

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

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

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук
Красильникова Татьяна Германовна

Новосибирск – 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СЕТИ 500 кВ МЕЖДУ КЫРГЫЗСТАНОМ И ТАДЖИКИСТАНОМ.....	12
1.1 Общая характеристика энергосистем Кыргызстана и Таджикистана	12
1.2 Проект по передаче и торговле электроэнергией Центральная Азия – Южная Азия (CASA–1000)	17
Выводы	22
2 СПОСОБЫ СИММЕТРИРОВАНИЯ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА В ЛИНИЯХ СВЕРХВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ	23
2.1 Симметрирование режима путем транспозиции линии.....	23
2.2 Симметрирование режима линии с помощью элементов взаимной индукции	30
2.2.1. Установка элементов взаимной индукции по концам линии.....	32
2.2.2 Установка элементов взаимной индукции в средней части линии	34
2.3 Техничко-экономическое сопоставление вариантов симметрирования нормального режима.....	36
Выводы	37
3 АНАЛИЗ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ПРИ АВАРИЯХ НА ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ 500 кВ, СВЯЗЫВАЮЩЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ КЫРГЫЗСТАНА И ТАДЖИКИСТАНА	38
3.1 Постановка задачи.....	38
3.1.1 Приведение двухмашинной системы к эквивалентной одномашинной системе	39
3.1.2 Угловые характеристики эквивалентной одномашинной системы в нормальном и аварийном режиме	40
3.1.3 Моделирование автоматического регулирования возбуждения генераторов гидроэлектростанции	50
3.2 Анализ динамических переходов при быстродействующем автоматическом повторном включении	54

3.2.1	Авария на воздушной линии Датка – Худжанд	54
3.2.2	Авария на воздушной линии Душанбе – Худжанд	56
3.3	Анализ динамических переходов при однофазном автоматическом повторном включении	59
3.3.1	Авария на воздушной линии Датка – Худжанд	59
3.3.2	Авария на воздушной линии Душанбе – Худжанд	66
	Выводы	67
4	ОСОБЕННОСТИ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ОДНОФАЗНОГО АВТОМАТИЧЕСКОГО ПОВТОРНОГО ВКЛЮЧЕНИЯ В ТРАНСПОНИРОВАННЫХ И НЕТРАНСПОНИРОВАННЫХ ЛИНИЯХ 500 кВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЧЕТЫРЕХЛУЧЕВЫХ РЕАКТОРОВ.....	68
4.1	Обоснование расчётных схем и алгоритмов для анализа восстанавливающихся напряжений и вторичных токов дуги в транспонированных воздушных линиях	68
4.1.1	Анализ восстанавливающихся напряжений и вторичных токов дуги при идеальной транспозиции	71
4.1.2	Алгоритм для определения восстанавливающихся напряжений и вторичных токов дуги при однофазном автоматическом повторном включении в линиях с реальной транспозицией	77
4.2	Обоснование расчётных схем и алгоритмов для анализа восстанавливающихся напряжений и вторичных токов дуги в нетранспонированных воздушных линиях.....	86
4.3	Определение требуемой паузы однофазного автоматического повторного включения по условию гашения вторичных токов дуги в воздушной линии 500 кВ Датка – Худжанд и Душанбе – Худжанд	91
4.3.1	Однофазное автоматическое повторное включение на воздушной линии Датка – Худжанд	91
4.3.2	Однофазное автоматическое повторное включение на воздушной линии Душанбе – Худжанд.....	100

4.4 Методика совместного анализа динамической устойчивости двухмашинного энергообъединения и режима на линии в паузу однофазного автоматического повторного включения.....	104
Выводы	106
5 РАЗРАБОТКА СПОСОБА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ АДАПТИВНОГО ОДНОФАЗНОГО АВТОМАТИЧЕСКОГО ПОВТОРНОГО ВКЛЮЧЕНИЯ В ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ СВЕРХВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ	107
5.1 Общие положения	107
5.2 Описание предлагаемого способа осуществления адаптивного однофазного автоматического повторного включения.....	110
5.3 Максимальные токи однофазного короткого замыкания, воздействующие на примыкающие системы со стороны Датки и Душанбе.....	112
5.4 Условия осуществления адаптивного однофазного автоматического повторного включения в воздушной линии Датка – Худжанд	114
5.4.1 Успешное одностороннее включение аварийной фазы	115
5.4.2 Одностороннее включение аварийной фазы на устойчивое однофазное короткое замыкание или дуговое замыкание	118
5.5 Условия осуществления адаптивного однофазного автоматического повторного включения на воздушной линии Душанбе – Худжанд.....	123
5.5.1 Успешное одностороннее включение аварийной фазы	123
5.5.2 Одностороннее включение аварийной фазы на устойчивое однофазное короткое замыкание или дуговое замыкание	126
Выводы	131
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	132
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	133
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	134
ПРИЛОЖЕНИЕ А АКТЫ ВНЕДРЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ.....	147

ВВЕДЕНИЕ

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 [1]. Предполагается, что большую часть экспортируемой электроэнергии будет использовать Пакистан, около четверти от общего количества будет импортировать Афганистан.

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, так как острая нехватка электроэнергии в этом государстве прогнозируется уже в обозримом будущем. Основной критерий оценки финансовой жизнеспособности и рентабельности проекта основывается на избытке экспортной энергии в стране даже при отсутствии наращивания генерации.

Предполагается построить линию электропередачи постоянного тока с пропускной способностью 1300 МВт из Таджикистана в направлении Афганистана, что привлечет новых инвесторов в будущем, и соответственно увеличится выработка энергии. Возможности проекта CASA расширятся, обуславливая необходимость построения дополнительных линий электропередачи, объединяющих энергосистемы Кыргызстана и Таджикистана.

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

распространенных авариям на ВЛ 500 кВ относятся однофазные короткие замыкания (ОКЗ), доля которых превышает 90% от общего числа аварий. Порядка 70% ОКЗ являются неустойчивыми (дуговыми) и успешно ликвидируются при однофазном автоматическом повторном включении (ОАПВ), что значительно сокращает число возможных нарушений динамической устойчивости.

Степень разработанности темы. Проблеме анализа динамической устойчивости энергообъединений посвящены работы отечественных и зарубежных ученых – классиков: П.С. Жданова, В.А. Веникова, Э. Кимбарка и Т. Лайбла [1– 6]. 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 [7–16].

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 [17] с учетом изменения угла в процессе динамического перехода, влияющего на гашение вторичной дуги, является недостаточно изученной.

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

Предметом исследования являются нормальные и аварийные режимы межсистемной связи 500 кВ Кыргызстан – Таджикистан.

Связь темы диссертации с общенаучными (государственными) программами и плановыми исследованиями. Тема диссертации соотносится с темой исследования «Проект по передаче и торговле электроэнергией Центральная Азия – Южная Азия (CASA – 1000)», выполненного в 2011 году компанией «SNC Lavalin» [1].

Целью 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 СВН.
4. Разработка способа осуществления адаптивного ОАПВ, 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:

1) на IV Международном молодёжном форуме «Интеллектуальные энергосистемы», Томский политехнический университет, 10 – 14 октября 2016 года в г. Томск (Российская Федерация);

2) на Международном научном семинаре имени Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики»,

организованном Институте 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);

3) на Международной научно-практической конференции «Независимость – основа развития энергетики страны», 22–23 декабря, 2017 года в Хатлонской области (Республика Таджикистан);

4) на 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);

5) на 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 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 результатам исследований опубликовано 9 печатных работ, в том числе 3 научных 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.

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

1 ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СЕТИ 500 кВ МЕЖДУ КЫРГЫЗСТАНОМ И ТАДЖИКИСТАНОМ

1.1 Общая характеристика энергосистем Кыргызстана и Таджикистана

Существующая система Кыргызской Республики в основном представлена объектами гидроэнергетики (2910 МВт, 80%), при наличии тепловых электростанций (710 МВт, 20%), которые обеспечивают дополнительную энергию в сухие сезоны и пиковые периоды (таблица 1.1). Тепловая система в основном представлена ТЭЦ Бишкек и небольшим вкладом Ошской ТЭЦ. Эти установки старые и с очень высокими переменными затратами, в основном они используются в зимний период. Однако используемое на тепловых станциях оборудование достаточно старое и стоимость генерации на ТЭЦ очень высокая, чтобы рассматривать тепловую систему в качестве возможного источника экспорта.

Система гидростанций в основном представлена Токтогульским водохранилищем и ГЭС (1200 МВт, 5110 ГВт·ч). Станции, расположенные ниже по течению, получают воду из турбин Токтогула в качестве регулируемого притока и вырабатывают значительное количество годовой энергии (7 235 ГВт·ч).

Таблица 1.1 – Существующая система гидростанций Кыргызстана

Название станции	Тип	Установленная Мощность (МВт)	Годовая выработка (ГВт·ч)
Токтогул	Водоохранилище	1200	5 110
Курпсай	Русловая ГЭС	800	3 315
Ташкумыр	Русловая ГЭС	450	1 895
Шамалдысай	Русловая ГЭС	240	935
Учкурган	Русловая ГЭС	180	950
Ат-баши	Русловая ГЭС	40	140
Всего		2910	12 345

Обобщенные параметры энергосистемы Кыргызской Республики на современном уровне представлены в Таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Система Кыргызстана в 2016 году – установленная мощность и годовая выработка

Тип	Установленная мощность (МВт)	Годовая выработка (ГВт·ч)
ГЭС	3030	13 145
Тепловые станции	710	3 590
Всего	3740	16 735

На Рисунке 1.1 приведена принципиальная схема Кыргызской энергосистемы, которая включает две ВЛ 500 кВ: Датка – Фрунзенская ПС и Датка – Кемин.

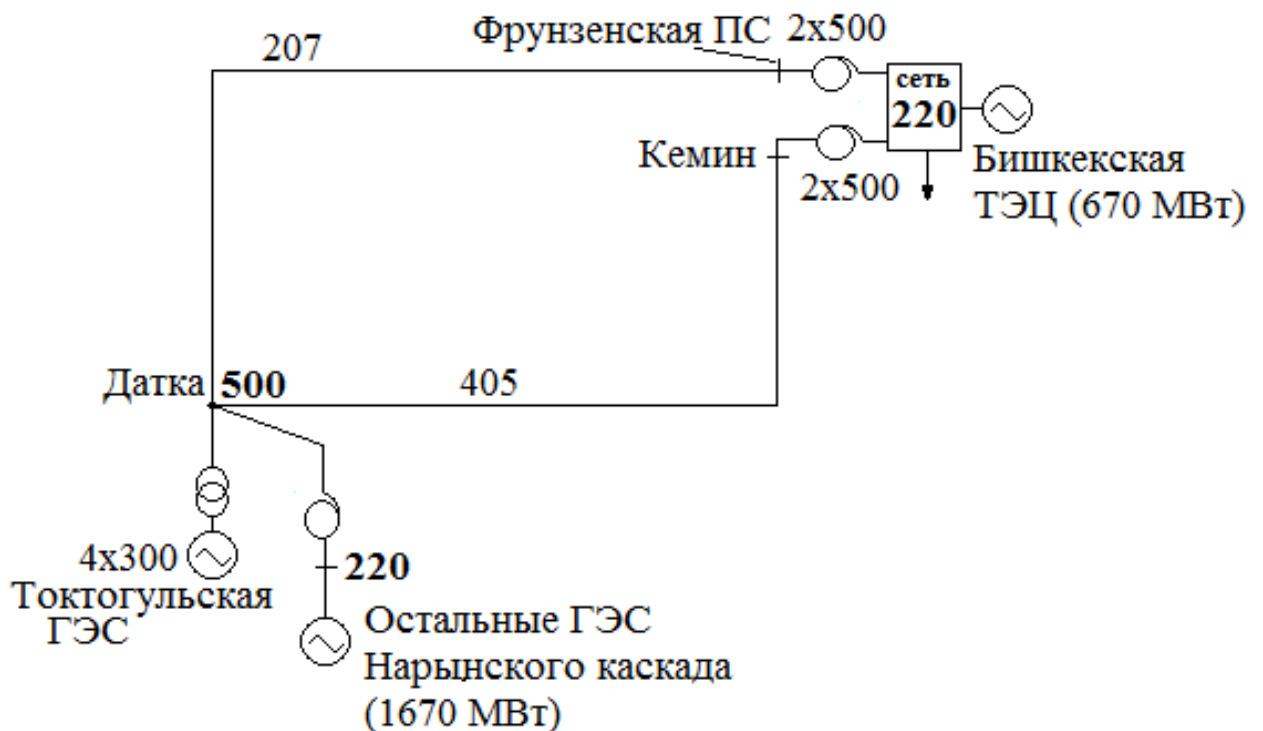


Рисунок 1.1 – Принципиальная схема Кыргызской энергосистемы

Существующая система Таджикистана в основном представлена ГЭС (4925 МВт, 92%), и несколькими тепловыми станциями (418 МВт, 8%), которые обеспечивают дополнительную энергию в сухие сезоны и пиковые периоды (таблица 1.3).

Большая часть генерации в Таджикистане приходится на Нурекскую ГЭС (3000 МВт, 11 650 ГВт·ч). Выпуск из Нурекского водохранилища регулирует приток станций, расположенных ниже по течению, которые вырабатывают около 7 715 ГВт·ч ежегодно. Станция Кайракум имеет свое собственное водохранилище и вырабатывает 755 ГВт·ч.

Таблица 1.3 –Существующая система гидростанций Таджикистана

Название станции	Тип	Установленная мощность, (МВт)	Годовая выработка (ГВт·ч)
Нурек	Водоохранилище	3000	11 650
Байпази	Русловая ГЭС	600	2 525
Сангтуда–1	Русловая ГЭС	670	2 970
Сангтуда–2	Русловая ГЭС	220	955
Головная	Русловая ГЭС	240	960
Перепад	Русловая ГЭС	30	250
Центральная	Русловая ГЭС	15	50
Кайракум	Водоохранилище	126	755
Варзоб	Русловая ГЭС	25	205
Всего		4925	20 320

Обобщенные параметры энергосистемы Таджикистана на современном уровне представлены в Таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Система Таджикистана в 2016 году – установленная мощность и годовая выработка

Тип	Установленная мощность (МВт)	Годовая выработка (ГВт·ч)
ГЭС	5120	20 475
Тепловые станции	418	2 150
Всего	5538	22 625

На Рисунке 1.2 приведена принципиальная схема Таджикской энергосистемы, которая включает несколько ВЛ 500 кВ: Нурек – Регар, Регар – Сурхан, Регар – Гузар, Регар – Душанбе, Душанбе – Худжанд, Душанбе – ПС Сангтуда (планируется).

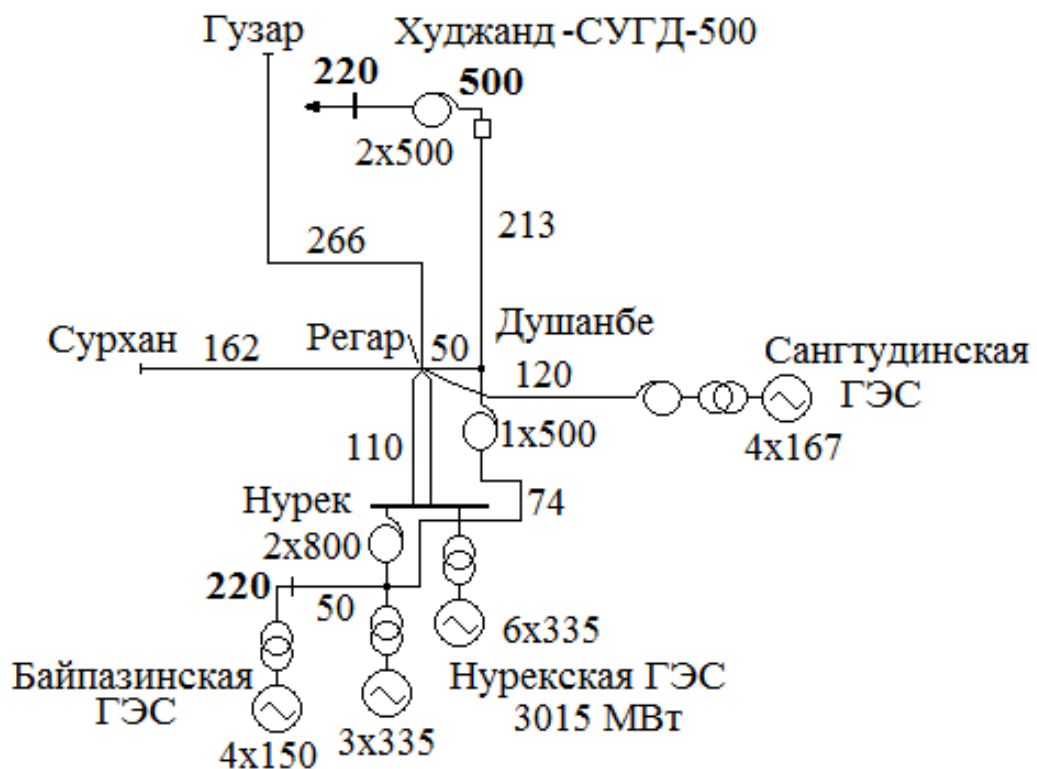


Рисунок 1.2 – Принципиальная схема Таджикской энергосистемы

По данным [1] при отсутствии наращивания генерации и повышении внутренней потребности избыток в кыргызской системе будет изменяться, как показано на Рисунке 1.3. В начале горизонта исследования в кыргызской системе

имеется около 2,15 ГВт годового избытка. Однако к 2035 году из Кыргызской Республики может экспортироваться менее 0,4 ГВт в год.

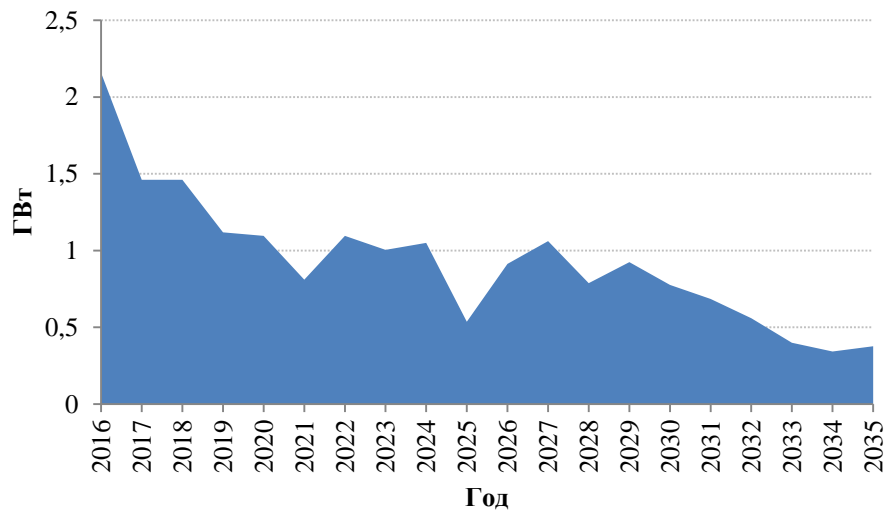


Рисунок 1.3 – Среднегодовой избыток Кыргызской Республики (ГВт)

При отсутствии наращивания генерации избыток в системе Таджикистана будет падать, как показано на Рисунке 1.4. В начале горизонта исследования в таджикской системе имеется около 3,75 ГВт годового избытка. Однако к 2035 году из Таджикистана может экспортироваться только немногим более 0,5 ГВт мощности в год.

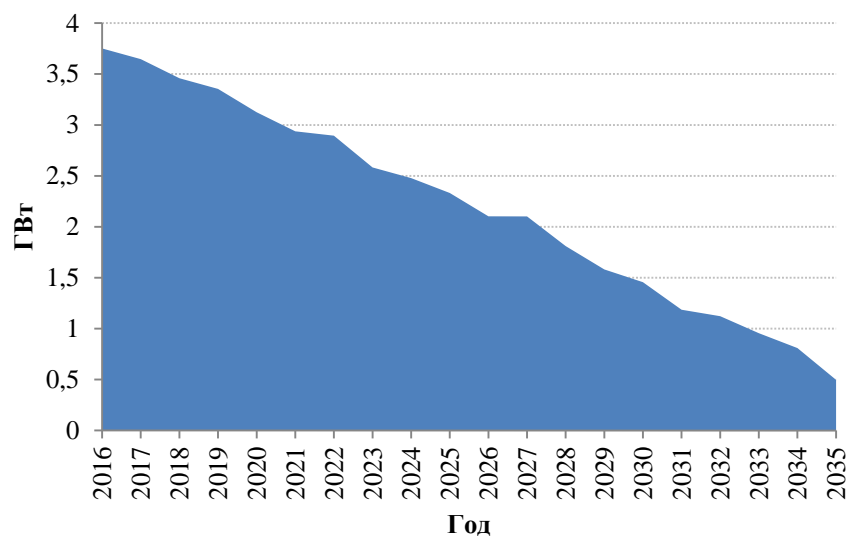


Рисунок 1.4 – Среднегодовой избыток Таджикистана (ГВт)

На Рисунке 1.5 показана величина общего годового избытка.

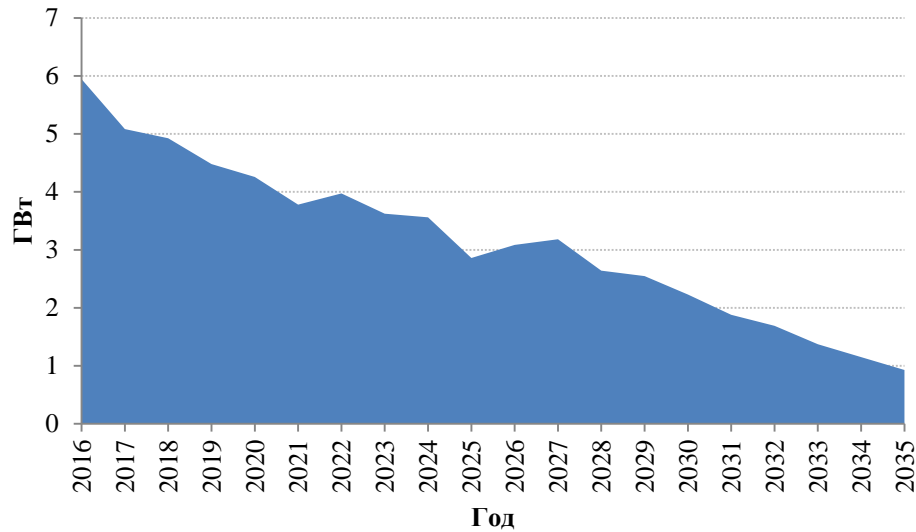


Рисунок 1.5 – Общий среднегодовой избыток Кыргызстана и Таджикистана

В регионе имеется около 6,0 ГВт экспортного излишка мощности, который почти всегда приходится на летние месяцы. При отсутствии планов по наращиванию генерации и повышению спроса за 20 лет этот избыток падает ниже 0,9 ГВт.

1.2 Проект по передаче и торговле электроэнергией Центральная Азия – Южная Азия (CASA–1000)

Афганистан, Кыргызская Республика, Пакистан и Таджикистан подписали Соглашение о торговле электроэнергией и создании Регионального рынка электроэнергии в Центральной и Южной Азии, которое состоит в том, чтобы организовать экспорт мощности из Кыргызской Республики и Таджикистана в Пакистан и Афганистан в объеме от 1000 МВт·ч до 1300 МВт·ч. Предполагается, что большую часть производимой электроэнергии будет использовать Пакистан, и около четверти от общего количества 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 1.6.

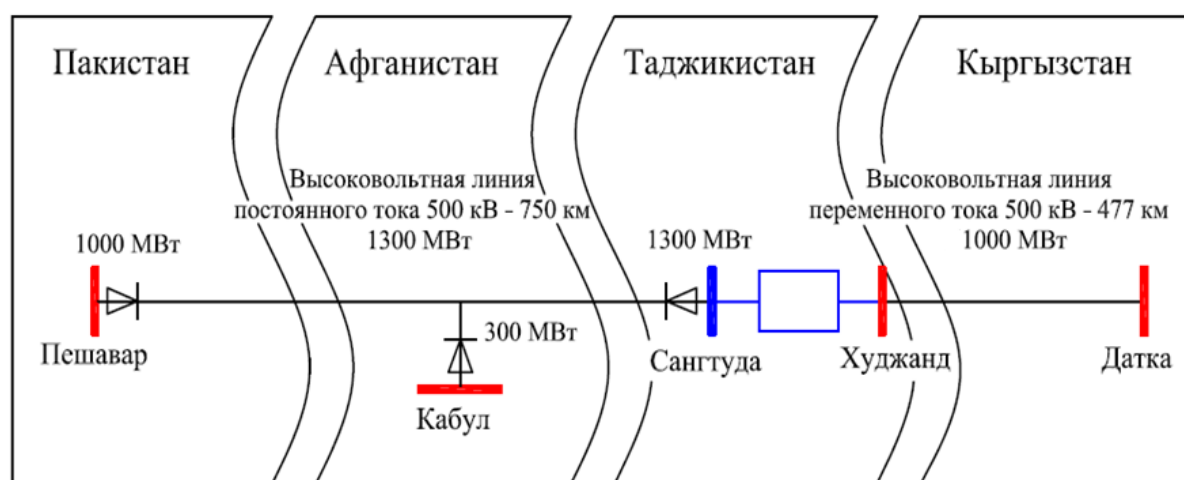


Рисунок 1.6 – Схема рекомендуемого проекта CASA

Рекомендованная трасса прокладки линий электропередач по проекту CASA представлена на Рисунке 1.7.



Рисунок 1.7 – Предлагаемая трасса прокладки линии электропередачи по проекту
CASA

Прокладку высоковольтных линий электропередач постоянного тока планируется провести между подстанциями Сангтуда (Таджикистан), Кабул (Афганистан) и Пешавар (Пакистан), а прокладку высоковольтных линий электропередачи переменного тока между подстанциями Датка (Кыргызстан) и Худжанд (Таджикистан).

Общая стоимость рекомендованного проекта составляет 873 млн. долл. США за минусом процентов за время строительства. Проценты за время строительства ведут к дополнительному увеличению общей стоимости проекта на

80 млн. долл. США. Проект был признан экономически выгодным при учетной ставке 10%.

Преимущество данного проекта заключается в том, что у Таджикистана и Кыргызстана имеется высокий потенциал генерирующих мощностей за счет ГЭС, где избыточная энергия может экспортироваться в Пакистан, так как острая нехватка электроэнергии в этом государстве прогнозируется уже в обозримом будущем. Основным критерий оценки финансовой жизнеспособности и рентабельности проекта основывается на избытке экспортной энергии в стране при отсутствии наращивания генерации. Исследование проведено в рамках существующего сценария энергосистем в Таджикистане и Кыргызской Республике. Если проект экономически жизнеспособен в рамках пессимистичного расклада, то он будет жизнеспособным и для других сценариев генерации электроэнергии в энергосистемах.

Как было отмечено выше, общий годовой избыток мощности в двух странах насчитывает около 6000 МВт, который почти полностью наблюдается в летние месяцы. При отсутствии планов по наращиванию генерации этот показатель избытка может сократиться до менее 900 МВт к 2035 г.

Сектор электроэнергетики Пакистана испытывает острую нехватку в энергопоставках, что приводит к крупномасштабным отключениям электроэнергии в стране. Правительство Пакистана предпринимает различные меры для решения проблемы нехватки мощностей.

В конце 2008 финансового года общая установленная мощность генерации в стране составляла 20,4 ГВт, где доля тепловых станций занимает 13,4 ГВт, гидроэлектростанций – 6,5 ГВт и атомных станций – 0,5 ГВт. Текущие данные свидетельствуют о том, что спрос в 2030 году превысит 90 ГВт и даже при успешной реализации плана наращивания генерации ожидается дефицит около 10 ГВт в 2030 г. При таком сценарии сооружение линий электропередач по проекту CASA поможет решить проблему нехватки генерирующих мощностей в Пакистане. Таким образом, ожидается, что объединение энергосистемы в

региональную сеть в рамках проекта CASA позволит частично снять проблему дефицита электроэнергии в Пакистане за короткий срок.

В Афганистане в целом прогноз спроса составляет 1000 МВт в 2020 году. Ожидаемые в перспективе значительные излишки энергии в Афганистане при необходимости можно экспортировать в Пакистан для покрытия дефицита.

Стоимость поставки электроэнергии для четырех стран оценивается как 1,5 – 2,0 цент/кВт.ч для Таджикистана и Кыргызстана, для Пакистана 9,2 – 13,2 цент/кВт.ч 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 электропередач.

На Рисунке 1.8 показана схема объединенной энергосистемы Кыргызстана и Таджикистана, обеспечивающая экспорт электроэнергии по передаче постоянного тока в Афганистан и Пакистан. Одним из условий надежного функционирования этого энергообъединения является сохранение его динамической устойчивости при авариях на связи 500 кВ Датка – Худжанд – Душанбе. К наиболее распространенным авариям на ВЛ 500 кВ относятся однофазные короткие замыкания (ОКЗ), доля которых превышает 90% от общего числа аварий. Порядка 70% ОКЗ являются неустойчивыми (дуговыми) и успешно ликвидируются при однофазном автоматическом повторном включении (ОАПВ), что значительно сокращает число возможных нарушений динамической устойчивости.

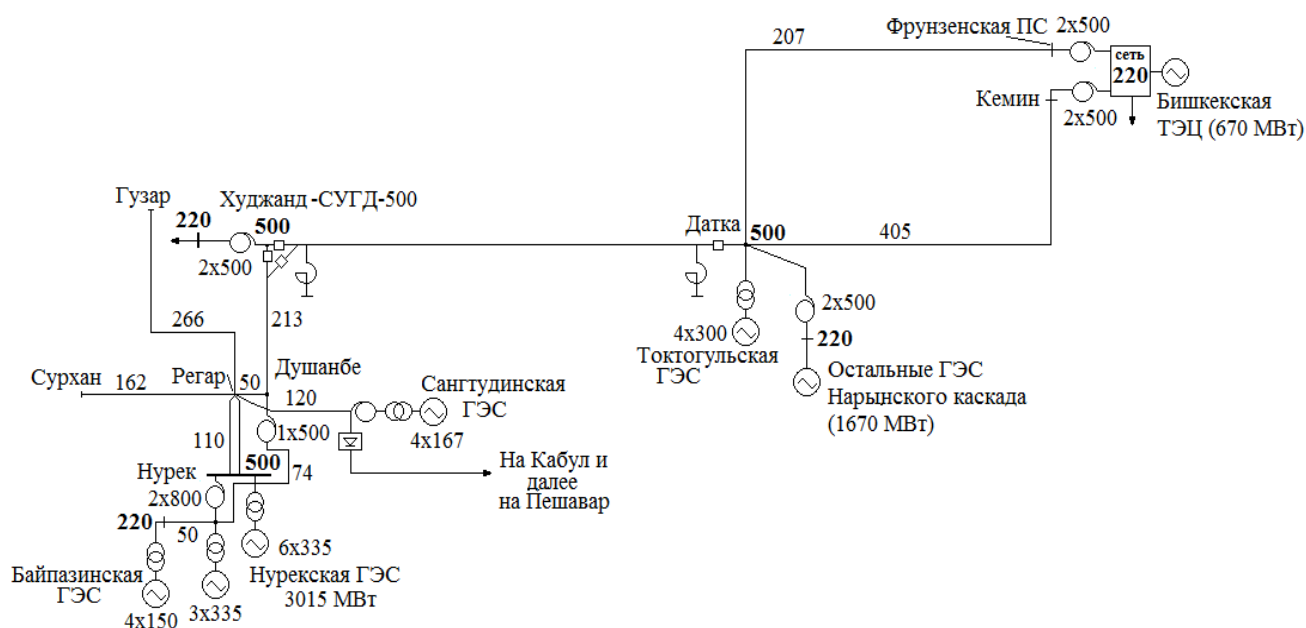


Рисунок 1.8 – Энергообъединение Кыргызстан – Таджикистан

Выводы

1. Дается общая характеристика энергосистем Кыргызстана и Таджикистана.
2. Представлен проект CASA – 1000, суть которого состоит в том, чтобы организовать экспорт электроэнергии из Кыргызстана и Таджикистана в Пакистан и Афганистан. Преимущество данного проекта заключается в том, что у Таджикистана и Кыргызстана имеется высокий потенциал генерирующих мощностей за счет ГЭС, и избыточная энергия может экспортироваться в Пакистан, где острая нехватка электроэнергии прогнозируется уже в обозримом будущем.
3. Одним из условий надежного функционирования энергообъединения Кыргызстан – Таджикистан является сохранение его динамической устойчивости при авариях на межсистемной связи 500 кВ Датка – Худжанд – Душанбе.

2 СПОСОБЫ СИММЕТРИРОВАНИЯ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА В ЛИНИЯХ СВЕРХВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

2.1 Симметрирование режима путем транспозиции линии

Главным источником несимметрии токов и напряжений в нормальных режимах работы электрических систем является пофазное различие электрических параметров линии. Несимметрия параметров воздушных линий обусловлена их конструктивными особенностями [18–25]. 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. Для ограничения несимметрии такого рода обычно применяется транспозиция, как простой, надёжный и одновременно эффективный способ [26–31]. Транспозиция фазных проводов, т.е. циклическая перемена их взаимного расположения, симметрирует результирующее продольное и поперечное сопротивление линии в целом.

Негативные последствия от несимметрии параметров ВЛ СВН можно выявить, если воспользоваться простейшей схемой, изображенной на Рисунке 2.1, где ВЛ обеспечивает передачу мощности.

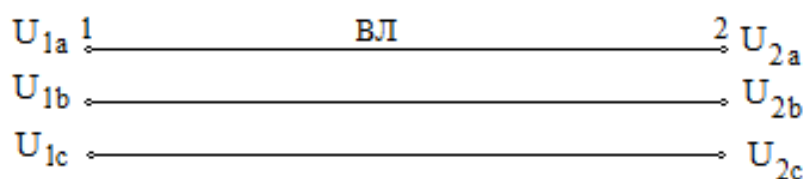


Рисунок 2.1 – Схема нетранспонированной ВЛ

Обычно нормируется допустимая величина коэффициентов несимметрии по напряжению обратной и нулевой последовательности в узловых пунктах в пределах 2% [32].

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

$$k_{22} = \frac{U_{22}}{U_{21}}, \quad k_{20} = \frac{U_{20}}{U_{21}}, \quad (2.1)$$

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

Для определения симметричных векторов напряжений и токов в узле 1 воспользуемся расчетной схемой на Рисунке 2.2, принимая линию, обладающую симметрией параметров.

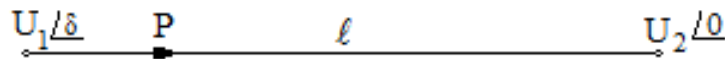


Рисунок. 2.2. – Схема для определения исходного симметричного режима в узле 1

Ток прямой последовательности в узле 1 определится как

$$I_{11}(\delta) = \frac{DU_1 e^{i\delta} - U_2}{B}, \quad (2.2)$$

где $D = \cos \beta l$, $B = iZ_w \sin \beta l$ – параметры линии по прямой последовательности; β – коэффициент фазы линии.

Учитывая зависимость между угловым сдвигом δ и передаваемой активной мощностью

$$\delta(P) = \arcsin \frac{P \cdot \text{Im}(B)}{U_1 U_2},$$

ток в узле 1 определяется как функция передаваемой мощности

$$I_{11}(P) = I_{11}(\delta(P)). \quad (2.3)$$

Наиболее универсальным методом расчёта в трехфазной схеме является матричный метод, в котором линия представляется в фазных координатах [33–35].

Современная вычислительная техника позволяет реализовать такой подход без каких-либо проблем в отношении быстродействия и точности расчётов.

Расчётной схеме ВЛ на Рисунке 2.1 соответствует полная матрица параметров 8-полюсника

$$\mathbf{M}_\phi = \begin{vmatrix} \mathbf{A}_\phi & \mathbf{B}_\phi \\ \mathbf{C}_\phi & \mathbf{D}_\phi \end{vmatrix}, \quad (2.4)$$

$$\text{где } \mathbf{A}_\phi = \begin{vmatrix} A_{aa} & A_{ab} & A_{ac} \\ A_{ba} & A_{bb} & A_{bc} \\ A_{ca} & A_{cb} & A_{cc} \end{vmatrix}, \quad \mathbf{B}_\phi = \begin{vmatrix} B_{aa} & B_{ab} & B_{ac} \\ B_{ba} & B_{bb} & B_{bc} \\ B_{ca} & B_{cb} & B_{cc} \end{vmatrix}, \quad \mathbf{C}_\phi = \begin{vmatrix} C_{aa} & C_{ab} & C_{ac} \\ C_{ba} & C_{bb} & C_{bc} \\ C_{ca} & C_{cb} & C_{cc} \end{vmatrix},$$

$$\mathbf{D}_\phi = \begin{vmatrix} D_{aa} & D_{ab} & D_{ac} \\ D_{ba} & D_{bb} & D_{bc} \\ D_{ca} & D_{cb} & D_{cc} \end{vmatrix} - \text{соответствующие фазные матричные коэффициенты 8-}$$

полюсника.

Связь между фазными напряжениями и токами по концам ВЛ определяется соотношениями

$$\begin{aligned} \dot{U}_{1\phi} &= \mathbf{A}_\phi \dot{U}_{2\phi} + \mathbf{B}_\phi \dot{I}_{2\phi} \\ \dot{I}_{1\phi} &= \mathbf{C}_\phi \dot{U}_{2\phi} + \mathbf{D}_\phi \dot{I}_{2\phi} \end{aligned}, \quad (2.5)$$

$$\text{где } \dot{U}_{1\phi} = \mathbf{S}_{\text{сим}} \dot{U}_{1\text{сим}} = \mathbf{S}_{\text{сим}} \begin{vmatrix} \mathbf{U}_{11} \\ 0 \\ 0 \end{vmatrix}, \quad \dot{I}_{1\phi} = \mathbf{S}_{\text{сим}} \dot{I}_{1\text{сим}} = \mathbf{S}_{\text{сим}} \begin{vmatrix} \mathbf{I}_{11} \\ 0 \\ 0 \end{vmatrix} - \text{заданные симметричные}$$

вектор-столбцы фазных напряжений и токов в узле 1 линии;

$$\mathbf{S}_{\text{сим}} = \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{vmatrix} - \text{матрица преобразования от симметричных составляющих к}$$

фазным величинам [36];

$a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$ – оператор преобразования.

Решение этих уравнений относительно искомого вектор-столбца фазного напряжения в узле 2 линии даёт

$$\dot{U}_{2\phi} = (A_{\phi} - B_{\phi} D_{\phi}^{-1} C_{\phi}) (\dot{U}_{1\phi} - B_{\phi} D_{\phi}^{-1} \dot{I}_{1\phi}). \quad (2.6)$$

Симметричные составляющие напряжения в узле 2 определяются на основе рассчитанных фазных величин с применением известного преобразования

$$\dot{U}_{2\text{сим}} = S_{\text{сим}}^{-1} \dot{U}_{2\phi} = \begin{pmatrix} U_{21} \\ U_{22} \\ U_{20} \end{pmatrix}.$$

И далее согласно (2.1) находятся коэффициенты несимметрии по напряжению обратной и нулевой последовательности.

Определяющими факторами по условиям несимметрии являются длина линии и расположение фаз на опоре. На Рисунке 2.3 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.

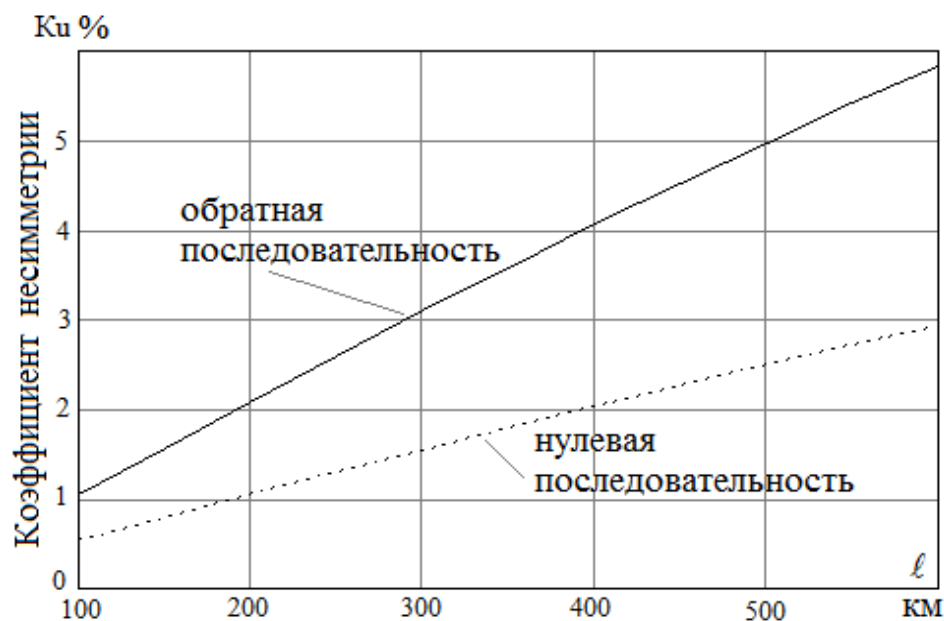


Рисунок 2.3 – Коэффициенты несимметрии для традиционной нетранспонированной трёхфазной ВЛ при различных длинах (500 кВ, 1000 МВт)

Сопоставление приведённых данных по несимметрии традиционных 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.

Наиболее радикальной мерой симметрирования параметров ВЛ является транспозиция её фаз. Как правило, использование одного цикла транспозиции достаточно, чтобы уменьшить коэффициенты несимметрии до допустимых величин. Транспозиция может быть осуществлена двумя путями, как это показано на Рисунке 2.4.

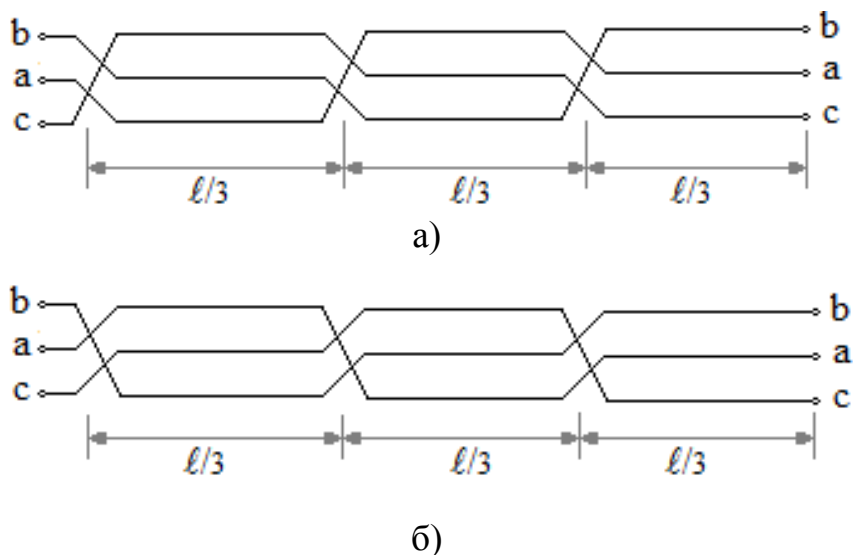


Рисунок 2.4 – Схема транспозиции с одним циклом: а – транспозиция типа 1 (Tr1); б – транспозиция типа 2 (Tr2)

Матрица линии с одним циклом транспозиции определяется следующим соотношением

$$M_{\phi} = \begin{vmatrix} A_{\phi} & B_{\phi} \\ C_{\phi} & D_{\phi} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} T & 0_3 \\ 0_3 & T \end{vmatrix} \begin{vmatrix} A_{\text{ш}} & B_{\text{ш}} \\ C_{\text{ш}} & D_{\text{ш}} \end{vmatrix} \begin{vmatrix} T & 0_3 \\ 0_3 & T \end{vmatrix} \begin{vmatrix} A_{\text{ш}} & B_{\text{ш}} \\ C_{\text{ш}} & D_{\text{ш}} \end{vmatrix} \begin{vmatrix} T & 0_3 \\ 0_3 & T \end{vmatrix} \begin{vmatrix} A_{\text{ш}} & B_{\text{ш}} \\ C_{\text{ш}} & D_{\text{ш}} \end{vmatrix}, \quad (2.7)$$

где $M_{\text{ш}} = \begin{vmatrix} A_{\text{ш}} & B_{\text{ш}} \\ C_{\text{ш}} & D_{\text{ш}} \end{vmatrix}$ – матрица линии на отдельном шаге транспозиции;

$$\text{Tr1} = \begin{vmatrix} 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \end{vmatrix}, \quad \text{Tr2} = \begin{vmatrix} 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 \end{vmatrix} \text{ – матрица транспозиции типа 1 и типа 2.}$$

Приведённые на Рисунке 2.5 результаты расчётов показывают, что для длин линий в пределах 600 км коэффициенты несимметрии не выходят за границы рекомендуемого диапазона.

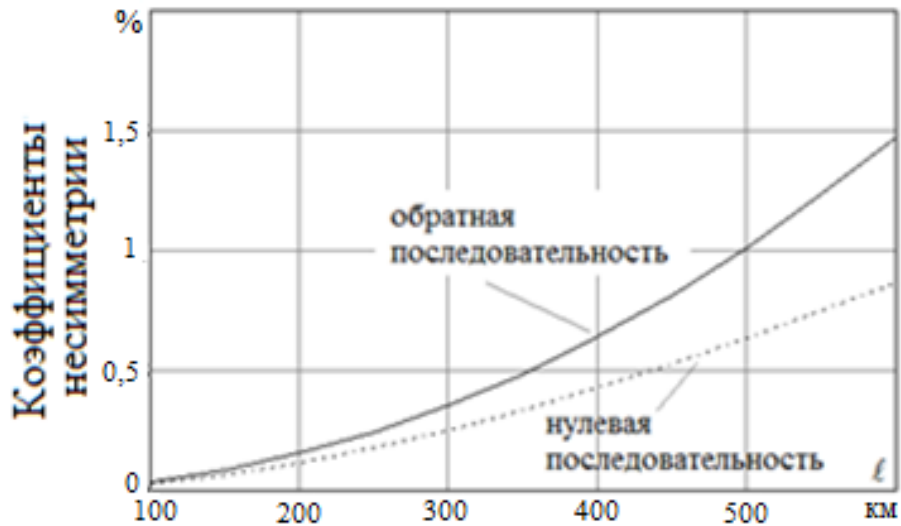


Рисунок 2.5 – Коэффициенты несимметрии для традиционной ВЛ СВН с одним циклом транспозиции Tr1 (500 кВ 1000 МВт)

Как видно из Рисунка 2.6, тип транспозиции и направление потока мощности оказывают незначительное влияние на коэффициенты несимметрии.

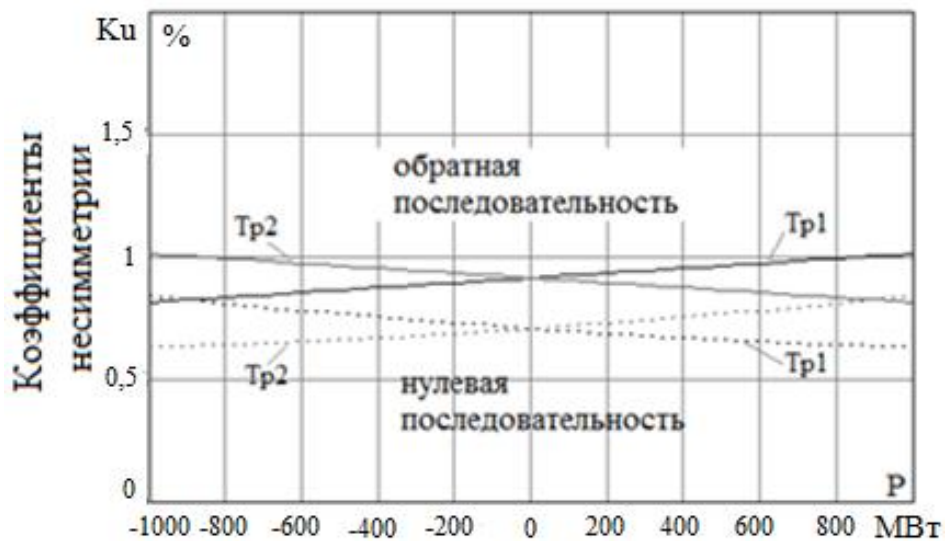
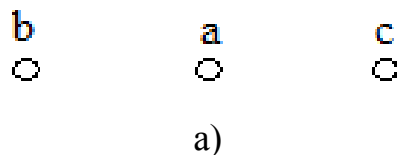


Рисунок 2.6 – Зависимость коэффициентов несимметрии для традиционной ВЛ 500 кВ с одним циклом от типа транспозиции и направления потока мощности (500 км)

2.2 Симметрирование режима линии с помощью элементов взаимной индукции

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. Опора, на которой выполнена транспозиция, является слабым местом ВЛ. Как показал многолетний опыт проектирования и эксплуатации линий электропередачи, транспозиция ослабляет механическую и электрическую прочность линий, вызывая вместе с тем увеличение стоимости сооружения и эксплуатации линий.

В [37] 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 (рисунок 2.7а) симметрирование режима осуществляется за счет установки по концам линии элементов взаимной индукции (ЭВИ) между крайними фазами (рисунок 2.7б). В работе рассматривается другой вариант установки ЭВИ в средней части линии (рисунок 2.7с). ЭВИ включаются постоянно, осуществляя снижение коэффициента несимметрии как по обратной последовательности, так и по нулевой последовательности.



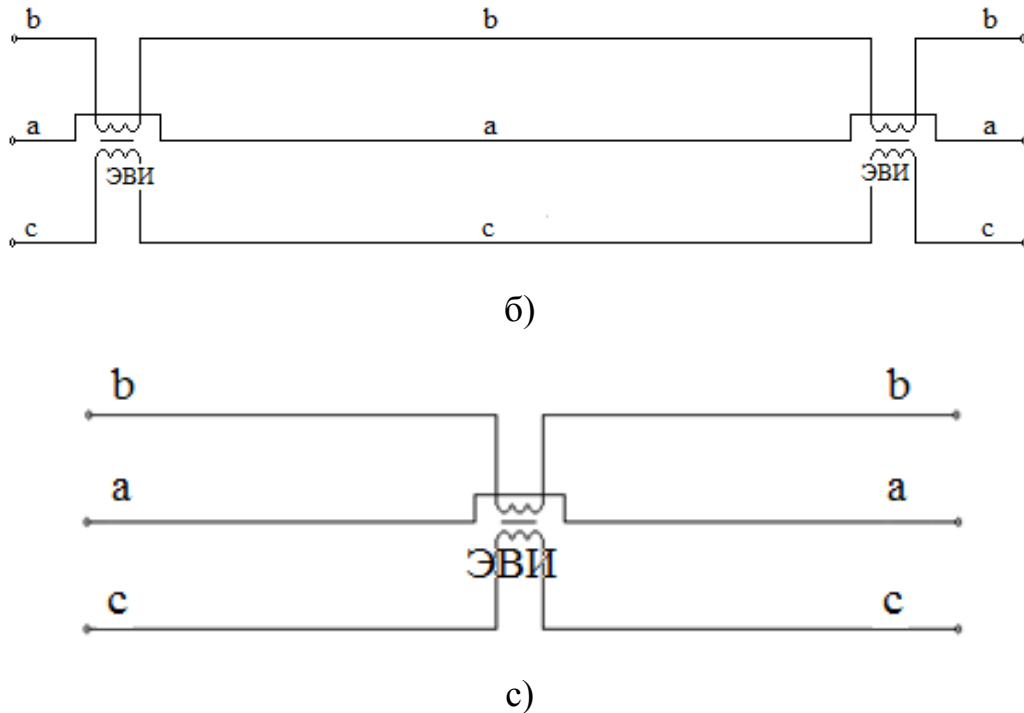


Рисунок 2.7 – Симметрирование режима с использованием элементов взаимной индукции: а – горизонтальное расположение фаз линии; б – установка ЭВИ по концам линии; в – установка ЭВИ в средней части линии

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

$$\Delta X_{\ell} = (X_{\max} - X_{\min}) \cdot \ell, \quad (2.8)$$

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.

2.2.1. Установка элементов взаимной индукции по концам линии

Включение ЭВИ по концам линии выравнивает в целом для линии суммарные сопротивления взаимной индукции между фазами. Сопротивление ЭВИ выбирается так, чтобы обеспечить минимальный уровень несимметрии

$$X_{\text{ЭВИ}} = \xi \cdot \frac{\Delta X_{\ell}}{2}, \quad (2.9)$$

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

Матрица ЭВИ соответственно запишется $Z_{\text{ЭВИ}} = \begin{vmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \xi \cdot \frac{\Delta X_{\ell}}{2} i \\ 0 & \xi \cdot \frac{\Delta X_{\ell}}{2} i & 0 \end{vmatrix}$.

Полная матрица ЭВИ имеет вид

$$MZ_{\text{ЭВИ}} = \begin{vmatrix} 1_3 & Z_{\text{ЭВИ}} \\ 0_3 & 1_3 \end{vmatrix}, \quad (2.10)$$

где $1_3 = \begin{vmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{vmatrix}$ – единичная матрица третьего порядка;

$0_3 = \begin{vmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{vmatrix}$ – нулевая матрица третьего порядка.

Тогда матрица нетранспонированной линии с учетом ЭВИ окончательно запишется

$$M\Sigma_{\phi} = MZ_{\text{ЭВИ}} \cdot M_{\phi} \cdot MZ_{\text{ЭВИ}}, \quad (2.11)$$

где M_{ϕ} – матрица нетранспонированной линии, определяемая соотношением (2.4).

Далее, используя алгоритм, описанный выше в этом разделе, проводится анализ несимметрии в схеме с ЭВИ. На Рисунке 2.8 приведены зависимости коэффициентов несимметрии от множителя ξ для линии напряжением 500 кВ и

длиной 500 км. Для этой линии оптимальное значение множителя составляет $\xi_{\text{опт}} = 1,05$. Учитывая, что $\Delta X_{\ell} = 21,5$ Ом, соответственно получим при $\xi_{\text{опт}} = 1,05$ оптимальное сопротивление $X_{\text{ЭВИ}} = 11,3$ Ом. При этом коэффициенты несимметрии по обратной и нулевой последовательности составят $k_{22} = 1,04\%$, $k_{20} = 1,35\%$, что не превышает допустимый уровень несимметрии в 2%.

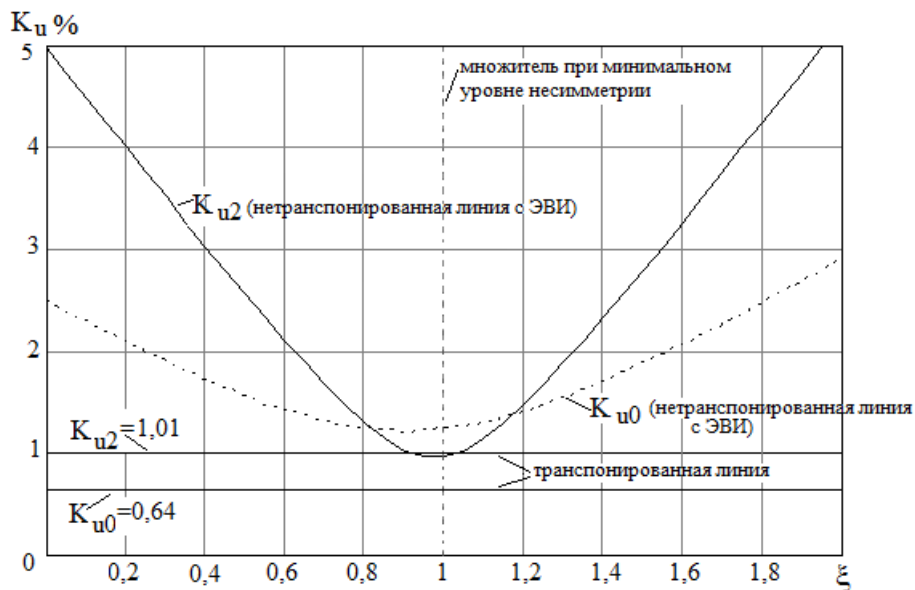


Рисунок 2.8 – Зависимости коэффициентов несимметрии от множителя ξ
($P=1000$ МВт, $\ell=500$ км)

Как следует из Рисунка 2.8, 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, оценим необходимую мощность ЭВИ согласно

$$Q_{\text{ЭВИ}} = X_{\text{ЭВИ}} \cdot I_{\text{нат}}^2, \quad (2.12)$$

где $I_{\text{нат}}$ – натуральный ток линии.

Соответственно для линии напряжением 500 кВ и длиной 500 км мощность ЭВИ оказывается сравнительно небольшой, составляя $Q_{\text{ЭВИ}} = 12$ Мвар.

При изменении длины линии значение оптимального множителя остается неизменным. А это означает, что сопротивление и мощность ЭВИ изменяются пропорционально длине линии.

Таким образом, установка ЭВИ по концам ВЛ позволяет обеспечить уровень несимметрии в нормальном режиме на допустимом уровне для линий сверхвысокого напряжения при их различной длине.

2.2.2 Установка элементов взаимной индукции в средней части 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

$$X_{\text{ЭВИ}} = \xi \cdot \Delta X_{\ell}, \quad (2.13)$$

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

Матрица ЭВИ соответственно запишется $Z_{\text{ЭВИ}} = \begin{vmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \xi \cdot \Delta X_{\ell} i \\ 0 & \xi \cdot \Delta X_{\ell} i & 0 \end{vmatrix}$.

Полная матрица ЭВИ имеет вид

$$MZ_{\text{ЭВИ}} = \begin{vmatrix} 1_3 & Z_{\text{ЭВИ}} \\ 0_3 & 1_3 \end{vmatrix}. \quad (2.14)$$

Тогда матрица нетранспонированной линии с учетом ЭВИ окончательно запишется

$$M\Sigma_{\phi} = M_{\phi 0,5\ell} \cdot MZ_{\text{ЭВИ}} \cdot M_{\phi 0,5\ell}, \quad (2.15)$$

где $M_{\phi 0,5\ell}$ – матрица нетранспонированного половинного участка линии.

Далее, используя алгоритм, описанный в разделе, проводится анализ несимметрии в схеме с ЭВИ. На Рисунке 2.9 приведены зависимости коэффициентов несимметрии от множителя ξ для линии напряжением 500 кВ и

длиной 500 км. Для этой линии оптимальное значение множителя составляет $\xi_{\text{опт}} = 1,0$. Учитывая, что $\Delta X_{\ell} = 21,5$ Ом, соответственно получим при $\xi_{\text{опт}} = 1,0$ оптимальное сопротивление $X_{\text{ЭВИ}} = 21,5$ Ом. При этом коэффициенты несимметрии по обратной и нулевой последовательности составят $k_{22} = 1,04\%$, $k_{20} = 1,35\%$, что не превышает допустимый уровень несимметрии в 2%.

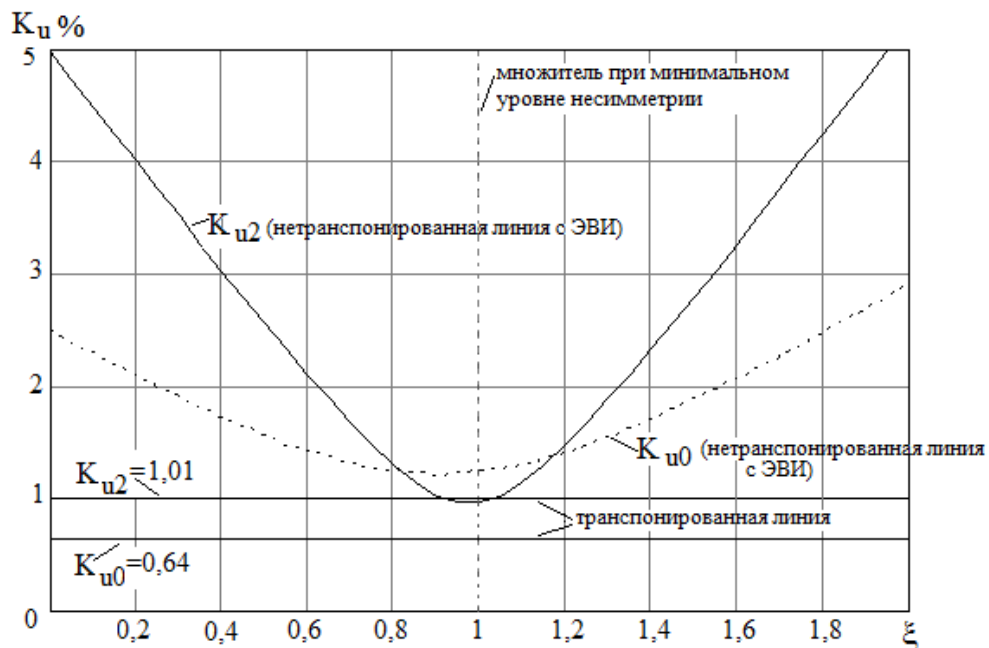


Рисунок 2.9 – Зависимости коэффициентов несимметрии от множителя ξ
($P=1000$ МВт, $\ell=500$ км)

Как следует из рисунка 2.9, 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, как это было сделано выше, для линии напряжением 500 кВ и длиной 500 км мощность ЭВИ $Q_{\text{ЭВИ}} = 24$ Мвар.

2.3 Технико-экономическое сопоставление вариантов симметрирования нормального режима

По данным [1] стоимость ВЛ 500 кВ Датка – Худжанд оценивается величиной 158 млн. долл., что при её длине 477 км составляет $K_{уд} = 0,331$ млн. долл./км. Стоимость транспозиционных опор ориентировочно можно определить, имея в виду, что стоимость опор и изоляции составляет примерно 50% от стоимости линии.

Учитывая, что на один километр приходится в среднем 2,5 обычных промежуточных опоры, найдем стоимость обычной промежуточной опоры

$$K_{оп.обычн} = \frac{K_{уд} \cdot 0,5}{2,5} = 0,066 \text{ млн.долл.} \quad (2.16)$$

Стоимость опор пропорциональна их весу. По данным [22] вес транспозиционной опоры превышает вес обычной промежуточной опоры не менее чем в 4 раза. Соответственно её стоимость составит

$$K_{оп.трансп} = 4 \cdot K_{оп.обычн} = 0,264 \text{ млн.долл.} \quad (2.17)$$

Обычно на линии используется три транспозиционных опоры. Тогда суммарная дополнительная стоимость в случае использования трех транспозиционных опор вместо трех обычных промежуточных опор составит

$$K_{трансп\Sigma} = 3(K_{оп.трансп} - K_{оп.обычн}) = 0,594 \text{ млн.долл.} \quad (2.18)$$

Как было показано в предыдущем разделе, мощность двух ЭВИ, установленных по концам, и одного в средней части линии составляет 24 Мвар. Поскольку таких устройств пока не производится, для оценки их стоимости можно с некоторым приближением воспользоваться стоимостными данными, характерными для автотрансформаторов сверхвысокого напряжения. Так, для автотрансформаторов класса 500/750 кВ удельная стоимость находится в диапазоне [38]

$$K_{уд.АТ} = (0,015 - 0,02) \text{ млн.долл/МВА.} \quad (2.19)$$

С учетом сказанного следует, что стоимость ЭВИ (двух при установке по концам линии или одного при установке в средней части линии) составит

$$K_{\text{ЭВИ}\Sigma} = K_{\text{уд.АТ}} \cdot Q_{\text{ЭВИ}} = (0,35 - 0,40) \text{ млн.долл.} \quad (2.20)$$

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

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. Установка элементов взаимной индукции вместо использования транспозиционных опор по предварительным расчетам обходится дешевле на 35 – 40%, что говорит об экономической эффективности данного способа.

3 АНАЛИЗ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ПРИ АВАРИЯХ НА ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ 500 кВ, СВЯЗЫВАЮЩЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ КЫРГЫЗСТАНА И ТАДЖИКИСТАНА

3.1 Постановка задачи

При объединении Кыргызстана и Таджикистана на параллельную работу возникает задача обеспечения динамической устойчивости этого энергообъединения при авариях на ВЛ 500 кВ Датка – Худжанд (477 км) и Худжанд – Душанбе (213 км). На Рисунке 3.1 приведена расчетная энергообъединения, которая включает эквивалентные генераторы энергосистема 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.

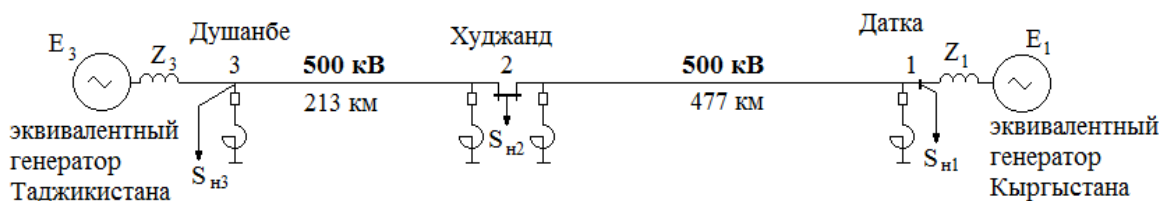


Рисунок 3.1 – Расчетная схема для анализа динамической устойчивости энергообъединения Кыргызстан – Таджикистан

Для выявления основных особенностей синхронной 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 95% [23,39,40]. При этом значительная часть ОКЗ представляет неустойчивые дуговые аварии, которые могут быть успешно

ликвидированы в цикле быстродействующего автоматического повторного включения (БАПВ) или однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ) [41,42].

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. [43].

Поэтому представляет интерес проанализировать характер динамических переходов при использовании БАПВ и ОАПВ различной продолжительности и оценить, при каких условиях обеспечивается выдача максимальной мощности 1000 МВт из узла Датка в направлении Таджикской энергосистемы.

Особенности динамического перехода при расчётной аварии можно проследить с помощью угловых характеристик нормального режима, режима ОКЗ, АПВ (БАПВ или ОАПВ) и послеаварийного режима [44].

3.1.1 Приведение двухмашинной системы к эквивалентной одномашинной системе

При совместной работе, когда объединяемые системы характеризуются соизмеримыми мощностями, в качестве расчётной схемы следует использовать двухмашинную схему (рисунок. 3.1).

Как показано в классических трудах П.С. Жданова и В.А. Веникова [3,4], двухмашинная система сводится к эквивалентной одномашинной системе

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{18000}{T_{J16} \cdot S_{ном.э}} [P_{о.э} - P_{эм.э}(\delta, t)], \quad (3.1)$$

где δ – угол станции относительно ШБМ (град);

T_{J16} – базовая постоянная инерции системы 1 (сек);

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

$P_{о.э}$ – эквивалентная мощность систем 1 и 3 в исходном режиме (МВт); $P_{эм.э}(\delta, t)$ – эквивалентная электромагнитная мощность систем 1 и 3 (МВт).

Соответствующие эквивалентные мощности систем 1 и 3 определяются на основе следующих соотношений

$$S_{\text{НОМ.э}} = \frac{S_{\text{НОМ.1}}}{1 + \frac{T_{\text{J1б}} S_{\text{НОМ.1}}}{T_{\text{J3б}} S_{\text{НОМ.3}}}}$$

$$P_{\text{о.э}} = \left(\frac{T_{\text{J1б}}}{T_{\text{J3б}}} P_{\text{о.1}} - \frac{S_{\text{НОМ.3}}}{S_{\text{НОМ.1}}} P_{\text{о.3}} \right) \frac{S_{\text{НОМ.э}}}{S_{\text{НОМ.3}}}$$

$$P_{\text{эм.э}} = \left(\frac{T_{\text{J1б}}}{T_{\text{J3б}}} P_{\text{эм.1}} - \frac{S_{\text{НОМ.2}}}{S_{\text{НОМ.1}}} P_{\text{эм.3}} \right) \frac{S_{\text{НОМ.э}}}{S_{\text{НОМ.3}}}$$

Особенности динамического перехода при расчётной аварии можно проследить с помощью эквивалентных электромагнитных мощностей (угловых характеристик) нормального режима, режима ОКЗ, АПВ (БАПВ или ОАПВ) и послеаварийного режима, которые в свою очередь, находятся с использованием электромагнитных мощностей систем 1 и 3

$$\begin{aligned} P_{\text{эм1.}\nu}(\delta) &= \text{Re} \left(\bar{Y}_{11\nu} E_{\nu}^2 - \bar{Y}_{13\nu} E_{\nu} E_3 e^{j\delta} \right) \\ P_{\text{эм3.}\nu}(\delta) &= \text{Re} \left(\bar{Y}_{33\nu} E_{\nu}^2 - \bar{Y}_{31\nu} E_{\nu} E_3 e^{-j\delta} \right) \end{aligned} \quad (3.2)$$

где $\bar{Y}_{11\nu}$, $\bar{Y}_{33\nu}$, $\bar{Y}_{13\nu} = \bar{Y}_{31\nu}$ – сопряжённые значения собственных и взаимных проводимостей схемы для ν – го режима;

E_{ν} – ЭДС системы 1 в ν – ом режиме; E_3 – ЭДС системы 3.

3.1.2 Угловые характеристики эквивалентной одномашинной системы в нормальном и аварийном режиме

Угловая характеристика нормального режима. На Рисунке 3.2 изображена расчетная схема для определения угловой характеристики нормального режима.

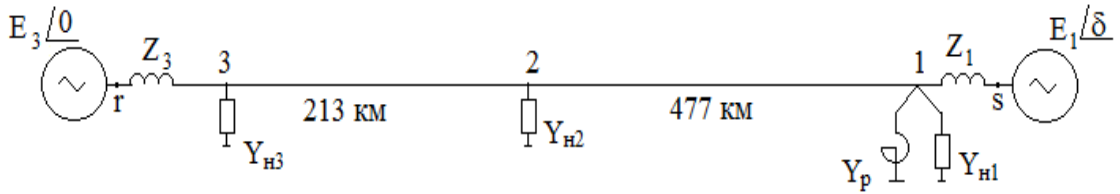


Рисунок 3.2 – Схема энергообъединения в нормальном режиме

В результате расчета нормального режима определяются модули ЭДС эквивалентных генераторов E_1 , E_3 и угловой сдвиг между ними δ_0 .

Матрица всей схемы определится как

$$M_{sr} = MZ_1 \cdot MY_p \cdot MY_{H1} \cdot ML_{12} \cdot MY_{H2} \cdot ML_{23} \cdot MY_{H3} \cdot MZ_3, \quad (3.3)$$

где

$$MZ_1 = \begin{vmatrix} 1 & Z_1 \\ 0 & 1 \end{vmatrix}, MY_p = \begin{vmatrix} 1 & 0 \\ Y_p & 1 \end{vmatrix}, MY_{H1} = \begin{vmatrix} 1 & 0 \\ Y_{H1} & 1 \end{vmatrix}, ML_{12} = \begin{vmatrix} \operatorname{ch} \gamma L_{12} & Z_w \operatorname{sh} \gamma L_{12} \\ \frac{\operatorname{sh} \gamma L_{12}}{Z_w} & \operatorname{ch} \gamma L_{12} \end{vmatrix},$$

$$MY_{H2} = \begin{vmatrix} 1 & 0 \\ Y_{H2} & 1 \end{vmatrix}, ML_{23} = \begin{vmatrix} \operatorname{ch} \gamma L_{23} & Z_w \operatorname{sh} \gamma L_{23} \\ \frac{\operatorname{sh} \gamma L_{23}}{Z_w} & \operatorname{ch} \gamma L_{23} \end{vmatrix}, MY_{H3} = \begin{vmatrix} 1 & 0 \\ Y_{H3} & 1 \end{vmatrix},$$

$$MZ_3 = \begin{vmatrix} 1 & Z_3 \\ 0 & 1 \end{vmatrix} - \text{матрицы соответствующих элементов схемы.}$$

Собственные и взаимные проводимости относительно узлов эквивалентных генераторов найдутся как

$$Y_{11} = \frac{D_{sr}}{B_{sr}}, \quad Y_{33} = \frac{A_{sr}}{B_{sr}}, \quad Y_{13} = Y_{31} = \frac{1}{B_{sr}},$$

где $A_{sr} = M_{sr_{0,0}}$, $B_{sr} = M_{sr_{0,1}}$, $D_{sr} = M_{sr_{1,1}}$ – соответствующие элементы матрицы всей схемы.

Угловые характеристики систем 1 и 3 найдутся как

$$P_{1H}(\delta) = \operatorname{Re}(\bar{Y}_{11} E_1^2 - \bar{Y}_{13} E_1 E_3 e^{j\delta}),$$

$$P_{3н}(\delta) = \operatorname{Re}(\bar{Y}_{33}E3^2 - \bar{Y}_{13}E1E3e^{-j\delta}).$$

И соответственно угловая характеристика эквивалентной одномашиной системы определится

$$P_{э.н}(\delta) = \left(\frac{T_{J16}}{T_{J36}} P_{1н}(\delta) - \frac{S_{НОМ3}}{S_{НОМ1}} P_{3н}(\delta) \right) \frac{S_{НОМ.э}}{S_{НОМ3}}. \quad (3.4)$$

Угловые характеристики при однофазном коротком замыкании. При анализе динамической устойчивости ОКЗ моделируется в схеме прямой последовательности шунтом, составленным из последовательного соединения входных сопротивлений обратной и нулевой последовательностей относительно места повреждения.

Приняв в качестве расчетного места повреждения начало линии, находим сопротивление и проводимость шунта

$$Z_{окз} = Z_{вх2} + Z_{вх0}, \quad Y_{окз} = \frac{1}{Z_{окз}},$$

и соответствующую матрицу

$$MY_{окз} = \begin{vmatrix} 1 & 0 \\ Y_{окз} & 1 \end{vmatrix}.$$

Затем определяются угловые характеристики при ОКЗ согласно расчетной схеме на Рисунке 3.3, используя вышеприведенный алгоритм для схемы нормального режима.

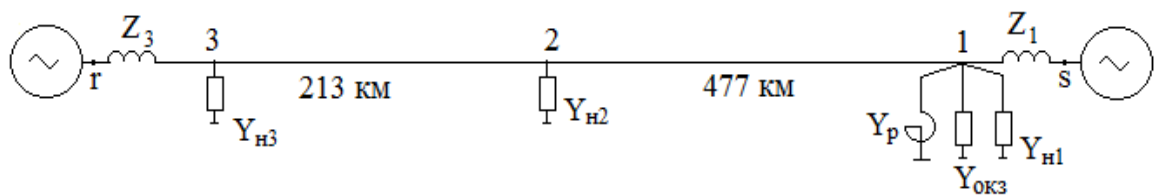


Рисунок 3.3 – Расчетная схема для определения угловой характеристики в режиме ОКЗ в начале линии

Матрица всей схемы при ОКЗ определится как

$$M_{sr.окз} = MZ_1 \cdot MY_{окз} \cdot MY_p \cdot MY_{н1} \cdot ML_{12} \cdot MY_{н2} \cdot ML_{23} \cdot MY_{н3} \cdot MZ_3.$$

Собственные и взаимные проводимости относительно узлов эквивалентных генераторов найдутся как

$$Y_{11окз} = \frac{D_{sr.окз}}{B_{sr.окз}}, \quad Y_{33окз} = \frac{A_{sr.окз}}{B_{sr.окз}}, \quad Y_{13окз} = Y_{31окз} = \frac{1}{B_{sr.окз}},$$

где $A_{sr.окз} = M_{sr.окз_{0,0}}$, $B_{sr.окз} = M_{sr.окз_{0,1}}$, $D_{sr.окз} = M_{sr.окз_{1,1}}$ – соответствующие элементы матрицы всей схемы при ОКЗ.

Угловые характеристики систем 1 и 3 найдутся как

$$P_{1окз}(\delta) = \operatorname{Re}(\bar{Y}_{11окз} E_1^2 - \bar{Y}_{13окз} E_1 E_3 e^{j\delta})$$

$$P_{3окз}(\delta) = \operatorname{Re}(\bar{Y}_{33окз} E_3^2 - \bar{Y}_{13окз} E_1 E_3 e^{-j\delta}).$$

И соответственно угловая характеристика эквивалентной одномашинной системы при ОКЗ определится

$$P_{э.окз}(\delta) = \left(\frac{T_{J16}}{T_{J36}} P_{1окз}(\delta) - \frac{S_{ном3}}{S_{ном1}} P_{3окз}(\delta) \right) \frac{S_{ном.э}}{S_{ном3}}. \quad (3.5)$$

Угловые характеристики при быстродействующем автоматическом повторном включении. При БАПВ угловая характеристика системы определяется на основе расчетной схемы, изображенной на Рисунке 3.4.

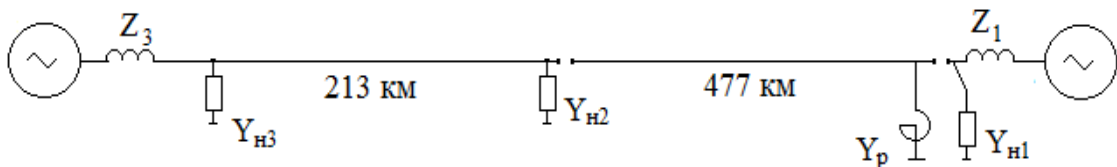


Рисунок 3.4 – Расчетная схема для определения угловой характеристики в режиме БАПВ

Разрывы по концам ВЛ можно смоделировать матрицей отключения

$$M_{Y_{откл}} = \begin{vmatrix} 1 & R_{откл} \\ 0 & 1 \end{vmatrix},$$

где достаточно принять $R_{откл} = 10^6$ Ом.

Тогда матрица всей схемы в режиме БАПВ определится как

$$M_{sr.БАПВ} = MZ_1 \cdot M_{Y_{н1}} \cdot M_{Y_{откл}} \cdot M_{Y_p} \cdot ML_{12} \cdot M_{Y_{откл}} \cdot M_{Y_{н2}} \cdot ML_{23} \cdot M_{Y_{н3}} \cdot MZ_3.$$

Собственные и взаимные проводимости относительно узлов эквивалентных генераторов найдутся как

$$Y_{11БАПВ} = \frac{D_{sr.БАПВ}}{B_{sr.БАПВ}}, \quad Y_{33БАПВ} = \frac{A_{sr.БАПВ}}{B_{sr.БАПВ}}, \quad Y_{13БАПВ} = Y_{31БАПВ} = \frac{1}{B_{sr.БАПВ}},$$

где $A_{sr.БАПВ} = M_{sr.БАПВ_{0,0}}$, $B_{sr.БАПВ} = M_{sr.БАПВ_{0,1}}$, $D_{sr.БАПВ} = M_{sr.БАПВ_{1,1}}$ – соответствующие элементы матрицы всей схемы в режиме БАПВ.

Угловые характеристики систем 1 и 3 найдутся как

$$P_{1БАПВ}(\delta) = \operatorname{Re}(\bar{Y}_{11БАПВ} E_1^2 - \bar{Y}_{13БАПВ} E_1 E_3 e^{j\delta}),$$

$$P_{3БАПВ}(\delta) = \operatorname{Re}(\bar{Y}_{33БАПВ} E_3^2 - \bar{Y}_{13БАПВ} E_1 E_3 e^{-j\delta}).$$

И соответственно угловая характеристика эквивалентной одномашиной системы в режиме БАПВ определится

$$P_{э.БАПВ}(\delta) = \left(\frac{T_{J1б}}{T_{J3б}} P_{1БАПВ}(\delta) - \frac{S_{ном3}}{S_{ном1}} P_{3БАПВ}(\delta) \right) \frac{S_{номэ}}{S_{ном3}}. \quad (3.6)$$

Угловые характеристики при однофазном автоматическом повторном включении. При ОАПВ в общем случае необходим учёт разрыва фазы с двух концов ВЛ, как это показано на Рисунке 3.5.

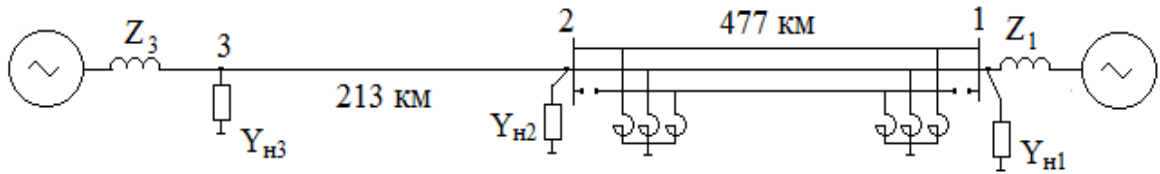
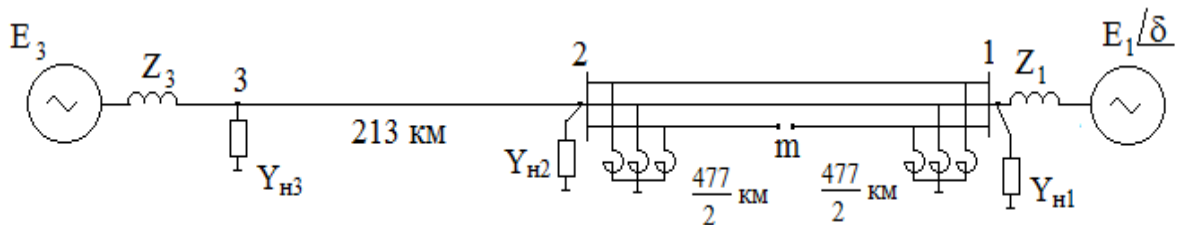


Рисунок 3.5 – Исходная схема для определения угловой характеристики в режиме ОАПВ

Точный учёт двух разрывов усложняет определение угловой характеристики. Однако достаточная точность может быть обеспечена заменой двух разрывов одним разрывом в средней части линии (рисунок 3.6).



Рисунок

3.6 – Упрощенная схема для определения угловой характеристики в режиме ОАПВ

Тогда пауза ОАПВ моделируется в схеме прямой последовательности, как это показано на Рисунке 3.7.

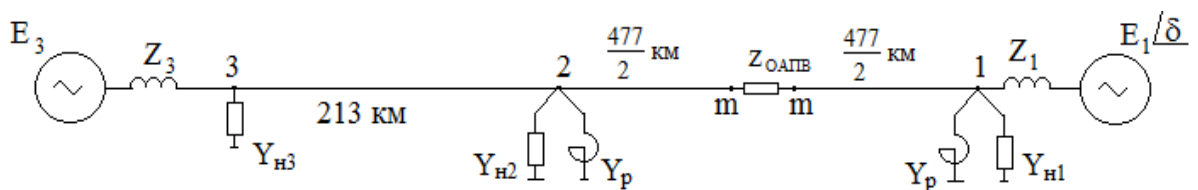


Рисунок 3.7 – Расчетная схема для определения угловой характеристики в режиме ОАПВ

Место разрыва в схеме прямой последовательности заменяется дополнительным продольным сопротивлением

$$Z_{\text{ОАПВ}} = \frac{Z_{m2} \cdot Z_{m0}}{Z_{m2} + Z_{m0}},$$

где Z_{m2}, Z_{m0} – входные сопротивления относительно места разрыва для схем обратной и нулевой последовательностей.

Тогда матрица всей схемы при ОАПВ согласно Рисунок 3.7 определится как

$$M_{sr.\text{ОАПВ}} = MZ_1 \cdot MY_p \cdot MY_{n1} \cdot M \frac{L_{12}}{2} \cdot MZ_{\text{ОАПВ}} \cdot M \frac{L_{12}}{2} \cdot MY_p \cdot MY_{n2} \cdot ML_{23} \cdot MY_{n3} \cdot MZ_3,$$

где $MZ_{\text{ОАПВ}} = \begin{vmatrix} 1 & Z_{\text{ОАПВ}} \\ 0 & 1 \end{vmatrix}$ – матрица дополнительного продольного сопротивления;

$$M \frac{L_{12}}{2} = \begin{vmatrix} \text{ch} \gamma \frac{L_{12}}{2} & Z_w \text{sh} \gamma \frac{L_{12}}{2} \\ \frac{\text{sh} \gamma \frac{L_{12}}{2}}{Z_w} & \text{ch} \gamma \frac{L_{12}}{2} \end{vmatrix} \text{ – матрица параметров половинного участка линии}$$

Датка – Худжанд.

Собственные и взаимные проводимости относительно узлов эквивалентных генераторов найдутся как

$$Y_{11\text{ОАПВ}} = \frac{D_{sr.\text{ОАПВ}}}{B_{sr.\text{ОАПВ}}}, \quad Y_{33\text{ОАПВ}} = \frac{A_{sr.\text{ОАПВ}}}{B_{sr.\text{ОАПВ}}}, \quad Y_{13\text{ОАПВ}} = Y_{31\text{ОАПВ}} = \frac{1}{B_{sr.\text{ОАПВ}}},$$

где $A_{sr.\text{ОАПВ}} = M_{sr.\text{ОАПВ}}_{0,0}$, $B_{sr.\text{ОАПВ}} = M_{sr.\text{ОАПВ}}_{0,1}$, $D_{sr.\text{ОАПВ}} = M_{sr.\text{ОАПВ}}_{1,1}$ –

соответствующие элементы матрицы всей схемы в режиме ОАПВ.

Угловые характеристики систем 1 и 3 найдутся как

$$P_{1\text{ОАПВ}}(\delta) = \text{Re}(\bar{Y}_{11\text{ОАПВ}} E1^2 - \bar{Y}_{13\text{ОАПВ}} E1 E3 e^{j\delta}),$$

$$P_{3\text{ОАПВ}}(\delta) = \text{Re}(\bar{Y}_{33\text{ОАПВ}} E3^2 - \bar{Y}_{13\text{ОАПВ}} E1 E3 e^{-j\delta}).$$

И соответственно угловая характеристика эквивалентной одномашинной системы в режиме ОАПВ определится

$$P_{\varepsilon, \text{ОАПВ}}(\delta) = \left(\frac{T_{J16}}{T_{J36}} P_{1\text{ОАПВ}}(\delta) - \frac{S_{\text{НОМ}3}}{S_{\text{НОМ}1}} P_{3\text{ОАПВ}}(\delta) \right) \frac{S_{\text{НОМ}.\varepsilon}}{S_{\text{НОМ}3}}. \quad (3.7)$$

Угловые характеристики в послеаварийном режиме. В зависимости от мер, принимаемых в процессе динамического перехода, угловые характеристики в послеаварийном режиме могут либо совпадать с угловыми характеристиками исходного нормального режима, либо должны определяться исходя из конкретной ситуации, которая характеризуется соответствующими собственными и взаимными проводимостями относительно узлов эквивалентных генераторов

$$Y_{11\text{п/а}}, \quad Y_{33\text{п/а}}, \quad Y_{13\text{п/а}} = Y_{31\text{п/а}}.$$

Тогда угловые характеристики систем 1 и 3 найдутся как

$$P_{1\text{п/а}}(\delta) = \text{Re}(\bar{Y}_{11\text{п}} / aE1^2 - \bar{Y}_{13\text{п}} / aE1E3e^{j\delta}),$$

$$P_{3\text{п/а}}(\delta) = \text{Re}(\bar{Y}_{33\text{п/а}} E3^2 - \bar{Y}_{13\text{п/а}} E1E3e^{-j\delta}).$$

И соответственно угловая характеристика эквивалентной одномашинной системы в послеаварийном режиме определится

$$P_{\varepsilon, \text{п/а}}(\delta) = \left(\frac{T_{J16}}{T_{J36}} P_{1\text{п/а}}(\delta) - \frac{S_{\text{НОМ}3}}{S_{\text{НОМ}1}} P_{3\text{п/а}}(\delta) \right) \frac{S_{\text{НОМ}.\varepsilon}}{S_{\text{НОМ}3}}. \quad (3.8)$$

Аналогичным образом определяются угловые характеристики эквивалентной одномашинной системы для анализа динамической устойчивости при авариях на линии 500 кВ Худжанд – Душанбе.

Моделирование динамического перехода. Угловые характеристики позволяют проанализировать характер динамического перехода, используя метод площадей. Для определения изменения угла генераторов станции во времени требуется решение уравнения движения (3.1) при начальных условиях $\delta = \delta_0$ при $t = 0$ [45].

Электромагнитная мощность зависит от угла движения согласно угловым характеристикам, вид которых меняется в течение динамического перехода в

зависимости от режима, что достаточно просто можно отразить с помощью функции Хевисайда $\Phi(t - t_1)$, представляющей ступенчатую функцию (рисунок 3.8), равную 1, если $t_1 \geq 0$, а иначе 0.

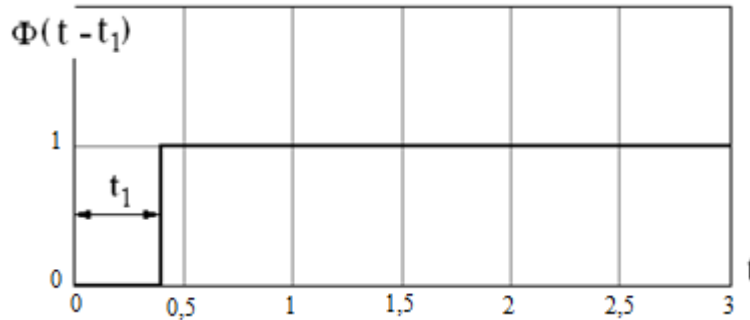


Рисунок 3.8 – Функция Хевисайда

Для фиксирования некоторой функции на интервале $t_1 \div t_2$ удобно использовать функцию выделения

$$F(t, t_1, t_2) = \Phi(t - t_1) - \Phi(t - t_2),$$

которая представляет импульсную функцию равную 1, если $t_1 \leq t \leq t_2$, а иначе 0 (рисунок 3.9).

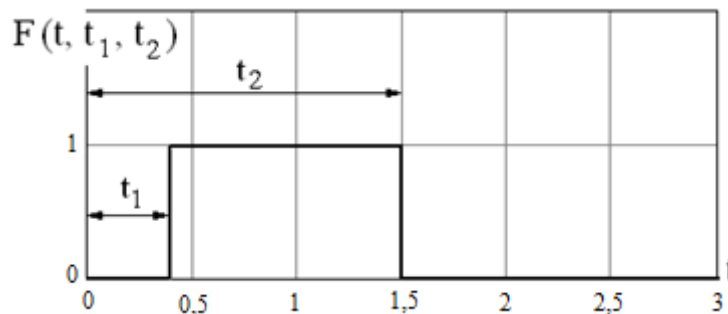
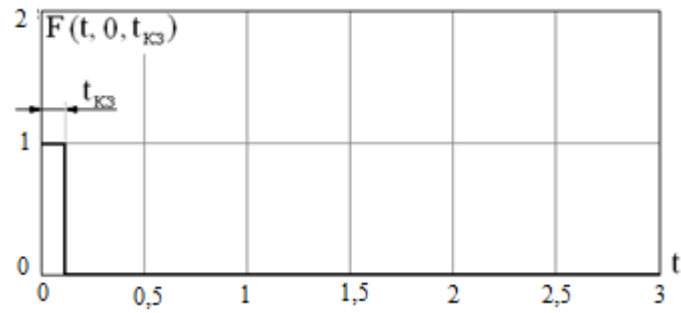
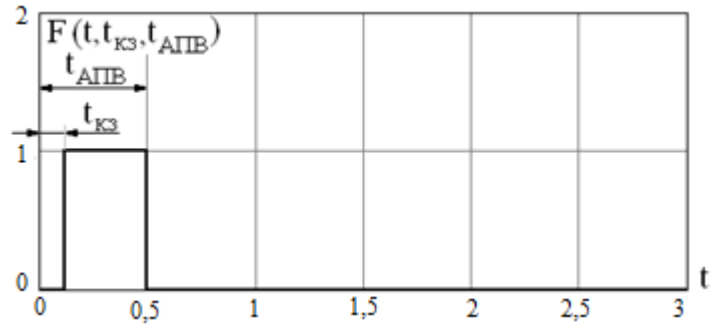


Рисунок 3.9 – Функция выделения

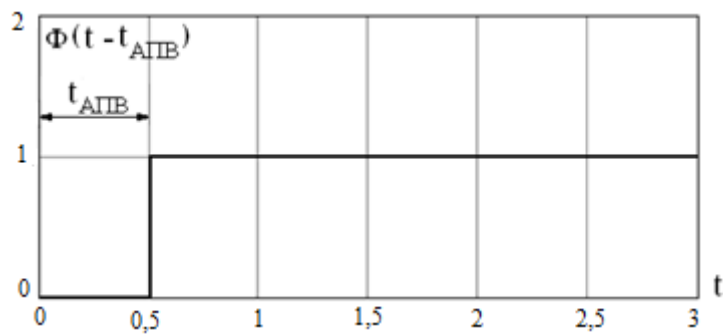
На Рисунке 3.10 приведены функции выделения угловых характеристик в процессе динамического перехода, включая режим ОКЗ, режим АПВ (БАПВ или ОАПВ), послеаварийный режим.



а)



б)



в)

Рисунок 3.10 – Функции выделения угловых характеристик: а – режим ОКЗ; б – режим АПВ; в – послеаварийный режим

Таким образом, электромагнитная мощность, зависящая от угла движения согласно угловым характеристикам, вид которых меняется в течение динамического перехода в зависимости от режима, достаточно просто отражается с помощью функций выделения (на последнем этапе функция выделения совпадает с функцией Хевисайда)

$$P_{эм.э}(\delta, t) = F(t, 0, t_{окз}) \cdot P_{Э.ОКЗ}(\delta) + F(t, t_{окз}, t_{АПВ}) \cdot P_{Э.АПВ}(\delta) + \Phi(t - t_{АПВ}) P_{Э.п/а}(\delta), \quad (3.9)$$

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

3.1.3 Моделирование автоматического регулирования возбуждения генераторов гидроэлектростанции

Использование автоматического регулирования возбуждения сильного действия является действенной мерой повышения статической устойчивости [46-55]. На повышение динамической устойчивости заметное влияние оказывает форсировка возбуждения.

На Рисунке 3.11 показана простейшая схема синхронного генератора.

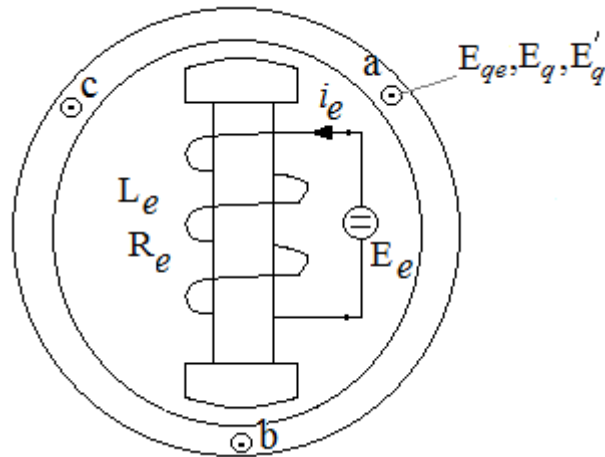


Рисунок 3.11 – Простейшая схема синхронного генератора

Уравнение обмотки возбуждения в исходном виде записывается [4]

$$L_e \frac{di_e}{dt} + R_e i_e = E_e. \quad (3.10)$$

После приведения уравнения (1) к статорным переменным оно принимает вид

$$T_{d0} \frac{dE'_q}{dt} = E_{qe} - E_q, \quad (3.11)$$

где T_{d0} – постоянная времени обмотки возбуждения;

E'_q – переходная ЭДС за сопротивлением X'_d ;

E_q – ЭДС за сопротивлением X_d ;

E_{qe} – вынужденное значение ЭДС холостого хода.

Между ЭДС E'_q и E_q имеется следующая связь

$$E_q = E'_q + (X_d - X'_d)I_d. \quad (3.12)$$

Ток I_d определяется согласно расчетной схеме на Рисунке 3.12.

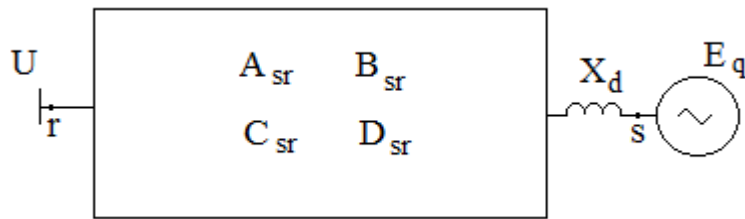


Рисунок 3.12 – Расчетная схема

$$I_d = E_q y_{ss} \cos \alpha_{ss} - U y_{sr} \cos(\delta - \alpha_{sr}), \quad (3.13)$$

где $y_{ss} = \frac{1}{|Z_{ss}|}$, $y_{sr} = \frac{1}{|Z_{sr}|}$ – модули собственной и взаимной проводимостей схемы;

$\alpha_{ss} = \frac{\pi}{2} - \arg Z_{ss}$, $\alpha_{sr} = \frac{\pi}{2} - \arg Z_{sr}$ – дополнительные углы собственных и взаимных сопротивлений.

После подстановки (3.13) в (3.12) получим

$$E_q = A_0 E'_q - B_0, \quad (3.14)$$

где $A_0 = \frac{1}{1 - (X_d - X'_d) y_{ss} \cos \alpha_{ss}}$, $B_0 = \frac{(X_d - X'_d) U y_{sr} \cos(\delta - \alpha_{sr})}{1 - (X_d - X'_d) y_{ss} \cos \alpha_{ss}}$.

После подстановки (3.14) в (3.11) получим аналог уравнения обмотки возбуждения (3.11)

$$T_{d0} \frac{dE'_q}{dt} + A_0 E'_q = E_{qe} + B_0. \quad (3.15)$$

В исходном режиме связь между $E'_q = E'_{q0}$ и E_{qe} , вытекающая из (3.15), определяется как

$$E'_{q0} = \frac{E_{qe} + B_0}{A_0}. \quad (3.16)$$

При форсировке возбуждения имеем

$$E_{qef} = K_f E_{qe},$$

где K_f – коэффициент форсировки.

Уравнение (3.15) с учетом форсировки перепишем в виде

$$\frac{dE'_q}{dt} + aE'_q = b, \quad (3.17)$$

$$\text{где } a = \frac{A_0}{T_{d0}}; \quad b = \frac{K_f E_{qe} + B_0}{T_{d0}}.$$

Общее решение дифференциального уравнения имеет вид

$$E'_q(t) = Ce^{-at} + \frac{b}{a}.$$

После несложных преобразований последнее уравнение принимает вид

$$E'_q(t) = Ce^{-at} + E'_{q0} + \frac{(K_f - 1)}{A_0} E_{qe}. \quad (3.18)$$

Учитывая начальные условия, согласно которым запишем

$$E'_q(0) = E'_{q0} = C + E'_{q0} + \frac{(K_f - 1)}{A_0} E_{qe}.$$

Отсюда следует, что

$$C = \frac{(K_f - 1)}{A_0} E_{qe}. \quad (3.19)$$

После подстановки (3.19) в (3.18) имеем

$$E'_q(t) = E'_{q0} + \frac{(K_f - 1)}{A_0} E_{qe} (1 - e^{-at}). \quad (3.20)$$

Учитывая, что согласно (3.16)

$$E_{qe} = A_0 E'_{q0} - B_0, \quad (3.21)$$

найдем окончательно

$$E'_q(t) = E'_{q0} + (K_f - 1) \left(E'_{q0} - \frac{B_0}{A_0} \right) (1 - e^{-at}). \quad (3.22)$$

Коэффициент, характеризующий изменение переходной ЭДС при форсировке, соответственно определится

$$K'(t) = \frac{E'_q(t)}{E'_{q0}} = 1 + (K_f - 1) \left(1 - \frac{B_0}{A_0 E'_{q0}} \right) (1 - e^{-at}). \quad (3.23)$$

Форсировочный режим продолжается на интервале $0 - t_f$, после чего происходит расфорсировка возбуждения, то есть переход к исходному состоянию, как показано на Рисунке 3.13.

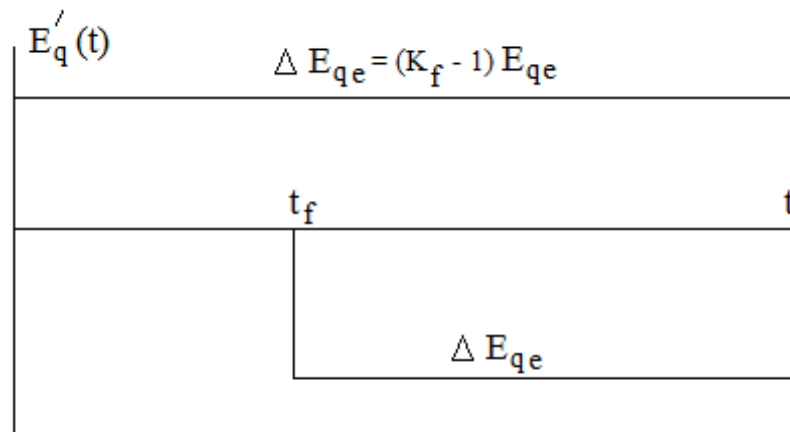


Рисунок 3.13 – Форсировка и расфорсировка возбуждения

Переходная ЭДС на интервале $0 - t_f$ описывается соотношением (3.20). После расфорсировка при $t \geq t_f$ переходная ЭДС согласно рисунку 3.13 найдется

$$\begin{aligned} E'_q(t) &= E'_{q0} + \frac{(K_f - 1)}{A_0} E_{qe} (1 - e^{-at}) - \frac{(K_f - 1)}{A_0} E_{qe} (1 - e^{-a(t-t_f)}) = \\ &= E'_{q0} + \frac{(K_f - 1)}{A_0} E_{qe} (e^{-a(t-t_f)} - e^{-at}). \end{aligned}$$

Используя функцию Хевисайда, запишем выражение переходной ЭДС на всем интервале

$$E'_q(t) = E'_{q0} + \frac{(K_f - 1)}{A_0} E_{qe} \left\{ \begin{aligned} &[\Phi(t) - \Phi(t - t_f)](1 - e^{-at}) + \\ &+ \Phi(t - t_f)[e^{-a(t-t_f)} - e^{-at}] \end{aligned} \right\}. \text{ Или учитывая выражение}$$

(3.21), окончательно имеем

$$E'_q(t) = E'_{q0} + (K_f - 1) \left(E'_{q0} - \frac{B_0}{A_0} \right) \left\{ \begin{aligned} &[\Phi(t) - \Phi(t - t_f)](1 - e^{-at}) + \\ &+ \Phi(t - t_f)[e^{-a(t-t_f)} - e^{-at}] \end{aligned} \right\}. \quad (3.24)$$

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

$$K'(t) = \frac{E'_q(t)}{E'_{q0}} = 1 + (K_f - 1) \left(1 - \frac{B_0}{A_0 E'_{q0}} \right) \left\{ \begin{aligned} &[\Phi(t) - \Phi(t - t_f)](1 - e^{-at}) + \\ &+ \Phi(t - t_f)[e^{-a(t-t_f)} - e^{-at}] \end{aligned} \right\}. \quad (3.25)$$

3.2 Анализ динамических переходов при быстродействующем автоматическом повторном включении

3.2.1 Авария на воздушной линии Датка – Худжанд

Неустойчивые короткие замыкания успешно ликвидируются в цикле БАПВ, при его длительности порядка 0,5 сек. Однако по условиям динамической устойчивости такой способ приводит к неблагоприятным последствиям, т.е. к нарушению устойчивости.

На Рисунке 3.14 приведены угловые характеристики эквивалентной одномашинной системы для схемы Кыргызстан – Таджикистан для соответствующих режимов.

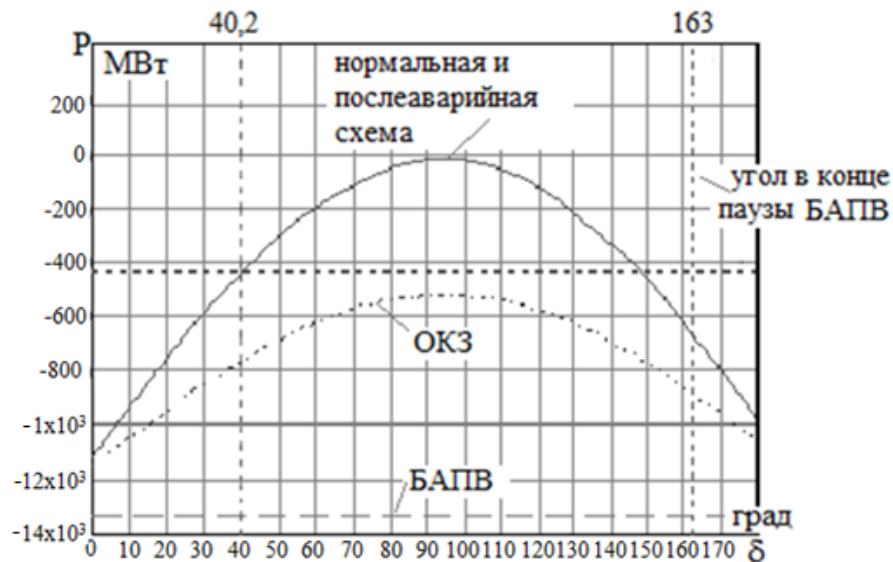


Рисунок 3.14 – Угловые характеристики в нормальном, аварийном и послеаварийном режимах

Расчет динамического перехода с использованием приведенных угловых характеристик показывает, что динамическая устойчивость нарушается (рисунок 3.15). К концу паузы БАПВ угол достигает 163° и согласно угловым характеристиками на систему воздействует ускоряющий момент и нет условий для её торможения.

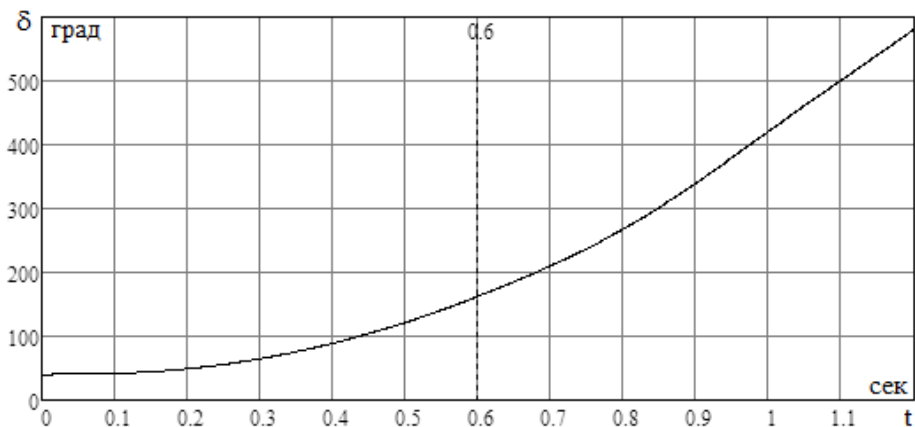


Рисунок 3.15 – Изменение угла при ликвидации аварии в цикле БАПВ

Приемлемой мерой для сохранения динамической устойчивости могло бы стать отключение части генераторов Токтогульской ГЭС [56–59]. Как показали

расчеты, для этой цели необходимо отключить не менее трех генераторов (рисунки 3.16, 3.17).

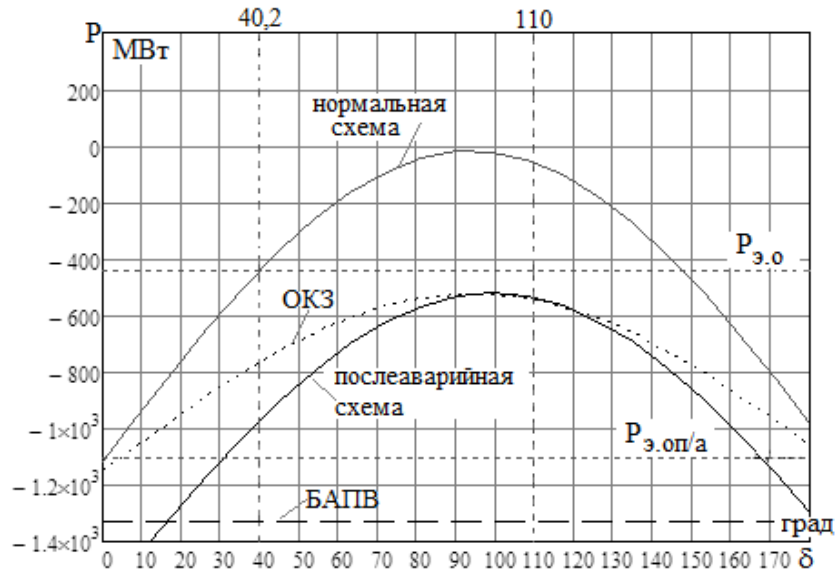


Рисунок 3.16 – Угловые характеристики в нормальном, аварийном и послеаварийном режимах при отключении трёх генераторов Токтогульской ГЭС

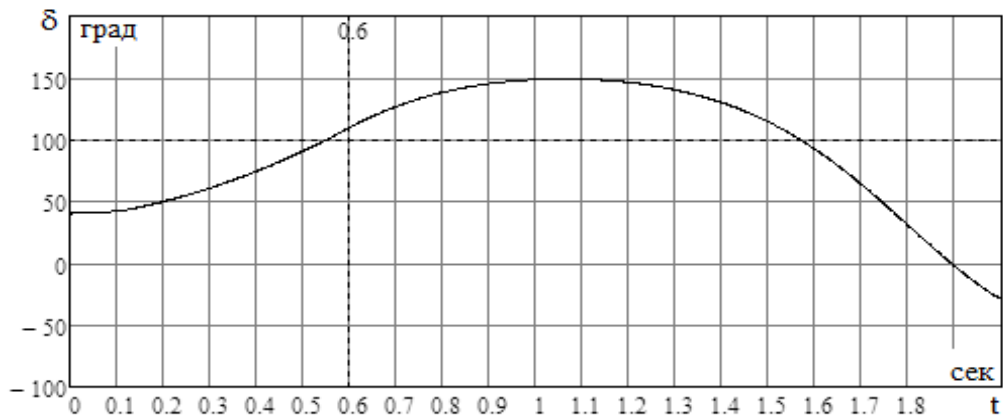


Рисунок 3.17 – Изменение угла при ликвидации аварии в цикле БАПВ с отключением трёх генераторов Токтогульской ГЭС

3.2.2 Авария на воздушной линии Душанбе – Худжанд

Как и в случае аварии на ВЛ Датка – Худжанд неустойчивые короткие замыкания успешно ликвидируется в цикле БАПВ при его длительности порядка 0,5 сек. Однако по условиям динамической устойчивости такой способ приводит к неблагоприятным последствиям, т.е. к нарушению устойчивости.

На Рисунке 3.18 приведены угловые характеристики эквивалентной одномашинной системы для схемы Кыргызстан – Таджикистан для соответствующих режимов.

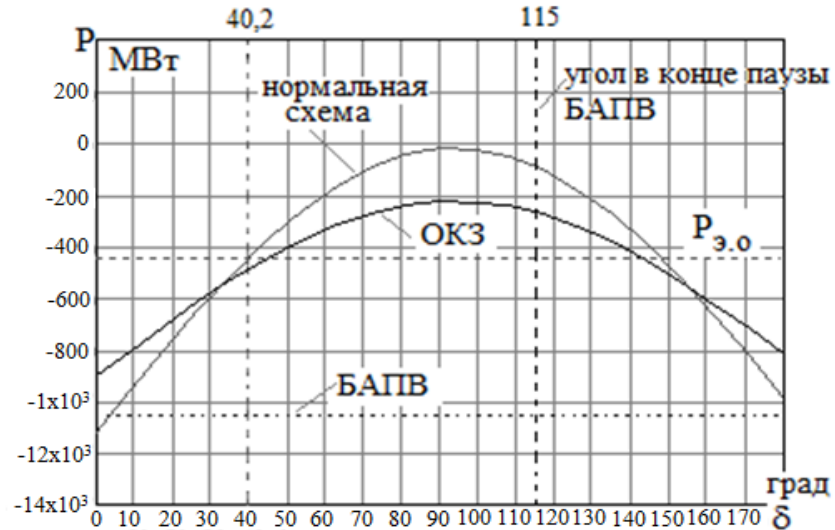


Рисунок 3.18 – Угловые характеристики в нормальном, аварийном и послеаварийном режимах

Расчет динамического перехода с использованием приведенных угловых характеристик показывает, что динамическая устойчивость нарушается (рисунок 3.19). К концу паузы БАПВ угол достигает 115° и согласно угловым характеристикам на систему воздействует ускоряющий момент и нет условий для её торможения.

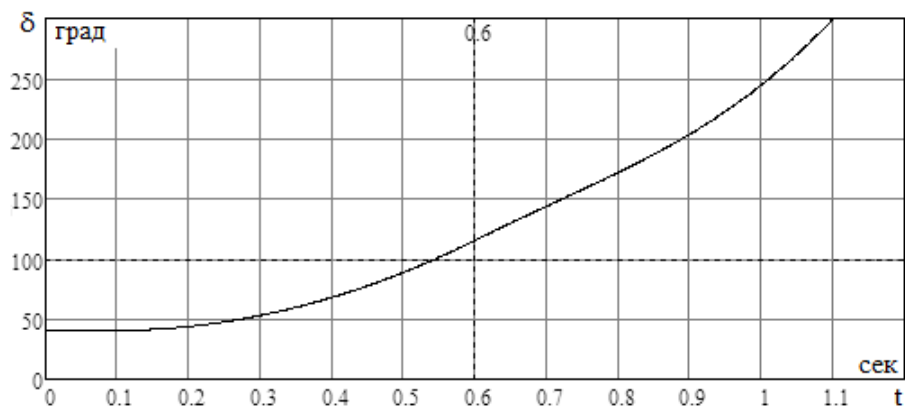


Рисунок 3.19 – Изменение угла при ликвидации аварии в цикле БАПВ

Приемлемой мерой для сохранения динамической устойчивости могло бы стать отключение части генераторов Токтогульской ГЭС. Как показали расчеты, для этой цели необходимо отключить не менее двух генераторов (рисунки 3.20, 3.21).

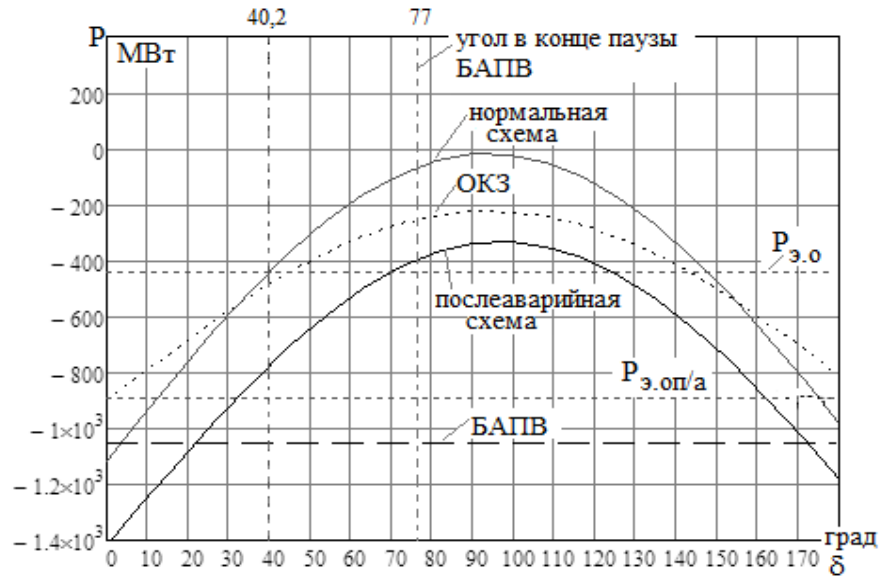


Рисунок 3.20 – Угловые характеристики в нормальном, аварийном и послеаварийном режимах при отключении двух генераторов Токтогульской ГЭС

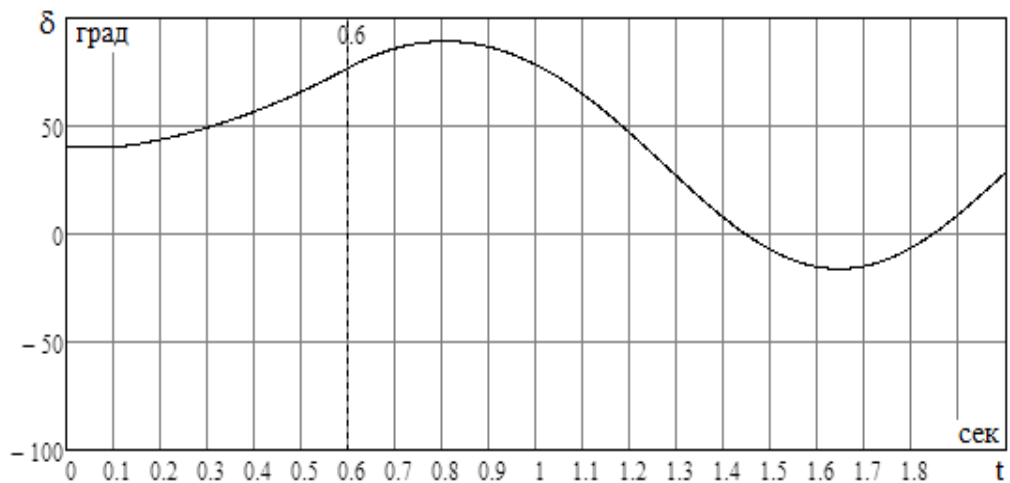


Рисунок 3.21 – Изменение угла при ликвидации аварии в цикле БАПВ с отключением двух генераторов Токтогульской ГЭС

3.3 Анализ динамических переходов при однофазном автоматическом повторном включении

3.3.1 Авария на воздушной линии Датка – Худжанд

ОАПВ является эффективным способом повышения динамической устойчивости путем ликвидации наиболее вероятных неустойчивых ОКЗ [17]. Как будет показано в следующей главе, неустойчивые однофазные короткие замыкания успешно ликвидируются в цикле ОАПВ при его длительности порядка 1,1 сек.

На Рисунке 3.22 приведены угловые характеристики эквивалентной одномашинной системы для схемы Кыргызстан – Таджикистан для соответствующих режимов.

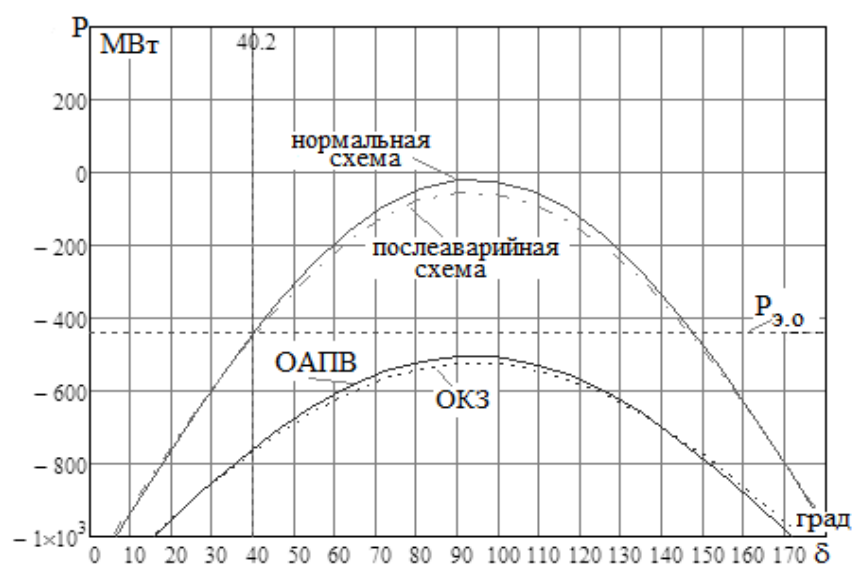
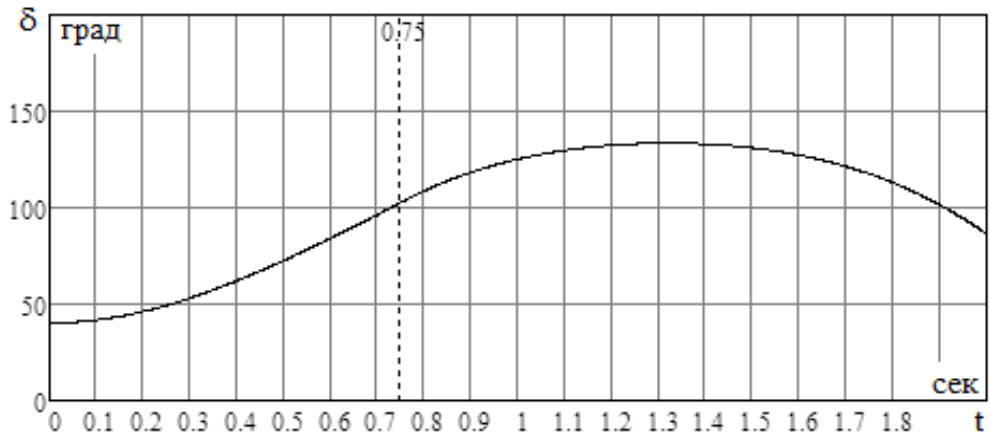


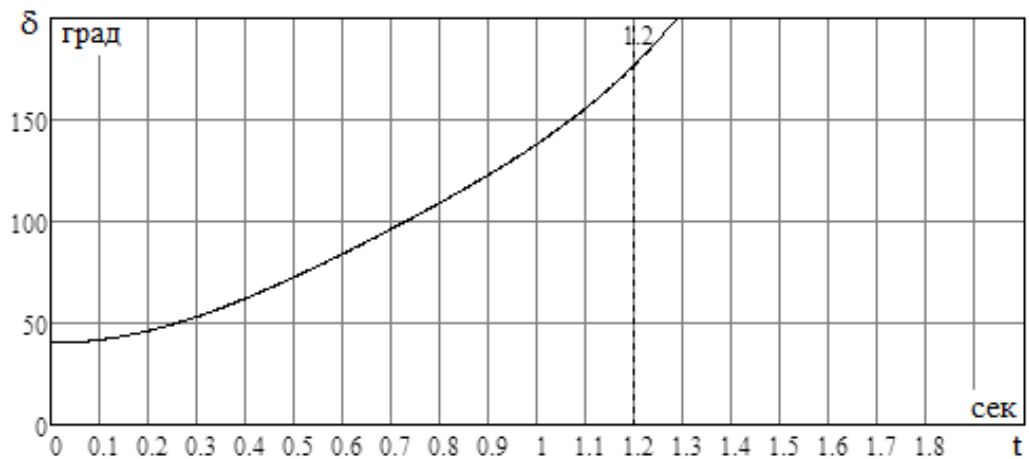
Рисунок 3.22 – Угловые характеристики в нормальном, аварийном и послеаварийном режимах при использовании ОАПВ

Расчет динамического перехода с использованием приведенных угловых характеристик показывает, что динамическая устойчивость может быть сохранена, если длительность паузы ОАПВ не превышает 0,65 сек. (рисунок 3.23а). При длительности паузы 1,1 сек, требуемой по условию успешного гашения вторичной дуги, динамическая устойчивость нарушается (рисунок

3.23б). К концу паузы ОАПВ угол достигает 177° и согласно угловым характеристикам на систему воздействует ускоряющий момент и нет условий для её торможения.



а)



б)

Рисунок 3.23 – Изменение угла при ликвидации аварии в цикле ОАПВ:

$$а - t_{\text{ОАПВ}} = 0,65 \text{ сек}; \quad б - t_{\text{ОАПВ}} = 1,1 \text{ сек}$$

Как было показано выше, приемлемой мерой для сохранения динамической устойчивости является отключение части генераторов Токтогульской ГЭС. Как показали расчеты, для этой цели в рассматриваемом случае достаточно отключить один генератор на Токтогульской ГЭС (рисунки 3.24, 3.25).

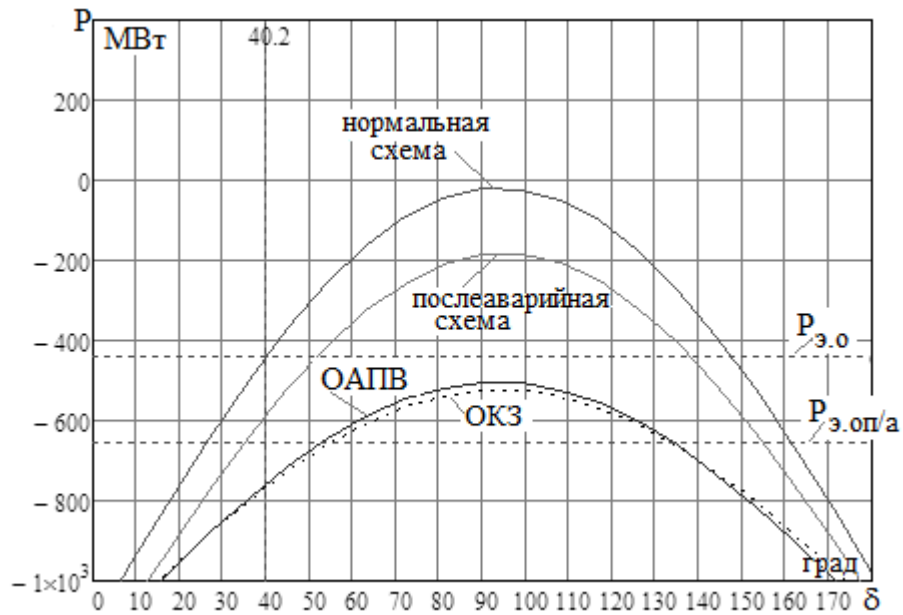


Рисунок 3.24 – Угловые характеристики в нормальном, аварийном и послеаварийном режимах при отключении одного генератора Токтогульской ГЭС

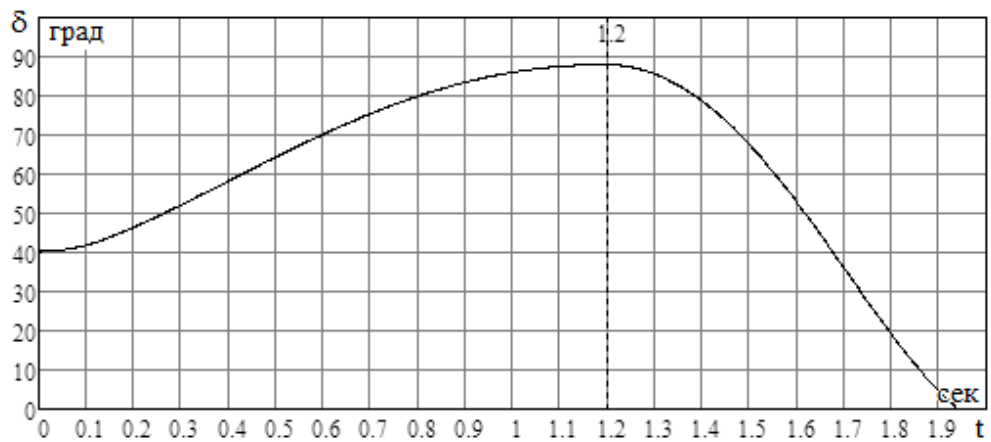


Рисунок 3.25 – Изменение угла при ликвидации аварии в цикле ОАПВ с отключением одного генератора Токтогульской ГЭС

Эффективной мерой повышения динамической устойчивости является форсировка возбуждения генераторов [51]. Генераторы Токтогульской ГЭС оснащены АРВ сильного действия с двукратной форсировкой возбуждения. Алгоритм моделирования АРВ генераторов изложен в подразделе 3.1.3.

В качестве исходной берётся расчётная схема на Рисунке 3.7, относящаяся к режиму ОАПВ. ЭДС E_1 есть эквивалент Токтогульской ГЭС и примыкающей системы, как это показано на рисунке 3.26.

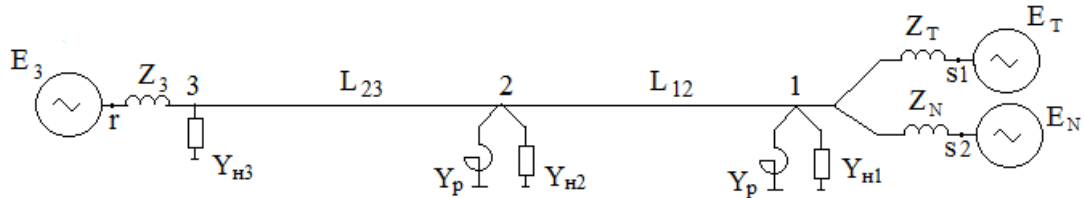


Рисунок 3.26 – Расчётная схема с выделением Токтогульской ГЭС

Путём ряда преобразований эта схема приводится к виду, соответствующему Рисунку 3.27.

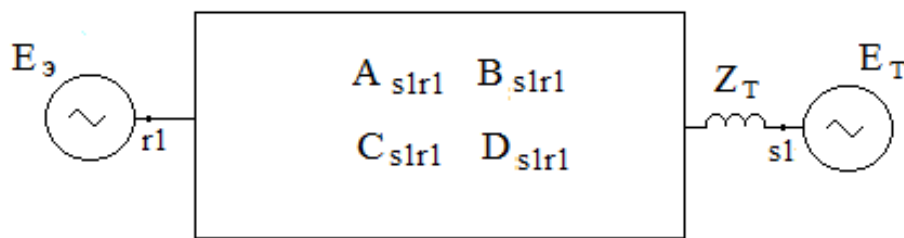


Рисунок 3.27 – Расчетная схема для определения параметров коэффициента, характеризующего изменение переходной ЭДС

Далее согласно алгоритму, изложенному в подразделе 3.1.3, определяется коэффициент, характеризующий изменение переходной ЭДС Токтогульской ГЭС в режимах форсировки и расфорсировки

$$K'_T(t) = 1 + (K_f - 1) \left(1 - \frac{B_0}{A_0 E_{T0}} \right) \left\{ \begin{aligned} & [\Phi(t) - \Phi(t - t_f)] (1 - e^{-at}) + \\ & + \Phi(t - t_f) [e^{-a(t-t_f)} - e^{-at}] \end{aligned} \right\}, \quad (3.26)$$

где в результате расчетов получено $a = 0,45$, $A_0 = 2,32$, $B_0 = 491$, $K_f = 2,0$,
 $t_f = 1 \div 2$ сек.

Соответственно изменение эквивалентной ЭДС с учетом примыкающей системы к Токтогульской ГЭС составит

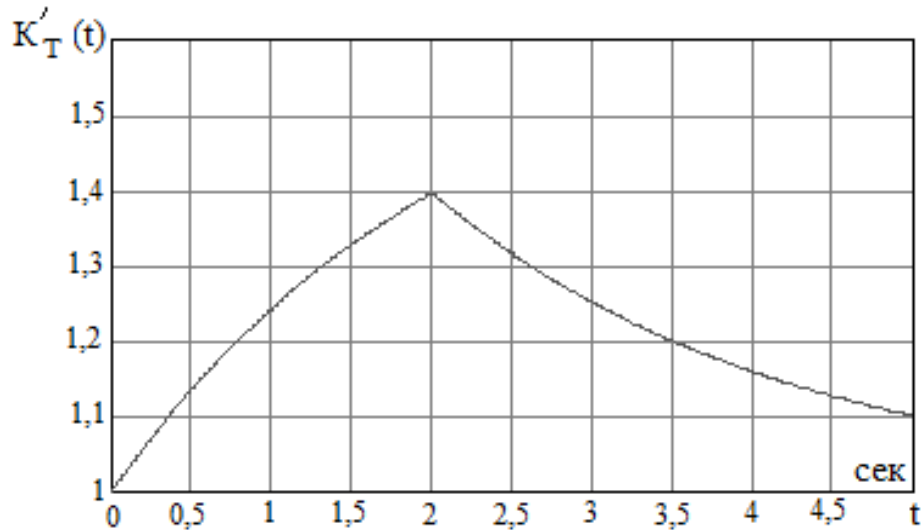
$$E_1(t) = \frac{Y_T E_{T0} K'_T(t) + Y_N E_N}{Y_T + Y_N}, \quad (3.27)$$

где $Y_T = \frac{1}{Z_T}$, $Y_N = \frac{1}{Z_N}$.

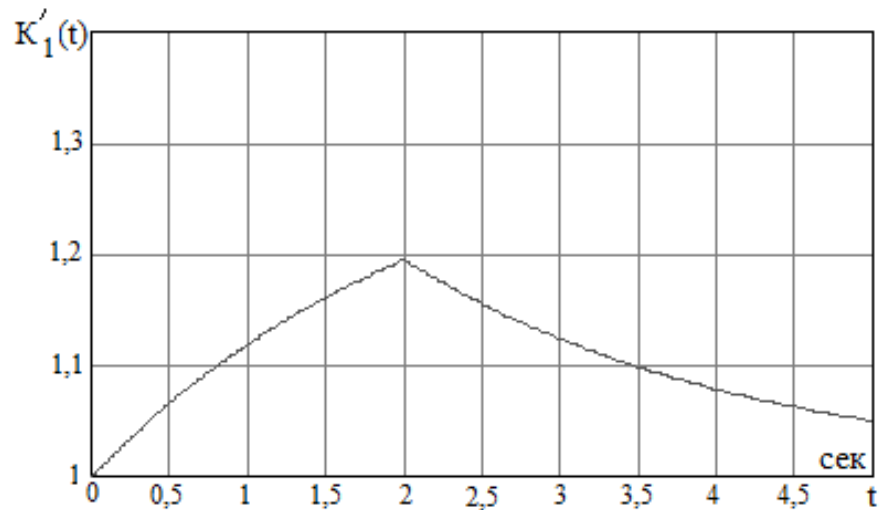
Тогда коэффициент, характеризующий изменение переходной ЭДС в целом для узла 1 в режимах форсировки и расфорсировки, составит

$$K'_1(t) = \frac{E_1(t)}{E_{1.0}}.$$

На Рисунке 3.28 показан характер изменения коэффициентов, определяющих переходные ЭДС в режимах форсировки и расфорсировки, для Токтогульской ГЭС и в целом для узла 1.



а)



б)

Рисунок 3.28 – Коэффициент, характеризующий изменения переходной ЭДС в режимах форсировки и расфорсировки: а – для Токтогульской ГЭС;
б – в целом для узла 1

На Рисунке 3.29 приведены угловые характеристики эквивалентной одномашинной системы для схемы Кыргызстан – Таджикистан для соответствующих режимов с учетом форсировки и расфорсировки возбуждения генераторов Токтогульской ГЭС. Угловые характеристики в режиме ОАПВ показаны для двух моментов времени, а именно, в начале и в конце паузы ОАПВ. Угловые характеристики в послеаварийном режиме также показаны для двух характерных моментов: в конце паузы ОАПВ и в момент расфорсировки.



Рисунок 3.29 – Угловые характеристики в нормальном, аварийном и послеаварийном режимах при использовании форсировки и расфорсировки возбуждения генераторов Токтогульской ГЭС

Как показывает дальнейший анализ, динамический переход при использовании форсировки и расфорсировки возбуждения генераторов Токтогульской ГЭС оказывается устойчивым без отключения генератора Токтогульской ГЭС (рисунок 3.30).

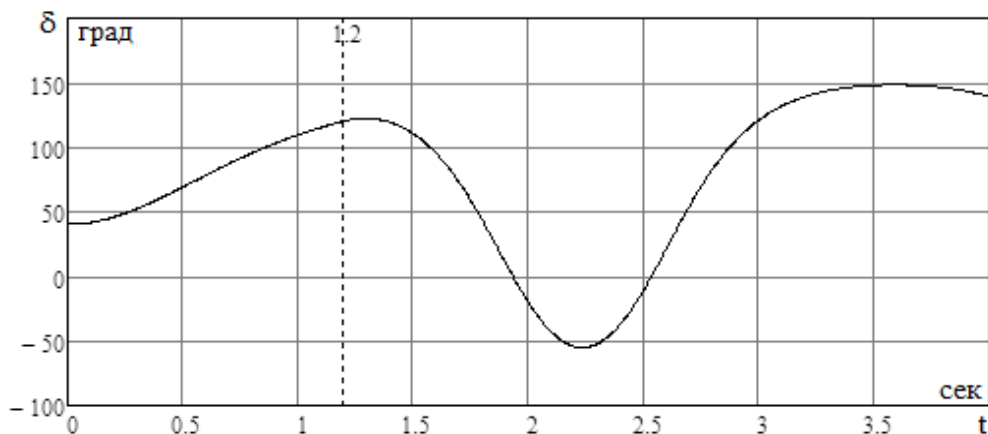


Рисунок 3.30 – Изменение угла при ликвидации аварии в цикле ОАПВ с использованием форсировки и расфорсировки возбуждения генераторов Токтогульской ГЭС

3.3.2 Авария на воздушной линии Душанбе – Худжанд

Как будет показано в следующей главе, неустойчивые однофазные короткие замыкания успешно ликвидируется в цикле ОАПВ при его длительности порядка 1,1 сек.

На Рисунке 3.31 приведены угловые характеристики эквивалентной одномашинной системы для схемы Кыргызстан – Таджикистан для соответствующих режимов.



Рисунок 3.31 – Угловые характеристики в нормальном, аварийном и послеаварийном режимах при использовании ОАПВ

Расчет динамического перехода с использованием приведенных угловых характеристик показывает, что динамическая устойчивость сохраняется при любой длительности паузы ОАПВ, в том числе и при длительности паузы 1,1 сек, требуемой по условию успешного гашения вторичной дуги (рисунок 3.32).

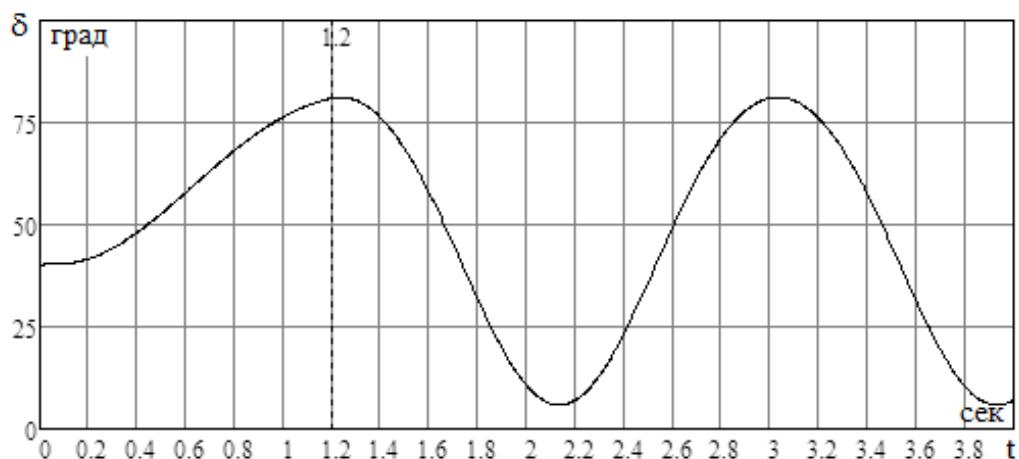


Рисунок 3.32 – Изменение угла при ликвидации аварии на ВЛ
Душанбе – Худжанд в цикле ОАПВ

Выводы

1. Проанализирован характер динамических переходов при использовании БАПВ и ОАПВ различной продолжительности и дана оценка, при каких условиях обеспечивается выдача 1000 МВт из узла Датки (Кыргызстан) в направлении Душанбе (Таджикистан).

2. Даны рекомендации, которые могут быть использованы при возникновении аварийных режимов в межсистемной связи 500 кВ Кыргызстан – Таджикистан.

4 ОСОБЕННОСТИ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ОДНОФАЗНОГО АВТОМАТИЧЕСКОГО ПОВТОРНОГО ВКЛЮЧЕНИЯ В ТРАНСПОНИРОВАННЫХ И НЕТРАНСПОНИРОВАННЫХ ЛИНИЯХ 500 кВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЧЕТЫРЕХЛУЧЕВЫХ РЕАКТОРОВ

4.1 Обоснование расчётных схем и алгоритмов для анализа восстанавливаемых напряжений и вторичных токов дуги в транспонированных воздушных линиях

В дальних электропередачах поток отказов практически полностью определяется авариями на линии в связи с большой её длиной. При этом, как уже отмечалось, в линиях напряжением 500–1150 кВ подавляющая доля отключений вызывается однофазными короткими замыканиями (ОКЗ). Это объясняется увеличением межфазовых изоляционных расстояний на опорах и в пролётах.

С точки зрения возмущающих воздействий на примыкающие системы существенное значение имеет способ ликвидации коротких замыканий в линии. Возникающие на линии неустойчивые ОКЗ сопровождаются минимальными возмущениями на примыкающие системы, если они ликвидируются в цикле однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ). В этом случае повреждённую фазу линии отключают с двух сторон, а затем через определенное время, так называемую бестоковую паузу, автоматически повторно включают. За время бестоковой паузы остаточная дуга в месте перекрытия может погаснуть, а место перекрытия деионизироваться и почти полностью восстановить свою электрическую прочность. При эксплуатации линий СВН подавляющая доля однофазных коротких замыканий имеют неустойчивый характер, т.е. могут быть устранены в цикле кратковременной бестоковой паузы с последующим восстановлением нормальной схемы. Таким образом, ОАПВ относится к важнейшей мере, повышающей надёжность электропередач сверхвысокого напряжения.

Успешность ликвидации дуговых коротких замыканий в цикле ОАПВ, с одной стороны, определяются 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, $U_{вн}$; скорость восстановления этого напряжения при гашении дуги.

Длительность горения вторичной дуги зависит и от других факторов, например, от первичного тока ОКЗ, определяющего предельную длину дуги и степень ионизации её канала, метеоусловий, влияющих на растягивание и охлаждение дуги, и других факторов, определяющих статистический характер времени горения дуги.

По имеющимся данным [41, 43, 60] среднее время горения вторичной дуги в основном зависит от величины установившегося ВТД. Зависимость максимального времени гашения вторичной дуги от амплитуды вынужденной составляющей вторичного тока дуги с достаточной точностью аппроксимируется следующим выражением

$$t_{\text{гаш}}(I_d) = 0,3 - 1,67 \cdot 10^{-3} \cdot I_d + 2,78 \cdot 10^{-4} \cdot I_d^2, \quad (4.1)$$

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

Эта зависимость показана на Рисунке 4.1. При токах дуги более 90 А гашение вторичной дуги становится проблематичным.

Бестоковая пауза ОАПВ должна превышать время гашения дуги на 0,2 сек для обеспечения восстановления электрической прочности канала дуги. Кроме

того, пауза не должна быть менее 0,5 сек, так как такое время надо для полной деионизации первоначального мощного канала дуги ОКЗ.

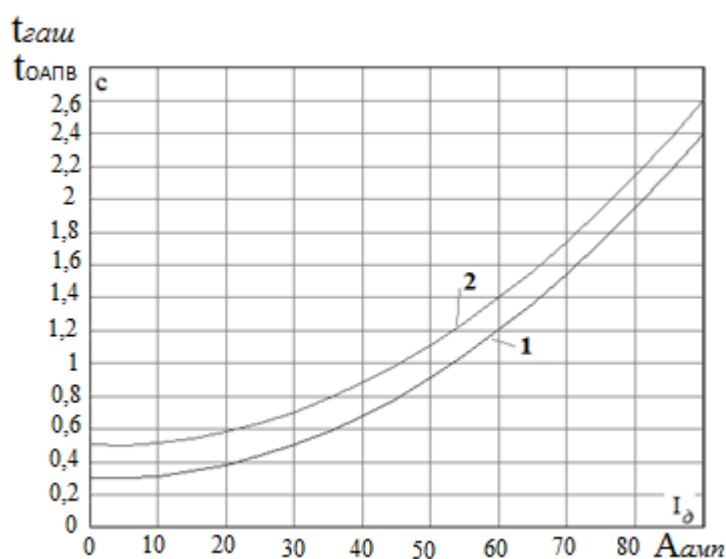


Рисунок 4.1 – Зависимость времени гашения дуги подпитки и рекомендуемой бестоковой паузы ОАПВ от амплитуды вынужденной составляющей вторичного тока дуги: 1– время гашения дуги подпитки; 2– рекомендуемая бестоковая пауза ОАПВ

С увеличением номинального напряжения, протяжённости линии и степени её загрузки влияние неповреждённых фаз становится всё более существенным, затрудняющим возможность успешного самопогасания вторичной дуги при отключении повреждённой фазы.

Имеется много работ, посвященных проблеме ликвидации неустойчивых ОКЗ [61–73]. Адекватное моделирование линии является необходимым условием для получения правильных результатов. Как правило, в длинных линиях используется транспозиция фаз, состоящая из трех шагов транспозиции. При оценке ВТД и ВН такие линии обычно принимаются идеально транспонированными, то есть обладающими симметрией фазных и межфазных параметров. Однако как показали исследования [17, 74], такое моделирование линии дает результаты далекие от истинных результатов, полученных при учете реальной транспозиции, когда на отдельном шаге транспозиции линия характеризуется несимметрией параметров. В данной главе с использованием

оригинального алгоритма проводится оценка эффективности ОАПВ с учетом реальной транспозиции.

4.1.1 Анализ восстанавливаемых напряжений и вторичных токов дуги при идеальной транспозиции

На Рисунке 4.2а показана схема замещения для расчётов установившихся ВН и ВТД в линиях с идеальной транспозицией, когда фазные сопротивления и проводимости, а также межфазные величины являются идентичными. Индуктивности примыкающих систем оказывают незначительное влияние на искомые величины, поэтому системы могут быть представлены э.д.с., которые по модулю равны максимальному рабочему напряжению. Активными сопротивлениями также можно пренебречь. После несложных преобразований схема приводится к виду на Рисунке 4.2б.

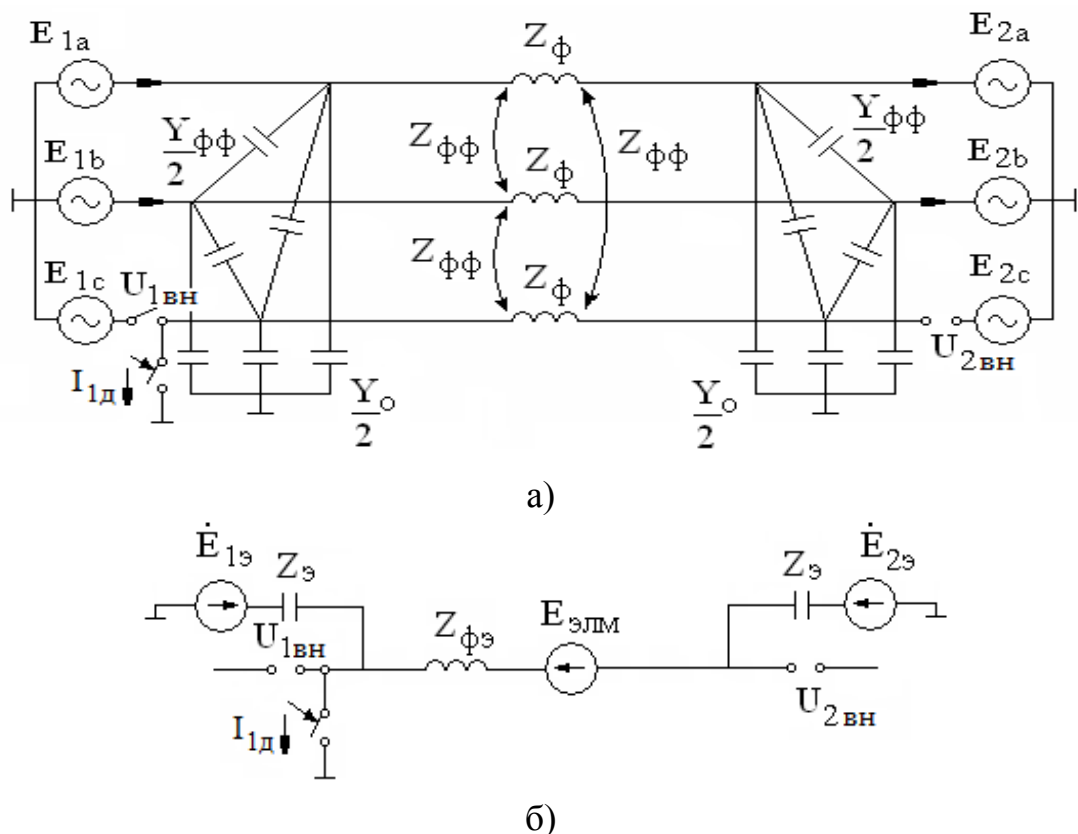


Рисунок 4.2 – Полная и эквивалентная схема замещения линии при ОАПВ:

а – полная схема замещения линии в фазных координатах;

б – эквивалентная схема замещения линии

Параметры эквивалентной схемы замещения

$$E_{1э} = -\frac{Y_{\text{фф}} E_{1a}}{2Y_{\text{фф}} + Y_o}, E_{2э} = -\frac{Y_{\text{фф}} E_{2a}}{2Y_{\text{фф}} + Y_o}, Z_э = \frac{2}{2Y_{\text{фф}} + Y_o}, Z_{\text{фэ}} = Z_{\text{ф}} - 0,5Z_{\text{фф}}. \quad (4.2)$$

Электромагнитное влияние здоровых фаз на аварийную фазу учитывается электромагнитной э.д.с., значение которой равно

$$E_{\text{элм}} = -\frac{Z_{\text{фф}} (E_{1a} - E_{2a})}{Z_{\text{ф}} + Z_{\text{фф}}}. \quad (4.3)$$

По методическим соображениям удобнее сначала провести анализ ВН на отключённой фазе, после чего на основе теоремы об эквивалентном источнике ток дуги для концевых точек линии, где имеют место наибольшие значения искомых величин, определится как

$$I_{1д} = \frac{U_{1\text{ВН}}}{Z_{1\text{ВХ}}}, \quad I_{2д} = \frac{U_{2\text{ВН}}}{Z_{2\text{ВХ}}}, \quad (4.4)$$

где $U_{1\text{ВН}}$, $U_{2\text{ВН}}$ – ВН в соответствующей точке линии;

$Z_{1\text{ВХ}}$, $Z_{2\text{ВХ}}$ – входные сопротивления схемы относительно соответствующих точек линии.

Поскольку схема симметрична, то достаточно ограничиться анализом искомых величин для одного из концов линии, например, для начала линии.

$$U_{1\text{ВН}} = \frac{E_{1э} (Z_{\text{фэ}} + Z_э) + (E_{2э} + E_{\text{элм}}) Z_э}{Z_{\text{фэ}} + 2Z_э}, \quad (4.5)$$

$$Z_{1\text{ВХ}} = R_d + \frac{Z_э (Z_{\text{фэ}} + Z_э)}{Z_{\text{фэ}} + 2Z_э}, \quad I_{1д} = \frac{U_{1\text{ВН}}}{Z_{1\text{ВХ}}},$$

где R_d – сопротивление вторичной дуги.

Реальная конструкция ВЛ СВН имеет горизонтальное расположение фаз, однократный цикл транспозиции (рисунок 4.3) и геометрические размеры, приведенные в Таблице 4.1, где в строке заголовки таблицы:

$D_{\text{ф}}$ – расстояние между соседними фазами;

$H_{\text{ф}}$ – средняя высота подвеса фаз над землей;

D_T – расстояние между тросами;

H_T – средняя высота подвеса тросов;

d – шаг расщепления фазы (троса).

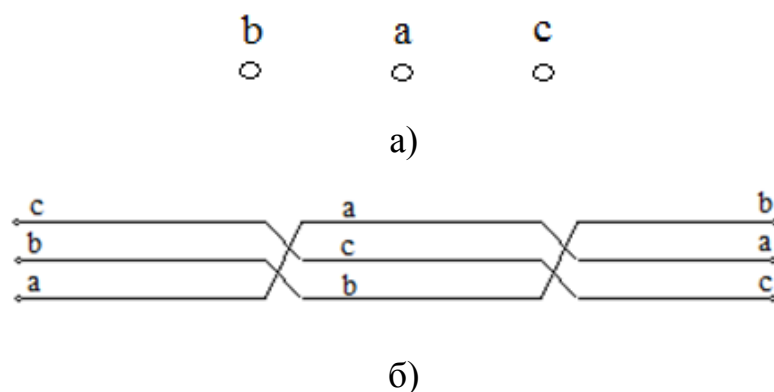


Рисунок 4.3 – Расположение линии в пространстве: а – горизонтальное расположение фаз на опоре; б – схема однократного цикла транспозиции

Таблица 4.1 – Геометрические параметры линии

U_H , кВ	D_Φ , м	H_Φ , м	D_T , м	H_T , м	Конструкция фазы	Конструкция троса	d , м
500	12	15	13	24	3×АС–400	АСУС–70	0,4

В том случае, когда линия предполагается идеально–транспонированной, она характеризуется параметрами, приведенными в Таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Параметры идеально–транспонированной линии

Номинальное напряжение, кВ	Волновое сопротивление, Ом		Коэффициент фазы, рад/км	
	Прямая последовательность	Нулевая последовательность	Прямая последовательность	Нулевая последовательность
500	281	492	$1,06 \cdot 10^{-3}$	$1,34 \cdot 10^{-3}$

На Рисунке 4.4 показано влияние угла между напряжениями по концам линии, увеличивающегося в процессе динамического перехода и достигающего значений $2\delta_0$, где δ_0 – угловой сдвиг между напряжениями в исходном нормальном режиме. Этот рисунок показывает, что в относительных единицах

величина ВН практически не зависит от длины линии. Если в качестве исходного режима принять режим натуральной мощности, то угловой сдвиг для рассматриваемых длин в нормальном режиме не превышает 30° , а в режиме качаний будет не более 60° . Отсюда следует, что ВН оценивается величиной $U_{1ВН} = (0,1 - 0,2)U_\phi$, где U_ϕ – фазное напряжение.

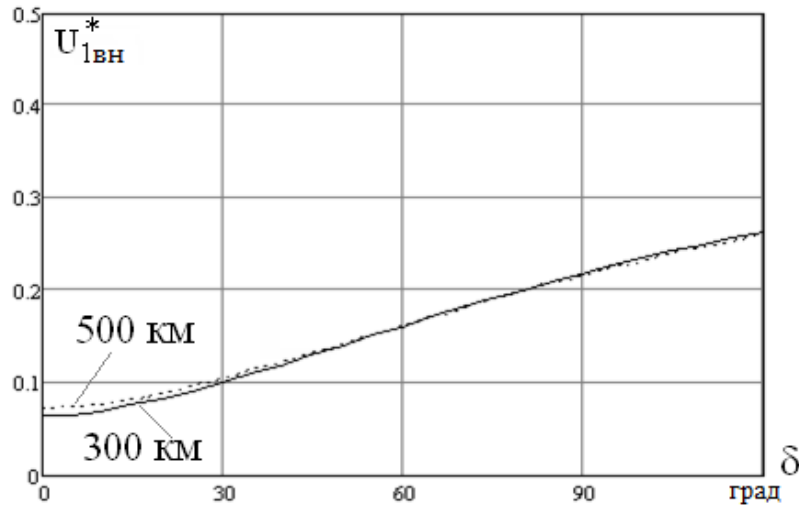


Рисунок 4.4 – Зависимость ВН от угла между концевыми напряжениями

При проведении анализа целесообразно выделить две составляющих для ВН и соответственно для ВТД, а именно, электростатическую и электромагнитную. Электростатическая составляющая определяется подпиткой со стороны здоровых фаз через междуфазные ёмкости и находится из вышеприведённого соотношения (4.5) при $E_{элм} = 0$

$$U_{1элс} = \frac{E_{13}(Z_3 + Z_{ф3}) + E_{23}Z_3}{Z_{ф3} + 2Z_3}. \quad (4.6)$$

Электромагнитная составляющая определяется э.д.с. взаимной индукции, наведённой в аварийной фазе токами здоровых фаз и согласно тому же соотношению равна

$$U_{1элм} = \frac{E_{элм}Z_3}{Z_{ф3} + 2Z_3}. \quad (4.7)$$

На Рисунке 4.5 показан характер изменения электростатической и электромагнитной составляющей ВН в зависимости от угла сдвига между э.д.с. примыкающих систем.

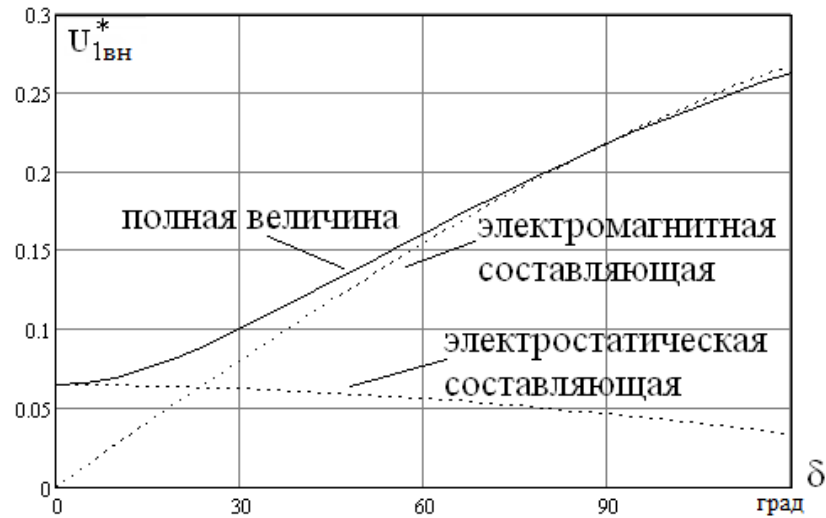


Рисунок 4.5 – Зависимость ВН и его составляющих от угла между концевыми напряжениями

Если ВН в относительных единицах практически не зависит от длины линии, то протяжённость линии существенно влияет на вторичный ток дуги, что подтверждают кривые, приведенные на Рисунке 4.6.

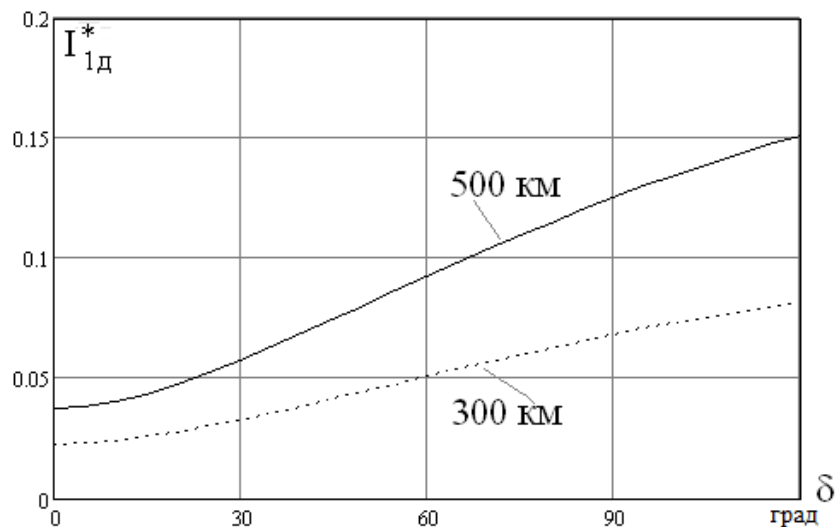


Рисунок 4.6 – Зависимость вторичного тока дуги от угла между концевыми Э.Д.С.

Понятно, что для снижения электростатической составляющей тока дуги подпитки необходимо компенсировать частично или полностью междуфазные ёмкости, а для уменьшения электромагнитной составляющей следует обеспечить компенсацию ёмкостей на землю. Эти обе задачи решаются с помощью четырехлучевых шунтирующих реакторов (ШР).

Обычный шунтирующий реактор с глухо заземлённой нейтралью (рисунок 4.7) обеспечивает лишь компенсацию ёмкостей на землю, снижая таким образом, электромагнитную составляющую тока дуги. Компенсация междуфазных ёмкостей может быть осуществлена путем включения в его нейтраль компенсационного реактора (КР) [17, 72, 73]. Действительно, как видно из преобразованной схемы, будет иметь место компенсация как ёмкостей на землю, так и междуфазных ёмкостей.

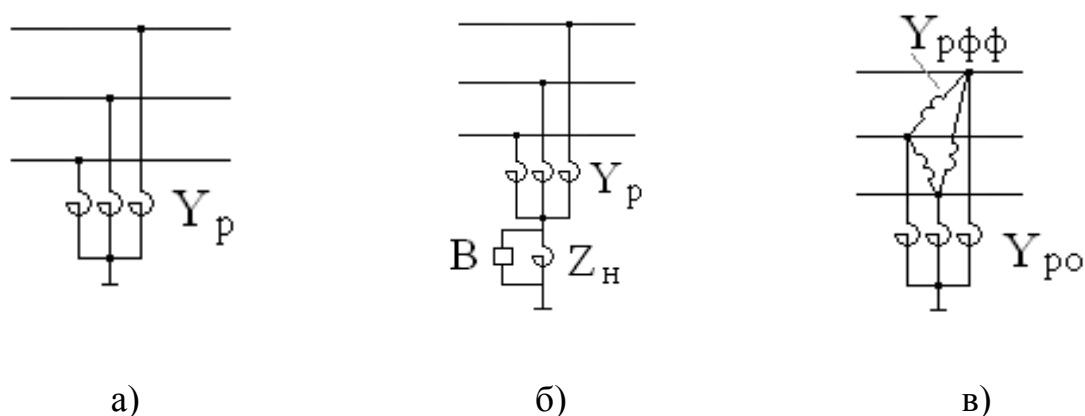


Рисунок 4.7 Схемы шунтирующего реактора: а – ШР; б – ШР с КР; в – преобразованная схема ШР с КР

Параметры преобразованной схемы ШР с КР найдутся

$$Y_{po} = \frac{Y_p}{1 + 3Y_p Z_n}, \quad Y_{pff} = \frac{Y_p^2 Z_n}{1 + 3Y_p Z_n}. \quad (4.8)$$

4.1.2 Алгоритм для определения восстанавливающихся напряжений и вторичных токов дуги при однофазном автоматическом повторном включении в линиях с реальной транспозицией

Как уже было сказано выше, реальная транспозиция должна учитываться при определении ВН и ВТД в паузу ОАПВ [102–107]. На Рисунке 4.8 представлено моделирование в фазных координатах линии с реальной транспозицией путем каскадного соединения соответствующих 8-полюсников (нулевой провод на рисунке не показан). Фазная матрица транспонированной линии определяется

$$M_\ell = \begin{vmatrix} A_\ell & B_\ell \\ C_\ell & D_\ell \end{vmatrix} = M_T M_{\text{ш1}} M_T M_{\text{ш2}} M_T M_{\text{ш3}}, \quad (4.9)$$

где $M_{\text{ши}} = \begin{vmatrix} A_{\text{ши}} & B_{\text{ши}} \\ C_{\text{ши}} & D_{\text{ши}} \end{vmatrix}$ – фазная матрица для соответствующих шагов линии, где, в свою очередь,

$$A_{\text{ши}} = \begin{bmatrix} A_{\text{ши}ia} & A_{\text{ши}iab} & A_{\text{ши}iac} \\ A_{\text{ши}iba} & A_{\text{ши}ib} & A_{\text{ши}ibc} \\ A_{\text{ши}ica} & A_{\text{ши}icb} & A_{\text{ши}ic} \end{bmatrix}, \quad B_{\text{ши}} = \begin{bmatrix} B_{\text{ши}ia} & B_{\text{ши}iab} & B_{\text{ши}iac} \\ B_{\text{ши}iba} & B_{\text{ши}ib} & B_{\text{ши}ibc} \\ B_{\text{ши}ica} & B_{\text{ши}icb} & B_{\text{ши}ic} \end{bmatrix},$$

$$C_{\text{ши}} = \begin{bmatrix} C_{\text{ши}ia} & C_{\text{ши}iab} & C_{\text{ши}iac} \\ C_{\text{ши}iba} & C_{\text{ши}ib} & C_{\text{ши}ibc} \\ C_{\text{ши}ica} & C_{\text{ши}icb} & C_{\text{ши}ic} \end{bmatrix}, \quad D_{\text{ши}} = \begin{bmatrix} D_{\text{ши}ia} & D_{\text{ши}iab} & D_{\text{ши}iac} \\ D_{\text{ши}iba} & D_{\text{ши}ib} & D_{\text{ши}ibc} \\ D_{\text{ши}ica} & D_{\text{ши}icb} & D_{\text{ши}ic} \end{bmatrix} \text{ – матричные фазные}$$

коэффициенты для i -го шага транспозиции.

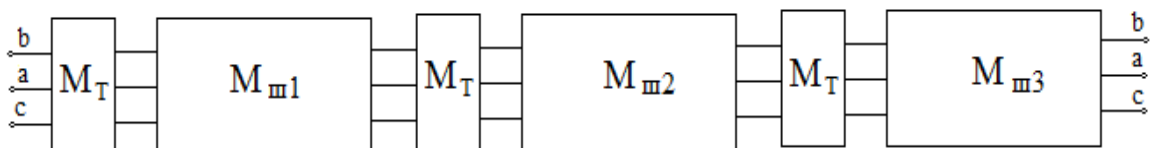


Рисунок 4.8 – Моделирование линии с реальной транспозицией

Транспозиционный узел моделируется с помощью полной матрицы транспозиции

$$M_T = \begin{vmatrix} T & 0_3 \\ 0_3 & T \end{vmatrix}, \quad (4.10)$$

где $T = \begin{vmatrix} 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \end{vmatrix}$ – матрица транспозиции;

$0_3 = \begin{vmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{vmatrix}$ – нулевая матрица третьего порядка.

Режиму ОАПВ в общем случае соответствует расчётная схема на Рисунке 4.9.

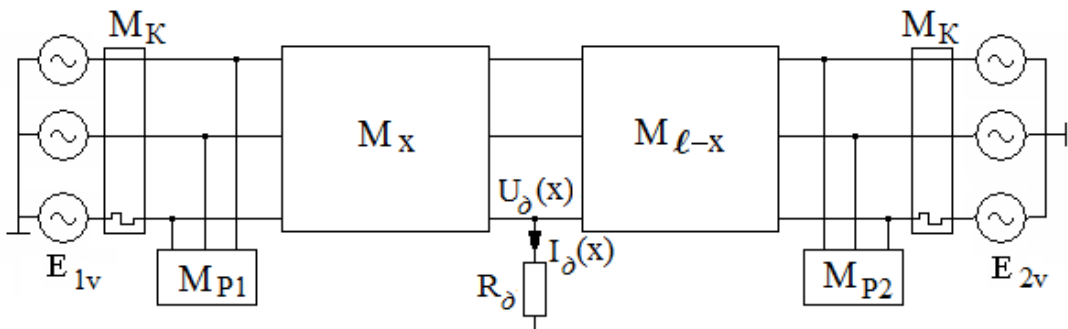


Рисунок 4.9 – Расчётная схема ЛЭП для определения ВН и ВТД при ОАПВ

Вектор фазных напряжений в месте дуги определяется следующим выражением:

$$\dot{U}_{\Delta x}(R_d) = B_{x2} \cdot B_{12}(R_d)^{-1} \dot{E}_1 + B_{1x}^T \cdot (B_{12}(R_d)^{-1})^T \cdot \dot{E}_2 \quad (4.11)$$

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

$$M_{12}(R_d) = \begin{vmatrix} A_{12}(R_d) & B_{12}(R_d) \\ C_{12}(R_d) & D_{12}(R_d) \end{vmatrix} = M_K \cdot M_{шп1} \cdot M_x \cdot M_d(R_d) \cdot M_{\ell-x} \cdot M_{шп2} \cdot M_K$$

$$M_{1x} = \begin{vmatrix} A_{1x} & B_{1x} \\ C_{1x} & D_{1x} \end{vmatrix} = M_K \cdot M_{шп1} \cdot M_x$$

$$M_{x2} = \begin{vmatrix} A_{x2} & B_{x2} \\ C_{x2} & D_{x2} \end{vmatrix} = M_{\ell-x} \cdot M_{шп2} \cdot M_K.$$
(4.12)

В эти соотношения входит матрица коммутации M_K , с помощью которой моделируются разрывы по концам линии. На Рисунке 4.10 приведена схема, моделирующая состояние выключателей.

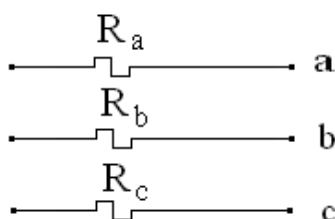


Рисунок 4.10 – Схема для моделирования состояния выключателей

Если $R_v = 0$, то это соответствует включенному состоянию фазы « v », а при $R_v \rightarrow \infty$ будет моделироваться отключенное состояние. При этом достаточно принять $R_v = 10^6$ Ом.

Соответственно матрица коммутаций в фазных координатах в общем случае имеет вид

$$M_K = \begin{vmatrix} 1_3 & R_K \\ 0_3 & 1_3 \end{vmatrix},$$
(4.13)

где $R_K = \begin{vmatrix} R_a & 0 & 0 \\ 0 & R_b & 0 \\ 0 & 0 & R_c \end{vmatrix}$ – матрица коммутации.

Например, при $R_K = \begin{vmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 10^6 \end{vmatrix}$ фазы «а» и «b» включены, а фаза «с» отключена.

Полная фазная матрица шунтирующего реактора имеет вид

$$M_{\text{шр}} = \begin{vmatrix} 1_3 & 0_3 \\ Y_{\text{шр}} & 1_3 \end{vmatrix}, \quad (4.14)$$

где $Y_{\text{шр}} = \begin{vmatrix} Y_{\text{po}} + 2Y_{\text{рфф}} & -Y_{\text{рфф}} & -Y_{\text{рфф}} \\ -Y_{\text{рфф}} & Y_{\text{po}} + 2Y_{\text{рфф}} & -Y_{\text{рфф}} \\ -Y_{\text{рфф}} & -Y_{\text{рфф}} & Y_{\text{po}} + 2Y_{\text{рфф}} \end{vmatrix}$ – фазная матрица шунтирующего

реактора;

$1_3 = \begin{vmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{vmatrix}$ – единичная матрица третьего порядка.

Полная фазная матрица дугового замыкания имеет вид:

$$M_d(R_d) = \begin{vmatrix} 1_3 & 0_3 \\ G_d(R_d) & 1_3 \end{vmatrix}, \quad (4.15)$$

где $G_d(R_d) = \begin{vmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{R_d} \end{vmatrix}$ – фазная матрица при дуговом замыкании в фазе «а» на

первом шаге транспозиции.

В зависимости от того, на какой фазе и на каком шаге транспозиции имеет место дуга, проводимость дуги занимает соответствующее место на главной диагонали фазной матрицы.

Вектор-столбцы ЭДС по концам линии, входящие в выражение (4.11) определяются как

$$\dot{E}_1 = \begin{pmatrix} \dot{E}_{1a} \\ \dot{E}_{1b} \\ \dot{E}_{1c} \end{pmatrix}, \dot{E}_2 = \begin{pmatrix} \dot{E}_{2a} \\ \dot{E}_{2b} \\ \dot{E}_{2c} \end{pmatrix}. \quad (4.16)$$

Соответственно фазное напряжение в месте дуги найдётся

$$\dot{U}_{дх}(R_{д}) = \dot{U}_{дх}(R_{д})_{n,0}, \quad (4.17)$$

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

Далее определяется амплитуда тока дуги, оцененная в амперах

$$I_{дх}(R_{д}) = 10^3 \sqrt{2} \frac{\dot{U}_{дх}(R_{д})}{R_{д}}. \quad (4.18)$$

Надо заметить, что полагая в (4.17) $R_{д} \rightarrow \infty$ (практически достаточно принять $R_{д} = 10^6$ Ом), найдём ВН на аварийной фазе после погасания дуги

$$\dot{U}_{внх} = \dot{U}_{дх}(R_{д} = 10^6). \quad (4.19)$$

Величина ВТД зависит от сопротивления вторичной дуги, которое является нелинейной функцией ВТД. Воспользовавшись моделью дуги, приведенной в [75], сопротивление дуги можно аппроксимировать следующим выражением

$$R_{д}(I_{д}) = \frac{A}{I_{д}^{\alpha}}, \quad (4.20)$$

где $\alpha = 1,4$, $A \approx 3,5 \cdot 10^5$ для ВЛ 500 кВ и $A \approx 5 \cdot 10^5$ для ВЛ 750 кВ.

На Рисунке 4.11 показаны эти зависимости. На этом же рисунке приведены данные эксперимента в ВЛ 750 кВ [43], которые подтверждают общий характер зависимостей, но дают более высокие значения сопротивлений вторичной дуги.

При оценке эффективности осуществления ОАПВ возникает вопрос, каким сопротивлением следует учитывать вторичную дугу. В режиме ОКЗ, когда ток

составляет десятки кА, сопротивление первичной дуги не превышает 10 Ом. При отключении аварийной фазы токи дуги быстро затухают (за 3–4 периода) и их установившиеся значения, рассчитанные при условии $R_d = 10 \text{ Ом}$, составляют порядка 100 А.

Приняв эти значения токов за нулевое приближение, можно согласно выражению (4.20) получить сопротивление дуги в паузу ОАПВ. На основе этих сопротивлений дуги уточняется вторичный ток дуги для оценки условий гашения дуги в соответствующем режиме. В Таблице 4.3 приведены сопротивления вторичной дуги для режима $\delta = \lambda$ при учёте реальной транспозиции.

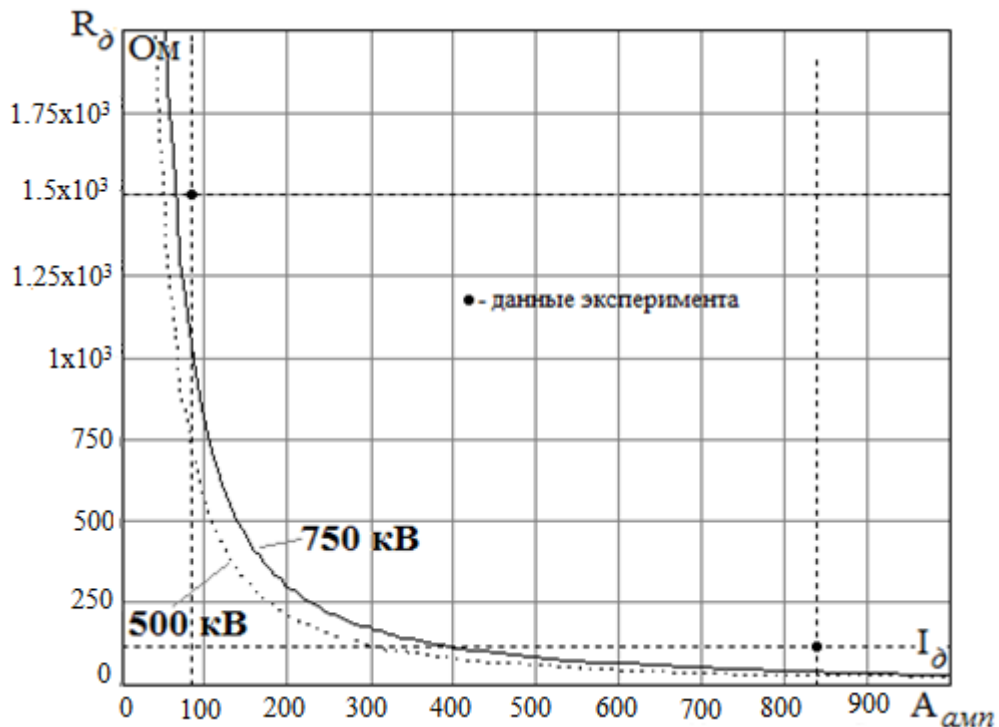


Рисунок 4.11 – Зависимость сопротивления вторичной дуги от тока (амплитудное значение) дуги для ВЛ 500 и 750 кВ

Таблица 4.3 – Значения сопротивлений вторичной дуги при $\delta = \lambda$

Номинальное напряжение, кВ	Длина линии, км	Сопротивление вторичной дуги, Ом
500	300	900 – 1130
	500	340 – 480

Далее остановимся на необходимых условиях для обеспечения успешного ОАПВ. Длительность паузы успешного ОАПВ прогнозируется в пределах 0,5–1,0 сек, если ВТД будет удовлетворять условию

$$I_d \leq 10 - 45A_{\text{амп}}. \quad (4.21)$$

Второе обстоятельство, которое следует учитывать, это создание допустимых условий работы ОПН в паузу ОАПВ (рисунок 4.12).

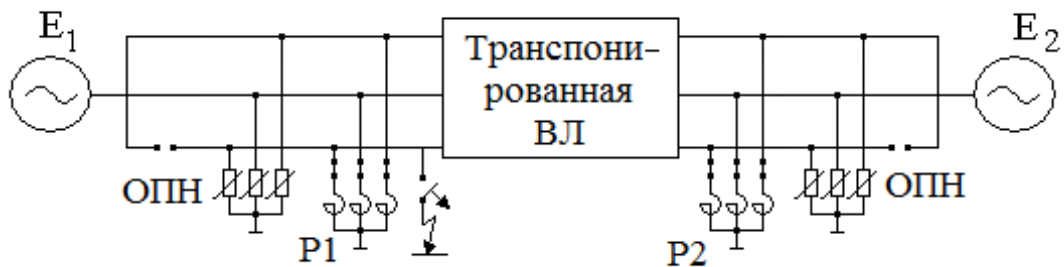


Рисунок 4.12 – Схема установки ОПН на линии

После погасания дуги начинается процесс восстановления напряжений на аварийной фазе, который имеет характер биений

$$u_{\text{ВН}}(t) = U_{\text{ВН}} \cdot K_6(t), \quad (4.22)$$

где $U_{\text{ВН}}$ – действующее значение вынужденной составляющей напряжения в месте установки ОПН.

Коэффициент биений $K_6(t)$ определяется соотношением

$$K_6(t) = \cos\left(\omega t + \phi - \frac{\pi}{2}\right) - \frac{k_d}{\sqrt{1+k_d^2}} e^{-\theta t} \cos \omega_1 t, \quad (4.23)$$

где ω , ω_1 – частоты вынужденной и свободной составляющих;

θ – коэффициент затухания;

$\phi = \arctg k_d$, $k_d = \frac{X_{\text{вх}}}{R_d}$, $X_{\text{вх}}$ – входное сопротивление схемы относительно места расположения дуги,

R_d – сопротивление вторичной дуги в момент её гашения. (Примечание: при $\omega_1 > \omega$ $k_d > 0$ и наоборот).

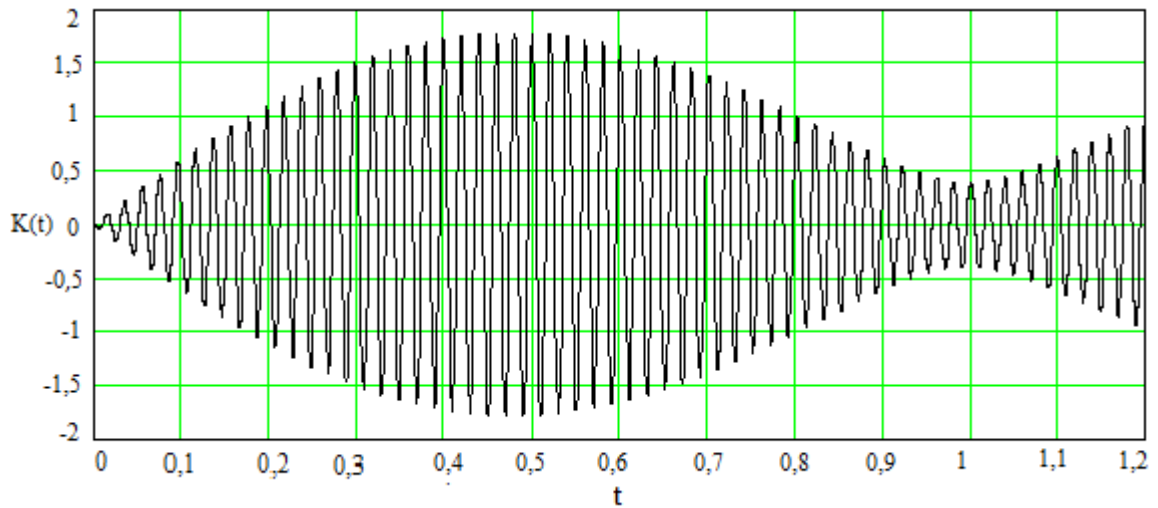
Частота свободной составляющей обычно находится пределах

$$\omega_1 = (1 \pm 0,1)\omega,$$

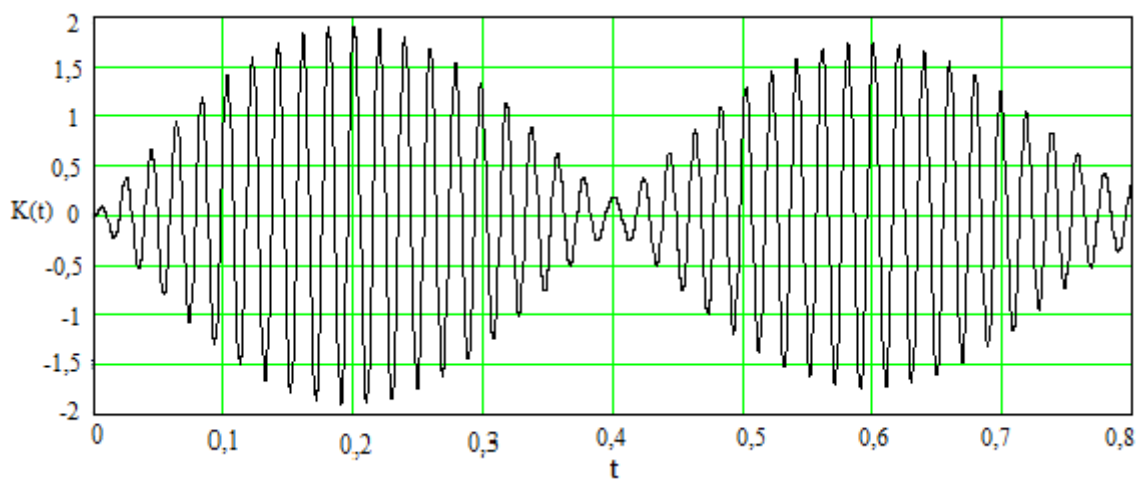
исключая узкий диапазон, близкий к резонансу

$$\omega_1 = (-0,02 \div 0,02)\omega.$$

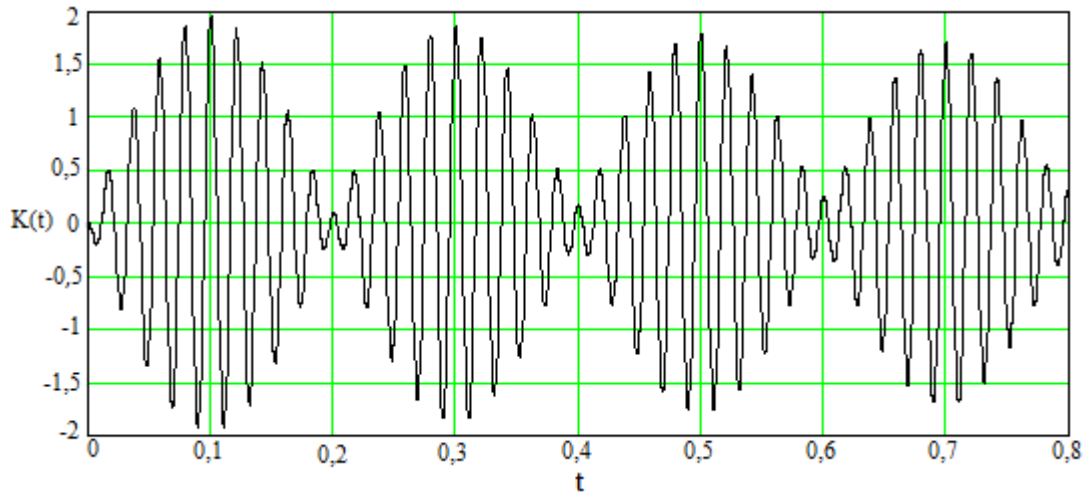
На Рисунке 4.13 приведены характерные кривые для коэффициента биений.



а)



б)



в)

Рисунок 4.13 – Коэффициент биений: а – $\omega_1 = 0,98\omega$, $\theta = 0,5$, $k_d = 2$;

б – $\omega_1 = 0,95\omega$, $\theta = 0,5$, $k_d = 2$; в – $\omega_1 = 0,90\omega$, $\theta = 0,5$, $k_d = 2$.

В общем случае продолжительность воздействия на ОПН максимальных ВН в паузу ОАПВ составляет 0,15 – 1,0 сек. По данным [22] на Рисунке 4.14 показаны допустимые повышения на ОПН в зависимости от их длительности. По условию безопасной работы ОПН повышения в течение указанной длительности допускаются не более чем $1,45U_\phi$ – $1,55U_\phi$.

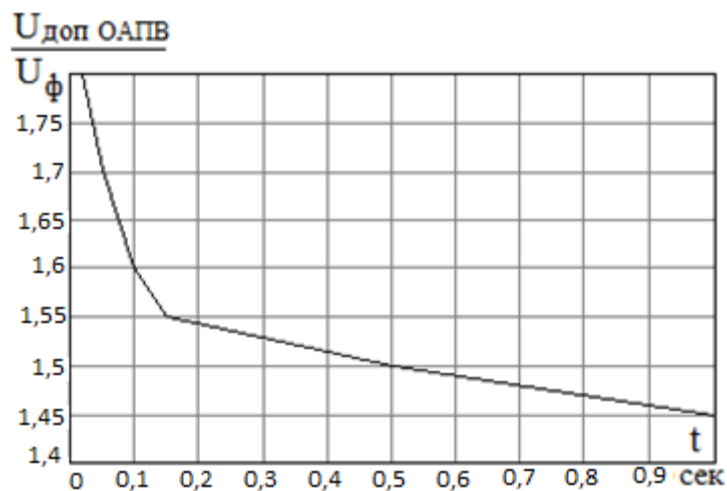


Рисунок 4.14 – Допустимые повышения на ОПН в зависимости от их длительности

Принимая максимальное значение коэффициента биений с учетом затухания $K_{\max} = 1,9$ и допустимую длительность повышения напряжения на ОПН $U_{\text{допОПН}} = 1,45U_{\phi}$, найдем допустимое вынужденное ВН в паузу ОАПВ

$$1,9U_{\text{ВНдоп}} = 1,45U_{\phi}.$$

Соответственно для класса напряжения 500 допустимое вынужденное ВН составит

$$U_{\text{ВНдоп500}} = 230\text{кВ}. \quad (4.24)$$

Таким образом, ВН в паузу ОАПВ в местах установки ОПН должно быть ограничено сверху

$$U_{\text{ВН}} \leq U_{\text{ВНдоп}}. \quad (4.25)$$

Отметим ещё раз, что представление реально транспонированной линии как идеально транспонированной недопустимо, так как для реально транспонированной линии ВТД и ВН существенно зависят от того, в какой фазе осуществляется ОАПВ. На основе приведенного выше алгоритма и оговоренных условий по гашению вторичной дуги проанализируем особенности осуществления ОАПВ в линиях 500 кВ Датка – Худжанд и Душанбе – Худжанд при их длинах соответственно 477 и 213 км.

4.2 Обоснование расчётных схем и алгоритмов для анализа восстанавливающихся напряжений и вторичных токов дуги в нетранспонированных воздушных линиях

Линии СВН сравнительно небольшой длины, а также линии значительной длины в особых случаях по условию работы в нормальных режимах могут быть нетранспонированными. Однако проблема ликвидации наиболее вероятных неустойчивых однофазных коротких замыканий (ОКЗ) сохраняется и требует своего решения. Имеется ряд работ, посвященных проблеме ликвидации неустойчивых ОКЗ в нетранспонированных линиях [76–80]. В [76,77] проблему

ОАПВ предлагается решить с помощью модифицированных четырехлучевых ШР (МШР), в [78] задача решается путём использования управляемых четырехлучевых ШР (УШР), а в [79] путем АШФ в паузу ОАПВ.

В данной работе на основе строгого алгоритма [80] проводится детальный анализ ВТД и восстанавливаемых напряжений (ВН) в нетранспонированных линиях, который позволяет более углубленно рассмотреть проблему осуществления ОАПВ в таких линиях. При этом принимаются во внимание ограничения, связанные с допустимым уровнем напряжения на аварийной фазе в паузу ОАПВ.

Режиму ОАПВ в нетранспонированной линии при наличии дуги соответствует расчётная схема на Рисунке 4.15.

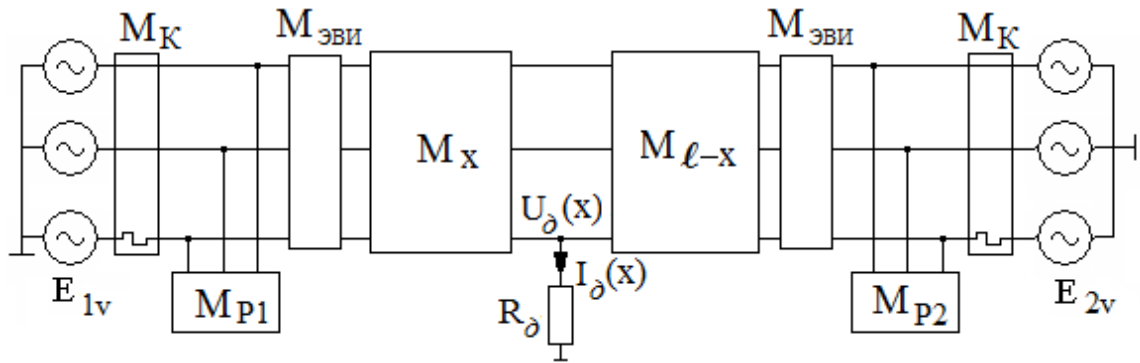


Рисунок 4.15 – Расчетная схема ЭП для определения ВН и ВТД при ОАПВ в нетранспонированной линии

Для расчета распределения фазных напряжений вдоль линии можно воспользоваться общим выражением (4.11), в котором в общем случае можно учесть ЭВИ, а линию рассматривать как нетранспонированную и в результате принять

$$M_{12}(R_d) = \begin{vmatrix} A_{12}(R_d) & B_{12}(R_d) \\ C_{12}(R_d) & D_{12}(R_d) \end{vmatrix} = \\ = M_K \cdot M_{шр1} \cdot M_{эви} \cdot M_X \cdot M_d(R_d) \cdot M_{l-x} \cdot M_{эви} \cdot M_{шр2} \cdot M_K,$$

$$\begin{aligned}
M_{1x} &= \begin{vmatrix} A_{1x} & B_{1x} \\ C_{1x} & D_{1x} \end{vmatrix} = M_k \cdot M_{шр1} \cdot M_{эви} \cdot M_x \\
M_{x2} &= \begin{vmatrix} A_{x2} & B_{x2} \\ C_{x2} & D_{x2} \end{vmatrix} = M_{\ell-x} \cdot M_{эви} \cdot M_{шр2} \cdot M_k.
\end{aligned}
\tag{4.26}$$

Для линии примем распространенный случай горизонтального расположения фаз над землёй. Фазные матрицы участков нетранспонированной линии определяются

$$M_x = \begin{vmatrix} A_x & B_x \\ C_x & D_x \end{vmatrix}, \quad M_{\ell-x} = \begin{vmatrix} A_{\ell-x} & B_{\ell-x} \\ C_{\ell-x} & D_{\ell-x} \end{vmatrix},$$

где, в свою очередь,

$$A_x = \begin{bmatrix} A_{xa} & A_{xab} & A_{xac} \\ A_{xba} & A_{xb} & A_{xbc} \\ A_{xca} & A_{xcb} & A_{xc} \end{bmatrix}, \quad A_{\ell-x} = \begin{bmatrix} A_{\ell-xa} & A_{\ell-xab} & A_{\ell-xac} \\ A_{\ell-xba} & A_{\ell-xb} & A_{\ell-xbc} \\ A_{\ell-xca} & A_{\ell-xcb} & A_{\ell-xc} \end{bmatrix},$$

$$B_x = \begin{bmatrix} B_{xa} & B_{xab} & B_{xac} \\ B_{xba} & B_{xb} & B_{xbc} \\ B_{xca} & B_{xcb} & B_{xc} \end{bmatrix}, \quad B_{\ell-x} = \begin{bmatrix} B_{\ell-xa} & B_{\ell-xab} & B_{\ell-xac} \\ B_{\ell-xba} & B_{\ell-xb} & B_{\ell-xbc} \\ B_{\ell-xca} & B_{\ell-xcb} & B_{\ell-xc} \end{bmatrix},$$

$$C_x = \begin{bmatrix} C_{xa} & C_{xab} & C_{xac} \\ C_{xba} & C_{xb} & C_{xbc} \\ C_{xca} & C_{xcb} & C_{xc} \end{bmatrix}, \quad C_{\ell-x} = \begin{bmatrix} C_{\ell-xa} & C_{\ell-xab} & C_{\ell-xac} \\ C_{\ell-xba} & C_{\ell-xb} & C_{\ell-xbc} \\ C_{\ell-xca} & C_{\ell-xcb} & C_{\ell-xc} \end{bmatrix},$$

$$D_x = \begin{bmatrix} D_{xa} & D_{xab} & D_{xac} \\ D_{xba} & D_{xb} & D_{xbc} \\ D_{xca} & D_{xcb} & D_{xc} \end{bmatrix}, \quad D_{\ell-x} = \begin{bmatrix} D_{\ell-xa} & D_{\ell-xab} & D_{\ell-xac} \\ D_{\ell-xba} & D_{\ell-xb} & D_{\ell-xbc} \\ D_{\ell-xca} & D_{\ell-xcb} & D_{\ell-xc} \end{bmatrix} \quad \text{— матричные фазные}$$

коэффициенты для соответствующих участков линии.

В соотношение (4.26) входит матрица коммутации $M_{эви}$, с помощью которой моделируются элемент взаимной индукции для симметрирования нормального режима.

Условия для компенсации электростатической и электромагнитной составляющих вторичных токов дуги в схеме с шунтирующим реактором.

Рисунок 4.16 показывает П-образную схему замещения нетранспонированной линии.

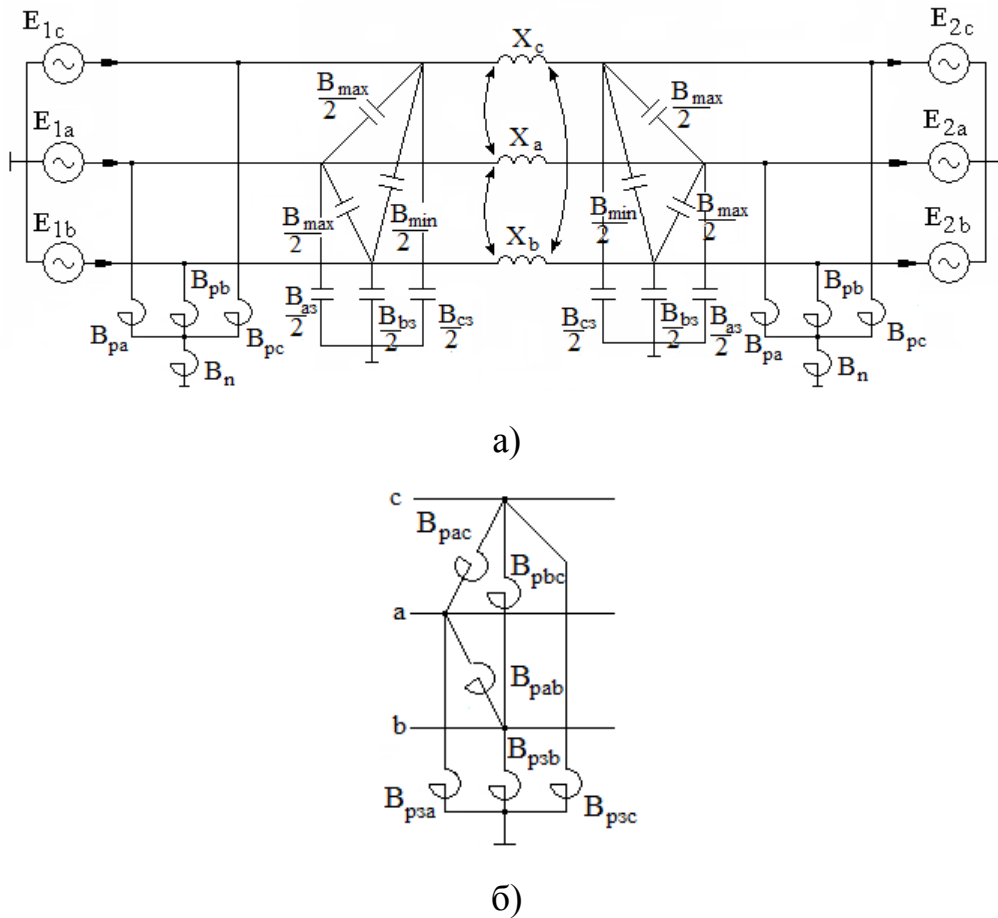


Рисунок 4.16 – Схема ЭП при представлении нетранспонированной линии П-образной схемой замещения: а – схема ЭП; б – преобразованная схема ШР

Поскольку ВЛ имеет пофазно различные параметры, то в общем случае параметры ШР также должны быть пофазно неодинаковыми. Для простоты положим, что ШР по концам ВЛ идентичны. Тогда параметры преобразованной схемы ШР соответственно составят

$$\begin{aligned}
 B_{pab} &= \frac{B_{pa} B_{pb}}{B_{\Sigma}}, & B_{pac} &= \frac{B_{pa} B_{pc}}{B_{\Sigma}}, & B_{pbc} &= \frac{B_{pb} B_{pc}}{B_{\Sigma}} \\
 B_{paz} &= \frac{B_{pa} B_n}{B_{\Sigma}}, & B_{pzb} &= \frac{B_{pb} B_n}{B_{\Sigma}}, & B_{pzc} &= \frac{B_{pc} B_n}{B_{\Sigma}},
 \end{aligned} \tag{4.27}$$

где $B_{\Sigma} = B_{pa} + B_{pb} + B_{pc} + B_n$.

Полная электростатическая компенсация обеспечивается, если межфазовые проводимости преобразованного ШР компенсируют соответствующие межфазовые проводимости для половины линии

$$B_{\text{pab}} = \frac{B_{\text{pa}} B_{\text{pb}}}{B_{\Sigma}} = -\frac{B_{\text{max}}}{2}, B_{\text{pac}} = \frac{B_{\text{pa}} B_{\text{pc}}}{B_{\Sigma}} = -\frac{B_{\text{max}}}{2}, B_{\text{pbc}} = \frac{B_{\text{pb}} B_{\text{pc}}}{B_{\Sigma}} = -\frac{B_{\text{min}}}{2}. \quad (4.28)$$

Из первых двух уравнений системы (4.28) следует

$$B_{\text{pb}} = B_{\text{pc}}. \quad (4.29)$$

Тогда из двух последних уравнений системы (4.28) вытекает

$$B_{\text{pa}} = K_{\text{эст}} \cdot B_{\text{pb}}, \quad (4.30)$$

где $K_{\text{эст}} = \frac{B_{\text{max}}}{B_{\text{min}}} = 4 \div 5$ – отношение межфазной емкостной проводимости между средней и крайней фазами к межфазной емкостной проводимости между крайними фазами.

Полная электромагнитная компенсация обеспечивается, если фазовые проводимости на землю преобразованного ШР компенсируют соответствующие фазовые проводимости для половины линии

$$B_{\text{раз}} = \frac{B_{\text{pa}} B_{\text{n}}}{B_{\Sigma}} = -B_{\text{аз}}, \quad B_{\text{pbз}} = \frac{B_{\text{pb}} B_{\text{n}}}{B_{\Sigma}} = -B_{\text{бз}}, \quad B_{\text{pcз}} = \frac{B_{\text{pc}} B_{\text{n}}}{B_{\Sigma}} = -B_{\text{сз}}. \quad (4.31)$$

Поскольку $B_{\text{бз}} = B_{\text{сз}}$, то из последних двух уравнений системы (4.31) следует

$$B_{\text{pb}} = B_{\text{pc}}. \quad (4.32)$$

Тогда из двух первых уравнений системы (4.31) вытекает

$$B_{\text{pa}} = K_{\text{эlm}} \cdot B_{\text{pb}}, \quad (4.33)$$

где $K_{\text{эlm}} = \frac{B_{\text{аз}}}{B_{\text{бз}}} \approx 0,9$ – отношение фазной проводимости на землю для средней фазы к фазной проводимости на землю для крайних фаз.

Значительное различие между $K_{\text{эст}}$ и $K_{\text{элим}}$ означает, что обеспечить одновременно полную электростатическую и электромагнитную компенсацию с помощью ШР невозможно. Однако оптимальное соотношение фазных параметров реактора существует в диапазоне $K_{\text{эст}} \div K_{\text{элим}}$, которое даёт наименьшее значение ВТД

$$K_{\text{opt}} = \frac{B_{\text{pa.opt}}}{B_{\text{pb}}} \quad (4.34)$$

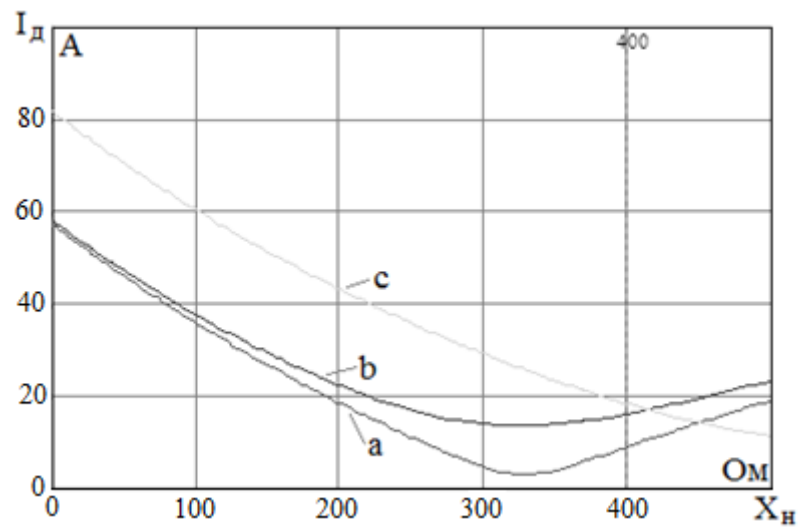
Следует подчеркнуть, что проводимости фаз «b» и «с» остаются неизменными, соответствующие номинальному значению, а проводимость фазы «a» изменяется при ОАПВ в каждой из фаз, так чтобы обеспечивался минимально возможный ВТД. Как показал анализ, оптимальное соотношение фазных параметров реактора может быть принято $K_{\text{opt}} \approx 2$. Тогда учитывая, что на линии предусмотрены резервные фазы реакторов, они могут быть использованы в паузу ОАПВ путем их подключения к фазе «a», занимающей среднее положение.

4.3 Определение требуемой паузы однофазного автоматического повторного включения по условию гашения вторичных токов дуги в воздушной линии 500 кВ Датка – Худжанд и Душанбе – Худжанд

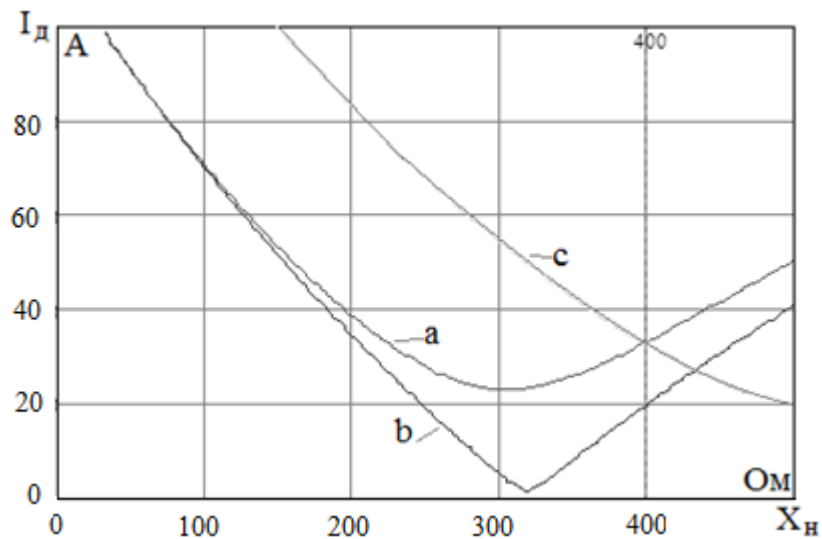
4.3.1 Однофазное автоматическое повторное включение на воздушной линии Датка – Худжанд

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

Вариант транспонированной линии. Используя методику, изложенную в разделе 4.1, определим параметры нейтрального реактора, при котором имеют место минимальные вторичные токи дуги. На Рисунок 4.17 показаны зависимости ВТД от сопротивления нейтрального реактора при аварии в начале и конце линии для угла отклонения, соответствующего исходному нормальному режиму.



а)

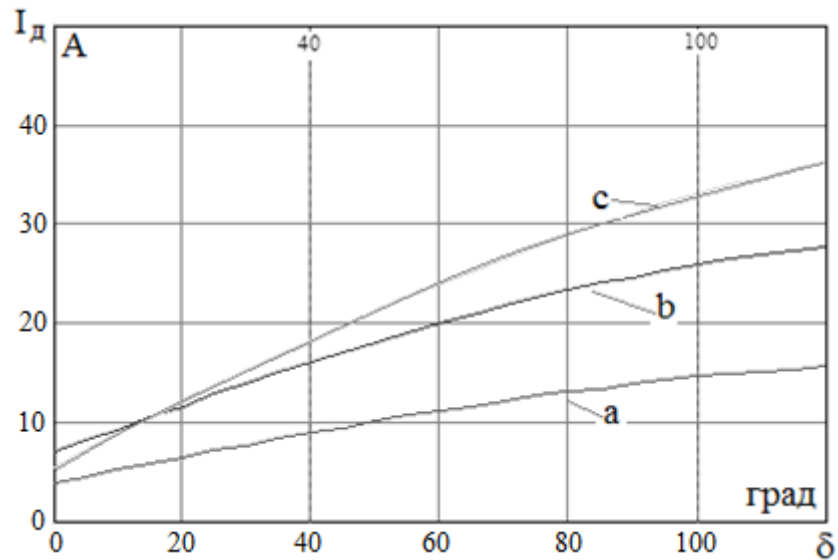


б)

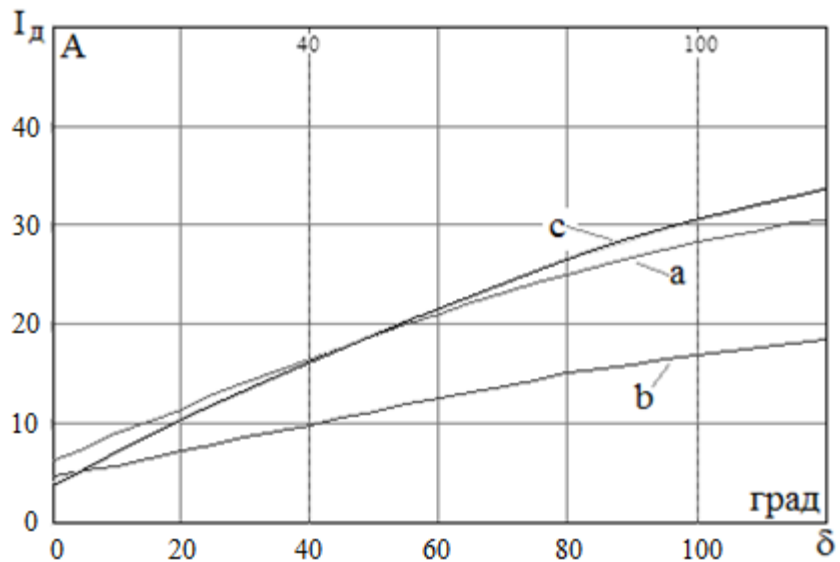
Рисунок 4.17 – Зависимость ВТД от сопротивления нейтрального реактора:

а – начало ВЛ; б – конец ВЛ

Минимальные ВТД имеют место при сопротивления нейтрального реактора в диапазоне 200 – 400 Ом. Как показал анализ в предыдущей главе в разделе 3.3.1, в процессе динамического перехода угол δ достигает 100° . На Рисунке 4.18 приведены зависимости ВТД от угла δ для начала и конца ВЛ.



а)

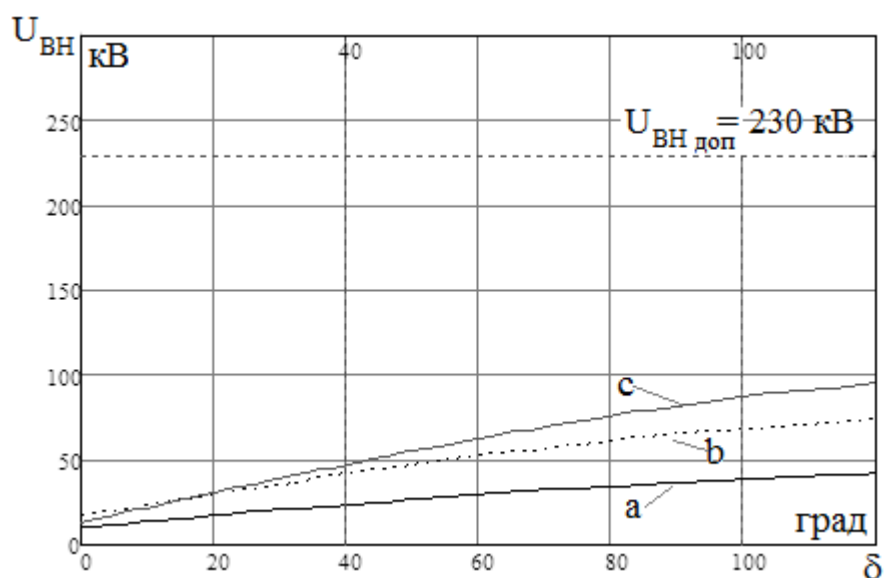


б)

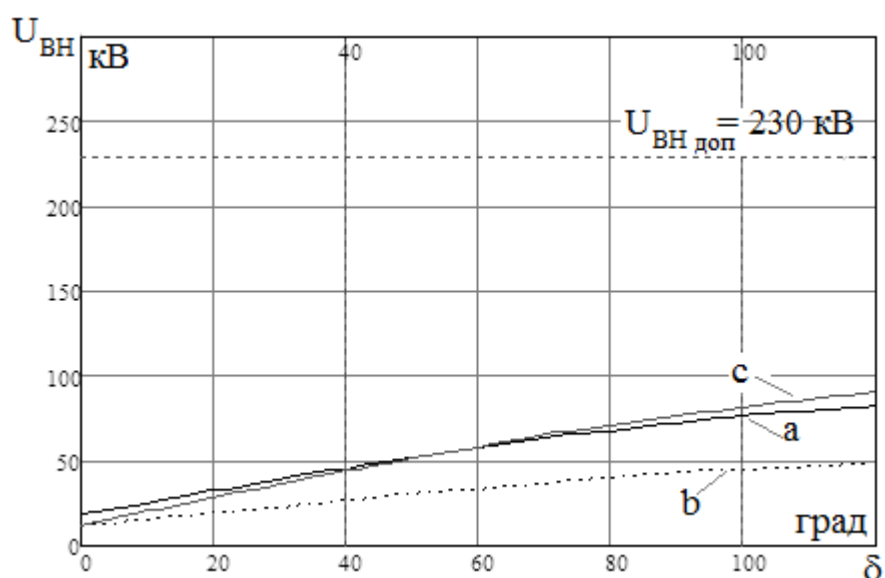
Рисунок 4.18 – Зависимость ВТД при отклонении угла δ : а – начало ВЛ;
б – конец ВЛ

Как следует из расчётов, при максимальном угле отклонения ВТД составляет 33 А, и соответственно согласно выражению (4,1) длительность паузы ОАПВ будет составлять 0,75 сек.

Проверка по допустимости ВН в режиме паузы ОАПВ (рисунок 4.19) показала, что ВН как в начале ВЛ, так и в её конце, где установлены ОПН, не превышают требуемый уровень.



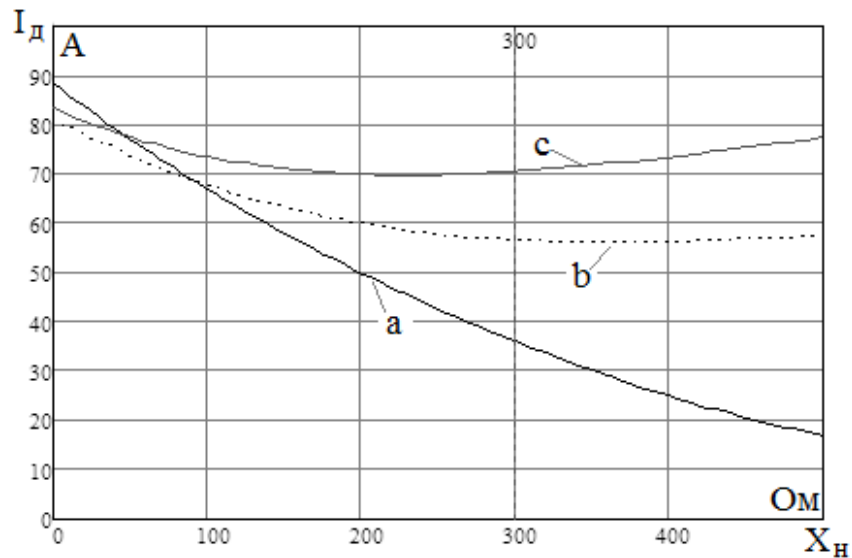
а)



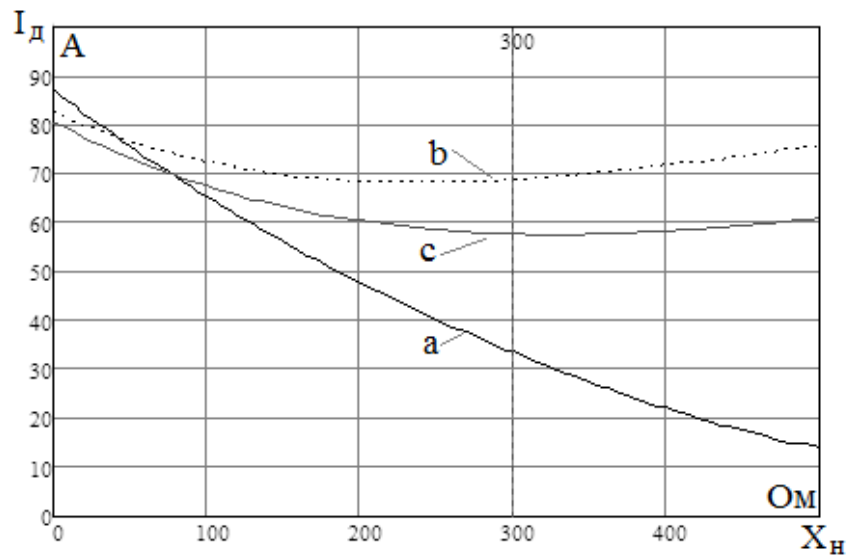
б)

Рисунок 4.19 Зависимость ВН от отклонении угла δ : а – начало ВЛ;
б – конец ВЛ

Вариант нетранспонированной линии. Используя методику, изложенную в разделе 4.2, определим параметры нейтрального реактора, при котором имеют место минимальные вторичные токи дуги. На Рисунке 4.20 показаны зависимости ВТД от сопротивления нейтрального реактора при аварии в начале и конце линии для угла отклонения, соответствующего исходному нормальному режиму.



а)



б)

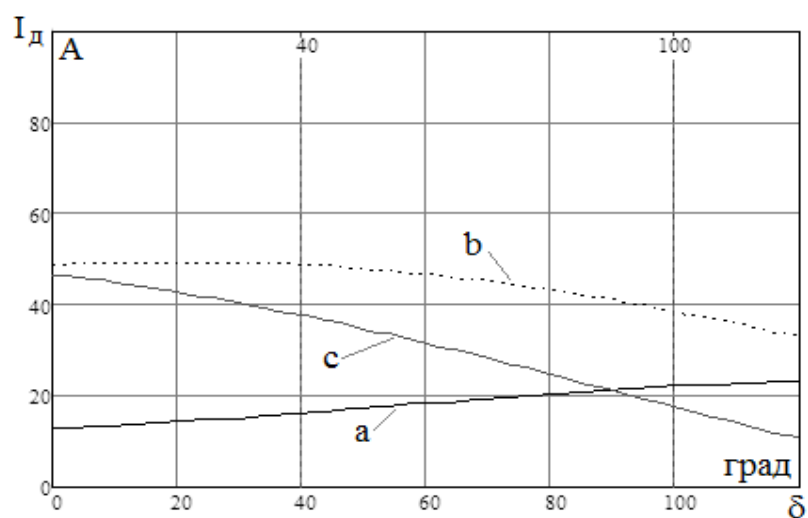
Рисунок 4.20 – Зависимость ВТД от сопротивления нейтрального реактора:

а – начало ВЛ; б – конец ВЛ

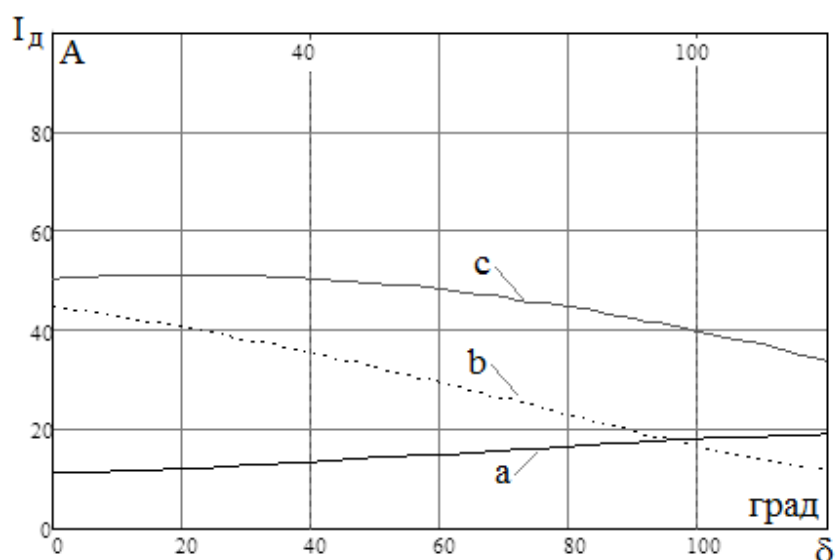
Минимальные ВТД имеют место при сопротивления нейтрального реактора в диапазоне 200 – 400 Ом. Даже без учёта отклонения угла δ ВТД достигают 70 А и соответственно для их гашения требуется длительность паузы ОАПВ 1,75 сек.

Снизить ВТД и соответственно сократить паузу ОАПВ можно за счёт подключения резервной фазы реактора к соответствующей фазе ВЛ, как это было

предложено в разделе 4.2. Рисунок 4.21 иллюстрирует снижение ВТД, которые не превышают 50 А при любом возможном отклонении угла δ .



а)



б)

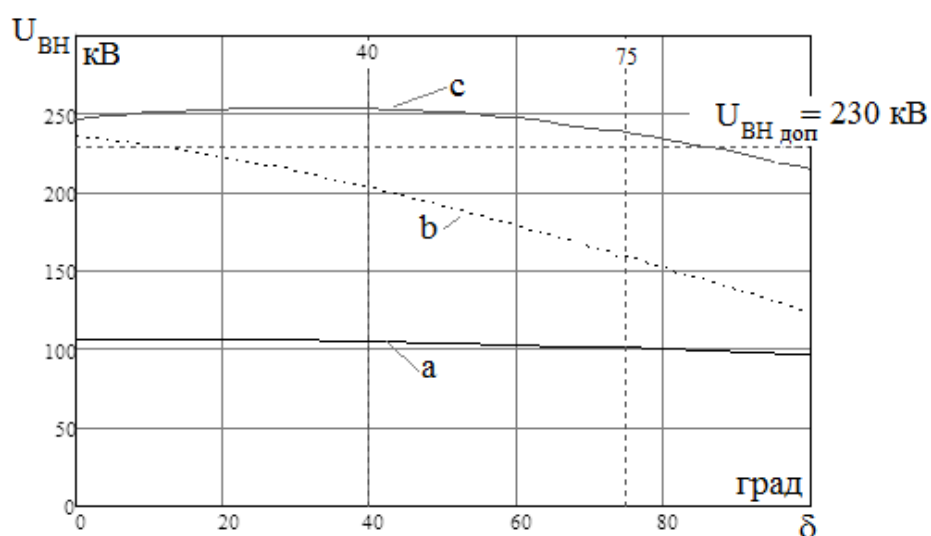
Рисунок 4.21 – Зависимость ВТД от отклонении угла δ : а – конец ВЛ;
б – начало ВЛ

Соответственно для гашения таких токов требуется длительность паузы ОАПВ 1,1 сек.

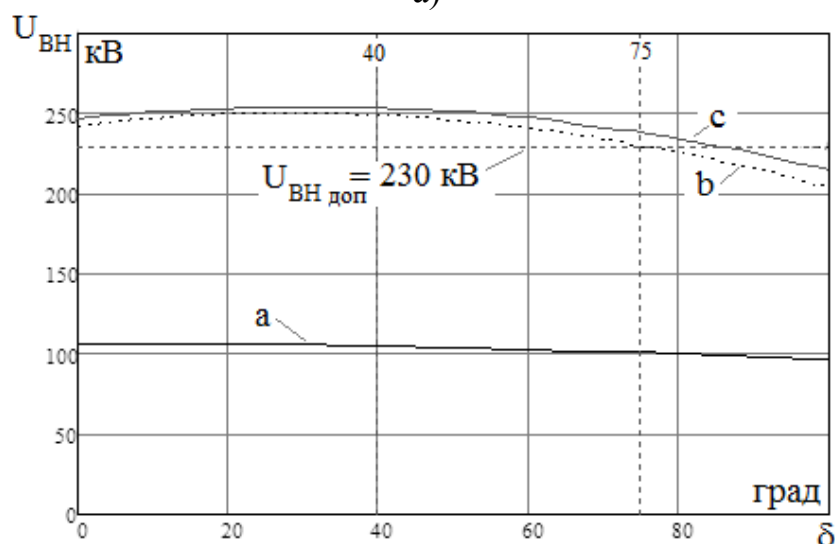
Как показал анализ динамической устойчивости в предыдущей главе, при полученных выше паузах ОАПВ динамический переход оказывается неустойчивым и требуется отключение одного генератора.

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 (рисунок 4.22), поскольку ВН как в начале ВЛ, так и в её конце, где установлены ОПН, превышают требуемый уровень.



а)

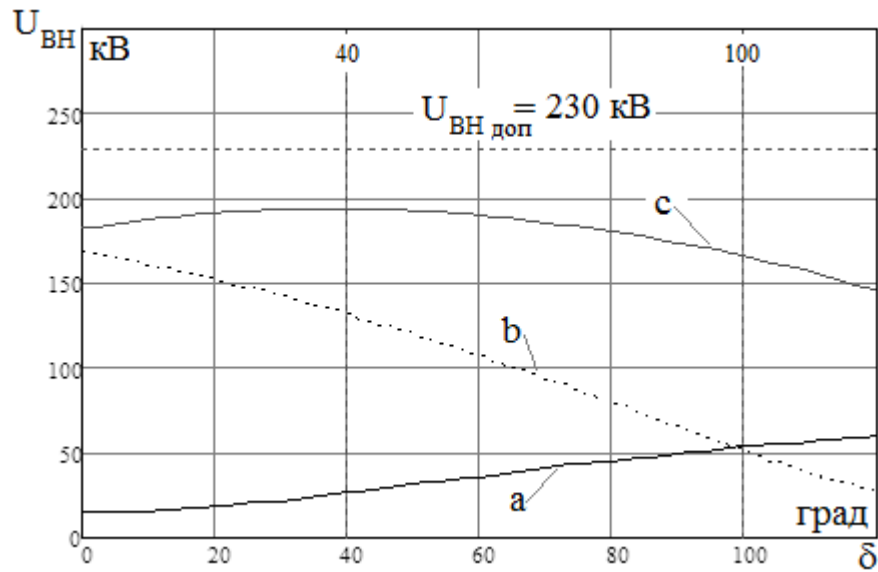


б)

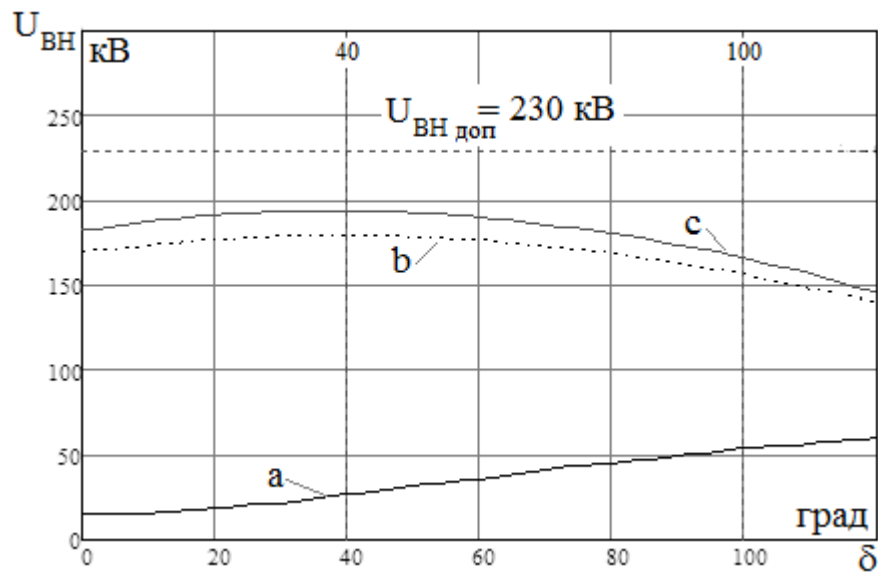
Рисунок 4.22 – Зависимость ВН от отклонении угла δ : а – начало ВЛ;

б – конец ВЛ

При использовании резервной фазы ВН находится в допустимых пределах (рисунок 4.23).



а)

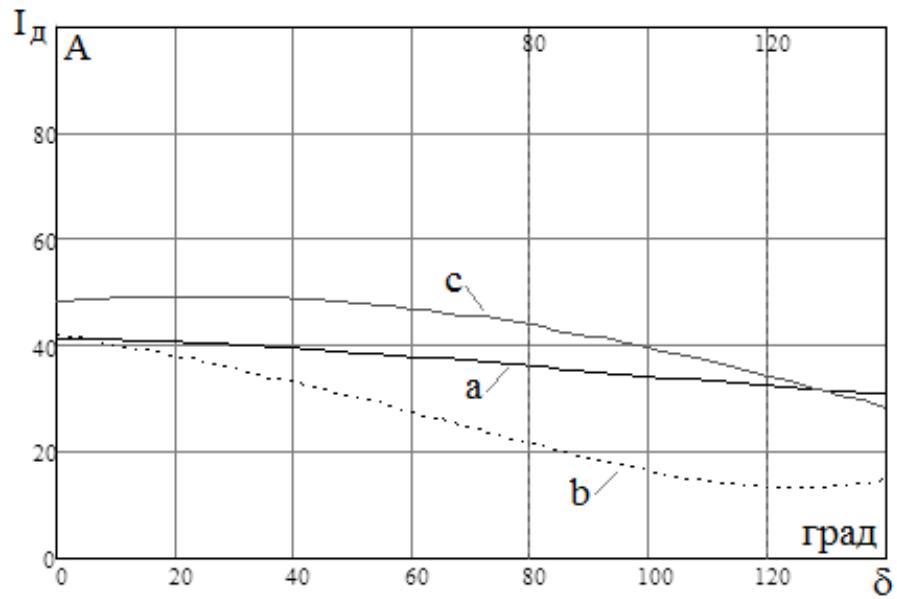


б)

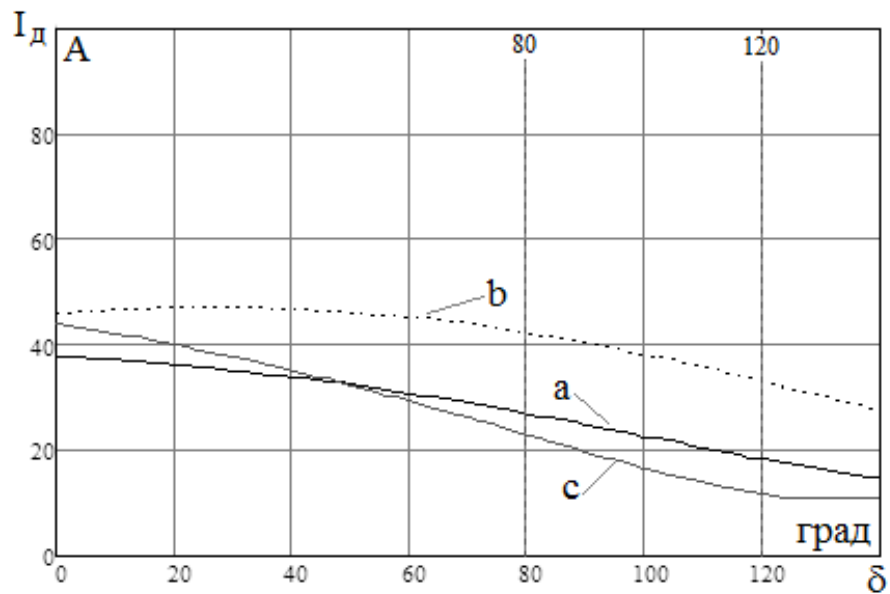
Рисунок 4.23 – Зависимость ВН от отклонении угла δ : а – начало ВЛ;

б – конец ВЛ

Рассмотрение варианта с применением АРВ на генераторах Токтогульской ГЭС показало, что при использовании резервной фазы ВТД не превышают 48А (рисунок 4.24).



а)



б)

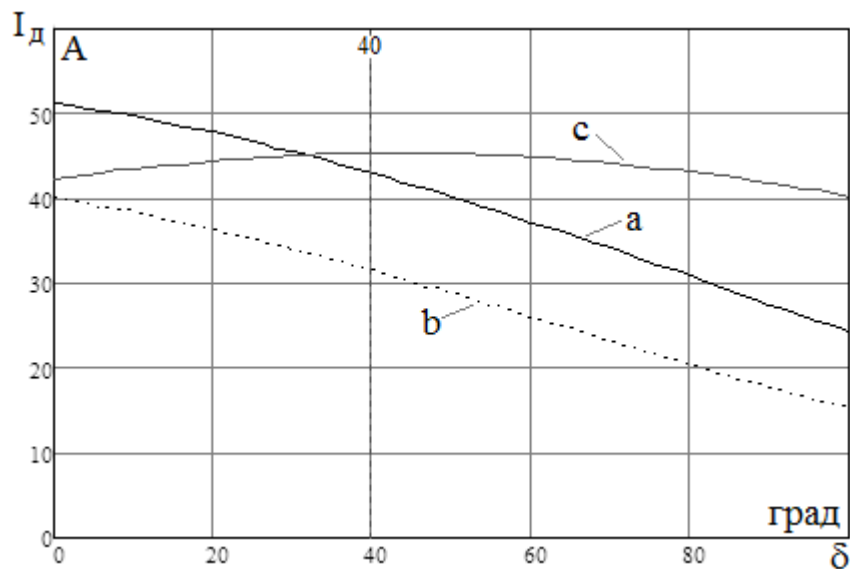
Рисунок 4.24 – Зависимость ВН от отклонении угла δ : а – начало ВЛ;
б – конец ВЛ

Соответственно пауза ОАПВ для самых неблагоприятных случаев при использовании одного резервного реактора не превышает 1,05 сек. ВН для этого случая не превосходит допустимого уровня 230 кВ.

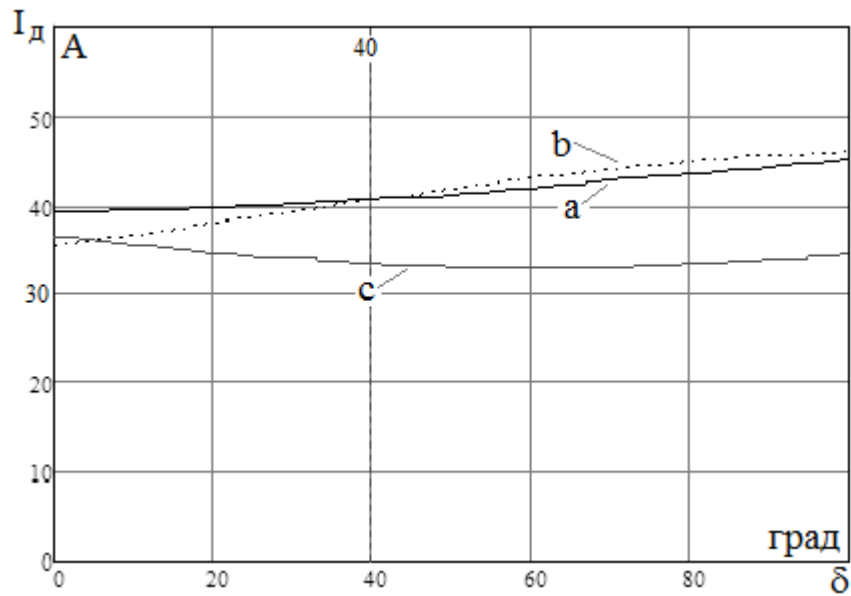
4.3.2 Однофазное автоматическое повторное включение на воздушной линии Душанбе – Худжанд

Существующая линия 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 и поэтому анализ паузы ОАПВ осуществляется с использованием методики, изложенной в разделе 4.2.

На Рисунке 4.25 показаны ВТД по концам линии при отключенных шунтирующих реакторах на линии. Максимально возможные ВТД достигают 45 – 52 А, что для их гашения требует длительность паузы ОАПВ порядка 1,1 сек. С другой стороны, как показано в главе 3, 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.



а)

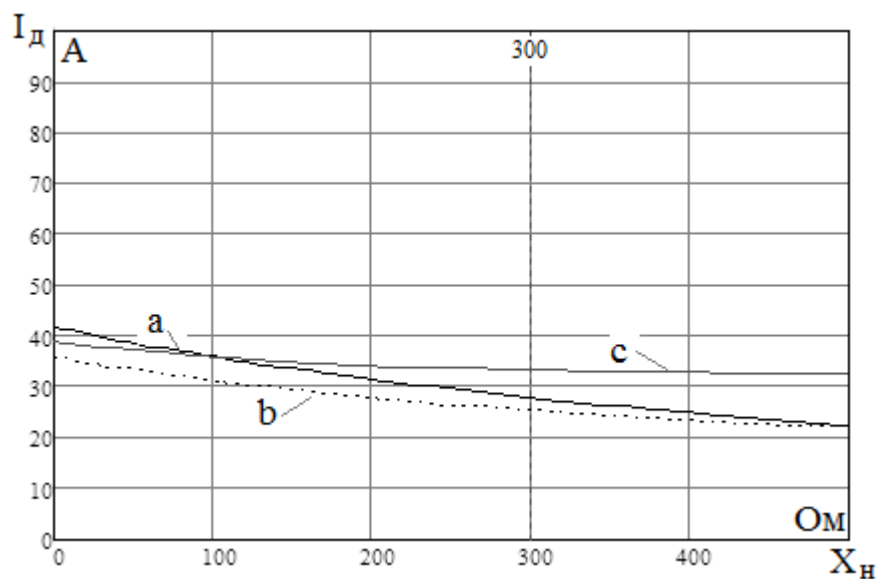


б)

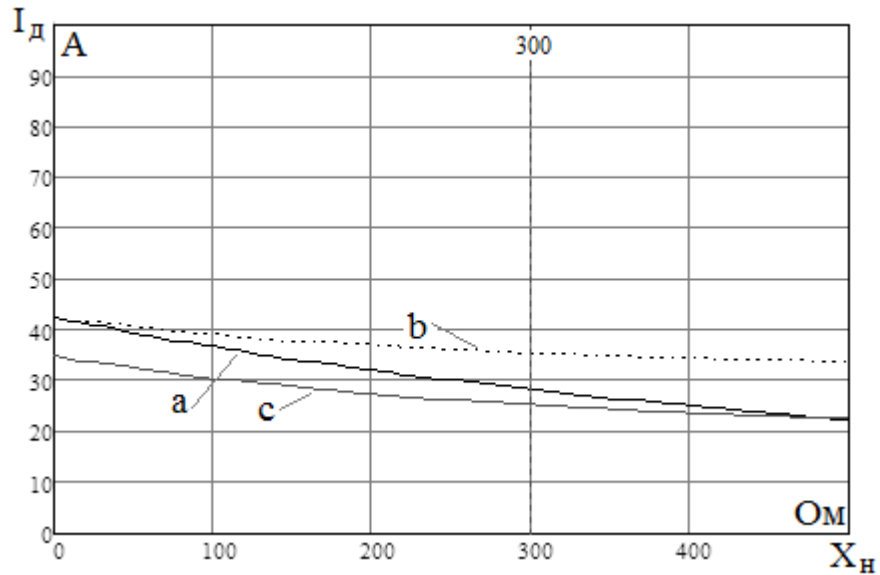
Рисунок 4.25 – Зависимость ВТД от отклонении угла δ : а – начало ВЛ;

б – конец ВЛ

При подключении одного ШР (без использования резервных реакторов) в конце линии, по условию гашения дуги паузу ОАПВ можно снизить до 0,9 сек (рисунок 4.26), хотя по условию динамики в этом нет необходимости. При этом можно отказаться от установки нейтрального реактора.



а)

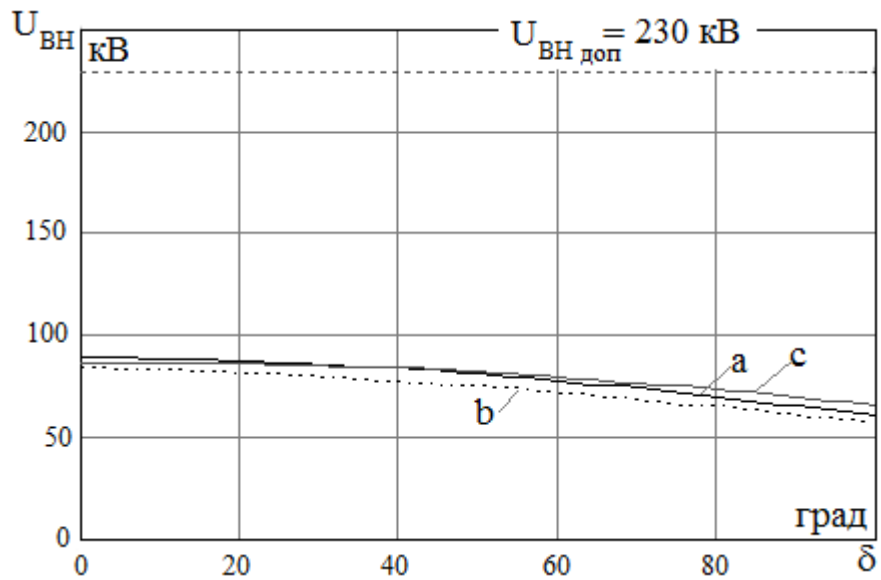


б)

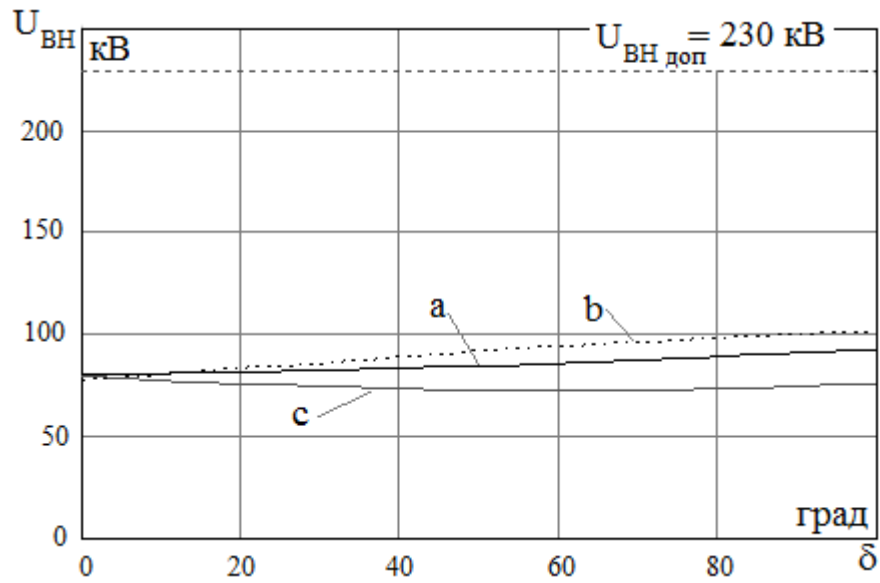
Рисунок 4.26 – Зависимость ВТД от сопротивления нейтрального реактора:

а – начало ВЛ; б – конец ВЛ

ВН при одном подключенном реакторе также находятся в допустимых пределах, как это видно из рисунка 4.27.



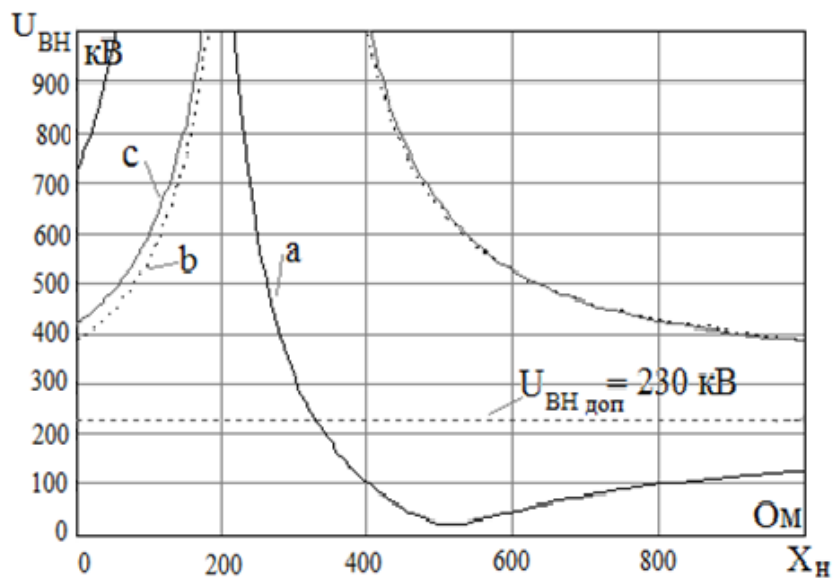
а)



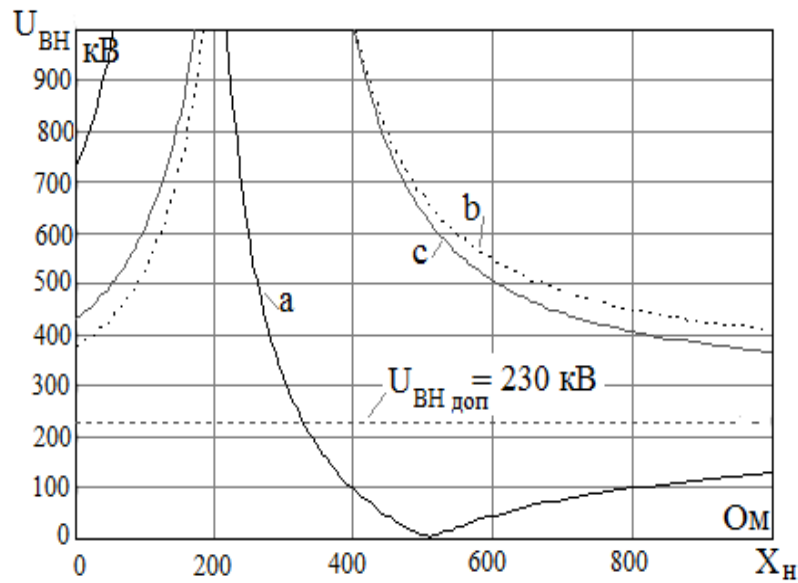
б)

Рисунок 4.27 – Зависимость ВН от угла отклонения δ : а – начало ВЛ;
б – конец ВЛ

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 4.28).



а)



б)

Рисунок 4.28 – Зависимость ВН от сопротивления нейтрального реактора:

а – начало ВЛ; б – конец ВЛ

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

4.4 Методика совместного анализа динамической устойчивости двухмашинного энергообъединения и режима на линии в паузу однофазного автоматического повторного включения

В [81] было показано, что ток дуги подпитки зависит от угла отклонения δ , изменяющегося в процессе динамического перехода, и соответственно длительность искомой паузы ОАПВ, определяющей характер динамического перехода, также зависит от угла δ

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

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, состоящую из следующих этапов.

1. На 1-ом этапе проводится расчет динамической устойчивости энергообъединения при минимально возможной паузе ОАПВ $t_{\text{ОАПВmin}} = 0,5 \text{сек.}$

2. Если динамическая устойчивость сохраняется, то определяется диапазон изменения угла $\delta(t_{\text{ОАПВmin}}) = \delta_0 - \delta_{\text{max}}$.

Если динамическая устойчивость нарушается, то назначаются меры по обеспечению устойчивости и расчеты повторяются с 1-го этапа.

3. На 3-ем этапе проводится расчет режима на линии в паузу ОАПВ и определяется время, необходимое для успешного гашения вторичной дуги

$$t_{\text{ОАПВнеобх}} = \max t_{\text{ОАПВ}}(\delta_0, \delta_{\text{max}}) > 0,5 \text{сек.}$$

4. На 4-ом этапе осуществляется расчет динамической устойчивости энергообъединения при длительности паузы ОАПВ $t_{\text{ОАПВнеобх}}$, определенной на этапе 3.

5. Если динамический переход оказывается устойчивым, то на этом расчет заканчивается.

Если динамическая устойчивость нарушается, то назначаются меры по обеспечению устойчивости и расчеты повторяются с 1-го этапа.

На Рисунке 4.29 показана схематически процедура совместного анализа динамической устойчивости двухмашинного энергообъединения и режима на линии в паузу ОАПВ с определением зависимости токов дуги подпитки от угла δ , найденных в процессе динамического перехода.

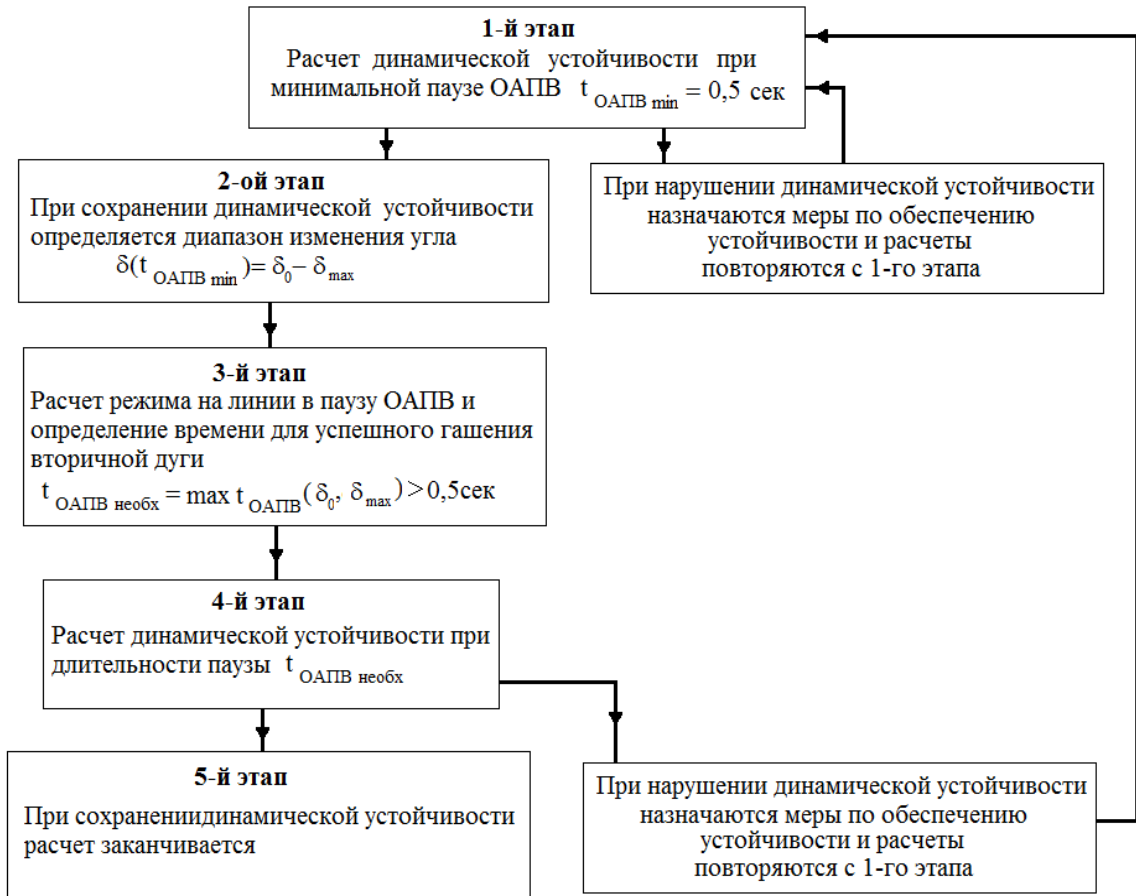


Рисунок 4.29 – Схема процедуры совместного анализа динамической устойчивости двухмашинного энергообъединения и режима на линии в паузу ОАПВ

Выводы

1. Рассмотрены особенности осуществления ОАПВ в транспонированных и нетранспонированных линиях 500 кВ с использованием четырехлучевых реакторов.
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. Предложено техническое решение по осуществлению ОАПВ в нетранспонированных линиях путем подключения к фазе, занимающей среднее положение, резервных реакторов, предусмотренных на линии.

5 РАЗРАБОТКА СПОСОБА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ АДАПТИВНОГО ОДНОФАЗНОГО АВТОМАТИЧЕСКОГО ПОВТОРНОГО ВКЛЮЧЕНИЯ В ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ СВЕРХВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

5.1 Общие положения

Как отмечалось в разделе 4.1, 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 короткого замыкания на силовое и коммутационное оборудование.

С созданием мощных генерирующих узлов и магистральных линий ВН и СВН проблема успешной ликвидации наиболее вероятных ОКЗ обострилась. Действительно, неуспешное ОАПВ ухудшает условия работы выключателей, которые оказались на пределе своей отключающей способности, а с другой стороны, завышенная длительность паузы ОАПВ на магистральных ВЛ требует увеличения объёма противоаварийных мероприятий по обеспечению динамической устойчивости энергосистем, что, в свою очередь, приводит к увеличению ущербов от аварии.

Однако если найти способ определения момента погасания дуги подпитки, то можно минимизировать бестоковую паузу ОАПВ для данной аварии, связанной с ОКЗ на линии. Для достижения этой цели необходимо фиксировать определённые признаки факта самоликвидации повреждения на отключённой фазе или устойчивого характера повреждения.

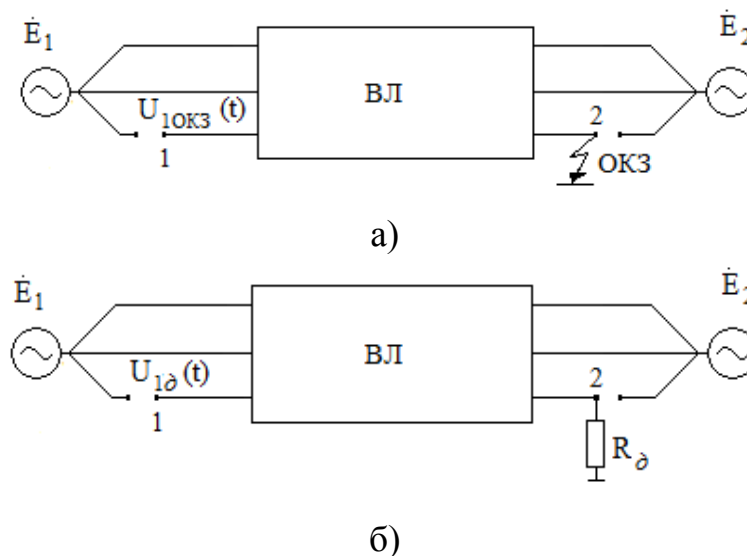
Устройства, определяющие длительность паузы ОАПВ в соответствии с истинным временем существования дуги подпитки, называются устройствами адаптивного управления паузой ОАПВ, а ОАПВ, удовлетворяющее этому условию, названо адаптивным ОАПВ (АОАПВ).

В литературе [22, 43, 82–101] предлагается контролировать ряд режимных параметров для определения факта гашения дуги подпитки и принятия решения о проведении повторного включения, таких как:

- модуль напряжения на концах отключенной фазы;
- аргумент напряжения, измеряемый по отношению к синхронно вращающему вектору;
- собственные частоты в составе напряжения отключенной фазы;
- высокочастотные составляющие переходного процесса при горении дуги подпитки;
- апериодическая составляющая тока в нейтрали шунтирующего реактора.

В отечественной литературе [22, 43, 82–85] отдается предпочтение контролю напряжения отключенной фазы для установления факта погасания дуги подпитки.

Если в качестве контролируемого параметра выбрать напряжение в начале аварийной фазы, то необходимо проводить сопоставление расчетных ситуаций, показанных на Рисунке 5.1.



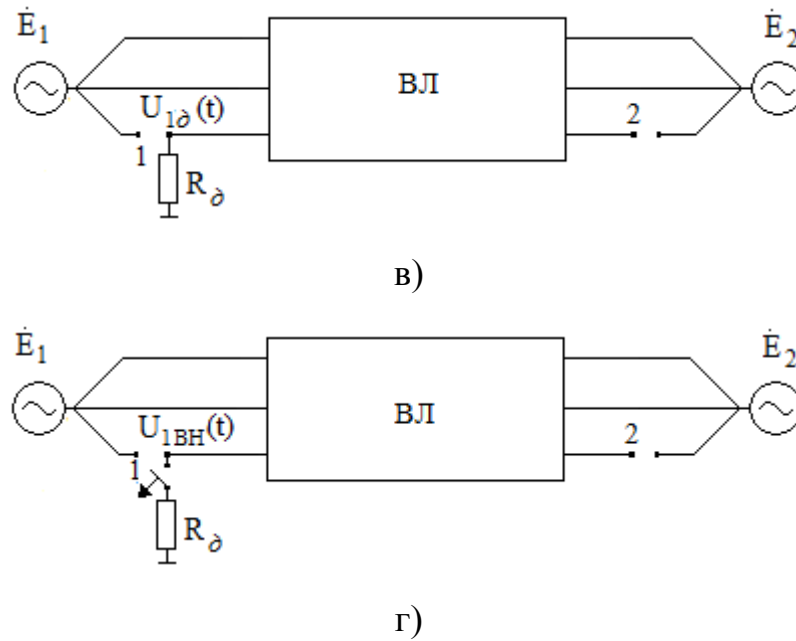


Рисунок 5.1 – Сопоставляемые расчетные ситуации при адаптивном ОАПВ:
а – устойчивое ОКЗ на удаленном конце ВЛ; б – непогасшая вторичная дуга на удаленном конце ВЛ; в – непогасшая вторичная дуга на контролируемом конце ВЛ; г – успешное гашение вторичной дуги

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.

Далее предлагается способ осуществления АОАПВ, который отличается простотой и позволяет с высокой степенью надёжности идентифицировать все возможные случаи, отмеченные на рисунке 5.1

5.2 Описание предлагаемого способа осуществления адаптивного однофазного автоматического повторного включения

Изобретение может быть использовано в межсистемных связях, включающих в свой состав слабую промежуточную систему.

Задачей предлагаемого изобретения является разработка АОАПВ, определяющего с высокой степенью надежности случаи, когда ожидается успешное или неуспешное ОАПВ.

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

На Рисунке 5.2 приведена структурная схема устройства, реализующая предлагаемый способ.

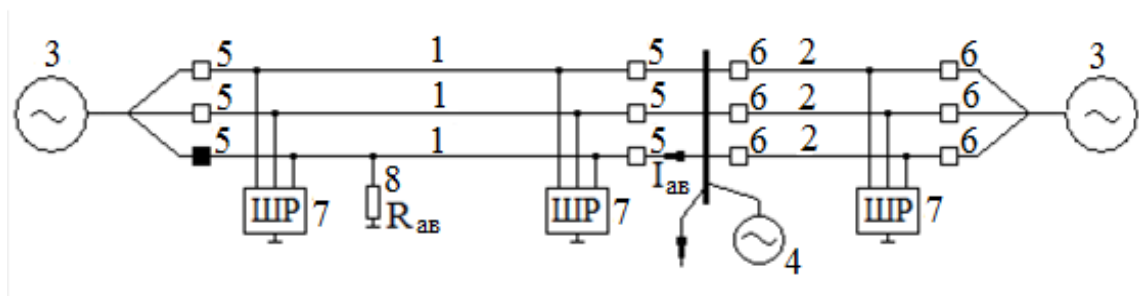


Рисунок 5.2 – Адаптивное ОАПВ линий электропередачи при наличии слабой промежуточной системы

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

Способ осуществляется следующим образом. Двусторонне отключенная аварийная фаза 1 или 2 может находиться в одном из трёх состояний. При

сопротивлении повреждения $R_{ав} = R_{окз} \approx 10$ Ом имеет место неустранившееся однофазное короткое замыкание (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

$$I_{уст} \geq I_{max} \cdot K_n \cdot K_q, \quad (5.1)$$

где $K_n = 1,1$ – коэффициент надежности;

$K_q = 1,25$ – коэффициент чувствительности.

Для линий сверхвысокого напряжения в интервале длин 100–500 км в зависимости от числа ШР на линии уставка составляет не более 250 А для линий 500 кВ и 550 А для линий 750 кВ, в то время как возможный диапазон токов на включенном конце аварийной фазы при наличии ОКЗ или дуги составляет не менее 800 А для линий 500 кВ и 1200 А для линий 750 кВ, что более чем в 3 раза превосходит уставку для линий 500 кВ и более чем в 2 раза – уставку для линий 750 кВ. 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.

5.3 Максимальные токи однофазного короткого замыкания, воздействующие на примыкающие системы со стороны Датки и Душанбе

На Рисунок 5.3 показана схема для определения максимального тока ОКЗ, воздействующего на систему со стороны Датки.

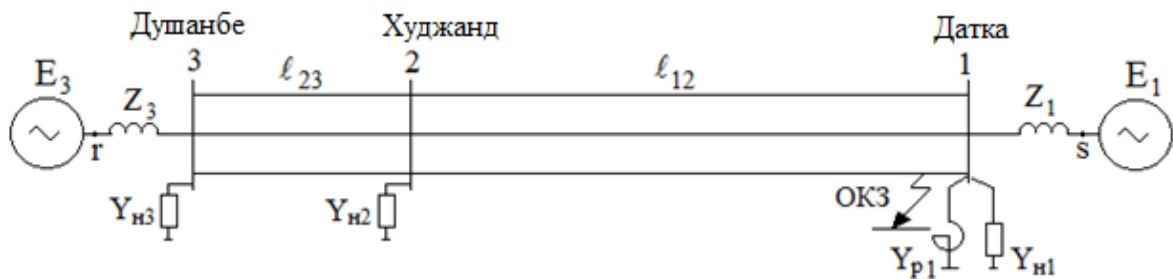


Рисунок 5.3 – ОКЗ в исходной схеме, приводящее к максимальному току со стороны Датки

Алгоритм для определения тока ОКЗ, представленный в фазных координатах, включает следующие шаги. На первом шаге находится матрица всей схемы путем перемножения матриц элементов, входящих в схему

$$M_{sr} = MZ_1 \cdot M_{p1} \cdot MY_{n1} \cdot MG_{OKZ} \cdot M_{l2} \cdot MY_{n2} \cdot M_{23} \cdot MY_{n3} \cdot MZ_3,$$

где $MZ_1, M_{p1}, MY_{n1}, MG_{OKZ}, M_{l2}, MY_{n2}, M_{23}, MY_{n3}, MZ_3$ – матрицы соответствующих элементов схемы, рассмотренные в главе 4.

Определив фазные коэффициенты 8-полюсника всей схемы как

$$A_{sr} = \text{submatrix}(M_{sr}, 0, 2, 0, 2), \quad B_{sr} = \text{submatrix}(M_{sr}, 0, 2, 3, 5),$$

$$C_{sr} = \text{submatrix}(M_{sr}, 3, 5, 0, 2), \quad D_{sr} = \text{submatrix}(M_{sr}, 3, 5, 3, 5),$$

Найдём вектор тока со стороны Датки, используя общие уравнения 8-полюсника

$$I_1(\delta) = C_{sr} E_3 + D_{sr} B_{sr}^{-1} (E_1(\delta) - A_{sr} E_3).$$

Полагая, что ОКЗ происходит на фазе «а», определим соответствующее значение тока ОКЗ

$$I_{1\text{ОКЗ}}(\delta) = I_1(\delta)_{0,0}.$$

Расчёт максимального тока ОКЗ, действующего на систему со стороны Душанбе, осуществляется согласно схеме, показанной на Рисунке 5.4.

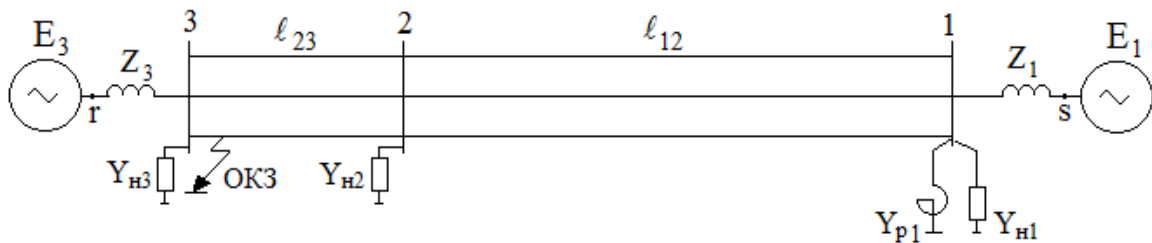


Рисунок 5.4 – ОКЗ в исходной схеме, приводящее к максимальному току со стороны Душанбе

Аналогично предыдущему случаю, на первом шаге находится матрица всей схемы путем перемножения матриц элементов, входящих в схему.

$$M_{sr} = MZ_1 \cdot M_{p1} \cdot MY_{n1} \cdot M_{l2} \cdot MY_{n2} \cdot M_{l3} \cdot MY_{n3} \cdot MG_{\text{ОКЗ}} \cdot MZ_3, \quad (5.2)$$

где $MZ_1, M_{p1}, MY_{n1}, M_{l2}, MY_{n2}, M_{l3}, MY_{n3}, MG_{\text{ОКЗ}}, MZ_3$ – матрицы соответствующих элементов схемы, рассмотренные в главе 4.

После нахождения фазных коэффициентов 8-полюсника всей схемы как

$$A_{sr} = \text{submatrix}(M_{sr}, 0, 2, 0, 2), \quad B_{sr} = \text{submatrix}(M_{sr}, 0, 2, 3, 5),$$

$$C_{sr} = \text{submatrix}(M_{sr}, 3, 5, 0, 2), \quad D_{sr} = \text{submatrix}(M_{sr}, 3, 5, 3, 5),$$

Найдём вектор тока со стороны Душанбе, используя общие уравнения 8-полюсника

$$I_3(\delta) = B_{sr}^{-1} (E_1(\delta) - A_{sr} E_3). \quad (5.3)$$

Поскольку принимается, что ОКЗ происходит на фазе «а», определим соответствующее значение тока ОКЗ

$$I_{3\text{ОКЗ}}(\delta) = I_3(\delta)_{0,0}. \quad (5.4)$$

В Таблице 5.1 приведены максимальные токи ОКЗ, воздействующие на примыкающие системы со стороны Датки и Душанбе, и токи нормального режима.

Таблица 5.1 – Максимальные токи ОКЗ и нормального режима со стороны примыкающих систем

Место на схеме	Датка	Душанбе
Ток нормального режима, кА	2,3	3,0
Ток ОКЗ, кА	9,8	10,8

5.4 Условия осуществления адаптивного однофазного автоматического повторного включения в воздушной линии Датка – Худжанд

Как уже было сказано, двусторонне отключенная аварийная фаза в цикле ОАПВ может находиться в одном из трёх состояний. При сопротивлении повреждения $R_{ав} = R_{окз} \approx 10$ Ом имеет место устойчивое ОКЗ, при $R_{ав} = R_d \approx 500$ Ом имеет место дуговое замыкание и при $R_{ав} \rightarrow \infty$ повреждение на фазе отсутствует. Однако в последнем случае нет полной гарантии, что АОАПВ будет успешным, поскольку возможно повторное перекрытие ослабленного промежутка на линии. Поэтому в предлагаемом способе АОАПВ двусторонне отключенную аварийную фазу включают односторонне со стороны промежуточной подстанции Худжанд, 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.

5.4.1 Успешное одностороннее включение аварийной фазы

Схема на Рисунке 5.5 изображает успешное одностороннее включение аварийной фазы линии Датка – Худжанд со стороны промежуточной подстанции Худжанд.

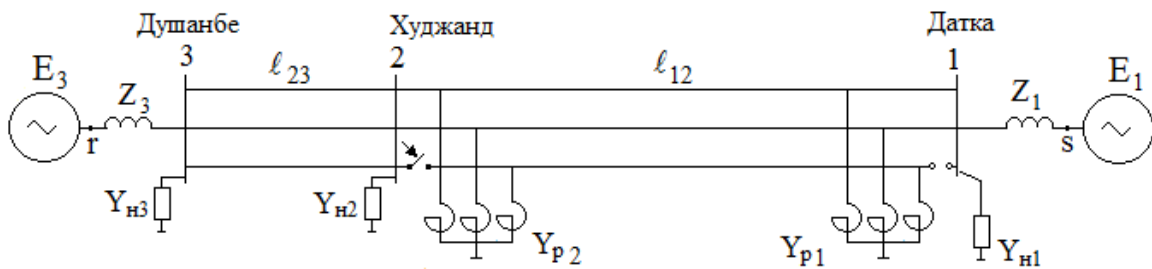


Рисунок 5.5 – Успешное одностороннее включение линии Датка – Худжанд со стороны промежуточной подстанции Худжанд

Параметры режима, необходимые для идентификации успешности одностороннего включения, находятся согласно следующему алгоритму, записанному в фазных координатах и включающему следующие шаги. На первом шаге находится матрица всей схемы путем перемножения матриц элементов, входящих в схему

$$M_{sr} = MZ_1 \cdot MY_{n1} \cdot M_K \cdot M_{p1} \cdot M_{l2} \cdot MY_{n2} \cdot M_{23} \cdot MY_{n3} \cdot MZ_3, \quad (5.5)$$

где $MZ_1, MY_{n1}, M_K, M_{p1}, M_{l2}, MY_{n2}, M_{23}, MY_{n3}, MZ_3$ – матрицы соответствующих элементов схемы, рассмотренные в главе 4.

Определив фазные коэффициенты 8-полюсника всей схемы как

$$\begin{aligned} A_{sr} &= \text{submatrix}(M_{sr}, 0, 2, 0, 2), & B_{sr} &= \text{submatrix}(M_{sr}, 0, 2, 3, 5), \\ C_{sr} &= \text{submatrix}(M_{sr}, 3, 5, 0, 2), & D_{sr} &= \text{submatrix}(M_{sr}, 3, 5, 3, 5), \end{aligned}$$

найдем вектор тока со стороны Душанбе, используя общие уравнения 8-полюсника

$$I_3(\delta) = B_{sr}^{-1}(E_1(\delta) - A_{sr}E_3). \quad (5.6)$$

Далее находим матрицу участка схемы 2r

$$M_{2r} = MY_{H2} \cdot M_{23} \cdot MY_{H3} \cdot MZ_3, \quad (5.7)$$

Найдя фазные коэффициенты 8-полюсника участка схемы 2r как

$$\begin{aligned} A_{2r} &= \text{submatrix}(M_{2r}, 0, 2, 0, 2), & B_{2r} &= \text{submatrix}(M_{2r}, 0, 2, 3, 5), \\ C_{2r} &= \text{submatrix}(M_{2r}, 3, 5, 0, 2), & D_{2r} &= \text{submatrix}(M_{2r}, 3, 5, 3, 5), \end{aligned}$$

найдем вектор тока со стороны Худжанда, используя общие уравнения 8-полюсника

$$\begin{aligned} U_2(\delta) &= A_{2r}E_3 + B_{2r}I_3(\delta), \\ I_2(\delta) &= C_{2r}E_3 + D_{2r}I_3(\delta). \end{aligned} \quad (5.8)$$

Поскольку принимается, что успешно включается фаза «а», определим соответствующее значение тока и напряжения на аварийной фазе со стороны Худжанда

$$\begin{aligned} I_{2\text{усп}}(\delta) &= I_2(\delta)_{0,0}, \\ U_{2\text{усп}}(\delta) &= U_2(\delta)_{0,0}. \end{aligned} \quad (5.9)$$

В качестве контролируемой величины можно использовать либо модуль тока со стороны Худжанда $I_{2\text{усп}}(\delta)$, либо аргумент входного сопротивления $\arg Z_{2\text{усп}}(\delta)$,

где $Z_{2\text{усп}}(\delta) = \frac{U_{2\text{усп}}(\delta)}{I_{2\text{усп}}(\delta)}$ – входное сопротивление со стороны промежуточной системы.

На Рисунке 5.6 показана зависимость от угла δ действующего значения контролируемого тока аварийной фазы при её одностороннем включении со стороны Худжанда на включенном конце ВЛ Худжанд – Датка.

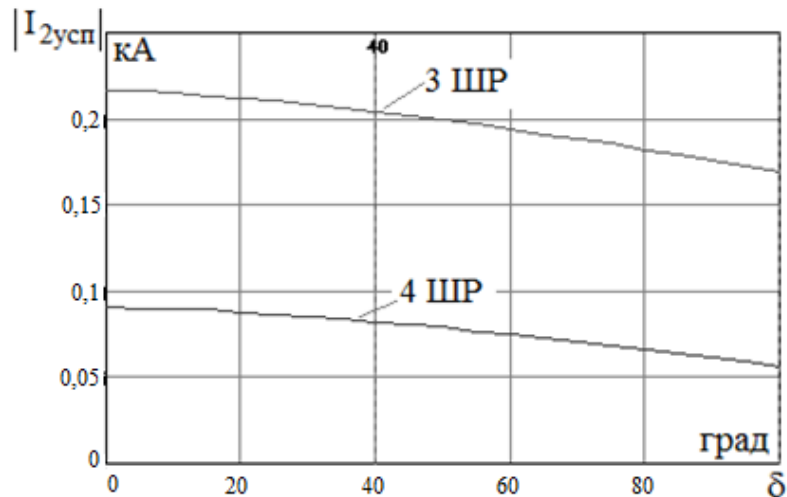


Рисунок 5.6 – Контролируемый ток в аварийной фазе со стороны Худжанда при одностороннем включении ВЛ Худжанд – Датка

Влияние угла δ на контролируемый ток оказывается незначительным, но число реакторов, подключенных к линии, необходимо принимать во внимание.

Меньшее влияние угла δ на контролируемый параметр оказывает число реакторов, подключенных к линии, если в качестве контролируемого параметра выбирается аргумент входного сопротивления для аварийной фазы со стороны Худжанда (рисунок 5.7).

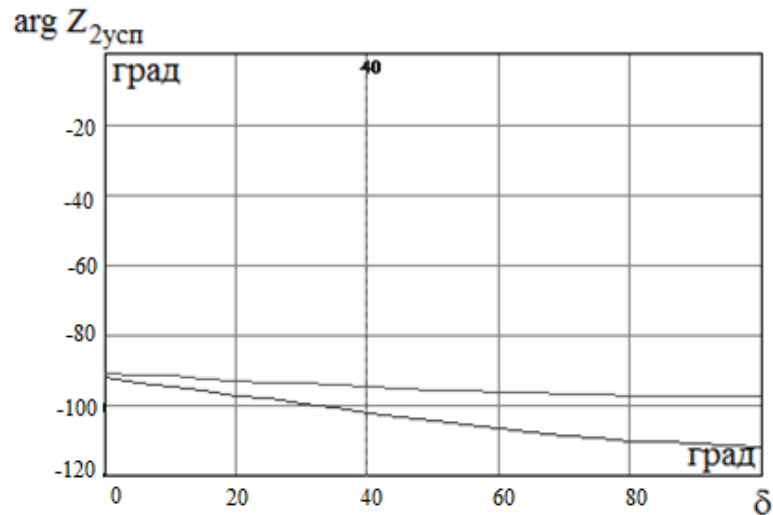


Рисунок 5.7 – Аргумент входного сопротивления для аварийной фазы со стороны Худжанда при одностороннем включении ВЛ Худжанд – Датка

5.4.2 Одностороннее включение аварийной фазы на устойчивое однофазное короткое замыкание или дуговое замыкание

Схема на Рисунке 5.8 изображает одностороннее включение аварийной фазы на устойчивое ОКЗ (при $R_d = 10 \text{ Ом}$) или на дуговое замыкание (при $R_d = 500 \text{ Ом}$) линии Датка – Худжанд со стороны промежуточной подстанции Худжанд.

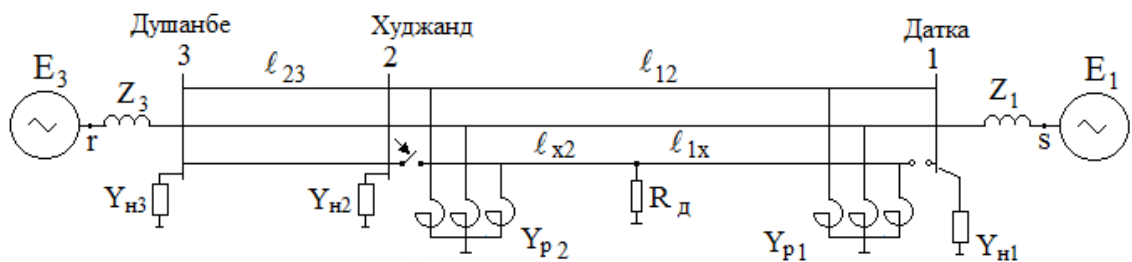


Рисунок 5.8 – Одностороннее включение аварийной фазы линии Датка – Худжанд на устойчивое ОКЗ или дуговое замыкание со стороны промежуточной подстанции Худжанд

Параметры режима, необходимые для идентификации успешности одностороннего включения, находятся согласно следующему алгоритму, записанному в фазных координатах и включающему следующие шаги. На первом

шаге находится матрица всей схемы как функция сопротивления дуги путем перемножения матриц элементов, входящих в схему

$$M_{sr}(R_d) = MZ_1 \cdot MY_{n1} \cdot M_K \cdot M_{pl} \cdot M_{1x} \cdot M_d(R_d) \cdot M_{x2} \cdot MY_{n2} \cdot M_{23} \cdot MY_{n3} \cdot MZ_3, \quad (5.10)$$

где $MZ_1, MY_{n1}, M_K, M_{pl}, M_{1x}, M_d(R_d), M_{x2}, MY_{n2}, M_{23}, MY_{n3}, MZ_3$ – матрицы соответствующих элементов схемы, рассмотренные в главе 4.

Определив фазные коэффициенты 8-полюсника всей схемы как

$$A_{sr}(R_d) = \text{submatrix}(M_{sr}(R_d), 0, 2, 0, 2), \quad B_{sr}(R_d) = \text{submatrix}(M_{sr}(R_d), 0, 2, 3, 5) \\ C_{sr}(R_d) = \text{submatrix}(M_{sr}(R_d), 3, 5, 0, 2), \quad D_{sr}(R_d) = \text{submatrix}(M_{sr}(R_d), 3, 5, 3, 5)$$

Найдём вектор тока со стороны Душанбе, используя общие уравнения 8-полюсника

$$I_3(\delta, R_d) = B_{sr}^{-1}(R_d)(E_1(\delta) - A_{sr}(R_d)E_3). \quad (5.11)$$

Далее находим матрицу участка схемы 2r

$$M_{2r} = MY_{n2} \cdot M_{23} \cdot MY_{n3} \cdot MZ_3. \quad (5.12)$$

Найдя фазные коэффициенты 8-полюсника участка схемы 2r как

$$A_{2r} = \text{submatrix}(M_{2r}, 0, 2, 0, 2), \quad B_{2r} = \text{submatrix}(M_{2r}, 0, 2, 3, 5), \\ C_{2r} = \text{submatrix}(M_{2r}, 3, 5, 0, 2), \quad D_{2r} = \text{submatrix}(M_{2r}, 3, 5, 3, 5),$$

найдем вектор тока со стороны Худжанда, используя общие уравнения 8-полюсника

$$U_2(\delta, R_d) = A_{2r}E_3 + B_{2r}I_3(\delta, R_d) \\ I_2(\delta, R_d) = C_{2r}E_3 + D_{2r}I_3(\delta, R_d). \quad (5.13)$$

Поскольку было принято, что фаза «а» является аварийной, определим соответствующее значение тока и напряжения на ней со стороны Худжанда

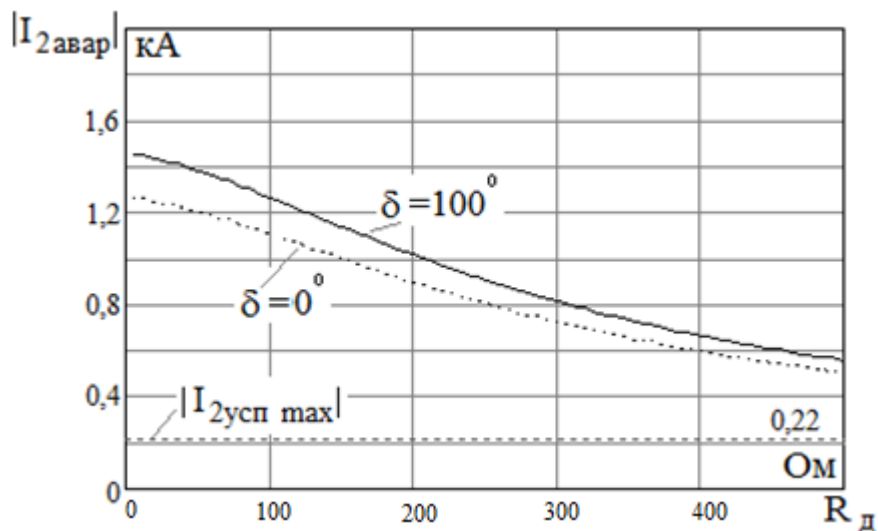
$$\begin{aligned} I_{2\text{авар}}(\delta, R_d) &= I_2(\delta, R_d)_{0,0} \\ U_{2\text{авар}}(\delta, R_d) &= U_2(\delta, R_d)_{0,0} \end{aligned} \quad (5.14)$$

В качестве контролируемой величины можно использовать либо модуль тока со стороны Худжанда $|I_{2\text{авар}}(\delta, R_d)|$, либо аргумент входного сопротивления $\arg Z_{2\text{авар}}(\delta, R_d)$,

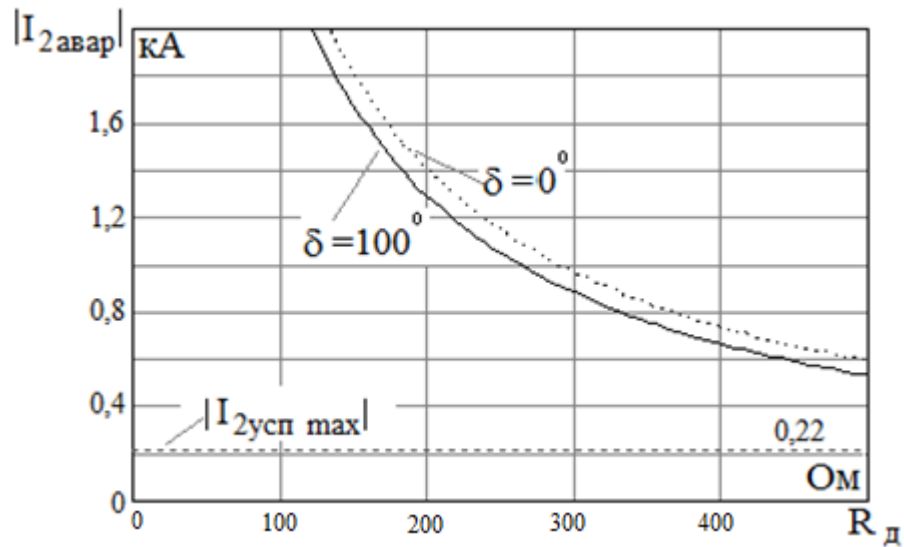
где $Z_{2\text{авар}}(\delta, R_d) = \frac{U_{2\text{авар}}(\delta, R_d)}{I_{2\text{авар}}(\delta, R_d)}$ – входное сопротивление со стороны промежуточной системы.

На Рисунке 5.9 показаны зависимости контролируемого тока со стороны Худжанда при дуговом замыкании со стороны разомкнутого конца ВЛ Датка – Худжанд и со стороны Худжанда.

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.



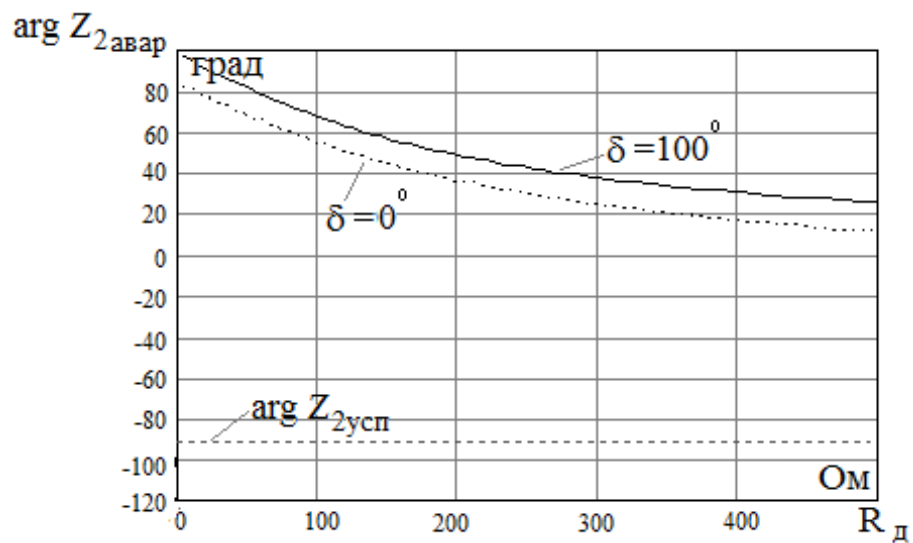
а)



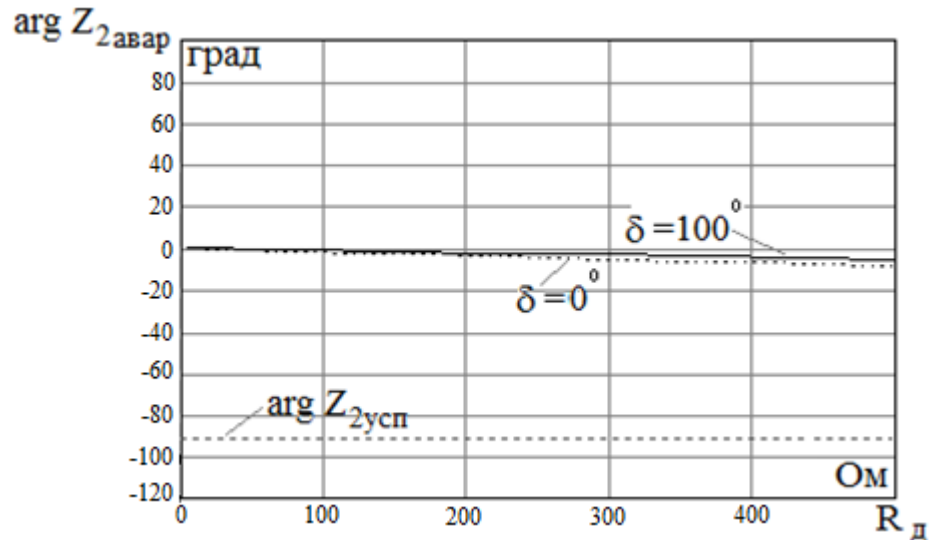
б)

Рисунок 5.9 – Контролируемый ток в аварийной фазе со стороны Худжанда в зависимости от сопротивления дуги на односторонне включенной ВЛ Худжанд – Датка: а – дуга со стороны разомкнутого конца; б – дуга со стороны Худжанда

Более эффективно идентификация успешного ОАПВ возможна по аргументу входного сопротивления относительно шин контролируемой фазы на промежуточной подстанции Худжанд (рисунок 5.10).



а)



б)

Рисунок 5.10 – Аргумент входного сопротивления для аварийной фазы со стороны Худжанда в зависимости от сопротивления дуги на односторонне включенной ВЛ Худжанд – Датка: а – дуга со стороны разомкнутого конца; б – дуга со стороны Худжанда

Рассмотрим далее, насколько допустимо одностороннее включение со стороны Худжанда по условию воздействия тока ОКЗ на примыкающую систему со стороны Душанбе. Из Таблицы 5.2 следует, что ток ОКЗ со стороны Душанбе при одностороннем включении со стороны Худжанда в зависимости от места ОКЗ на ВЛ Датка – Худжанд находится в диапазоне 3,6 – 4,6 кА. А это означает, что согласно данным Таблицы 5.2, эти токи близки к току нормального режима и почти в 3 раза меньше тока ОКЗ в исходной схеме, т.е. не представляют опасности для примыкающей системы со стороны Душанбе.

Таблица 5.2. – Токи нормального режима и ОКЗ со стороны Душанбе

Ток нормального режима, кА	Ток ОКЗ в исходной схеме, кА	Ток ОКЗ при одностороннем включении со стороны Худжанда, кА
3,0	10,8	3,6 – 4,6

5.5 Условия осуществления адаптивного однофазного автоматического повторного включения на воздушной линии Душанбе – Худжанд

Все сказанное относительно осуществления АОАПВ на ВЛ Датка – Худжанд в разделе 5.4 остается справедливым при осуществлении АОАПВ на ВЛ Душанбе – Худжанд путем одностороннего включения линии со стороны Худжанда.

5.5.1 Успешное одностороннее включение аварийной фазы

Схема на Рисунке 5.11 изображает успешное одностороннее включение аварийной фазы линии Душанбе – Худжанд со стороны промежуточной подстанции Худжанд.

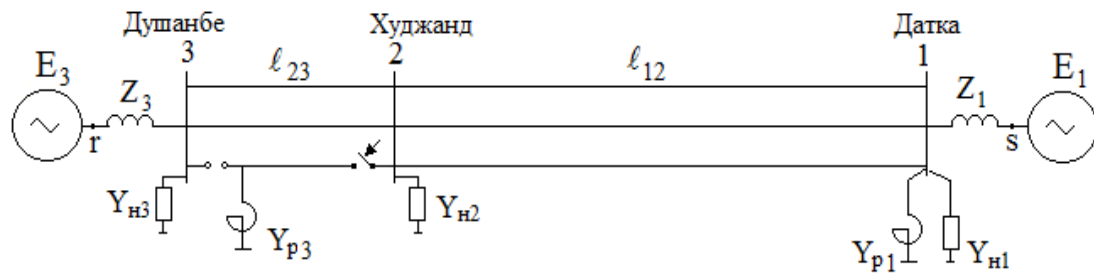


Рисунок 5.11 – Успешное одностороннее включение линии Душанбе – Худжанд со стороны промежуточной подстанции Худжанд

Параметры режима, необходимые для идентификации успешности одностороннего включения, находятся согласно следующему алгоритму, записанному в фазных координатах и включающему следующие шаги. На первом шаге находится матрица всей схемы путем перемножения матриц элементов, входящих в схему

$$M_{sr} = MZ_1 \cdot MY_{n1} \cdot M_{p1} \cdot M_{l2} \cdot MY_{n2} \cdot M_{p2} \cdot M_{23} \cdot M_{p3} \cdot M_K \cdot MY_{n3} \cdot MZ_3, \quad (5.15)$$

где $MZ_1, MY_{n1}, M_{p1}, M_{l2}, MY_{n2}, M_{p2}, M_{23}, M_{p3}, M_K, MY_{n3}, MZ_3$ – матрицы соответствующих элементов схемы, рассмотренные в главе 4.

Определив фазные коэффициенты 8-полюсника всей схемы как

$$A_{sr} = \text{submatrix}(M_{sr}, 0, 2, 0, 2), \quad B_{sr} = \text{submatrix}(M_{sr}, 0, 2, 3, 5),$$

$$C_{sr} = \text{submatrix}(M_{sr}, 3, 5, 0, 2), \quad D_{sr} = \text{submatrix}(M_{sr}, 3, 5, 3, 5),$$

найдем вектор тока со стороны Душанбе, используя общие уравнения 8-полюсника

$$I_3(\delta) = B_{sr}^{-1}(E_1(\delta) - A_{sr}E_3). \quad (5.16)$$

Далее находим матрицу участка схемы 2r

$$M_{2r} = M_{p2} \cdot M_{23} \cdot M_{p3} \cdot M_K \cdot M_{Y_{H3}} \cdot M_{Z_3}. \quad (5.17)$$

Найдя фазные коэффициенты 8-полюсника участка схемы 2r как

$$A_{2r} = \text{submatrix}(M_{2r}, 0, 2, 0, 2), \quad B_{2r} = \text{submatrix}(M_{2r}, 0, 2, 3, 5),$$

$$C_{2r} = \text{submatrix}(M_{2r}, 3, 5, 0, 2), \quad D_{2r} = \text{submatrix}(M_{2r}, 3, 5, 3, 5),$$

найдем вектор тока со стороны Худжанда, используя общие уравнения 8-полюсника

$$U_2(\delta) = A_{2r}E_3 + B_{2r}I_3(\delta)$$

$$I_2(\delta) = C_{2r}E_3 + D_{2r}I_3(\delta). \quad (5.18)$$

Поскольку принимается, что успешно включается фаза «а», определим соответствующее значение тока и напряжения на аварийной фазе со стороны Худжанда

$$I_{2усп}(\delta) = I_2(\delta)_{0,0}$$

$$U_{2усп}(\delta) = U_2(\delta)_{0,0}. \quad (5.19)$$

В качестве контролируемой величины можно использовать либо ток со стороны Худжанда $I_{2усп}(\delta)$, либо аргумент входного сопротивления $\arg Z_{2усп}(\delta)$,

где $Z_{2усп}(\delta) = \frac{U_{2усп}(\delta)}{I_{2усп}(\delta)}$ – входное сопротивление со стороны промежуточной

системы.

На Рисунке 5.12 показана зависимость от угла δ действующего значения контролируемого тока аварийной фазы при её одностороннем включении со стороны Худжанда на включенном конце ВЛ Худжанд – Душанбе.

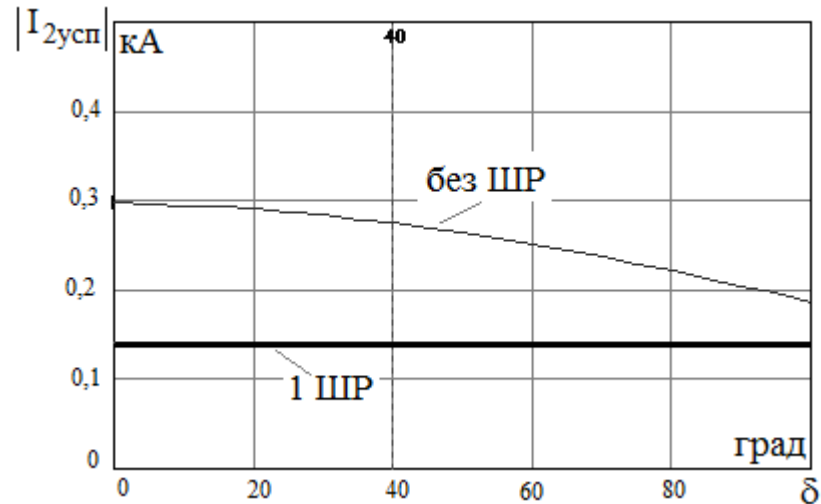


Рисунок 5.12 – Контролируемый ток в аварийной фазе со стороны Худжанда при одностороннем включении ВЛ Худжанд – Душанбе

Влияние угла δ на контролируемый ток оказывается незначительным, но число реакторов, подключенных к линии, необходимо принимать во внимание.

Заметное влияние угла δ на контролируемый параметр оказывает число реакторов, подключенных к линии, если в качестве контролируемого параметра выбирается аргумент входного сопротивления для аварийной фазы со стороны Худжанда (рисунок 5.13).

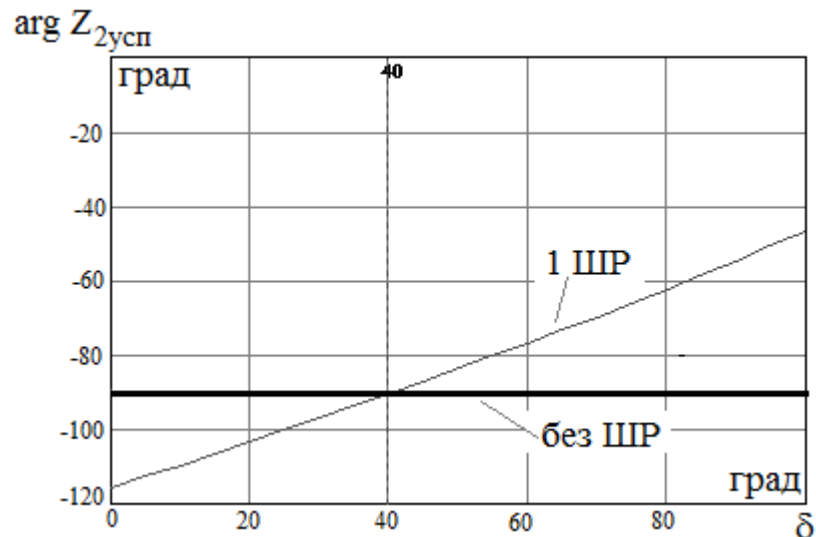


Рисунок 5.13 – Аргумент входного сопротивления для аварийной фазы со стороны Худжанда при одностороннем включении ВЛ Худжанд – Душанбе

5.5.2 Одностороннее включение аварийной фазы на устойчивое однофазное короткое замыкание или дуговое замыкание

Схема на Рисунке 5.14 изображает одностороннее включение аварийной фазы на устойчивое ОКЗ (при $R_d = 10 \text{ Ом}$) или на дуговое замыкание (при $R_d = 500 \text{ Ом}$) линии Душанбе – Худжанд со стороны промежуточной подстанции Худжанд.

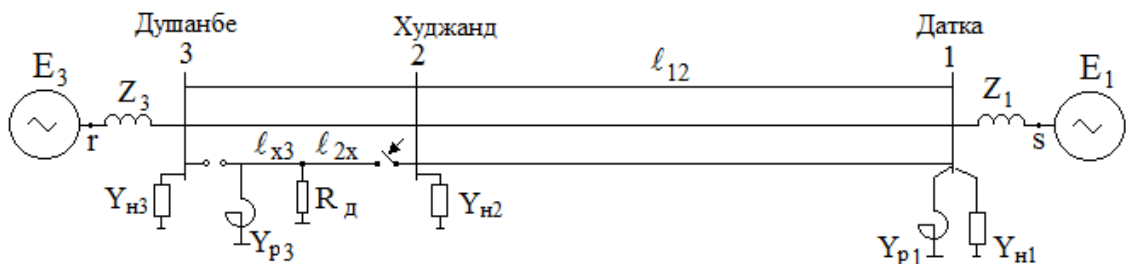


Рисунок 5.14 – Одностороннее включение аварийной фазы линии Душанбе – Худжанд на устойчивое ОКЗ или дуговое замыкание со стороны промежуточной подстанции Худжанд

Параметры режима, необходимые для идентификации успешности одностороннего включения, находятся согласно следующему алгоритму, записанному в фазных координатах и включающему следующие шаги. На первом

шаге находится матрица всей схемы как функция сопротивления дуги путем перемножения матриц элементов, входящих в схему

$$\begin{aligned} M_{sr}(R_d) = & MZ_1 \cdot MY_{H1} \cdot M_{p1} \cdot M_{l2} \cdot MY_{H2} \cdot M_{2x} \cdot M_d(R_d) \cdot \\ & M_{x3} \cdot M_{p3} \cdot M_K \cdot MY_{H3} \cdot MZ_3, \end{aligned} \quad (5.20)$$

где $MZ_1, MY_{H1}, M_{p1}, M_{l2}, MY_{H2}, M_{2x}, M_d(R_d), M_{x3}, M_{p3}, M_K, MY_{H3}, MZ_3$ – матрицы соответствующих элементов схемы, рассмотренные в главе 4.

Определив фазные коэффициенты 8-полюсника всей схемы как

$$\begin{aligned} A_{sr}(R_d) = & \text{submatrix}(M_{sr}(R_d), 0, 2, 0, 2), B_{sr}(R_d) = \text{submatrix}(M_{sr}(R_d), 0, 2, 3, 5), \\ C_{sr}(R_d) = & \text{submatrix}(M_{sr}(R_d), 3, 5, 0, 2), D_{sr}(R_d) = \text{submatrix}(M_{sr}(R_d), 3, 5, 3, 5), \end{aligned}$$

найдем вектор тока со стороны Душанбе, используя общие уравнения 8-полюсника

$$I_3(\delta, R_d) = B_{sr}^{-1}(R_d)(E_1(\delta) - A_{sr}(R_d)E_3). \quad (5.21)$$

Далее находим матрицу участка схемы 2r

$$M_{2r}(R_d) = M_{2x} \cdot M_d(R_d) \cdot M_{x3} \cdot M_{p3} \cdot M_K \cdot MY_{H3} \cdot MZ_3. \quad (5.22)$$

Найдя фазные коэффициенты 8-полюсника участка схемы 2r как

$$\begin{aligned} A_{2r}(R_d) = & \text{submatrix}(M_{2r}(R_d), 0, 2, 0, 2), B_{2r}(R_d) = \text{submatrix}(M_{2r}(R_d), 0, 2, 3, 5), \\ C_{2r}(R_d) = & \text{submatrix}(M_{2r}(R_d), 3, 5, 0, 2), D_{2r}(R_d) = \text{submatrix}(M_{2r}(R_d), 3, 5, 3, 5), \end{aligned}$$

найдем вектор тока со стороны Худжанда, используя общие уравнения 8-полюсника

$$\begin{aligned} U_2(\delta, R_d) = & A_{2r}(R_d)E_3 + B_{2r}(R_d)I_3(\delta, R_d) \\ I_2(\delta, R_d) = & C_{2r}(R_d)E_3 + D_{2r}(R_d)I_3(\delta, R_d). \end{aligned} \quad (5.23)$$

Поскольку было принято, что фаза «а» является аварийной, определим соответствующее значение тока и напряжения на ней со стороны Худжанда

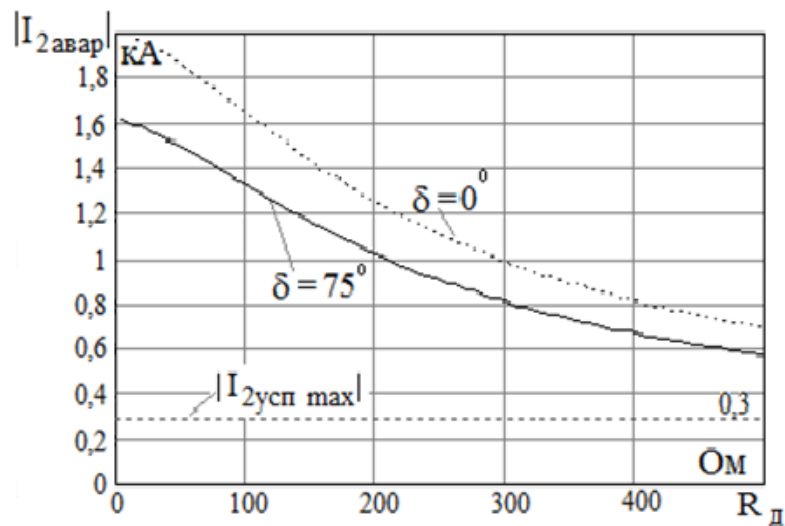
$$\begin{aligned} I_{2\text{авар}}(\delta, R_d) &= I_2(\delta, R_d)_{0,0} \\ U_{2\text{авар}}(\delta, R_d) &= U_2(\delta, R_d)_{0,0} \end{aligned} \quad (5.24)$$

В качестве контролируемой величины можно использовать либо ток со стороны Худжанда $I_{2\text{авар}}(\delta, R_d)$, либо аргумент входного сопротивления $\arg Z_{2\text{авар}}(\delta, R_d)$,

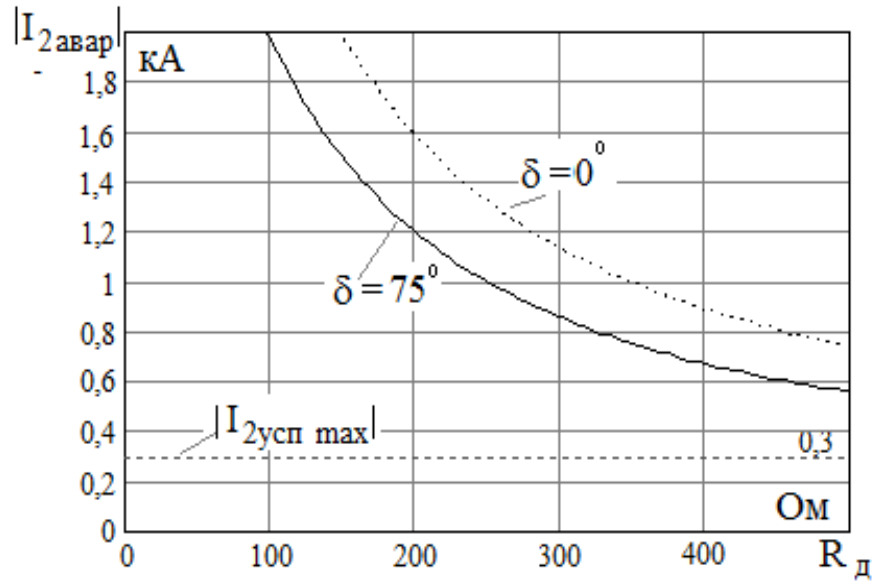
где $Z_{2\text{авар}}(\delta, R_d) = \frac{U_{2\text{авар}}(\delta, R_d)}{I_{2\text{авар}}(\delta, R_d)}$ – входное сопротивление со стороны промежуточной системы.

На Рисунке 5.15 показаны зависимости контролируемого тока со стороны Худжанда при дуговом замыкании со стороны разомкнутого конца ВЛ Душанбе – Худжанд и со стороны Худжанда.

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.



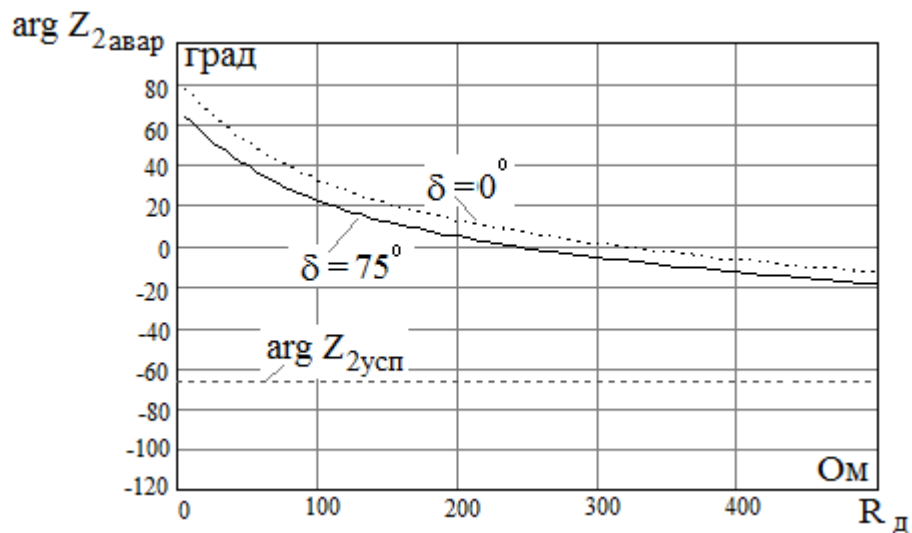
а)



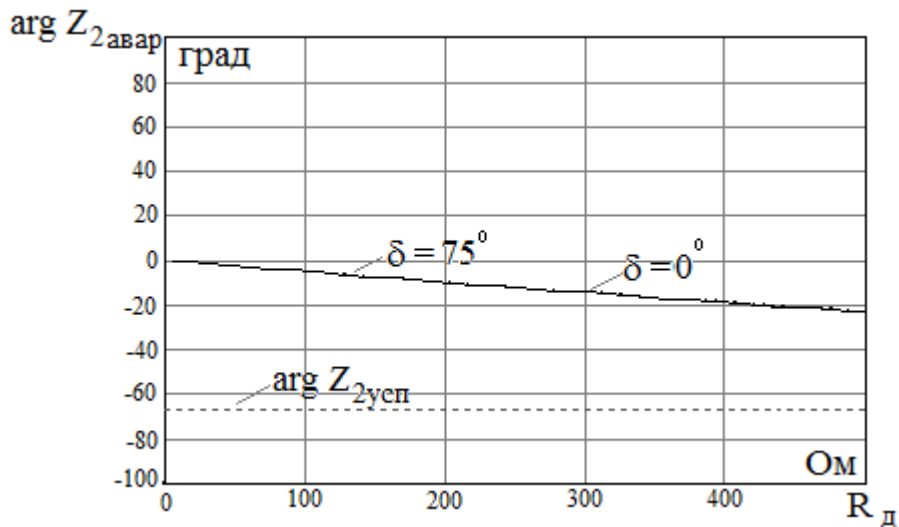
б)

Рисунок 5.15 – Контролируемый ток в аварийной фазе со стороны Худжанда в зависимости от сопротивления дуги на односторонне включенной ВЛ, Худжанд – Душанбе: а – дуга со стороны разомкнутого конца; б – дуга со стороны Худжанда

Более эффективно идентификация успешного ОАПВ возможна по аргументу входного сопротивления относительно шин контролируемой фазы на промежуточной подстанции Худжанд (рисунок 5.16).



а)



б)

Рисунок.5.16 – Аргумент входного сопротивления для аварийной фазы со стороны Худжанда в зависимости от сопротивления дуги на односторонне включенной ВЛ Худжанд – Душанбе: а – дуга со стороны разомкнутого конца; б – дуга со стороны Худжанда

Рассмотрим далее, насколько допустимо одностороннее включение со стороны Худжанда по условию воздействия тока ОКЗ на примыкающую систему со стороны Датки. Из Таблицы 5.3 следует, что ток ОКЗ со стороны Датки при одностороннем включении со стороны Худжанда в зависимости от места ОКЗ на ВЛ Душанбе – Худжанд находится в диапазоне 2,4 – 2,6 кА. Это означает, что согласно данным Таблицы 5.3 эти токи близки к току нормального режима и почти в 4 раза меньше тока ОКЗ в исходной схеме, т.е. не представляют опасности для примыкающей системы со стороны Датки.

Таблица 5.3 – Токи нормального режима и ОКЗ со стороны Датки

Ток нормального режима, кА	Ток ОКЗ в исходной схеме, кА	Ток ОКЗ при одностороннем включении со стороны Худжанда, кА
2,3	9,8	2,4 – 2,6

Выводы

1. Предложен новый эффективный способ осуществления адаптивного ОАПВ, основанный на кратковременном одностороннем включении аварийной фазы со стороны промежуточной системы.

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

3. 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.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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 и подана на государственную регистрацию программа для уточненного расчета токов дуги подпитки в паузу ОАПВ.

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.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль
ПС	Подстанция
ГЭС	Гидроэлектростанция
CASA	CENTRAL ASIA & SOUTH ASIA
ОКЗ	Однофазное короткое замыкание
ОАПВ	Однофазное автоматическое повторное включение
БАПВ	Быстродействующее автоматическое повторное включение
АОАПВ	Адаптивное однофазное автоматическое повторное включение
СВН	Сверхвысокое напряжение
ВЛ	Воздушная линия
ЭВИ	Элемент взаимной индукции
КЗ	Короткое замыкание
ШБМ	Шины бесконечной мощности
ЭДС	Электродвижущая сила
ЛЭП	Линия электропередачи
АРВ	Автоматическое регулирование возбуждения
ВТД	Вторичный ток дуги
ВН	Восстанавливающееся напряжение
ШР	Шунтирующий реактор
КР	Компенсационный реактор
ОПН	Ограничитель перенапряжений нелинейный
МШР	Модифицированный шунтирующий реактор
УШР	Управляемый шунтирующий реактор
АШФ	Автоматическое шунтирование фазы

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Проект по передаче и торговле электроэнергией Центральная Азия – Южная Азия (CASA – 1000) [Текст]: финальный отчет по обновленному ТЭО № 020913-4SRP-0300-01. – Монреаль: SNC-Lavalin International Inc., 2011. – 133 с.
2. Жданов, П. С. Устойчивость электрических систем [Текст] / П. С. Жданов. – Москва: Госэнергоиздат, 1948. – 400 с.
3. Жданов, П. С. Вопросы устойчивости электрических систем [Текст] / П. С. Жданов; под ред. Л. А. Жукова. – Москва: Энергия, 1979. – 456 с.
4. Веников, В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах [Текст]: учеб. для электроэнергет. спец. вузов / В. А. Веников. – 4-е изд. перераб. и доп. – Москва: Высш. шк., 1985. – 536 с.
5. Кимбарк, Э. Синхронные машины и устойчивость электрических систем [Текст] / Э. Кимбарк; пер. с англ. И. И. Кодкинда; под ред. Н. И. Соколова. – Москва; Ленинград: Госэнергоиздат, 1960. – 392 с.
6. Лайбль, Т. Теория синхронной машины при переходных процессах [Текст] / Т. Лайбль; пер. Л. М. Петровой; под общ. ред. Г. Н. Петрова – Москва; Ленинград: Госэнергоиздат, 1957. – 167 с.
7. Совалов, С. А. Противоаварийное управление в энергосистемах [Текст] / С. А. Совалов, В. А. Семенов. – Москва : Энергоатомиздат, 1988. – 416 с.
8. Баринов, В. А. Режимы энергосистем: методы анализа и управления [Текст] / В. А. Баринов, С. А. Совалов. – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 440 с.
9. Гладышев, В. А. Противоаварийная автоматика электропередач 500 кВ, отходящих от гидростанции [Текст] / В. А. Гладышев, Б. И. Иофьев, Л. Н. Чекаловец // Средства противоаварийной автоматики энергосистем. – Москва ; Ленинград : Энергия, 1964. – С. 131–162.
10. Иофьев, Б. И. Автоматическое аварийное управление мощностью энергосистем [Текст] / Б. И. Иофьев. – Москва : Энергия, 1974. – 416 с.

11. Портной, М. Г. Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости [Текст] / М. Г. Портной, Р. С. Рабинович. – Москва : Энергия, 1978. – 352 с.

12. Гуревич, Ю. Е. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах [Текст] / Ю. Е. Гуревич, Л. Е. Либова, А. А. Окин. – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.

13. Управление мощными энергообъединениями [Текст] / Н. И. Воропай, В. В. Ершевич, Я. Н. Лугинский [и др.] ; под ред. С. А. Совалова. – Москва : Энергоатомиздат, 1984. – 255 с.

14. Левинштейн, М. Л. Повышение динамической устойчивости энергосистем с помощью резисторов в нейтрали трансформаторов / М. Л. Левинштейн, Г. И. Самородов, Э. А. Дякоковский // Электричество. – 1980. – №3. – С. 6–11.

15. Хрущев, Ю. В. Методы и средства управления программным движением генераторов по условию обеспечения динамической устойчивости энергосистем [Текст] : дис. ... д-ра. тех. наук : 05.14.02 / Юрий Васильевич Хрущев. – Томск, 2000. – 364 с.

16. Чебан, В. М. Управление режимами электроэнергетических систем в аварийных ситуациях [Текст] : учеб. пособие для электро-энергет. спец. вузов / В. М. Чебан, А. К. Ландман, А. Г. Фишов. – Москва : Высш. шк., 1990. – 144 с.

17. Процессы при однофазном автоматическом повторном включении линий высоких напряжений [Текст] / Н. Н. Беляков, К. П. Кадомская, М. Л. Левинштейн [и др.] / под ред. М. Л. Левинштейна. – Москва : Энергоатомиздат, 1991. – 256 с.

18. Дальние электропередачи 500 кв. [Текст] : сборник статей / под общ. ред. : А. М. Некрасова, С. С. Рокотяна. – Москва ; Ленинград : Энергия, 1964. – 390 с.

19. Дальние электропередачи 750 кВ [Текст] : сборник статей : В 2 ч. / под общ. ред. : А. М. Некрасова, С. С. Рокотяна. – Москва : Энергия, 1974.

20. Электропередачи 1150 кВ [Текст] : в 2 кн. / под общ. ред.: Г. А. Илларионова, В. С. Ляшенко. – Москва : Энергоатомиздат, 1992.
21. Мельников, Н. А. Проектирование электрической части воздушных линий электропередачи 330 – 500 кВ [Текст] / Н. А. Мельников, С. С. Рокотян, А. Н. Шеренцис ; под общей ред. С. С. Рокотяна. – Москва : Энергия, 1974. – 472с.
22. Проектирование линий электропередачи сверхвысокого напряжения [Текст] / Г. Н. Александров, В. В. Ершевич, С. В. Крылов [и др.] ; под ред.: Г. Н. Александрова. – 2-е изд., перераб. и доп. – Санкт–Петербург : Энергоатомиздат, 1993. – 560 с.
23. Зеличенко, А. С. Проектирование механической части воздушных линий сверхвысокого напряжения [Текст] / А. С. Зеличенко, Б. И. Смирнов. – Москва : Энергоатомиздат, 1981. – 336 с.
24. Электрические сети сверх- и ультравысокого напряжения ЕЭС России. Теоретические и практические вопросы [Текст] : в 3 т. / А. Ф. Дьякова, О. М. Бударин, Л. Л. Балыбердин [и др.] ; под общ. ред. А. Ф. Дьякова. – Москва : НТФ «Энергопрогресс» Корпорация «ЕЭЭК», 2012.
25. Рыжов, Ю. П. Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения. / Ю. П. Рыжов. – Москва : Изд. дом МЭИ, 2007. – 488 с.
26. Гершенгорн, А. И. Транспозиция длинных линий электропередачи [Текст] / А. И. Гершенгорн, Н. А. Мельников, А. Н. Шеренцис // Электричество. – 1953. – №1. – С. 16–22.
27. Гершенгорн, А. И. Расчет несимметрии в электрической системе при увеличенной длине цикла транспозиции на длинных линиях [Текст] / А. И. Гершенгорн, Н. А. Мельников // Труды ВЗЭИ. – 1954. – Вып.3. – С. 179–193.
28. Гершенгорн, А. И. Целесообразность применения транспозиции на линиях высокого напряжения [Текст] / А. И. Гершенгорн // Труды ин-та “Энергосетьпроект “. – 1970. – Вып.1. – С. 143–154.
29. Левинштейн, М. Л. Уравнения стационарных режимов линии электропередачи с однократным циклом транспозиции проводов [Текст] / М. Л.

Левинштейн, Ф. З. Хакимов // Изв. СО АН СССР. Сер. Техн. наук. – 1986. – Вып. 3. – С. 122–128.

30. Зильберман, С. М. Симметрирование нормального режима в трёхфазных ВЛ сверхвысокого напряжения [Текст] / С. М. Зильберман, Т. Г. Красильникова, Г. И. Самородов // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2010. – №1. – С. 235–237.

31. Справочник по проектированию линий электропередачи [Текст] / М. Б. Вязьменский, В. Х. Ишкин, К. П. Крюков [и др.] / под ред. М. А. Реута, С. С. Рокотяна. – 2-е изд. перераб. и доп. – Москва : Энергия, 1980. – 296 с.

32. ГОСТ 32144 – 2013 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения [Текст]. – Москва : Стандартинформ, 2014. – 20 с.

33. Берман, А. П. Расчет несимметричных режимов электрических систем с использованием фазных координат [Текст] / А. П. Берман // Электричество. – 1985, №12. – с. 6–12

34. Гусейнов, А. М. Расчет в фазных координатах несимметричных установившихся режимов в сложных системах [Текст] / А. М. Гусейнов // Электричество. – 1989. – №3. – С. 1–8.

35. Красильникова, Т. Г. Анализ несимметричных режимов в дальних электропередачах в фазных координатах [Текст] / Т. Г. Красильникова // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2008. – №2. – С. 223–226.

36. Wagner, C. F. Symmetrical component as Applied to the Analysis of Unbalanced Electrical Circuit [Text] / C. F. Wagner, R. D. Evans. – New York, 1933. – 206 с.

37. JP 2000102172 А. Симметрирование нормального режима в трехфазных ВЛ сверхвысокого напряжения с помощью элементов взаимной индукции [Текст]. – Токуо : TOSHIBA CORP., 07.04.2000. – 3 с.

38. Файбисовича, Д. Л. Справочник по проектированию электроэнергетических сетей [Текст] / под ред. Д. Л. Файбисовича. – Москва : Изд-во НЦ ЭНАС, 2009. – 392 с.

39. Барг, И. Г. Воздушные линии электропередачи: Вопросы эксплуатации и надежности [Текст] / И. Г. Барг, В. И. Эдельман. – Москва : Энергоатомиздат, 1985. – 258 с.

40. Особенности выбора конструкции опор для ВЛ 500 кВ в населенной местности [Текст] / Н. Н. Тиходеев, А. В. Бирина, Н. Б. Кутузова, А. А. Зевина // Электрические станции. – 2005. – № 12. – С.64–70.

41. Перспективы применения ОАПВ в электропередаче 1150 кВ [Текст] / Н. Н. Беляков, В. С. Рашкес, М. Л. Левинштейн, М. И. Хорошев // Электропередачи 1150 кВ. Кн.1. – Москва : Энергоатомиздат. – 1992. – С. 129–158.

42. Красильникова, Т. 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.

43. Электрические сети сверх- и ультравысокого напряжения ЕЭС России. Теоретические и практические вопросы. Т. 1 : Электропередачи переменного тока [Текст] / под общ. ред. А. Ф. Дьякова. – Москва : НТФ «Энергопрогресс» Корпорация «ЕЭЭК», 2012. – 696 с.

44. Красильникова, Т. Г. Влияние длительности паузы ОАПВ на пропускную способность электропередачи по условию динамической устойчивости [Текст] / Т. Г. Красильникова, С. Г. Джононаев // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. – 2017. – № 2. – С. 163–176.

45. Левинштейн, М. Л. Операционное исчисление в задачах электротехники [Текст] / М. Л. Левинштейн. – 2-е изд. доп. – Ленинград : Энергия, 1972. – 360 с.

46. Любарский, В. Г. Динамические характеристики АРВ сильного действия и вопросы методики их настройки [Текст] / В. Г. Любарский // Труды ВЭИ. – Москва : Энергия, 1968. – Вып.78. – С. 37–60.

47. Унифицированный автоматический регулятор возбуждения сильного действия на полупроводниковых элементах [Текст] / М. И. Покровский, О. А.

Леус, Н. В. Любарская [и др.] // Труды ВЭИ. – Москва : Энергия, 1977. – Вып. 83. – С. 3–13.

48. Покровский, М. И. Математическое описание полупроводникового регулятора возбуждения сильного действия для расчетов статической и динамической устойчивости [Текст] / М. И. Покровский, Н. В. Любарская // Труды ВЭИ. – Москва : Энергия, 1980. – Вып. 89. – С. 27–30.

49. Овчаренко, Н. И. Автоматика энергосистем : учебник для вузов [Текст] / Н. И. Овчаренко ; под ред. А. Ф. Дьякова. – 3-е изд., испр. – Москва : Изд. дом МЭИ, 2009. – 476 с.

50. Сильное регулирование возбуждения [Текст] / В. А. Веников, Г. Р. Герценберг, С. А. Совалов, Н. И. Соколов. – Москва; Ленинград: Госэнергоиздат, 1963. – 152 с .

51. Повышение динамической устойчивости сложных энергосистем путем кратковременного принудительного форсирования возбуждения генераторов [Текст] / И. А. Гордон, А. И. Кошелев, Л. А. Кошечев [и др.] // Доклады на II Всесоюзном научно-техническом совещании по устойчивости и надежности энергосистем СССР. – Москва : Энергия, 1969. – С. 7–12.

52. Розанов, М. Н. Автоматическое регулирование сильного действия для синхронных машин [Текст] / М. Н. Розанов // Изв. высших учебных заведений. Энергетика. – 1962. – №4. – С. 12–14.

53. Богомолова, И. А. Оптимизация закона автоматического регулирования возбуждения синхронного генератора [Текст] / И. А. Богомолова, А. С. Зеккель // Труды Ленгидропроекта. – 1970. – Вып.12. – С.24–31.

54. Сильное регулирование возбуждения [Текст] / В. А. Веников, Г. Р. Герценберг, С. А. Совалов [и др.]. – Москва ; Ленинград : Изд-во ГЭИ, 1963. – 151 с.

55. Литкенс, И. В. Оценка эффективности АРВ сильного действия и синтез закона регулирования по условию демпфирования больших колебаний синхронной машины [Текст] / И. В. Литкенс // Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт, 1970. – №6. – С.74–79.

56. Киракосов, В. Д. Автоматическая разгрузка и отключение части гидроагрегатов при увеличении угла электропередачи [Текст] / В. Д. Киракосов, Я. Н. Лугинский, М. Г. Портной // Электричество. – 1967. – №3. – С.1–5.

57. Барзам, А. Б. Автоматическое отключение части генераторов электростанций для сохранения и восстановления устойчивости [Текст] / А. Б. Барзам // Электрические станции. – 1961. – №1. – С. 23–27.

58. Совалов, С. А. Режимная автоматика мощных гидроэлектростанций и электропередач 400–500 кВ [Текст] / С. А. Совалов, М. А. Беркович // Электрические станции. – 1962. – №8. – С. 37–41.

59. Лугинский, Я. И. Отключение части генераторов ГЭС для повышения устойчивости энергосистем [Текст] / Я. И. Лугинский, Ю. А. Тихонов // Электричество. – 1969. – №5. – С. 17–20.

60. Рашкес, В. С. Обобщение эксплуатационных данных эффективности ОАПВ ВЛ СВН и опытных данных времени гашения дуги подпитки [Текст] / В. С. Рашкес В. С. // Электрические станции. – 1989. – №3. – С. 65–72.

61. Майкопар, А. С. Дуговые замыкания на линиях 400 кВ и способы их ликвидации [Текст] / А. С. Майкопар, Н. Н. Беляков // Электричество. – 1958. – №1. – С.19–25.

62. Советско-американские исследования ОАПВ в электропередачах 750–765 кВ с четырехлучевыми реакторами [Текст] / Н. Н. Беляков, В. С. Рашкес, К. Е. Хоециан [и др.] // Электричество. – 1983. – № 12. – С. 9–14.

63. Майкопар, А. С. Испытания ОАПВ на электропередачах 500 кВ с шунтирующими реакторами [Текст] / А. С. Майкопар, Г. З. Снитовская // Электрические станции. – 1968. – №3. – С. 53–56.

64. Hanbrich, H. J. Single-phase autoreclosing in EHV system [Text] / H. J. Hanbrich, G. Hosemann, R. Thomas // CIGRE. – 1974. – № 31–09.

65. Single phase tripping and auto reclosing of transmission lines [Electronic resource] : IEEE Committee Report / J. Esztergalyos-Chairman, J. Andrichak, D. H. Colwell [et al.] // IEEE Transaction on Power Delivery. – Jan., 1992. – Vol. 7, № 1. –

P. 182–192. – Режим доступа :
<http://www.ece.mtu.edu/faculty/bamork/ee5220/00108906.pdf>. – Загл. с экрана.

66. Peterson, H. A. A Method for Reducing Dead Time for Single- Phase Reclosing in EHV Transmision [Text] / H. A. Peterson, N. V. David // IEEE Transaction on Power Apparatus and System. – Mar.-Apr. 1969. – Vo1. PAS-88. – P. 286–292.

67. Dudurych, I. M. Arc Effect on Single Phase Reclosing Time of a UHV Power Transmission Line [Text] / I. M. Dudurych, T. J. Galagher, E. Rosolowski // IEEE Transaction on Power Delivery. – April 2004. – Vol. 19, № 2. – P. 854–860.

68. Knudsen, N. Single-phase switching of transmission lines using reactors for extinction of the secondary arc [Text] / N. Knudsen // CIGRE. – 1962. – Rep. № 310. – P. 10–11.

69. The Use of Reactor in Single Phase Switching [Text] / A. J. Fakhery, J. Grazan, B. R. Shperling, B. J. Ware // CIGRE. – 1980. Rep. 13-06. – P.7.

70. Johns, A. T. Application of an Improved Technique for Assessing the Performance of Single-Pole Reclosing Schemes [Text] / A. T. Johns, W. M. Ritchie // IEEE Transaction on Power Apparatus and System. – Dec., 1984. – Vo1. PAS-103, № 12. – P. 3651–3662.

71. Tavares, M. C. Transmission System Parameters Optimization – Sensitivity Analysis of Secondary Arc Current and Recovery Voltage [Text] / M. C. Tavares, C. M. Portela // IEEE Transaction on Power Delivery. – Jan., 2004. – Vo1. 19, № 3. – P. 1464–1471.

72. Исследование ОАПВ в электропередачах 750 кВ с четырехлучевым реактором [Текст] / Н. Н. Беляков, Л. Д. Зилес, Н. П. Камнева [и др.] // Электрические станции. – 1982. – № 12. – С. 43–48.

73. Kimbark, W. Supression of Ground-Fault Arcs on Single-Pole Switched EHV Lines by Shunt Reactors [Text] / W. Kimbark // IEEE Transaction on Power Apparatus and System. – Mar.-Apr., 1964. – Vo1. 83. – P. 285–290.

74. Левинштейн, М. Л. Компенсация токов подпитки дуги при ОАПВ ЛЭП с однократным циклом транспозиции [Текст] / М. Л. Левинштейн, Ф. З. Хакимов // Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт. – 1988. – № 5. – С. 45–51.

75. Goldberg, S. A Computer Model of the Secondary Arc in Single Phase Operation of Transmission Lines [Text] / S. Goldberg, W. F. Norton, D. Tziouvaras // IEEE Transaction on Power Delivery. – Jan., 1989. – Vol. 4, №1. – P. 586–594.

76. Shperling, B. R. Compensation Scheme for Single-pole Switching on Untransposed Transmission Lines [Text] / B. R. Shperling, A. Fakhery, B. J. Ware // IEEE Transaction on Power Apparatus and System. – July-Aug., 1978. – Vo1. PAS-97, № 4. – P. 1421–1429.

77. Shperling, B. R. Single-pole Switching Parameters for Untransposed EHV Transmission Lines [Text] / B. R. Shperling, A. Fakhery // IEEE Transaction on Power Apparatus and System. – Mar.-Apr. 1979. – Vo1. PAS-98, № 2. – P. 643–654.

78. Secondary Arc Current of an Untransposed EHV/UHV Transmission line with Controllable Unbalanced Shunt Reactor [Text] / Qiyang Ma, Bin Zheng, Liangeng Ban, Zutao Xiang // IEEE Transaction on Power Delivery. – June, 2015. – Vol. 30, № 3. – P. 1458–1466.

79. The Application of High-Speed Grounding Switches for Single-Pole Reclosing on 500-kV Power System [Text] / R. M. Hasibar, A. C. Legate, J. H. Brunke, W. G. Peterson // IEEE Transaction on Power Apparatus and System. – Apr., 1981. – Vo1. PAS-100, № 4. – P. 1512–1515.

80. Красильникова, Т. Г. Сравнительный анализ путей ликвидации неустойчивых однофазных коротких замыканий в нетранспонированных линиях СВН и УВН [Текст] / Т. Г. Красильникова, С. Г. Джононаев // Электричество. – 2017. – № 11. – С. 22–29.

81. Красильникова Т. Г. Анализ токов дуги подпитки в паузу ОАПВ в процессе динамического перехода [Текст] / Т. Г. Красильникова, В. З. Манусов // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2009. – № 1. – С. 313–316.

82. А. с. 1056341 СССР. МКИЗ Н02Н 3/06. Устройство для контроля состояния отключенной в цикле однофазного автоматического повторного включения фазы линии электропередачи с шунтирующими реакторами [Текст] / М. Л. Левинштейн, М. И. Хорошев, А. Ф. Калиниченко, Ю. И. Лысков // Открытия. Изобретения. – 1983. – №46. – С.34–35.

83. А. с. 1092642 СССР, МКМЗ Н02Н 3/06 . Способ контроля исчезновения замыкания на отключенной линии электропередачи и устройство для его реализации / В. А. Ильин, Б. И Ковалев, М. И Хорошев, Ю. И. Лысков // Открытия. Изобретения. – 1984. – №18. – С. 17.

84. А. с. 632023 СССР. МКИЗ Н02Н 3/06. Способ однофазного автоматического повторного включения линии электропередачи [Текст] / В. Н. Соболев, В. Ф. Лачугип, Ю. И. Лысков, В. Г. Каган // Открытия. Изобретения. – 1978. – № 41. – С. 23–24.

85. А. с. 740108 СССР, МКМЗ Н02Н 3/06 11/00. Способ контроля состояния отключенной в цикле однофазного автоматического повторного включения фазы линии электропередачи: шунтирующими и компенсационными реакторами [Текст] / Н. Н. Беляков, В. С Рашкес, К. В Хосциан // Открытия. Изобретения. – 1981. – № 26. – С. 33.

86. Design and implementation of an adaptive single pole autoreclosure technique for transmission lines using artificial neural networks [Text] / D. S. Fitton, R. W. Dunn, R. K. Aggarwal [et al.] // IEEE Trans. Power Delivery. – Apr., 1996. – Vol. 11, №2. – P.748–755.

87. An investigation into breaker reclosure strategy for adaptive single pole autoreclosing [Text] / S. P. Websper, A. T., Johns, R. K. Aggarwal [et al.] // IEE Proc. – Gener. Transm. Distrib. – Nov., 1994. – Vol. 142, № 6. – P. 601–607.

88. An alternative approach to adaptive single pole autoreclosing in high voltage transmission systems based on variable dead time control [Text] / S. Ahn, Ch. Kim, R. K. Aggarwal, A. T. Johns // IEEE Trans. Power Delivery. – Oct., 2001. – Vol. 16, № 4. – P. 676–686.

89. Numerical algorithm for adaptive autoreclosure and protection of medium-voltage overhead lines [Text] / V. V. Terzija, Z. M. Radojevic // IEEE Trans. Power Del. – Apr., 2004. – Vol. 19, № 2. – P. 554–559.
90. New digital algorithm for adaptive autoreclosing based on the calculation of the faulted phase voltage total harmonic distortion factor [Text] / Z. M. Radojevic, J.-R. Shin // IEEE Trans. Power Del. – Jan., 2007. – Vol. 22, № 1. – P. 37–41.
91. A dual window transient energy ratio-based adaptive single phase reclosure criterion for EHV transmission line [Text] / X. Lin, H. Liu, H. Weng [et al.] // IEEE Trans. Power Del. – Oct., 2007. – Vol. 22, № 4. – P. 2080–2086.
92. Zahlay, F. D. Neuro-prony and taguchi's methodology-based adaptive autoreclosure scheme for electric transmission systems [Text] / F. D. Zahlay, K. S. R. Rao // IEEE Trans. Power Del. – Apr., 2012. – Vol. 27, № 2. – P. 575–582.
93. Dadash Zadeh, M. R. D. Communication-aided high-speed adaptive single - phase reclosing [Text] / M. R. D. Dadash Zadeh, R. Rubeena // IEEE Trans. Power Del. – Jan., 2013. – Vol. 28, № 1. – P. 499–506.
94. Dantas, K. M. C. An approach for controlled reclosing of shunt-compensated transmission lines [Text] / K. M. C. Dantas, W. L. A. Neves, D. Fernandes // IEEE Trans. Power Del. – Jul., 2014. – Vol. 29, № 3. – P. 1203–1211.
95. Yu, I. K. Wavelet analysis and neural network based adaptive single pole autoreclosure scheme for EHV transmission systems [Text] / I. K. Yu, Y. H. Song // Elect. Power Energy Syst. – 1998. – Vol. 20, № 7. – P. 465–474.
96. El-Hadidy, M. A. Using neuro-wavelet technique for adaptive single phase autoreclosure of transmission lines [Text] / M. A. El-Hadidy, D. H. Moustafa, A. S. Attia // Proc. Univ. Power Eng. Conf. – 2004. – Vol. 39. – P. 684–688.
97. An adaptive single pole autoreclosure based on zero sequence power [Text] / N. I. Elkalashy, H. A. Darwish, A. M. I. Taalab, M. A. Izzularab // Elect. Power Syst. Res. – 2007. – Vol. 77, № 5-6. – P. 438–446.
98. Aggarwal, P. K. Transmission lines based on defining and identifying fault induced voltage waveform patterns [Text] / P. K. Aggarwal, Y. H. Song, A. T. Johns // Proc. Int. Power Conf. Athens Power Technol. – 1993. – Vol. 1. – P. 411–416.

99. The scheme of single phase adaptive reclosing on EHV/UHV transmission lines [Text] / L. Bin, S. Zhang, P. Crossley, B. Zhiqian // Proc. 9th Int. Conf. Develop. Power Syst. Protect. – Lucknow : Inst. Eng. Technol, 2008. – P. 116–120.

100. Qiang, H. A new adaptive autoreclosure scheme to distinguish transient faults from permanent faults [Text] / H. Qiang, L. Longli, L. Bin // Proc. Int. Conf. Power Syst. Technol. – 2002. – Vol. 2. – P.671–674.

101. A novel single-phase adaptive reclosure scheme for transmission lines with shunt reactors [Text] / J. Suonan, W. Shao, G. Song, Z. Jiao // IEEE Trans. Power Del. – Apr., 2009. – Vol. 24, № 2. – P. 545–551.

102. Красильникова, Т. Г. Влияние продолжительности паузы ОАПВ на пропускную способность электропередачи / Т. Г. Красильникова, С. Г. Джононаев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – Вып. 68: Исследование и обеспечение надежности систем энергетики. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2017. – С. 112–120.

103. 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.

104. Красильникова, Т. Г. Анализ восстанавливающихся напряжений и вторичных токов дуги при реальной транспозиции линий при ОАПВ с использованием автоматического шунтирования фазы [Текст] / Т. Г. Красильникова, С. Г. Джононаев, М. А. Балаев // Независимость – основа развития энергетики страны : материалы междунар. науч.-практ. конф., 22–23 дек., 2017 г., Хатлонская область, Бохтарский район, Республика Таджикистан. – Душанбе: Изд-во ИЭТ, 2017. – С. 313–318.

105. Krasil'nikova, T. G. Effect of duration of the pause single-phase auto-reclosing on electro-power transmission capacitance [Electronic resource] / 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. – Mode of access: https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/pdf/2017/13/e3sconf_rses2017_01009.pdf. – Title from screen.

106. Джононаев, С. Г. О влиянии различных факторов на восстанавливавшие напряжения и вторичный ток дуга при однофазном автоматическом повторном включении воздушной линии сверхвысокого напряжения [Текст] / С. Г. Джононаев // Интеллектуальные энергосистемы : материалы IV междунар. молодёжного форума, ТПУ, Томск, 10–14 окт. 2016. – Томск : Изд-во ТПУ, 2016. – Т. 3. – С. 9–19.

107. Красильникова, Т. Г. Анализ токов дуги подпитки и восстанавливающихся напряжении в идеально транспонированной ВЛ при ОАПВ с использованием четырехлучевых реакторов [Текст] / Т. Г. Красильникова, С. Г. Джононаев // Электроэнергетика, гидроэнергетика, надёжность и безопасность : материалы республик. науч.-практ. конф. посвящ. 25-летию гос. независимости Республики Таджикистан и 60-летию каф. «Электрические станции», Душанбе, 24 дек., 2016. – Душанбе: Промэкспо, 2016. – С. 29–32.

ПРИЛОЖЕНИЕ А АКТЫ ВНЕДРЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ



ШИРКАТИ САҶОМИИ ХОЛДИНГИИ КУШОДАИ «БАРҚИ ТОҶИК»

734026, ш. Душанбе, хибони Исмоили Сомонӣ-64 Тел: +992 372 235-86-66 Факс: (10992372) 35-86-92;
Сомона: www.barqitajik.tj, Почта: mail@barqitajik.tj, barki.tojik@gmail.com

№ 2/1858-1239 аз «02» 04 соли 20 19.

Ба № _____ аз « _____ » соли 20 _____

АКТ

об использовании результатов диссертационной работы Джононаева С.Г.
«Исследование режимов горной межсистемной связи 500 кВ на примере
электропередачи Кыргызстан – Таджикистан»

Настоящий акт составлен в том, что разработки и рекомендации диссертационной работы Джононаева С.Г., представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, касающиеся снижения токов дуги подпитки в паузу ОАПВ с целью обеспечения динамической устойчивости энергообъединения при создании межсистемной связи 500 кВ Кыргызстан – Таджикистан, могут быть использованы в ОАХК «Барки Тоҷик» 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).

Предметом рассмотрения для внедрения могут быть предложенный в работе способ симметрирования нормального режима в нетранспонированной линии, основанный на установке в линии элементов взаимной индукции между крайними фазами, а также решение по осуществлению ОАПВ в нетранспонированных линиях путем подключения к фазе, занимающей среднее положение, резервных реакторов, предусмотренных на линии.



Заместитель Председателя

Убайдуллозода Г.Х.

УТВЕРЖДАЮ:

Проректор по учебной работе

д.т.н., доцент

С.В. Брованов

03 2019 г.



АКТ

о внедрении в учебный процесс Новосибирского государственного
технического университета результатов диссертационной работы
С.Г. Джононаева

Настоящим актом подтверждается внедрение результатов диссертационной работы С.Г. Джононаева на тему «Исследование режимов горной межсистемной связи 500 кВ на примере электропередачи Кыргызстан – Таджикистан» в учебный процесс Факультета энергетики Новосибирского государственного технического университета.

В диссертации разработана методика совместного анализа динамической устойчивости энергообъединения и режима на линии в паузу ОАПВ, а также программа для уточненного расчета токов дуги подпитки в паузу ОАПВ. Результаты диссертации включены в практические занятия по дисциплине «Практикум расчета и анализа режимов электроэнергетических систем». Материалы диссертационной работы могут быть использованы при написании выпускных квалификационных работ бакалавров и магистерских диссертаций, а также в дальнейших исследованиях аспирантов.

Декан Факультета энергетики
к.э.н., доцент

Чернов С.С.