

На правах рукописи



ДЖОНОНАЕВ САЙЁД ГУЛМУРОДОВИЧ

**ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ ГОРНОЙ МЕЖСИСТЕМНОЙ
СВЯЗИ 500 кВ НА ПРИМЕРЕ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ
КЫРГЫЗСТАН – ТАДЖИКИСТАН**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и
электроэнергетические системы

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Новосибирск – 2019

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Новосибирский государственный технический университет».

Научный руководитель: **Красильникова Татьяна Германовна,**
доктор технических наук

Официальные оппоненты: **Сальников Василий Герасимович,**
доктор технических наук, профессор, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Сибирский государственный университет водного транспорта», г. Новосибирск, кафедра «Электроэнергетических систем и электротехники», профессор;

Наумкин Иван Егорович,
кандидат технических наук, Общество с ограниченной ответственностью «Болид», г. Новосибирск, отдел интеллектуальных электрических систем, начальник отдела, заместитель директора по науке.

Ведущая организация: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Сибирский федеральный университет», г. Красноярск.

Защита состоится «27» июня 2019 г. в 15:00 часов в конференц-зале на заседании диссертационного совета Д 212.173.01 при Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Новосибирский государственный технический университет» по адресу: 630073, г. Новосибирск, пр. Карла Маркса, 20.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Новосибирского государственного технического университета и на сайте организации www.nstu.ru

Автореферат разослан «__» _____ 2019 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
кандидат технических наук



Анатолий Анатольевич Осинцев

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования. Афганистан, Кыргызстан, Пакистан и Таджикистан подписали Соглашения о торговле электроэнергией и создании Регионального рынка электроэнергии в Центральной и Южной Азии (проект CASA – 1000), которые состоят в том, чтобы организовать экспорт электроэнергии из Кыргызстана и Таджикистана в Пакистан и Афганистан. Всего в рамках CASA в Афганистан и Пакистан планируется направить до пяти миллиардов кВт·ч электроэнергии. Предположительно, 70% электроэнергии будет поступать из Таджикистана, оставшиеся 30% – из Кыргызстана.

Преимущество данного проекта заключается в том, что у Таджикистана и Кыргызстана имеется высокий потенциал генерирующих мощностей за счет ГЭС, избыточная энергия может экспортироваться в Пакистан и Афганистан, так как острая нехватка электроэнергии в этих странах прогнозируется уже в обозримом будущем. Основным критерий оценки финансовой жизнеспособности и рентабельности проекта основывается на избытке экспортной энергии в стране даже при отсутствии наращивания генерации.

На первом этапе предполагается строительство высоковольтной линии электропередачи переменного тока 500 кВ Датка–Худжанд (Кыргызстан – Таджикистан) протяженностью 477 км, а затем линии постоянного тока Таджикистан – Афганистан – Пакистан (750 км). В странах Центральной Азии имеется достаточно избыточной электроэнергии, чтобы обеспечить загрузку этих ЛЭП даже без ввода новых вырабатывающих мощностей.

Надежность экспорта электроэнергии в страны Южной Азии зависит в значительной степени от надежного функционирования энергообъединения «Кыргызстан – Таджикистан», и при этом актуальным вопросом является исследование режимов горной межсистемной связи 500 кВ Кыргызстан – Таджикистан, способов ликвидации повреждений на линии, разработка мер по сохранению динамической устойчивости этого энергообъединения при авариях на межсистемной связи 500 кВ Кыргызстан – Таджикистан. К наиболее распространенным авариям на ВЛ 500 кВ относятся однофазные короткие замыкания (ОКЗ), доля которых превышает 90% от общего числа аварий. Порядка 70% однофазных КЗ являются неустойчивыми (дуговыми) и успешно ликвидируются при однофазном автоматическом повторном включении (ОАПВ), что значительно сокращает число возможных нарушений динамической устойчивости.

Степень разработанности темы исследования. Проблеме анализа динамической устойчивости энергообъединений посвящены работы отечественных и зарубежных ученых-классиков: П.С. Жданова, В.А. Веникова, Э. Кимбарка и Т. Лайбла. Мероприятия по повышению динамической устойчивости рассматриваются в работах С.А. Совалова, В.А. Семенова, В.А. Барина, Б.И. Иофьева, М.Г. Портнова, Р.С. Рабиновича, М.Л. Левинштейна, Н.И. Воропая, Ю.В. Хрущева, В.М. Чебана, А.Г. Фишова и других.

Проведенный автором обзор работ показывает, что вопросам разработки мер по сохранению динамической устойчивости уделено большое внимание. В тоже

время, очень важная в методическом и практическом плане проблема использования ОАПВ с учетом условий гашения вторичной дуги является недостаточно изученной.

Объект исследования – межсистемная связь 500 кВ Датка – Душанбе, объединяющая энергосистемы Кыргызстана и Таджикистана.

Предмет исследования – нормальные и аварийные режимы межсистемной связи 500 кВ «Кыргызстан – Таджикистан».

Целью диссертационной работы является исследование режимов горной межсистемной связи 500 кВ «Кыргызстан – Таджикистан» и способа ликвидации однофазных коротких замыканий.

Для достижения цели поставлены и решены следующие задачи:

1. Разработка устройства симметрирования нормального режима в нетранспонированной линии.
2. Создание методики для совместного анализа динамической устойчивости энергообъединения и режима на линии в паузу ОАПВ.
3. Учет особенностей осуществления ОАПВ в транспонированных и нетранспонированных линиях сверхвысокого напряжения (СВН).
4. Разработка способа осуществления адаптивного однофазного автоматического повторного включения (АОАПВ), повышающего надежность ликвидации аварий на линии.

Научная новизна диссертации:

1. Предложено техническое решение для симметрирования нормального режима, основанное на установке в нетранспонированной линии элементов взаимной индукции между крайними фазами.
2. Разработана методика для совместного анализа динамической устойчивости энергообъединения и режима на линии в паузу ОАПВ.
3. Предложен новый эффективный способ осуществления адаптивного ОАПВ, основанный на кратковременном одностороннем включении аварийной фазы со стороны промежуточной системы.

Практическая значимость работы:

1. Разработана программа для уточненного расчета токов дуги подпитки в паузу ОАПВ.
2. Даны рекомендации, которые могут быть использованы при возникновении аварийных режимов в межсистемной связи 500 кВ Кыргызстан – Таджикистан.
3. Предложено техническое решение по осуществлению ОАПВ в нетранспонированных линиях путем подключения к фазе, занимающей среднее положение, резервных реакторов, предусмотренных на линии.

Методы исследования. При выполнении исследований применялись: научно-техническое обобщение литературных источников по теме работы, методы теоретических основ электротехники и теории электрических цепей с распределенными параметрами, методы математического моделирования несимметричных процессов в линиях на основе теории матриц, а также основы общей теории переходных электромеханических процессов в электроэнергетических системах.

Положения, выносимые на защиту:

1. Использование транспозиции в линиях, сооружаемых в горной местности, требует применения дорогостоящих транспозиционных опор. Предлагаемые в работе элементы взаимной индукции, устанавливаемые по концам линии или в её средней части, позволяют симметризовать нормальный режим, не осуществляя транспозицию линии.

2. При использовании ОАПВ, как основной меры повышения динамической устойчивости, длительность паузы ОАПВ является искомым параметром, определяющим как успешное гашение вторичной дуги, так и устойчивый динамический переход. В работе предложена методика совместного анализа динамической устойчивости двухмашинного энергообъединения и режима на линии в паузу ОАПВ, что позволяет найти зависимость токов дуги подпитки от максимального угла δ и соответственно искомую паузу ОАПВ.

3. Предложенный способ осуществления адаптивного ОАПВ является наиболее простым и эффективным путем идентификации успешного гашения вторичной дуги.

Достоверность и обоснованность научных положений, выводов и рекомендаций подтверждается корректным использованием математического аппарата теории переходных электромеханических процессов в электрических системах и теории волновых процессов в линиях высокого напряжения, обоснованность которых доказана многолетней практикой их применения, а также основывается на программной реализации в среде Mathcad разработанной методики совместного анализа динамической устойчивости энергообъединения Кыргызстан – Таджикистан и режима на линии в паузу ОАПВ с использованием двух различных методов, дающих совпадающие результаты.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности. Диссертационная работа соответствует следующим пунктам Паспорта научной специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы»:

- пункт 6 – «Разработка методов математического и физического моделирования в электроэнергетике»;
- пункт 7 – «Разработка методов расчета установившихся режимов, переходных процессов и устойчивости электроэнергетических систем»;
- пункт 9 – «Разработка методов анализа и синтеза систем автоматического регулирования, противоаварийной автоматики и релейной защиты в электроэнергетике»;
- пункт 12 – «Разработка методов контроля и анализа качества электроэнергии и мер по его обеспечению».

Реализация работы. Разработки и рекомендации диссертационной работы, касающиеся функционирования энергообъединения Кыргызстан – Таджикистан в аварийных режимах, внедрены в ОАХК «Барки Точик» для использования при выборе путей решения проблемы, связанной с поставкой электроэнергии из Кыргызстана и Таджикистана в рамках Проекта по передаче и торговле электроэнергией Центральная Азия – Южная Азия (CASA – 1000), а также используются в учебном процессе Новосибирского государственного

технического университета по дисциплине «Практикум расчета и анализа режимов электроэнергетических систем».

Апробация работы. Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на : IV Международном молодёжном форуме «Интеллектуальные энергосистемы», Томский политехнический университет, 10 – 14 октября 2016 года в г. Томск (Российская Федерация); Международном научном семинаре имени Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики», организованном Институтом систем энергетики имени М.А. Мелентьева СО РАН совместно с Петербургским энергетическим институтом повышения квалификации и ОАО «Национальная энергетическая холдинговая компания» Кыргызской Республики, 11–15 сентября 2017 года в г. Чолпон-Ата (Кыргызская Республика); Международной научно-практической конференции «Независимость – основа развития энергетики страны», 22–23 декабря 2017 года в Хатлонской области (Республика Таджикистан); научно-практической конференции «Энергетика, экология, надёжность, безопасность», посвященной 25-летию Независимости Республики Таджикистан и 60-летию образования кафедры «Электрические станции» Таджикского технического университета имени академика М.С. Осими, 24 декабря 2016 года в г. Душанбе (Республика Таджикистан); научных семинарах кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы» Новосибирского государственного технического университета с 2015 по 2019 год в г. Новосибирск (Российская Федерация).

Личный вклад автора: Автором совместно с руководителем выполнены постановка целей и задач исследования. Автором самостоятельно выполнен обзор существующих способов симметрирования нормального режима в линиях СВН, методов расчета переходных электромеханических процессов и режимов на линиях СВН в паузу ОАПВ. Автором предложена методика для совместного анализа динамической устойчивости двухмашинного энергообъединения и режима на линии в паузу ОАПВ, а также новый эффективный способ осуществления адаптивного ОАПВ.

В работах, опубликованных в соавторстве, автору принадлежит формализация поставленных задач исследований, выбор методов их решения, проведение исследований, анализ и обобщение результатов.

Публикации по теме исследования. По результатам проведенных исследований опубликовано 11 печатных работ, в том числе 3 научные статьи в рецензируемых научных журналах, входящих в перечень рекомендованных изданий ВАК РФ; 1 статья, входящая в наукометрическую базу Web of Science; остальные 5 статей в сборниках международных и всероссийских конференций и сборнике научных трудов. Получены свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ и патент на изобретение.

Объем и структура работы. Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы из 107 наименований и одного предложения. Работа изложена на 148 страницах машинописного текста, который поясняется 87 рисунками и 10 таблицами.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы диссертации, сформулированы цель и задачи исследования, определены научная новизна, практическая ценность и достоверность результатов работы, описана структура диссертации в целом.

Первая глава посвящена общей характеристике энергосистем Кыргызстана и Таджикистана. Существующая система Кыргызской Республики в основном представлена объектами гидроэнергетики, при наличии тепловых электростанций, которые обеспечивают дополнительную энергию в сухие сезоны и пиковые периоды. Система гидроэлектростанций в основном представлена Токтогульской ГЭС (1200 МВт, 5110 ГВт·ч).

Существующая система Таджикистана в основном представлена объектами гидроэнергетики и несколькими тепловыми станциями, которые обеспечивают дополнительную энергию в сухие сезоны и пиковые периоды. Большая часть генерации в Таджикистане приходится на Нурекскую ГЭС (3000 МВт, 11650 ГВт·ч).

В регионе имеется около 6000 МВт экспортного излишка мощности, который почти всегда приходится на летние месяцы. При отсутствии планов по наращиванию генерации и повышению спроса за 10 лет этот избыток ожидается на уровне 2000 МВт.

Афганистан, Кыргызстан, Пакистан и Таджикистан подготовили соглашения о торговле электроэнергией и создании регионального рынка электроэнергии в Центральной и Южной Азии, которые состоят в том, чтобы организовать экспорт мощности из Кыргызстана и Таджикистана в Пакистан и Афганистан в объеме от 1000 МВт до 1300 МВт. Предполагается, что большую часть производимой электроэнергии будет использовать Пакистан, и около 300 МВт будет импортировать Афганистан.

В 2011 году компания «SNC-Lavalin International Inc.» подготовила технико-экономическое обоснование для региональной объединенной линии электропередачи. Проект основан на перспективном предположении присутствия достаточного избытка энергии для экспорта в странах севера, способных выступить в качестве обладателя высокого потенциала для экспорта электроэнергии в страны юга. Кроме того, основываясь на предположении, что затраты стран-экспортеров электроэнергии будут ниже долгосрочных предельных затрат стран-импортеров электроэнергии, следует считать, что региональное объединение сети линии электропередач будет разумным и выгодным капиталовложением.

Объединенная сеть высоковольтных линий постоянного тока между Таджикистаном, Афганистаном и Пакистаном имеет протяженность в 750 км, где предполагается установить конвертеры пропускной способностью 1300 МВт между Таджикистаном и Пакистаном, и конвертеры пропускной способностью 300 МВт и 1300 МВт в Афганистане. Схематическое изображение рекомендуемого проекта представлено на Рисунке 1.

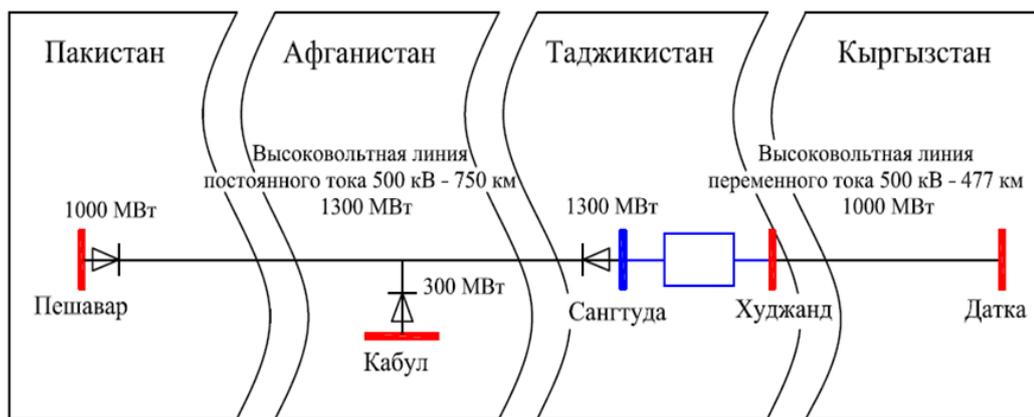


Рисунок 1 – Схема рекомендуемого проекта CASA

Прокладку высоковольтных линий электропередач постоянного тока планируется провести между подстанциями Сангтуда (Таджикистан), Кабул (Афганистан) и Пешавар (Пакистан), а прокладку высоковольтных линий переменного тока между подстанциями Датка (Кыргызстан) и Худжанд (Таджикистан). Стоимость поставки электроэнергии для четырех стран оценивается как 1,5 – 2,0 цент/кВт.ч для Таджикистана и Кыргызстана, 9,2 – 13,2 цент/кВт.ч для Пакистана и 6,0 цент/кВт.ч для Афганистана.

Концептуальная основа проекта основана на использовании существующей дешевой энергии странами-экспортерами. Таким образом, будет предпочтительней построить линию электропередачи с пропускной способностью 1300 МВт, что привлечет новых инвесторов в будущем. Соответственно увеличится выработка энергии, расширяя, тем самым, возможности проекта CASA по передаче электроэнергии и обуславливая необходимость построения дополнительных линий электропередачи.

На Рисунке 2 показана схема объединенной энергосистемы Кыргызстана и Таджикистана, обеспечивающая экспорт электроэнергии по передаче постоянного тока в Афганистан и Пакистан.

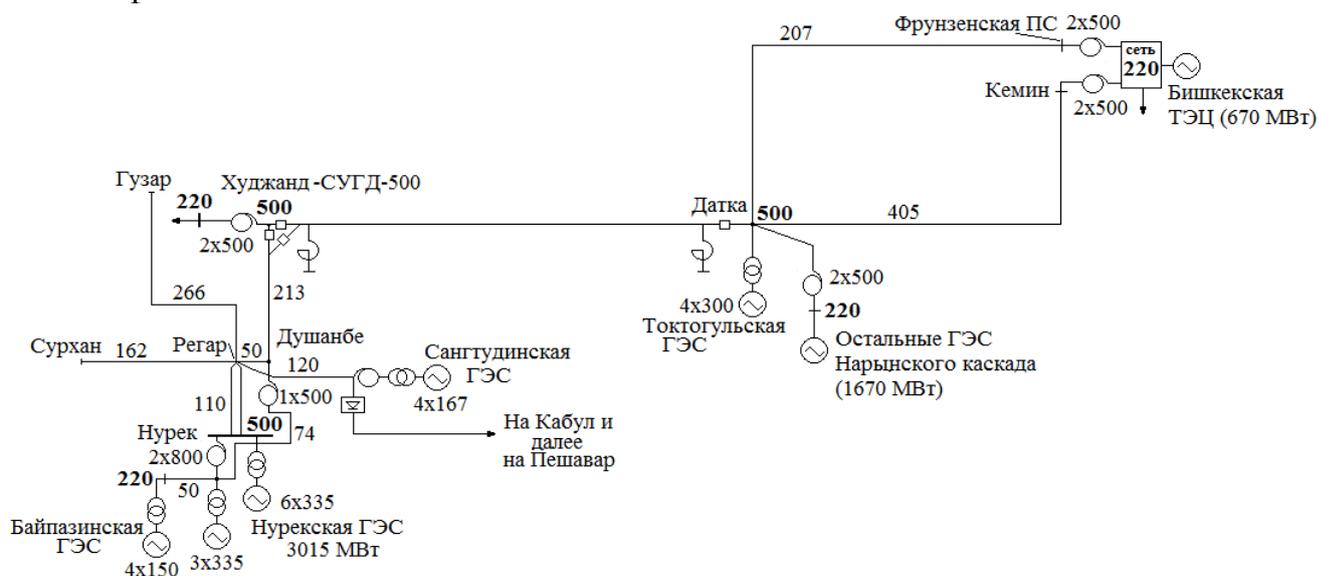


Рисунок 2 – Энергообъединение Кыргызстан – Таджикистан

Одним из условий надежного функционирования этого энергообъединения является сохранение его динамической устойчивости при авариях на связи 500 кВ Датка – Худжанд – Душанбе. К определяющим авариям на ВЛ 500 кВ относятся однофазные короткие замыкания (ОКЗ), доля которых превышает 90% от общего числа аварий. Порядка 70% ОКЗ является неустойчивыми (дуговыми) и успешно ликвидируются при однофазном автоматическом повторном включении (ОАПВ), что значительно сокращает число возможных нарушений динамической устойчивости.

Во второй главе приведены способы симметрирования нормального режима в линиях СВН. Особое внимание вопросам несимметрии уделяется при создании линий СВН, поскольку их длины на отдельных участках могут достигать 500 км. На традиционных линиях 500 кВ применяются, как правило, одноцепные опоры с горизонтальным расположением фаз. Негативные последствия от несимметрии параметров ВЛ СВН можно выявить, если воспользоваться простейшей схемой, изображенной на Рисунке 3, где ВЛ обеспечивает передачу мощности.

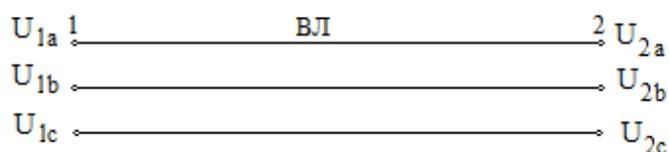


Рисунок 3 – Схема нетранспонированной ВЛ

Обычно нормируется допустимая величина коэффициентов несимметрии по напряжению обратной и нулевой последовательности в узловых пунктах в пределах 2%. Полагая, что в узле 1 задается симметричная система напряжений и токов, находим вектор напряжения в узле 2. Далее выделив прямую, обратную и нулевую последовательность этого вектора, определяем коэффициенты несимметрии по напряжению обратной и нулевой последовательностей

$$k_{22} = \frac{U_{22}}{U_{21}}, \quad k_{20} = \frac{U_{20}}{U_{21}}, \quad (1)$$

где U_{21} , U_{22} , U_{20} – напряжения прямой, обратной и нулевой последовательностей в узле 2.

Определяющими факторами по условиям несимметрии являются длина линии и расположение фаз на опоре. На Рисунке 4 приведены зависимости коэффициентов несимметрии для традиционной нетранспонированной линии в зависимости от её длины. Из этого рисунка видно существенное увеличение коэффициентов несимметрии по обратной последовательности с ростом длины линии. Напряжения нулевой последовательности оказываются значительно меньше напряжений обратной последовательности, т.е. несимметрия в электрической сети в основном определяется обратной последовательностью.

Сопоставление приведённых данных по несимметрии нетранспонированных линий с рекомендуемыми нормами показывает, что для ВЛ 500 кВ Душанбе – Худжанд длиной 213 км коэффициенты несимметрии практически находятся в норме, а для ВЛ 500 кВ Датка – Худжанд длиной 477 км коэффициент несимметрии обратной последовательности достигает почти 5% и поэтому необходимо принятие мер по ограничению несимметрии.

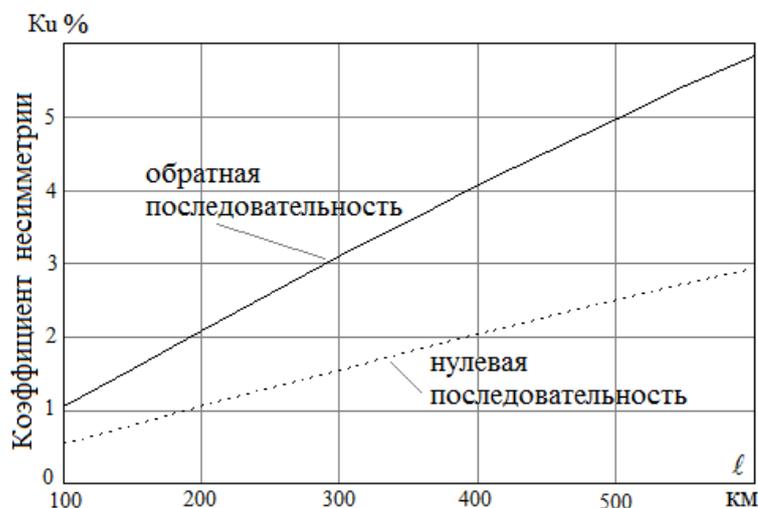


Рисунок 4 – Коэффициенты несимметрии для традиционной нетранспонированной трёхфазной ВЛ при различных длинах (500 кВ, 1000 МВт)

Для ограничения несимметрии обычно применяется транспозиция, как простой, надёжный и одновременно эффективный способ. Приведённые на Рисунке 5 результаты расчётов при наличии транспозиции показывают, что для длин линий в пределах 600 км коэффициенты несимметрии не выходят за границы рекомендуемого диапазона.

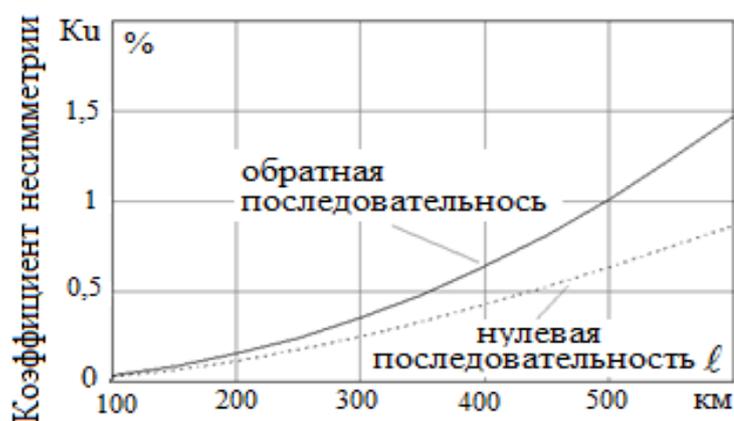


Рисунок 5 – Коэффициенты несимметрии для традиционной ВЛ СВН с одним циклом транспозиции (1000 МВт)

В тяжелых условиях прохождения трассы (горная или болотистая местность) транспозиционные опоры существенно усложняют и удорожают линию. Опыт эксплуатации линий показал, что наличие транспозиционных опор нежелательно, так как приводит к некоторому снижению надежности линии, затрудняет проведение профилактических испытаний и ремонтных операций на них. Опоры, на которых выполнена транспозиция, являются слабыми местами ВЛ.

В диссертации предлагается оригинальное решение для симметрирования параметров линии, которое приводит к упрощению конструкции трёхфазной линии и снижению её взаимного сопротивления. Суть решения состоит в том, что в линии, содержащей фазы с горизонтальным расположением в пространстве, симметрирование режима осуществляется за счет установки элементов взаимной индукции (ЭВИ) между крайними фазами либо по концам линии, либо в средней части линии (рисунок 6).

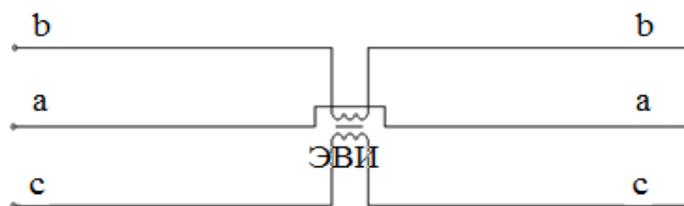


Рисунок 6 – Симметрирование режима при ЭВИ в средней части линии

В нетранспонированной линии существует значительное различие для сопротивлений взаимной индукции между крайними фазами и между средней фазой и крайними фазами

$$\Delta X_{\ell} = (X_{\max} - X_{\min}) \cdot \ell, \quad (2)$$

где X_{\max} – сопротивление взаимной индукции между средней и крайними фазами ($X_{ab} = X_{ac}$); X_{\min} – сопротивление взаимной индукции между крайними фазами (X_{bc}); ℓ – длина линии.

Это различие и является основной причиной несимметрии в линии. Включение ЭВИ в средней части линии (также как и по концам линии) выравнивает в целом для линии суммарные сопротивления взаимной индукции между фазами. Сопротивление ЭВИ выбирается так, чтобы обеспечить минимальный уровень несимметрии

$$X_{\text{ЭВИ}} = \xi \cdot \Delta X_{\ell}, \quad (3)$$

где ξ – множитель, при оптимальном значении которого имеет место минимальный уровень несимметрии.

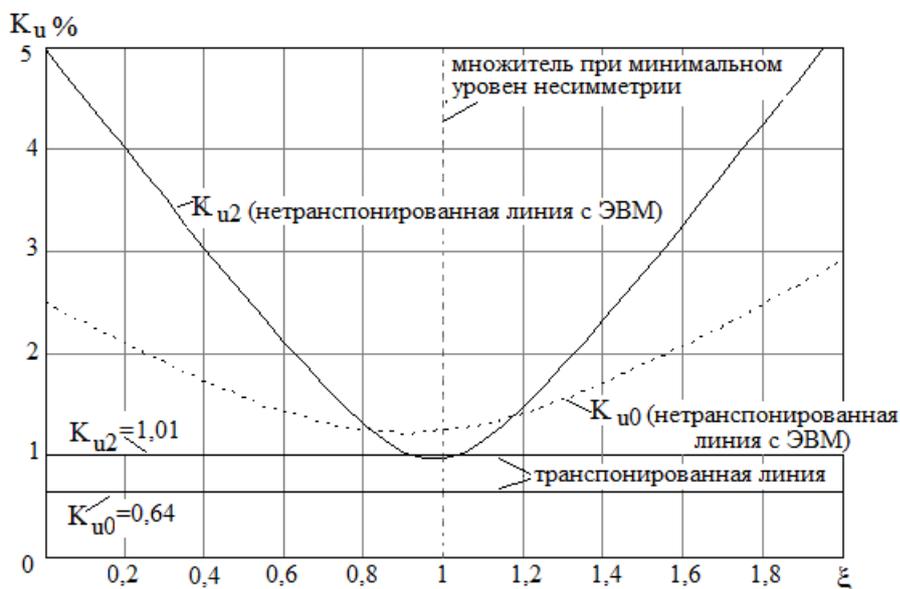


Рисунок 7 – Зависимости коэффициентов несимметрии от множителя ξ (1000 МВт, 500 км)

Как следует из Рисунка 7, коэффициенты по обратной последовательности для транспонированной и нетранспонированной (при использовании ЭВИ) линий находятся практически на одном уровне. Приняв, что в максимальном режиме работы линии передается натуральная мощность, найдем для линии напряжением 500 кВ и длиной 500 км мощность ЭВИ $Q_{\text{ЭВИ}} = 24$ Мвар. Установка ЭВИ вместо

использования транспозиционных опор обходится дешевле на 35 – 40%, что говорит об экономической эффективности данного способа при его технической привлекательности.

В третьей главе дается анализ динамической устойчивости при авариях на линиях 500 кВ, связывающих энергосистемы Кыргызстана и Таджикистана. На Рисунке 8 приведена расчетная схема энергообъединения, которая включает эквивалентные генераторы энергосистем Кыргызстана и Таджикистана, межсистемную связь 500 кВ, состоящую из двух каскадно-соединенных линий Датка – Худжанд и Худжанд – Душанбе, и узлы нагрузки в районах Датки, Худжанда и Душанбе. Согласно проекту CASA–1000 предполагается выдача из узла Датки максимальной мощности в размере 1000 МВт.

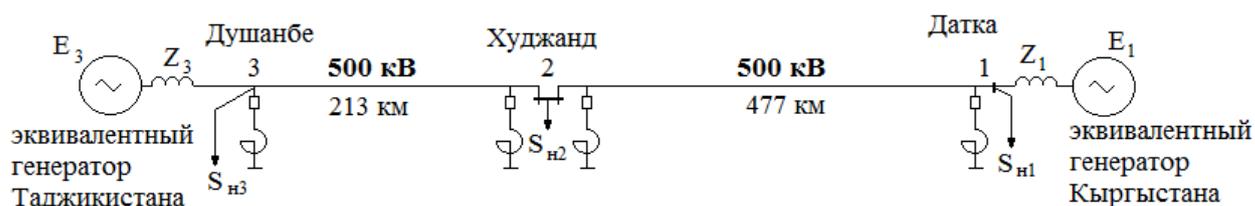


Рисунок 8 – Расчетная схема для анализа динамической устойчивости энергообъединения Кыргызстан – Таджикистан

Для выявления основных особенностей динамической устойчивости данного энергообъединения, включающего межсистемную связь 500 кВ, в первую очередь следует наметить расчётные случаи, отражающие условия её работы. Преобладающим видом аварий в ВЛ СВН являются однофазные КЗ (ОКЗ), доля которых превышает 90%. При этом значительная часть ОКЗ представляет неустойчивые дуговые аварии, которые могут быть успешно ликвидированы в цикле БАПВ или ОАПВ.

Если минимальная бестоковая пауза при БАПВ обычно принимается порядка 0,5 с, то в случае ОАПВ она зависит от величины токов дуги подпитки и может находиться в диапазоне 0,5–3,0 с. Поэтому представляет интерес проанализировать характер динамических переходов при использовании БАПВ и ОАПВ различной продолжительности и оценить, при каких условиях обеспечивается выдача 1000 МВт из узла Датки в направлении Таджикистана.

Особенности динамических переходов при расчётной аварии можно проследить с помощью угловых характеристик нормального режима, режима ОКЗ, АПВ (БАПВ или ОАПВ) и послеаварийного режима. При совместной работе, когда объединяемые системы характеризуются соизмеримыми мощностями, в качестве расчётной схемы следует использовать двухмашинную схему (рисунок 8), которая сводится к эквивалентной одномашинной системе

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{18000}{T_{J1\delta} \cdot S_{ном.э}} [P_{о.э} - P_{эм.э}(\delta, t)], \quad (4)$$

где δ – угол станции относительно ШБМ (град);

$T_{J1\delta}$ – базовая постоянная инерции системы 1 (с);

$S_{ном.э}$ – эквивалентная номинальная мощность систем 1 и 3 (МВА);

$P_{о.э}$ – эквивалентная мощность систем 1 и 3 в исходном режиме (МВт).

Эквивалентная электромагнитная мощность систем 1 и 3 соответственно определяется как

$$P_{\text{эм.э}}(\delta, t) = \Phi(t, 0, t_{\text{ОКЗ}}) \cdot P_{\text{Э.ОКЗ}}(\delta) + \Phi(t, t_{\text{ОКЗ}}, t_{\text{АПВ}}) \cdot P_{\text{Э.АПВ}}(\delta) + \Phi(t - t_{\text{АПВ}}) P_{\text{Э.н/а}}(\delta), \quad (5)$$

где $P_{\text{Э.ОКЗ}}(\delta)$, $P_{\text{Э.АПВ}}(\delta)$, $P_{\text{Э.н/а}}(\delta)$ – угловые характеристики соответственно в режимах ОКЗ, АПВ (БАПВ или ОАПВ) и послеаварийном режиме; $\Phi(t)$ – функция Хевисайда.

Угловые характеристики позволяют проанализировать характер динамического перехода, используя метод площадей. Для определения изменения угла генераторов станции во времени требуется решение уравнения движения (4) при начальных условиях $\delta = \delta_0$ при $t = 0$.

Использование автоматического регулирования возбуждения сильного действия является действенной мерой повышения статической устойчивости. На повышение динамической устойчивости заметное влияние оказывает форсировка возбуждения. Форсировочный режим продолжается на интервале $0 - t_f$, после чего происходит расфорсировка возбуждения, то есть переход к исходному состоянию.

Коэффициент, характеризующий изменение переходной ЭДС на всем интервале при форсировке и расфорсировке, соответственно определится

$$K'(t) = \frac{E'_q(t)}{E'_{q0}} = 1 + (K_f - 1) \left(1 - \frac{B_0}{A_0 E'_{q0}} \right) \left\{ \begin{array}{l} [\Phi(t) - \Phi(t - t_f)] (1 - e^{-at}) + \\ + \Phi(t - t_f) [e^{-a(t-t_f)} - e^{-at}] \end{array} \right\}, \quad (6)$$

где A_0 , B_0 , a – параметры схемы, соотношения для которых приведены в диссертации; K_f – коэффициент форсировки; $\Phi(t)$ – функция Хевисайда.

Анализ динамических переходов при ликвидации аварий на ВЛ Датка – Худжанд и ВЛ Душанбе – Худжанд в цикле БАПВ показал, что динамическая устойчивость нарушается. Приемлемой мерой для сохранения динамической устойчивости могло бы стать отключение части генераторов Токтогульской ГЭС. Как показали расчеты, для этой цели необходимо отключить не менее трех генераторов при ликвидации аварий на линии Датка – Худжанд и двух генераторов при ликвидации аварий на ВЛ Душанбе – Худжанд.

ОАПВ является эффективным способом повышения динамической устойчивости при ликвидации наиболее вероятных неустойчивых ОКЗ. На Рисунке 9 приведены угловые характеристики эквивалентной одномашинной системы для схемы Кыргызстан – Таджикистан для соответствующих режимов.

Расчет динамического перехода с использованием приведенных угловых характеристик показывает, что динамическая устойчивость может быть сохранена, если длительность паузы ОАПВ не превышает 0,65 с. При длительности паузы 1,1 с, требуемой по условию успешного гашения вторичной дуги, динамическая устойчивость нарушается. Как было сказано выше, возможной мерой для сохранения динамической устойчивости является

отключение части генераторов Токтогульской ГЭС. Как показали расчеты, в рассматриваемом случае достаточно отключить один генератор.

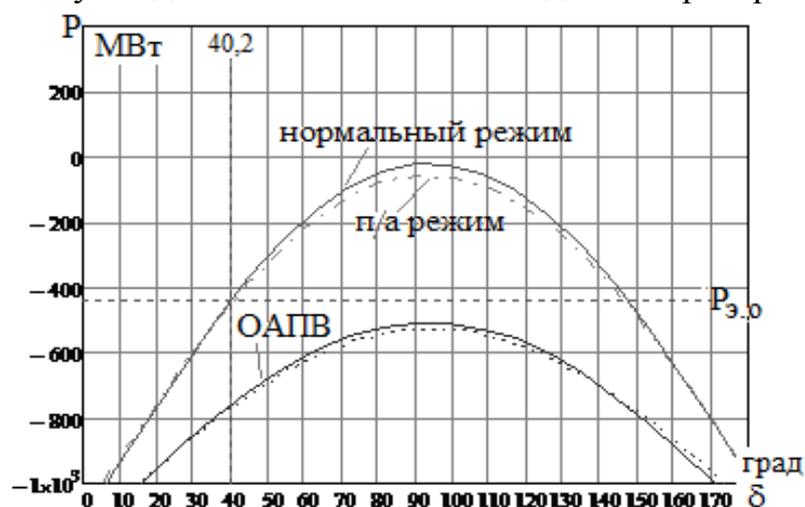


Рисунок 9 – Угловые характеристики в нормальном, аварийном и послеаварийном режимах при использовании ОАПВ

Более эффективной мерой повышения динамической устойчивости является форсировка возбуждения генераторов. Генераторы Токтогульской ГЭС оснащены АРВ сильного действия с двукратной форсировкой возбуждения. С использованием алгоритма моделирования АРВ генераторов, изложенного в работе,

на Рисунке 10 показан характер изменения коэффициентов, определяющих переходную ЭДС в режимах форсировки и расфорсировки.

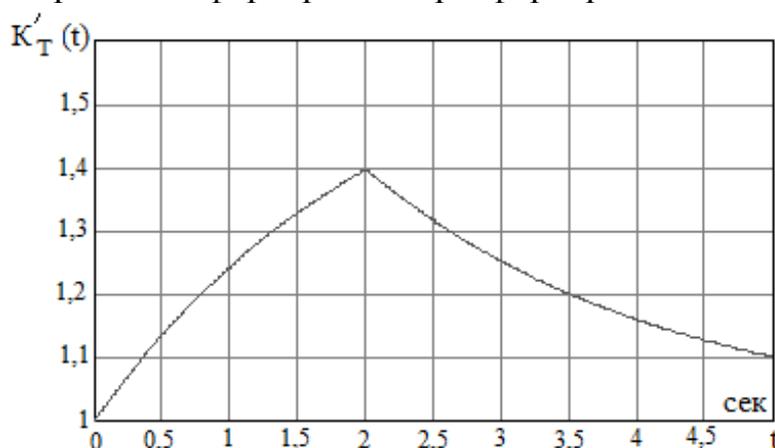


Рисунок 10 – Коэффициент, характеризующий изменение переходной ЭДС в режимах форсировки и расфорсировки для Токтогульской ГЭС

Динамический переход при использовании форсировки и расфорсировки возбуждения генераторов Токтогульской ГЭС оказывается устойчивым без отключения генератора.

Динамическая устойчивость при авариях на ВЛ Душанбе – Худжанд сохраняется при любой длительности паузы ОАПВ, в том числе и при длительности паузы 1,1 с, требуемой по условию успешного гашения вторичной дуги.

В четвертой главе рассмотрены особенности осуществления ОАПВ в транспонированных и нетранспонированных линиях 500 кВ с использованием четырехлучевых реакторов. В дальних электропередачах поток отказов практически полностью определяется авариями на линии в связи с большой её длиной. Возникающие на линии неустойчивые ОКЗ сопровождаются минимальными возмущениями на примыкающие системы, если они ликвидируются в цикле ОАПВ. В этом случае повреждённую фазу линии отключают с двух сторон, а затем через определенное время, так называемую бестоковую паузу, автоматически повторно включают.

Успешность ликвидации дуговых коротких замыканий в цикле ОАПВ, с одной стороны, определяется характеристикой дуги подпитки, возникающей в длинных воздушных промежутках, а с другой – эффективностью применяемых на линии способов снижения вторичных токов дуги и восстанавливаемых напряжений в месте горения дуги после её погасания. Осуществление ОАПВ в электропередачах переменного тока затрудняется наличием подпитки места короткого замыкания со стороны неотключенных фаз. Режимными параметрами, определяющими условия гашения вторичной дуги, являются: вторичный ток дуги (ВТД), протекающей в дуге до её гашения, I_d ; восстанавливающееся напряжение (ВН) в месте ОКЗ после погасания вторичной дуги.

По имеющимся данным среднее время горения вторичной дуги в основном зависит от величины установившегося ВТД. Зависимость бестоковой паузы ОАПВ от амплитуды вынужденной составляющей вторичного тока дуги с достаточной точностью аппроксимируется следующим выражением

$$t_{\text{пауз}}(I_d) = 0,5 - 1,67 \cdot 10^{-3} \cdot I_d + 2,78 \cdot 10^{-4} \cdot I_d^2, \quad (7)$$

где I_d – амплитуда вынужденной составляющей вторичного тока дуги, А.

Адекватное моделирование линии является необходимым условием для получения правильных результатов. В данной главе с использованием оригинального алгоритма проводится оценка эффективности ОАПВ с учетом реальной транспозиции. Режиму ОАПВ соответствует расчётная схема на Рисунке 11.

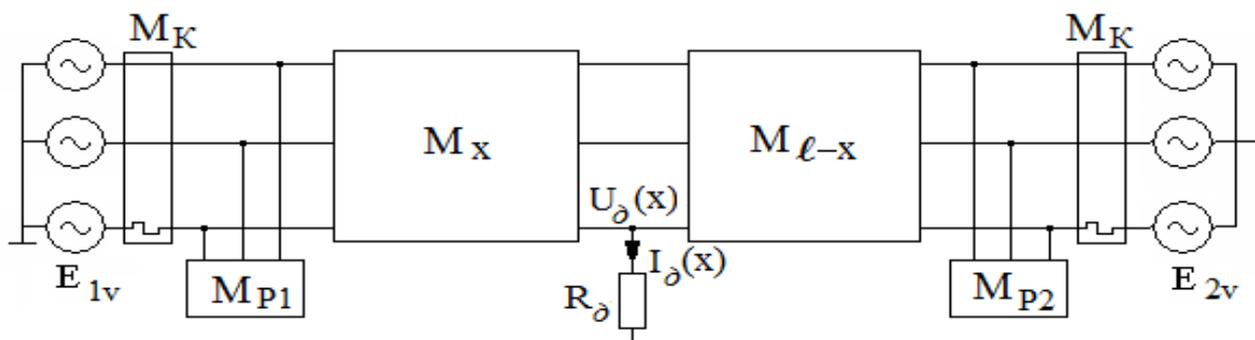


Рисунок 11 – Расчетная схема ЭП для определения ВН и ВТД при ОАПВ
Вектор фазных напряжений в месте дуги определяется выражением

$$\dot{U}_d(x)(R_d) = B_{x2} \cdot B_{12}(R_d)^{-1} \dot{E}_1 + B_{1x}^T \cdot \left(B_{12}(R_d)^{-1} \right)^T \cdot \dot{E}_2, \quad (8)$$

где $B_{1x}^T, (B_{12}(R_D)^{-1})^T$ – транспонированные матричные фазные коэффициенты от матричных фазных коэффициентов B_{1x} и $B_{12}(R_D)^{-1}$.

Матричные фазные коэффициенты в целом для схемы и для соответствующих частей линии относительно точки x определяются из соотношений

$$M_{12}(R_D) = \begin{vmatrix} A_{12}(R_D) & B_{12}(R_D) \\ C_{12}(R_D) & D_{12}(R_D) \end{vmatrix} = M_\kappa \cdot M_{p1} \cdot M_x \cdot M_D(R_D) \cdot M_{\ell-x} \cdot M_{p2} \cdot M_\kappa$$

$$M_{1x} = \begin{vmatrix} A_{1x} & B_{1x} \\ C_{1x} & D_{1x} \end{vmatrix} = M_\kappa \cdot M_{p1} \cdot M_x, \quad M_{x2} = \begin{vmatrix} A_{x2} & B_{x2} \\ C_{x2} & D_{x2} \end{vmatrix} = M_{\ell-x} \cdot M_{p2} \cdot M_\kappa. \quad (9)$$

В эти соотношения входит матрица коммутации M_κ , с помощью которой моделируются разрывы по концам линии

$$M_\kappa = \begin{vmatrix} 1_3 & R_\kappa \\ 0_3 & 1_3 \end{vmatrix}, \quad (10)$$

где $R_\kappa = \begin{vmatrix} R_a & 0 & 0 \\ 0 & R_b & 0 \\ 0 & 0 & R_c \end{vmatrix}$ – матрица коммутации третьего порядка.

Параметры шунтирующего реактора находятся согласно его обобщенной схеме

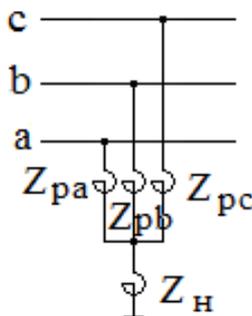


Рисунок 12 – Обобщенная схема шунтирующего реактора

Полная фазная матрица шунтирующего реактора имеет вид

$$M_p = \begin{vmatrix} 1_3 & 0_3 \\ Y_p & 1_3 \end{vmatrix}, \quad (11)$$

где $Y_p = Z_p^{-1}$, $Z_p = \begin{vmatrix} Z_{pa} + Z_n & Z_n & Z_n \\ Z_n & Z_{pb} + Z_n & Z_n \\ Z_n & Z_n & Z_{pc} + Z_n \end{vmatrix}$ – фазная матрица шунтирующего

реактора; $0_3 = \begin{vmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{vmatrix}$, $1_3 = \begin{vmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{vmatrix}$ – нулевая и единичная матрицы третьего порядка.

Полная фазная матрица дугового замыкания имеет вид

$$M_{\text{д}}(R_{\text{д}}) = \begin{vmatrix} 1_3 & 0_3 \\ G_{\text{д}}(R_{\text{д}}) & 1_3 \end{vmatrix}, \quad (12)$$

где $G_{\text{д}}(R_{\text{д}}) = \begin{vmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{R_{\text{д}}} \end{vmatrix}$ – фазная матрица при дуговом замыкании в расчетной

фазе «а» на первом шаге транспозиции.

Вектор-столбцы ЭДС по концам линии определяются как

$$\dot{E}_1 = \begin{vmatrix} \dot{E}_{1a} \\ \dot{E}_{1b} \\ \dot{E}_{1c} \end{vmatrix}, \quad \dot{E}_2 = \begin{vmatrix} \dot{E}_{2a} \\ \dot{E}_{2b} \\ \dot{E}_{2c} \end{vmatrix}. \quad (13)$$

Соответственно фазное напряжение в месте дуги найдётся

$$\dot{U}_{\text{дх}}(R_{\text{д}}) = \dot{U}_{\text{дх}}(R_{\text{д}})_{n,0}, \quad (14)$$

где n – соответствующее место проводимости дуги на главной диагонали фазной матрицы $G_{\text{д}}$ (0 или 1 или 2).

Далее определяется амплитуда тока дуги, оцененная в амперах

$$I_{\text{дх}}(R_{\text{д}}) = 10^3 \sqrt{2} \frac{\dot{U}_{\text{дх}}(R_{\text{д}})}{R_{\text{д}}}. \quad (15)$$

Заметим, что полагая в (8) $R_{\text{д}} \rightarrow \infty$ (практически достаточно принять $R_{\text{д}} = 10^6 \text{ Ом}$), найдём ВН на аварийной фазе после погасания дуги

$$\dot{U}_{\text{ВНх}} = \dot{U}_{\text{дх}}(R_{\text{д}} = 10^6). \quad (16)$$

Величина ВТД зависит от сопротивления вторичной дуги, которое является нелинейной функцией ВТД. Сопротивление дуги можно аппроксимировать следующим выражением

$$R_{\text{д}}(I_{\text{д}}) = \frac{A}{I_{\text{д}}^{\alpha}}, \quad (17)$$

где $\alpha = 1,4$, $A \approx 3,5 \cdot 10^5$ для ВЛ 500 кВ.

Длительность паузы успешного ОАПВ прогнозируется в пределах 0,5 – 1,0 с, если ВТД будет удовлетворять условию

$$I_{\text{д}} \leq 10 - 45 A_{\text{амн}}. \quad (18)$$

При этом следует учитывать создание допустимых условий работы ограничителей перенапряжения нелинейных (ОПН), расположенных по концам линии, в паузу ОАПВ. После погасания дуги начинается процесс восстановления напряжений на аварийной фазе, который имеет характер биений

$$U_{\text{ВН}}(t) = U_{\text{ВН}} \cdot K_{\sigma}(t), \quad (19)$$

где $U_{ВН}$ – действующее значение вынужденной составляющей напряжения в месте установки ОПН; $K_6(t)$ – коэффициент биений.

По условию безопасной работы ОПН повышения напряжений в режиме биений допускаются не более чем $1,55U_{\phi} - 1,45U_{\phi}$. Соответственно для класса напряжения 500 кВ допустимое вынужденное ВН составит

$$U_{ВН\text{доп}500} = 230\text{кВ}. \quad (20)$$

На основе приведенного выше алгоритма и оговоренных условий по гашению вторичной дуги проанализированы особенности осуществления ОАПВ в линиях 500 кВ Датка – Худжанд и Душанбе – Худжанд.

ВЛ Датка – Худжанд предполагается оснастить четырьмя реакторами, каждый мощностью 120 Мвар и максимальным рабочим напряжением 550 кВ, что обеспечивает 90%-ную компенсацию зарядной мощности линии.

Используя методику, предложенную в работе, для варианта транспонированной линии определяются параметры нейтрального реактора, при котором имеют место минимальные вторичные токи дуги (рисунок 13).

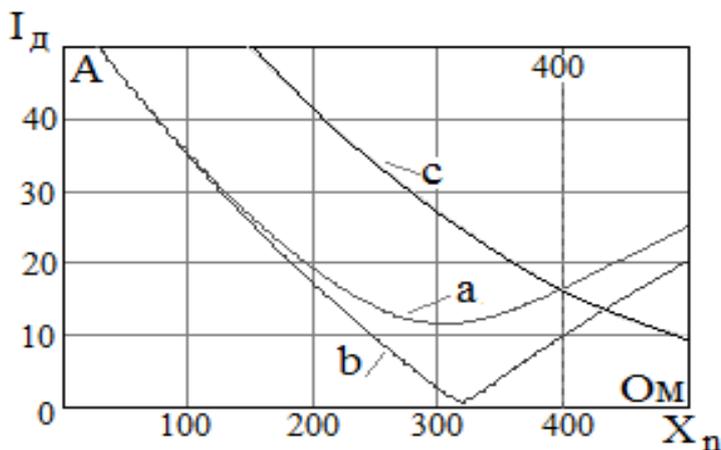


Рисунок 13 – Зависимость ВТД от сопротивления нейтрального реактора

Минимальные ВТД имеют место при сопротивлении нейтрального реактора в диапазоне 200 – 400 Ом. При этом в процессе динамического перехода угол δ достигает 100° . На Рисунке 14 показана зависимость ВТД от угла δ .

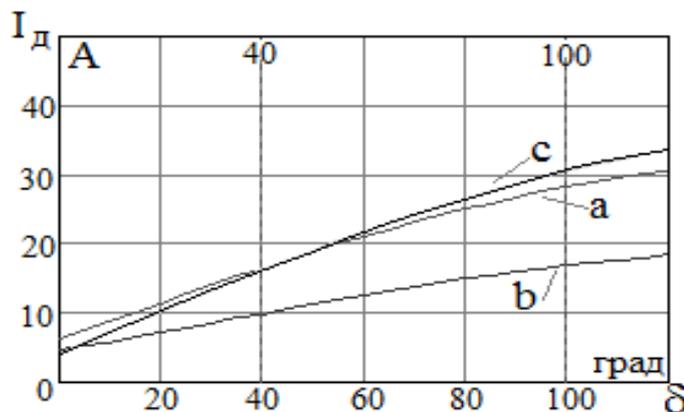


Рисунок 14 – Зависимость ВТД при отклонении угла δ

Как следует из расчётов, при максимальном угле отклонения ВТД составляет 33 А, и соответственно согласно (7) длительность паузы ОАПВ будет составлять 0,75 с. Проверка по допустимости ВН в режиме паузы ОАПВ показала, что ВН как в начале ВЛ, так и в её конце, где установлены ОПН, не превышают требуемый уровень.

Минимальные ВТД для варианта нетранспонированной линии имеют место при сопротивлении нейтрального реактора в диапазоне 200 – 400 Ом. Даже без учёта отклонения угла δ ВТД достигают 70 А и соответственно для их гашения требуется длительность паузы ОАПВ 1,75 с.

Снизить ВТД и соответственно сократить паузу ОАПВ можно за счёт подключения резервной фазы реактора к соответствующей фазе ВЛ, как это предложено в работе. При этом ВТД не превышают 50 А при любом возможном отклонении угла δ . Соответственно для гашения таких токов требуется длительность паузы ОАПВ 1,1 с. При таких паузах ОАПВ динамический переход оказывается неустойчивым и требуется отключение одного генератора.

Поскольку при отключении одного генератора на Токтогульской ГЭС длительность паузы по условию динамики не ограничивается, то возможны варианты как без использования резервной фазы, так и с её использованием. Однако по условию обеспечения допустимого уровня ВН вариант без использования резервной фазы недопустим, поскольку ВН как в начале ВЛ, так и в её конце, где установлены ОПН, превышают требуемый уровень.

Рассмотрение варианта с применением АРВ на генераторах Токтогульской ГЭС показало, что при использовании резервной фазы ВТД не превышают 48А. Соответственно пауза ОАПВ для самых неблагоприятных случаев при использовании одного резервного реактора не превышает 1,0 с. ВН для этого случая не превосходит допустимый уровень 230 кВ.

Существующая линия Душанбе – Худжанд оснащена двумя реакторами каждый мощностью 120 Мвар и максимальным рабочим напряжением 550 кВ, что обеспечивает 95% – ную компенсацию зарядной мощности линии. На линии отсутствует транспозиция.

Максимально возможные ВТД при отключенных шунтирующих реакторах на линии достигают 45 – 52 А, что требует для их гашения длительность паузы ОАПВ порядка 1,1 с. С другой стороны, по условиям динамической устойчивости нет ограничений на длительность паузы ОАПВ и поэтому данный вариант может быть успешно использован для ликвидации неустойчивых ОКЗ. ВН имеют незначительную величину, что характерно для линий без подключенных шунтирующих реакторов.

При подключении одного ШР (без использования резервных реакторов) в конце линии по условию гашения дуги паузу ОАПВ можно снизить до 0,9 с, хотя по условию динамики в этом нет необходимости. При этом можно отказаться от установки нейтрального реактора. ВН при одном подключенном реакторе также находятся в допустимых пределах.

При двух подключенных к линии реакторах обеспечивается дальнейшее снижение ВТД. Однако при этом на линии возникают резонансные условия независимо от величины сопротивления нейтрального реактора, так что ВН значительно превышают допустимый уровень (рисунок 15).

Таким образом, при осуществлении ОАПВ на линии Душанбе – Худжанд должен быть исключен режим с двумя реакторами, подключенными к линии.

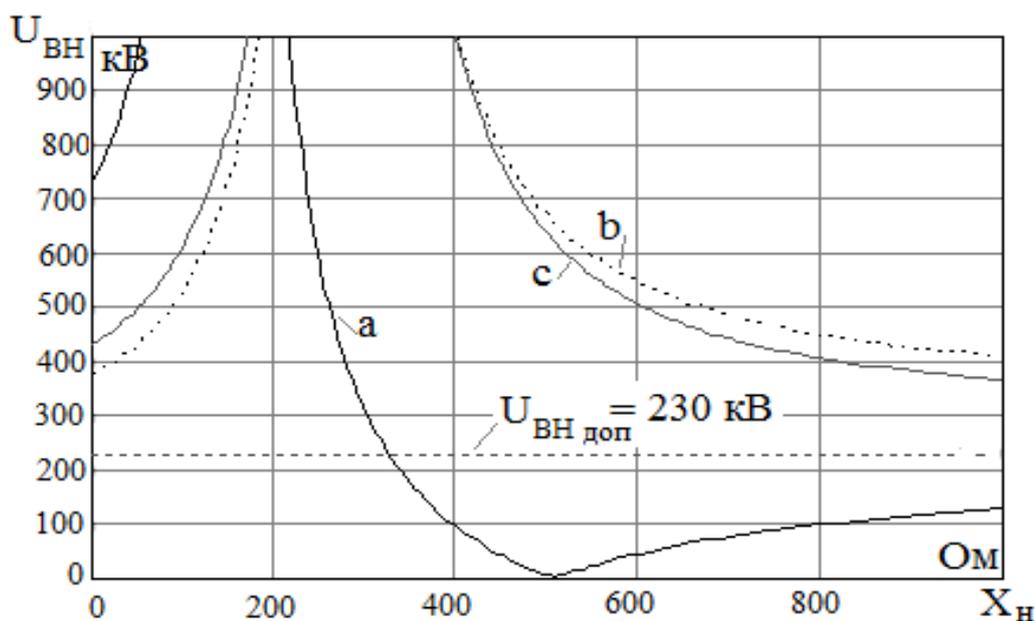


Рисунок 15 – Зависимость ВН от сопротивления нейтрального реактора

Как следует из проведенного анализа, ток дуги подпитки зависит от угла δ , изменяющегося в процессе динамического перехода, и соответственно длительность искомой паузы ОАПВ, определяющей характер динамического перехода, также зависит от угла δ

$$t_{\text{ОАПВ}} = t_{\text{ОАПВ}}(\delta). \quad (21)$$

Другими словами, длительность искомой паузы ОАПВ $t_{\text{ОАПВ}}$ и угол δ являются взаимосвязанными параметрами, совместный анализ которых позволяет найти зависимость токов дуги подпитки от максимального угла и соответственно искомую паузу ОАПВ.

Предлагаемая и используемая в данной работе методика совместного анализа динамической устойчивости двухмашинного энергообъединения и режима на линии в паузу ОАПВ представляет процедуру с определением зависимости токов дуги подпитки от максимальной величины угла, найденного в процессе динамического перехода, и соответственно искомую паузу ОАПВ (рисунок 16).



Рисунок 16 – Схема процедуры совместного анализа динамической устойчивости двухмашинного энергообъединения и режима на линии в паузу ОАПВ

В пятой главе предлагается способ осуществления адаптивного ОАПВ в ВЛ СВН. Бестоковая пауза ОАПВ, рекомендуемая на основе экспериментальных данных, выбирается из условий гашения вторичной дуги подпитки и последующей деионизации дугового промежутка. Однако истинное время гашения дуги зачастую бывает намного меньше, выбранного на основе экспериментальной кривой. Это обстоятельство снижает эффективность ОАПВ в силу завышенных воздействий противоаварийной автоматики. С другой стороны, при устойчивых ОКЗ или затянувшейся вторичной дуге не исключается неуспешное ОАПВ. По данным статистики 15–30% ОАПВ могут быть неуспешными, что увеличивает число воздействий токов КЗ на силовое и коммутационное оборудование.

Устройства, определяющие длительность паузы ОАПВ в соответствии с истинным временем существования дуги подпитки, называются устройствами адаптивного управления паузой ОАПВ, а ОАПВ, удовлетворяющее этому условию, названо адаптивным ОАПВ (АОАПВ).

Разработанные адаптивные ОАПВ снижают вероятность включения фазы на завершающей стадии ОАПВ на неустранившееся однофазное КЗ, но полностью не исключают такой ситуации. Так, например, в случае перекрытия одной из фаз в пролете на дерево дуга погаснет после отключения аварийной фазы, прочность промежутка восстановится, и адаптивное ОАПВ даст сигнал на включение фазы. Однако её включение приведёт к повторному перекрытию промежутка, поскольку

имеет место скрытое слабое место на линии, которое невозможно обнаружить путём применения известных способов адаптивного ОАПВ.

Способ АОАПВ, предложенный в работе, отличается простотой и позволяет с высокой степенью надёжности идентифицировать все возможные случаи неустранившегося однофазного КЗ.

Требуемое решение достигается тем, что после двустороннего отключения поврежденной фазы линии длительностью на выбранную паузу осуществляют кратковременное (в пределах 0,1 с) одностороннее включение аварийной фазы со стороны промежуточной системы, измеряют действующее значение тока этой фазы на включенном конце и сравнивают с заданной уставкой.

На Рисунке 17 приведена структурная схема устройства, реализующая предлагаемый способ.

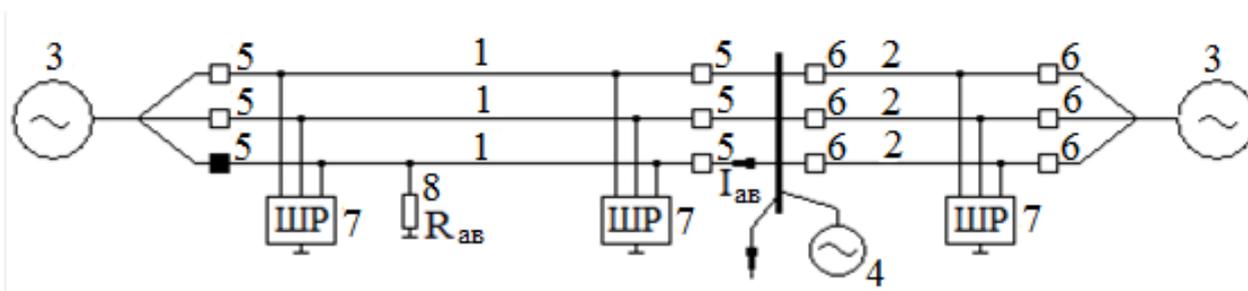


Рисунок 17 – Адаптивное ОАПВ линий электропередачи при наличии слабой промежуточной системы

Устройство содержит фазы линий 1 и 2, подсоединенные к системам 3 и 4 с помощью выключателей 5 и 6, при любом числе ШП 7 на линиях, включая и случай отсутствия ШП. На любой из фаз 1 возможно возникновение повреждения 8.

Способ осуществляется следующим образом. Двусторонне отключенная аварийная фаза 1 может находиться в одном из трёх состояний. При сопротивлении повреждения 8, $R_{ав} = R_{окз} \approx 10$ Ом имеет место неустранившееся ОКЗ, при $R_{ав} = R_{д} \approx 500$ Ом имеет место дуговое замыкание и при $R_{ав} \rightarrow \infty$ повреждение на фазе отсутствует. Однако в последнем случае, как уже было отмечено выше, нет полной гарантии, что АОАПВ будет успешным. Поэтому двусторонне отключенную аварийную фазу 1 включают односторонне со стороны промежуточной системы 4 с помощью выключателя 5, измеряют действующее значение тока этой фазы на включенном конце $I_{ав}$ и сравнивают с заданной уставкой $I_{уст}$. Если измеренный ток выше уставки $I_{ав} > I_{уст}$, то на фазе имеется короткое или дуговое замыкание, и дается команда на отключение линии. В противном случае замыкание на фазе отсутствует, и она успешно включается с другой стороны.

Заданная уставка по току выбирается из условия отстройки от наибольшего тока I_{max} , определяемого на односторонне включенном конце фазы при отсутствии повреждения

$$I_{уст} \geq I_{max} \cdot K_H \cdot K_{\chi}, \quad (22)$$

где $K_H = 1,1$, $K_{\chi} = 1,25$ – коэффициенты надежности и чувствительности.

В интервале длин 100-500 км в зависимости от числа ШР на линии уставка составляет не более 220 А для линий 500 кВ, в то время как возможный диапазон токов на включенном конце аварийной фазы при наличии ОКЗ или дуги составляет не менее 600 А, что почти в 3 раза превосходит уставку. Таким образом, имеет место надежная гарантия идентификации повреждения.

Включение со стороны промежуточной системы 4, мощность которой, как правило, существенно меньше, чем мощность примыкающих систем 3, характеризуется малыми токами короткого замыкания, если ОКЗ сохраняется на фазе, и поэтому не представляет опасности для оборудования.

Техническим результатом является обеспечение высокой степени надежности АОАПВ линий электропередачи при любом числе ШР на линии, включая и случай отсутствия ШР. Кроме того, способ гарантирует надежную идентификацию дугового повреждения, которое невозможно обнаружить на двусторонне отключенной аварийной фазе.

Условия осуществления АОАПВ в ВЛ Датка – Худжанд показаны на Рисунке 18. Существенное различие токов в начале линии в режимах успешного одностороннего включения аварийной фазы и одностороннего включения её на дуговое замыкание позволяет надёжно идентифицировать исход успешного гашения вторичной дуги.

Более эффективно идентификация успешного ОАПВ возможна по аргументу входного сопротивления относительно шин контролируемой фазы на промежуточной подстанции Худжанд.

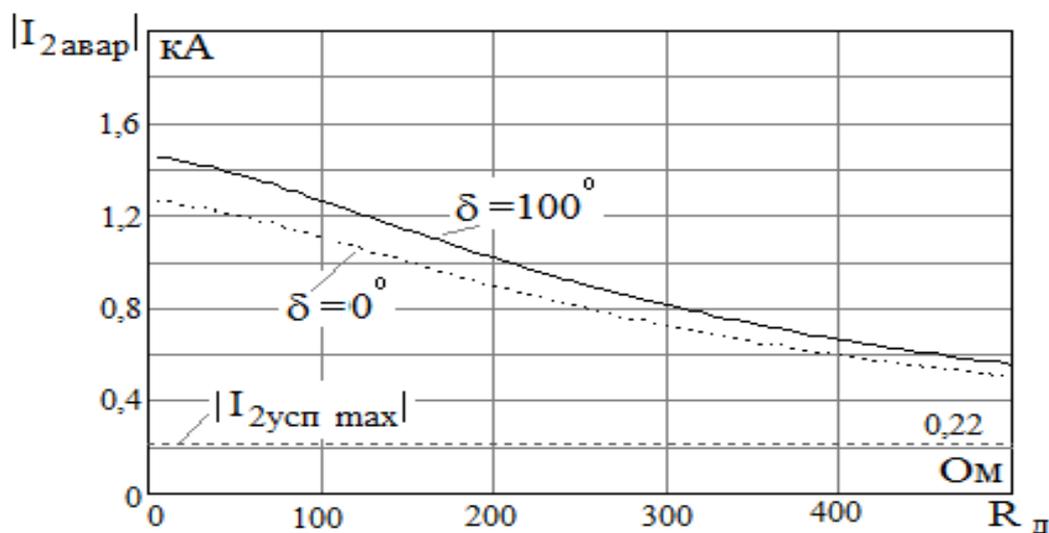


Рисунок 18 – Контролируемый ток в аварийной фазе со стороны Худжанда в зависимости от сопротивления дуги со стороны разомкнутого конца на односторонне включенной ВЛ Худжанд – Датка

Одностороннее включение со стороны Худжанда по условию воздействия тока ОКЗ на примыкающую систему со стороны Душанбе не представляет опасности, поскольку этот ток близок к току нормального режима.

Все сказанное относительно осуществления АОАПВ на ВЛ Датка – Худжанд остается справедливым при осуществлении АОАПВ на ВЛ Душанбе – Худжанд путем одностороннего включения линии со стороны Худжанда.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

1. Предложено техническое решение для симметрирования нормального режима в нетранспонированной линии, основанное на установке в средней части или по концам линии элементов взаимной индукции между крайними фазами.
2. Разработана методика для совместного анализа динамической устойчивости энергообъединения Кыргызстан – Таджикистан и режима на линии в паузу ОАПВ, позволяющая найти зависимость токов дуги подпитки от максимальной величины угла δ и соответственно искомую паузу ОАПВ.
3. Предложен новый эффективный способ осуществления адаптивного ОАПВ, основанный на кратковременном одностороннем включении аварийной фазы со стороны промежуточной системы.
4. Разработана программа для уточненного расчета токов дуги подпитки в паузу ОАПВ (получено свидетельство о государственной регистрации).
5. Предложено техническое решение по осуществлению ОАПВ в нетранспонированных линиях путем подключения к фазе, занимающей среднее положение, резервных реакторов, предусмотренных на линии.
6. Даны рекомендации, которые могут быть использованы при возникновении аварийных режимов в межсистемной связи 500 кВ Кыргызстан–Таджикистан.

ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ:

Публикации в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК:

1. **Джононаев, С. Г.** Сравнительный анализ способов ликвидации неустойчивых однофазных коротких замыканий в нетранспонированных линиях сверх- и ультравысокого напряжения [Текст] / Т. Г. Красильникова, С. Г. Джононаев // *Электричество*. – 2017. – №11. – С. 22–29.
2. **Джононаев, С. Г.** Влияние длительности паузы ОАПВ на пропускную способность электропередачи по условию динамической устойчивости / Т. Г. Красильникова, С. Г. Джононаев [Текст] // *Научный вестник Новосибирского государственного технического университета*. – 2017. – № 2.(67) – С. 163–176.
3. **Джононаев, С. Г.** Ликвидация неустойчивых однофазных коротких замыканий в транспонированных линиях в цикле ОАПВ с использованием автоматического шунтирования фазы [Текст] / С. Г. Джононаев // *Научный вестник Новосибирского государственного технического университета*. - 2018.- №3 (72).-С.157-174.

Публикации, входящие в наукометрическую базу данных Web of Science:

4. **Jononaev, S. G.** Effect of duration of the pause single-phase auto-reclosing on electro-power transmission capacitance [Text] / T. G. Krasil'nikova, S. G. Jononaev // *E3S Web of Conferences*. – 2017. – Vol. 25: Methodological problems in reliability study of large energy systems (RSES 2017), Kyrgyzstan, Bishkek. – Art. 01009 (4 p.).

Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ:

5. **Джононаев, С. Г.** Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2019614474 «Расчет ВТД и ВН в режиме паузы ОАПВ в линиях переменного тока» / Ш.А. Бобоев, Т. Г. Красильникова, С. Г. Джононаев // *Дата государственной регистрации в Реестре программ для ЭВМ 05.04.2019 г.*

Патент на изобретение:

6. Патент 2018113195 Российская Федерация, МПК H02H 3/06. Способ адаптивного однофазного автоматического повторного включения линий электропередачи / Т. Г. Красильникова, С. Г. Джононаев; заявитель и патентообладатель: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Новосибирский государственный технический университет», заявл.11.04.2018 г.; опубликован 28.03.2019 г.

Публикации в российских изданиях:

7. **Джононаев, С. Г.** Способы ликвидации однофазных коротких замыканий в воздушных линиях сверхвысокого напряжения [Текст] / Т. Г. Красильникова, С. Г. Джононаев // Сборник научных трудов Новосибирского государственного технического университета. – 2016. – № 2 (84). – С. 116–130.

Материалы международных и всероссийских конференций:

8. **Джононаев, С. Г.** О влиянии различных факторов на восстанавливающихся напряжения и вторичный ток дуги при однофазном автоматическом повторном включении воздушной линии сверхвысокого напряжения / С. Г. Джононаев // Материалы IV международного молодёжного форума «Интеллектуальные энергосистемы», ТПУ, Томск, 10–14 октября. 2016. – Томск, 2016. – Т. 3.–С. 9–19.

9. **Джононаев, С. Г.** Влияние продолжительности паузы ОАПВ на пропускную способность электропередачи / Т. Г. Красильникова, С. Г. Джононаев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Сборник научных трудов 89 заседания Международного научного семинара имени Ю.Н. Руденка. – Издательство: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, 2017. – С. 112–120.

10. **Джононаев, С. Г.** Анализ токов дуги подпитки и восстанавливающихся напряжений в идеально транспонированной ВЛ при ОАПВ с использованием четырехлучевых реакторов / Т. Г. Красильникова, С. Г. Джононаев // Электроэнергетика, гидроэнергетика, надёжность и безопасность: материалы республик. научно-практ. конф., Душанбе, 24 декабря 2016 г. / Таджикский технический университет имени академика М.С. Осими. – Душанбе, 2016. – С. 29–32.

11. **Джононаев, С. Г.** Анализ восстанавливающихся напряжений и вторичных токов дуги при реальной транспозиции линий при ОАПВ с использованием автоматического шунтирования фазы /Т. Г. Красильникова, С. Г. Джононаев, М. А. Балаев // Независимость – основа развития энергетики страны: материалы междунар. научно-практ. конф., 22–23 декабря 2017 г. / Республика Таджикистан.–Душанбе: Изд-во ИЭТ, 2017.–С.313–318.

Отпечатано в типографии

Новосибирского государственного технического университета
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20 тел./факс (383) 346-08-57

Формат 60 X 84/16, объем 1.5 п. л., тираж 100 экз.

заказ № 819 подписано в печать 26.04.2019 г.