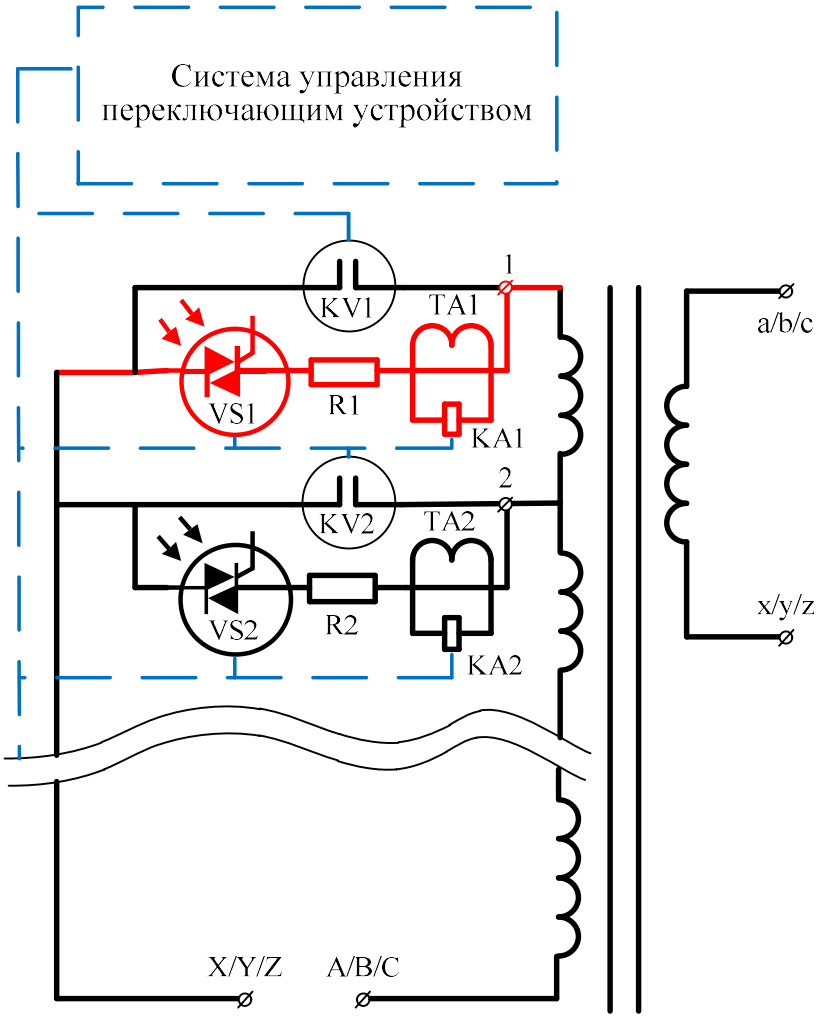


Рис. 2.56. Ход переключения в момент времени t = t3.

7) На момент времени t4 ≈ 0,65 с трансформатор работает на отпайке №1 параллельно через ЭК VS1 и ЭК VS2 (см. рисунок 2.57). В следующий момент по получению системой управления сигнала о включении VS2 (DI№1 = «0» от модуля ввода) уходит сигнал DO№1 = «0» на отключение VS1 в логической схеме (см. рисунок. 2.52) «собрана цепь» через логический оператор «И4» (входной сигнал VS2 включен + логическая единица на выводе «Т» RS-триггера №1 + входной сигнал KV1 отключен). Общее время отключения электронного ключа с учетом выдачи сигнала и работы схемы оптической развязки не превышает 10 мс. (t5 ≈ t4 + 10 мс).

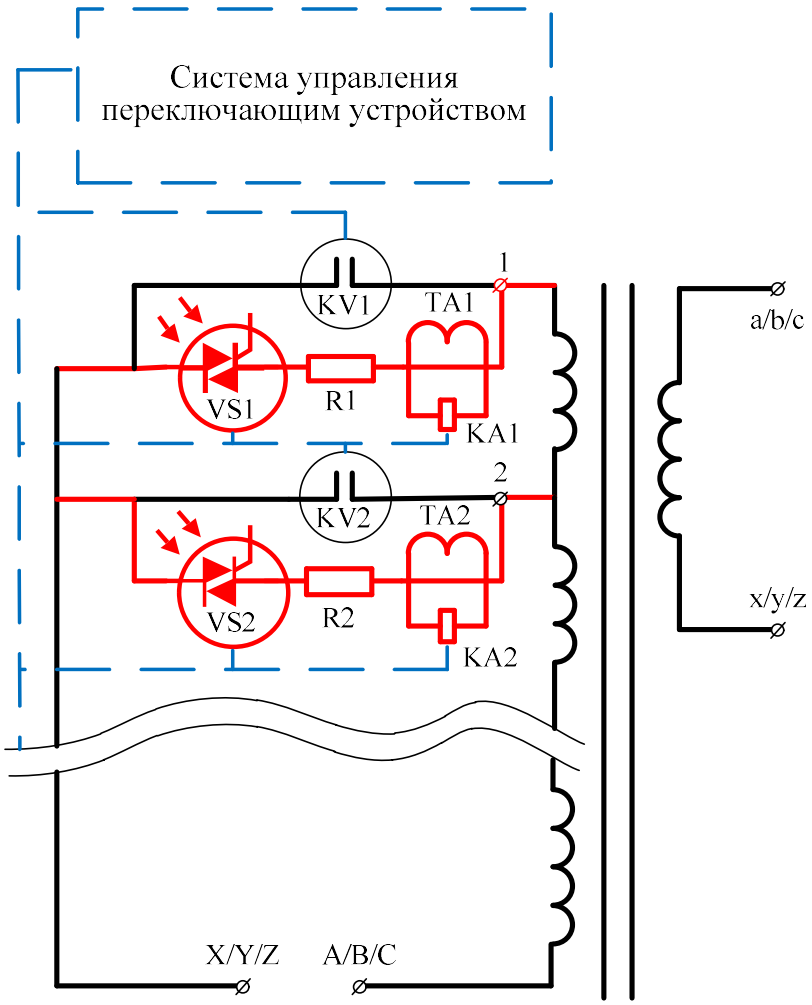


Рис. 2.57. Ход переключения в момент времени t = t4.

8) На момент времени t5 ≈ 0,66 с трансформатор работает на отпайке №2 через ЭК VS2 (см. рисунок 2.58). В следующий момент по получению системой управления сигнала об отключении VS1 (DI№2 = «0» от модуля ввода) уходит сигнал DO№7 = «1» на включение KV2 в логической схеме (см. Рисунок. 2.52) «собрана цепь» через логический оператор «И5» (входной сигнал VS2 включен + логическая единица на выводе «Т» RS-триггера №1 + входной сигнал VS1 отключен). Общее время включения контактора KV2 с учетом выдачи сигнала и работы схемы оптической развязки не превышает 160 мс. (t6 ≈ t5 + 10 мс).

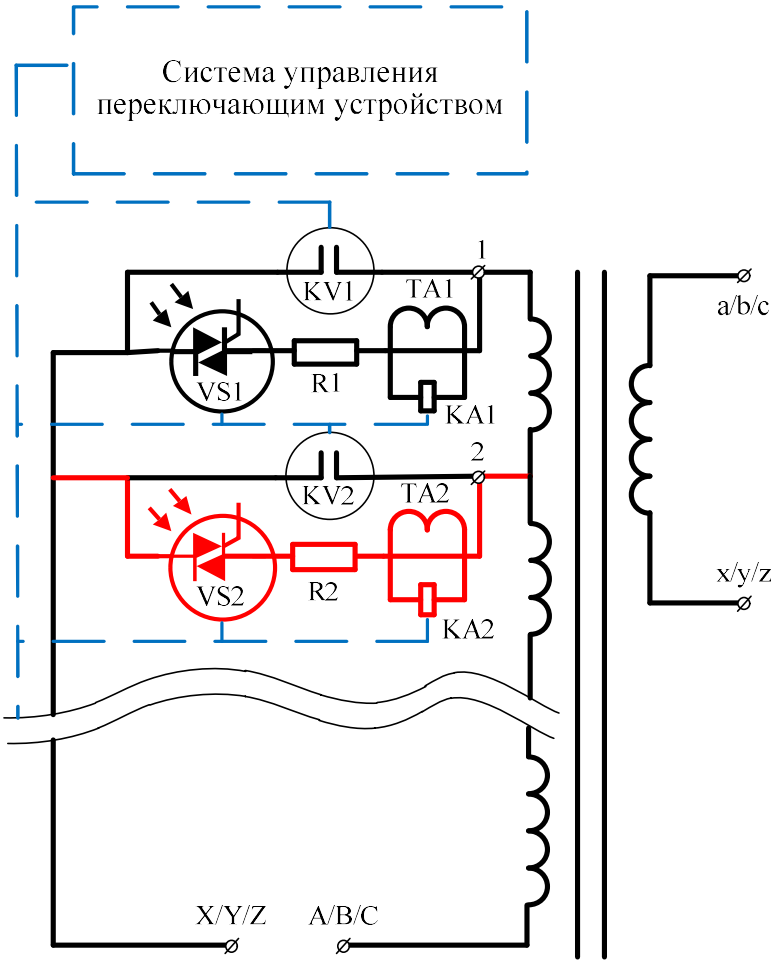


Рис. 2.58 Ход переключения в момент времени t = t5.

9) На момент времени t6 ≈ 0,82 с трансформатор работает на отпайке №2 параллельно через ЭК VS2 и контактор KV2 (см. рисунок 2.59). В следующий

момент по получению системой управления сигнала о включении KV2 (DI№4 = «1» от модуля ввода) уходит сигнал DO№5 = «0» на отключение VS2 в логической схеме (см. рисунок 2.52) «собрана цепь» через комбинацию RS-триггеров №1 и №2 (при включении KV2 на выводе «R» RS-триггера №1 и выводе «S» RS-триггера №2 появляется логическая единица, согласно таблице состояния на выводе «T» RS-триггера №1 образуется логический ноль, который поступает на вывод «R» RS-триггера №2, образуя на выводе «T» RS-триггера №2 логическую единицу с подачей команды DO№5 = «0» на отключение VS2). Общее время отключения VS2 с учетом выдачи сигнала и работы схемы оптической развязки не превышает 10 мс. ($t7 \approx t6 + 10$ мс).

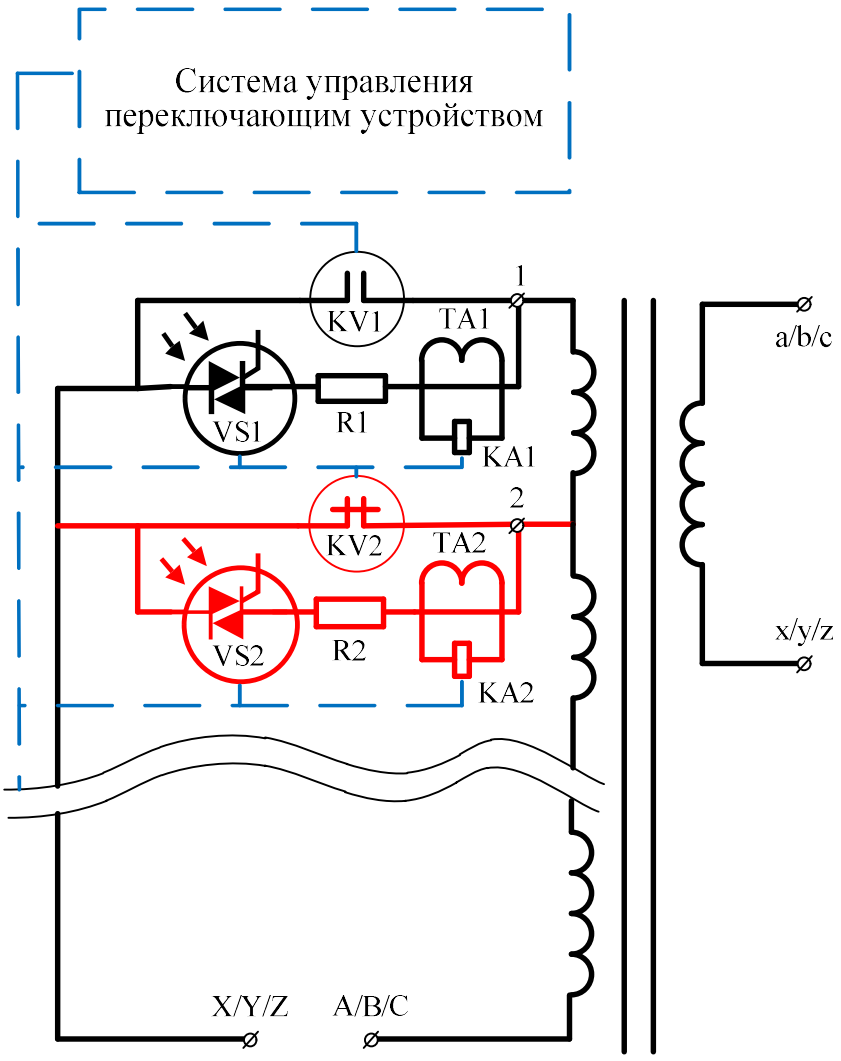


Рисунок. 2.59. Ход переключения в момент времени t = t6.

10) На момент времени $t_7 \approx 0{,}83$ с трансформатор работает на отпайке №2 через контактор KV2 (см. рисунок 2.60) и переключение завершено. В логической схеме (см. рисунок 2.52) через таймер в момент времени t = 0,84 с уходит сигнал «0» на вывод «S» на RS-триггера №1 сбрасывая его и возвращая всю схему в исходное состояние (состояние до переключения).

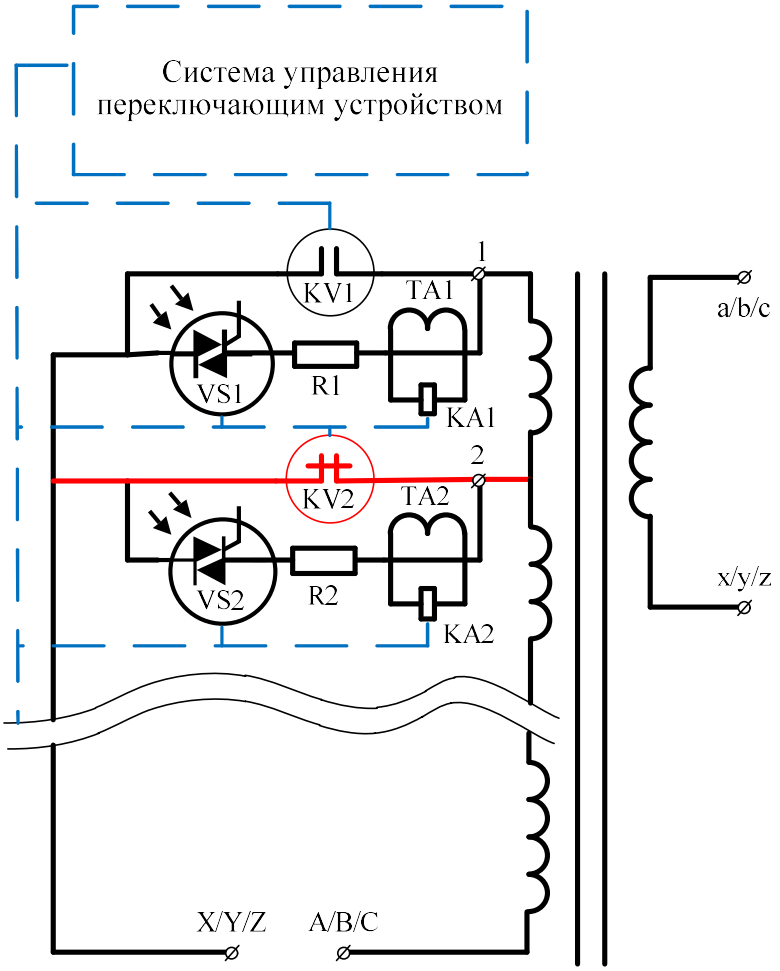


Рис. 2.60. Ход переключения в момент времени t = t7.

При рассмотрении временных интервалов работы всех элементов СУ на примере переключения с отпайки 1 на отпайку 2 можно выделить следующие моменты:

1) Время работы на отпайке 1 параллельно ЭК и контакта контактора: 0,61 с (время отключения вакуумного контактора);

2) Время работы трансформатора на отпайке 1 через цепочку ЭК: 0,01 с (время работы СУ и включения ЭК отпайки 2);

3) Время работы параллельно двух отпаек (1 и 2) через их ЭК: 0,01 с (время работы СУ и отключения ЭК отпайки 1);

4) Время работы на отпайке 2 через цепочку ЭК: 0,16 с (время включения контакта контактора отпайки 2);

5) Время работы на отпайке 2 параллельно ЭК и контакта контактора: 0.01 с (время работы системы управления и отключения ЭК).

Полное время переключения с одной отпайки на другую составляет не более 1 с и включает в себя: время от подачи команды на переключение до начала работы СУ (обработка сигнала), время работы схемы избирателя и время переключения, заложенное логической схемой в системе управления.

Так как существует кратковременное время параллельной работы двух ЭК, сопровождающееся бросками тока при определенных мгновенных значениях тока и напряжения, необходимо применение токоограничивающих сопротивлений, что и использовано в качестве основного решения в рамках настоящей работы в качестве мер по недопущению замыкания обмотки трансформатора между двумя отпайками накоротко. Также возможно применение принципов управления электронными ключами, описанных в [64-72], однако такие методы ведут к усложнению устройства и снижению его общей надежности работы.

Дальнейшим шагом является моделирование усовершенствованного устройства переключения трансформатора для исследования характера изменения токов в момент отключения одного ЭК и включения другого.

2.4.4. Моделирование переключающего устройства трансформатора с токоограничивающими элементами

Моделирование работы усовершенствованного устройства переключения трансформатора выполнено также в программной среде MATLAB. Для исследования в разработанную ранее модель (см. рисунок 2.3) внесены изменения,

касающиеся следующих узлов: силовой трансформатор, мощность нагрузки, источник питания в части увеличения мощности и класса напряжения. Также добавлены новые элементы согласно схеме усовершенствованного устройства (см. рисунок 2.48): силовой контакт шунтирующего электронный ключ контактора и токоограничивающее активное сопротивление – резистор. Кроме того, ввиду увеличения количества коммутируемого оборудования существенно преобразована система управления.

Доработанная модель трансформатора с усовершенствованным переключающим устройством на базе ЭК с токоограничивающими элементами показана на рисунке 2.61.

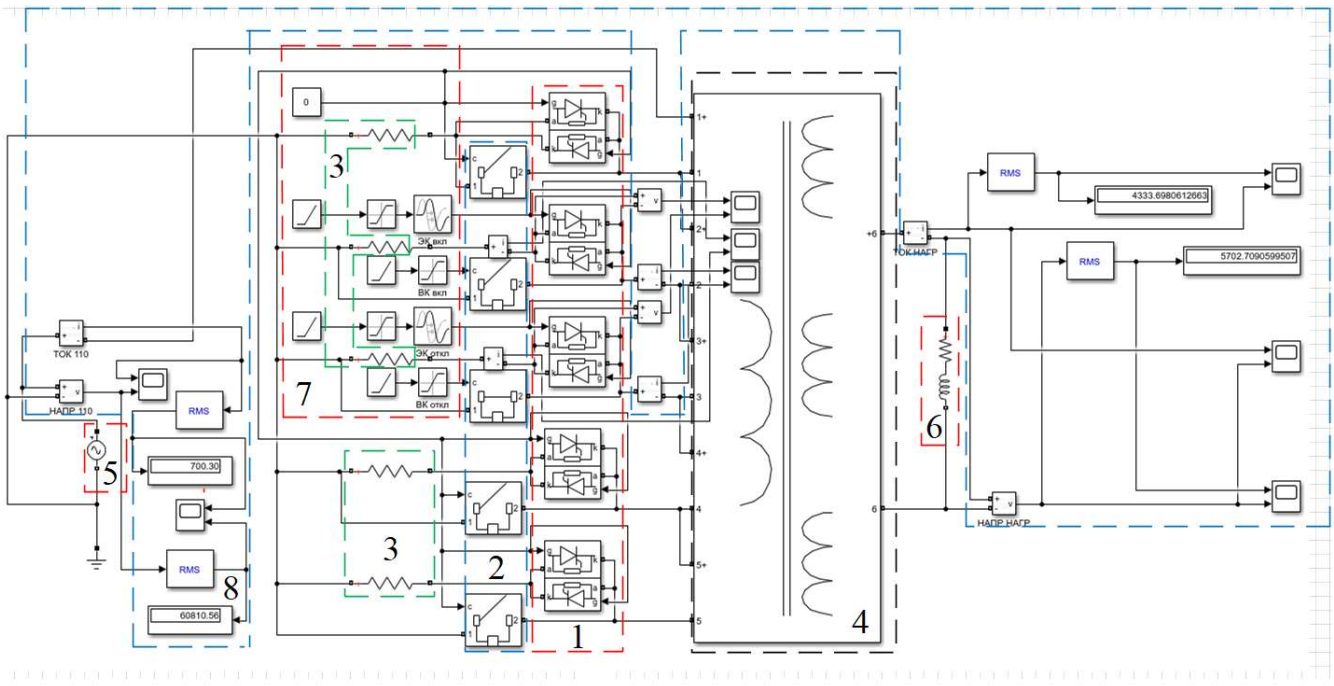


Рис. 2.61. Модель трансформатора 110/10 кВ с переключающим устройством на электронных ключах и токоограничивающими элементы.

Новая модель, содержит следующие блоки: 1 – ЭК, образованные включением тиристоров встречно–параллельно; 2 – управляемые ключи, имитирующие силовой контакт контактора; 3 – активное токоограничивающее сопротивление (4 Ом); 4 – модель трансформатора с отпайками (ТД-40000/110/10);

5 – блок источника питания, напряжением 110/√3 кВ; 6 – блок активно-индуктивной нагрузки (28 кВА); 7 – блоки системы управления, подающие сигналы на включение и отключение ЭК; 8 – измерительные блоки.

2.4.5. Описание элементов доработанной модели

Симисторные ключи ключ и измерительная система в рамках доработанной модели не были подвергнуты изменениям относительно модели, исследование которой описано в разделе 2.3 настоящей работы.

2.4.5.1. Вакуумный контактор

Для моделирования работы силового контакта вакуумного контактора из библиотеки MATLAB Simulink был выбран элемент «Breaker», изображенный на рисунке 2.62, который представляет собой управляемый ключ, размыкающий и замыкающий цепь по сигналам системы управления.

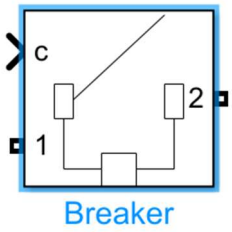


Рис. 2.62. Общий вид силового контакта контактора в среде MATLAB Simulink.

Контактор имеет три функциональных входа, два из которых (1 – вход и 2 – выход) предназначены для подключения к силовой цепи, а один (c) служит для осуществления открытия и закрытия ключа (в рамках данной модели) и получает сигнал от системы управления, рассмотренной ниже.

В параметрах модели контактора были выставлены следующие параметры, которые продемонстрированы на рисунке 2.63:

- Исходное положение «Initial status», выбираемое значением «0», если контактор отключен, или значением «1», если контактор находится в работе;

- Время коммутации «Switching times» выбрано по внешним значениям «External», которое учтено в системе управления (см. раздел 2.4.2);

- Переходное сопротивление контакта «Breaker Resistance Ron» со значением 0,01 Ом;

- Сопротивление «Snubber resistance Rs» и емкость «Snubber capacitance Cs» ключа были выставлены по умолчанию.

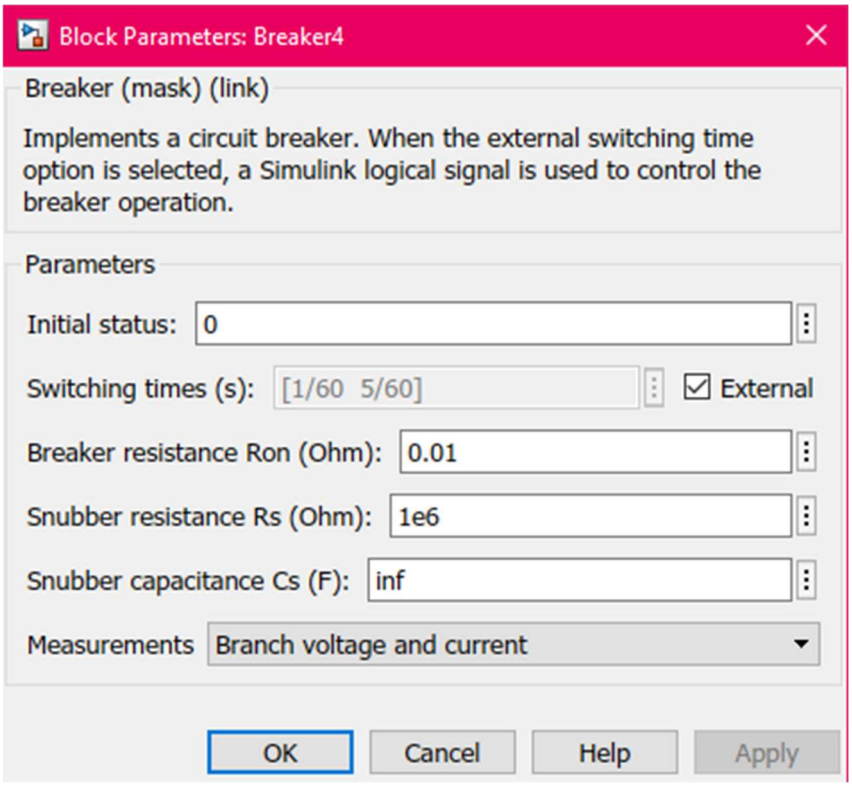


Рис. 2.63. Параметры контактора в среде MATLAB Simulink.

2.4.5.2 Силовой трансформатор с ПБВ

В качестве узла трансформатора с отпайками переключающего устройства аналогично разделу 2.3.1.2 настоящей работы задействован элемент библиотеки «Multi-Winding Transformer» с шестью обмотками, которые находятся на одном магнитопроводе. Пять из шести обмоток соединяются последовательно (1-5), между концом одной обмотки и началом следующей параллельно подключаются блоки переключения, состоящие из электронных ключей, силовых контактов

контактора и токоограничивающих резисторов, тем самым образуя отпайки переключателя. Источник питания подключается к выводу 1+ первой обмотки и точке соединения всех симисторных ключей. Нагрузка подключается к шестой (6) обмотке.

Для моделирования трансформатора был выбран реальный трансформатор 110/10 кВ типа ТД – 40000/110. Для данного трансформатора из справочника [85] были взяты значения активного и индуктивного сопротивления обмоток, которые сведены таблицу 2.4.

Табл. 2.4. Сопротивления обмоток трансформатора ТД – 40000/110.

Обмотка	Сопротивление	
	R_T	X_T
ВН	1,46 Ом	38,4 Ом
НН	11,025 мОм	289 мОм

Так как обмотка на высокой стороне данного трансформатора имеет пять ответвлений ПБВ (–5%, –2,5%, 0%, +2,5%, +5%) относительно этих ответвлений и были пересчитаны параметры обмоток с номерами 1 – 5, учитывая, что обмотка №1 является основной, а при включенной отпайке №3 (0%) параметры трансформатора совпадают с номинальными.

В модели трансформатора задаются следующие параметры (см. рис. 2.64):

- Номинальная мощность и частота сети, принимаемые 40 МВА и 50 Гц соответственно.

- Номинальные напряжения обмоток трансформатора. Для высокой стороны номиналом напряжения для одной фазы трансформатора будет считаться фазное напряжение, так как обычно сети 110 кВ и выше работают с заземленной нейтралью, следовательно, обмотки трансформатора соединены в звезду, и к одной обмотке будет подведено напряжение 110/√3 кВ. Исходя из описанного ранее

номинальным напряжением отпаек будет являться часть питающего напряжения, падающего на данной отпайке, т.е. 2,5% от $U_{ном}$. Оставшееся напряжение будет падать на обмотке №1, согласно формулам 2.1. и 2.2. будет равно (при линейном $U_{номВН}$ = 121 кВ):

$$U_2 = U_3 = U_4 = U_5 = 0{,}025 \times U_{номВН} = 0{,}025 \times \frac{121000}{\sqrt{3}} = 1747 \text{ В (2.23).}$$

$$\text{Тогда: } U_1 = U_{номВН} - (U_2 + U_3 + U_4 + U_5) = \frac{121000}{\sqrt{3}} - (4 \times 1747) =$$
$$= 69859 - 6988 = 62871 \text{ В (2.24.).}$$

Для низкой стороны номиналом напряжения будет считаться линейное напряжение, так как сети 6 – 35 кВ обычно работает в режиме изолированной нейтрали, поэтому к одной обмотке трансформатора подводится линейное напряжение, т.е. для НН: $U_{ном}$ = 10 кВ.

- Аналогично напряжению распределяется по отпайкам и сопротивление: для основной обмотки активное сопротивление составляет 1,387 Ом, для обмоток-отпаек 0,0365 Ом. Индуктивность, рассчитанная по формуле 2.7., для основной обмотки составляет 0,1101 Гн, для обмоток отпаек 0,00031 Гн, а для вторичной обмотки 0,0009 Гн.

- Активное сопротивление магнитопровода рассчитывается по формуле 2.8.

Из справочника [85]: $P_{XX} = 50$ кВт и $I_{XX} = 0{,}65$ % для трансформатора типа ТД – 40000/110, тогда:

$$R_M = \frac{P_{XX}}{3 \times I_0^2} = \frac{P_{XX}}{3 \times (\frac{I_{XX}\%}{100} \times I_{номВН})^2} = \frac{P_{XX}}{3 \times (\frac{I_{XX}\%}{100} \times \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \times U_{номВН}})^2} =$$
$$= \frac{50}{3 \times (\frac{0{,}65}{100} \times \frac{40000000}{\sqrt{3} \times 121000})^2} = 10821{,}942 \text{ Ом (2.25.).}$$

Индуктивность магнитопровода рассчитывается по формуле 2.12.:

$$L_{\text{М}} = \frac{X_{\text{М}}}{\omega} = \frac{\sqrt{Z_M^2 - R_M^2}}{2\pi f} = \frac{\sqrt{\left(\frac{U_{\text{номВН}}}{\sqrt{3}\times I_0}\right)^2 - R_M^2}}{2\pi f} = \frac{\sqrt{\left(\frac{U_{\text{номВН}}}{\sqrt{3}\times I_0}\right)^2 - R_M^2}}{2\pi f} = \frac{\sqrt{\left(\frac{U_{\text{номВН}}}{\sqrt{3}\times \frac{I_{XX}\%}{100}\times I_{\text{номВН}}}\right)^2 - R_M^2}}{2\pi f} =$$

$$= \frac{\sqrt{\left(\frac{U_{\text{номВН}}}{\sqrt{3}\times \frac{I_{XX}\%}{100}\times \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}\times U_{\text{номВН}}}}\right)^2 - R_M^2}}{2\pi f} = \frac{\sqrt{\left(\frac{121000}{\sqrt{3}\times \frac{0{,}65}{100}\times \frac{40000000}{\sqrt{3}\times 121000}}\right)^2 - 10821{,}942^2}}{314} = 175{,}932 \text{ Гн (2.26.)}.$$

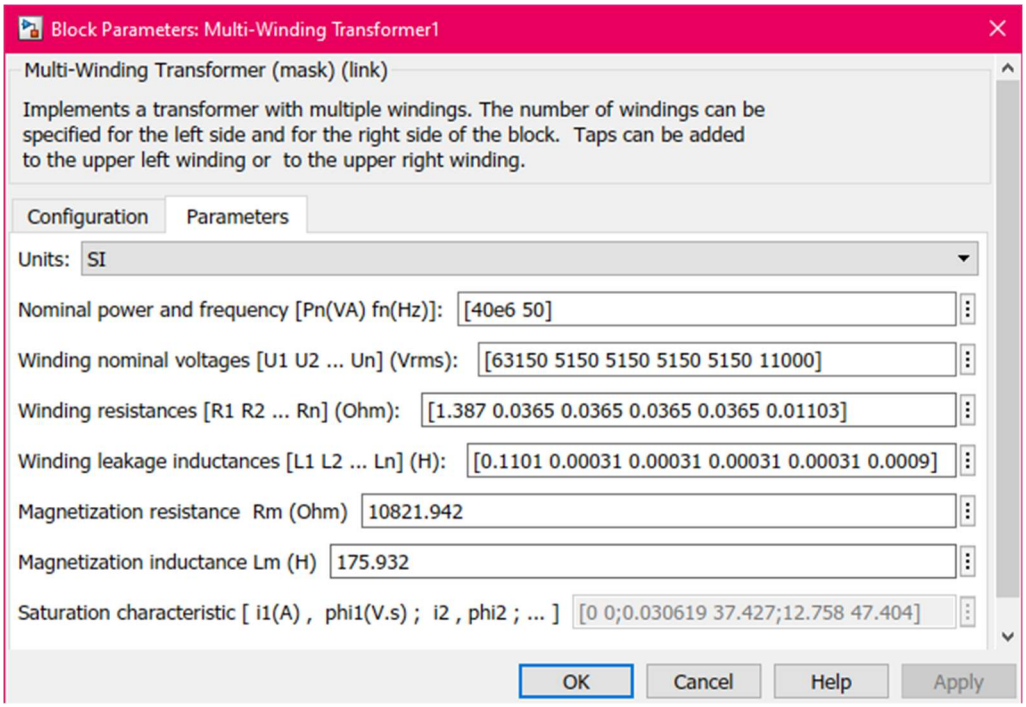


Рис. 2.64. Параметры трансформатора в среде MATLAB Simulink.

2.4.5.3 Источник питания

В качестве источника питания также используется блок «AC Voltage Source» библиотеки Simulink. В модели источника изменен параметр амплитудного значения напряжения, который в доработанной модели составляет:

$$U_{\text{М}} = \sqrt{2} \times \text{Uном} = \sqrt{2} \times \frac{121}{\sqrt{3}} = 98{,}796 \text{ кВ (2.27.)}.$$

2.4.5.4. Блок нагрузки

В качестве потребителя в доработанной модели также применяется блок «Series RLC Load» библиотеки Simulink с мощностью нагрузки, рассчитанной по формуле 2.18:

$$S_{\text{нагр.}} = S_{\text{ном.тр–ра}} \times \text{К}_{\text{загр.}} = 40 \times 0{,}7 = 28\ \text{МВ}A\ (2.28.).$$

Активная составляющая нагрузки согласно формуле 2.20. равна:

$$\text{Р}_{\text{нагр.}} = S_{\text{нагр.}} \times \cos\varphi = 28 \times 0{,}8 = 22{,}4\ \text{МВт}\ (2.29.).$$

Реактивная составляющая нагрузки высчитывается согласно формуле 2.21.:

$$Q^2_{\text{нагр.}} = \sqrt{S^2_{\text{нагр.}} - \text{Р}^2_{\text{нагр.}}} = \sqrt{28^2 - 22{,}4^2} = 16{,}8\ \text{МВар}\ (2.30.).$$

2.4.5.5. Токоограничивающий элемент

В качестве элемента, обеспечивающего ограничение тока, который возникает при переключении, был задействован аналогичный узел быстродействующих (резисторных) РПН – активное сопротивление. При моделировании резистора в библиотеке Simulink выбран блок «Series RLC Branch», показанный на рисунке 2.65.



Рис. 2.65. Общий вид блока токоограничивающего сопротивления в среде MATLAB Simulink.

При выборе в данном блоке типа сопротивления – активное, единственным параметром будет показатель его величины, значение которого принимается 4 Ом по аналогии с характеристиками резисторных РПН соответствующего класса напряжения.

2.4.5.6 Система управления

Для создания логических сигналов, имитирующих подачу импульсов управления аналогично разделу 2.3.3.1 используются блоки «Ramp» и «Saturation». Сигналы с данных блоков напрямую подаются на функциональный вывод «C» контактора. На управляющий ввод тиристоров «g» сигналы от блоков «Ramp» и «Saturation» подаются через блок «Transport Delay», который изображен на рисунке 2.66.



Рис. 2.66. Общий вид блока задержки сигнала в среде MATLAB Simulink.

Данный новый блок обеспечивает задержку сигналов заданным количеством времени, его применение необходимо для моделирования неоднократных коммутаций электронными ключами, в частности в рамках одного изменения коэффициента трансформации необходимо как включить, так и отключить каждый из двух участвующих в переключении симисторов.

В качестве обратного сигнала последовательно в блоке «Ramp» задается отрицательный коэффициент с начальным положением «1».

Для проверки корректности работы системы управления была создана модель, которая представлена на рисунке 2.67, состоящая из осциллографа для снятия выходных сигналов и блоков, формирующих сигналы СУ («Ramp», «Saturation» и «Transport Delay»).

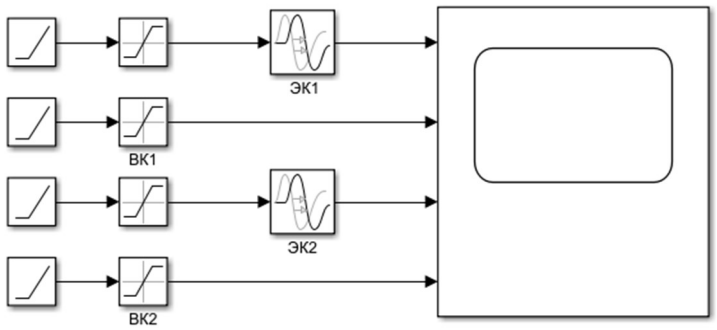


Рис. 2.67. Проверка выходных сигналов доработанной модели системы управления на осциллографе.

В результате моделирования сигналов СУ были получены осциллограммы, показанные на рисунке 2.68, из которых видно, что система управления работает правильно, согласно заложенной логике, изложенной в разделе 2.4.3 диссертации.

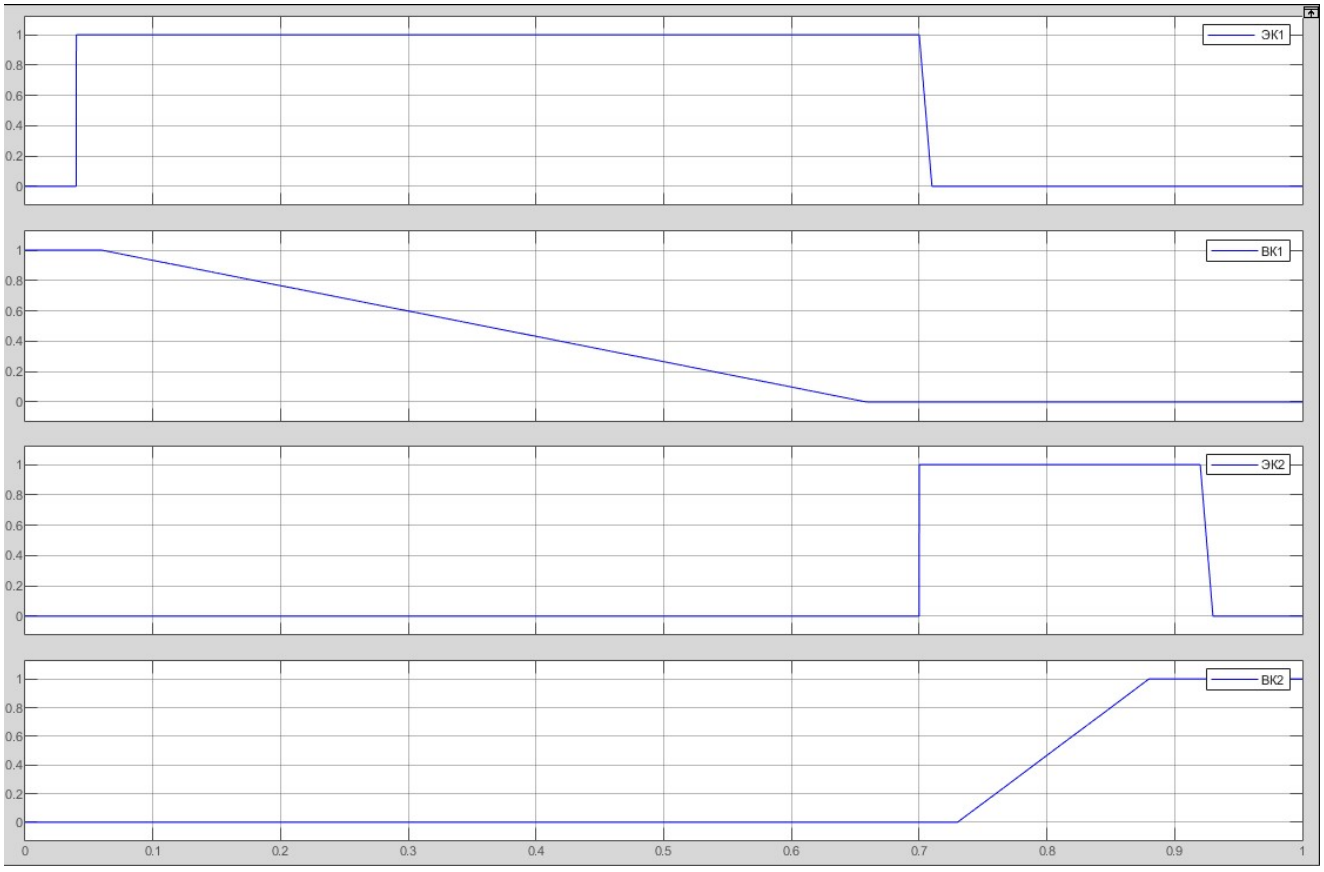


Рис. 2.68 Осциллограммы логических сигналов доработанной системы управления.

2.4.6. Результаты моделирования переключения устройством регулирования трансформатора с токоограничивающими элементами

Целью моделирования является получение осциллограмм токов и напряжений на нагрузках и отпайках ПБВ в момент переключения с одного ответвления на другое с использованием токоограничивающих сопротивлений и без них. Схема снятия осциллограмм показана на рисунке 2.69.

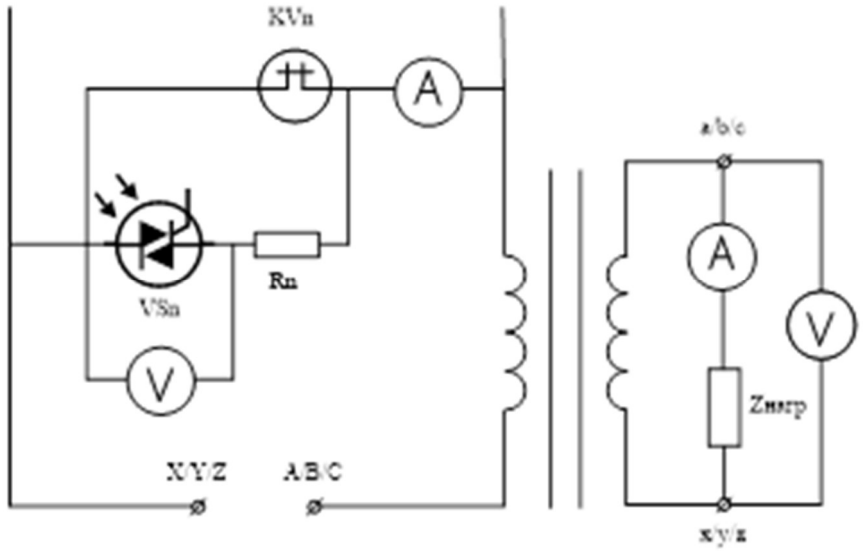


Рис. 2.69. Схема снятия осциллограмм падения напряжения и тока на нагрузке.

На рисунке 2.70 показана полученная в результате моделирования осциллограмма падения напряжения на нагрузке. Из осциллограммы видно, что в момент переключения перерывов в электроснабжении потребителей не происходит, а после переключения происходит повышение напряжения у потребителя, согласно изменению коэффициента трансформации.

Отсутствие критичных для потребителя переходных процессов также подтверждается осциллограммой тока, протекающего в нагрузке (см. рисунок 2.71).

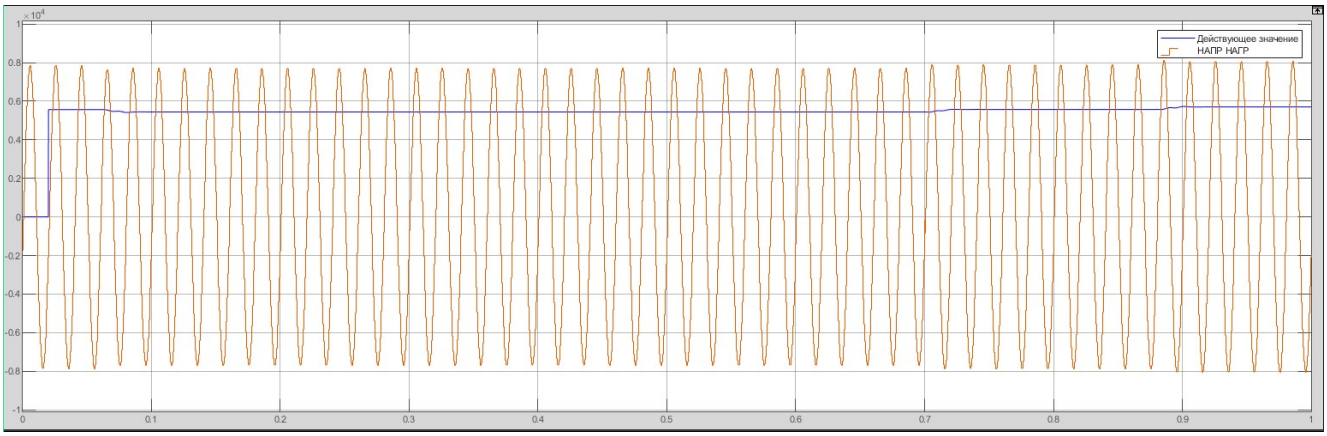


Рис. 2.70. Осциллограмма падения напряжения на нагрузке.

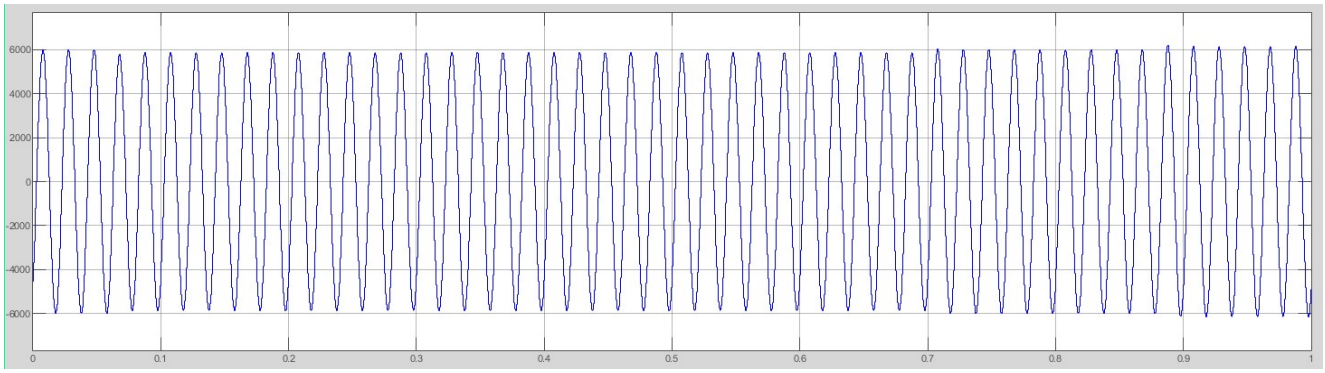


Рис. 2.71. Осциллограмма тока, протекающего через нагрузку.

Также проведено исследование и снятие осциллограмм тока и падения напряжения на отпайках при переключении с использованием токоограничивающих резисторов и без них.

На рисунке 2.72 показаны осциллограммы токов, протекающего через ЭК отпаек 1 и 2 (см. рисунок 2.48) в момент отключения одного ЭК и включения другого с их кратковременной параллельной работой при использовании токоограничивающих сопротивлений в качестве схемного решения для исключения бросков тока.

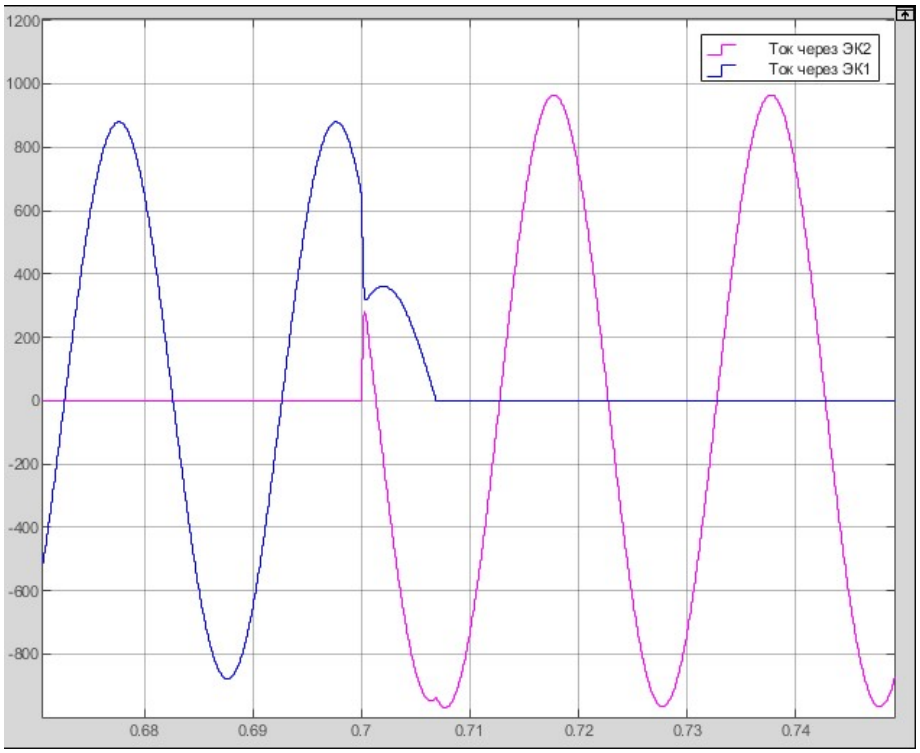


Рис. 2.72. Осциллограмма тока, протекающего через ЭК отпаек 1 и 2 с токоограничивающими сопротивлениями при переключении.

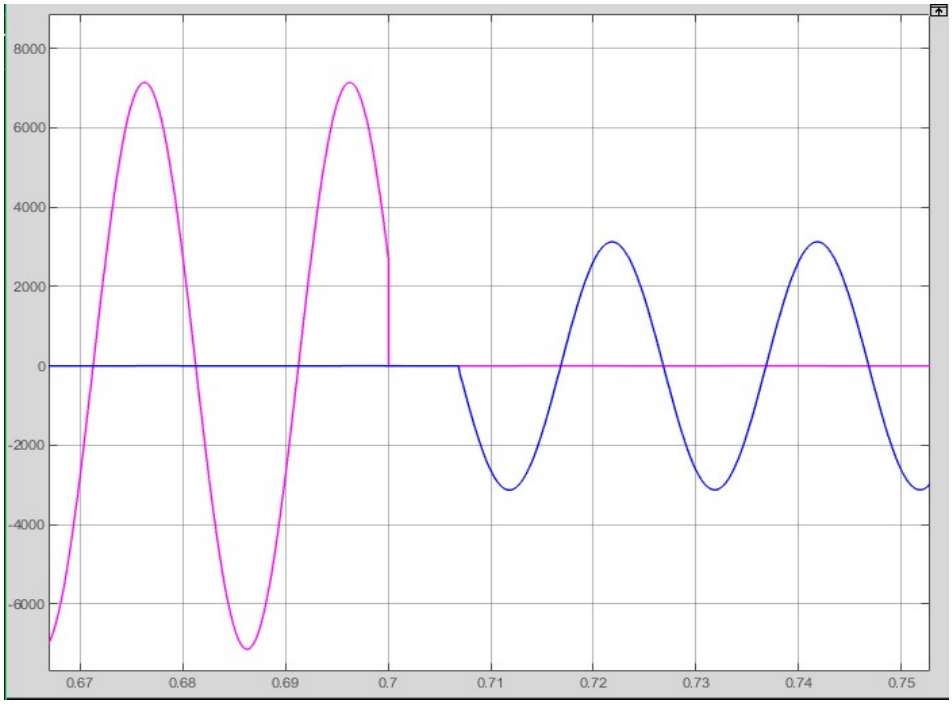


Рис. 2.73. Осциллограмма падения напряжения на отпайках 1 и 2 трансформатора при переключении.

На рисунке 2.73 показана осциллограмма падения напряжения на отпайках в момент переключения, из которой видно, что существует пауза в 0,006 – 0,007 с при переходе с одной отпайки на другую. Данная пауза не оказывает влияние на кривые напряжения на сторонах трансформатора. Как отмечалось ранее, для электромеханических быстродействующих (резисторных) РПН нормируется значение максимального перерыва при переключении не более 0,01 с ввиду возникновения опасных перенапряжений увеличение при дальнейшем увеличении времени переключения [49].

Проведем идентичное моделирование с исключением из контура токоограничивающих сопротивлений. На рисунке 2.74 показана осциллограмма токов, протекающих через ЭК отпаек 1 и 2 в момент переключения без включения элементов токоограничения. Схожие всплески токов наблюдались также в физической модели предлагаемого устройства при проведении аналогичных опытов. На рисунке 2.75 показаны осциллограммы падений напряжений на отпайках в момент переключения, где наблюдается более длительный перерыв в 0,015 с по сравнению с предыдущим опытом. Также более длительная пауза вызывает возмущение в кривых падения напряжения на стороне потребителя (см. рисунок 2.76). Таким образом, изменение коэффициента трансформации силового трансформатора с использованием ЭК в качестве переключателя позволяет без бросков тока и без перенапряжений (за счет применения токоограничивающих сопротивлений), переключить питающую сеть с одной отпайки на другую, без нежелательных переходных процессов электрического режима при переключении. При этом параметры изоляции контакторов и электронных ключей при такой схеме допускается снижать относительно номинального напряжения, например, для исследуемой модели трансформатора мощностью 40 МВА в качестве переключателя можно использовать симисторный ключ типа КТ5.11-800 производства АО «Протон-Электротекс» [83]. Все технические характеристики данного ключа сведены в таблицу 2.5, общий вид и электрическая схема изображены на рисунке 2.77 и рисунке 2.78 соответственно токоограничивающих сопротивлений.

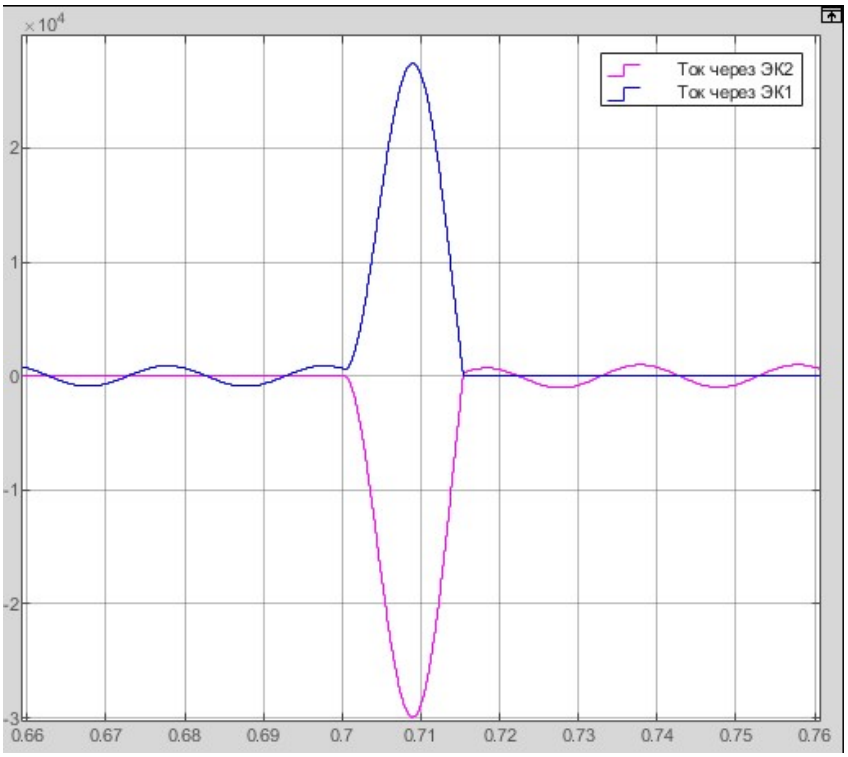


Рис. 2.74. Осциллограммы токов, протекающих через ЭК отпаек 1 и 2 при переключении без токоограничивающих сопротивлений.

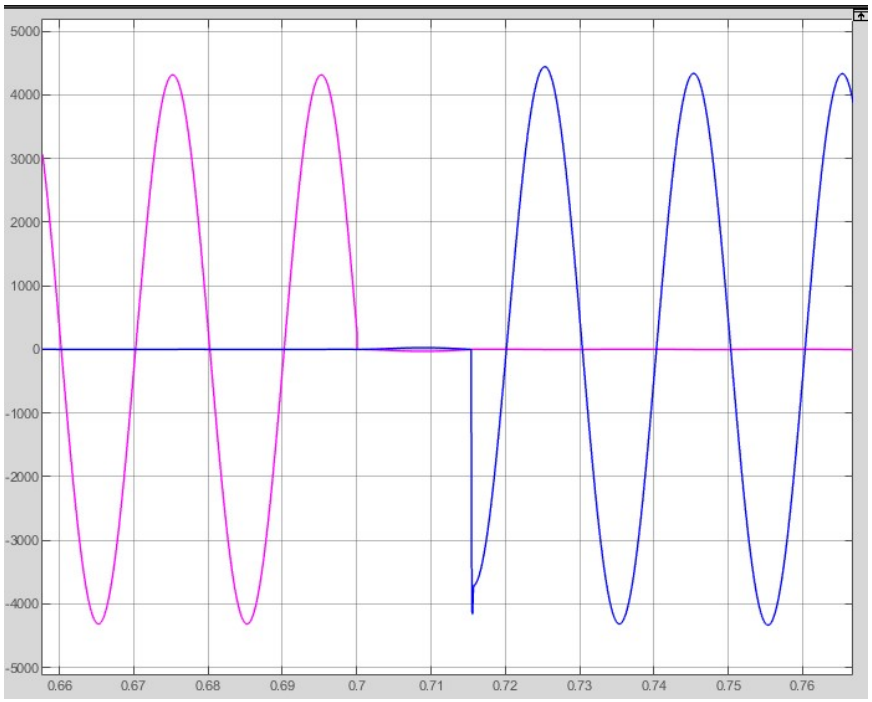


Рис. 2.75. Осциллограмма падения напряжения на отпайках трансформатора при их переключении без токоограничивающего сопротивления.

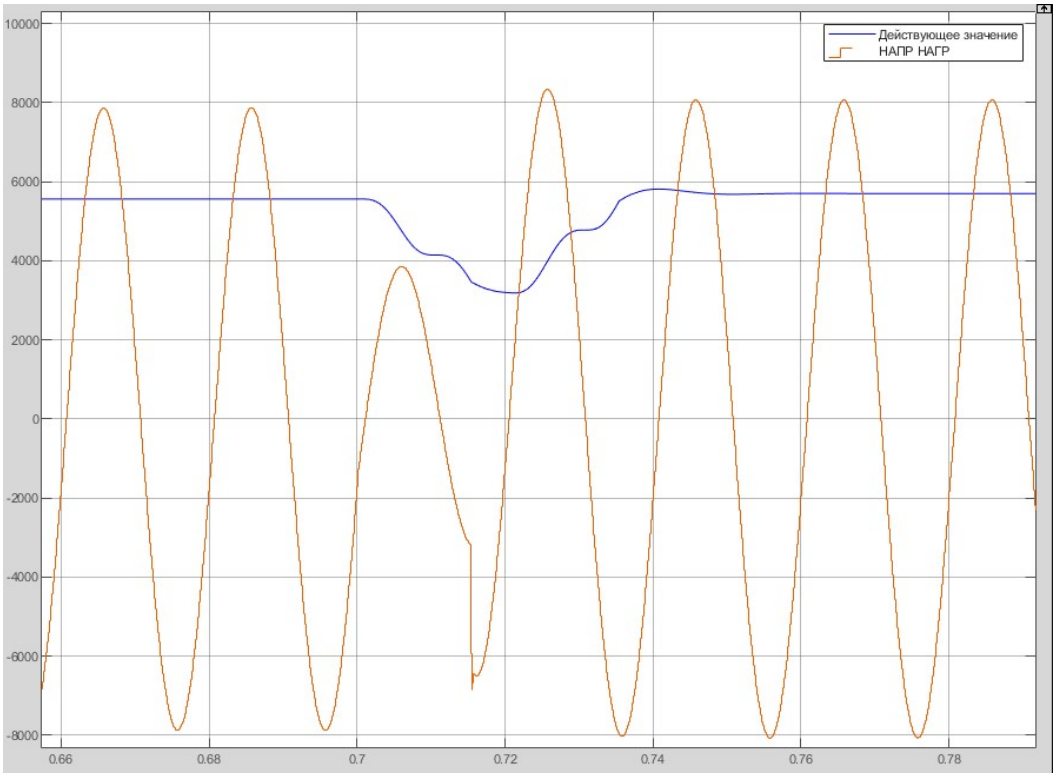


Рис. 2.76. Осциллограмма падения напряжения на нагрузке в момент переключения без применения токоограничивающего сопротивления.

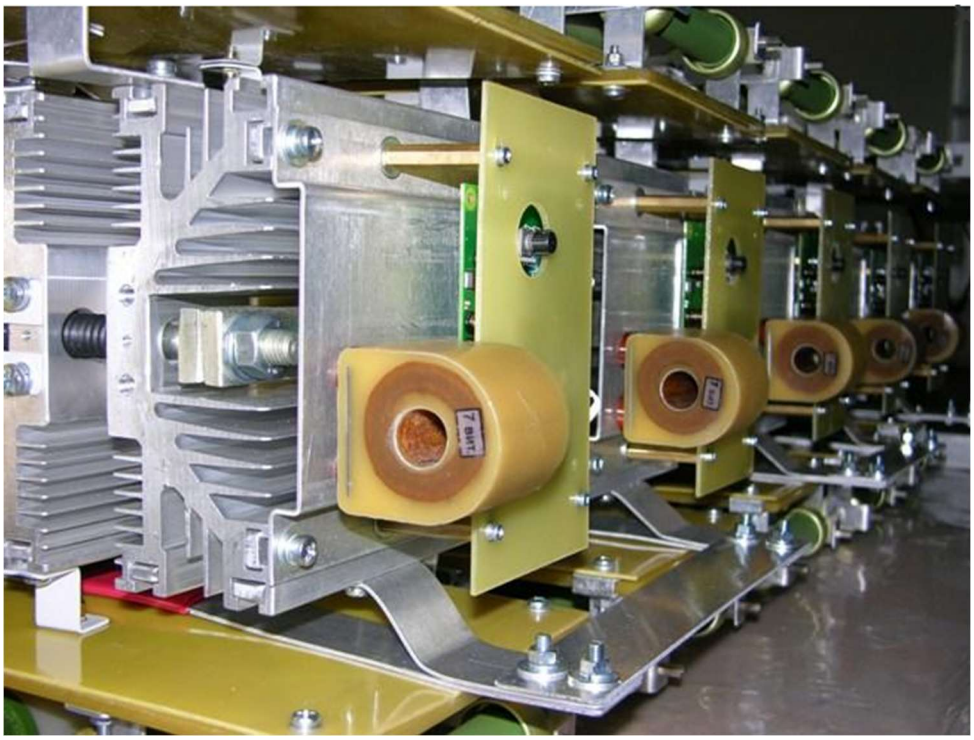


Рис. 2.77. Общий вид электронного ключа КТ5.11-800.

Табл. 2.5. Технические характеристики силового ЭК типа КТ5.11-800.

Наименование параметра	Значение
Рабочее напряжение, кВ	11
Максимальный рабочий ток, А	800
Рабочая частота, Гц	50

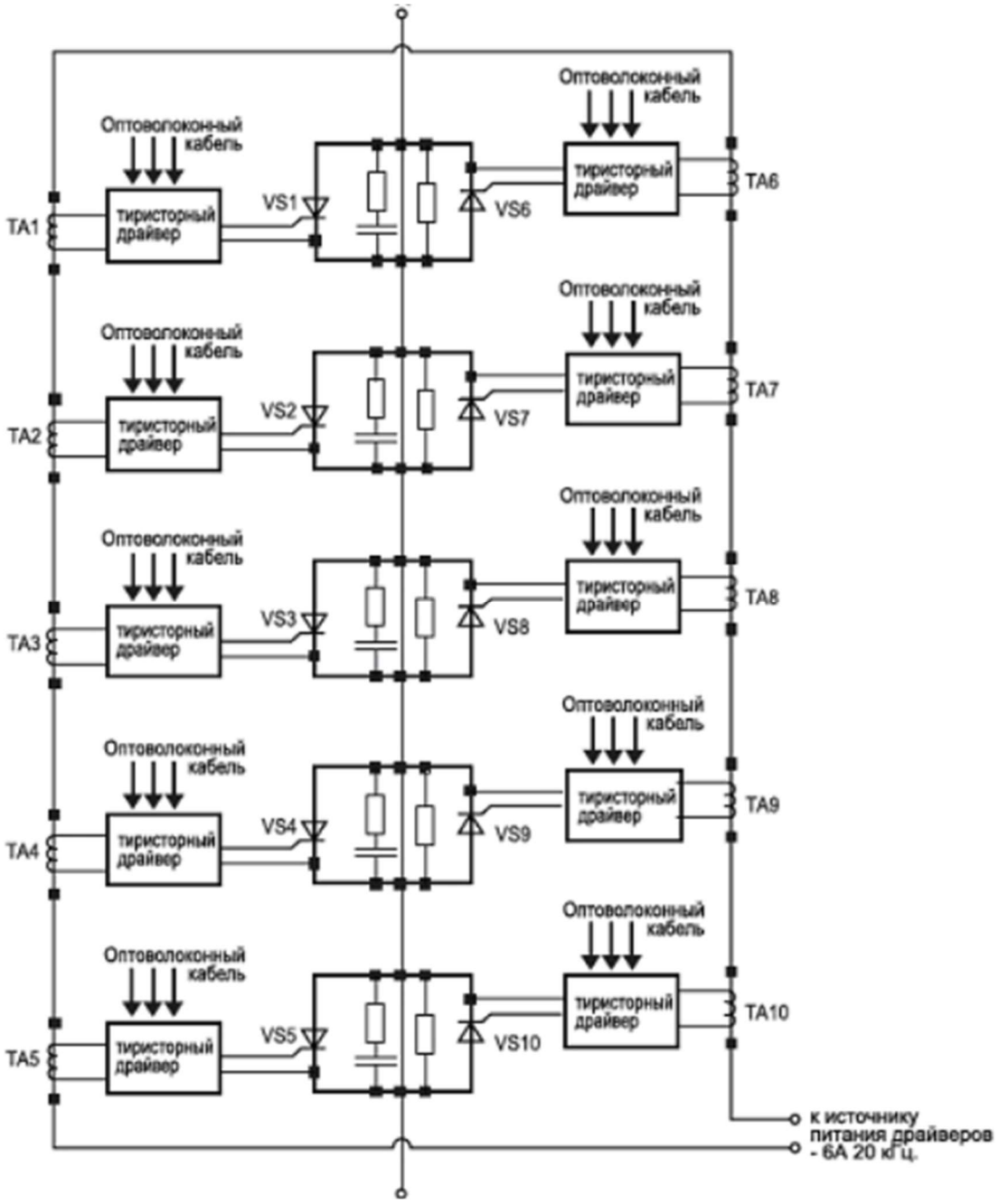


Рис. 2.78. Электрическая схема электронного ключа КТ5.11-800.

2.5. Выводы по второй главе исследования

Применение на подстанциях предлагаемых данной работой устройств позволит избежать главного недостатка эксплуатируемых на текущий момент переключающих устройств во многих региональных энергосистемах, а именно невозможность производить регулирование без снятия нагрузки с трансформаторов ввиду конструктивных особенностей устройств ПБВ или износа оборудования устройств РПН.

На основании проработки системы управления и моделирования устройства с электронными ключами в качестве переключателя можно выделить следующие достоинства его применения:

1) Отсутствует необходимость отключения потребителя от электрической сети на время производства переключения отпаек трансформатора;

2) Отсутствует необходимость присутствия эксплуатирующего персонала подстанции во время производства переключения отпаек трансформатора;

3) Нет электрической дуги при переключении и как следствие отсутствует износ контактной системы;

4) Отсутствие подвижной части и приводного механизма, являющихся основной причиной отказов эксплуатируемых устройств РПН, что позволяет повысить общую надежность работы при переключении относительно существующего переключающего коэффициент трансформации оборудования.

Показанные в рамках данной главы результаты теоретического исследования с демонстрацией работы модели разрабатываемого устройства позволяют сделать вывод о технической реализуемости электронного устройства для изменения коэффициента трансформации силового трансформатора. Следовательно, необходимо продолжение исследования применения устройства в реальной схеме электроэнергетической системы и рассмотрение экономической эффективности от его применения с учетом стоимости производства и расчета экономии потерь электроэнергии в сети при оптимизации электрических режимов в реальном времени.

Глава 3. Исследование методики группового регулирования с применением разрабатываемых переключающих устройств трансформаторов

В настоящей главе рассмотрены общие положения, касающиеся реализации методики группового регулирования коэффициентов трансформации силовых трансформаторов.

Предлагаемое развитие методики смоделировано в программном комплексе RastrWin3 на схемах тестовой и реальной энергосистем, произведён расчет режимов и проведена оптимизация коэффициентов трансформации в данных моделях, а также приведен алгоритм оптимизации, заложенный программным комплексом.

На основании результатов моделирования сформулированы выводы с оценкой эффективности применения в методике группового моделирования разрабатываемых переключающих устройств трансформатора на базе электронных ключей.

3.1. Общие положения методики группового регулирования коэффициентов трансформации силовых трансформаторов

Термин групповое регулирование в рамках данной работы подразумевает совместное изменение коэффициентов трансформации на нескольких подстанциях, силовые трансформаторы на которых оборудованы работоспособными переключающими устройствами и заведены под централизованную систему, определяющую оптимальные положения переключающих устройств по критерию минимизации потерь мощности с сохранением уровня напряжения на шинах распределительных устройств в допустимых пределах.

В рамках одного энергорайона нецелесообразно наличие нескольких групп подстанций, ввиду зависимости воздействий в одной группе на режим в другой, следовательно, наиболее эффективным является включение всех трансформаторов одного района электрической сети в единую группу. Границами одной группы

должны служить крупные узловые подстанции, являющиеся центрами питания для своего района при этом включение трансформаторов в групповое регулирование целесообразно только при наличии возможности изменения коэффициента трансформации неоднократно в течении суток, что говорит о необходимости замены или реконструкции исчерпавших ресурс устройств РПН и переоборудование трансформаторов с ПБВ, например, на устройства, рассмотренные в рамках второй главы настоящей работы.

Предполагается, что команды на изменение коэффициентов трансформации будут поступать от диспетчерского центра, к операционной зоне которого относится энергорайон с учетом разделения по классам напряжения, например, в сетях выше 110 кВ таким диспетчерским центром в большинстве случаев будет являться региональное диспетчерское управление – соответствующий филиал АО «Системный Оператор Единой Энергетической Системы» (ДЦ АО «СО ЕЭС»). Для сетей ниже 110 кВ источником команд будет центр управления сетями эксплуатирующей данные сети организации (ЦУС). Сети номиналом 110 кВ могут относится как к ДЦ АО «СО ЕЭС», так и к ЦУС в зависимости от в данной сети объектов диспетчеризации, находящихся в диспетчерском управлении того или иного диспетчерского центра.

В диспетчерском центре команды на изменение коэффициентов трансформации формируются на основании расчета режима в программном комплексе с верифицированной диспетчерским центром расчетной моделью участка энергосистемы. Программный комплекс для расчета режимов должен быть сопряжен с оперативно информационным комплексом диспетчерского центра, от которого предоставляется информация о текущем режиме работы контролируемой части энергосистемы, необходимая для расчета, и в который формируется сигнализация диспетчеру энергосистемы о необходимом изменении коэффициентов трансформации по итогу расчета режима. После формирования сигнализации задача диспетчера подтвердить выдачу управляющего воздействия посредством дистанционного управления. Далее такая команда дистанционного управления по организованным каналам связи с использованием

стандартизированных протоколов информационного обмена попадает автоматизированную систему управления технологическим процессом объекта электроэнергетики, запуская переключение согласно заложенного алгоритма, который был описан в разделе 2.4. настоящей работы.

На текущий момент инфраструктура ДЦ АО «СО ЕЭС» и ЦУС филиалов ПАО «Россети» позволяет выполнять автоматический сбор необходимой телеметрической информации с интегрированием в специализированные расчетные комплексы, выдавать на основе расчета и анализа режима сигнализацию диспетчерскому персоналу о необходимых и рекомендованных мероприятиях по ведению режима, передавать команды дистанционного управления в АСУ ТП объектов электроэнергетики после их верификации и подтверждения диспетчером. Для организации всех предлагаемых настоящей работой мероприятий для данных диспетчерских центров необходимо только переоснащение переключающих устройств трансформаторов на позволяющие менять коэффициент трансформации без участия оперативного персонала, а также организация каналов связи, АСУ ТП на объектах электроэнергетики, если они отсутствуют по какой – либо причине.

Как отмечалось ранее, достаточная частота переключений в сутки должна определяться диспетчерским графиком, который планируется для каждого часа следующих суток, если говорить об потребителях оптового рынка электроэнергии и мощности, составляющего большую часть потребления любой энергосистемы, что говорит о возможности применения алгоритмов вычисления оптимальных коэффициентов трансформации на каждый час суток, т.е. 23 – 25 раз в день. С такой же частотой должен быть выполнен сбор информации о текущем режиме и расчет оптимальных параметров (коэффициентов трансформации) с выдачей сигнализации по возможным управляющим воздействиям. Кроме того, желательно учесть в алгоритмах внеплановый расчет с регламентированным отклонением от планового потребления (предыдущего часа) в результате возникновения аварий с переходом на ремонтную схему сети или при внезапном отключении (включении) крупной нагрузки. Расширенная методика группового регулирования приведена в приложении В к настоящей диссертации.

Аналогичные работы по влиянию на режим по реактивной мощности в сети в том числе при использовании устройств РПН описаны в [91-100]. Отличительной особенностью данного исследования является оценка дополнительного эффекта от применения в регулировании как устройств РПН, так и трансформаторов с ПБВ на ЭК. Для оценки влияния предлагаемой расширенной методики группового регулирования необходимо произвести моделирование разработанного во второй главе настоящей работы переключающего устройства трансформатора на базе электронных ключей.

3.2. Исследование эффективности применения методики группового регулирования коэффициентов трансформации в модели энергосистемы

Проверка эффективности применения расширенной методики группового регулирования выполнена в программном комплексе RastrWin3, который предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. В [101] кратко приведен алгоритм оптимизации, реализуемый в программном комплексе.

Перед расчетами необходимо настроить параметры оптимизации (см. рисунок 3.1), исключая из оптимизации источники реактивной мощности и производя расчет анцапф с округлением до КТ сопоставимым с реальным положением переключателя. После настройки параметров оптимизации выполняются расчеты с оптимизацией коэффициентов трансформации, результаты которых приведены в разделе 5.2., в подразделах 3.2.1 и 3.2.2 настоящей работы.

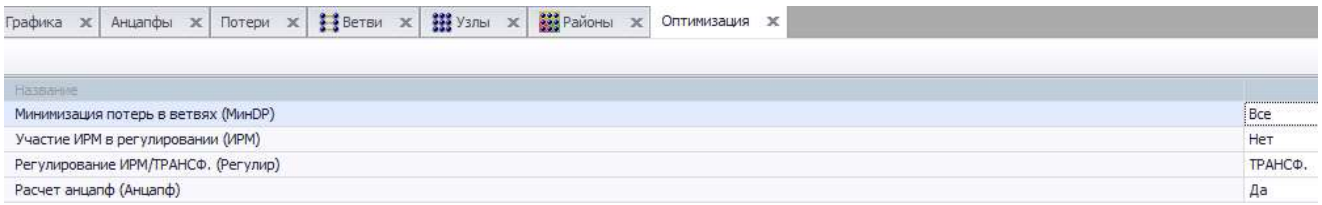


Рис. 3.1 – Таблица параметров оптимизации в программном комплексе RastrWin3.

3.2.1. Оценка эффективности применения методики группового (совместного) регулирования коэффициентов трансформации в модели энергосистемы

Основные действия по изменению коэффициентов трансформации силовых трансформаторов рассмотрим на тестовой схеме электрической сети. Условно тестовая схема была поделена на 4 энергорайона (см. рисунок 3.2).

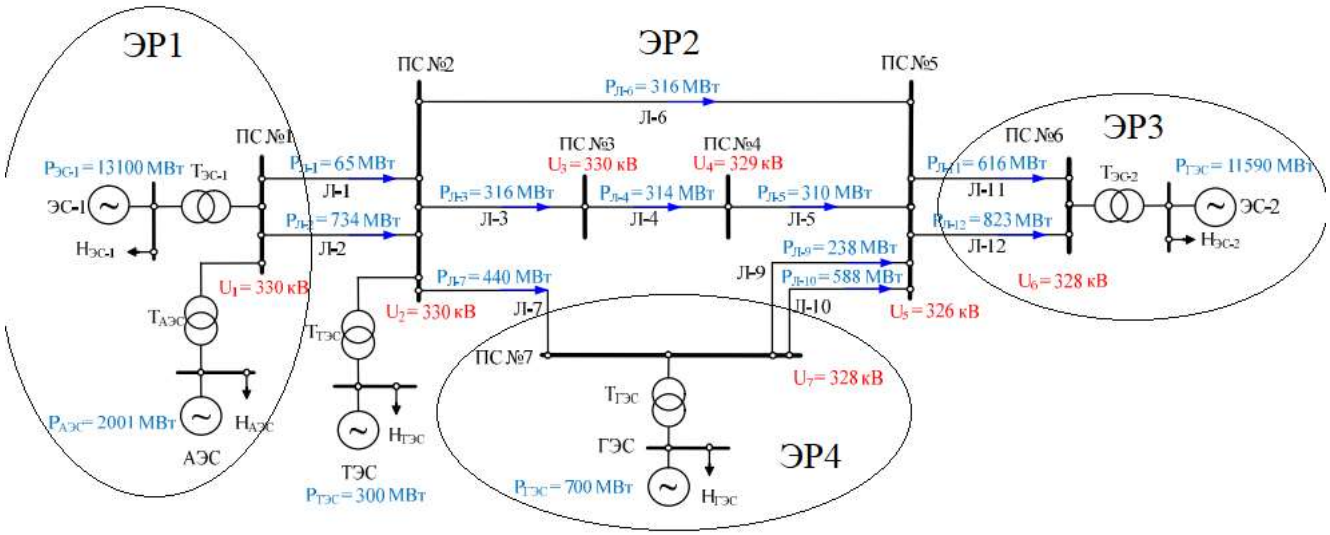


Рис. 3.2. Тестовая схема электрической сети.

На рисунке 3.3 представлены данные таблицы «Узлы» тестовой схемы, в ней редактируются данные по нагрузкам и генерациям в узлах, а также можно задать требуемое напряжение в узле, что можно использовать применительно к разрабатываемому устройству как выполнение задачи поддержания качества электрической энергии.

Данные таблицы «Ветви» представлены на рисунке 3.4. Все устройства ПБВ и РПН выведены в нулевое положение для оценки влияния оптимизации коэффициентов трансформации на положение анцапф.

Гр/Напряжения | Анцапфы | Потери | Ветви | Узлы | Районы

Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Pн_расч	Q_н	Qн_расч	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max
База	10	ЭС1	10,50		1	12 500,0	12 500	8 000,0	8 000	12 453,2	7 393,0	10,3		
Нагр	2	ПС2	330,00		2									
Нагр	1	ПС1	330,00		1									
Нагр	3	ПС3	330,00		2									
Нагр	4	ПС4	330,00		2									
Нагр	5	ПС5	330,00		2									
Нагр	6	ПС6	330,00		3									
Нагр	7	ПС7	330,00		4									
Ген	8	ГЭС	15,75		4					1 002,0	209,3	15,9	-2 600,6	3 301,4
Ген	9	ЭС2	10,50		3	13 000,0	13 000	1 000,0	1 000	11 680,0	1 182,5	10,2	-10 000,0	10 000,0
Ген+	11	АЭС	20,00		1	700,0	700	350,0	350	1 000,0	875,0	21,0	-375,0	875,0
Ген	12	ТЭС	20,00		2	200,0	200	100,0	100	300,0	106,5	20,0	-459,0	615,0

Рис. 3.3. Таблица «Узлы».

р/Напряжения | Анцапфы | Потери | Ветви | Узлы | Районы

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID...	Название	R	X	G	B	Кт/г	Дисп.н...	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач
Тр-р	1	10			ПС1 - ЭС1	0,01	2,50			0,0318	Т1	3	103	-47	-616
ЛЭП	1	2	1		ПС1 - ПС2	4,20	57,50		-293,0		Л1			-21	22
ЛЭП	1	2	2		ПС1 - ПС2	0,70	5,00		-26,0		Л2			-232	85
ЛЭП	2	3			ПС2 - ПС3	2,00	30,00		-154,2		Л3			-118	27
ЛЭП	3	4			ПС3 - ПС4	5,00	87,00		-447,4		Л4			-118	14
ЛЭП	4	5			ПС4 - ПС5	3,00	40,00		-205,6		Л5			-117	-23
ЛЭП	5	6	2		ПС5 - ПС6	1,60	30,00		-154,5		Л12			-766	-88
ЛЭП	5	6	1		ПС5 - ПС6	3,80	40,00		-201,0		Л11			-575	-37
ЛЭП	2	5			ПС2 - ПС5	10,00	157,00		-807,0		Л6			-116	27
ЛЭП	2	7			ПС2 - ПС7	5,50	100,00		-513,1		Л7			-119	17
ЛЭП	7	5	1		ПС7 - ПС5	1,60	20,00		-105,0		Л9			-319	-35
ЛЭП	7	5	2		ПС7 - ПС5	1,00	8,00		-41,0		Л10			-799	-64
Тр-р	7	8			ПС7 - ГЭС	0,20	14,20			0,0477	ТГЭС	3	102	1 000	75
Тр-р	6	9			ПС6 - ЭС2	0,01	2,50			0,0318	Т2	3	101	-1 320	139
Тр-р	1	11			ПС1 - АЭС	0,10	4,80			0,0606	ТАЭС	6	104	300	509
Тр-р	2	12			ПС2 - ТЭС	0,90	35,80			0,0606	ТТЭС	6	105	100	3

Рис. 3.4. Таблица «Ветви».

В базе данных «Анцапфы» на рисунке 3.5. задаются параметры переключающих устройств. Стоит отметить, что в регулировании под нагрузкой трансформаторы с ПБВ не участвуют, поэтому при оптимизации их коэффициенты трансформации останутся неизменными.

Узлы | Ветви | Анцапфы

	N_bd	Названия	ЕИ	+/-	Тип	Место	К...	V_нр	V_рег	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг
1	101	Т2	%	+	ПБВ	ВН	1	10,5	330,0	2	-2,500	2	2,500
2	102	ТГЭС	%	+	ПБВ	ВН	1	15,8	330,0	2	-2,500	2	2,500
3	103	Т1	%	+	ПБВ	ВН	1	10,5	330,0	2	-2,500	2	2,500
4	104	ТАЭС	%	+	РПН	ВН	1	20,0	330,0	9	-1,780	9	1,780
5	105	ТТЭС	%	+	РПН	ВН	1	20,0	330,0	9	-1,780	9	1,780

Рисунок 3.5. База данных «Анцапфы» тестовой схемы.

Оценка эффективности использования ПБВ с ЭК выполнена при расчете потерь электроэнергии в электрической сети путем сравнения режимов без регулирования коэффициентов трансформации трансформаторами с ПБВ на ЭК и с регулированием. Величина потерь мощности в питающей сети (330 кВ) показана на рисунке 3.6.

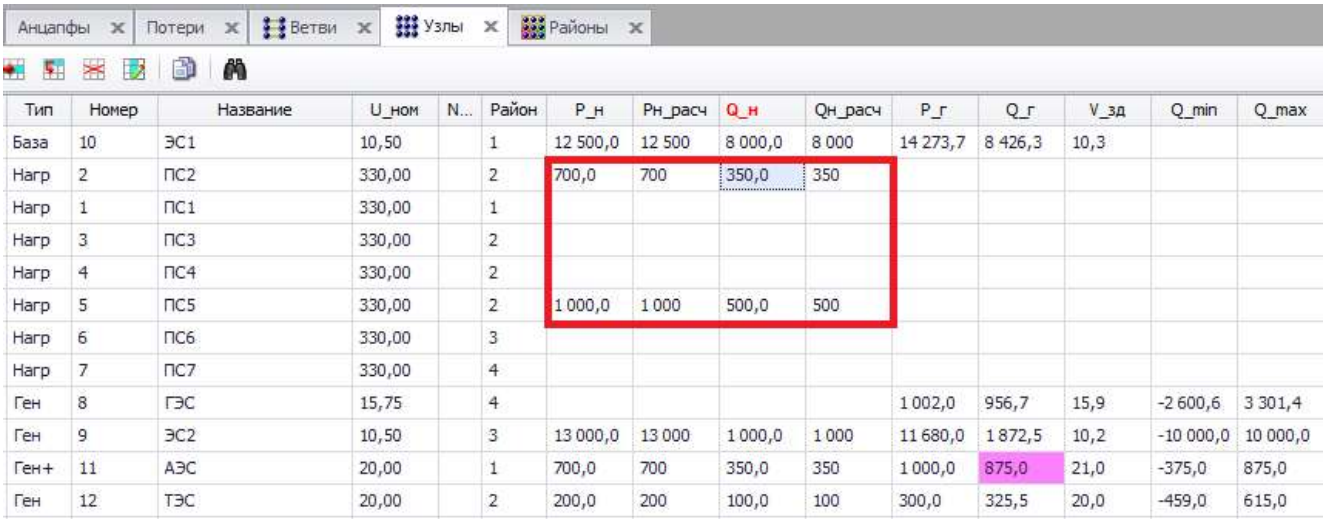
Графика | Гр/Напряжения | Анцапфы | Потери | Ветви | Узлы | Районы

	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр	dP_Ш-нт	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП
1	330	35,18	32,67	2,51				316,41	424,60	205,72	-313,90

Рис. 3.6. Исходные потери в тестовой сети.

Минимизация потерь в электрической сети выполнена путем оптимизации коэффициентов трансформации. Для этого было смоделировано увеличение нагрузки на подстанциях ПС2 и ПС5 (суммарно нагрузка была увеличена на 1900 МВА относительно исходного режима). На рисунке 3.7 продемонстрированы измененные данные по нагрузкам в узлах.

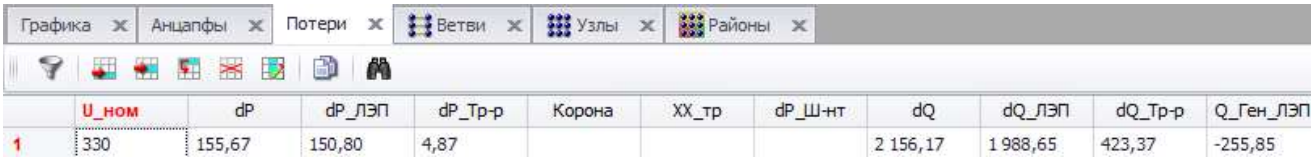
На рисунке 3.8 представлена таблица «Потери», из которой видно, что увеличение нагрузки привело к увеличению потерь в электрической сети. Далее необходимо произвести расчет с оптимизацией коэффициентов трансформации.



Анцапфы | Потери | Ветви | Узлы | Районы

Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Pн_расч	Q_н	Qн_расч	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max
База	10	ЭС1	10,50		1	12 500,0	12 500	8 000,0	8 000	14 273,7	8 426,3	10,3		
Нагр	2	ПС2	330,00		2	700,0	700	350,0	350					
Нагр	1	ПС1	330,00		1									
Нагр	3	ПС3	330,00		2									
Нагр	4	ПС4	330,00		2									
Нагр	5	ПС5	330,00		2	1 000,0	1 000	500,0	500					
Нагр	6	ПС6	330,00		3									
Нагр	7	ПС7	330,00		4									
Ген	8	ГЭС	15,75		4					1 002,0	956,7	15,9	-2 600,6	3 301,4
Ген	9	ЭС2	10,50		3	13 000,0	13 000	1 000,0	1 000	11 680,0	1 872,5	10,2	-10 000,0	10 000,0
Ген+	11	АЭС	20,00		1	700,0	700	350,0	350	1 000,0	875,0	21,0	-375,0	875,0
Ген	12	ТЭС	20,00		2	200,0	200	100,0	100	300,0	325,5	20,0	-459,0	615,0

Рис. 3.7. Данные таблицы «Узлы» с измененными нагрузками.

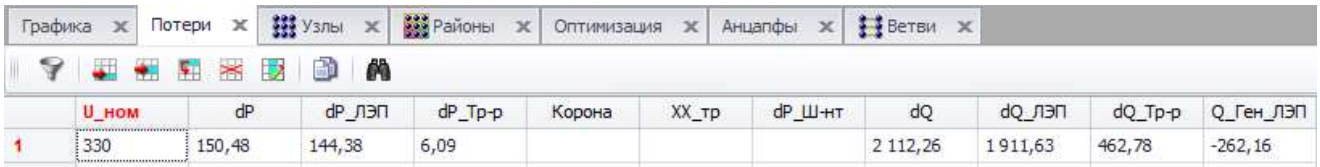


Графика | Анцапфы | Потери | Ветви | Узлы | Районы

	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр	dP_Ш-нт	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП
1	330	155,67	150,80	4,87				2 156,17	1 988,65	423,37	-255,85

Рис. 3.8. Потери мощности в результате увеличения нагрузки.

Потери после оптимизации коэффициента трансформации снизились незначительно (см. рисунок 3.9): активные на 5,19 МВт или 3,334% (относительно потерь на рисунке 3.8), а реактивные на 43,91 Мвар или 2,037%.



Графика | Потери | Узлы | Районы | Оптимизация | Анцапфы | Ветви

	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр	dP_Ш-нт	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП
1	330	150,48	144,38	6,09				2 112,26	1 911,63	462,78	-262,16

Рис. 3.9. Потери мощности после оптимизации.

После расчета оптимизации изменилось значение номера анцапфы только трансформатора ТЭС, что видно на рисунке 3.10.

Потери | Узлы | Районы | Оптимизация | Анцапфы | Ветви

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID...	Название	R	X	G	B	Кт/г	Дисп.н...	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач
Тр-р	1	10			ПС1 - ЭС1	0,01	2,50			0,0318	Т1	3	103	1 768	94
ЛЭП	1	2	1		ПС1 - ПС2	4,20	57,50		-293,0		Л1			-163	-45
ЛЭП	1	2	2		ПС1 - ПС2	0,70	5,00		-26,0		Л2			-1 905	-558
ЛЭП	2	3			ПС2 - ПС3	2,00	30,00		-154,2		Л3			-422	-160
ЛЭП	3	4			ПС3 - ПС4	5,00	87,00		-447,4		Л4			-418	-111
ЛЭП	4	5			ПС4 - ПС5	3,00	40,00		-205,6		Л5			-407	44
ЛЭП	5	6	2		ПС5 - ПС6	1,60	30,00		-154,5		Л12			-776	209
ЛЭП	5	6	1		ПС5 - ПС6	3,80	40,00		-201,0		Л11			-574	184
ЛЭП	2	5			ПС2 - ПС5	10,00	157,00		-807,0		Л6			-415	-157
ЛЭП	2	7			ПС2 - ПС7	5,50	100,00		-513,1		Л7			-601	-201
ЛЭП	7	5	1		ПС7 - ПС5	1,60	20,00		-105,0		Л9			-447	-155
ЛЭП	7	5	2		ПС7 - ПС5	1,00	8,00		-41,0		Л10			-1 129	-347
Тр-р	7	8			ПС7 - ГЭС	0,20	14,20			0,0477	ТГЭС	3	102	999	679
Тр-р	6	9			ПС6 - ЭС2	0,01	2,50			0,0318	Т2	3	101	-1 320	778
Тр-р	1	11			ПС1 - АЭС	0,10	4,80			0,0606	ТАЭС	6	104	300	509
Тр-р	2	12			ПС2 - ТЭС	0,90	35,80			0,0551	ТТЭС	1	105	98	440

Рис. 3.10. Таблица «Ветви после» оптимизации.

Далее в регулирование коэффициентов трансформации под нагрузкой вводятся трансформаторы с ПБВ, это обуславливается заменой на этих трансформаторах обычного механического ПБВ на ПБВ с ЭК, которое позволяет выполнять функции РПН. В условиях модели применение разрабатываемого устройства реализуется изменением отображения типа регулирующего устройства в базе данных «Анцапфы» с ПБВ на РПН (см. рисунок 3.11).

Узлы | Ветви | Анцапфы

	N_bd	Названия	ЕИ	+/-	Тип	Место	К...	V_нр	V_рег	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг
1	101	Т2	%	+	РПН	ВН	1	10,5	330,0	2	-2,500	2	2,500
2	102	ТГЭС	%	+	РПН	ВН	1	15,8	330,0	2	-2,500	2	2,500
3	103	Т1	%	+	РПН	ВН	1	10,5	330,0	2	-2,500	2	2,500
4	104	ТАЭС	%	+	РПН	ВН	1	20,0	330,0	9	-1,780	9	1,780
5	105	ТТЭС	%	+	РПН	ВН	1	20,0	330,0	9	-1,780	9	1,780

Рис. 3.11. Таблица «Анцапфы» после изменений.

После изменений в базе данных «Анцапфы» необходимо еще раз выполнить расчет с оптимизацией коэффициентов трансформации для оценки эффективности использования ПБВ с ЭК.

После расчета оптимизации изменились практически все положения анцапф кроме трансформатора АЭС, что продемонстрировано на рисунке 3.12.

Потери | Узлы | Районы | Оптимизация | Анцапфы | Ветви

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID...	Название	R	X	G	B	Кт/г	Дисп.н...	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач
Тр-р	1	10			ПС1 - ЭС1	0,01	2,50			0,0303	Т1	1	103	1 743	54
ЛЭП	1	2	1		ПС1 - ПС2	4,20	57,50		-293,0		Л1			-161	-40
ЛЭП	1	2	2		ПС1 - ПС2	0,70	5,00		-26,0		Л2			-1 881	-521
ЛЭП	2	3			ПС2 - ПС3	2,00	30,00		-154,2		Л3			-419	-117
ЛЭП	3	4			ПС3 - ПС4	5,00	87,00		-447,4		Л4			-415	-80
ЛЭП	4	5			ПС4 - ПС5	3,00	40,00		-205,6		Л5			-406	36
ЛЭП	5	6	2		ПС5 - ПС6	1,60	30,00		-154,5		Л12			-773	181
ЛЭП	5	6	1		ПС5 - ПС6	3,80	40,00		-201,0		Л11			-572	163
ЛЭП	2	5			ПС2 - ПС5	10,00	157,00		-807,0		Л6			-412	-114
ЛЭП	2	7			ПС2 - ПС7	5,50	100,00		-513,1		Л7			-587	-147
ЛЭП	7	5	1		ПС7 - ПС5	1,60	20,00		-105,0		Л9			-445	-145
ЛЭП	7	5	2		ПС7 - ПС5	1,00	8,00		-41,0		Л10			-1 122	-322
Тр-р	7	8			ПС7 - ГЭС	0,20	14,20			0,0455	ТГЭС	1	102	999	614
Тр-р	6	9			ПС6 - ЭС2	0,01	2,50			0,0303	Т2	1	101	-1 320	654
Тр-р	1	11			ПС1 - АЭС	0,10	4,80			0,0606	ТАЭС	6	104	300	507
Тр-р	2	12			ПС2 - ТЭС	0,90	35,80			0,0551	ТТЭС	1	105	99	311

Рис. 3.12. Таблица «Ветви» после оптимизации с вводом устройств ПБВ с ЭК в регулирование под нагрузкой.

Как видно из рисунка 3.13 потери в тестовой электрической сети снизились значительнее, чем в предыдущем опыте: активные на 30,41 МВт или 19,535% (относительно потерь на рисунке 3.8), а реактивные на 508,3 Мвар или 23,574%.

График | Потери | Узлы | Районы | Оптимизация | Анцапфы | Ветви

	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр	dP_Ш+нт	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП
1	330	125,26	120,89	4,36				1 647,87	1 589,93	358,20	-300,26

Рис. 3.13. Потери в электрической сети после оптимизации коэффициентов трансформации с вводом устройств ПБВ с ЭК в регулирование под нагрузкой.

На основании показанной в рамках данного исследования возможности его применения при оптимизации коэффициентов трансформации силовых трансформаторов с перераспределением перетоков реактивной мощности в сети для уменьшения потерь без отключения потребителей от электропитания (при переключении анцапф трансформатора) позволяет сделать вывод о технической целесообразности электронного устройства для изменения коэффициента трансформации силового трансформатора. Следовательно, можно говорить о продолжении исследования применения устройства в реальной схеме электроэнергетической системы.

3.2.2. Оценка эффективности применения методики группового регулирования коэффициентов трансформации в модели реальной энергосистемы

Исследование эффективности применения расширенной методики группового регулирования в модели реальной энергосистемы также выполнено в программном комплексе RastrWin3 на верифицированной диспетчерским центром АО «СО ЕЭС» расчётной модели электрической сети (см рисунок 3.14), являющейся частью энергосистемы республики Бурятия, представляющей собой сложно замкнутую сеть через транзит 35 кВ с радиальным участком по классу напряжения 110 кВ от шин 110 кВ ПС Слюдянка до ПС 110 кВ Самарта.

Расчетная модель рассматриваемой сети состоит из 71 ветви (в том числе 26 трансформаторов) и 59 узлов, мощность нагрузки составляет 19,954 МВт, что соответствует зимнему максимуму для данного участка сети. В реальной схеме установлены батареи статических конденсаторов на ПС 110 кВ Самарта, наличие которых также учтено в расчетной модели. Так как данные БСК не регулируемые включение их в сеть не повлияет на результаты исследования. Графическое отображение данных модели изображено на рисунке 3.15.

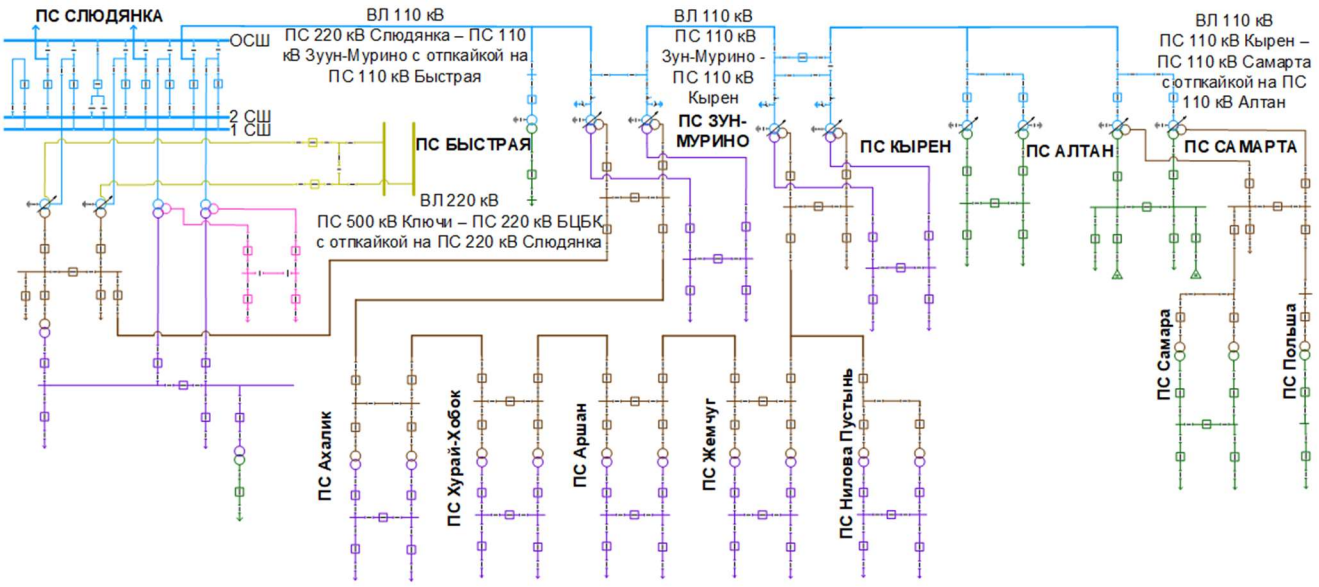


Рис. 3.14 Схема модели исследуемого участка электрической сети.

Для рассматриваемого в рамках настоящего исследования Тункинского энергорайона в групповое регулирование не входят автотрансформаторы ПС 220 кВ Слюдянка, от которых осуществляется электроснабжение, т.е. шины подстанции являются «энергосистемой» относительно других объектов данного района. В то же время для Иркутско - Черемховского энергорайона отходящие линии от ПС 220 кВ Слюдянка являются эквивалентной нагрузкой, следовательно, наиболее целесообразно автотрансформаторы ПС 220 кВ Слюдянка включить в групповое регулирование «питающей» сети.

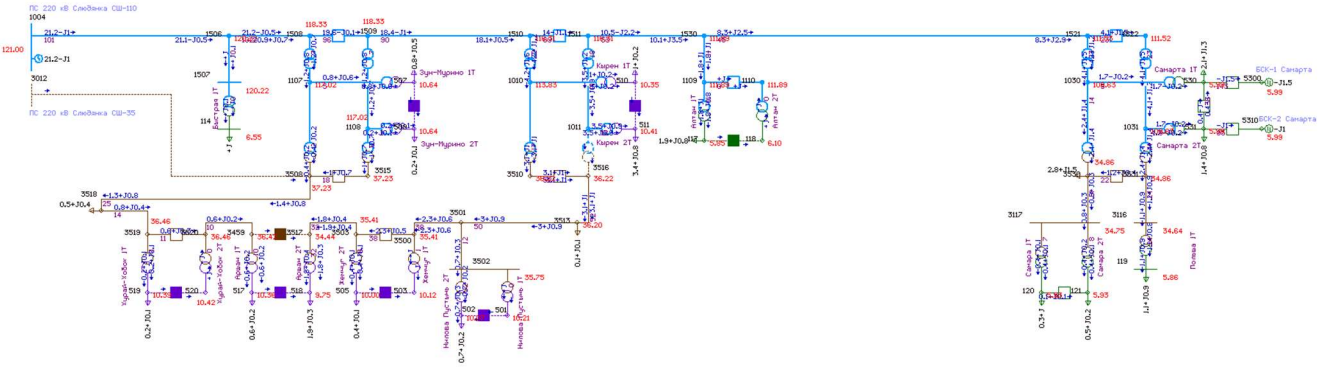


Рис. 3.15. Схема модели исследуемой электрической сети в RastrWin3.

Оценка эффективности аналогично разделу 3.2.1. настоящей работы производится путем расчетного сравнения исходных потерь в сети с потерями, полученными при моделировании применения группового регулирования в результате оптимизации коэффициентов трансформации силовых трансформаторов по критерию нахождения минимума потерь мощности с сохранением допустимых пределов напряжений в узлах сети.

В базе данных (БД) «Анцапфы» на рисунке 3.16 указаны параметры переключающих устройств. При регулировании коэффициентов трансформации в исходной схеме трансформаторы с ПБВ аналогично исследованию в тестовой модели не участвуют (до оснащения данных трансформатором переключающим устройством на ЭК), поэтому при первом этапе оптимизации их коэффициенты трансформации также останутся неизменными.

Узлы | Ветви | Потери | Анцапфы | Графика | Районы

	N_bd	Названия	ЕИ	+/-	Тип	Место	К...	V_нр	V_рег	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг
1	1	8*1,5	%	-	РПН	ВН	1	6,0	110,0	8	-1,500	8	1,500
2	2	2*2,5 (35)	%	-	ПБВ	ВН	1	35,0	110,0	2	-2,500	2	2,500
3	3	9*1,78 (35)	%	-	РПН	ВН	1	35,0	110,0	9	-1,780	9	1,780
4	4	6*1,5 (6)	%	-	РПН	ВН	1	6,0	35,0	6	-1,500	6	1,500
5	5	9*1,3	%	-	РПН	ВН	1	6,0	35,0	9	-1,300	9	1,300
6	6	6*1,5 (10)	%	-	РПН	ВН	1	10,0	35,0	6	-1,500	6	1,500
7	7	2*2,5 (6)	%	-	ПБВ	ВН	1	6,0	110,0	2	-2,500	2	2,500
8	8	9*1,78 (10)	%	-	РПН	ВН	1	10,0	110,0	9	-1,780	9	1,780

Рис. 3.16 База данных «Анцапфы» исследуемой модели.

В целях оценки влияния оптимизации коэффициентов трансформации на положение переключающих устройств в таблице «Ветви» (см. рисунок 3.17) также были установлены номинальные положения устройств ПБВ и РПН до выполнения расчета режимов.

Узлы | Ветви | Потери | Анцапфы | Графика | Районы

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
1			Тр-р	1507	114			ПС 110 кВ Быстрая СШ-1...	42,59	508,20	3,1	0,055	9	1					
2			Тр-р	1508	1107			ПС 110 кВ Зун Мурино 1 ...	0,02	206,47	5,7	1,000			-1	-1		7	
3			Тр-р	1107	507			ПС 110 кВ Зун Мурино с.т...	0,01	0,99		0,091	10	8	-1	-1		5	
4			Тр-р	1107	3508			ПС 110 кВ Зун Мурино с.т...	0,01			0,318	10	3				2	
5			Тр-р	1509	1108			ПС 110 кВ Зун Мурино 2 ...	0,02	206,47	5,7	1,000			-1	-1		7	
6			Тр-р	1108	3515			ПС 110 кВ Зун Мурино с.т...	0,01			0,318	10	3	-1	-1		6	
7			Тр-р	1108	508			ПС 110 кВ Зун Мурино с.т...	0,01	0,99		0,091	10	8				1	
8			Тр-р	1510	1010			ПС 110 кВ Кырен 1 СШ-1...	0,02	206,47	5,7	1,000			-4	-2		22	
9			Тр-р	1010	3510			ПС 110 кВ Кырен с.т.т. 1...	0,01			0,318	10	3	-3	-1		17	
10			Тр-р	1511	1011			ПС 110 кВ Кырен 2 СШ-1...	0,02	206,47	5,7	1,000			-3	-1		18	
11		✖	Тр-р	1011	3516			ПС 110 кВ Кырен с.т.т. 2...	0,01			0,318	10	3					
12			Тр-р	1010	510			ПС 110 кВ Кырен с.т.т. 1...	0,01	0,99		0,091	10	8	-1			5	
13			Тр-р	1011	511			ПС 110 кВ Кырен с.т.т. 2...	0,01	0,99		0,091	10	8	-3	-1		18	
14			Тр-р	3519	519			ПС 35 кВ Хурай-Хобок 1 С...	5,10	31,85	20,4	0,286	7	6				4	
15			Тр-р	3520	520			ПС 35 кВ Хурай-Хобок 2 С...	14,95	79,63	11,4	0,286	7	6					
16			Тр-р	3459	517			ПС 35 кВ Аршан 1 СШ-35 ...	2,56	22,97	29,4	0,286	7	6	-1			10	
17			Тр-р	3517	518			ПС 35 кВ Аршан 2 СШ-35 ...	2,56	22,97	29,4	0,286	7	6	-2			32	
18			Тр-р	3503	505			ПС 35 кВ Жемчуг 2 СШ-3...	14,95	79,63	11,4	0,286	7	6				6	
19			Тр-р	3500	503			ПС 35 кВ Жемчуг 1 СШ-3...	2,56	22,97	29,4	0,286	7	6				1	
20			Тр-р	3502	501			ПС 35 кВ Нилова Пустын...	5,10	31,85	20,4	0,286	7	6					
21			Тр-р	3502	502			ПС 35 кВ Нилова Пустын...	8,61	49,77	17,0	0,286	7	6	-1			12	
22			Тр-р	1109	117			ПС 110 кВ Алтан 1 СШ-11...	42,59	508,20	3,1	0,055	9	1	-2	-1		11	
23			Тр-р	1110	118			ПС 110 кВ Алтан 2 СШ-11...	42,59	508,20	3,1	0,055	9	1					
24			Тр-р	1521	1030			ПС 110 кВ Самарта 1 СШ-...	6,14	143,69	5,1	1,000			-4	-1		23	
25			Тр-р	1030	3530			ПС 110 кВ Самарта с.т.т....	3,68			0,318	3	2	-2	-1		14	
26			Тр-р	1030	530			ПС 110 кВ Самарта с.т.т....	3,27	86,43		0,055	3	7	-2			9	
27			Тр-р	1522	1031			ПС 110 кВ Самарта 2 СШ-...	6,14	143,69	5,1	1,000			-4	-1		23	
28			Тр-р	1031	3531			ПС 110 кВ Самарта с.т.т....	3,68			0,318	3	2	-2	-1		14	
29			Тр-р	1031	531			ПС 110 кВ Самарта с.т.т....	3,27	86,43		0,055	3	7	-2			9	
30			Тр-р	3117	120			ПС 35 кВ Самара СШ-35 - ...	5,10	31,85	22,4	0,171	7	4				7	
31			Тр-р	3117	121			ПС 35 кВ Самара СШ-35 - ...	4,01	28,71	29,8	0,171	7	4				8	
32			Тр-р	3116	119			ПС 35 кВ Польша СШ-35 -...	1,82	16,41	55,3	0,171	10	5	-1	-1		24	

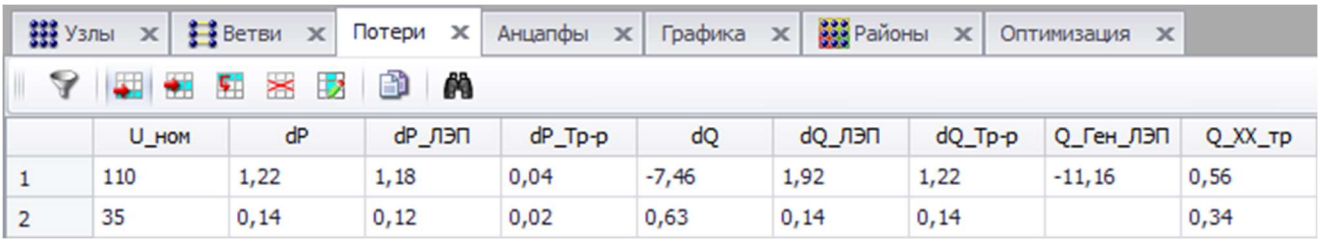
Рис. 3.17. Часть таблицы «Ветви».

Данные по нагрузкам и генерациям в узлах находятся в таблице «Узлы», в которой также задан требуемый уровень напряжения в конкретном узле, что использовано применительно к расширяемой методике как выполнение задачи поддержания качества электрической энергии по показателю отклонение напряжения, так как в условиях дефицита реактивной мощности режим по напряжению на шинах низкого напряжения подстанции следует поддерживать близко к минимально допустимому его уровню.

Величины потерь мощности в сети (110 кВ и 35 кВ) в исходном режиме (до оптимизации) показаны на рисунке 3.16.

После определения потерь мощности в исходной схеме производится первый этап оптимизации коэффициентов трансформации, затрагивающий только трансформаторы, оборудованные устройством РПН, предполагая, что

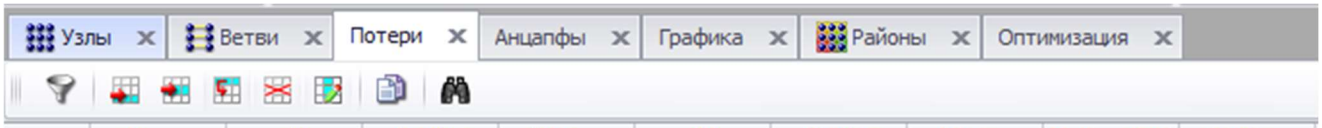
переключения данными устройствами производится без эксплуатационных ограничений, указанных ранее. При этом переключающее устройство на ЭК не моделируется на трансформаторах с устройством ПБВ.



	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП	Q_XX_тр
1	110	1,22	1,18	0,04	-7,46	1,92	1,22	-11,16	0,56
2	35	0,14	0,12	0,02	0,63	0,14	0,14		0,34

Рис.3.16. Потери мощности в исследуемой сети до оптимизации.

Потери мощности после первого этапа оптимизации коэффициентов трансформации снизились (см. рисунок 3.17): активные на 60 кВт (относительно потерь на рис. 3.16), а реактивные на 240 квар.

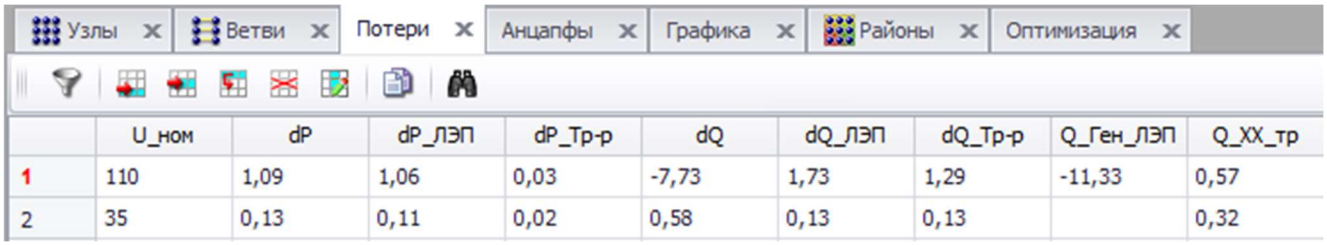


	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП	Q_XX_тр
1	110	1,17	1,13	0,04	-7,67	1,84	1,15	-11,23	0,57
2	35	0,13	0,12	0,02	0,60	0,13	0,13		0,34

Рис. 3.17. Потери мощности после первого этапа оптимизации.

Далее на трансформаторах с ПБВ моделируется применение ЭК и выполняется расчет второго этапа оптимизации коэффициентов трансформации, т.е. достижение минимума потерь мощности за счет изменения коэффициентов трансформации всех трансформаторов исследуемой сети.

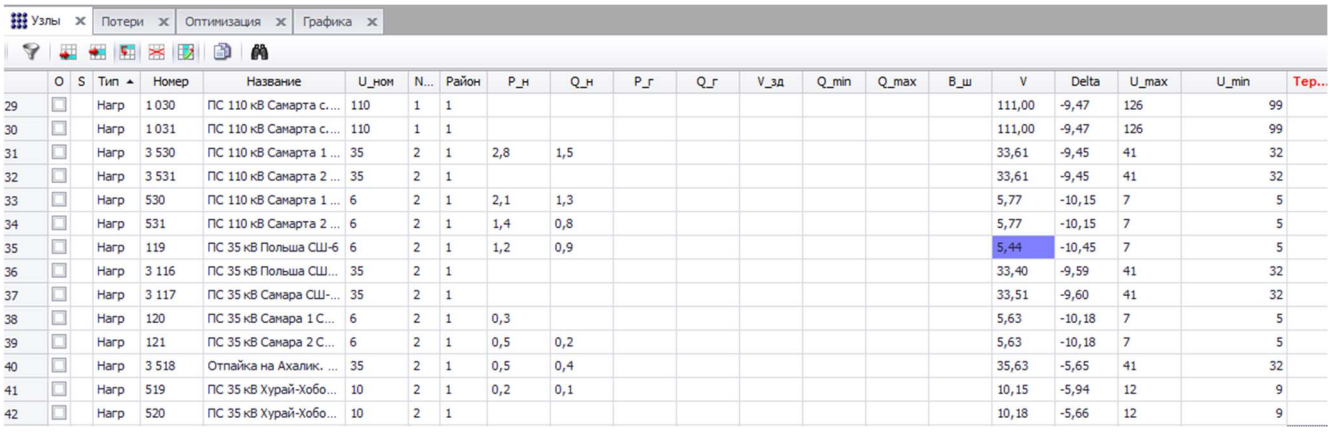
Как видно из рисунка 3.18 потери в электрической сети снизились значительнее, чем в предыдущем опыте: активные на 140 кВт (относительно потерь на рисунке 3.17), а реактивные на 320 квар.


Узлы | Ветви | Потери | Анцапфы | Графика | Районы | Оптимизация

	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП	Q_ХХ_тр
1	110	1,09	1,06	0,03	-7,73	1,73	1,29	-11,33	0,57
2	35	0,13	0,11	0,02	0,58	0,13	0,13		0,32

Рис. 3.18. Потери мощности после второго этапа оптимизации.

Стоит отметить, что изменение напряжения при оптимизации ограничивается пределом сохранения статической устойчивости узлов нагрузки (заложено программой), а также принудительно в узлах модели сети задан допустимый диапазон уровня напряжения ± 10 % от номинального значения. На рисунке 3.19 приведена часть таблицы «Узлы», верхняя граница напряжения «Umax» (1,1×Uном) принята с наибольшим рабочим напряжением [102], нижняя граница напряжения «Umin» (0,9×Uном) принята в соответствии наибольшим длительным отклонением напряжения по [103], номинальное напряжение указано в столбце «Unom», при приближении к минимальному значению текущее подсвечивается синим, и оптимизация заканчивается данной итерацией (на самой удаленной подстанции сложился такой режим по напряжению, соответствующий самому экономичному по потерям без нарушения границ по изменению напряжения узлов).


Узлы | Потери | Оптимизация | Графика

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	U_max	U_min	Тер...
29			Нагр	1 030	ПС 110 кВ Самарта с....	110	1	1									111,00	-9,47	126	99	
30			Нагр	1 031	ПС 110 кВ Самарта с....	110	1	1									111,00	-9,47	126	99	
31			Нагр	3 530	ПС 110 кВ Самарта 1 ...	35	2	1	2,8	1,5							33,61	-9,45	41	32	
32			Нагр	3 531	ПС 110 кВ Самарта 2 ...	35	2	1									33,61	-9,45	41	32	
33			Нагр	530	ПС 110 кВ Самарта 1 ...	6	2	1	2,1	1,3							5,77	-10,15	7	5	
34			Нагр	531	ПС 110 кВ Самарта 2 ...	6	2	1	1,4	0,8							5,77	-10,15	7	5	
35			Нагр	119	ПС 35 кВ Польша СШ-6	6	2	1	1,2	0,9							5,44	-10,45	7	5	
36			Нагр	3 116	ПС 35 кВ Польша СШ...	35	2	1									33,40	-9,59	41	32	
37			Нагр	3 117	ПС 35 кВ Самара СШ-...	35	2	1									33,51	-9,60	41	32	
38			Нагр	120	ПС 35 кВ Самара 1 С...	6	2	1	0,3								5,63	-10,18	7	5	
39			Нагр	121	ПС 35 кВ Самара 2 С...	6	2	1	0,5	0,2							5,63	-10,18	7	5	
40			Нагр	3 518	Отпайка на Ахалик. ...	35	2	1	0,5	0,4							35,63	-5,65	41	32	
41			Нагр	519	ПС 35 кВ Хурай-Хобо...	10	2	1	0,2	0,1							10,15	-5,94	12	9	
42			Нагр	520	ПС 35 кВ Хурай-Хобо...	10	2	1									10,18	-5,66	12	9	

Рис. 3.19. Часть таблицы «Узлы» исследуемой модели.

Результаты моделирования применения групповой методики регулирования в модели реальной энергосистемы в части сетевых потерь активной мощности сети 110 кВ сведены в таблицу 3.1. Как видно из результатов предложенный способ изменения коэффициента трансформации позволяет снизить потери активной мощности и решить проблему отключения потребителей от сети ввиду отсутствия необходимости участия эксплуатирующего персонала на подстанции во время изменения коэффициента трансформации силового трансформатора.

Табл. 3.1. Результаты оптимизации коэффициентов трансформации.

№ опыта	Описание опыта	Активная составляющая потерь dP,МВт
1	Потери мощности в исходной сети	1,36
2	Потери мощности после оптимизации коэффициентов трансформации только трансформаторов с устройствами РПН	1,31 (снизились на 3,68 % относительно опыта №1)
3	Потери мощности после оптимизации коэффициентов трансформации трансформаторов с устройствами РПН и ПБВ на ЭК	1,22 (снизились на 10,29 % относительно опыта №1 и снизились на 6,87 % относительно опыта №2)

3.2.3. Оценка эффективности применения методики группового регулирования коэффициентов трансформации при изменении нагрузки в течении суток в модели Тункинского энергорайона

Дополнительно к исследованиям, представленным в разделе 3.2.2. диссертации, в модели участка энергосистемы республики Бурятия (Тункинский энергорайон) произведен расчет режимов с оптимизацией коэффициентов

трансформации при изменении графика нагрузок в течении суток, месяца и года. Оценка эффективности применения в методике трансформаторов с ПБВ и РПН на ЭК производилась с использованием двух моделей, имитирующих зимнюю и летнюю схемно-режимную обстановку в данном энергорайоне. Целью моделирования является сравнение расчетных потерь мощности в сети в темпе процесса между следующими ситуациями:

1) В энергорайоне оптимизация коэффициентов трансформации производится только при сезонном регулировании, текущее регулирование не производится. Применительно к моделям оптимизационный расчет выполняется один раз для каждой модели. Для модели зимнего периода (с октября по март включительно) зафиксированы положения анцапф ПБВ и РПН по результатам оптимизационного расчета согласно средней нагрузке декабря (месяц с наибольшей зафиксированной нагрузкой). Для модели летнего периода оптимальные положения анцапф переключающих устройств рассчитаны по средней нагрузке сентября.

2) В энергорайоне производится сезонное регулирование устройствами ПБВ по аналогичным первой ситуации критериям моделирования и текущее регулирование устройствами РПН. Текущее регулирование в данном опыте производится механическими РПН по методике группового регулирования, предполагая, что коммутационный ресурс РПН позволяет производить переключение каждый час в течении года. В рамках моделирования изменения нагрузки при оптимизации коэффициенты трансформации трансформаторов с ПБВ остаются неизменными после оптимизации сезонного регулирования.

3) В энергорайоне производится изменение коэффициентов трансформации трансформаторов с ПБВ и РПН по методике группового регулирования в темпе процесса. При этом в качестве регулирующих коэффициент трансформации устройств используются предлагаемые во второй главе настоящей работы переключатели на базе электронных ключей. В рамках моделирования применение предлагаемых устройств произведено с увеличением количества числа переключений в каждый час до четырех раз.

Более частое регулирование РПН и ПБВ на ЭК обусловлено тем, что контактор в предлагаемом переключающем устройстве не разрывает полный ток нагрузки, так как цепь шунтируется электронным ключом. Коммутационная износостойкость вакуумной камеры контакторов 6-10 кВ составляет 1 млн. циклов включения-отключения при номинальном токе [105]. Данный ресурс позволяет производить четыре переключения в час (каждые 15 минут) в аналогичный механическому РПН периоду эксплуатации 25 лет [1 000 000 циклов / (24 часа × × 365 дней × 25 лет) = 4,57 ≈ 4 переключений в час]. Как отмечалось ранее в первой главе настоящей работы самые современные механические устройства РПН с вакуумными камерами гашения дуги позволяют совершать до трехсот тысяч переключений под нагрузкой (до капитального ремонта с заменой контактной части), что позволяет производить переключения каждый час в течении срока эксплуатации (25 лет) [300 000 циклов / (24 часа × 365 дней × 25 лет) = 1,37 ≈ ≈ 1 переключение в час].

Для дня (31.12.2025), в течении которого было зафиксированы максимальные значения потребления мощности рассматриваемого энергорайона были заданы значения нагрузки на каждый час суток (в рамках опытов №1 и №2) и на каждые 15 минут суток (в рамках опыта №3). С учетом вышеуказанных данных потребления был произведен расчет потерь мощности с оптимизацией коэффициентов трансформации согласно вышеуказанным критериям.

Сравнительные графики результатов моделирования зимнем режиме потребления при использовании разных подходов в оптимизации для оценки влияния методики группового регулирования коэффициентов трансформации на потери мощности в темпе процесса приведены на рисунке 3.20. Графики потребления в рассматриваемом энергорайоне в данные сутки (31.12.2025) на каждый час и каждые 15 минут приведены на рисунках 3.21. и 3.22. соответственно.

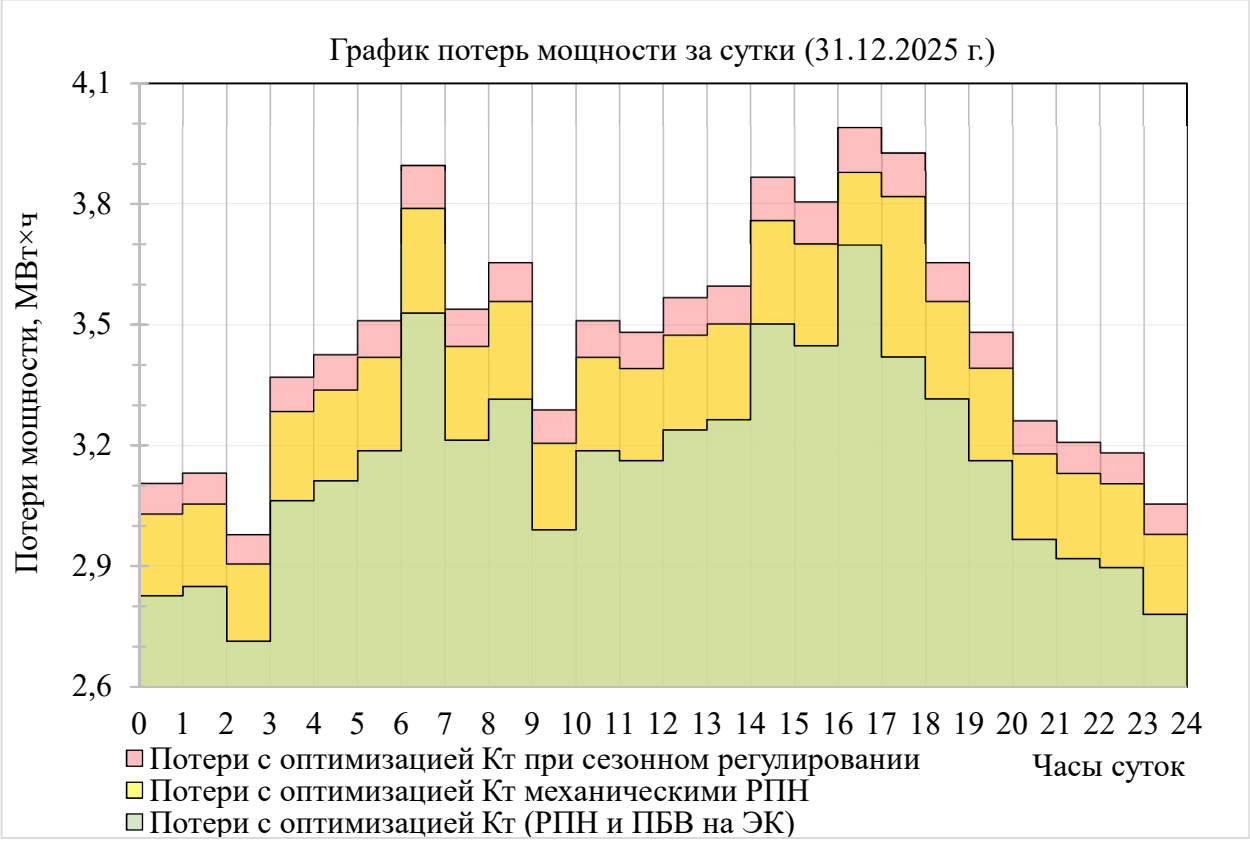


Рис. 3.20. Сравнительный график потерь мощности за сутки в Тункинском энергорайоне с оптимизацией коэффициентов трансформации механическими РПН, ПБВ (РПН) на ЭК и без оптимизации.

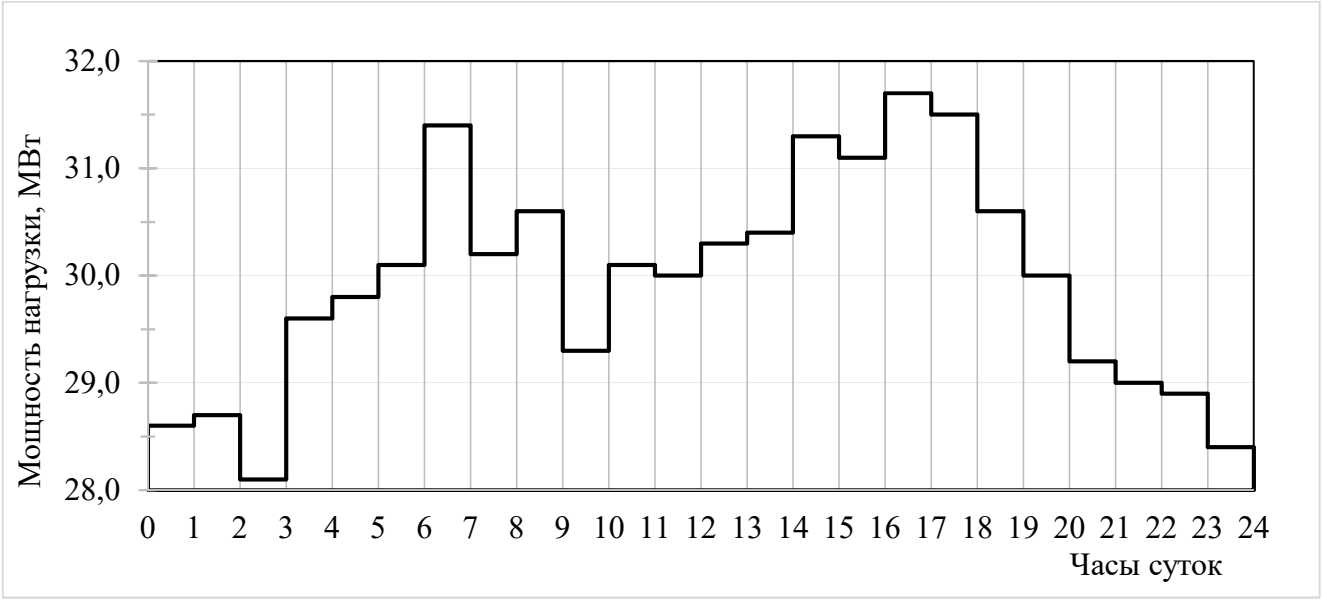


Рис. 3.21. График потребления Тункинского энергорайона на каждый час суток.

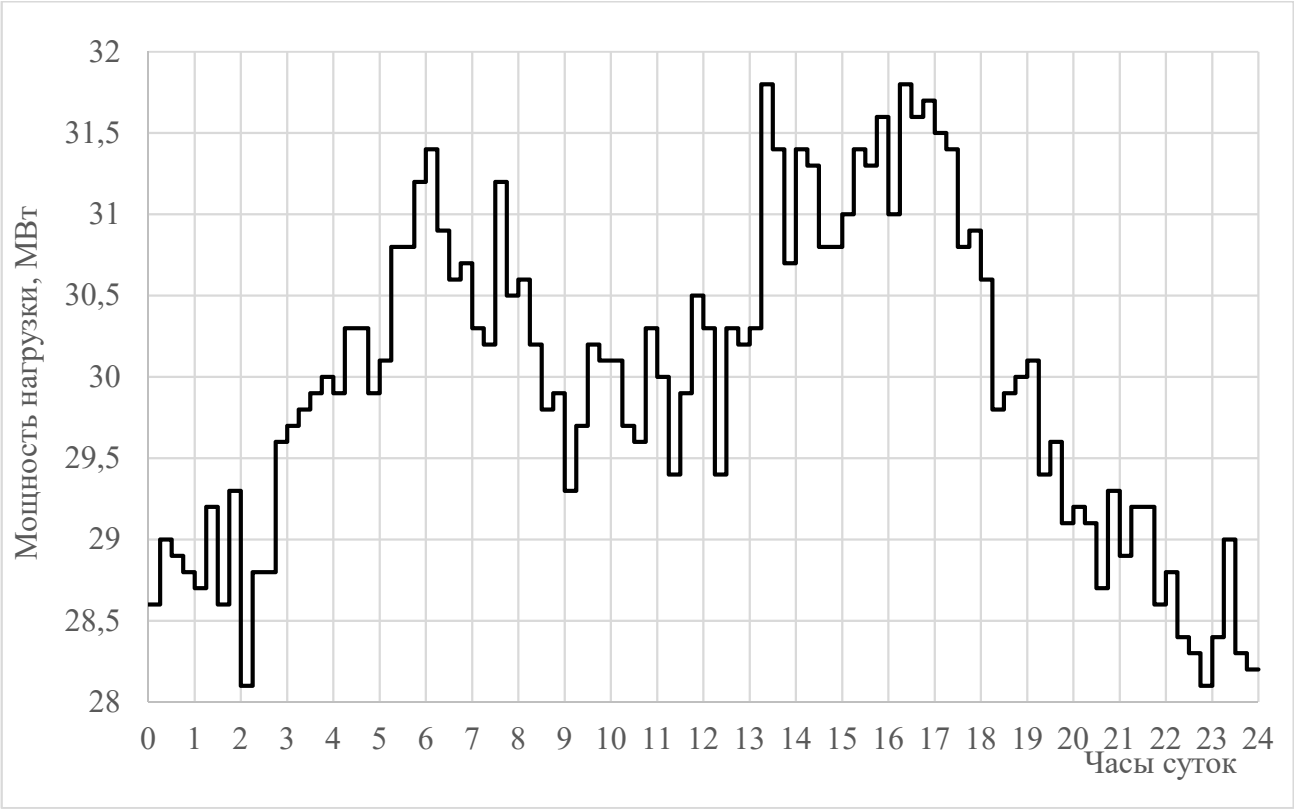


Рис. 3.22. График нагрузки Тункинского энергорайона в каждые 15 минут суток.

Аналогичное исследование было произведено при моделировании для каждого часа (15 минут) суток летнего периода (25.09.2025), после чего произведен пропорциональный пересчет на каждый день месяцев декабрь и сентябрь 2025 г. Сравнительный график потерь и график потребления за декабрь в рассматриваемом энергорайоне представлены на рисунках 3.23. и 3.24. соответственно.

При рассмотрении и исследовании влияния методики группового регулирования коэффициентов трансформации на потери мощности в рамках годового потребления аналогично применялся пропорциональный пересчет для среднемесячных нагрузок каждого месяца зимнего и летнего периода относительно нагрузки в декабре и сентябре соответственно. График потребления за 2025 год приведён на рисунке 3.25. Результаты исследования в рассматриваемом энергорайоне в виде сравнительного графика потерь представлены на рисунке 3.26.

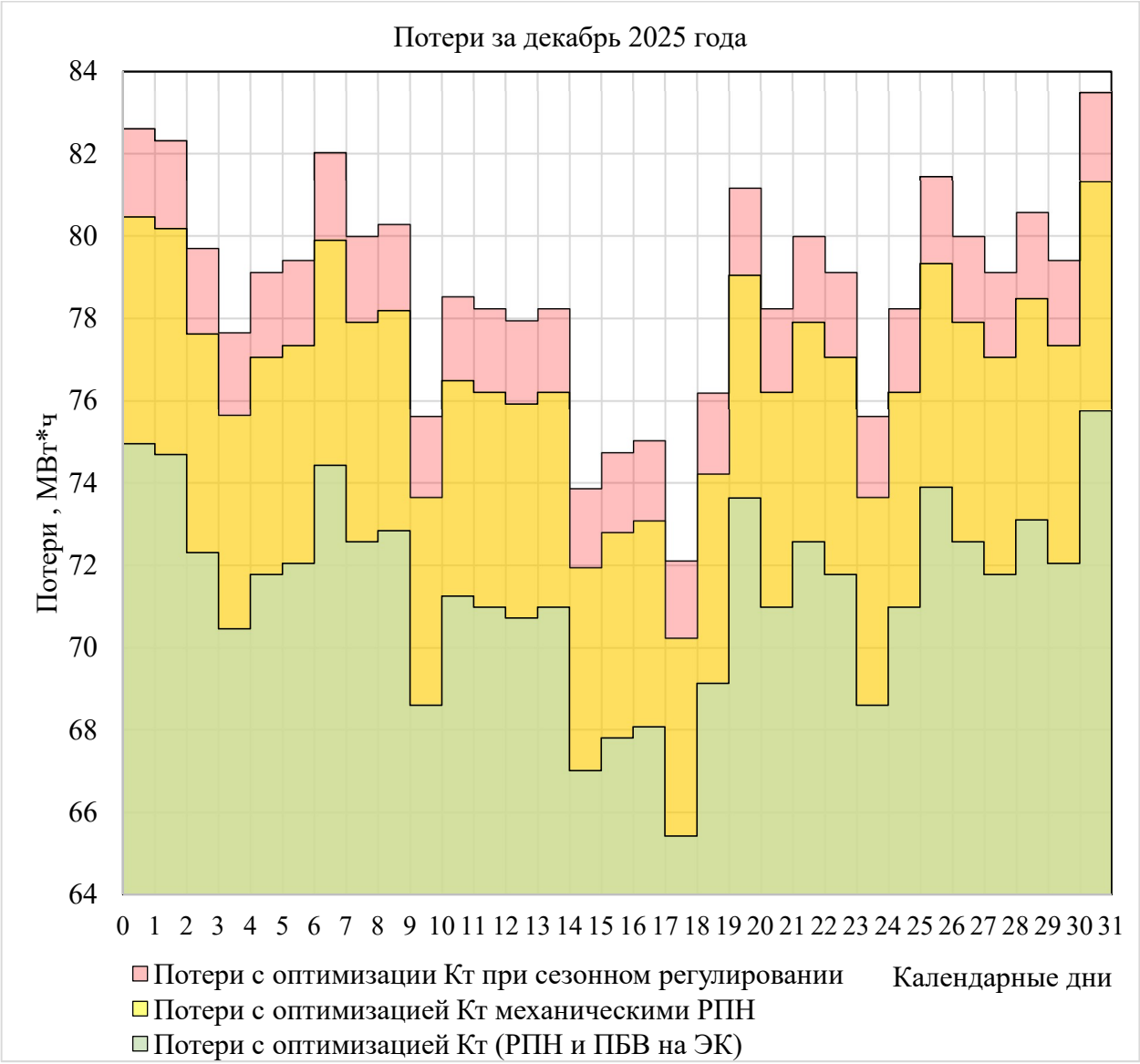


Рис. 3.23. Сравнительный график потерь мощности за декабрь в Тункинском энергорайоне с оптимизацией коэффициентов трансформации механическими РПН, ПБВ (РПН) на ЭК и без оптимизации.



Рис. 3.24. График потребления Тункинского энергорайона в декабре 2025.

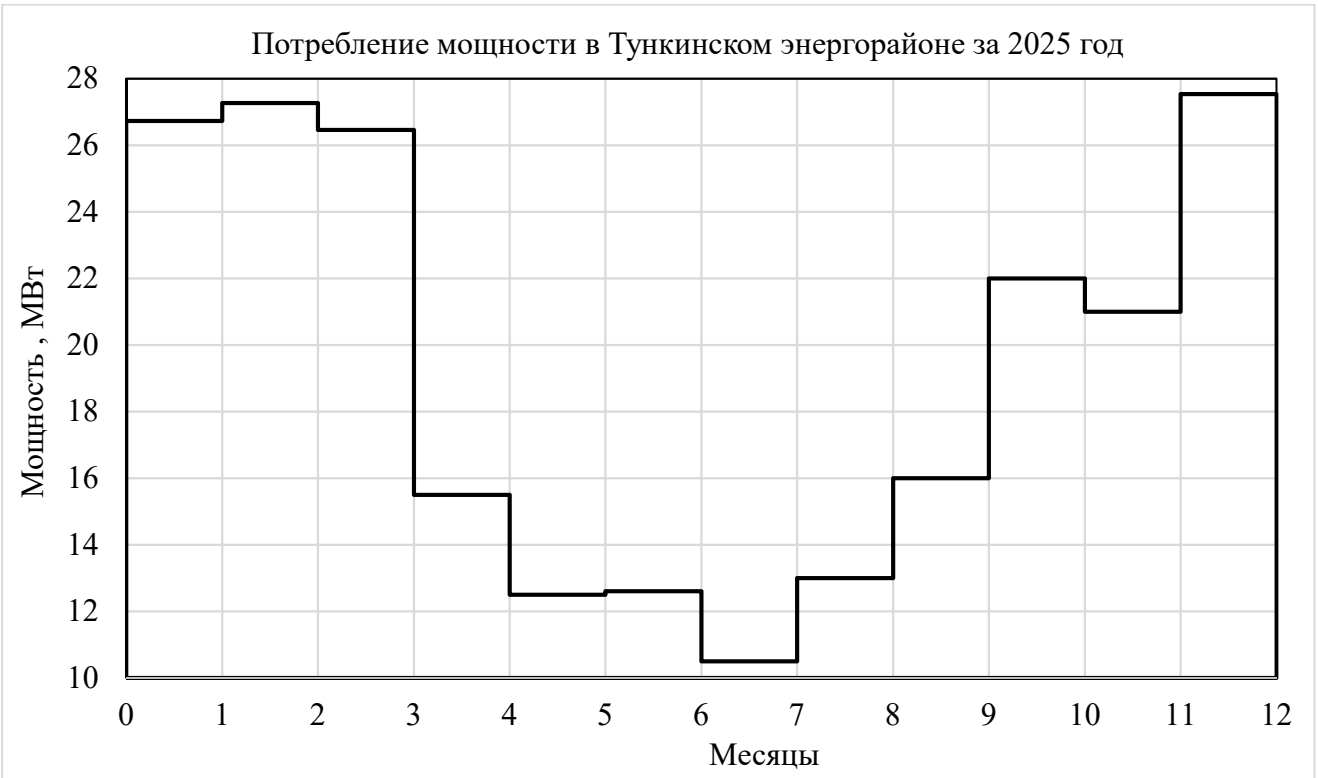


Рис. 3.25. График потребления Тункинского энергорайона в 2025 году.

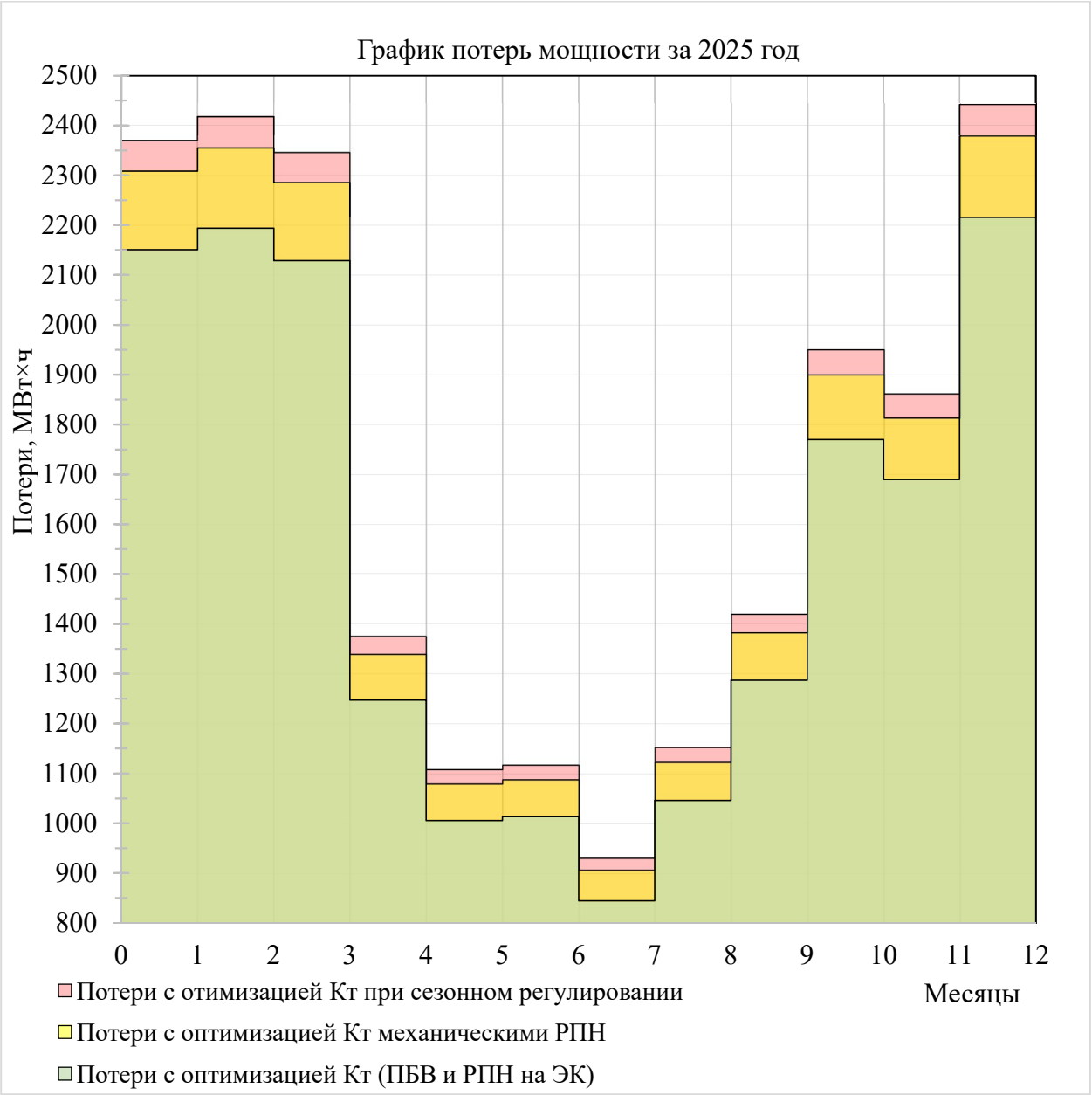


Рис. 3.26. Сравнительный график годовых потерь мощности в Тункинском энергорайоне с оптимизацией коэффициентов трансформации механическими РПН, ПБВ (РПН) на ЭК и без оптимизации.

Сравнительный анализ по применению в методике группового регулирования коэффициентов трансформации трансформаторов с ПБВ и РПН на ЭК показывает более значительное (на 6,85 %) снижение величины потерь относительно регулирования исключительно механическими устройствами РПН. Повышенная эффективность обусловлена выполнением большего числа

переключений РПН в сутки и задействования трансформаторов с устройствами ПБВ, коэффициент трансформации которых менялся с изменением нагрузки в темпе процесса. Учет в методике переключающих устройств трансформаторов на ЭК позволяет сократить потери электроэнергии Тункинского энергорайона в среднем (за год) на величину 0,217 МВт×ч, что составляет 9,26% от значения потерь в 2025 году.

3.2.4. Оценка эффективности применения методики группового регулирования коэффициентов трансформации при изменении нагрузки в течении суток в модели Иркутско –Черемховского энергорайона

Учитывая результаты моделирования методики группового регулирования с переключающими устройствами на базе полупроводников в Тункинском энергорайоне и статистику использования устройств по изменению коэффициента трансформации при регулировании напряжения в сетях Иркутско-Черемховского энергорайона, которая приведена в первой главе исследования, предлагается провести дополнительное исследование в модели Иркутско-Черемховского энергорайона аналогично при изменении графика нагрузок в течении суток, месяца и года.

Данный район выбран для исследования ввиду крупного дефицита мощности, который на 2026 год составляет 1995 МВт (без учета ремонтных схем и ограничения электропитания отдельных категорий потребителей) по данным Приложения № 3 к «Схеме и программе развития электроэнергетических систем России на 2026 – 2031 годы» (утв. приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 28 ноября 2025 г. N 1553).

Целью дополнительного исследования в Иркутско-Черемховском энергорайоне также является сравнительная оценка расчетных потерь мощности в сети в темпе процесса между применением методики группового регулирования только при сезонном изменении коэффициентов трансформации и при внедрении предлагаемых переключающих устройств на базе электронных ключей. Сравнение

со снижением потерь от эффекта текущего регулирования механическими устройствами РПН в данном дополнительном исследовании не производится, так как согласно статистики применения устройства ПБВ и РПН в переключении практически не задействуются. Также в дополнительном исследовании изменения коэффициентов трансформации производятся раз в час (опыт по регулированию в темпе процесса) и два раза в год (опыт сезонного регулирования).

Исследуемая модель Иркутско-Черемховского энергорайона сформирована в границах реальной энергосистемы (от шин объекта УПК Тыреть 500 кВ до шин распределительных устройств 110 и 220 кВ подстанций (электростанций) энергосистемы республики Бурятия, подключенных транзитными линиями электропередачи к подстанциям энергосистемы Иркутской области) с классами напряжения сетей 110 -500 кВ, состоит из 644 узлов и 879 Ветвей, включая 167 трансформаторов, 50 источников мощности и 593 узла нагрузки. Схема модели исследуемой электрической сети в программном комплексе RastrWin3 представлена на рисунке 3.27.

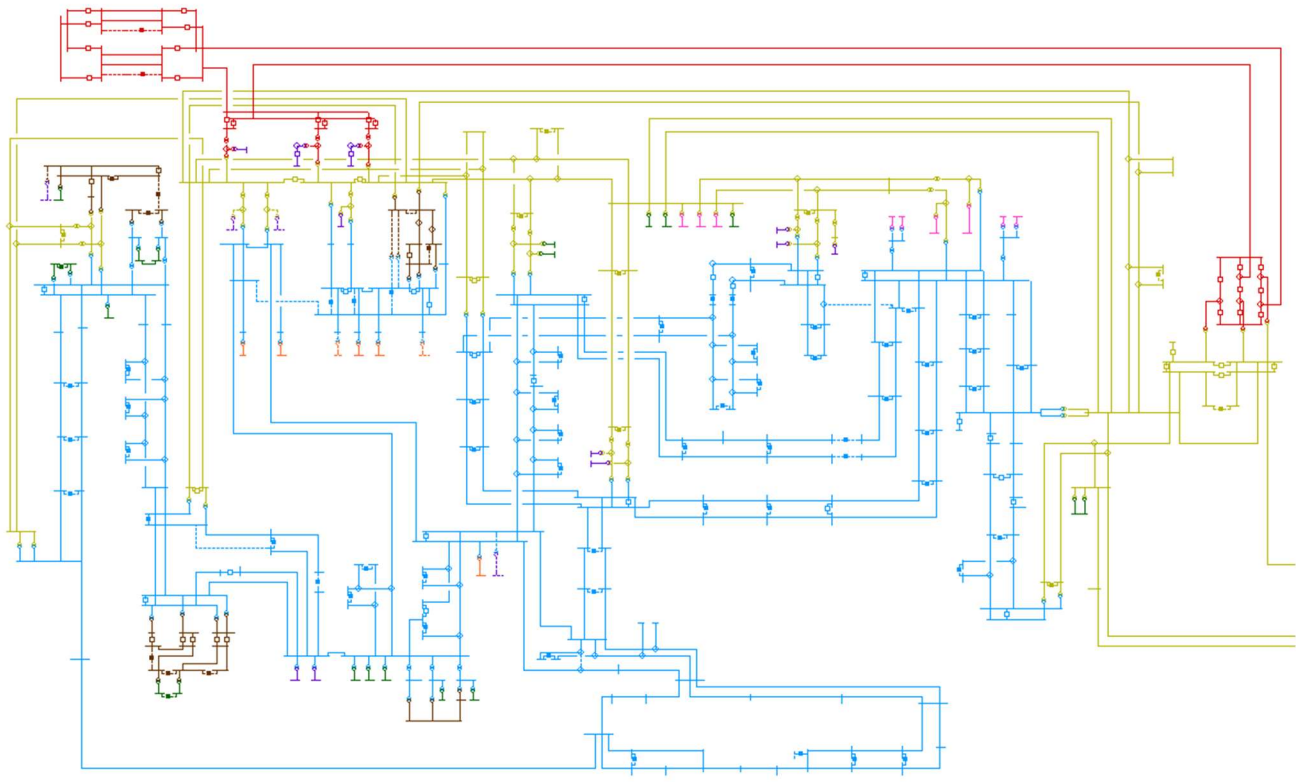


Рис. 3.27. Схема модели Иркутско-Черемховского энергорайона в RastrWin3.

Для дня (07.02.2025), в течении которого были зафиксированы максимальные значения потребления мощности в Иркутско-Черемховском энергорайоне, в модель программного комплекса RastrWin3 были заданы значения нагрузки на каждый час суток. С учетом вышеуказанных данных потребления был произведен расчет потерь мощности с оптимизацией коэффициентов трансформации и без. Применительно к опыту сезонного регулирования оптимизационный расчет выполняется один раз для режима максимальных нагрузок.

График с результатами моделирования влияния методики группового регулирования коэффициентов трансформации на потери мощности в темпе процесса приведен на рисунке 3.28. График потребления в Иркутско-Черемховском энергорайоне в данные сутки приведен на рисунке 3.29.

Аналогичное исследованию в Тункинском энергорайоне произведен пропорциональный пересчет на каждый день месяца (февраль 2025 г.). Сравнительный график потерь и график потребления за месяц в рассматриваемом энергорайоне представлены на рисунках 3.30. и 3.31. соответственно.

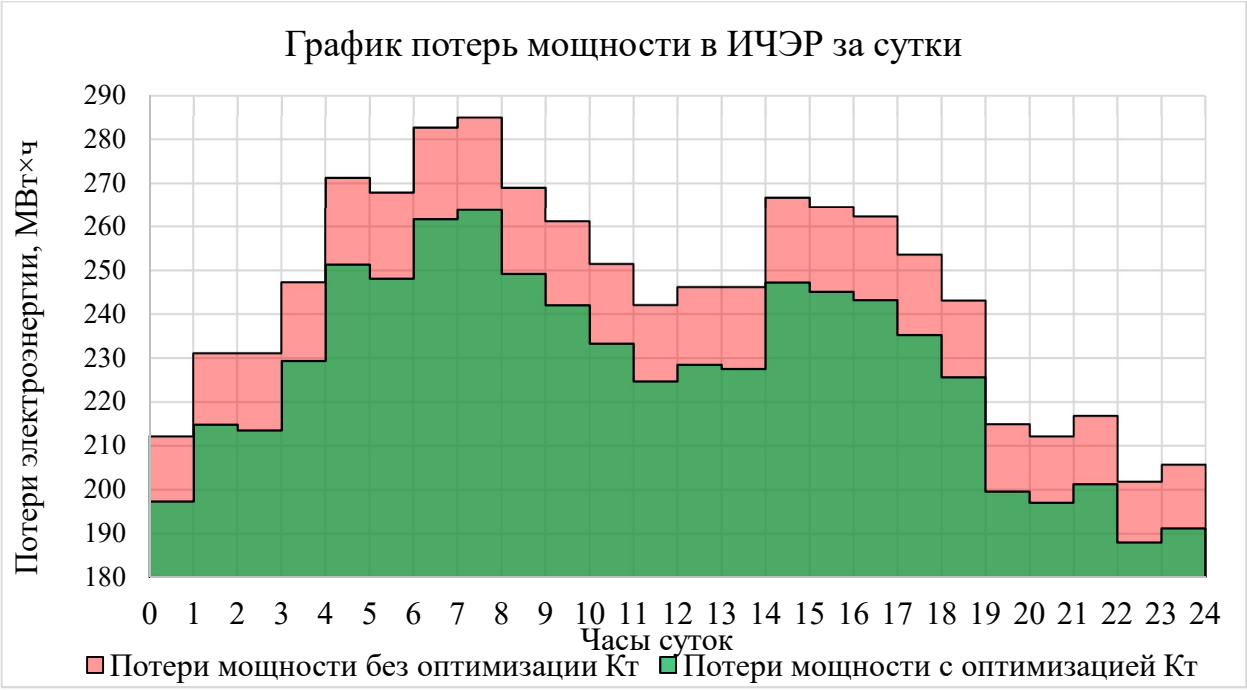


Рис. 3.28. График потерь мощности за сутки в Иркутско-Черемховском энергорайоне с оптимизацией коэффициентов трансформации и без.



Рис. 3.29. График потребления в Иркутско-Черемховском энергорайоне.

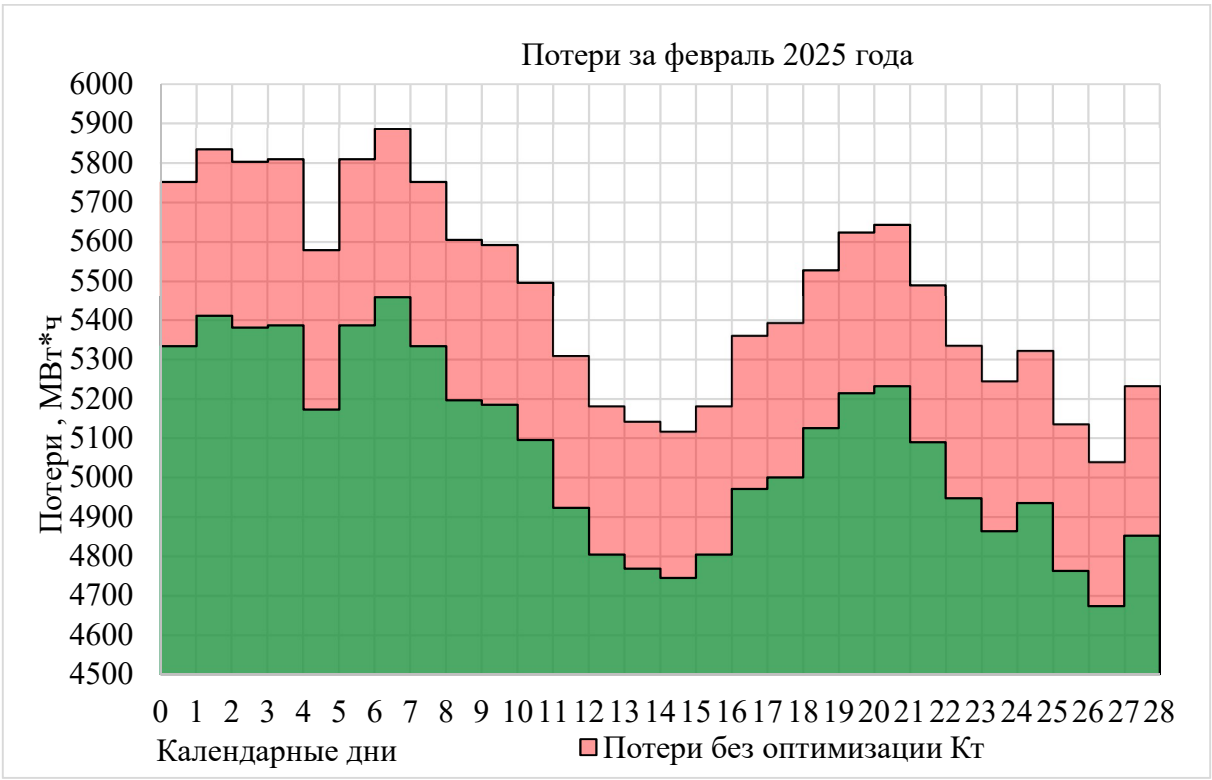


Рис. 3.30. График потерь мощности за месяц в Иркутско-Черемховском энергорайоне с оптимизацией коэффициентов трансформации и без.



Рис. 3.31. График месячного потребления в Иркутско-Черемховском энергорайоне.

При рассмотрении и исследовании влияния методики группового регулирования коэффициентов трансформации на потери мощности в рамках годового потребления применялись дополнительные модели помимо модели зимнего максимума нагрузок (ноябрь – март), а именно модель летнего минимума для периода май – сентябрь 2025 и модели межсезонья для месяцев апрель и октябрь 2025 (зимний минимум и летний максимум соответственно). В опыте сезонного регулирования при этом коэффициенты трансформации зафиксированы по результатам оптимизации в моделях зимнего и летнего максимума. Аналогично путем пропорционального пересчета для среднемесячных нагрузок каждого месяца получен сравнительный график потерь, представленный на рисунке 3.32. График потребления за 2025 год приведён на рисунке 3.33.

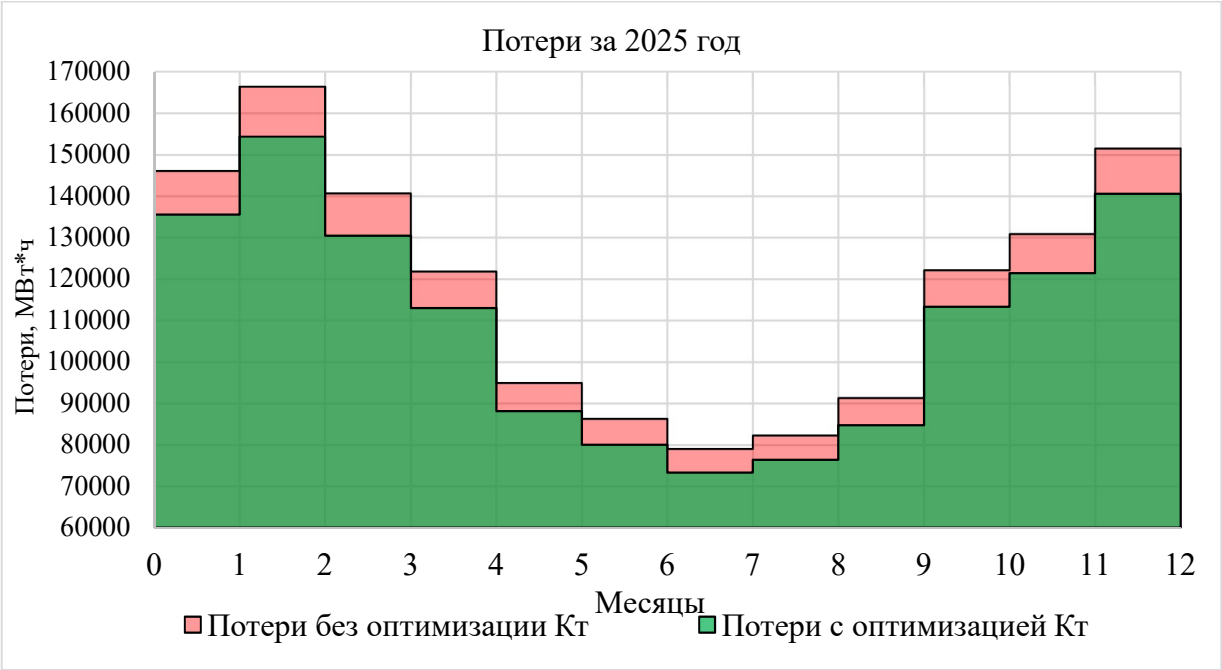


Рис. 3.32. График потерь мощности за 2025 год в Иркутско-Черемховском энергорайоне с оптимизацией коэффициентов трансформации и без.



Рис. 3.33. График годового потребления в Иркутско-Черемховском энергорайоне.

Анализ влияния методики группового регулирования коэффициентов трансформации на снижение значения потерь мощности в течении темпа потребления в Иркутско-Черемховском энергорайоне показывает возможное сокращение потерь электроэнергии в среднем (за год) на величину 11,718 МВт×ч.

3.2.5. Оценка экономической эффективности применения расширенной методики группового регулирования коэффициентов трансформации

Экономическую эффективность применения расширенной методики группового регулирования коэффициентов трансформации предлагается оценить на основании полученных расчетных результатов по сокращению сетевых потерь в Иркутско-Черемховском энергорайоне.

На 2026 год минимальный одноставочный тариф на потребление электрической энергии в Иркутской области составляет 1,26 рублей за 1 кВт × ч (согласно Приказа Службы по тарифам Иркутской области от 29.12.2025 г. №79-716-спр «Об установлении тарифов на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей по Иркутской области на 2026 год»).

При условии сохранения количества и темпа потребления за 2025 год в 2026 году дополнительная прибыль сетевой компании в год за счет внедрения предлагаемой методики составит: Количество часов в году × Среднегодовая величина сокращения потерь в час внедрением методики × Тариф на электроэнергию = 8760 ч × 11718 кВт*ч × 1,26 руб. = 129 338 596,8 рублей в год.

По запросу у заводов-изготовителей была получена информация о ценах на компоненты (электронные ключи, контакторы, контроллеры АСУ ТП и др.), на основании которой был произведен расчет стоимости полного перевооружения переключающего устройства одного трансформатора и предварительно оценены капиталовложения для всех подстанций Иркутско-Черемховского энергорайона.

Для полного перевооружения переключающего устройства одного трансформатора (с самым большим количеством отпаек РПН) необходимо затратить порядка 7 980 тыс. руб., включая затраты амортизацию, монтаж и

наладку оборудования. Всего в эксплуатации в Иркутско-Черемховском энергорайоне находится 167 подстанционных трансформаторов классом напряжения 110 кВ и выше, затраты на капиталовложения в данный энергорайон составляют в общем 1 332 660 тыс. руб. Для сравнения сумма затрат на замену механического РПН одного трансформатора составляет порядка 10 млн. рублей, что сопоставимо с затратами на техническое перевооружение переключающего узла трансформатора предлагаемым устройством.

Укрупненный срок окупаемости внедрения предлагаемой методики по произведенным выше подсчетам составляет около 10 лет (Размер капиталовложений / Дополнительная годовая прибыль сетевой компании за счет внедрения предлагаемой методики = 1 332 660 000 / 129 338 596,8 = 10,304). Стоит отметить, что указанный срок может быть уменьшен при использовании сэкономленной электроэнергии для подключения потребителей с более высокой ценой тарифа.

Также необходимо обратить внимание, что при уточнении экономического эффекта внедрения следует учитывать актуальные цены на комплектующие разработки и их состав, который напрямую зависит от особенностей конкретной энергосистемы. Например, при аналогично проведенном исследовании [104] в рамках оценки экономической эффективности внедрения предлагаемой методики на объектах энергосистемы республики Бурятия за 2021 – 2023 года срок окупаемости разработки составлял менее 5 лет.

Расчетные исследования, показанные в данной работе, позволяют сделать вывод о экономической и технической целесообразности внедрения расширенной групповой методики изменения коэффициентов трансформации с применением полупроводниковых регулирующих устройств силовых трансформаторов.

3.3. Выводы по третьей главе

Возможность достижения практически полной автономности работы переключающей системы от ресурса персонала подстанции и выездных бригад

позволило оценить эффективность использования предлагаемого устройства для цели снижения сетевых потерь в рамках группового регулирования, т.е. при воздействии на переключающие устройства всех трансформаторов энергосистемы (части энергосистемы) с условием полного перевооружения переключающей коэффициент трансформации аппаратуры на всех подстанциях одного энергорайона.

В рамках настоящей главы были исследованы режимы работы электроэнергетических систем, в которых достигается минимизация потерь электрической энергии при оптимизации перетоков реактивной мощности с регулированием напряжения в узлах по методике совместного переключения коэффициентов трансформации трансформаторов подстанций (с учетом внедрения электронных ключей в составе устройств РПН и ПБВ).

Оценка эффективности применения предлагаемых мероприятий по переключению отпаек трансформаторов электронными ключами в рамках методики группового регулирования коэффициентов трансформации силовых трансформаторов проводилась путем сравнения результатов расчетов режима действующих энергосистем в программном комплексе RastrWin3 при нахождении оптимальных положений переключающих устройств и минимизации потерь электроэнергии с использованием предлагаемых решений и без них.

Величина потерь активной мощности при применении предлагаемой расширенной методики группового (совместного) регулирования коэффициентов трансформации позволяет дополнительно снизить потери за счет включения в оптимизационный расчет переключающих устройств трансформаторов на базе ЭК. Применение предлагаемых мероприятий позволяет сократить потери электроэнергии при ее транспортировке в том числе и в режиме реального времени (по изменению нагрузки в течении суток).

Ввиду того, что найденные данной методикой оптимальные коэффициенты трансформации отличаются от реальных, не достигается глобальный минимум потерь, поэтому такие коэффициенты трансформации являются рациональными.

Глава 4. Разработка и исследование эффективности применения переключающего устройства трансформатора с расширенным диапазоном

В настоящей главе рассмотрены вопросы, касающиеся разработки и исследования переключающего устройства трансформатора с расширенным диапазоном, приведена его схема и кратко описан процесс переключения, а также произведено моделирование в расчетной схеме реальной части энергосистемы.

3.1. Разработка переключающего устройства трансформатора с расширенным диапазоном

При внедрении групповой методики регулирования с применением переключающих устройств на базе электронных ключей возможно достижение более эффективного снижения потерь, однако шаг между отпайками обмоток реального переключающего устройства трансформатора не всегда обеспечивает условия оптимизации режима по минимуму потерь регулированием. В рамках настоящей главы предлагается дополнить способ изменения коэффициента трансформации силового трансформатора путем расширения диапазона регулирования.

Суть предлагаемого способа регулирования с расширенным диапазоном заключается в одновременном переключении как отпаек «основного» диапазона регулирования обмотки трансформатора, так и отпаек «дополнительного» диапазона регулирования, которые сформированы в границах между двух «основных» отпаек путем деления крайней добавочной обмотки переключающего устройства на несколько частей, например, на 10 отпаек с шагом 10% от шага основных отпаек. Дополнительные отпайки требуют внесения изменений в конструкцию обмотки, поэтому накладываются ограничения по исключительно заводскому исполнению устройства в отличие от устройств, предложенных во второй главе настоящей работы.

В предлагаемом способе переключение всех отпаек осуществляется также электронными ключами аналогично способу, описанному во второй главе настоящего исследования. Принципиальная схема предлагаемого устройства с расширенным диапазоном на примере переключающего устройства трансформатора 2× ± 2,5% с уменьшенным шагом регулирования (с 2,5% до 0,625%) представлена на рисунке 4.1 (трансформатор на рисунке включен на положение + 1,25%: в работе ЭК положения 0% из анцапф основного диапазона и ЭК положения 1,25% из ответвлений расширенного диапазона).

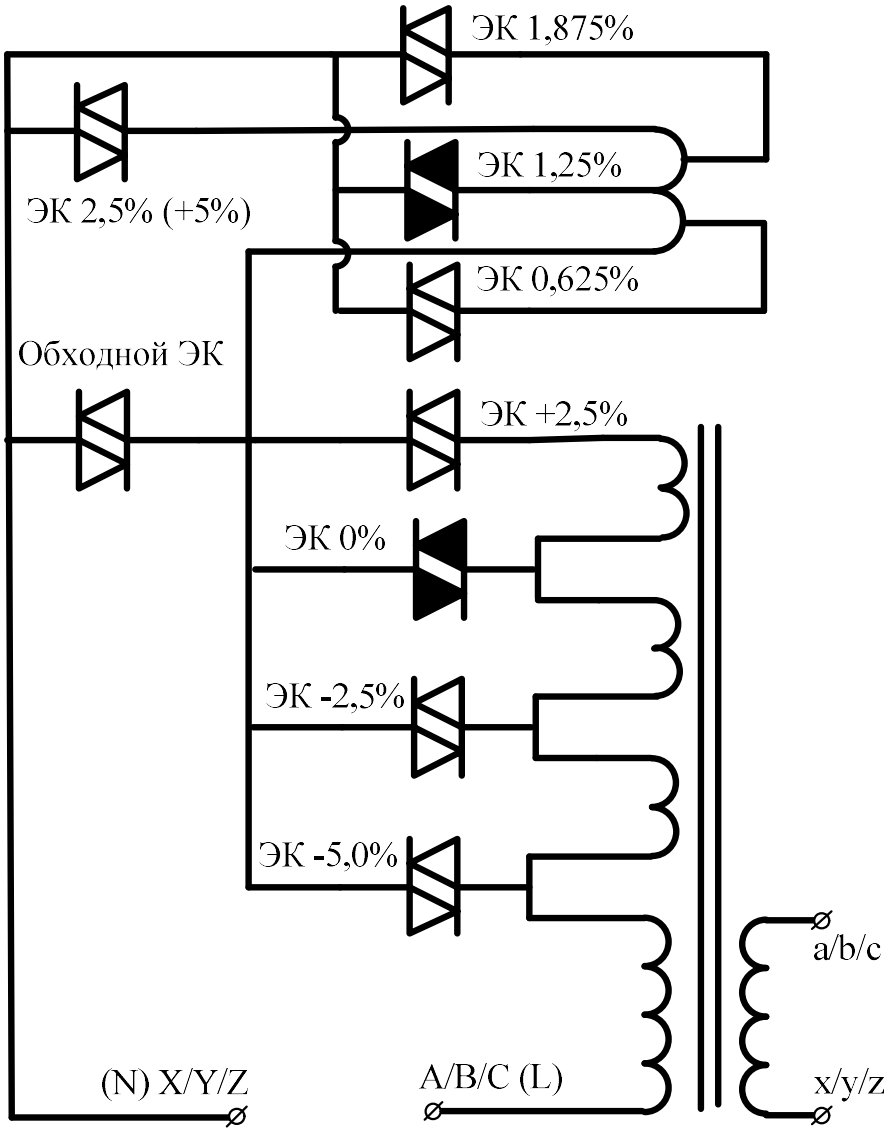


Рис. 4.1. Принципиальная схема устройства с расширенным диапазоном.

Предлагаемый способ регулирования с расширенным диапазоном также формируется системой управления, в которой реализованы: средства управления и контроля состояния (включено или отключено) всего оборудования в составе переключающего устройства и логические алгоритмы переключения необходимыми блокировками, исключающими возможность появления аварийных режимов, например, межвитковое замыкание обмотки.

Схема предлагаемого переключающего устройства с регулированием в расширенном диапазоне изображена на рисунке 4.2. и состоит из следующих элементов:

1) Фазная обмотка высокого напряжения трансформатора с отпайками переключающего устройства (A/B/C – X/Y/Z);

2) Фазная обмотка низкого напряжения трансформатора (a/b/c – x/y/z);

3) KV1÷KVn(m) – контакты вакуумных контакторов «основных» отпаек, шунтирующие ЭК на каждой основной (1 ÷m) отпайке;

4) KV0, KVi, KVj, KVk – контакты вакуумных контакторов «дополнительных» отпаек, шунтирующие ЭК на каждой дополнительной (0, i, j, k) отпайке;

5) VS0÷VSn(m), VSi, VSj, VSk – электронные ключи;

6) R0÷Rn(m), Ri, Rj, Rk – токоограничивающие сопротивления.

Способ регулирования с расширенным диапазоном позволяет изменять напряжение на вторичной обмотке путем изменения количества витков первичной обмотки одновременно за счет витков основных и дополнительных отпаек. При этом в любом положении предполагается одновременная работа трансформатора через два соединения (одно из основного и одно из дополнительного диапазона), например, на рисунке 4.1 в работе находится основная отпайка «1», подключенная через контактор KV1 и дополнительная отпайка «i» подключенная через контактор KVi.

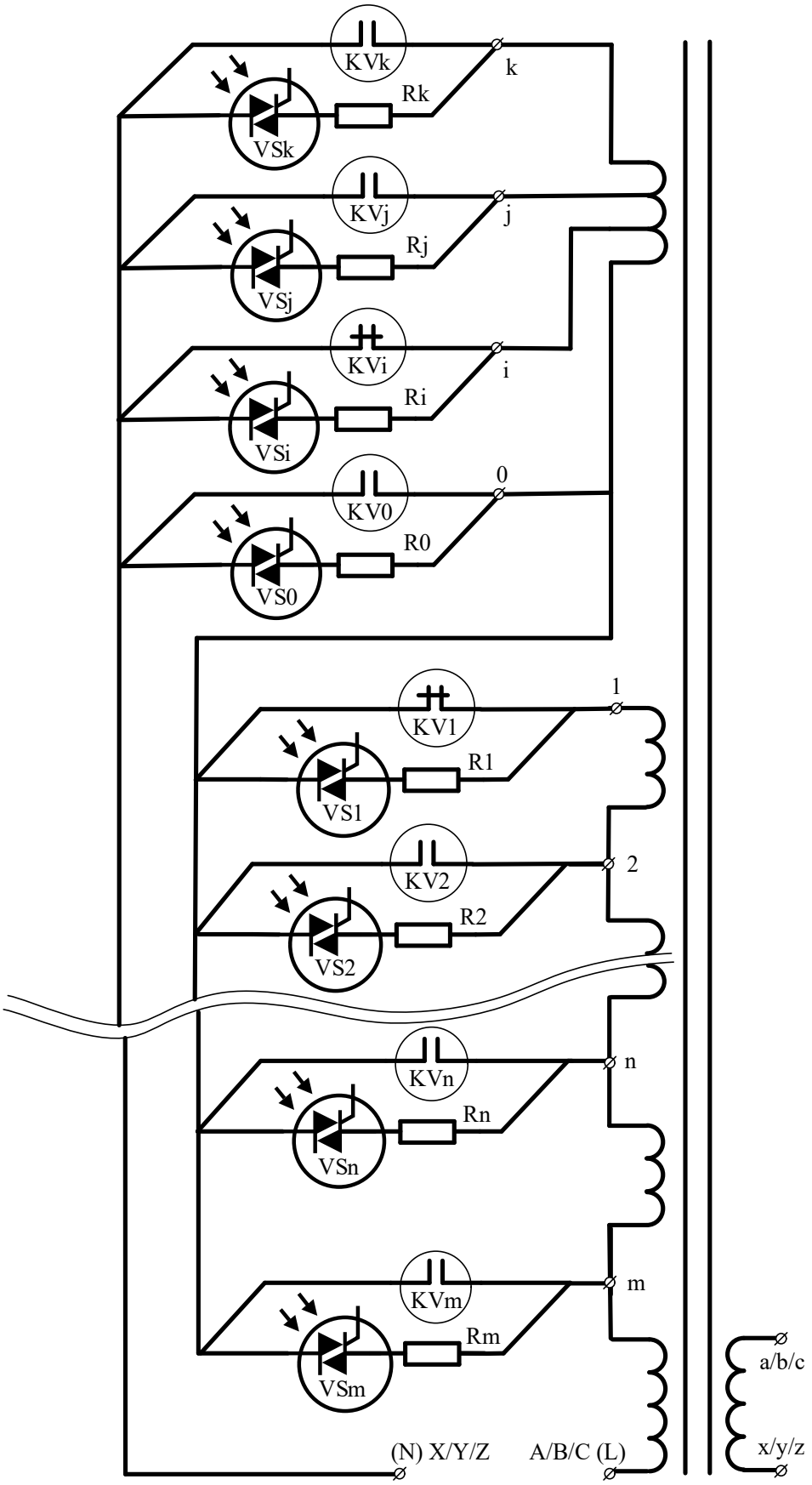


Рис. 4.2. Схема устройства с расширенным диапазоном регулирования.

Способ регулирования с расширенным диапазоном реализуется отдельными этапами в зависимости от требуемого изменения коэффициента трансформации соответственно: одним этапом при регулировании основным или дополнительным диапазоном, двумя этапами при регулировании основным и дополнительным диапазоном.

Переключение, требующее комбинированного регулирования в основном и дополнительном диапазоне, не может осуществляться одновременно в двух диапазонах. Такое переключение реализуется в два этапа первоочередным изменением основного диапазона. После изменения в основном диапазоне следуют переключения в дополнительном диапазоне. Порядок переключений на любом из этапов аналогичен алгоритму, описанному во второй главе настоящей работы.

Дальнейшим шагом развития исследования является проверка эффективности использования переключающего устройства с расширенным диапазоном регулирования в модели энергосистемы в рамках групповой оптимизации коэффициентов трансформации, ход которой был ранее представлен в главе 3 настоящего исследования.

3.2. Оценка эффективности применения переключающего устройства трансформатора с расширенным диапазоном

Ожидаемым результатом исследования применения расширенного диапазона регулирования является снижение потерь мощности в сети относительно предыдущего опыта, описанного в разделе 3.2.2 настоящей работы.

Данный этап выполнен также в программном комплексе RastrWin3, для чего в БД «Анцапфы» было смоделировано деление одной «основной» отпайки на десять «дополнительных» отпаек с шагом 10% от шага основных, при этом границы диапазона регулирования не изменились. Например, в рамках исследуемой модели части энергосистемы для трансформаторов с переключающим устройством диапазона регулирования 2 × ± 2,5% количество возможных состояний увеличилось с 5 до 41 положения, для устройств с диапазоном

6 × ± 1,5 % с 13 до 121 положения, для устройств с диапазоном 8 × ±1,5 % с 17 до 161 положения, для устройств с диапазонами 9 × ± 1,3% и 9 × ± 1,78% с 19 до 181 положения. Обновленная БД «Анцапфы» показана на рисунке 4.3.

Анцапфы

	N_bd	Названия	ЕИ	+/-	Тип	Место	К...	V_нр	V_рег	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг
1	1	8*1,5	%	-	РПН	ВН	1	6,0	110,0	80	-0,150	80	0,150
2	2	2*2,5 (35)	%	-	РПН	ВН	1	35,0	110,0	20	-0,250	20	0,250
3	3	9*1,78 (35)	%	-	РПН	ВН	1	35,0	110,0	90	-0,178	90	0,178
4	4	6*1,5 (6)	%	-	РПН	ВН	1	6,0	35,0	60	-0,150	60	0,150
5	5	9*1,3	%	-	РПН	ВН	1	6,0	35,0	90	-0,130	90	0,130
6	6	6*1,5 (10)	%	-	РПН	ВН	1	10,0	35,0	60	-0,150	60	0,150
7	7	2*2,5 (6)	%	-	РПН	ВН	1	6,0	110,0	20	-0,250	20	0,250
8	8	9*1,78 (10)	%	-	РПН	ВН	1	10,0	110,0	90	-0,178	90	0,178

Рис. 4.3. База данных «Анцапфы» расширенного диапазона регулирования.

После внесения изменений в базу данных «Анцапфы» выполняется расчет с оптимизацией всех коэффициентов трансформации. Как видно из рисунка 4.4 потери в электрической сети 110 кВ снизились еще значительнее относительно потерь на рисунке 4: активные на 200 кВт, реактивные на 670 квар.

Узлы | Ветви | Потери | Анцапфы | Графика | Районы | Оптимизация

	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП	Q_ХХ_тр
1	110	1,02	0,99	0,03	-8,13	1,61	1,03	-11,35	0,57
2	35	0,12	0,11	0,01	0,62	0,17	0,11		0,35

Рис. 4.4. Потери мощности после расширенной оптимизации.

Результаты расчетного применения переключающего устройства с расширенным диапазоном в рамках групповой методики регулирования коэффициентов трансформации на модели реальной энергосистемы ожидаемо показывают снижение потерь активной мощности сети 110 кВ на 16,393% (до

уровня 1,02 МВт) относительно исходных потерь (см. таблицу 3.1, п. №1) и более эффективное (на 6,422%) снижение потерь относительно аналогичного применения переключающих устройств, но со стандартным диапазоном регулирования (см. таблицу 3.1, п. №3).

3.3. Выводы по четвертой главе

Предлагаемый способ регулирования с расширенным диапазоном может использоваться для получения, более приближенного к минимуму потерь результату при изменении коэффициента трансформации с использованием методики группового регулирования. Стоит также отметить, что частота дискретизации диапазона регулирования требует индивидуального исследования с точки зрения экономической целесообразности для отдельных энергосистем или их частей, результаты в настоящей статье затрагивают только вопросы рациональности применения с технической точки зрения.

Применение в электроэнергетических системах всех предлагаемых устройств позволит избежать главного недостатка эксплуатируемых на данный момент переключающих устройств, а именно невозможности производить регулирование устройств ПБВ и РПН в режиме реального времени с учетом изменений в суточном графике нагрузки ввиду конструктивных особенностей или износа оборудования.

Процесс изменения положения переключающих устройств трансформаторов, не потребует организации работ и задействование обслуживающего и оперативного персонала, и как следствие быстрое выполнение таких операций при изменении графика нагрузок в течении суток. Соответственно возможно и уменьшение потерь электроэнергии в схеме части реальной энергосистемы, что позволяет сделать вывод о технической целесообразности применения электронных устройств для изменения коэффициентов трансформации силовых трансформаторов.

Заключение

В настоящей работе рассмотрены вопросы, касающиеся разработки комплекса организационно-технических мероприятий по сокращению потерь электроэнергии при передаче ее в электроэнергетических системах.

В первой главе исследования были рассмотрены основные применяемые методы по регулированию напряжения, более развернуто подвергнуты анализу конструкции эксплуатируемых механических переключающих устройств переключения без возбуждения и регулирования под нагрузкой. Также было приведено описание принципов работы устройств по изменению коэффициентов трансформации, требования нормативных документов по их содержанию и проблемы, возникающие в процессе эксплуатации. Дополнительно приведены статистические данные по использованию переключающих устройств трансформаторов в регулировании напряжения.

При разработке переключающего устройства трансформатора в рамках второй главы были проанализированы аналогичные изобретения схожей направленности. У всех рассмотренных устройств были выявлены преимущества и определены недостатки, а также были разработаны предложения по их доработке. Этот этап был необходим, прежде всего для получения информации о текущем состоянии решения проблемы и для получения опыта других исследователей данной темы. Для предлагаемого переключающего устройства трансформатора был разработан алгоритм последовательности действий при выполнении переключения, на основании которого была сформирована система управления.

Для анализа работы электронных ключей в нормальных и аварийных режимах, а также исследования характера изменения токов в момент переключения было проведено моделирование предлагаемого устройства в программной среде MATLAB Simulink. Электронное устройство для изменения коэффициента трансформации силового трансформатора было смоделировано на разных классах напряжения и конфигурациях сети. Исходя из анализа результатов моделирования

было предложено усовершенствованное переключающее устройство, являющееся универсальным вариантом для любого силового трансформатора.

В третьей главе данной работы были исследованы расчетные режимы работы электрических сетей, в которых используется регулирование напряжения и изменение режима по реактивной мощности разработанной системой переключения коэффициентов трансформации силовых трансформаторов с помощью электронных ключей в переключателях РПН и ПБВ. Исследование проводилось расчетным путем в моделях действующих частей электроэнергетических систем республики Бурятия и Иркутской области с помощью программного комплекса RastrWin3. В результате исследований рассчитаны оптимальные по минимуму потерь электрические режимы рассматриваемых электроэнергетических систем при групповом регулировании коэффициентов трансформации с помощью разработанной системы переключения отпаек трансформаторов электронными ключами, в том числе с изменением потребления в темпе процесса по графику нагрузок.

Заключительной четвертой главой в рамках данной работы был предложен вариант переключающего устройства трансформатора с расширенным диапазоном регулирования напряжения, необходимость разработки которого выявлена по результатам исследований, проведенных в третьей главе. При исследовании эффективности применения устройства с расширенным диапазоном в программном комплексе RastrWin3 также произведена оценка минимизации потерь в модели реальной энергосистемы путем оптимизации коэффициентов трансформации. Оценка эффективности использования устройства с расширенным диапазоном выполнена аналогично ранее описанному в третьей главе настоящей работы методу: путем сравнения результатов расчетов режимов электрической сети с использованием расширенного диапазона в переключающем устройстве трансформаторов на базе электронных ключей и без при оптимизации коэффициентов трансформации по критерию нахождения минимума потерь.

В диссертационном исследовании изложены новые технические решения по разработке переключающих устройств трансформаторов на базе электронных

ключей. Применение на подстанциях разработанных технических решений в предлагаемом настоящей работой расширении методики группового регулирования коэффициентов трансформации при планировании мероприятий по снижению потерь электроэнергии имеет существенное значение для электросетевого комплекса в рамках его развития по данному направлению, в чем и заключалась исходная цель проведения исследования.

Для достижения поставленной цели, состоящей в предложении мероприятий по минимизации потерь в сети, по ходу исследования решены следующие задачи:

1. Выполнен анализ текущего состояния решения проблемы в части изменения коэффициентов трансформации для целей регулирования напряжения.

2. Разработаны технические решения по предложению нового переключающего устройства трансформатора с электронными ключами.

3. Разработаны принципы организации системы управления предлагаемыми переключающими устройствами трансформатора.

4. Разработаны имитационные модели предлагаемого переключающего устройства трансформатора, учитывающие работу созданной системы управления.

5. Исследована эффективность применения расширенной методики группового регулирования коэффициентов трансформации с внедрением предлагаемого переключающего узла трансформатора в модели энергосистем.

6. Обоснована целесообразность внедрения предлагаемого комплекса мероприятий в электроэнергетические системы путем анализа полученных результатов моделирования разработанного устройства и расширяемой методики.

Перспективой дальнейшего исследования в рамках данной области может служить детальное рассмотрение вопросов регулирования напряжения отдельно каждой фазой с помощь предлагаемого устройства для оценки влияния мероприятий по улучшения качества электроэнергии со снижением несимметрии напряжений, так как представленные в настоящей диссертационной работе разработки лишены ограничений в виде единого приводного механизма, выполняющего переключения, который присутствует у эксплуатируемых на текущий момент устройств по изменению коэффициента трансформации.

Список использованных источников

1. Воронин В., Гаджиев М., Шамонов Р. Направления развития системы регулирования напряжения и реактивной мощности в ЭНЭС // Электроэнергия. Передача и распределение, 2012, №2 (11).

2. Воротницкий В.Э., Рабинович М.А., Каковский С.К. Оптимизация режимов электрических сетей 220-750 кВ по реактивной мощности и напряжению // Энергия единой сети, 2013, №3 (8), стр. 4-13.

3. Воротницкий В.Э., Калинкина М.А., Садовская А.С., Новикова М.А., Цой Д.А. Об опыте расчетов, анализа и нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях России и Казахстана // Электрические станции. Энергопрогресс, 2019, №11, стр. 31-43.

4. Оржанова Ж., Боканова А., Сулейменова Д., Исабеков Ж. Оптимизация режимов распределительных электрических сетей по реактивной мощности и напряжению. // Вестник Казахской академии транспорта и коммуникаций им. М. Тынышпаева. 2024. № 6 (135). С. 431-438.

5. Антонова Е.М. Анализ существующих методов регулирования напряжения. // Сборник трудов конференции: Молодежь - Барнаулу. материалы XXVI городской научно-практической конференции молодых ученых. Барнаул, 2025. С. 423-424.

6. Коровченко М.С., Федотов И.А., Сергиенко А.С. Современные подходы к регулированию напряжения в электрических сетях. // Приднепровский научный вестник. 2025. Т. 1. № 5. С. 248-252.

7. Белицын И.В., Голомонзин Д.Ю. Регулирование напряжения как средство повышения качества электрической энергии // Евразийское Научное Объединение. 2020. № 10-2 (68). С. 86-88.

8. Гумовская А.А. Принципы регулирования напряжения линий электропередачи в целях снижения потерь. // Сборник трудов конференции: Интеллектуальные энергосистемы. труды IV Международного молодёжного форума: в 3 томах. Томский политехнический университет. 2016. С. 344-347.

9. Яхин Ш.Р., Пигалин А.А., Галиев И.Ф. Применение активно-адаптивных устройств регулирования напряжения в нагрузочных, послеаварийных и ремонтных режимах распредсети. // Сборник трудов конференции: Наука и технологии: путь к устойчивому развитию. Сборник статей II Международной научно-практической конференции. Чебоксары, 2025. С. 177-191.

10. Кубарьков Ю.П., Кулаев И.С. Оптимизация распределительных электрических сетей для улучшения стабильности напряжения и снижения потерь // Вестник Самарского государственного технического университета. 2016 № 1(49). С. 110-115.

11. Сергеев И.Э. Методы оптимизации режимов работы распределительных сетей с учетом обеспечения допустимого уровня отклонения напряжения // Сборник трудов конференции: Проблемы развития современного общества. сборник научных статей 10-й Всероссийской национальной научно-практической конференции. Курск, 2025. С. 444-447.

12. Герасимов С.Е., Меркурьев А.Г. Регулирование напряжения в распределительных сетях. // Издательство Северо-Западный филиал АО “ГВЦ Энергетики” РАО “ЕЭС России”, Санкт-Петербург, 1998 С.84.

13. Басманов В.Г., Порошин Д.А. О необходимости создания системы управления компенсацией реактивной мощности и уровнем напряжения // // Сборник трудов конференции: ЭНЕРГО- И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ XXI ВЕК. сборник материалов IX-ой международной научно-практической интернет-конференции. 2011. С. 99-1011.

14. Шамшур Е.В. Компенсация реактивной мощности // Сборник трудов конференции: Ресурсосберегающие и природоохранные технологии и системы. Материалы Международной заочной научно-практической конференции. 2017. С. 65-68.

15. Бондарь И.М., Дударев К.Г., Момотов В.Ю. Регулирование напряжения синхронного генератора. // Инновационная наука. 2018. № 1. С. 8-12.

16. Худякова С.А. Компенсация реактивной мощности гидрогенераторами ГЭС. // Сборник трудов конференции: Проспект Свободный –

2023. Материалы XIX Международной научной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. Красноярск, 2023. С. 454-456.

17. Чаушников В.Е. Использование гидрогенератора для компенсации реактивной мощности. // Сборник трудов конференции: Наука и образование в наши дни: фундаментальные и прикладные исследования. Материалы XLIII Всероссийской научно-практической конференции. В 2-х частях. Ростов-на-Дону, 2021. С. 496-497.

18. Крюкова В.А., Лобанова Е.Н. Методы регулирования напряжения в сетях 0,4-10 кВ. // Сборник трудов конференции: Тинчуринские чтения. Материалы XIV Международной молодежной научной конференции. В 3-х томах. Под общей редакцией Э.Ю. Абдуллазянова. 2019. С. 83-86.

19. Лебединский А.А., Бочарников Н.А., Плешков А.А., Прибылова Н.В., Черников В.А. Регулирование напряжения в электрических сетях. // Сборник трудов конференции: Энергоэффективность и энергосбережение в современном производстве и обществе. Материалы международной научно-практической конференции. Под общей редакцией В.А. Гулевского. 2019. С. 121-126.

20. Саданбеков К.Э., Воркунов О.В. Регулирование напряжения с помощью компенсации реактивной мощности с использованием конденсаторных батарей. // Сборник трудов конференции: Проблемы и перспективы развития электроэнергетикии электротехники. Материалы VI Всероссийской научно-практической (с международным участием) конференции. В 2-х томах. Казань, 2024. С. 276-279.

21. Шелякин А.А., Хамитов Р.Н. Современные подходы по решению проблемы ступенчатости регулирования напряжения при помощи батарей статических конденсаторов. // Международный журнал гуманитарных и естественных наук. 2024. № 5-4 (92). С. 105-108.

22. Шелякин А.А., Хамитов Р.Н. Особенности регулирования напряжения с применением батарей статических конденсаторов. // Международный журнал гуманитарных и естественных наук. 2024. № 4-5 (91). С. 172-174

23. Третьяков Е.А., Краузе А.В., Ткач В.А. Поглощение избыточной зарядной мощности в протяженных малонагруженных линиях электропередач 110 кВ. // Известия Транссиба. 2013. № 2 (14). С. 68-75.

24. Екимов И.С. Влияние зарядной мощности линии на потери электрической энергии при её передаче на дальние расстояния. // Сборник трудов конференции: Тезисы VII региональной молодёжной конференции им. В. И. Шпильмана "Проблемы рационального природопользования и история геологического поиска в Западной Сибири". 2019. С. 275-277.

25. Колоусов Д.И., Жуков С.Ф., Буданов П.Ф., Бровко К.Ю. Подходы к усовершенствованию регулирования напряжения на длинных линиях электропередач. // Студенческий вестник. 2021. № 19-9 (164). С. 81-83.

26. Радкевич В.Н., Тарасова М.Н. Оценка степени снижения потерь активной мощности в линиях электропередачи при компенсации реактивной мощности. // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. 2016. Т. 59. № 1. С. 5-13.

27. Иванов Т.Д. Негулирование напряжения в трансформаторах с помощью устройств РПН и ПБВ. // Сборник трудов конференции: Проблемы и перспективы развития электроэнергетикии электротехники. Материалы V Всероссийской научно-практической (с международным участием) конференции, посвященной празднованию 55-летия КГЭУ. В 2-х томах. Казань, 2023. С. 292-296.

28. Турсунов Д.А., Исмоилов И.К. Анализ вопросов применения устройств регулирование силовых трансформаторов. // Universum: технические науки. 2020. № 8-3 (77). С. 68-75.

29. Кобозев В.А. Параметры и схема замещения трансформаторов с ПБВ. // Сборник трудов конференции: Новые технологии в сельском хозяйстве и пищевой промышленности с использованием электрофизических факторов и озона. материалы XII Международной научно-практической конференции. 2018. С. 54-60.

30. Власов С.П. Дополнительные возможности вольтодобавочного трансформатора. // Электротехника. 2016. № 9. С. 26-30.

31. Дед А.В., Ткаченко В.А. Решение задачи определения оптимального положения устройства пбв трансформатора для выполнения требований ГОСТ 32144-2013. // Сборник трудов конференции: Ученые Омска - региону. Материалы V Региональной научно-технической конференции. Под общей редакцией Л. О. Штриплинга. Омск, 2020. С. 42-47.

32. Акишин Л.А., Микитишина М.Е. О точности расчета параметров режима в сетях 6-10 кВ при регулировании напряжения на трансформаторах с ПБВ. // Сборник трудов конференции: Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. 2022. С. 26-31.

33. Соколов С.Е., Соколова И.С., Шубекова К.К. О регулировании напряжения в распределительных электрических сетях городского типа. // Электрические станции. 2017. № 11 (1036). С. 28-31.

34. Рудик П.С. Качество электрической энергии, способы повышения напряжения. // Сборник трудов конференции: Актуальные проблемы энергетики - 2021. Материалы студенческой научно-технической конференции. Минск, 2021. С. 230-235.

35. Зонов А.А., Соловьев В.А. Снижение потерь электроэнергии в сетях частого сектора г. Бикин. // Научные исследования XXI века. 2021. № 1 (9). С. 116-122.

36. Гараев Р.И., Маклецов А.М. Регулирование напряжения в сетях 0,4 кВ. // Сборник трудов конференции: Проблемы и перспективы развития электроэнергетикии электротехники. Материалы VI Всероссийской научно-практической (с международным участием) конференции. В 2-х томах. Казань, 2024. С. 157-161.

37. Виноградов А.В., Виноградова А.В., Голиков И.О. Методика выбора и обоснования ступени ПБВ пунктов секционирования и ступенчатого регулирования напряжения. // Техника и оборудование для села. 2025. № 1 (331). С. 35-39.

38. Худоногов И.А., Галков А.А. Сравнение износоустойчивости устройств "РПН" с гашением дуги в масле и в вакууме. // Молодая наука Сибири. 2024. № 2 (24). С. 86-92.

39. Данилов Д.В., Лопатин Е.И. Применение трансформаторов с РПН для улучшения показателей качества электрической энергии. // Сборник трудов конференции: Наука и образование XXI века. Материалы XVIII Международной научно-практической конференции. Рязань, 2024. С. 212-217.

40. Галков А.А. Анализ интенсивности износа устройств РПН серии RS9/RS9.3 в системах тягового электроснабжения. // Сборник трудов конференции: Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. Иркутск, 2024. С. 22-25.

41. Галков А.А., Худоногов И.А., Голдобина Е.Р. Классификация устройств РПН. // Оперативное управление в электроэнергетике: подготовка персонала и поддержание его квалификации. 2024. № 6 (111). С. 4-11.

42. Лаптева И.И., Карнаков Е.А. Исследование методов моделирования работы системы регулирования напряжения силового трансформатора с устройством РПН. // Евразийский Союз Ученых. Серия: технические и физико-математические науки. 2021. № 10 (91). С. 27-31.

43. Волгушев П.А., Бурнаев А.И., Кальмагаев С.И., Калянов Е.А., Карпова Н.Ю. Оценка влияния положения РПН на потери мощности в силовых трансформаторах. // Сборник трудов конференции: Энергоэффективные и ресурсосберегающие технологии и системы. Материалы Международной научно-практической конференции. Редколлегия: П.В. Сенин [и др.], сост. С.Е. Федоров, отв. за выпуск В.Ф. Купряшкин. 2020. С. 190-196.

44. Агеев В.А., Дергачев В.И., Молоков А.О., Напалков Д.В., Семибратов А.С. Оценка влияния положения РПН силовых трансформаторов на параметры режима электрической сети. // Сборник трудов конференции: Энергоэффективные и ресурсосберегающие технологии и системы. Материалы Международной

научно-практической конференции. Редколлегия: П.В. Сенин [и др.], сост. С.Е. Федоров, отв. за выпуск В.Ф. Купряшкин. 2020. С. 226-232.

45. Булыкин А.К., Рыжов А.В. Ключевые задачи, решение которых повышает эффективность регулирования напряжения устройствами РПН силовых трансформаторов. // Сборник трудов конференции: Инновационное развитие и потенциал современной науки. Материалы Международной (заочной) научно-практической конференции. Нефтекамск, 2024. С. 10-14.

46. Смагин А.П. Этапы развития серий трансформаторов 110 кВ с РПН. // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2010. № 3. С. 18-24.

47. Михеев Г.М. Об эксплуатации РПН типа РНОА. // Электрические станции. 2006. № 9. С. 74-76.

48. ГОСТ 24126 – 80 (СТ СЭВ 634-77). Устройства регулирования напряжения силовых трансформаторов под нагрузкой. Общие технические условия.

49. Якобсон И.А. Наладка и эксплуатация переключающих устройств силовых трансформаторов – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 120 с.; ил. – (Библиотека электромонтера; Вып. 573).

50. Huaming – переключающие устройства силовых трансформаторов РПН и ПБВ [Электронный ресурс] – Екатеренбург: ООО «Хуамин», 2026 – Режим доступа: https://www.hm-oltc.ru/, свободный. – загл. с экрана. – яз. рус.,англ. (дата обращения: 22.12.2025).

51. Аржанников, Б. А Устройства регулирования напряжения преобразовательных трансформаторов под нагрузкой : учеб. пособие / Б. А. Аржанников. – 2-е изд., испр. и доп. – Екатеринбург : УрГУПС, 2018. – 123 с.

52. Перинский Т.В., Клыков А.В. Jпыт применения пунктов автоматического регулирования напряжения ПАРН серии ВДТ/VR-32 в распределительных электрических сетях 6-10 кВ. // Известия ЮФУ. Технические науки. 2012. № 1 (126). С. 42-48.

53. Воробьева Д.Ю., Глушкова А.И., Долгопол Т.Л. Повышение энергоэффективности систем электроснабжения сельских потребителей. // Автоматизация и IT в энергетике. 2016. № 6 (83). С. 38-40.

54. Рыбцов В.А., Ахтямов Р.Ф. Вольтодобавочный трансформатор как метод решения проблем по падению напряжения в распределительных сетях 0,4 кВ. // Мировая наука. 2018. № 9 (18). С. 37-39.

55. Гареев А.Р. Применение вольтодобавочных трансформаторов для регулирования напряжения в распределительных сетях предприятия. // Сборник трудов конференции: Диспетчеризация и управление в электроэнергетике. Материалы Международной молодежной научно-практической конференции, посвященной 55-летию КГЭУ. Казань, 2024. С. 338-340.

56. Андрианова Л.П., Рябишина Л.А., Хуртов В.Е. Обоснование установки пунктов регулирования напряжения с вольтдобавочными трансформаторами в линиях электропередач 0,4-10(6) кВ. // Сборник трудов конференции: INNOVATION RESEARCH AND STRATEGY. сборник статей Международной научно-практической конференции. Петрозаводск, 2021. С. 71-80.

57. Федотов Е.А., Кузнецов Р.В. Обеспечение качества электроэнергии в районных распределительных сетях напряжением 10 кВ. // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2011. № 3-4. С. 127-130.

58. ООО «СКБ электротехнического приборостроения», «Определение неисправностей устройств РПН трансформаторов. Улучшенный метод DRM». Журнал «Электротехнический рынок» № 2(62). ISSN 2223-053X, Великие Луки, 2015. С. 42-44.

59. Копейкина Т.В., «Обзор методов определения неисправностей устройств РПН трансформаторов». Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. № 12 (часть 4), ISSN 1996-3955, Москва, 2016. С. 596-600.

60. Саубанов Р.И., «Проблема повреждаемости устройств РПН силовых трансформаторов». Сборник материалов двадцать третьей Международной

научно-технической конференции студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, Электротехника и Энергетика», Москва, 2017, С. 323.

61. Марков, Е. В.Ю., «Анализ повреждаемости силовых трансформаторов электроэнергетических систем» Сборник материалов LII Международной научной конференции «Молодой ученый», Казань, 2023, С. 11-15.

62. Антонов В.О., «Анализ статистики технологических отказов функциональных узлов силовых трансформаторов 35 кВ и выше». Международный научный журнал «Вестник науки» №1(70) Том.4 2024 г., ISSN 2712-8849 Тольятти, 2024, С. 755-761.

63. Патент РФ № 2752000, 18.02.2021. Способ изменения коэффициента трансформации силового трансформатора // Опубл. 21.07.2021 Бюл. № 21. / Тигунцев С.Г., Копылова В.В., Паркачев К.Н.

64. Асташев М.Г., Лунин К.А., Панфилов Д.И., Петров М.И., Рашитов П.А. Полупроводниковые регуляторы-стабилизаторы напряжения для распределительных сетей // Электрические станции. 2021. № 2. С. 16–20.

65. Асташев М.Г., Панфилов Д.И., Горчаков А.В., Красноперов Р.Н., Рашитов П.А. Управление полупроводниковыми регуляторами напряжения трансформаторов под нагрузкой в распределительных сетях 6-10 кВ // Международный научно-исследовательский журнал. 2021. № 4-1. С. 41–50.

66. Панфилов Д.И., Рожков А.Н., Петров М.И., Асташев М.Г., Рашитов П.А., Красноперов Р.Н. [и др.]. Разработка и исследование полупроводниковых регуляторов напряжения трансформаторов под нагрузкой для распределительных сетей // Электротехника. 2021. № 11. С. 59–66.

67. Асташев М.Г., Панфилов Д.И., Рожков А.Н., Петров М.И., Рашитов П.А., Горчаков А.В. Быстродействующие полупроводниковые регуляторы напряжения трансформаторов под нагрузкой для распределительных сетей // Электрические станции. 2021. № 5. С. 23–31.

68. Пат. № 2741335, Российская Федерация, С1. Устройство управления напряжением трансформатора под нагрузкой / Д.И. Панфилов, П.А. Рашитов, М.Г. Асташев, А.В. Горчаков; заявитель и патентообладатель Национальный

исследовательский университет «МЭИ». Заявл. 08.09.2020; опубл. 25.01.2021. Бюл. № 3.

69. Тульский В.Н., Ванин А.С., Асташев М.Г., Панфилов Д.И., Королев В.М. Оценка эффективности применения быстродействующих полупроводниковых устройств регулирования в распределительных электрических сетях // Электротехника. 2020. № 10. С. 37–44.

70. Панфилов Д.И., Асташев М.Г., Горчаков А.В. Полупроводниковое устройство регулирования напряжения под нагрузкой для силовых трансформаторов распределительных электрических сетей 10-0,4 кВ // Вестник Московского энергетического института. Вестник МЭИ. 2020. № 6. С. 82–90.

71. Патент РФ № 2019125856, 16.08.2019. Способ управления напряжением трансформатора под нагрузкой и устройство для его реализации // Патент России № 2711587. С1. Опубл. 17.01.2020 Бюл. № 2. / Панфилов Д.И., Асташев М.Г, Горчаков А.В.

72. Патент РФ № 2013146200/07, 17.10.2013. Цифровая трансформаторная подстанция // Патент России № 2552842. С2. Опубл. 27.04.2015 Бюл. № 12. / Лоскутов А.Б., Чивенков А.И., Соснина Е.Н., Белянин И.В. [и др.].

73. Патент РФ № 2015118001/07, 13.05.2015. Устройство переключения ответвлений обмотки трансформатора // Патент России № 158346. U1. Опубл. 27.12.2015 Бюл. № 36. / Бондарь С.Н., Жаворонкова М.С.

74. Патент РФ № 2004127292/09, 13.09.2004. Способ переключения ответвлений обмотки трансформатора и устройство для его осуществления // Патент России № 2274945. С1. Опубл. 20.04.2006 Бюл. № 11. / Аржанников Б.А., Фролов Л.А, Штин А.Н.

75. Аржанников Б.А. Автоматическое регулирование напряжения в системе электроснабжения постоянного тока 3,0 кВ: курс лекций / Б. А. Аржанников, Л. А. Фролов. — Екатеринбург: УрГУПС, 2009. — 48 с.

76. Hasan E.O., Hatata A., Badran E.A., Yossef F.H. Voltage control of distribution systems using electronic OLTC // Twentieth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON). 2018.

77. Pezeshki H., Arefi A., Ledwich G., Wolfs P. Probabilistic voltage management using OLTC and dSTATCOM in distribution networks // IEEE Transactions on Power Delivery. 2018. Vol. 33. Iss. 2. P. 570–580.

78. De Oliveira Quevedo J., Cazakevicius F.E., Beltrame R.C., Marchesan T.B., Michels L., Rech C. Analysis and design of an electronic on-load tap changer distribution transformer for automatic voltage regulation // IEEE Transactions on Industrial Electronics. 2017. Vol. 64. Iss. 1. P. 883–894.

79. Mouli G.R.C., Bauer P., Wijekoon T., Panosyan A. Design of a power-electronic-assisted OLTC for grid voltage regulation // IEEE Transactions on Power Delivery. 2014. Vol. 30. Iss. 3. P. 1086–1095.

80. Valouch V., Bejvl M., Šimek P., Škramlík J. Power control of gridconnected converters under unbalanced voltage conditions // IEEE Transactions on Industrial Electronics. 2015. Vol. 62. Iss. 7. P. 4241–4248.

81. Echavarría R., Claudio A., Cotorogea M. Analysis, design, and implementation of a fast on-load tap changing regulator // IEEE Transactions on Power Electronics. 2007. Vol. 22. Iss. 2. P. 527–534.

82. Разработка и исполнение силовых блоков на основедиодных и тиристорных приборов [Электронный ресурс] – Саранск: АО «ЭЛПРЕСС», 2025 – Режим доступа: https://ao-elpress.ru/, свободный. – загл. с экрана. – яз. рус.,англ. (дата обращения: 22.12.2025).

83. Протон - Электротекс, производство силовых полупроводниковых приборов [Электронный ресурс] – Орел: АО «Протон - Электротекс», 2025 – Режим доступа: https://proton-electrotex.com/, свободный. – загл. с экрана. – яз. рус.,англ. (дата обращения: 22.12.2025).

84. Джендубаев А.-З.Р. MATLAB, Simulink и SimPowerSystems в электроэнергетике: учебное пособие для студентов, обучающихся по направлению подготовки 140400.62 "Электроэнергетика и электротехника", профиль "Электроснабжение" / Джендубаев А.-З. Р., Алиев И. И. – Черкесск: БИЦ СевКавГГТА, 2014. – 136 с.

85. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.; ил.

86. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для студ. сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – 4-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2007. – 448 с.

87. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки.

88. Туманов, И.М., Опыт промышленной эксплуатации бесконтактных и тиристорно-контактных установок для повышения качества электрической энергии / И.М. Туманов, О.В. Федоров, А.А. Лазарев // М:. ВНИИЭСМ - 1988 - вып. 4 - С. 56.

89. Туманов, И.М. Тиристорно-контактные переключающие устройства для силовых трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой / И.М. Туманов, В.В. Поскребышев, В.В. Севастьянов // Промышленная энергетика - 1983 -№8-С. 22-27.

90. Патент РФ № 2849439, 10.04.2025. Способ изменения коэффициента трансформации силового трансформатора // Опубл. 24.10.2025 Бюл. № 30. / Тигунцев С.Г., Паркачев К.Н.

91. Маркушевич Н.С. Управление реактивной мощностью в энергосистеме // Электричество. 1982. № 9. С. 1–5.

92. Zakutsky V.I., Gadzhiev M.G., Yermolov N.S. Analysis of the influence of installed FACTS devices and transformer on-load tap changers (OLTC) in transmission networks on a total power losses Unified Energy System (UES) of Russia // Proceedings of the 1st IEEE 2019 International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering, REEPE 2019 (Moscow, 14–15 March 2019). Moscow: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2019. Vol. 1. P. 8708847.

93. Арзамасцев, Д.А. Расчет оптимального распределения реактивной мощности методом последовательного эквивалентирования / Д.А. Арзамасцев, В.А. Игуменцев // Электричество. - 1976. - № 1. - С. 70-72.

94. Кочкина А.В., Малафеев А.В., Варганов Д.Е., Курилова Н.А., Дубина И.А. Методика оптимизации эксплуатационных режимов промышленных систем электроснабжения // Электротехнические системы и комплексы. 2014. № 3 (24). С. 49-53.

95. Афанасьев, А.И. Оптимизация эксплуатационных режимов разомкнутых распределительных электрических сетей по напряжению и реактивной мощности / А.И. Афанасьев, В.И. Идельчик, В.Н. Ковалевич, Ю.Г. Кононов // Электричество. - 1995. - № 3. - С. 19-22.

96. Сергеев И.Э. Методы оптимизации режимов работы распределительных сетей с учетом обеспечения допустимого уровня отклонения напряжения. // Сборник трудов конференции: Проблемы развития современного общества. сборник научных статей 10-й Всероссийской национальной научно-практической конференции. Курск, 2025. С. 444-447.

97. Кубарьков Ю.П., Кулаев И.С. Оптимизация распределительных электрических сетей для улучшения стабильности напряжения и снижения потерь // Вестник Самарского государственного технического университета. 2016 № 1(49).

98. Юдин, А. А. Исследование алгоритма оптимизации электроэнергетических режимов по напряжению и реактивной мощности с использованием метода штрафных функций / А. А. Юдин // Энергетические системы. - 2017. - № 1. - С. 238-243.

99. Боев Д.В., Савенков А.В. Оптимизация режима по напряжению районной электрической сети. // Агротехника и энергообеспечение. 2025. № 1 (46). С. 12-16.

100. Гусев С.В., Коротков А.Б. Повышение качества регулирования напряжения путем оптимизации процесса выбора уставок автоматики регулирования напряжения автотрансформаторов на смежных объектах. // Сборник трудов конференции: Электроэнергетика глазами молодежи - 2016. Материалы VII

Международной молодёжной научно-технической конференции. В 3 т.. 2016. С. 186-189.

101. Неуймин В.Г., Машалов Е.В., Александров А.С., Багрянцев А.А., Максименко Д.М., Богданов С.С. Программный комплекс RastrWin3: руководство пользователя – изд. филиал ОАО «НИИПТ» «Системы управления энергией» г. Екатеринбург, 2012. – 344 с.

102. ГОСТ Р 57382-2017 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений.

103. ГОСТ 32144. — 2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

104. Паркачев К.Н., Тигунцев С.Г. Исследование эффективности применения устройства для изменения коэффициента трансформации силового трансформатора. // Сборник трудов конференции: Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. 2023. С. 325-330.

105. МЕТЦ Групп – Высоковольтное оборудование: подстанций, устройств, производство, обслуживание [Электронный ресурс] – Москва: ООО «МЕТЦ», 2026 – Режим доступа: https://www.vacem.ru/, свободный. – загл. с экрана. – яз. рус.,англ. (дата обращения: 22.12.2025).

Приложение А. Патенты и свидетельства о регистрации



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2752000

Способ изменения коэффициента трансформации силового трансформатора

Патентообладатель: ***Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Иркутский национальный исследовательский технический университет" (ФГБОУ ВО "ИРНИТУ") (RU)***

Авторы: ***Тигунцев Степан Георгиевич (RU), Копылова Валентина Вячеславовна (RU), Паркачев Кирилл Николаевич (RU)***

Заявка № **2021104057**
Приоритет изобретения **18 февраля 2021 г.**
Дата государственной регистрации
в Государственном реестре изобретений
Российской Федерации **21 июля 2021 г.**
Срок действия исключительного права
на изобретение истекает **18 февраля 2041 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2849439

Способ изменения коэффициента трансформации силового трансформатора

Патентообладатель: ***Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Иркутский национальный исследовательский технический университет" (ФГБОУ ВО "ИРНИТУ") (RU)***

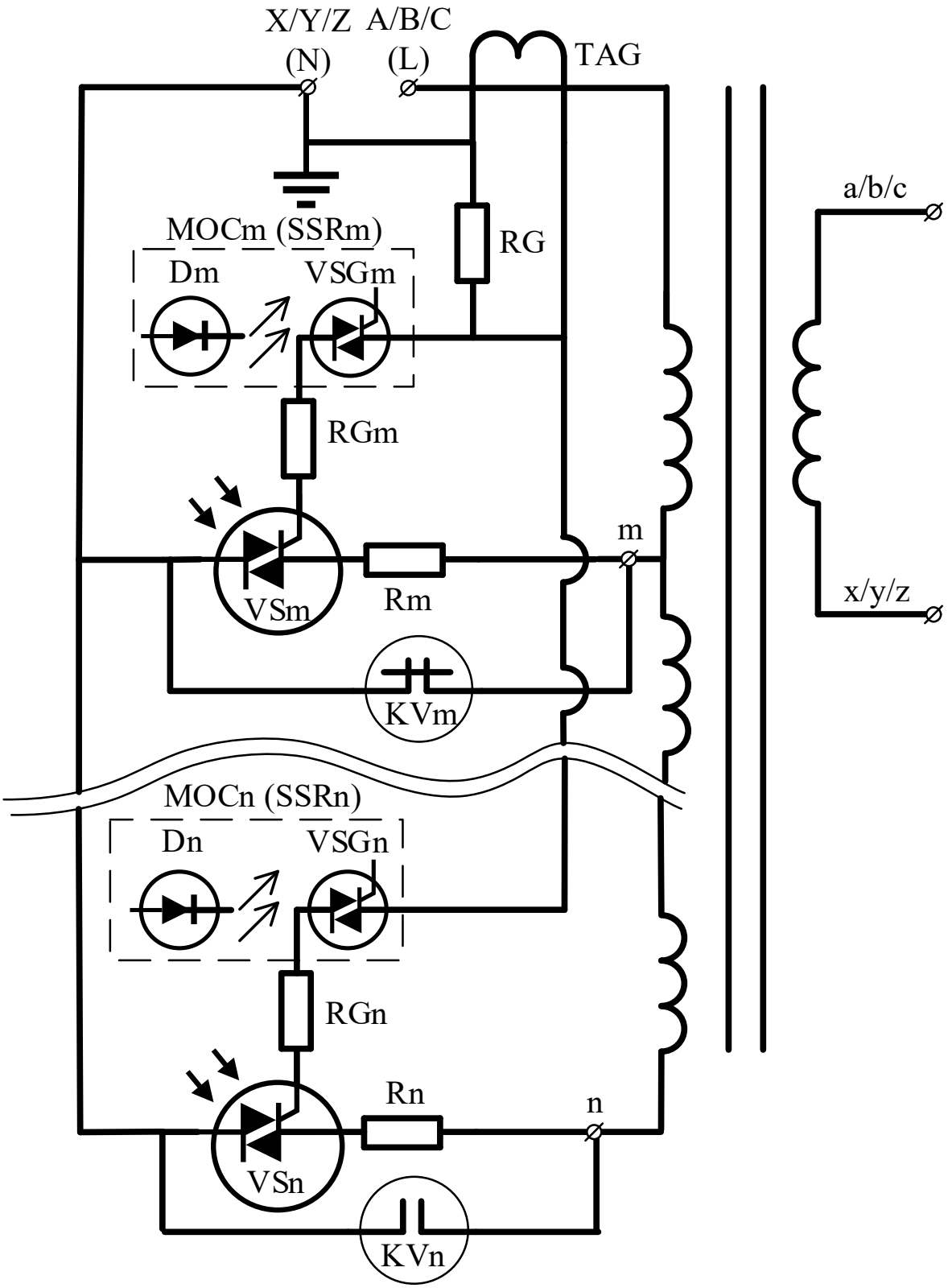
Авторы: ***Тигунцев Степан Георгиевич (RU), Паркачев Кирилл Николаевич (RU)***

Заявка № **2025108878**
Приоритет изобретения **10 апреля 2025 г.**
Дата государственной регистрации
в Государственном реестре изобретений
Российской Федерации **24 октября 2025 г.**
Срок действия исключительного права
на изобретение истекает **10 апреля 2045 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов

Приложение Б. Схема гальванической и оптической развязки цепей управления переключающего устройства трансформатора с токоограничивающими элементами



Расшифровка условных обозначений схемы Приложения Б к диссертации: a-x/b-y/c-z – вторичная обмотка трансформатора; A-X/B-Y/C-Z(L-N) – первичная обмотка трансформатора; n(m) – выводы регулируемой части обмотки трансформатора (отпайки); VSn(m) – электронные ключи; MOCn(m) – блоки оптопар (оптической развязки) в составе твердотельных реле SSRn(m) ;Dn(m) – светодиод оптической развязки твердотельного реле, подключаемый к модулю вывода дискретных сигналов (см. рисунок 2.50), VSGn(m) – оптический симистор (транзистор) оптической развязки твердотельного реле, осуществляющий непосредственную коммутацию управляющего сигнала; TAG – трансформатор тока, являющийся источником питания для управляющего сигнала (поддержание симисторов электронного ключа в открытом состоянии), который также осуществляет гальваническую развязку силовой части и цепей управления; RGm(n) – ограничительное сопротивление, определяемое величиной тока управления электронного ключа VSn(m); RG – сопротивление, необходимое для обеспечения постоянной замкнутости цепей трансформатора тока TAG (RG > RGn + RGm); Rn(m) – токоограничивающий резистор цепи электронного ключа; KVn(m) – силовой контакт вакуумного контактора, шунтирующего цепь электронного ключа.

Приложение В. Методика группового регулирования коэффициентов трансформации силовых трансформаторов

Основная суть предлагаемой методики группового (совместного) регулирования заключается в получении наиболее экономичного распределения перетоков реактивных мощности в электрической сети с точки зрения величины потерь электроэнергии путем изменения коэффициентов трансформации силовых трансформаторов электронными переключающими устройствами.

В общем случае для реализации предлагаемой методики необходимо выполнение ряда организационных и технических мероприятий, выполняемых в два этапа. На первом (подготовительном) этапе выполняются технические мероприятия, которые заключаются:

1) В определении границ групп трансформаторов, предполагаемых к регулированию в рамках методики по критериям, приведенным в разделе 3.1. настоящего исследования.

2) В приведении к полному работоспособному состоянию переключающих устройств трансформаторов выбранных групп с заменой механических ПБВ и РПН на электронные, переоснащение которыми было предложено в рамках данной работы (см. главы 2 и 4 настоящей диссертации).

3) В организации сопутствующих автоматизированных систем управления (аналогичных предложенным в подразделе 2.4.2. настоящей диссертации) на объектах электроэнергетики и каналов связи до диспетчерских центров, из которых предполагается выдача команд на изменение коэффициентов трансформации.

4) В создании и поддержании в актуализированном состоянии расчетной модели электрической сети (в программном комплексе расчета (оптимизации) режимов), включающей выбранные группы трансформаторов.

5) В двухсторонней интеграции оперативно-информационных комплексов диспетчерских центров и программных комплексов расчета (оптимизации) режимов в части функций передачи телеметрической информации

и приема расчетных (оптимальных) положений анцапф трансформаторов выбранных групп.

6) В настройке текущих параметров оптимизации и регулирования в программном комплексе расчета (оптимизации) режимов в части состава работающих трансформаторов и их автоматизированных систем с исключением из оптимизации источников реактивной мощности и производством расчет анцапф с округлением до коэффициентов трансформации сопоставимыми с реальным положением переключателя

На втором этапе реализации методики группового регулирования выполняются организационные мероприятия, которые состоят:

1) В получении данных телеметрии от объектов электроэнергетики в регламентированный промежуток времени и передачи ее от оперативно-информационного комплекса диспетчерского центра в программный комплекс расчета (оптимизации) режимов.

2) В оценке текущего уровня потерь в программном комплексе расчета (оптимизации) режимов по полученным данным телеметрии на актуальной расчетной модели электрической сети.

3) В расчете с оптимизацией режима по реактивной мощности (в программном комплексе расчета (оптимизации) режимов) электрической сети по критерию минимума потерь мощности следующей целевой функцией или ей аналогичной:

$$\Delta P(К_Т) = f(К_{Т1}, К_{Т2}, \dots К_{Тn}) \text{ (В. 1.)},$$

где: ΔP – величина суммарных потерь активной мощности, $К_Т$ – коэффициент трансформации трансформатора, n – количество трансформаторов в определенной группе участка электрической сети.

При нахождении минимума функции Б.1. следует учитывать следующие ограничения, которые также должны быть внесены в актуальную расчетную модель электрической сети:

$$U_{i(min)} \leq U_i \leq U_{i(max)}\ , I_{ij} \leq I_{ij(\text{длит.доп})}\ (\text{В.2.}),$$

где: U_i – напряжение в i-том узле, $U_{i(min)}$ и $U_{i(max)}$ – соответственно минимальное и максимальное напряжение в i-том узле, I_{ij} – ток в ветви i-j, $I_{ij(длит.доп)}$ – длительно допустимый ток в ветви i-j.

4) В отправке информации с измененными коэффициентами трансформации силовых трансформаторов из программного комплекса расчета (оптимизации) режимов в оперативно-информационный комплекс диспетчерского центра для подтверждения отдачи команды диспетчерским персоналом на выполнение переключения ПБВ и РПН.

5) Исполнение в АСУ ТП объекта электроэнергетики команд по изменению коэффициентов трансформации, полученных из диспетчерских центров по алгоритму, который предложен в подразделе 2.4.3. настоящей диссертации или аналогичному.

6) Отправка из АСУ ТП объекта электроэнергетики данных телеметрии в диспетчерский центр, подтверждающих исполнение полученных команд, а также информации с текущими измерении через регламентированный промежуток времени.

Описанная методика группового (совместного) регулирования может быть реализована с помощью модуля «Ввод режима в область допустимых значений» ПК RasrtrWin3 и оперативно-информационного комплекса «ОИК СК-11», функционирующих в диспетчерских центрах АО «СО ЕЭС» и центрах управления сетями ПАО «Россети». Отличительной особенностью предлагаемого развития методики является применение при оптимизации коэффициентов трансформации электронных переключающих устройств, которые позволяют производить изменение рабочего положения трансформатора в том числе и на трансформаторах ранее оборудованными устройствами ПБВ в режиме РПН, а также выполнение переключений с любой отпайки на любую не последовательно. Оценка эффективности внедрения методики приведена в третьей главе настоящей работы.

Приложение Г. Акт внедрения результатов диссертационного исследования

Сервис
Инжиниринг
Системс

ООО «ИСЦ»

Общество с ограниченной ответственностью
"Инженерно-сервисный центр"

ООО «ИСЦ»
664022, Иркутская обл., г. Иркутск, ул. Депутатская, д. 24
Тел./e-mail: 8(3952) 792-033, office isc@se-system.ru
Свидетельство о регистрации №1823
Выдано: Енисейским управлением Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.
Дата выдачи: 27.09.2024 г.
Срок действия: 12.01.2027 г.

УТВЕРЖДАЮ
И.о. технического директора
ООО «ИСЦ»
_____ Т.В. Ильин
«__» _____ 2026 г.
М.П.

АКТ
Об использовании результатов диссертационного исследования

Настоящим актом подтверждается, что результаты диссертационной работы Паркачева Кирилла Николаевича на тему: «Развитие и исследование методики группового регулирования коэффициентов трансформации силовых трансформаторов», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 2.4.3. «Электроэнергетика», были переданы для использования в проектной деятельности ООО «Инженерный-сервисный центр».

Рассмотрена возможность внедрения предложенной Паркачевым К.Н. методики группового регулирования коэффициентов трансформации силовых трансформаторов в рамках проектных и технических решений ООО «ИСЦ» по снижению потерь мощности в электрических сетях после реконструкции переключающих коэффициент трансформации узлов.

Полученные в диссертационной работе научные и практические результаты исследований могут быть применены в части рекомендаций по замене регулирующих коэффициент трансформации устройств в рамках проектирования при модернизации подстанций с установкой разработанных автором устройств переключения на эксплуатируемые собственником энергообъекта трансформаторы.

Приложение Д. Список сокращений и условных обозначений в диссертации

АСУТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

БД – база данных;

БСК – батарея статических конденсаторов;

ВДТ – вольтодобавочный трансформатор;

ВН – высокое напряжение

ДЦ – диспетчерский центр;

ИРМ – источники реактивной мощности;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

НН – низкое напряжение;

ОП – оптическая пара;

ОЭС – объединенная энергетическая система;

ПБВ – переключение без возбуждения;

ПК – программный комплекс;

ПС – подстанция;

РПН – регулирование под нагрузкой;

СУ – система управления;

ТС – телесигнал;

ТТР – твердотельное реле;

ТУ – команда телеуправления;

ЦУС – центр управления сетями;

ЭК – электронный ключ;

ЭДС – электродвижущая сила.