

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева
Сибирского отделения
Российской академии наук



На правах рукописи

Тихонов Александр Владимирович

МОДЕЛИРОВАНИЕ УСТРОЙСТВ FACTS ПРИ ОЦЕНИВАНИИ СОСТОЯНИЯ
СОВРЕМЕННЫХ ЭЭС

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические
системы

Диссертация на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
Колосок Ирина Николаевна,
доктор технических наук,
старший научный сотрудник

Иркутск 2017

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ ФОРМИРОВАНИЯ РАСЧЁТНОЙ МОДЕЛИ ЭЭС.....	14
1.1. Основные методы формирования расчетной модели ЭЭС	14
1.2. Особенности ИЭС как объекта моделирования и управления.....	21
1.3. Общая характеристика и классификация устройств FACTS.....	29
1.4. Технические характеристики и области применения устройств FACTS первого поколения	35
1.5. Технические характеристики и области применения устройств FACTS второго поколения.....	55
1.6. Существующие модели устройств FACTS (применение моделей в ПВК)...	67
1.7. Выводы.....	72
ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА МОДЕЛЕЙ УСТРОЙСТВ FACTS ДЛЯ ЗАДАЧИ ОС ЭЭС.....	74
2.1. Разработка моделей устройств FACTS первого поколения для задачи ОС ЭЭС	74
2.1.1. Устройство продольной компенсации и управляемое устройство продольной компенсации.....	74
2.1.2. Синхронный компенсатор.....	84
2.1.3. Статический тиристорный компенсатор.....	87
2.1.4. Шунтирующий и управляемый шунтирующий реактор.....	93
2.2. Разработка моделей устройств FACTS второго поколения для задачи ОС ЭЭС	100
2.2.1. Фазоповоротное устройство.....	100

2.2.2.	Статический компенсатор	107
2.2.3.	Вставка постоянного тока на преобразователях напряжения	112
2.2.4.	Объединённый регулятор перетоков мощности	121
2.3.	Выводы	132
ГЛАВА 3. ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ АЛГОРИТМОВ ОС		
МЕТОДОМ КОНТРОЛЬНЫХ УРАВНЕНИЙ ПРИ ВКЛЮЧЕНИИ		
МОДЕЛЕЙ УСТРОЙСТВ FACTS В СХЕМУ ЗАМЕЩЕНИЯ.....		
133		
3.1.	Модификация алгоритмов решения задачи ОС методом КУ при включении моделей устройств FACTS в схему замещения.	133
3.2.	Выбор показателей для оценки эффективности алгоритмов ОС	138
3.2.1.	Анализ наблюдаемости схемы	138
3.2.2.	Эффективность процедуры ОПД.....	139
3.2.3.	Количество итераций при расчете оценок.....	140
3.2.4.	Точность оценок	140
3.2.5.	Обусловленность процедуры ОС.....	142
3.3.	Расчет и анализ показателей эффективности алгоритмов ОС методом КУ при включении моделей FACTS в схему замещения.....	142
3.4.	Выводы	146
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....		147
ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ.....		149
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....		152
ПРИЛОЖЕНИЕ 1.....		167
ПРИЛОЖЕНИЕ 2.....		175

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. Изменения, происходящие в ЕЭС России и затрагивающие её техническую, экономическую и организационную части, являются наиболее значимыми с момента её создания.

Проблемы, возникшие в результате структурных и институциональных преобразований в электроэнергетике России, появление новых технологий и средств генерации, передачи и потребления электроэнергии, а также получения, передачи, обработки и представления информации, современных компьютерных и информационных технологий, методов искусственного интеллекта привели к необходимости пересмотра теоретических основ и методов управления режимами ЕЭС России [1].

Для перехода на качественно новый уровень управления в российской энергетике создается Интеллектуальная энергосистема (ИЭС) – это система, в которой все субъекты энергетического рынка (генерация, сеть, потребители) принимают активное участие в процессах производства, передачи и распределения электроэнергии. При этом электрическая сеть, пассивно участвующая в транспорте и распределении электроэнергии, становится активным устройством, параметры и характеристики которого изменяются в зависимости от требований режимов работы [1-5].

Для успешного (надежного, качественного и экономичного) функционирования ИЭС необходимо использовать широкий спектр новейших технических средств и технологий, обладающих возможностью придать сети указанные выше свойства.

Важными проблемами ЕЭС России на сегодняшний день являются: недостаточная пропускная способность основных высоковольтных линий электропередач (ВЛ), малое количество регулирующих устройств, что влечёт за собой неоптимальное потокораспределение.

Очевидно, что экономически крайне невыгодно строительство дополнительных линий для увеличения пропускной способности по сечениям, а

также повышения надёжности системы. Возможным решением может стать использование существующих линий электропередач, но с приданием им свойств «управляемых линий» за счет использования современных технических средств и технологий.

FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System) - управляемые (гибкие) системы передачи переменного тока - это самая современная технология [1, 6], основой которой являются устройства FACTS, трансформирующие электрическую сеть из неактивного устройства транспорта электроэнергии в активное устройство, участвующее в управлении режимами работы ЭЭС. Технология FACTS открывает новые возможности для управления электроэнергетическими системами, так как обеспечивает регулирование взаимосвязанных параметров схемы и режима.

К устройствам FACTS относятся:

Устройства первого поколения (FACTS I), которые широко представлены в ЭЭС страны. К ним относятся устройства, обеспечивающие скалярное регулирование напряжения или реактивной мощности, такие как шунтирующие реакторы (ШР), батареи статических конденсаторов (БСК), устройства продольной компенсации (УПК), статические компенсаторы (СК) и др. В последние 20 лет наметилась тенденция к замене нерегулируемых устройств FACTS I (УПК, ШР) на регулируемые или управляемые - УУПК, УШР, параметры которых могут изменяться в зависимости от загрузки ВЛ. Применение таких устройств повышает эффективность использования ВЛ и экономичность их работы.

Устройства FACTS второго поколения (FACTS II) позволяют одновременно регулировать сразу несколько параметров режима, т.е. обеспечивают векторное регулирование. Изначально для этого использовали асинхронизированные машины (АСМ), фазовращающие трансформаторы (ФВТ), вставки постоянного тока (ВПТ) и др. Развитие полупроводниковых технологий в 90-х годах двадцатого века позволило создать запираемые тиристоры (GTO и GCT), быстродействующие диоды и мощные транзисторы (IGBT), работающие в

диапазоне напряжений от 2,5 до 6 кВ, токи отключения от 1500 А до 4000 А. Этот прорыв позволил создать новый тип преобразователей – преобразователь напряжения, на основе которого были созданы современные устройства FACTS второго поколения: синхронный статический компенсатор (СТАТКОМ), объединённый регулятор потоков мощности (ОРПМ), вставка постоянного тока на основе преобразователей напряжения (ВПТН), фазоповоротное устройство (ФПУ) и другие.

Векторное регулирование позволяет комплексно и наиболее оптимально решать проблемы повышения пределов передаваемой по линиям электропередачи мощности вплоть до предела по нагреву проводов, принудительно распределять мощности в сложной неоднородной электрической сети в соответствии с требованиями диспетчера, регулировать напряжения в широких пределах.

Управление режимами ЭЭС ввиду сложности объекта управления может осуществляться только с использованием расчетной модели сети. От адекватности используемой модели реальному состоянию ЭЭС и решаемым на ее основе задачам зависит качество управления ЭЭС. Обеспечение адекватности полученной расчетной модели ЭЭС объекту управления и регулярная актуализация ее параметров является важной задачей при создании системы управления ИЭС. Очевидно, что для использования устройств FACTS при оперативном и противоаварийном управлении необходимо иметь расчетные модели этих устройств, наиболее приближенные к фактическим параметрам этих устройств.

Основными задачами, используемыми для формирования расчетной модели ЭЭС, являются задача расчёта установившегося режима (УР) и задача оценивания состояния (ОС) ЭЭС.

Оценивание состояния – одна из основных задач подсистемы оперативного управления режимами ЭЭС. Она состоит в расчете установившегося режима ЭЭС по телеизмерениям (ТИ) для текущей схемы сети, сформированной по телесигналам (ТС) о состоянии коммутационного оборудования. ОС осуществляет фильтрацию ошибок в телеизмерениях, диагностику

измерительных трактов, позволяет производить оперативный прогноз режима энергосистемы [7].

Методы оценивания состояния ЭЭС начали разрабатываться с 70-х годов XXв. Основы теории оценивания состояния были заложены в трудах F.C.Schwerpe, E.J.Handschin и др. Работы А.З.Гамма по оцениванию состояния ЭЭС являются пионерными в нашей стране [7].

Большой вклад в развитие методов и решение задачи ОС внесли Б.И. Аюев, П.И. Бартоломей, Л.А. Богатырев, В.В.Володин, А.З. Гамм, Л.Н. Герасимов, И.И. Голуб, Ю.А. Гришин, И.Н. Колосок, А.М. Конторович, В.Г. Курбацкий, В.З. Манусов, К.Г. Митюшкин, А.А. Окин, В.Г. Орнов, А.В. Паздерин, С.И. Паламарчук, В.Л. Прихно, А.А. Тараканов, М.В. Хохлов, А.В. Челпанов, П.А. Черненко, Ю.Я. Чукреев, О.Н. Шепилов. Хорошо известны труды таких зарубежных авторов, как А. Abur, К.А. Clements, D. Dopazo, R. Larson, A. Monticelli, L. Mili, F.C. Schwerpe и др.

В настоящее время активно ведутся исследования по разработке и включению моделей устройств FACTS в задачу расчета установившегося режима как в нашей стране [2, 6, 8-13], так и за рубежом [14-16]. Модели устройств FACTS первого и второго поколения достаточно широко представлены в ПВК для расчета УР [11, 17-20].

В области моделирования устройств FACTS в задаче расчета УР можно отметить работы: М.Ш. Мисриханова, В.И. Кочкина, Ю.Г. Шакаряна, В.Г. Неуймина, П.М. Ерохина и ряда зарубежных авторов: E. Acha, C. R. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-Perez. Особенно стоит отметить исследования, выполненные в этом направлении сотрудниками ИСЭМ СО РАН: А.Е. Ушаковым, О.Н. Войтовым, Н.И. Воропаем, И.И. Голуб, А.Б. Осаком.

В работах зарубежных авторов в последние годы появились предложения по моделированию «гибких систем передачи тока» при решении задачи ОС ЭЭС [21], [22].

В нашей стране модели устройств FACTS первого поколения представлены в задаче ОС ЭЭС не в полном объеме, модели устройств FACTS второго

поколения до недавних пор практически не включалась в задачу ОС в отечественных ПВК.

Поэтому разработка моделей устройств FACTS и включение их в алгоритмы оценивания состояния современных ЭЭС является актуальной задачей при создании системы управления ИЭС. Поскольку параметры схем замещения многих устройств FACTS изменяются в зависимости от режима ЭЭС, то не менее актуальной является задача определения параметров моделей этих устройств в процессе формирования расчетной модели ЭЭС.

Цели работы: разработка и включение моделей устройств FACTS в задачу ОС ЭЭС, идентификация параметров этих моделей в процессе решения задачи ОС, исследование влияния включения моделей FACTS на эффективность методов ОС.

Для этого поставлены и решены следующие основные задачи:

1. Изучение и анализ современного состояния разработок и внедрения устройств FACTS в практику управления ЕЭС России и зарубежных ЭЭС.
2. Исследование существующих подходов к моделированию устройств FACTS при расчёте УР и ОС ЭЭС. Выбор способа моделирования на основе анализа теории, практики и современных тенденций решения данной проблемы.
3. Разработка моделей устройств FACTS первого и второго поколения, не включенных к настоящему времени в задачу ОС ЭЭС в отечественной практике.
4. Разработка алгоритмов идентификации параметров моделируемых устройств FACTS в процессе решения задачи ОС.
5. Разработка экспериментальной программы ОС классическим методом в среде Matlab для исследования работоспособности и эффективности разработанных моделей.
6. Разработка модифицированных алгоритмов ОС на базе метода контрольных уравнений (КУ) для включения моделей устройств FACTS в задачу ОС ЭЭС.
7. Тестирование разработанных моделей FACTS при их включении в задачу ОС и проведении расчетов в имитационных экспериментах.

8. Исследование влияния разработанных моделей устройств FACTS на эффективность алгоритмов ОС методом КУ.

Объект исследований. Современные устройства управления и регулирования параметров режима – FACTS, используемые при управлении интеллектуальной энергетической системой.

Предмет исследований. Методы моделирования текущего режима ЭЭС на основе измерений (методы ОС ЭЭС).

Соответствие диссертации паспорту научной специальности.

Содержание диссертации соответствует паспорту научной специальности 05.14.02 – «Электростанции и электроэнергетические системы»:

П.6. Разработка методов математического и физического моделирования в электроэнергетике;

П.7 Разработка методов расчета установившихся режимов, переходных процессов и устойчивости электроэнергетических систем;

Методы исследования. Для решения поставленных задач использовались методы математического моделирования ЭЭС, теория и методы расчета установившихся режимов и оценивания состояния ЭЭС, методы решения систем нелинейных уравнений, методы теории вероятности и математической статистики. Методом исследования при выполнении экспериментальной части диссертации являлось математическое моделирование и пассивный эксперимент. Предлагаемые в диссертационной работе алгоритмы оценивания состояния ЭЭС базируются на разработанном в ИСЭМ СО РАН методе КУ.

Составляют предмет научной новизны и выносятся на защиту следующие наиболее важные результаты:

1. Алгоритмы моделирования управляемых устройств FACTS первого поколения и устройств FACTS второго поколения при решении задачи ОС ЭЭС.
2. Алгоритмы идентификации параметров моделей устройств FACTS в процессе решения задачи ОС, построенные на включении параметров этих устройств в вектор состояния.

3. Модифицированные алгоритмы ОС ЭЭС классическим методом и методом КУ, разработанные для решения задачи ОС с учетом моделей устройств FACTS.
4. Результаты исследования влияния включения моделей FACTS на эффективность алгоритмов методом ОС при расчетах схемы реальной ЭЭС.

Достоверность результатов, представленных в диссертации, обоснована корректным применением математических методов и алгоритмов расчета УР и ОС, а также сопоставлением результатов моделирования ряда устройств FACTS с аналогичными результатами, опубликованными в отечественной и зарубежной литературе и полученными при проведении расчета УР с использованием ПВК АНАРЭС.

Теоретическая и практическая значимость работы. Разработаны алгоритмы моделирования современных управляемых устройств FACTS на базе силовой электроники при решении задачи ОС, включающие разработку моделей устройств FACTS и модифицированных алгоритмов ОС для включения этих моделей в задачу ОС. Разработанная методика может применяться для решения научно-технических задач при переходе на качественно новый уровень управления режимами ИЭС.

Использование предложенных в работе алгоритмов для ОС ЭЭС с устройствами FACTS позволяет повысить точность моделирования текущих режимов ИЭС, на базе которых решаются задачи оперативного и противоаварийного управления ИЭС.

Разработанные модели и алгоритмы легко реализуемы с минимальными трудозатратами и могут быть включены практически в любой ПВК оценивания состояния (Космос, АНАРЭС, Оценка и др.), а также в аппаратно-программные комплексы (АПК) управления нормальными и аварийными режимами большого энергообъединения.

Реализация результатов работы. Предложенные в работе модели устройств FACTS интегрированы в экспериментальную программу ОС и проверены при расчёте схемы 500 кВ, а также реализованы в ПВК "Оценка",

предназначенном для проведения циклических расчетов текущего режима ЭЭС по данным ТИ и ТС и использования полученного режима для решения различных задач при оперативном управлении ЭЭС. ПВК "Оценка" прошел тестирование на сетевом предприятии ОАО Иркутская электросетевая компания.

Результаты диссертационной работы были использованы при выполнении Программы фундаментальных исследований СО РАН III.17.1. «Теория и методы управления режимами интеллектуальных электроэнергетических систем» и при выполнении интеграционного проекта партнерских фундаментальных исследований СО РАН «Методы оценивания состояния интеллектуальных электроэнергетических систем со сложной иерархической структурой».

Материалы диссертации используются в учебном процессе на кафедре "Электроэнергетических систем" ИРНТУ при изучении дисциплины "Интеллектуальные энергосистемы".

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на 5 конференциях-конкурсах научной молодежи ИСЭМ СО РАН "Системные исследования в энергетике" (2012, 2013, 2014, 2015, 2016 г.), Научно-практическом семинаре "Современные программные средства для расчетов нормальных и аварийных режимов, анализа надежности, динамической устойчивости, оценивания состояния, проектирования и автоматизации оперативно-диспетчерского управления электроэнергетических систем". ИСЭМ ИНЦ СО РАН. Иркутск, 2012; Международной молодежной научно-технической конференции «Энергетика глазами молодежи», г. Томск, 2014г, на двух Международных научных семинарах *им. Ю.Н. Руденко* «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики» (2015, 2016г).

Публикации. В ходе работы над диссертацией было опубликовано 11 работ, в том числе 2 в изданиях, рекомендованных Высшей аттестационной комиссией («Промышленная энергетика», «Вестник ИРГТУ»), 1 статья в зарубежном издании ("Power and Electrical Engineering"), входящем в международную базу цитирования Scopus.

Личный вклад соискателя.

В работах, опубликованных в соавторстве, соискателем выполнен анализ существующих подходов к моделированию устройств FACTS при расчёте УР и ОС, разработаны алгоритмы моделирования управляемых устройств FACTS первого поколения и устройств FACTS второго поколения при решении задачи ОС, разработаны алгоритмы идентификации параметров моделируемых устройств FACTS в процессе решения задачи ОС, разработана экспериментальная программа оценивания состояния по методу Ньютона в среде Matlab, подготовлены схемы для проведения расчетов, протестированы модели FACTS при их включении в схему.

Объем и структура диссертации. Диссертация состоит из введения, трех глав, заключения, списка используемой литературы из 126 источников и приложений.

Диссертационная работа изложена на 178 страницах текста, в тексте содержится 36 рисунков, 26 таблиц.

Краткое содержание работы.

Во введении дается общая структура и характеристика диссертационной работы. Обосновывается её актуальность, значимость и научная новизна. Формулируются цели работы, определяется объект, предмет и методы исследований. Обсуждаются актуальные проблемы функционирования ЭЭС России и возможности их решения с использованием устройств FACTS. Отмечается, что в нашей стране модели устройств FACTS первого поколения представлены в задаче ОС ЭЭС не в полном объеме. Модели устройств FACTS второго поколения до недавнего времени практически не включались в задачу ОС в отечественных ПВК.

В первой главе представлены основные методы формирования расчётной модели ЭЭС: расчёт установившегося режима и оценивание состояния ЭЭС. Приведена математическая постановка задачи ОС методом КУ.

Приведены модели основных элементов ЭЭС, включаемых в схему замещения при расчете УР и ОС, таких как: высоковольтные линии (ВЛ),

трансформаторы, выключатели, нагрузка, генераторы. Отмечены особенности ИЭС как объекта моделирования и управления. Дана классификация устройств FACTS. Приведено описание устройств, их назначение, места установки, управляющие воздействия, техническая реализация и принцип действия. Кратко представлены устройства FACTS I и FACTS II, модели которых в настоящее время включены в задачи расчета УР и ОС: УПК, ШР, УШР, СК. Показано, какие устройства FACTS смоделированы в современных ПВК расчёта установившегося режима и оценки состояния.

Во второй главе Представлены разработанные модели управляемых устройств FACTS I - ТУПК, СТК, УШР и устройства FACTS II - ФПУ, СТАТКОМ, ВПТН, ОРПМ.

В третьей главе приведена модификация алгоритмов решения задачи ОС методом КУ при включении моделей устройств FACTS в задачу ОС. Проведен выбор показателей для оценки эффективности алгоритмов ОС и выполнен их расчет для тестовой схемы с моделями различных устройств FACTS. По результатам расчётов выполнен анализ показателей эффективности алгоритмов ОС при включении моделей FACTS в задачу ОС.

Работа выполнена в отделе электроэнергетических систем Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук - ИСЭМ СО РАН.

ГЛАВА 1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ ФОРМИРОВАНИЯ РАСЧЁТНОЙ МОДЕЛИ ЭЭС

1.1. Основные методы формирования расчетной модели ЭЭС

Управление режимами ЭЭС ввиду сложности объекта управления может осуществляться только с использованием расчетной модели энергосистемы. От соответствия применяемой модели фактическому состоянию ЭЭС и решаемых на ее основе задач зависит качество управления ЭЭС. В связи с этим обеспечение адекватности расчетной модели ЭЭС объекту управления и периодическая регулярная актуализация ее параметров является основной важной задачей при создании системы управления интеллектуальной энергетической системы.

Под расчетной моделью будем понимать параметры текущего режима ЭЭС, получаемые с помощью математической модели ЭЭС, т.е. системы уравнений и переменных описывающих режим, а также текущей схемы замещения сети, ее параметров и значения заданных переменных режима.

Схема замещения электрической сети трехфазного переменного тока (промышленной частоты) – это топология сети и комплексные величины фазных проводимостей и сопротивлений, позволяющих с заданной точностью моделировать тот или иной элемент при расчёте УР [23, 24].

Основные элементы схемы замещения ЭЭС, традиционно моделируемые при расчёте УР и ОС ЭЭС, представлены в Приложении 1 (таблица П1.1).

Расчет установившегося режима и ОС ЭЭС используются для создания расчётной модели.

Задача расчета УР.

Используемую для расчёта УР математическую модель можно записать уравнениями потокораспределения (1.1), представляемыми системой неявных функций, соответствующих законам Кирхгофа для электрической сети [25]:

$$W(X, Y) = 0 \quad (1.1)$$

где W – вектор-функция; Y – вектор независимых параметров, определяющих режим, X – вектор зависимых параметров режима, которые определяются из уравнений (1.1) после фиксации Y .

В качестве уравнений (1.1) при расчете УР обычно используются уравнения узловых напряжений, записанные в форме балансов токов в узлах [26, 27]:

$$\dot{I}_i + \sum_{j \in \omega_i} \dot{I}_{ij} = 0, \quad (1.2)$$

где \dot{I}_i – комплексный узловой ток, \dot{I}_{ij} – ток, вытекающий из узла i в узел j , смежный i -му, или уравнения балансов узловых активных и реактивных мощностей – уравнения (П1.2), (П1.3) из приложения 1, которые чаще используются в последнее время.

Вектор зависимых X и независимых Y параметров может включать различные параметры режима, это зависит от метода задания исходных данных и постановки задачи. В случае выполнения оперативных расчётов УР для некоторых узлов задаются независимые переменные – активная и реактивная мощность (P - Q узлы), в остальных узлах указывается активная мощность и модуль напряжений (P - U узлы), такие узлы называются балансирующими по реактивной мощности. Комплексы узловых напряжений – зависимые переменные, записываемые в полярных или декартовых координатах.

Для нелинейных уравнений УР ЭЭС (1.1) существует единственный метод нахождения решения – итерационный [25]. Для решения данной задачи наиболее подходящим является метод Ньютона и его модификации, так как он показывает быструю квадратичную сходимость, что сделало его весьма распространенным [26].

Метод Ньютона в классической постановке обладает низким быстродействием, и для проведения оперативных расчётов УР разработаны более быстродействующие методы расчета, основанные на различных упрощениях, вводимых в модель установившегося режима или в методы расчета [26, 27]. Эти допущения незначительно ухудшают конечный результат.

Задача оценивания состояния ЭЭС.

Основные задачи оперативно-диспетчерского управления требуют наличия информации о текущем состоянии ЭЭС, получаемой в режиме on-line. Оперативно-информационные комплексы (ОИК) – основа всех уровней автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ). С их помощью осуществляется сбор и обработка основных измеряемых параметров режима – телеизмерений, а также информации о положении коммутационных аппаратов – телесигналов.

Низкая телемеханизация ЭЭС не дает исчерпывающей информации для оперативного управления сетью. При этом получаемые данные не всегда достоверно показывают состояния коммутационных аппаратов и значения измеряемых параметров режима из-за различных погрешностей. Алгоритмы достоверизации (оценки) телеизмеряемых данных (ТИ и ТС) позволяют отфильтровывать погрешности в измерениях, определять недостоверные телесигналы и дорассчитывать недостающие параметры.

Данные о текущем состоянии ЭЭС (ТИ и ТС) поступают в SCADA диспетчерского центра по телеканалам. В основном, это модули узловых напряжений U_i , замеры перетоков активной P_{ij}, P_{ji} и реактивной Q_{ij}, Q_{ji} мощности по ВЛ и трансформаторам, замеры генерируемой в узлах активной $P_{Гi}$ и реактивной $Q_{Гi}$ мощности, реке токи по концам ВЛ I_{ij} и узловые токи I_i , прочие интегральные характеристики режима. Они формируют вектор SCADA-измерений y :

$$\bar{y} = \{ P_i, Q_i, P_{ij}, Q_{ij}, U_i, I_i, I_{ij} \} \quad (1.3)$$

Для получения узловых инъекций P_i, Q_i (см. приложение 1) используются псевдоизмерения (ПИ) нагрузок в узлах и ТИ генераций.

Погрешности SCADA-измерений носят случайный характер. Обычно принимается, что они распределены по нормальному закону с нулевым

математическим ожиданием и известной дисперсией, которая характеризует точность измерений.

Математическая постановка задачи ОС.

Задача ОС состоит в поиске таких расчетных значений (оценок) измеряемых параметров режима \hat{y} , которые *наиболее близки* к измеренным значениям \bar{y} в смысле некоторого критерия, в качестве которого чаще всего используется сумма взвешенных квадратов отклонений оценок от измерений [7]:

$$J(y) = (\bar{y} - \hat{y})^T R_y^{-1} (\bar{y} - \hat{y}) \quad (1.4)$$

и удовлетворяют системе уравнений электрической цепи:

$$w(y, z) = 0, \quad (1.5)$$

которые связывают измеренные y и неизмеренные z переменные режима. В (1.4)

R_y^{-1} – диагональная матрица весовых коэффициентов, элементы которой обратны дисперсиям измерений, характеризующим их точность.

При решении задачи ОС вводится понятие вектора состояния x размерностью $2n - 1$ (где n - число узлов расчетной схемы). В него входят модули U и фазовые углы δ напряжений $x = (\delta, U)$, в базисном узле фаза фиксирована. В этом случае в качестве уравнений (1.5) используются зависимости измеренных y параметров от вектора состояния, и задача ОС состоит в поиске оценок вектора состояния \hat{x} по критерию минимизации целевой функции.

$$J(x) = (\bar{y} - y(x))^T R_y^{-1} (\bar{y} - y(x)) \quad (1.6)$$

Вследствие нелинейной зависимости $y(x)$, задача решается итеративно. При этом на каждой итерации решается нормализованная система уравнений относительно вектора поправок:

$$\Delta x_k = \left[H_k^T R_y^{-1} H_k \right]^{-1} H_k^T R_y^{-1} [\bar{y} - y(x_k)], \quad (1.7)$$

здесь $H_k = \frac{\partial y}{\partial x}$ матрица Якоби, вычисленная на k -той итерации.

По полученным оценкам \hat{x} и вычисляются оценки неизмеренных переменных $z(\hat{x})$.

В ИСЭМ СО РАН разработаны алгоритмы оценивания состояния, основанные на использовании контрольных уравнений [28]:

$$w_k(y) = 0 \quad (1.8)$$

которые могут быть получены при исключении неизмеренных переменных из уравнений установившегося режима ЭЭС (1.5).

После получения контрольных уравнений задачу оценивания состояния можно свести к минимизации целевой функции (1.4) при ограничениях в виде системы КУ (1.8). Алгоритмы ОС методом КУ и их модификация при включении моделей FACTS в расчетную схему будут рассмотрены в 3 главе.

В последние годы большое развитие получила технология WAMS (WideArea Measurement Systems), которая позволяет осуществлять контроль за состоянием ЭЭС синхронно и с высокой точностью [29]. В качестве основного измерительного оборудования используется WAMS – PMU (Phasor Measurements Units) – прибор для измерения векторных электрических величин. Устройства PMU обеспечивают точное измерение модуля U_i и фазы δ_i напряжения в узле установки и комплексов токов в прилегающих к этому узлу ветвях. Вектор измерений, получаемых от устройств PMU, имеет следующий вид:

$$\bar{y} = \{ \delta_i, U_i, I_{ij}, \varphi_{ij} \}, \quad (1.9)$$

где I_{ij} - модуль тока в ветви, смежной i -му узлу, φ_{ij} - угол между током в этой ветви и напряжением в узле i . Часть компонентов вектора состояния измеряется, а часть вычисляется через измеренные токи. При решении в прямоугольных координатах такие измерения дают возможность получать оценки за одну итерацию. Большая точность исходных данных обеспечивает высокую точность расчётов.

При решении задачи оценивания состояния вводится понятие – «плохие данные». К ним относят измерения, в которых ошибки значительно больше случайных погрешностей. Такие измерения могут привести к заметному

искажению расчётного режима, и их обязательно нужно идентифицировать и исключить из расчёта. КУ впервые были предложены для анализа достоверности ТИ, т.е. поиска измерений, содержащих грубые ошибки (плохие данные) перед решением задачи ОС [30].

Основные задачи, решаемые при ОС ЭЭС [28], [31], [32]:

- формирование текущей расчётной схемы;
- проверка наблюдаемости;
- обнаружение грубых ошибок в телеизмерениях;
- расчёт оценок вектора состояния;
- расчёт оценок измеряемых и не измеряемых параметров;

Задача ОС в общей постановке аналогична задаче расчёта УР для конкретного момента времени, отражающего текущее состояние ЭЭС с учетом использования большого количества разнообразных измерений и их погрешностей.

В зависимости от последовательности используемых измерений задача ОС ЭЭС может решаться в двух постановках:

- статическая – использует текущие срезы ТИ и ТС;
- динамическая – для оценки состояния кроме текущего среза используется информация за предшествующие моменты времени.

При решении задачи ОС ЭЭС используются следующие модели:

- модели сети, описывающие взаимосвязи параметров сети в установившемся режиме;
- модели измерений, описывающие вероятностные характеристики измерений и их погрешности;
- в случае динамического ОС – модели изменения параметров режима во времени.

Цель задачи оценивания состояния – отфильтровать погрешности в измерениях и найти значения неизмеренных переменных. Иными словами, получить УР ЭЭС для конкретного момента времени на основании ТИ и ТС.

Очевидно, что задача оценивания состояния - это модифицированная задача расчёта установившегося режима. Поэтому для её решения используются аналогичные схемы замещения, основными элементами которых являются узлы ЭЭС и связывающие их ветви. Чаще других используется узловая модель сети, в которой все переменные режима определяются через комплексы узловых напряжений.

С другой стороны, в отличие от традиционной постановки расчёта УР, задача ОС оперирует более широким набором измеряемых переменных, чем узловые мощности при расчете УР. По этой причине при ее решении могут использоваться дополнительные уравнения, связывающие измеренные и неизмеренные переменные.

Для корреляции понятийного аппарата уточним основные термины, используемые как в задаче расчёта УР, так и в задаче ОС ЭЭС [33].

Базисный узел – это узел, где фиксируется фаза напряжения (обычно $\delta_N = 0$).

При расчёте УР в моделях ЭЭС, не учитывающих изменения частоты и статические характеристики нагрузки, единственным балансирующим узлом по активной мощности будет базисный узел.

Определение инъекций P_N в базисном узле проводится, в большинстве случаев, после расчёта УР и определения всех узловых напряжений. В задаче ОС ЭЭС, в случае избыточности измерений, балансирующими будут почти все узлы k , где $P_k \neq 0$, за исключением узлов, в которых нагрузка определена точно, – это узлы с нулевыми инъекциями (транзитные узлы) и узлы, для которых нагрузка задана критическим измерением. В условиях избыточности измерений за базисный узел может быть принят узел с нулевыми инъекциями нагрузки, что не вызовет вычислительных трудностей [33].

Балансирующие узлы по реактивной мощности. В моделях с фиксированными параметрами хотя бы у одного узла должен быть фиксирован модуль напряжения. При решении задачи расчёта УР инъекцию реактивной мощности в таких узлах вычисляют после определения всех узловых напряжений. При этом не используют уравнения балансов реактивных мощностей. В задаче ОС

ЭЭС балансирующими будут все узлы j с положительной (генераторные) и отрицательной (нагрузочные) инъекцией, где $Q_j \neq 0$. Также в задаче ОС ЭЭС возможно использовать одновременно замеры Q_j и модулей напряжений для одних и тех же узлов.

Одной из особенностей задачи ОС ЭЭС является использование транзитных или сетевых узлов. Это особая группа узлов, инъекции мощности (нагрузки, генерация) в которых принимаются нулевыми. Для решения задачи УР с использованием детерминированных моделей все инъекции сетевых узлов считаются точными, кроме балансирующих по P и Q узлов.

Решение задачи УР подразумевает деление режимных параметров узлов на зависимые (X) и независимые (Y) переменные. Режимные параметры (перетоки мощностей) представляются как функция X от Y . В задаче ОС ЭЭС определяемые параметры – это координаты вектора состояния x , в большинстве случаев – это комплексы узловых напряжений \dot{U} . Режимные параметры не делятся на зависимые и независимые, а представляются функциями, зависящими от \dot{U} [7, 31].

Для расчёта установившихся режимов и оценки состояния используется единая расчетная модель, регулярно верифицируемая по результатам контрольных замеров и дающая приемлемые по точности результаты [34].

Единая расчетная модель ЭЭС формируется за счёт интеграции расчетных моделей объединенных энергетических систем (ОЭС) и моделей энергосистем стран ближнего зарубежья, режимы работы которых оказывают влияние на режимы работы ЭЭС России [35-37].

1.2. Особенности ИЭС как объекта моделирования и управления

В условиях рыночной экономики на первый план выходит такой показатель, как низкая себестоимость передаваемой электроэнергии. При этом наблюдается рост полезного отпуска электроэнергии. Но в то же время рост тарифов на услуги

по передаче электроэнергии жестко регламентирован и ограничен правительством РФ. Всё более остро встаёт вопрос о передаче больших объёмов электроэнергии по существующим сетям, чтобы избежать затрат на строительство новых линий и снизить издержки на передачу электроэнергии по существующим ВЛ. Одним из решений является увеличение пропускной способности ВЛ и управление передаваемой мощностью, особенно в аварийных и послеаварийных режимах работы энергосистем.

Рост масштабов энергосистем, появление всё большего количества источников распределённой генерации, интегрированных в узлы распределительной электрической сети, реструктуризация и либерализация электроэнергетики с возникновением многих субъектов с несовпадающими интересами привели к существенным изменениям в структуре энергосистем и режимах их работы. Это привело к усложнению режимов работы ЭЭС, повысило вероятность сложно прогнозируемых аварий и увеличило риск возникновения каскадных аварий. Соответственно, реакции систем управления должны быть оперативными и адекватными. А значит необходимо совершенствовать и развивать принципы и системы управления режимами работы ЭЭС.

В течении последних 10-15 лет в мире идет активное обсуждение и развитие понятия «умной» или «интеллектуальной энергосистемы» – Smart Grid. Интеллектуальная энергосистема (Smart Grid) является технологической концепцией электроэнергетики будущего для США и Евросоюза [38-41].

Обсуждение этой проблемы в России началось несколько позже [3-5, 42-44], такое понятие как интеллектуальная энергосистема конкретизировано в [3].

Smart Grid – это синтез (объединение) присоединённых к источникам генерации, в том числе альтернативных, и потребителям ВЛ преобразователей электроэнергии, коммутационного оборудования, средств защиты и противоаварийной автоматики, систем управления и информационно-технологических систем. Использование этого комплекса позволяет получать информацию об актуальном состоянии оборудования, что обеспечивает адаптивное управление системой в режиме реального времени, повышая

надёжность, энергоэффективность и устойчивость ЭЭС в целом. Подобного рода системы – насущная необходимость времени, созданием которой занимаются все ведущие страны мира.

В России для перехода на качественно новый уровень технологий и управления ЭЭС был предложен принципиально новый подход – создание ИЭС. Это система, где в процессе передачи и распределения электроэнергии непосредственно участвуют все субъекты электроэнергетического рынка (объекты генерации, электроэнергетические сети, потребители электроэнергии) [1].

Современные технологии, используемые в ЭЭС, позволяют адаптировать характеристики оборудования в соответствии с режимом работы ЭЭС, а новейшие информационно-диагностические системы и автоматизированные системы управления всеми элементами, включенными в процессы производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии, объединяются в общую эффективную систему, благодаря активному взаимодействию генерации с потребителем электроэнергии.

В [3] сформулировано следующее понимание сути "умной" или "интеллектуальной энергосистемы":

- в части выработки электроэнергии – применение новейших устройств контроля и управления, основанных на принципах искусственного интеллекта, внедрение в ЭЭС альтернативных источников энергии, виртуальных электростанций (распределённая генерация), а также устройств накопления электроэнергии для повышения качества, надёжности и экономичности производства электроэнергии;
- в части передачи электроэнергии по ЭЭС – глобальное наблюдение с использованием новых технологий и устройств (FACTS, PMU, искусственный интеллект и др.) за режимами работы ЭЭС для повышения управляемости ЭЭС и поддержания надёжного энергоснабжения;

- в части подстанций – автоматизация подстанций, которые построены с применением нового электротехнического оборудования и оснащены новыми средствами и системами диагностики, мониторинга и управления, основанными на использовании IT-технологий, что позволяет обеспечить надёжность и управляемость подстанции.
- в части распределительной электрической сети – внедрение распределённых систем автоматики и защит на микропроцессорах с применением современных IT-технологий значительно увеличивает управляемость и надёжность электрической сети.
- в части потребителей – установка «умных» средств контроля и учёта электроэнергии, регулирования электропотребления и управления нагрузкой, в том числе в аварийных ситуациях при значительном увеличении активности потребителей в управлении энергопотреблением для собственных нужд.

ИЭС – это наиболее рациональный подход для обеспечения надёжности, безопасности и энергоэффективности функционирования ЭЭС России.

На сегодняшний день уже создано большинство технических средств ИЭС. Часть таких инновационных устройств и технологий разработаны и произведены в нашей стране. Это принципиально новые устройства на базе силовой электроники: асинхронизированные турбогенераторы и компенсаторы реактивной мощности, кабельные линии на основе высокотемпературной сверхпроводимости, устройства ограничения токов к.з. коммутационного типа, не имеющие мировых аналогов.

Современные средства измерения параметров режима энергосистем (PMU, цифровые измерительные устройства) и управления ими (FACTS, накопители энергии и др.) кардинально увеличивают наблюдаемость и управляемость энергосистем.

Применение новых средств коммуникаций, современных информационных технологий и методов искусственного интеллекта, а также высокоэффективных

компьютерных средств, принципиально меняющих процесс сбора, обработки, передачи, представления (визуализации) и использования информации, позволило более эффективно построить одну из важнейших подсистем управления режимами энергосистем – оперативное и противоаварийное управление ими.

Таким образом, для решения качественно новых задач – управления в темпе процесса технологического управления в условиях неполной информации о параметрах энергосистемы и возмущающих воздействий - необходимо использование единых принципов управления и качественно новых технологий и технических устройств, в том числе средств и систем [44, 45]:

1. Управления и регулирования активной и реактивной мощности с применением силовой электроники;
2. Ограничения токов к.з.;
3. Накопления электроэнергии;
4. Прогнозирования и интеллектуального анализа аварийных ситуаций;
5. Поддержки оперативных решений, выдачи рекомендаций и управляющих воздействий по локализации и ликвидации аварий;
6. Контроля и анализа технического состояния и остаточного ресурса технологического оборудования;
7. Высокоскоростной, полностью интегрированной, двухсторонней технологии связи и коммутаций между субъектами ИЭС для интерактивного обмена информацией, энергией и денежными потоками между ними в режиме реального времени;
8. Интеллектуального учета электроэнергии и управления электропотреблением.

Поэтапная практическая работа по созданию ИЭС началась с использования созданных устройств и информационных технологий [46-55].

В нашей стране реализованы следующие пилотные проекты по созданию интеллектуальной сети (таблица 1.1), взятые из [47]:

Реализованные в нашей стране пилотные проекты по созданию
интеллектуальной сети

Пилотный проект	Основные решаемые проблемы	Технологии
1	2	3
1. Энергокластер «Эльгауголь» (Двухцепный транзит ВЛ 220 кВ с подстанциями: ПС 220 кВ «Эльгауголь», ПС 220 «А», ПС 220 «Б», ПС 220 кВ «Призейская»)	<ul style="list-style-type: none"> • Обеспечение резервирования энергоснабжения и качества электроэнергии горнопроходческой и тяговой нагрузки; • Обеспечение противоаварийного и режимного управления с учетом развития малой генерации. 	<ul style="list-style-type: none"> • Цифровая ПС • Активные фильтры • Устройства синхронизированных измерений (PMU) • WACS/WAPS технологии • СКРМ¹ • АББМ²
2. Энергокластер «Нижний Куранах – Майя» Якутской энергосистемы (ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нижний Куранах – Томмот – Майя, ПС 220 кВ Томмот, Майя)	<ul style="list-style-type: none"> • Обеспечение высокого уровня надежности электроснабжения с обеспечением уровнем качества электроэнергии. 	<ul style="list-style-type: none"> • Системы мониторинга ВЛ • АББМ • Цифровая ПС • СКРМ • Активные фильтры • Устройства синхронизированных измерений (PMU) • WACS/WAPS технологии
3. Энергокластер «Ванино» (ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино – Уктур – Высокогорная – Ванино)	<ul style="list-style-type: none"> • Повышение надежности питания тяговых подстанций электрифицированной железной дороги Хабаровского края. 	<ul style="list-style-type: none"> • Системы мониторинга ВЛ • СКРМ • Активные фильтры • Устройства синхронизированных измерений (PMU) • WACS/WAPS технологии
4. Повышение пропускной способности линий электропередачи Приморского края (ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Дальневосточная, ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Чугуевка-2)	<ul style="list-style-type: none"> • Энергоснабжение южной части Приморского края; • Повышение пропускной способности каждого транзита ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Дальневосточная – Владивостокская; Приморская ГРЭС – Чугуевка-2 –Лозовая Чугуевка-2» на 350-400 МВт. 	<ul style="list-style-type: none"> • СКРМ • Активные фильтры • УУПК • Устройства синхронизированных измерений (PMU) • WACS/WAPS технологии

¹ СКРМ – средства компенсации реактивной мощности

² АББМ – аккумуляторный батареи большой мощности

1	2	3
5. Интеллектуальная сеть о. Русский и о. Попова с распределенной генерацией (ветрогенерация, подводный кабель ВЛ 220 кВ «Зеленый угол – Русская», ПС 220 кВ Русская)	<ul style="list-style-type: none"> • Интеграция ветрогенерации в сеть и трех мини-ТЭЦ; • Потребность в качестве электроэнергии и резервирование; • Обеспечение противоаварийного и режимного управления с учетом развития малой генерации и применения сетевых накопителей электроэнергии на базе АББМ. 	<ul style="list-style-type: none"> • АББМ • Устройства синхронизированных измерений (PMU) • WACS/WAPS технологии • Сеть зарядных станций для электромобилей • Интеллектуальные счетчики электроэнергии • Интегрированные информационные коммуникации
6. Обеспечение надежной выдачи мощности Зейской ГЭС, обеспечение надёжного и качественного электроснабжения тягового транзита Сибирь-Восток (ВЛ 220, 500 кВ; ПС 220 кВ Магдагачи, Бирибиджан)	<ul style="list-style-type: none"> • Обеспечение надежной выдачи мощности Зейской ГЭС, электроснабжения тягового транзита Сибирь-Восток; • Обеспечение качества электроэнергии питания тяговой нагрузки (уровни напряжения, гармоники, фазовая симметрия напряжения); • Установка средств режимного управления. 	<ul style="list-style-type: none"> • Устройства синхронизированных измерений (PMU) • WACS/WAPS технологии • Цифровая ПС • СКРМ • Активные фильтры

Изменение режимов работы ЭЭС повысило вероятность сложно прогнозируемых аварий и увеличило риск возникновения каскадных аварий. Соответственно, реакции систем управления должны быть оперативными и адекватными. Для этого необходимо совершенствовать системы управления режимами работы энергосистем.

Создание ИЭС накладывает ряд требований на современные способы управления и моделирования ЭЭС, а именно:

1. Развитие систем управления, в том числе в ИЭС [56-59]:

- получение актуальной расчётной модели ЭЭС, формируемой не только путем решения задачи оценивания состояния, но и по результатам краткосрочного прогнозирования режима;

- нахождение предельных режимов методом утяжеления не только по заранее заданным траекториям, но и по прогнозируемому тренду движения ЭЭС;
- применение автоматических алгоритмов эквивалентирования и преобразования расчетных моделей ЭЭС для ускорения многовариантного имитационного моделирования;
- анализ режимной надежности с контролем запасов устойчивости ЭЭС;
- перед выдачей управляющих (координирующих) воздействий или выдачи рекомендаций в советнике диспетчера проверка их адекватности на математической модели;
- применение способов визуализации текущего режима с учетом краткосрочного прогнозирования и анализа режимной надежности.

2. Развитие системы мониторинга и прогнозирования нормальных, предаварийных и послеаварийных режимов:

- ОС ЭЭС в режиме реального времени;
- прогнозирование параметров предстоящего режима;
- выявление «узких» мест системы в предстоящем режиме;
- декомпозиция ОС ЭЭС;
- использование динамических моделей для ОС ЭЭС;
- оценка пропускных способностей связей в предстоящем режиме, прежде всего, в слабых сечениях;
- визуализация предстоящего режима;
- определение показателей и критериев перехода из нормального в предаварийный режим и обратно, а также из послеаварийного режима в нормальный.

3. Развитие принципов и подходов к моделированию ИЭС как с учётом новой силовой электроники – FACTS, накопителей электроэнергии, так и с учётом

новых измерительных комплексов – PMU, цифровых измерительных устройств. Для описания устройств силовой электроники в режиме реального времени необходимо иметь математические модели устройств FACTS, наиболее приближенные к фактическим параметрам этих устройств:

- развитие технологии FACTS, и повышение требований к быстродействию автоматизированных систем технологического управления (АСТУ) накладывает дополнительные требования на формирование расчётных моделей ИЭС с включением в них устройств FACTS второго поколения;
- при создании модели ИЭС возможно использовать цифровые измерительные трансформаторы и преобразователи, устройства PMU и пр.
- создание ИЭС предусматривает использование высокоскоростных коммутационных средств, принципиально изменяющих процессы сбора, обработки и передачи информации;
- использование систем распределённых вычислений, а также высокоэффективных компьютерных технологий является неотъемлемой частью создания ИЭС.

Развитие этих систем управления и моделирования ЭЭС позволит управлять ЭЭС в режиме on-line, а также формировать и выполнять управляющие воздействия, направленные на поддержание нормального и ликвидацию аварийного режимов работы ЭЭС.

1.3. Общая характеристика и классификация устройств FACTS

Технические средства являются основой в реализации технологии ИЭС на практике. Существуют следующие основные группы таких устройств [2]:

1. Устройства поперечной компенсации, позволяющие изменять (компенсировать) реактивную мощность и напряжение, подключаются к сети параллельно.
2. Устройства продольной компенсации, позволяющие изменять параметры сети, подключаются к сети последовательно.
3. Комбинированные устройства, объединяющие возможности вышеперечисленных устройств.
4. Устройства, аккумулирующие электроэнергию.
5. Устройства, позволяющие ограничивать токи короткого замыкания.
6. Преобразователи частоты и тока (инверторы и выпрямители), вставки несинхронной связи.
7. Кабельные линии электропередачи на базе высокотемпературных сверхпроводников постоянного и переменного тока.

Первые три устройства являются управляемыми (гибкими) системами передачи переменного тока, то есть устройствами FACTS. В устройствах групп 4, 5, 6 FACTS включаются в виде отдельных элементов. Их классификация приведена в [2, 6, 58, 60].

Смысл применения устройств FACTS заключается в том, что они трансформируют электрическую сеть из неактивного устройства транспорта электроэнергии в активное устройство, которое участвует в управлении режимами работы ЭЭС. Это позволяет в темпе процесса технологического управления изменять пропускную способность ВЛ, наиболее оптимально перераспределяя между параллельными ВЛ перетоки активной мощности. В послеаварийных режимах это позволяет распределять мощность по неповреждённым после аварии ВЛ, не нарушать устойчивость и обеспечивать, тем самым, повышение надежности электроснабжения потребителей.

Классификация устройств FACTS приведена на рисунке 1.1 [2].

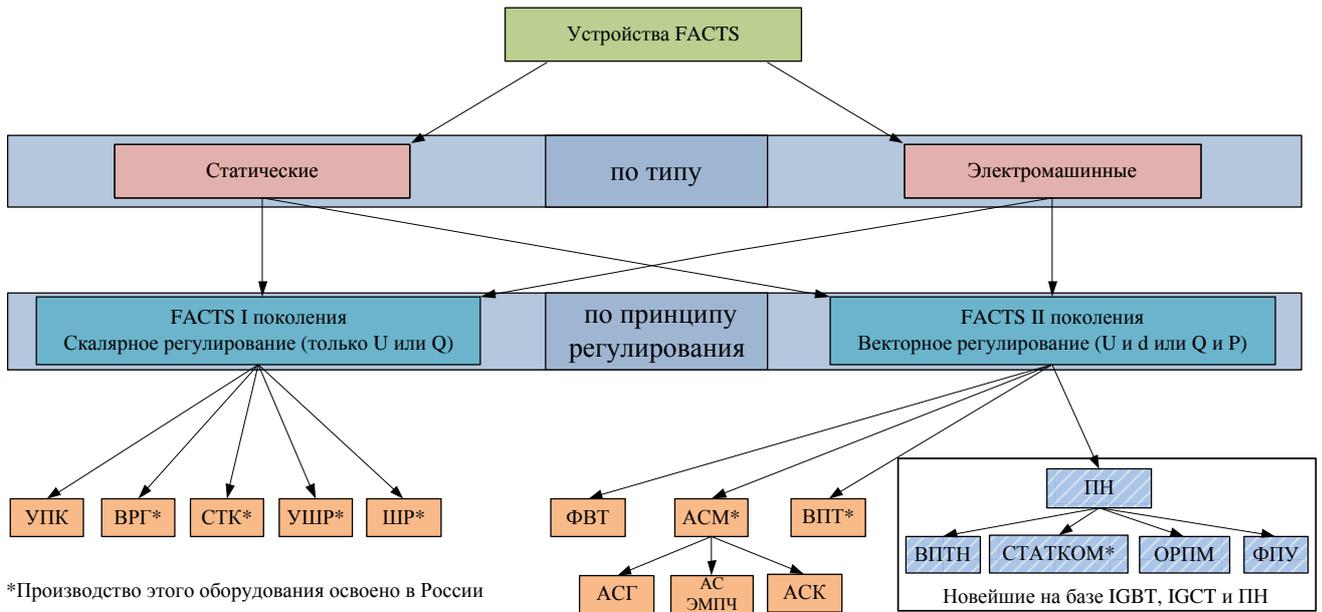


Рисунок 1.1. Основные устройства управляемых систем передачи переменного тока в электрических сетях

Устройства FACTS по принципу действия делятся на:

1. Статические – устройства FACTS, не имеющие подвижных элементов. К данному типу устройств относятся:
 - БСК – батареи статических конденсаторов;
 - ШР – шунтирующие реакторы, обеспечивающие ступенчатое регулирование реактивной мощности;
 - УПК – устройства продольной компенсации;
 - ВРГ – реакторные группы, коммутируемые вакуумными выключателями;
 - УШР – управляемые шунтирующие реакторы;
 - СТК – статические тиристорные компенсаторы;
 - СТАТКОМ – статические компенсаторы реактивной мощности, выполненные на базе современной силовой электроники.
2. Электромашинные – устройства FACTS, в основе которых лежат электрические машины. К данному типу устройств относятся:
 - СК – синхронные компенсаторы;
 - АСК – асинхронизированные компенсаторы. Асинхронизированный компенсатор содержит на роторе две

обмотки и специальную (векторную) систему регулирования возбуждения.

По принципу регулирования устройства FACTS можно разделить на устройства первого поколения (FACTS I), обеспечивающие скалярное регулирование, и устройства второго поколения (FACTS II), обеспечивающие векторное регулирование.

К устройствам FACTS первого поколения относят устройства, обеспечивающие регулирование напряжения или реактивной мощности и требуемую степень компенсации реактивной мощности в электрических сетях:

- СТК – статический компенсатор реактивной мощности;
- ШР и УШР – шунтирующие и управляемые шунтирующие реакторы;
- ВРГ – реакторные группы, коммутируемые выключателями;
- БСК – батареи статических конденсаторов;
- УПК – устройство продольной компенсации;

Модели большинства этих устройств (ШР, УПК), как правило, представлены в схемах замещения при расчёте УР и ОС.

Устройства FACTS второго поколения позволяют выполнять векторное регулирование режимных параметров U и δ , P и Q и других. Такой способ регулирования даёт возможность комплексно и наиболее оптимально подходить к решению следующих задач:

- увеличению предела пропускной способности ВЛ до предельных по нагреву токов;
- управлению перетоками мощности по ВЛ в темпе процесса диспетчерского управления;
- регулированию напряжения в заданном диапазоне.

К FACTS II относятся:

- СТАТКОМ;
- ССПК – синхронный статический продольный компенсатор реактивной мощности на базе преобразователя напряжения;

- ОРПМ – объединённый регулятор потоков мощности;
- ВПТ – вставка постоянного тока;
- ВПТН – вставка постоянного тока на основе СТАТКОМов;
- ФПУ – фазоповоротное устройство;
- АСМ – асинхронизированная машина:
 - АСК – асинхронизированный синхронный компенсатор, в том числе с маховиком;
 - АСГ – асинхронизированный генератор;
 - АС ЭМПЧ – асинхронизированный синхронный электромеханический преобразователь частоты;
- ФВТ – фазовращающий трансформатор;
- ФРТ – фазорегулирующий трансформатор.

Развитие полупроводниковых технологий в 90-х годах двадцатого века позволило создать запираемые тиристоры (GTO и GCT), быстродействующие диоды и мощные транзисторы (IGBT), работающие в диапазоне напряжений от 2,5 до 6 кВ, токи отключения от 1500 А до 4000 А. Этот прорыв позволил создать новый тип преобразователей – преобразователь напряжения, на основе которого были созданы различные статические устройства (СТАТКОМ, ОРПМ, линии и вставки постоянного тока с новыми качествами, сеть постоянно-переменного тока, широкополосные активные и гибридные фильтры, фликер-компенсаторы и другие) [9].

Управляемые статические преобразователи выполняются по схеме так называемых преобразователей тока (ПТ) и напряжения (ПН), которые могут включаться в электрическую сеть как параллельно, так и последовательно.

Устройства компенсации реактивной мощности применяются для поддержания напряжения в сети на заданном уровне в контрольных точках, что позволяет обеспечивать качество электрической энергии по напряжению. При использовании этих устройств на транзитных или системообразующих ВЛ к ним дополнительно предъявляются требования по статической и динамической устойчивости.

Классификация устройств FACTS по принципу их воздействия на параметры сети дана в [10] и представлена на рисунке 1.2.

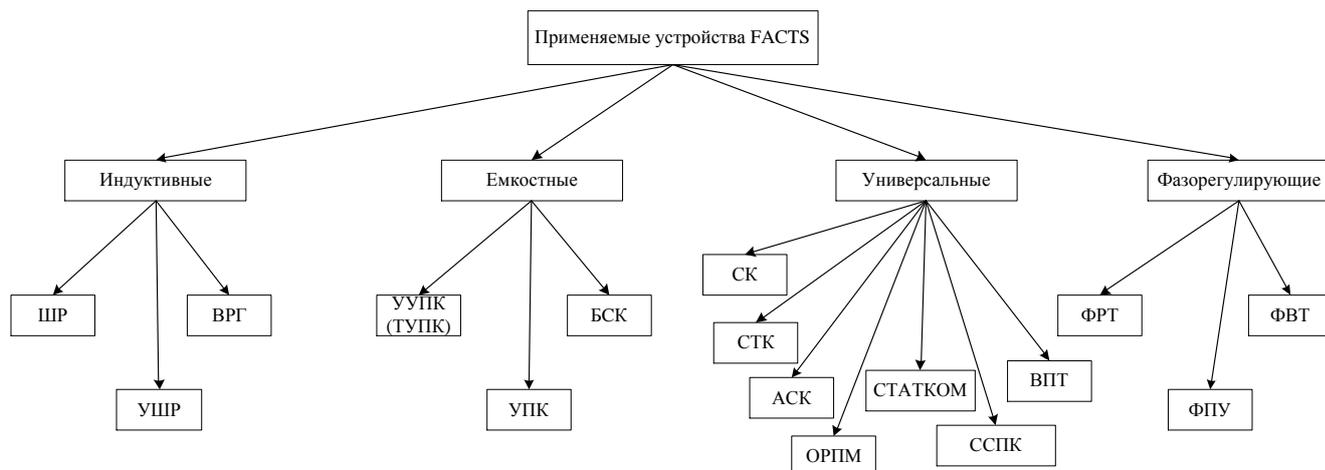


Рисунок 1.2. Классификация устройств FACTS

Устройства FACTS позволяют перевести ВЛ на качественно новый уровень, что дает возможность [10]:

- применять их для связи несинхронно работающих энергосистем между собой;
- использовать данный тип ВЛ в качестве магистральных линий электропередач;
- применять их для передачи вырабатываемой электрическими станциями электроэнергии в ЭЭС;
- использовать их для качественного энергоснабжения крупных потребителей от радиальных ВЛ;
- применять их в качестве глубоких вводов в мегаполисах и районах с большим количеством потребителей;

Устройства FACTS необходимо применять, учитывая:

- уровень напряжения ВЛ;
- наличие общих технических ограничений:
 - допустимые отклонения напряжения;
 - потери на корону;
 - акустические шумы и радиопомехи;
 - напряженность электрического поля под ВЛ;

В вышеперечисленных случаях использование устройств FACTS с учётом их основных характеристик будет определяться, исходя из следующих требований:

Для первого случая использование качественно новых ВЛ как межсистемных связей устройств FACTS, должно позволить:

- увеличить пропускную способность линии до заданного уровня (в случае недостаточной естественной пропускной способности), что достигается с помощью следующих типов устройств: FACTS: УПК и УУПК – дискретно и плавно управляемые устройства продольной компенсации, СК, БСК, ФРТ, СТК, СТАТКОМ;
- поддерживать заданный уровень напряжения в прилегающих узлах за счёт использования:
 - для повышения уровня напряжения – СТК, СТАТКОМ, СК;
 - для ограничения уровня напряжения - ШР, УШР, СК, СТАТКОМ, ВРГ.

Для второго случая использование качественно новых ВЛ в качестве магистральных линий электропередачи помимо устройств, применяемых для первого случая, потребуется установка: ОРПМ, ВПТ, УПК-ФВТ, АСК.

Остальные варианты использования качественно новых ВЛ потребуют установку соответствующей комбинации устройств FACTS, которые перечислены выше.

Технические характеристики и области применения устройств FACTS будут более подробно изложены в разделах 1.4 и 1.5.

1.4. Технические характеристики и области применения устройств FACTS первого поколения

Как было сказано выше, устройства FACTS, имеющие скалярное регулирование и позволяющие регулировать напряжение или реактивную

мощность, относят к устройствам первого поколения. Их технические характеристики и области применения представлены ниже.

1. Устройство продольной компенсации (УПК)

Устройства продольной компенсации (УПК) – это конденсаторные батареи, включенные последовательно в ВЛ и позволяющие выполнять «продольную компенсацию», т.е. компенсировать часть продольного индуктивного сопротивления ВЛ.

УПК применяется:

1. Для повышения пропускной способности ВЛ.

Известно, что преобладающим в ВЛ 110 кВ и выше является реактивное сопротивление. Передаваемая по ВЛ без потерь активная мощность определяется как:

$$P = \frac{U_i U_j}{x} \sin \theta, \quad (1.10)$$

где U_i, U_j - напряжение в начале и в конце ВЛ соответственно; θ - угол между векторами U_i и U_j ; x - индуктивное сопротивление ВЛ.

Одним из возможных путей увеличения пропускной способности ВЛ является снижение x .

2. Для снижения потери напряжения в ВЛ.

Величина сопротивление ВЛ влияет на потери напряжения в сети, а следовательно и на уровень напряжения у потребителя. Продольная составляющая падения напряжения в линии равна (рисунок 1.3.):

$$\Delta U_{ij} = I(r \cos \varphi_j + x \sin \varphi_j) \quad (1.11)$$

где: I – ток в ВЛ; r , x – активное и реактивное сопротивление ВЛ, φ_i , φ_j – углы сдвига фаз между током и напряжением в начале и в конце линии, соответственно.

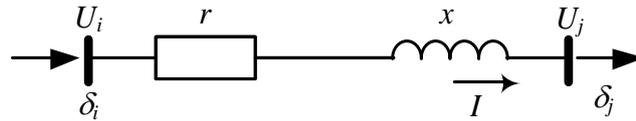


Рисунок 1.3. Схема электропередачи

В сетях высокого напряжения $x > r$, поэтому потери напряжения ΔU_{ij} в большей степени определяются реактивным сопротивлением и реактивной мощностью ВЛ, которые почти не зависят от сечения.

Уменьшить потери напряжения можно:

- а) снижая реактивную мощность, передаваемую по сети (поперечная компенсация),
- б) снижая реактивное сопротивление сети (продольно-емкостная компенсация).

Потеря напряжения в ВЛ определяется выражением (1.11). Допустим, что линия достаточно протяженная и напряжение в конце линии ниже допустимого:

$$U_j = U_i - \Delta U_{ij} < U_{j\text{доп}} \quad (1.12)$$

Включение в линию последовательно конденсаторной батареи (рисунок 1.4.) позволит снизить реактивное сопротивление линии и повысить напряжение U_j до допустимого $U_{j\text{доп}}$.

С учётом (1.11) выражение (1.12) примет вид:

$$U_i - I(r \cos \varphi_j + (x - x_k) \sin \varphi_j) = U_{j\text{доп}} \quad (1.13)$$

где x_k — сопротивление УПК.

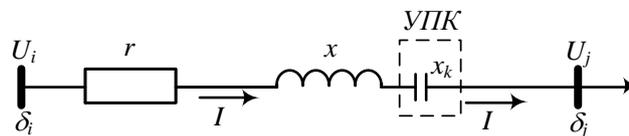


Рисунок 1.4. Схема электропередачи с УПК

Возможные перенапряжения ограничивают использование полной или избыточной продольной компенсации. Поэтому на практике используют только частичную компенсацию реактивного сопротивления.

Использование УПК позволяет управлять напряжением в сетях, при этом уровень снижения падения напряжения зависит от величины исходного напряжения и от фазы тока, проходящего через УПК.

При чисто активной нагрузке ($\cos \varphi_j = 1$, $\sin \varphi_j = 0$) формула (1.11) примет вид:

$$\Delta U_{ij} = I \cdot r, \quad (1.14)$$

то есть компенсация индуктивного сопротивления не позволит стабилизировать напряжение на приемной стороне ВЛ

Наиболее эффективно применение УПК для снижения потерь напряжения в перегруженных линиях с большим x и низким $\cos \varphi$ потребителя [61, 62].

Сравнивая устройства с поперечной компенсацией (БСК, ШР и др.) с устройствами продольной компенсации можно выделить некоторые преимущества и недостатки последних:

Преимущества:

- снижение потерь напряжения отмечается при гораздо (на порядок) меньших мощностях УПК, чем БСК;
- стабилизация напряжения при наличии резко переменной нагрузки в сети.

Недостатки:

- компенсация сопротивления (реактивного) ВЛ приводит к увеличению токов короткого замыкания;
- при коротком замыкании в линии возрастает опасность пробоя изоляции ВЛ и конденсаторов УПК;
- высокий $\cos \varphi$ потребителя снижает эффективность продольно-емкостной компенсации.

УПК широко используется в различных странах на протяженных транзитах, где электрические станции удалены от конечных потребителей, например, в Швеции. В России УПК широко используют на протяженных ВЛ с резко переменной нагрузкой (сети РЖД), а также на протяженных ВЛ (транзит 500 кВ

«Братск-Иркутск», 220 кВ «Ухта-Микунь», 500 кВ «Саяно-Шушенская ГЭС-Новокузнецкая»), где необходимо выровнять напряжение на принимающей стороне, увеличив тем самым пропускную способность ВЛ.

Одно из первых в мире УПК было установлено в 1970 году на протяженном транзите «Братск-Иркутск» (~ 700 км) 500 кВ Иркутской энергосистемы – УПК «Тыреть». Предел передаваемой мощности по критерию статической устойчивости Иркутской энергосистемы составлял ~ 1950 МВт, в то время как для обеспечения промышленной нагрузки потребителя первой (особой) категории Иркутского энергоузла и остальной нагрузки требовалось передавать по ВЛ порядка 2900 МВт. С учётом 20% запаса по статической устойчивости эта величина составила 3480 МВт.

Стоит отметить, что для столь длинной и сложной электропередачи были применены и другие устройства FACTS первого поколения: шунтирующие реакторы, синхронные компенсаторы, фильтрокомпенсирующие устройства.

На рисунке 1.5. показана схема УПК «Тыреть».

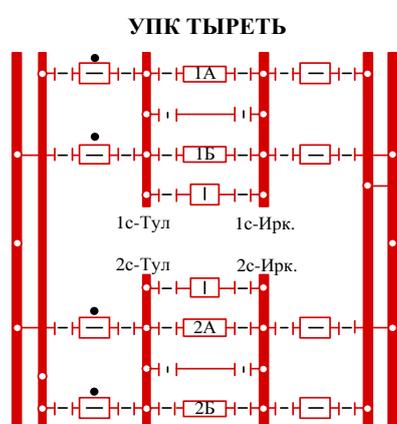


Рисунок 1.5. Схема УПК «Тыреть -500»

УПК «Тыреть» представляет собой группы конденсаторных батарей – мостов, по 1680 конденсаторных банок в каждом, включенных последовательно в сеть. Всего мостов – 4. При этом следует отметить, что не все конденсаторные банки включены последовательно, часть из них включена параллельно (для повышения допустимого тока).

УПК применяется для повышения напряжения в сети 500 кВ. Управление режимом по реактивной мощности идёт за счёт включения и отключения мостов.

Основные режимы работы – это все мосты в работе и «режим $\frac{3}{4}$ » – это три моста из четырёх в работе, а один мост отключен. Также возможно шунтировать УПК через выключатель и ремонтную перемычку.

2. Управляемые устройства продольной компенсации

Особое значение приобретает использование управляемых УПК, в которых конденсаторные батареи шунтируются тиристорным регулятором, позволяющим гибко менять эквивалентную емкость устройства. Это даёт возможность плавно изменять реактивное сопротивление ВЛ и демпфировать субсинхронный резонанс, возникающий в сети. [63].

Изучение устройств продольной емкостной компенсации, степень компенсации которых увеличивается с ростом передаваемой мощности, становится более актуальным в настоящее время в силу того, что устройства такого типа существенно снижают степень компенсации при снижении перетоков мощности, чем положительно влияют на режим системы по напряжению и реактивной мощности, в то время как неуправляемые устройства нуждаются в частых коммутациях [64].

Одним из возможных способов управления работой электрической связи, оснащенной управляемыми устройствами для регулирования ее режимных параметров (мощность, напряжение и ток), является изменение величины емкостного сопротивления УПК, включаемого последовательно (продольно) в электрическую связь (линию электропередачи).

Управляемый Тиристорами Продольный Компенсатор (ТУПК) (Thyristor Controlled Series Compensator (TCSC)) – это устройство УПК, которое управляется тиристорами [65]. ТУПК позволяет управлять перетоком мощности по ВЛ, на которых оно установлено, в нормальном, аварийном и послеаварийном режимах. Основные преимущества, которые даёт установка ТУПК заключаются в следующем:

- плавное управление перетоками мощности в сети;
- непрерывное поддержание запланированной величины компенсации;

- решение проблемы демпфирования межсистемных низкочастотных колебаний (0.5-2 Гц);
- решение проблемы возникновения подсинхронного резонанса;

Потребность в управлении УПК возникла за рубежом в связи с необходимостью устранения субсинхронного резонанса, при котором нарастающие колебания вала турбоагрегата могут вызвать его повреждение. Это опасное явление появилось в электрических сетях с большой степенью продольной компенсации (более 50 %).

Управляемое УПК – это устройство, которое включается в линию последовательно и плавно изменяет её реактивное сопротивление[66].

На сегодняшний день в мире существует 16 тиристорно-управляемых устройств продольной компенсации производства фирмы Siemens и более 30 ТУПК других фирм производителей. Первое устройство было установлено в 1992 году в Америке в северо-восточной части Аризоны на ПС 230 кВ Кайента с целью управления перетоком вблизи области термической устойчивости. ТУПК используют на длинных линиях электропередач. В связи с этим данные устройства сосредоточены, в основном, в странах с большой площадью: США, Бразилия, Китай, Индия, страны Африки и Азии [58]. На сегодняшний день известно об одном ТУПК в Европе, установленном в 1997 году на подстанции Stöde в Швеции на линии 400кВ. Необходимо отметить, что в нашей стране использование данной технологии широкого распространения не получило.

Рассмотрим пример применения ТУПК при передаче 1000 МВт из системы А в систему С (рисунок 1.6, а).

ТУПК, установленное на межсистемной связи между системами А и С, позволяет повысить переток по этой связи и снизить транзитные перетоки через систему В с 250 МВт до 100 МВт (рисунок 1.6. б).

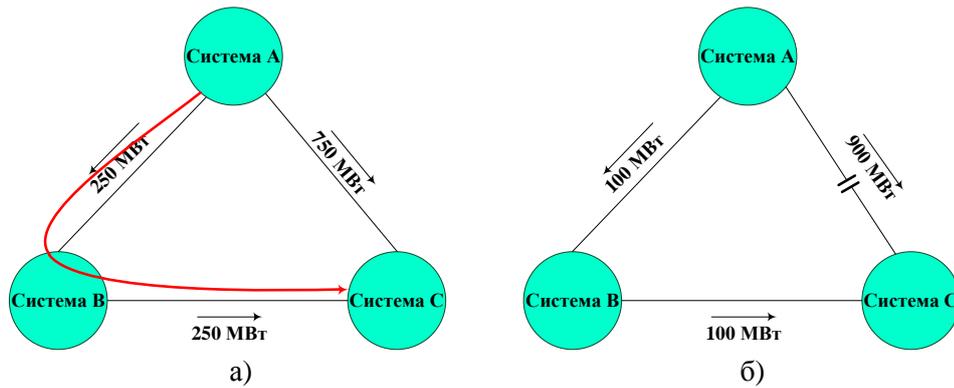


Рисунок 1.6. Передача 1000 МВт из системы А в систему С:

а) – без установки ТУПК;

б) – с применением ТУПК

Управляемые устройства продольной компенсации, представляют собой стандартное УПК, но дополненное блоком тиристорного управления.

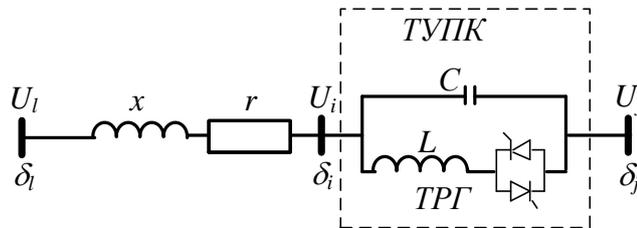


Рисунок 1.7. Структура тиристорно-управляемого устройства продольной компенсации

ТУПК позволяет в темпе процесса технологического управления непрерывно изменять в широких пределах, «подстраивать» результирующее реактивное сопротивление в диапазоне от емкостного до индуктивного.

Использование подключенных последовательно с индуктивностью тиристоров позволяет менять время задержки открывания тиристора от полностью открытого (0 мс) до полностью закрытого (20 мс) в каждом периоде частоты, что даёт возможность плавно менять ток в цепи с индуктивностью. Меняя ток, проходящий через цепь с индуктивностью, включенную параллельно емкости, меняется и результирующее реактивное сопротивление ТУПК.

Управляемый УПК состоит из блоков. В состав каждого блока входит конденсаторная батарея и тиристорно-реакторная группа (ТРГ) (thyristor controlled reactors (TCR)), (рисунок 1.7), что позволяет плавно изменять сопротивление устройства продольной компенсации во всем диапазоне регулирования, кроме

зоны резонанса. Устройство защищается от перегруза параллельно включенным нелинейным сопротивлением.

Сопротивление ТУПК складывается из сопротивления параллельно соединенных конденсаторных батареи и реактора [8]:

$$x_{ТУПК}(\alpha) = \frac{x_{ТРГ}(\alpha) \cdot x_C}{x_{ТРГ}(\alpha) + x_C} \quad (1.15)$$

где:

$$x_C = -\frac{1}{\omega C},$$

$$x_{ТРГ}(\alpha) = \omega L \cdot \frac{\pi}{\pi - 2\alpha - \sin 2\alpha}, \quad (1.16)$$

На рисунке 1.8 представлена рабочая характеристика ТУПК.

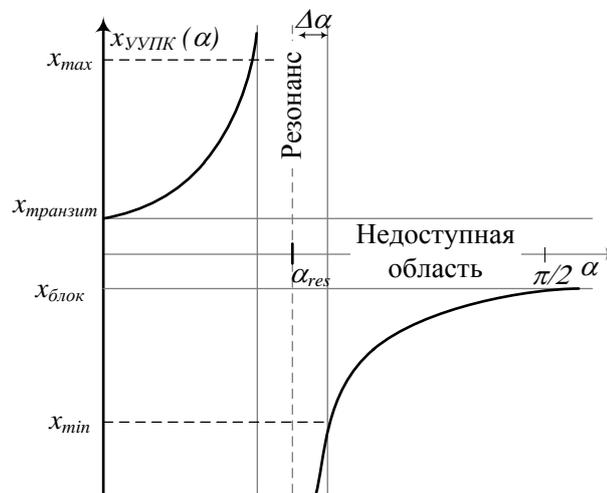


Рисунок 1.8. Рабочий диапазон ТУПК

Угол открытия тиристоров определяется как угол задержки относительно момента времени прохождения тока реактора через ноль α_{res} - угол открытия тиристоров, при котором $x_{ТРГ} = -x_C$, это резонансный угол. Работа вблизи резонансного угла ($\pm \Delta\alpha$) недопустима. Угол открытия устройства ТУПК ограничен следующими условиями [8, 14]:

$$0 \leq \alpha \leq \alpha_{res} - \Delta\alpha, \quad (1.17)$$

$$\alpha_{res} + \Delta\alpha \leq \alpha \leq \frac{\pi}{2}, \quad (1.18)$$

На рисунке 1.9 представлены режимы работы ТУПК.

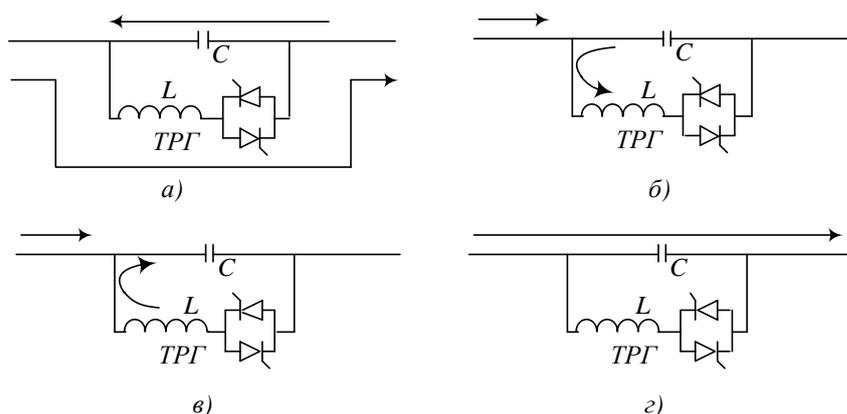


Рисунок 1.9. Режимы работы устройства ТУПК

1. Режим транзитной передачи. ($\alpha = 0$). Тиристорный блок постоянно включен (рисунок 1.9, а). Устройство ведет себя как параллельно работающие конденсатор и индуктивность.

2. Режим увеличения влияния индуктивности. ($0 \leq \alpha \leq \alpha_{res} - \Delta\alpha$) (рисунок 1.9, б). В данном диапазоне преобладает индуктивное сопротивление устройства.

3. Режим увеличения влияния емкости. ($\alpha_{res} + \Delta\alpha \leq \alpha \leq \frac{\pi}{2}$) (рисунок 1.9, в). В данном диапазоне преобладает емкостное сопротивление устройства.

4. Режим блокировки. ($\alpha = \frac{\pi}{2}$) (рисунок 1.9, г). Тиристор переходит в непроводящее состояние и устройство ведет себя как чисто емкостное сопротивление.

3. Синхронный компенсатор.

Синхронный компенсатор (СК) – это синхронный двигатель, работающий на холостом ходу, т.е. не выполняющий работы и не имеющий механической нагрузки на валу, который компенсирует реактивную мощность.

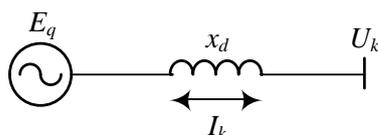


Рисунок 1.10. Схема синхронного компенсатора

Так как СК не совершает работы, кроме потерь на трение и нагрев обмоток, то он не потребляет активную мощность и поэтому, с допущениями, активная

мощность СК $P_k = 0$. При этом угол между вектором ЭДС и вектором напряжения СК δ равен нулю. Реактивная мощность СК определяется по формуле:

$$Q_k = U_k(E_q - U_k) / x_d, \quad (1.19)$$

где: U_k – линейное напряжение компенсатора; x_d – реактивное сопротивление СК; E_q – линейная ЭДС.

ЭДС синхронного компенсатора, E_q определяется величиной тока возбуждения, т.к. ток холостого хода в СК не равен 0.

СК имеет три режима работы [67]:

- Режим нормального возбуждения, когда СК не выдаёт и не потребляет реактивную мощность ($Q_k = 0$).
- Перевозбужденный режим.

Увеличение тока возбуждения $I_B > 0$ ведёт к росту ЭДС в синхронной машине $E_q > U_k$ (рисунок 1.11 а) и СК выходит из электрического равновесия, возникает ток I_k , отстающий от ΔU , U_k , E_q , на 90° . СК переходит в режим генерации реактивной мощности, и будет отдавать реактивную мощность с сеть.

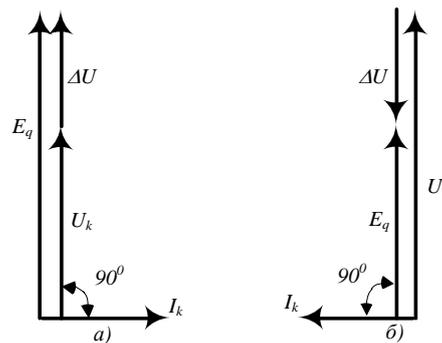


Рисунок 1.11. Векторные диаграммы синхронного компенсатора: а) в режиме перевозбуждения, б) в режиме недовозбуждения

- Недовозбужденный режим.

Уменьшение тока возбуждения $I_B < 0$ ведёт к снижению ЭДС в синхронной машине $E_q < U_k$ (рисунок 1.11 б), СК выходит из электрического

равновесия, возникает ток I_k , отстающий от ΔU , но опережающий U_k , E_q , на 90° . Синхронный компенсатор переходит в режим потребления реактивной мощности и начинает забирать реактивную мощность из сети.

Поскольку СК работает в трех режимах, он может не только потреблять, но и выдавать в сеть реактивную мощность, что позволяет поддерживать баланс мощности в сети. Причем потреблять СК может только 30-50% ($Q_{min} = -0.5 \cdot Q_{ном}$), а выдавать в сеть 100% номинальной мощности ($Q_{max} = Q_{ном}$). Возможна перегрузка по току в 2-3 раза (форсировка на возбуждение), но не более чем на 30 с. СК применяется для повышения $\cos \varphi$ и для стабилизации напряжения. Автоматическая система управления возбуждением позволяет СК регулировать $\cos \varphi$ в автоматическом режиме.

За счёт конструктивных особенностей – это синхронный двигатель без активной нагрузки, но с большой инерцией статора. Конструктивно СК – это явно полюсники с $2p = 6$ или $2p = 8$ (тихоходные), что соответствует частоте вращения 1000 и 750 об/мин, соответственно. Охлаждение высокомоощных компенсаторов осуществляется водородом, а менее мощных - воздухом.

Синхронные машины имеют различные системы пуска (асинхронный, прямой пуск, электромашинное возбуждение и др.). Такие системы сложны и крайне дороги в эксплуатации. Единственное их преимущество – форсировка возбуждения.

На сегодняшний день на большинстве синхронных машин используется тиристорный преобразователь. Он прост в управлении, имеет малую инертность, дешев в эксплуатации. По сравнению с другими системами, имеет микропроцессорное управление, позволяющее в режиме *on-line* регулировать возбуждение СК.

4. Статический тиристорный компенсатор

Статический тиристорный компенсатор (реактивной мощности) (СТК) или (Static Var Compensator (SVC)) – это многофункциональное статическое устройство, обеспечивающее стабилизацию напряжения и плавное или

ступенчатое изменение потребляемой и (или) выдаваемой им реактивной мощности на шинах его подключения.

Использование СТК в заданных узлах системы позволяет выровнять график нагрузки, уменьшить потери электроэнергии и повысить её качество при передаче по ВЛ, а также увеличить пропускную способность ВЛ.

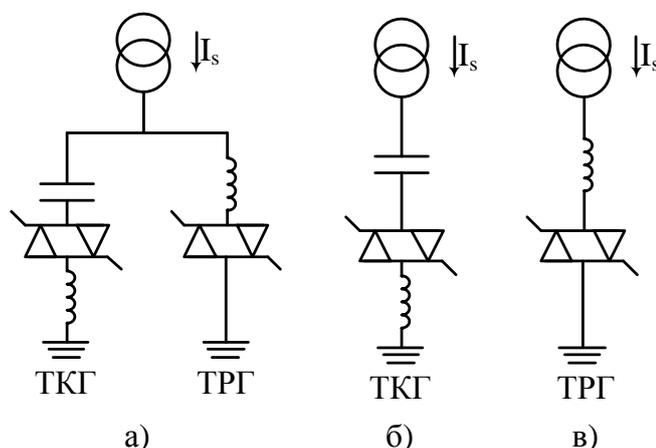


Рисунок 1.12. Структура СТК: а) ТКГ+ТРГ; б) ТКГ; в) ТРГ

В большинстве случаев устройство СТК состоит из тиристорно-конденсаторной группы (ТКГ) и тиристорно-реакторной группы (ТРГ), (рисунок 1.12, а). Возможны и другие комбинации устройств, например, выполненная отдельно ТКГ (рисунок 1.12, б) или ТРГ (рисунок 1.12, в). СТК может потреблять или генерировать реактивную мощность с целью управления некоторыми заданными параметрами (обычно напряжением в некоторой точке сети) [6]. Регулируемые ТРГ являются источником высших гармоник, в связи с чем при большой их установленной мощности возникает необходимость в установке фильтров. При отказе от их установки иногда используют СТК ступенчатого типа.

В России в 80-е годы было внедрено несколько установок СТК мощностью 150 МВ·А, 110 кВ на ПС 500 кВ «Луч»; мощностью 2-х 40 МВ·А, 10 кВ на ПС 220 кВ «Могоча»; мощностью 180 МВ·А, 35 кВ на металлургических заводах в Рыбнице, Комсомольске–на-Амуре, Жлобино, Волжском. Участники разработки и внедрения: Энергосетьпроект, АО «НТЦ ФСК ЕЭС», ВЭИ, ОАО "НИПИ Тяжпромэлектропроект, заводы – Трансформатор, ЗПО Преобразователь. Кроме того, силами филиал ОАО «НТЦ электроэнергетики» — ВНИИЭ и НПЦ

Энерком-Сервис осуществлена поставка оборудования 3-х СТК на металлургические заводы Китая. В 2003 г. произошло пробное включение в работу комплекса оборудования СТК мощностью 100 МВ·А на подстанции 500 кВ Ново-Анжерская МЭС Сибири.

Рабочая характеристика СТК представлена на рисунок 1.13:

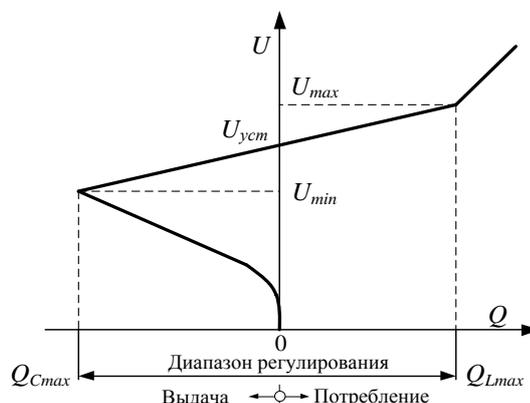


Рисунок 1.13. Рабочая характеристика СТК

В диапазоне регулирования от Q_{Cmax} до Q_{Lmax} , наклон рабочей характеристики СТК, составляющий 2-5%, определяется статизмом $K_{СТ}$. Вне диапазона регулирования ($U < U_{min}, U < U_{max}$) характеристика зависит от величины напряжения, U и емкостного, X_C и индуктивного, X_L сопротивлений СТК.

Плавное управление реактивной мощностью в СТК осуществляется изменением угла открытия тиристорov реактора, α . Чтобы задать проводимость СТК для обеспечения требуемого уровня напряжения в узле, необходимо определить угол α .

5. Шунтирующий реактор

Шунтирующий реактор (ШР) – статическое устройство, потребляющее реактивную мощность за счёт большой индуктивности и относительно небольшого активного сопротивления, что снижает уровень напряжения в сети. Применение ШР увеличивает пропускную способность ВЛ сверхвысокого напряжения за счёт компенсации избыточной реактивной мощности и

поддержания напряжения на заданном уровне. Шунтирующие реакторы рассчитаны на средние, высокие и сверхвысокие напряжения и могут присоединяться как к линии, так и подключаться к шинам подстанции (от 6 /10 кВ и выше).

ШР получили большое распространение как устройство компенсации реактивной мощности на ВЛ высокого и сверхвысокого напряжения. Эти устройства позволяют ограничивать перенапряжения при коммутациях ВЛ с одной стороны и компенсировать зарядные мощности ВЛ. ШР широко применяются в сетях ЕЭС России, их использование планируется и в дальнейшем. На перспективу до 2020 г. планируется установка 27 групп ШР 500 кВ.

Шунтирующие реакторы коммутируются выключателями или разъединителями, которые имеют невысокий эксплуатационный ресурс, что не позволяет проводить частые переключения и вести оптимальный режим работы ЭЭС по основным критериям. Ярким примером стала ВЛ 1150 кВ «Экибастуз-Кокчетав-Кустанай», пропускная способность которой составила 40% от её натуральной мощности из-за применения ШР для компенсации реактивной мощности [68].

Реакторы, коммутируемые выключателями.

Как правило, однофазные или трехфазные ШР подключаются на шины подстанции или к третичной обмотке трансформатора и коммутируются выключателем или разъединителем. У шунтирующего реактора магнитопровод делают броневым типа или с зазором, в низковольтных реакторах сердечник отсутствует. ШР обладает линейной статической характеристикой. По сути, у него постоянное реактивное сопротивление ($x_L = \omega L$, где L — индуктивность реактора). Чтобы ограничить перенапряжения при отключении ШР, реакторы оборудуются разрядниками, а выключатели – резисторами.

Для ШР со стальным сердечником в рабочем диапазоне статическая характеристика линейна, а в диапазоне повышенного напряжения – нелинейна (рисунок. 1.14). Шунтирующий реактор быстро выходит на установившийся режим (около 100 мс), не создавая высших гармоник тока, если он работает в

рабочем диапазоне (рисунок 1.14). Если ШР работает в режиме насыщения и его характеристика нелинейна, то возникают высшие гармоники в токах реактора (участок 2 на рисунке 1.14) [6].

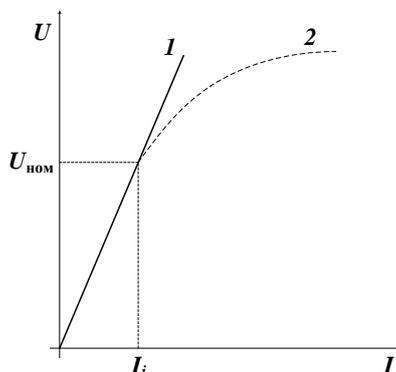


Рисунок 1.14. Статическая характеристика ШР:

1 – без сердечника, 2 – со стальным сердечником

ШР, коммутируемые выключателями, потребляют реактивную мощность при увеличении напряжения. Именно поэтому их используют для регулирования напряжения в длинных ВЛ высокого и сверхвысокого напряжения. Они устойчивы к сверхтокам и перенапряжениям. Потери в ШР относительно малы – 0,2-0,4% от номинальной мощности реактора. Установленная мощность ШР находится в пределах от 10 Мвар до 300 Мвар для сетей сверхвысокого напряжения (750 кВ и выше). Обычно реакторы устанавливают на узловых и промежуточных подстанциях. Управление (коммутирование) реактора выполняет оперативный персонал подстанции по команде диспетчера системы [6].

Насыщающиеся реакторы.

Если рабочая характеристика реактора лежит в насыщенной части его статической характеристики, то такой реактор называется насыщающимся. По сути, это параметрическое устройство, предназначенное для регулирования реактивной мощности. Когда реактор работает в нелинейной части статической характеристики, его сопротивление изменяется в зависимости от напряжения, приложенного к реактору. При этом реактор будет источником высших гармоник тока, для компенсации которых используют особые схемы соединения обмоток и сложные шести- и девятистержневые сердечники. Соответственно, при росте напряжения возрастает ток, проходящий через реактор, что увеличивает

потребление реактивной мощности и, как следствие, понижает напряжение в точке его подключения. Из-за сложности конструкции такие реакторы применяются крайне редко [6].

6. Управляемые шунтирующие реакторы

Использование постоянно включённых ШР дает возможности передавать только 40-50% натуральной мощности по ВЛ из-за снижения напряжения ниже допустимых значений. Помимо этого, применение ШР ограничено в условиях суточных колебаний мощности невозможностью их коммутации в темпе процесса технологического управления из-за низкого эксплуатационного ресурса выключателей, коммутирующих реактор.

Управляемые шунтирующие реакторы (УШР) – электромагнитный тип реакторов, позволяющий обеспечивать требуемый уровень напряжения на ВЛ с большой зарядной мощностью, плавно регулируя индуктивность. В режимах малых и больших нагрузок параллельно с УШР подключаются батареи конденсаторов, что позволяет стабилизировать напряжение. В этом случае УШР представляет собой статический тиристорный компенсатор (СТК).

Существует три основных вида УШР:

- Управляемые подмагничиванием постоянным током с помощью специальной обмотки управления для сети 6/10-500 кВ.

УШР, управляемые подмагничиванием, относятся к классу устройств, изменение индуктивности в которых достигается за счёт насыщения магнитопровода. Подмагничивание осуществляется тиристорными преобразователями, мощность которых по отношению к мощности фаз УШР составляет лишь порядка 1%.

- Управляемые подмагничиванием постоянным током через расщепленную нейтраль сетевой обмотки. Реакторы этого типа используются для компенсации избыточной реактивной мощности, возникающей в ВЛ, и для поддержания напряжения в сети.

• Трансформаторного типа, представляют собой двухобмоточный трансформатор, напряжение короткого замыкания которого 100 %, и группу тиристоров, которая включена во вторичную обмотку. Фактически, это тиристорно-реакторная группа СТК, подключаемая напрямую без понижающих трансформаторов к высоковольтной сети. Это наиболее быстродействующий УШР, который больше всех подходит для управления режимом в темпе процесса технологического управления.

К УШР предъявляются следующие требования [69, 70]:

- потребляемый ток должен носить синусоидальный характер;
- высокий коэффициент регулирования;
- возможность подключения на высокое напряжение;
- высокое (регулируемое по требованию заказчика) быстродействие;
- низкий расход активных материалов и уровень потерь;
- простота конструкции, изготовления и ремонтпригодность.

Управляемые статические компенсаторы (УСК) – это устройство, образуемое совместным использованием УШР и конденсаторных батарей, которое обеспечивает потребление и выдачу реактивной мощности, которая равна номинальной мощности батарей конденсатора.

На сегодня разработано большое количество УШР разных типов. Они применяются в различных странах не только для управления реактивной мощностью, но и для фильтрации гармонических колебаний в электромеханических процессах.

К 2014 г. в странах СНГ и ближнего зарубежья введено в эксплуатацию более 80 управляемых реакторов напряжением от 6 до 500 кВ. Основные типы УШР, их мощность, производители и места установки приведены в таблице 1.2, взятой из [69, 71-74].

Характеристики УШР различных классов напряжения, установленных в энергосистемах стран СНГ и ближнего зарубежья

Тип УШР	Исполнение (схема)	Мощность, напряжение	Производители	Страна	Кол-во
Регулирование переключением отпаек	Одна обмотка с РПН	180 МВА, 330 кВ	Западная Европа	Беларусь	1
Трансформаторного типа (УШРТ) – мощность тиристорных ключей для управления равна номинальной мощности устройства	Трансформатор с напряжением к.з.100% и тиристорные ключи на номинальную мощность УШР	50 МВА, 420 кВ	Индия	Индия	1
		60 МВА, 230 кВ	Запорожтрансф. Ансальдо-ВЭИ	Ангола	1
		25 МВА, 110 кВ	Россия и Беларусь	Россия	6
Управляемые подмагничиванием стержней магнитопровода, - мощность управления составляет около 1% номинальной мощности УШР	С 2 обмотками, совмещ.СОиОУ	180 МВА, 500 кВ	Московский электрозавод	Россия	1
	С одной обмоткой	3,3 МВА, 6-10 кВ	Раменский з-д, ООО Энергия-Т	Россия, Монголия	3
	С 2 обмотками, совмещ.ОУиКО	10-25 МВА, 35 – 110 кВ	ОАО Запорож-трансформатор, ОАО ЭЛУР, ООО Энергия-Т	Россия, Казахстан, Беларусь, Литва	35
	с 3 отдельными обмотками	63-180МВА 110-500 кВ			46

Управляемые шунтирующие реакторы, коммутируемые тиристорами.

Использование тиристорных ключей для коммутации реакторов позволяет регулировать ток в реакторе и плавно изменять реактивную мощность, меняя угол открывания тиристора [6].

Схема реактора с тиристорным управлением приведена на рисунке 1.15.

Включенные встречно-параллельно тиристоры (k_1 и k_2), увеличивая или уменьшая углы управления α_1 и α_2 соответственно, позволяют изменять ток, протекающий через реактор и, тем самым, регулировать потребление реактивной мощности.

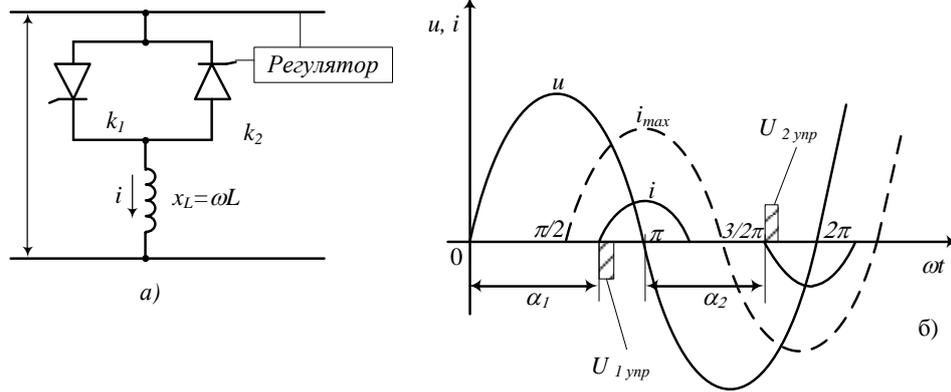


Рисунок 1.15. УШР, коммутируемый тиристорами: а–принципиальная схема одной фазы; б – диаграмма токов и напряжений при $\left(\alpha > \frac{\pi}{2}\right)$

Когда тиристор полностью открыт ($\alpha > \frac{\pi}{2}$) и напряжение синусоидальное, то в реакторе максимальный и синусоидальный ток (пунктирная линия на рисунке 1.15. б). При росте α в диапазоне $\frac{\pi}{2} \leq \alpha \leq \pi$ снижается ток в реакторе, теряя при этом синусоидальную форму (сплошная линия на рисунке 1.15, б). Отношение тока, протекающего через реактор, к полному току $I_L = U/x_L$ составляет [6]:

$$\frac{I_{(1)}}{I_L} = \left(\frac{I}{\pi}\right) [2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha] \tag{1.20}$$

Статическая характеристика реактора в зависимости от первой гармоники тока $I_{(1)}$ показана на рисунке 1.16.

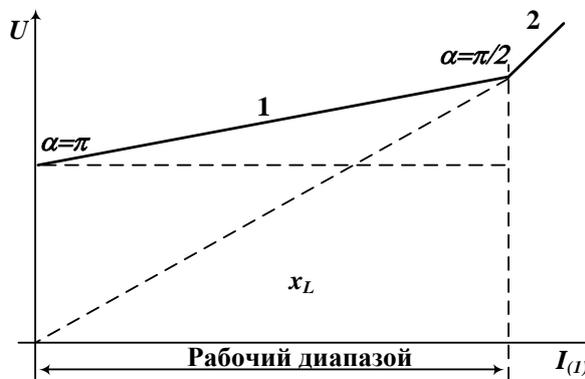


Рисунок 1.16. Статическая характеристика реактора при плавном управлении тиристорами

Настройки регулятора УШР определяют статизм характеристики – угол наклона вольт-амперной характеристики. Статизм задается так, чтобы росту напряжения соответствовал рост тока в реакторе, это стабилизирует напряжение в рабочем диапазоне регулирования ($\frac{\pi}{2} \leq \alpha \leq \pi$). В режиме, когда тиристоры открыты ($\alpha = \pi/2$) реактор становится обычным ШР и характеристика его работы (участок 2) определяется собственным сопротивлением x_L [6].

Главным недостатком тиристорно управляемого реактора является генерация им высших гармоник, при открывании угла тиристора $\alpha > \frac{\pi}{2}$. Подключение УШР через расщеплённую обмотку автотрансформатора по схеме звезда/треугольник/звезда с включением в схему фильтрокомпенсирующих устройств позволяет компенсировать генерируемые высшие гармоники. Соединённые по такой схеме устройства относят к комбинированным устройствам [6].

1.5. Технические характеристики и области применения устройств FACTS второго поколения

Устройства FACTS, позволяющие выполнять векторное регулирование режимных параметров U и δ , P и Q и других, относят к устройствам второго поколения. Такие устройства позволяют увеличивать пределы пропускной способности ВЛ, управлять перетоками мощности и регулировать напряжение ВЛ. Основные технические характеристики и области применения таких устройств приведены далее.

1. Фазоповоротное устройство

По своей структуре магистральные ВЛ представляют собой параллельно идущие транзиты 500 и 220 кВ, в некоторых случаях и 750 кВ. Такая структура сети, с одной стороны, повышает надежность всего транзита, но, с другой стороны, линии 220 кВ, включенные параллельно с линиями 500 кВ, работают на

пределе термической устойчивости, в то время как транзит 500 кВ остаётся недогружен. Натуральная мощность, передаваемая по ВЛ 220 кВ ~ 140 МВт, а по 500 кВ ~ 860 МВт [75, 76].

Одним из решений данной проблемы может стать применение устройств FACTS [77], в том числе и фазопоротных устройств (ФПУ).

Также ФПУ применяются и на параллельных линиях 500 кВ для управления перетоками мощности.

ФПУ – одно из основных устройств FACTS второго поколения, позволяющее управлять перетоками активной мощности путём изменения угла фаз между напряжениями по концам линии [78]. Принцип действия ФПУ основывается на том, что напряжение каждой фазы сдвинуто по отношению к междуфазному напряжению двух других фаз на угол 90° эл.

В традиционной конструкции ФПУ используют каскад из двух трансформаторов – регулируемого и последовательного (сериесного) (рисунок 1.17). Первый трансформатор Т1 подключается непосредственно к шине, питающей линию со стороны источника энергии. Последовательный трансформатор Т2 вторичной обмоткой включается последовательно в ВЛ [79]. Схема соединения последовательного трансформатора такова, что угол между вектором напряжения сети и вторичной обмотки трансформатора составляет 90° эл.

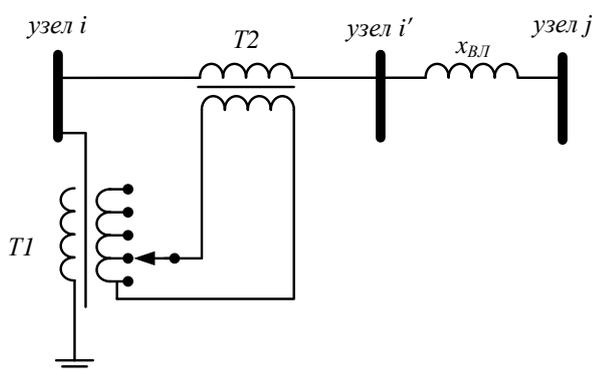


Рисунок 1.17. Схема фазопоротного устройства

Принцип работы ФПУ достаточно прост: регулируя напряжения на первом трансформаторе Т1, мы изменяем напряжение и угол на трансформаторе Т2. Это

позволяет изменять углы между напряжениями в начале и в конце линии, тем самым изменяя передаваемый по ней поток мощности.

ФПУ позволяет распределять электроэнергию пропорционально разности углов фаз напряжения на разных концах линии. В случае, если длины параллельных линий одного класса напряжения будут отличаться, ФПУ позволяет управлять фазовыми углами, что даёт возможность контролировать величину распределения потока мощности между линиями, предотвращая перегрузку одной из цепей.

Фазоповоротные устройства позволяют:

- вести заданный режим как по активной, так и по реактивной мощности;
- изменять параметры существующих ВЛ, повышая их пропускную способность;
- повышать статическую и динамическую устойчивость ЭЭС;
- купировать субсинхронные процессы в ЭЭС [63].

Стоит также отметить, что существуют и недостатки, такие как:

- реализованный способ регулирования ограничивает диапазон регулирования фазы напряжения величиной $\pm 20^\circ$ эл.
- модуль выходного напряжения ФПУ при углах поворота более $\pm 20^\circ$ значительно превышает допустимые в ВЛ значения.

Одним из примеров реализации ФПУ является фазоповоротный трансформатор.

Фазоповоротный трансформатор (ФПТ) – это электромеханическое устройство, осуществляющее принудительное поперечное регулирование, поворачивая угол между векторами напряжения по концам ВЛ, на которой он установлен. Это приводит к изменению передаваемой по ВЛ мощности в заданном диапазоне [80]. ФПТ обладают широкими возможностями управления параметрами режима и обеспечивают регулирование как активной, так и реактивной мощности в широких пределах, управляя перетоками активной мощности посредством изменения угла δ , и относятся к категории устройств

FACTS. На сегодняшний день ФПТ достаточно широко распространены за рубежом (в США, странах ЕС и Великобритании) [81-83]. На территории стран СНГ на сегодняшний день установлен один ФПТ в Казахстане на ВЛ 500 кВ «Жетыкара-Ульке» [80].

Для транзита, состоящего из двух цепей, в одну из которых включён ФПТ (рисунок 1.18), угловые характеристики мощности будут иметь следующий вид [9, 84, 85]:

$$P_{ВЛ_1} = \frac{U_j U_i}{X_{ВЛ_1}} \sin(\varphi + \delta), \quad (1.21)$$

$$P_{ВЛ_2} = \frac{U_j U_i}{X_{ВЛ_2}} \sin(\delta), \quad (1.22)$$

$$\delta = \delta_j - \delta_i \quad (1.23)$$

где U_j , U_i – модули напряжения в начале и в конце ВЛ; φ – угол поворота вектора U_i' по отношению к вектору U_i , U_j ; δ – угол между векторами напряжения.

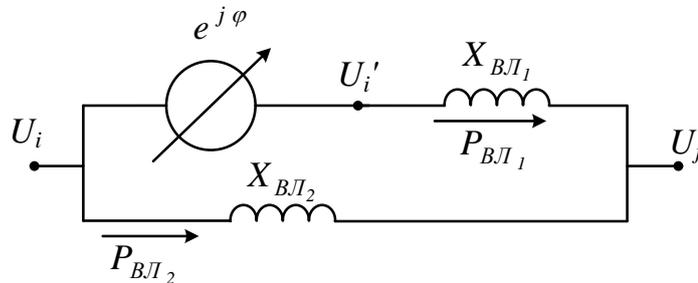


Рисунок 1.18. Часть схемы электрической сети, содержащая ФПТ

В случае, когда угол δ положительный, $P_{ВЛ_1} > P_{ВЛ_2}$, а в случае если угол δ меньше нуля, то $P_{ВЛ_1} < P_{ВЛ_2}$.

Согласно векторной диаграмме (рисунок 1.19) рост перетока $P_{ВЛ_1} > P_{ВЛ_2}$ ведёт к увеличению угла δ . В этом случае вектор напряжения U_j для ВЛ с ФПТ будет опережать U_i' , что приведёт к уменьшению угла δ .

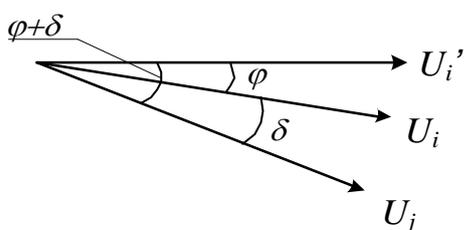


Рисунок 1.19. Векторная диаграмма напряжения

Помимо ФПТ существует ФПУ с тиристорным управлением. Суть конструкции аналогична классической схеме построения ФПУ (рисунок. 1.17), только регулирующий (возбуждающий) и последовательный трансформаторы соединены через группу тиристорных ключей, имеющих блок управления (рисунок 1.20). Соответственно соединение обмоток двух трансформаторов через тиристорный мост выполнено таким образом, чтобы предусмотреть сдвиг фаз на электрический угол 90° .

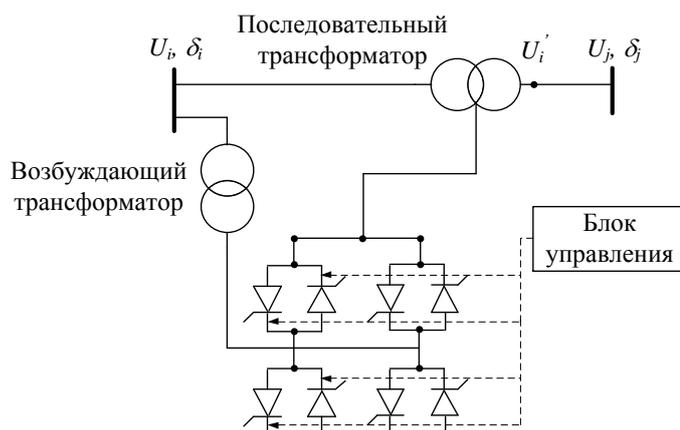


Рисунок 1.20. Схема ФПУ с тиристорным управлением [6]

Такое конструктивное решение, как и для ФПТ, позволяет изменить напряжение в начале ВЛ, к которому добавилось напряжение последовательной обмотки, сдвинутой на 90° эл., соответственно разность углов напряжения будет равна ($\Delta\delta = \varphi$):

$$\delta_i' = \delta \pm \Delta\delta \quad (1.24)$$

Основным управляющим воздействием будет угол $\Delta\delta$. Его можно изменять в диапазоне регулирования от $-\Delta\delta$ до $\Delta\delta$. Это позволяет изменять угол δ_i' , а, следовательно, и величину передаваемой мощности по данной ВЛ, изменение

которой будет напрямую зависеть от изменения δ'_i . Когда угол δ'_i будет, увеличивается, то будет расти и передаваемая по ВЛ мощность, при уменьшении δ'_i мощность будет снижаться. При этом угол δ между напряжениями U_i и U_j будет оставаться неизменным [6].

В отличие от классической схемы реализации ФПУ, где изменение угла $\Delta\delta$ осуществлялось путем изменения отпаек понижающего трансформатора, здесь изменение угла $\Delta\delta$ осуществляется с помощью тиристорного моста.

2. Статический компенсатор (СТАТКОМ)

Впервые Статический Компенсатор (STATicCOMpensator – STATCOM) был установлен в 1995 году в США [86]. СТАТКОМ обладает свойствами, схожими со свойствами СК, но при этом обладает рядом преимуществ, таких как отсутствие механической инерции и превосходит СК по динамическим и эксплуатационным характеристикам. Как и СТК, СТАТКОМ может потреблять или генерировать реактивную мощность с целью управления некоторыми параметрами.

Обладая существенной гибкостью, по сравнению с устройствами СТК, устройства СТАТКОМ управлять [60]:

1. локальным уровнем напряжения,
2. инъекцией реактивной мощности,
3. сопротивлением устройства СТАТКОМ,
4. амплитудой тока устройства СТАТКОМ при опережении и запаздывании тока,
5. напряжением в удаленной точке сети,
6. перетоком реактивной мощности,
7. потоком полной мощности или током в удаленной линии.

Среди вышеперечисленных стратегий управления наиболее распространенной и «понятной» является функция управления локальным уровнем напряжения. Влияние остальных стратегий управления до настоящего момента не было всесторонне изучено.

СТАТКОМ является одним из основных устройств FACTS второго поколения. Как и многие устройства FACTS второго поколения, СТАТКОМ – это тиристорно-управляемый источник реактивной мощности, который позволяет поддерживать заданный уровень напряжения, управляя реактивной мощностью в точке подключения (генерируя/потребляя) без использования дополнительных потребляющих или выдающих реактивную мощность устройств.

Развитие полупроводниковых технологий в 90-х годах двадцатого века позволило создать запираемые тиристоры (GTO и GCT), быстродействующие диоды и мощные транзисторы (IGBT), работающие в диапазоне напряжений от 2,5 до 6 кВ, токи отключения от 1500 А до 4000 А. Этот прорыв позволил создать новый тип преобразователей – преобразователь напряжения, на основе которого были созданы различные статические устройства: СТАТКОМ, ОРПМ, линии и вставки постоянного тока с новыми качествами, сеть постоянно-переменного тока, широкополосные активные и гибридные фильтры, фликер-компенсаторы и другие.

В качестве базы для СТАТКОМа может использоваться преобразователь напряжения (ПН) или преобразователь тока (ПТ). На рисунке 1.21 приведена упрощенная схема СТАТКОМ на ПН.

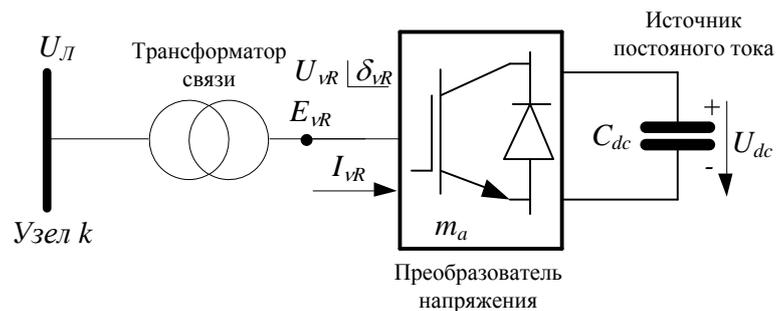


Рисунок 1.21. Структура СТАТКОМ с преобразователем напряжения

Изменяя величину выходного напряжения U_{vR} , можно управлять перетоком реактивной мощности между ПН и ЭЭС переменного тока. В режиме генерации реактивной мощности (емкостном), напряжение ПН U_{vR} превышает напряжение в линии, U_L и возникает опережающий ток. Когда напряжение в линии

превышает напряжение ПН U_{vR} , то возникает отстающий ток, и СТАТКОМ потребляет реактивную мощность, работая в индуктивном режиме. При равенстве напряжений $U_l = U_{vR}$ перетока мощности не происходит.

В СТАТКОМе задается уставка напряжения U_{ref} , статизм по напряжению X_{ST} и диапазоны изменения тока I_{min} , I_{max} . Управляющими переменными будет модуль U_{vR} и угол δ_{vR} преобразователя напряжения. На рисунке 1.22 показана вольт-амперная характеристика устройства СТАТКОМ.

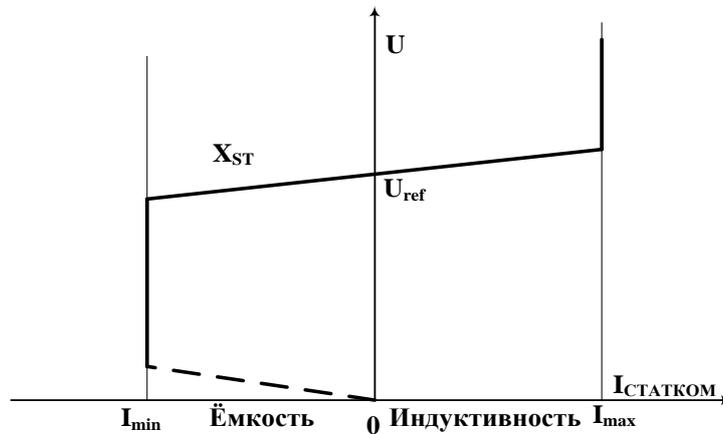


Рисунок 1.22. Вольт-амперная характеристика устройства СТАТКОМ

Устройства СТАТКОМ используют GTO или IGBT технологии с широтно-импульсной модуляцией, которые позволяют контролировать амплитуду и фазу напряжения за счет быстрых переключений GTO или IGBT элементов. Высокие частоты модуляции позволяют существенно снизить уровень высших гармоник в выходном сигнале.

СТАТКОМ отличается высоким быстродействием и малыми габаритами. Он принципиально способен регулировать не только величину, но и фазу напряжения в электрической сети, к которой подключен. При наличии в звене постоянного тока накопительного устройства (аккумулятор и др.) он также способен обеспечить регулирование активной мощности.

3. Вставка постоянного тока на преобразователях напряжения (ВПТН)

Передачи и вставки постоянного тока (ППТ и ВПТ, соответственно) являются неотъемлемой частью современных ЭЭС и технологий управления ими.

ВПТ - преобразовательная подстанция, предназначенная для преобразования переменного тока в постоянный и далее обратно в переменный с исходной или другой частотой.

ВПТ применяются [54]:

- для совместной работы сети переменного и постоянного тока, в случае когда использование фрагмента постоянного тока на ВЛ экономически и технически обосновано;
- для совместного использования сетей с различной частотой, включая случаи асинхронной работы двух энергосистем, возникшие в результате аварий и в период послеаварийного восстановления;
- для устранения «узких мест» за счёт увеличения пропускной способности компонентов ЭЭС.

В традиционной конструкции ППТ и ВПТ в качестве выпрямителя и инвертора до недавнего времени использовались однооперационные тиристоры, что требовало установки дополнительных ФКУ с целью снижения уровня гармоник. Тиристорные выпрямительные агрегаты не в состоянии осуществлять управление реактивной мощностью. Традиционные конструкции ППТ и ВПТ, в основном, используются для связи двух асинхронно работающих частей энергосистемы или для связи на дальние расстояния.

Сегодня более распространены ВПТ, основанные на преобразователях тока и напряжения, на базе современной силовой электроники – тиристоров с возможностью отключения (GTO или IGCT), либо силовых транзисторов (IGBT) [87]. Такие ВПТ обладают широкими возможностями управления параметрами режима и обеспечивают регулирование как активной, так и реактивной мощности в широких пределах и относятся к категории устройств FACTS. На территории России для объединения энергосистем Сибири и Востока установлена ВПТ на преобразователях напряжения (ВПТН) на ПС 220 кВ Могоча [54, 55].

На рисунке 1.23 показана принципиальная схема ВПТН на ПС 220 кВ Могоча [88].

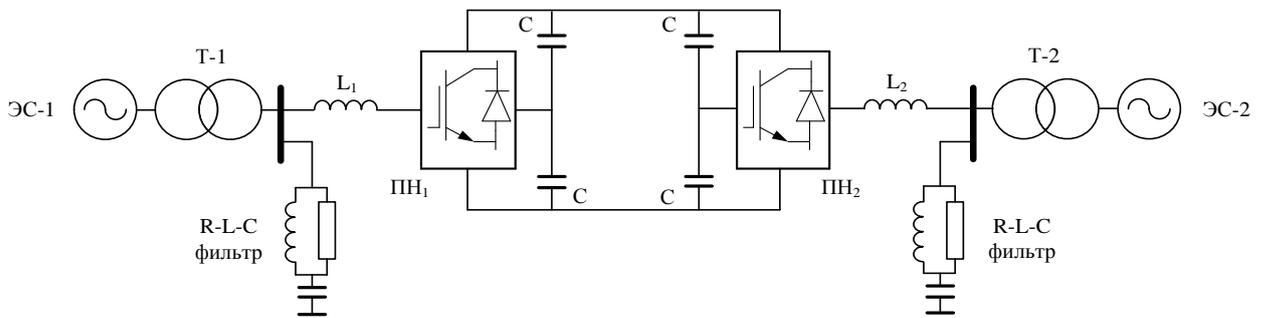


Рисунок 1.23. Принципиальная схема ВПТН на ПС 220 кВ Могоча

Вопросы моделирования ППТ и ВПТ при расчете УР достаточно хорошо проработаны и освещены в отечественной и зарубежной научной литературе [8, 14, 9].

4. Объединённый регулятор перетоков мощности (ОРПМ)

Развитие технологии полупроводниковой электроники (тиристоров GTO или IGCT и транзисторов IGBT [9]) позволило создать устройства FACTS продольной и поперечной компенсации на основе преобразователей напряжения (ПН). Это дало толчок к созданию устройства FACTS с возможностью управлять основными параметрами (перетоки мощности и напряжения) режима ЭЭС – объединённого регулятора (ОРПМ), в англоязычной литературе – Unified Power Flow Controller (UPFC) [14, 15, 60].

По сути это ФПУ, в котором фаза добавочного напряжения ΔU повернута к току линии на 90° , а обмен активной мощностью между линией и шиной осуществляется через вставку постоянного тока. Впервые объединённый регулятор потоков мощности был установлен в середине 1998 года на ПС Инес, Кентукки. На сегодня в мире существуют три таких устройств, два в США и одно на ПС Кангжин в Южной Корее [58, 89, 90].

В последние несколько лет исследования устройств FACTS второго поколения были сконцентрированы на ОРПМ [8, 14, 91-93]. ОРПМ (рисунок 1.24) состоит из двух ПН, объединённых на стороне постоянного тока, один из которых подключен последовательно, другой – параллельно к ВЛ [6, 14, 15].

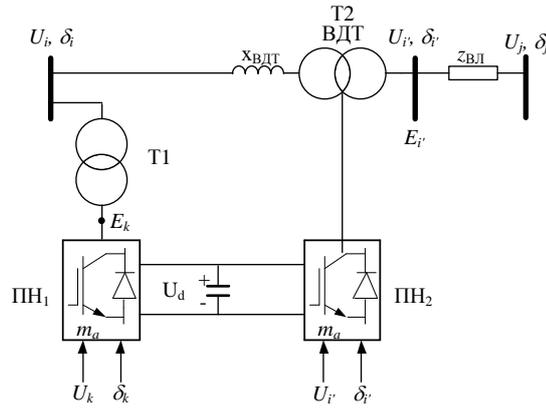


Рисунок 1.24. Структура устройства ОРПМ

Преобразователь напряжения ПН₁, подключённый через шунтирующий трансформатор связи Т1, потребляет электрическую энергию с шины подключения и обеспечивает подачу активной мощности на преобразователь напряжения ПН₂ (рисунок 1.24). ПН₁ связан с ПН₂ на стороне постоянного тока. Напряжение $\Delta \dot{U}$, вводимое через ПН₂ и последовательный (сериесный) трансформатор может изменяться как по фазе, так и по амплитуде. При этом величина и знак активной и реактивной мощности определяется амплитудой и фазой вводимого напряжения $\Delta \dot{U}$. Параллельный преобразователь ПН₁ осуществляет стабилизацию напряжения в узле подключения путем компенсации или генерации реактивной мощности. ПН₂ через ВДТ - Т2 изменяет напряжение в точке подключения ВДТ, которое плавно регулируется в широком диапазоне значений как по модулю $U_{min} < U_i' < U_{max}$, так и по фазе, угол управления добавочного напряжения лежит в диапазоне от 0 до 2π . Это позволяет ОРПМ работать в режимах нескольких устройств FACTS, как показано на рисунке 1.25 [6].

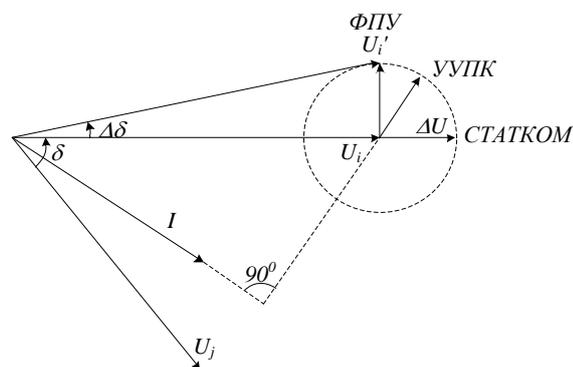


Рисунок 1.25. Векторная диаграмма линии с ОРПМ

Основные регулирующие воздействия ОРПМ:

1. $U_{ПН_1}$ и $\delta_{ПН_1}$ - регулируемый модуль ($U_{ПН_1}^{min} \leq U_{ПН_1} \leq U_{ПН_1}^{max}$) и угол ($0 < \delta_{ПН_1} < 2\pi$) – параллельного источника напряжения.
2. $U_{ПН_2}$ и $\delta_{ПН_2}$ - регулируемый модуль ($U_{ПН_2}^{min} \leq U_{ПН_2} \leq U_{ПН_2}^{max}$) и угол ($0 < \delta_{ПН_2} < 2\pi$) – последовательного источника напряжения.
3. Фазовый угол последовательного источника, $\delta_{ПН_2}$ определяет режим регулирования перетоков:
 - 3.1. Если $\delta_{ПН_2}$ находится в фазе с углом δ_i , то ОРПМ регулирует напряжения узла. ОРПМ работает в режиме СТАТКОМа, самостоятельно генерирует или потребляет реактивную мощность;
 - 3.2. Если $\delta_{ПН_2}$ сдвинут на $\frac{\pi}{2}$ к δ_i , то он регулирует переток активной мощности и действует как фазоповоротное устройство;
 - 3.3. Если $\delta_{ПН_2}$ сдвинут на $\frac{\pi}{2}$ к углу тока в линии, то он регулирует активный переток, действуя как управляемый продольный компенсатор;
 - 3.4. При всех других значениях $\delta_{ПН_2}$ подключенный источник напряжения действует как комбинированный регулятор напряжения, управляемый продольный компенсатор, и ФПУ.
4. Модуль $U_{ПН_2}$ последовательно подключенного источника напряжения определяет объем регулируемых перетоков мощности.
5. Принимая во внимание, что источники напряжения не имеют потерь, активная мощность, выдаваемая поперечным преобразователем, $P_{ПН_1}$, должна быть равна активной мощности, потребляемой продольным преобразователем напряжения $P_{ПН_2}$, т.е. $P_{ПН_1} + P_{ПН_2} = 0$.

- б. Если у обоих трансформаторов принято $r = 0$, то активная мощность в узле k соответствует активной мощности в узле i' , т.е.
- $$P_k + P_{i'} = P_{ПН_1} + P_{ПН_2} = 0.$$

ОРПМ вобрал в себя характеристики сразу трех устройств: СТАТКОМа, УУПК, ФПУ и управляя потоками активной и реактивной мощности может решать следующие задачи:

- увеличивать пропускную способность ВЛ;
- корректировать реактивное сопротивление линии;
- корректировать угол сдвига фаз;
- поддерживать напряжение на заданном уровне;
- демпфировать субсинхронный резонанс [63].

1.6. Существующие модели устройств FACTS (применение моделей в ПВК)

Концепция ИЭС подразумевает использование устройств FACTS как одного из основных элементов ЭЭС [1, 8, 59]. Для успешного применения технологий FACTS при управлении ИЭС необходимо иметь математические модели данных устройств при решении задач, обеспечивающих функции анализа и планирования режимов на основе текущего расчетного режима ЭЭС.

На сегодняшний день модели устройств FACTS широко представлены в задаче расчёта УР и приведены в отечественной и зарубежной литературе [8, 14, 9-20, 58, 60, 87, 67, 94-100]. В них достаточно подробно приведены модели хорошо известных неуправляемых и дискретно управляемых устройств FACTS I: УПК, ШР, СК, а также тиристорно-управляемых устройств: ТУПК, УШР, СТК.

В настоящее время также активно проводятся исследования по разработке моделей устройств FACTS II с целью дальнейшего включения их в задачу расчёта УР. В этом направлении можно отметить следующие работы:

- СТАТКОМ – [6, 8, 14, 9, 58, 60, 95, 96, 87];

- ВПТ – [6, 8, 14, 97, 98];
- ОРМП – [8, 14, 9, 58, 60, 99];
- ФПУ – [6, 8, 14, 9]
- ССПК – [6, 8, 14, 58, 100].

Поскольку моделирование устройств FACTS при расчете УР не является темой данной работы, то не будем подробно останавливаться на содержании приведенных публикаций.

При решении задачи ОС модели устройств FACTS I представлены не в полном объеме – в основном, это УПК, ШР, СК, а устройства FACTS II практически не представлены.

В последние 10-15 лет за рубежом появились работы по моделированию современных устройств FACTS в задаче ОС. Рассмотрим их более подробно.

Первые работы в этом направлении [21, 101, 102], в основном, были направлены на исследование возможности включения уже разработанных моделей устройств FACTS в задачу ОС. В [101] исследована возможность включения моделей различных устройств FACTS при ОС сети постоянного тока. В [21, 102] рассмотрены модифицированные алгоритмы решения задачи ОС при включении в схему замещения модели ОРПМ. Задача ОС решается методом внутренних точек.

В более поздних работах [103, 22] исследовано влияние моделей FACTS на эффективность алгоритмов ОС методом взвешенных наименьших квадратов. В [101] представлены модифицированные алгоритмы ОС при включении моделей ряда устройств FACTS: ТУПК, СТК и ОРПМ в схему замещения. Показано, что предложенный подход позволяет одновременно проводить ОС для компонент вектора состояния этих устройств и остальной части сети, а также некоторых параметров схемы замещения FACTS.

В [22] исследовано влияние выбора системы координат вектора состояния на эффективность алгоритмов ОС при включении модели ОРПМ в схему замещения сети. Задача ОС решается методом ВНК, координаты в.с. задавались в полярных (U, δ) и в прямоугольных (U_a, U_r) координатах. В статье выполнен

анализ показателей эффективности алгоритмов ОС с моделью ОРПМ. В качестве таких показателей использованы количество итераций при ОС, точность полученных оценок, обусловленность процедуры ОС. Установлено, что в прямоугольных координатах обусловленность процедуры ОС лучше, чем в полярных.

В [104] рассмотрены вопросы совместного использования ТИ SCADA и синхронизированных векторных измерений (данных PMU) при ОС схем с моделями FACTS. Показано, что установка PMU на терминалах устройств FACTS повышает избыточность измерений, дает возможность идентифицировать грубые ошибки в критических измерениях, улучшает точность оценок.

Выполненный обзор свидетельствует об актуальности рассматриваемой проблемы и о необходимости проведения исследований в этой области в нашей стране.

Также был выполнен анализ использования моделей устройств FACTS в современных отечественных ПВК для расчёта УР, оценки состояния и в пакете Eurostag, результаты которого приведены в таблице 1.3. Как следует из таблицы, модели устройств FACTS первого и второго поколения достаточно широко представлены в ПВК для расчета УР. В ПВК для ОС модели устройств FACTS первого поколения представлены не в полном объеме, модели устройств FACTS второго поколения практически отсутствуют.

Модели устройств FACTS будут подробно рассмотрены во второй главе.

Таблица 1.3.

	№	Устройства FACTS	Обозначение	Задаётся в модели ПВК оценки состояния/ УР					
				EURO STAG	АНАРЭС-2000	SDO-6	Rastr	ПВК «Оценка»	Космос
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
FACTS I	1	Статический тиристорный компенсатор	СТК	<ul style="list-style-type: none"> • Модель «генератор-проводимость» • Модель использующая угол управления в качестве переменной состояния 	Модель «генератор-проводимость»	Модель «генератор-проводимость»	Модель «генератор-проводимость»	-	-
	2	Шунтирующий реактор	ШР	Проводимостью в узле (Ya, -Yr)	Проводимостью в узле (Ya, -Yr)	Проводимостью в узле (Ya, -Yr)	Проводимостью в узле (Ya, -Yr)	Проводимостью в узле (Ya, -Yr)	Проводимостью в узле (Ya, -Yr)
	3	Неуправляемое устройство продольной компенсации	УПК	Ветвью с отрицательной емкостным сопротивлением	Ветвью с отрицательной емкостным сопротивлением	Ветвью с отрицательной емкостным сопротивлением	Ветвью с отрицательной емкостным сопротивлением	Ветвью с отрицательной емкостным сопротивлением	Ветвью с отрицательной емкостным сопротивлением
	4	Синхронный компенсатор	СК	Потреблением/генерацией реактивной мощности в узле	Потреблением/генерацией реактивной мощности в узле	Потреблением/генерацией реактивной мощности в узле	Потреблением/генерацией реактивной мощности в узле	Замером ТИ в узле генерации	Замером ТИ в узле генерации
	5	Фазовращающий трансформатор	ФВТ	Трансформатором с активным и реактивным Kт	Трансформатором с активным и реактивным Kт	Трансформатором с активным и реактивным Kт	Трансформатором с активным и реактивным Kт	Трансформатором с активным и реактивным Kт	Трансформатором с активным и реактивным Kт
	6	Управляемый шунтирующий реактор с подмагничиванием	УШР	Балансирующим по реактивной мощности узлом	Балансирующим по реактивной мощности узлом	Балансирующим по реактивной мощности узлом	Балансирующим по реактивной мощности узлом	Замером реактивной мощности	Замером реактивной мощности
FACTS II	7	Синхронный статический компенсатор реактивной мощности на базе преобразователя напряжения	СТАТКОМ	PU – узлом за реактивным сопротивлением	-	-	PU – узлом за реактивным сопротивлением	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	9	Управляемое устройство продольной компенсации	УУПК	Переменным реактивным сопротивлением	-	-	Переменным реактивным сопротивлением	-	-
	10	Объединенный (параллельно-последовательный) регулятор потоков мощности	ОРПМ	Источником напряжения включенным последовательно и источником тока включенным параллельно	-	-	Двумя источниками напряжения включенным последовательно и параллельно	-	-
	11	Фазосдвигающий трансформатор (Фазоповоротное устройство)	ФПУ	Двумя трансформаторами один параллельно другой последовательно с активным и реактивным Кт	-	-	Двумя трансформаторами один параллельно другой последовательно с активным и реактивным Кт	-	-
	12	Вставка постоянного тока на полностью управляемых приборах силовой электроники	ВПТН	Моделируется двумя последовательным и ПН	Моделируется двумя последовательными ПН	-	Моделируется двумя последовательными ПН	-	-

1.7. Выводы

1. Управление режимами ЭЭС, ввиду сложности объекта управления, может осуществляться только с использованием модели энергосистемы. От адекватности используемой модели реальному состоянию ЭЭС и решаемым на ее основе задачам зависит качество управления ЭЭС. В связи с этим, обеспечение адекватности расчётной модели ЭЭС объекту управления и регулярное уточнение ее параметров является важной задачей при создании системы управления ИЭС.
2. Значительную роль в построении ИЭС играют современные технические средства и технологии, обеспечивающие управляемость электрической сети и реализацию управлений. Одной из наиболее перспективных в этой области являются FACTS-технологии или гибкие управляемые элементы сети, суть которой состоит в том, что электрическая сеть из пассивного устройства транспорта электроэнергии превращается в устройство, активно участвующее в управлении режимами работы электрических сетей.
3. Проведенный анализ методов моделирования устройств FACTS показал, что в настоящее время активно ведутся исследования по разработке и включению моделей таких устройств в схему замещения при расчете установившегося режима как в нашей стране, так и за рубежом. Модели устройств FACTS первого и второго поколения достаточно широко представлены в ПВК для расчета УР.
4. В задаче ОС модели устройств FACTS первого поколения представлены не в полном объеме, модели устройств FACTS второго поколения практически отсутствуют. Поэтому разработка и включение моделей таких устройств в задачу ОС ЭЭС, а также исследование влияния этих моделей на эффективность методов ОС является актуальной задачей сегодняшнего дня.

5. Интеллектуальные ЭЭС предъявляют особые требования к моделям устройств FACTS. Модели должны позволять выполнять расчёт оценки состояния ЭЭС в режиме *on-line* без участия оператора с возможностью получения оценок с интервалом 1-5 сек, и формирования управляющих воздействий на устройства FACTS с целью ведения оптимального режима.

ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА МОДЕЛЕЙ УСТРОЙСТВ FACTS ДЛЯ ЗАДАЧИ ОС ЭЭС

Технология FACTS – это самая современная технология [1, 6], основой которой являются устройства FACTS, трансформирующие электрическую сеть из неактивного устройства транспорта электроэнергии в активное устройство, которое участвует в управлении режимами работы ЭЭС.

Основные устройства, используемые в данной технологии, также носят название FACTS. Их можно разделить на две категории: устройства первого и второго поколения. Устройства первого поколения – это устройства, которые осуществляют скалярное регулирование (СК, УПК и УУПК, ШР и УШР, СТК и др.), устройства второго поколения осуществляют векторное регулирование (ФПУ, СТАТКОМ, ОРПМ, ВПТН и др.).

ССПК, представленный на рисунке 1.2, – это устройство FACTS второго поколения. Он представляет собой включённый последовательно в линию СТАТКОМ. ССПК и СТАТКОМ имеют идентичную элементную базу. ССПК вводит в линию добавочное напряжение, аналогично ВДТ, но его можно регулировать по фазе и величине [100]. По сути, это один из элементов ОРПМ, включаемый последовательно в линию, в работе отдельно модели ССПК рассматриваться не будут.

2.1. Разработка моделей устройств FACTS первого поколения для задачи ОС ЭЭС

2.1.1. Устройство продольной компенсации и управляемое устройство продольной компенсации

В задачах расчёта УР и ОС УПК моделируются ветвью с отрицательным реактивным сопротивлением и малым активным сопротивлением. Для УПК «Тыреть» $x = -26,300 \text{ Ом}$ для полной схемы и $x = -35,067 \text{ Ом}$ для схемы $\frac{3}{4}$,

используемой в случае ремонта одной из полуцепей или моста, также возможно включение шунтирующей перемычки ($x=0 \text{ Ом}$).

Включение и отключение мостов позволяет управлять режимом реактивной мощности в сети 500 кВ, тем самым, определяя величину перетока активной мощности. Но в случае УПК это достаточно проблематично делать в темпе процесса технологического управления. Поэтому все более актуальной задачей становится возможность управлять переключением мостов с большой скоростью, удалённо, а также иметь возможность задавать логику переключения.

Модели УПК при расчёте оценки состояния.

УПК в задаче ОС ЭЭС моделируется ветвью с отрицательной проводимостью. Для этого ветвь с УПК с отрицательным реактивным сопротивлением включается в рассечку протяженного транзита, пропускную способность которого мы хотим увеличить, и выполняется оценка состояния.

Рассмотрим, как влияет установка УПК на результаты ОС ЭЭС.

Результаты расчётов.

Для проведения расчётов была использована 19 узловая схема из приложения 2. Устройство продольной компенсации «Тыреть-500» (ветвь 3-4) включено в рассечку транзита Братск-Иркутск. УПК «Тыреть-500» состоит из 1680 конденсаторных батарей (КСПК-1,05/120 и КЭПК-1,05/120) в каждой цепи, включенных последовательно в сеть, всего мостов – 4. Номинальное напряжение каждой конденсаторной батареи 1,05 кВ.

Ниже приведены результаты расчёта УР по узлам без УПК (таблица 2.1.) и результаты ОС по узлам (таблица 2.2.) и по ветвям (таблица 2.3.) с УПК.

Таблица 2.1.

Расчёт УР по узлам без УПК

№	Название узла	$U_{ном}$	$U_{расч}$	δ	$P_{Н\ расч}$	$Q_{Н\ расч}$	$P_{Г\ расч}$	$Q_{Г\ расч}$	$P_{Ш\ расч}$	$Q_{Ш\ расч}$
		кВ	кВ	град	МВт	Мвар	МВт	Мвар	МВт	Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Ключи	500	493	-24,75	300	63	0	0	-	-
2	Иркутская	500	489,84	-25,35	842,54	214,96	0	0	-	-
3	Тыреть	500	506,67	-17,29	0	0	0	0	-	-
4	Тыреть	500	506,81	-17,47	0	0	0	0	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
5	Н. Зиминская	500	508,57	-15,16	191,52	58,29	0	0	-	-
6	Тулун	500	507,65	-12,56	0	0	0	0	0,88	-170,09
7	БГЭС	500	510,38	0	265,73	456,27	1736,08	194,54	-	-
8	УИГЭС	500	521,55	10,59	0	86,01	1454,64	156,5	0,61	-177,54
9	БПП	500	512,04	-2,97	260,92	40,81	0	0	0,58	-171,21
10	Озерная	500	511,35	-11,01	0	0	0	0	-	-
11	Тайшет	500	510,91	-11,49	252,84	37,74	0	0	2,98	-
12	Камала	500	501,35	-19,07	956,30	240,75	0	0	-	-

Расчёт ОС по узлам с УПК.

Таблица 2.2.

Результаты расчётов по узлам

№	Название узла	$U_{изм}$	$U_{ОС}$	δ	$P_{изм}$	$P_{ОС}$	$Q_{изм}$	$Q_{ОС}$	$P_{Ш}$	$Q_{Ш}$
		кВ		град	МВт		Мвар		мкСм	
1	Ключи	501,98	502,57	-17,82	-300,49	-299,58	-57,96	-62,64	-	-
2	Иркутская	501,00	498,56	-18,39	-852,61	-838,34	-280,72	-291,76	-	-
3	Тыреть	-	519,28	-10,70	0	0,00	0	0	-	-
4	Тыреть	511,00	516,92	-17,20	0	0,00	0	0	-	-
5	Н. Зиминская	515,50	517,24	-14,96	-192,02	-190,51	-60,96	-57,12	-	-
6	Тулун	512,00	514,99	-12,44	0	0	0	0	0,88	-170,09
7	БГЭС	510,38	510,38	0,00	1462,15	1472,27	-272,58	-250,94	-	-
8	УИГЭС	519,78	519,06	10,56	1454,57	1453,47	70,06	110,98	0,61	-177,54
9	БПП	517,00	513,19	-2,97	-268,22	-257,93	-47,24	-27,22	0,58	-171,21
10	Озерная	-	514,16	-10,94	0	0	0	0	-	-
11	Тайшет	514,47	513,80	-11,41	-250,13	-250,13	-18,41	-18,42	2,98	-
12	Камала	-	504,52	-18,90	-	-955,43	-	-239,82	-	-

Результаты расчётов по ветвям

Узлы		Название ветвей	Начало ветви				Конец ветви				Параметры			
Начала	Конца		$P_{изм}$	P_{OC}	$Q_{изм}$	Q_{OC}	$P_{изм}$	P_{OC}	$Q_{изм}$	Q_{OC}	R	X	g	b
			МВт		Мвар		МВт		Мвар		Ом		мкСм	
1	2	Ключи-Иркутская	194,83	184,25	107,20	98,04	-166,27	-183,69	-124,70	-141,47	1,295	14,474	1,100	-184,448
1	3	Ключи-УПК Тыреть	-493,48	-484,21	-176,02	-174,98	-	489,67	0	9,05	3,683	67,269	5,324	-879,416
2	3	Иркутская-УПК Тыреть	-651,23	-657,44	-214,77	-192,37	-	664,93	-	107,66	3,580	53,211	4,207	-693,913
3	4	УПК Тыреть	-	-1154,58	-	-116,71	-	1155,11	-	-14,64	0,106	-26,300	0	0
4	5	УПК Тыреть-Н. Зиминская	-	-695,25	-	24,24	692,80	697,37	-41,57	-48,82	1,016	14,921	1,000	-193,471
4	6	УПК Тыреть-Тулун	-450,32	-459,85	0,00	-9,59	-	463,57	-	-116,24	2,737	47,447	3,747	-617,578
5	6	Н. Зиминская-Тулун	-304,83	-308,11	-13,86	-7,87	-	309,66	-	-108,49	1,958	37,585	2,500	-488,744
5	9	Н. Зиминская-БПП	-581,95	-580,18	-6,93	-9,77	609,66	595,35	-166,27	-178,58	8,440	92,375	7,020	-1177,17
6	7	Тулун-БГЭС 1	-	-774,14	-	49,69	794,20	787,77	-120,20	-124,73	4,221	71,918	5,680	-936,104
6	7	Тулун-БГЭС 2	-	0	-	0	0	0	0	0	4,205	71,660	5,660	-932,734
7	8	БГЭС-УИГЭС	-626,30	-620,69	-86,20	-66,19	-	631,87	-	-77,68	6,375	77,082	0,000	-977,661
7	9	БГЭС-БПП 1	660,40	661,88	-134,00	-131,57	-644,30	-659,15	103,92	97,03	1,149	20,333	1,607	-265,160
7	9	БГЭС-БПП 2	634,20	636,59	-138,20	-129,23	-644,30	-633,92	83,14	90,59	1,195	21,142	1,671	-275,705
8	9	УИГЭС-БПП	811,90	814,88	-72,33	-75,21	-803,65	-794,58	-13,86	5,10	6,368	77,124	6,866	-978,514
9	11	БПП-Тайшет	637,38	616,05	-124,70	-110,38	-624,02	-608,43	-26,28	-15,04	3,766	62,827	4,964	-818,291
9	10	БПП-Озерная	595,81	616,55	-131,63	-110,37	-	-609,32	-	-7,96	3,565	59,292	4,684	-772,200
10	11	Озерная-Тайшет	-	609,35	-	7,99	-	-608,95	-	-15,27	0,203	3,567	0,282	-46,519
11	12	Тайшет-Камала 1	484,37	483,04	0	-52,93	-	-477,73	-	-120,76	4,528	70,680	4,800	-915,000
11	12	Тайшет-Камала 2	485,37	483,04	0	-52,93	-	-477,73	-	-120,76	4,528	70,680	4,800	-915,000

Проведенные расчёты показывают, что устройство УПК позволяет в значительной степени компенсировать реактивное сопротивление длинной ВЛ, тем самым уменьшив потери напряжения и значительно повысив пропускную способность ВЛ. Сравнивая расчёт без включения УПК (Таблица 2.1) и с включением УПК (Таблица 2.2), видно, что использование УПК позволяет поддерживать напряжение на длинном транзите «Братск-Иркутск» (более 700 км) на заданном уровне, компенсируя «просадки» напряжения, а также позволяет в значительной степени увеличить пропускную способность транзита до 1155 МВт, при этом обеспечив на наиболее удалённых от центра питания подстанциях (узел 1 – ПС «Ключи» и узел 2 – ПС «Иркутская») заданные уровни напряжений (Таблица 2.2).

Управляемые устройства продольной компенсации.

Управляемые устройства продольной компенсации в УР задаются моделью с переменной проводимостью или моделью с переменным углом управления. В первом случае переменной управления является реактивное сопротивление ТУПК $x_{ТУПК}$, а во втором – угол управления α .

Модель с переменным сопротивлением.

Управляемое устройство продольной компенсации, включенное между узлами i и j , имеет переменную проводимость $b_{ТУПК} = 1/x_{ТУПК}$.

Линеаризованная модель дана в [8, 14]. В данном случае, в качестве переменной управления, обеспечивающей режим работы ТУПК, выступает реактивное сопротивление, $x_{ТУПК}$. Данная модель может быть использована в ПВК расчёта УР только при условии внесения некоторых изменений в алгоритм программы. Тем не менее, возможно проводить расчёты и без изменения алгоритма программы. Тиристорно управляемый реактор, входящий в состав ТУПК, может быть смоделирован путем «ручного» изменения сопротивления линии до достижения заданного значения перетока.

Такая модель позволяет получить реактивное сопротивление, $x_{ТУПК}$, которое должно быть соотнесено с углом управления тиристорным мостом. Стоит

отметить, что этот процесс итеративный, так как зависимость α от $x_{ТУПК}$ нелинейна.

Модель с переменным углом управления.

Данная модель учитывает угол α как переменную управления. Нелинейная зависимость $f(\alpha)$ проводимости ТУПК от угла управления α и формулы для расчёта узловых инъекции даны в [14].

Рассмотрим, как можно реализовать предложенные подходы в задаче оценивания состояния ЭЭС.

Модели тиристорно-управляемых УПК при расчёте оценки состояния.

ТУПК моделируется ветвью $i-j$ с переменным реактивным сопротивлением, включенной в рассечку длиной ВЛ с фиксированным напряжением в одном из узлов рассечки и фиксированным перетоком активной мощности.

ТУПК имеет переменную проводимость $y_r = 1/x_{ТУПК}$ и может быть описан следующей системой уравнений в привычных для ОС обозначениях [28] для ветви $(i-j)$, показанной на рисунке 1.7:

$$P_{i-j} = U_i U_j \sin(\delta_i - \delta_j) y_r \quad (2.1)$$

$$Q_{i-j} = U_i^2 y_r - U_i U_j \cos(\delta_i - \delta_j) y_r \quad (2.2)$$

$$P_{j-i} = U_j U_i \sin(\delta_j - \delta_i) y_r \quad (2.3)$$

$$Q_{j-i} = U_j^2 y_r - U_j U_i \cos(\delta_j - \delta_i) y_r \quad (2.4)$$

Остановимся более подробно на алгоритме расчёта.

Алгоритм расчёта с переменной проводимостью ТУПК.

В этом алгоритме реактивное сопротивление $x_{ТУПК}$ задается в качестве компоненты вектора состояния взамен напряжения и определяется непосредственно в процессе решения задачи ОС.

Алгоритм расчёта.

1. Задаем ветвь $i - j$ с переменным сопротивлением в рассечку транзита, где установлен ТУПК. В вектор состояния включаем сопротивление ветви ТУПК $x_{ТУПК}$, узлы i и j – транзитные.
2. Фиксируем напряжение в узле i на заданном уровне, задавая его измерением \bar{U}_i с минимальной или нулевой дисперсией.
3. Фиксируем переток в узле установки ТУПК со стороны приемной подстанции, задавая его измерением P_{i-j} с минимальной или нулевой дисперсией.
4. Выполняем оценивание состояния.
5. По полученной оценке $x_{ТУПК}$, используя (1.15), определяем $x_{ТРГ}$.
6. Определяем угол открывания тиристора α путем итерационного решения (1.16), принимающего вид:

$$f(\alpha_i) = \pi - 2\alpha_i - \sin(2\alpha_i) - \frac{\omega \pi L}{x_{ТРГ}}, \text{ где } i - \text{ номер итерации.}$$

7. Окончание расчёта.

Результаты расчётов.

Расчёты, выполненные для схемы при включении ТУПК вместо существующего дискретно управляемого устройства «УПК Тыреть» (ветвь 3–4) для двух режимов: при передаче по транзиту 500 кВ «Братск-Иркутск» – 1386 МВт и 1852 МВт. Устройство «УПК Тыреть» имеет полное емкостное сопротивление $x_{УПК} = -26,3 \text{ Ом}$, это значение было принято в качестве исходного приближения при расчетах с ТУПК. В таблице 2.4 показано, как изменялись значения $x_{ТУПК}$ (Ом) в процессе итерационных расчетов.

Результаты выполненных расчетов, приведенные в таблицах 2.5 – 2.8, показывают, что степень продольной компенсации зависит от величины передаваемой мощности. Для передачи 1386 МВт необходимо скомпенсировать реактивное сопротивление транзита «Братск-Иркутск» на -18,36 Ом. Если передаваемая мощность будет выше – 1852 МВт, то и скомпенсировать

реактивное сопротивление необходимо на большую величину – на -25,22 Ом. При передаче мощности в 1386 МВт угол открывания тиристора, рассчитанный итерационно, составляет $\alpha = 1,092 \text{ рад}$ ($62,57^\circ$), при передаче мощности в 1852 МВт угол открывания тиристора составляет $\alpha = 1,047 \text{ рад}$ ($59,99^\circ$).

Таблица 2.4.

Изменение $x_{\text{ТУПК}}$ в процессе итерационных расчетов.

№ итерации	Передаваемая активная мощность	
	P=1386 МВт	P=1852 МВт
	$x_{\text{ТУПК}}$ (Ом)	$x_{\text{ТУПК}}$ (Ом)
1	-26,30	-26,30
2	-18,51	-25,40
3	-18,46	-25,33
4	-18,39	-25,27
5	-18,36	-25,22

Степень продольной компенсации транзита «Братск-Иркутск» изменяется в зависимости от изменения величины передаваемой мощности по транзиту. Следовательно, использование данной модели позволяет в темпе процесса технологического управления формировать адекватную расчётную модель ЭЭС.

Включение ТУПК при передаче 1386 МВт

Таблица 2.5.

Результаты расчётов по узлам

№	Название узла	$U_{\text{изм}}$	U_{OC}	δ	$P_{\text{изм}}$	P_{OC}	$Q_{\text{изм}}$	Q_{OC}	P_{III}	Q_{III}
		кВ		град	МВт		Мвар		мкСм	
1	Ключи	497,92	500,40	-23	-337	-338,50	-49	-50,10	-	-
2	Иркутская	496	496,80	23,80	-1032	-1030,02	-245	-243	-	-
3	ТУПК	512,90	513,30	-14,30	0	0	0	0	-	-
4	ТУПК	509	513,40	-19,90	0	0	0	0	-	-
5	Н. Зиминская	512	513,30	-17,10	-201	-201,47	-58	-54,53	-	-
6	Тулун	509	510,60	-14,30	0	0	0	0	0,89	-172
7	БГЭС	510	508,90	0	1092	1090,24	-417	-412,61	-	-
8	УИТЭС	518	518,80	12,40	1628	1622,27	76,00	78,49	0,6	-176
9	БПП	516	512,60	-2,10	-285	-283,37	-102	-100,73	1,16	-172
10	Озерная	-	519,70	-7	0	-0,13	0	0	-	-
11	Тайшет	518	519,50	-7,30	-273	-271,02	-52	-51,62	0,8	-164
12	Камала	-	514,40	-10,90	-	-476,06	-	-270,48	-	-

Результаты расчётов по ветвям

Узлы		Ветви начало	Начало ветви				Параметры										
Начала	Конца		Название ветвей	$P_{изм}$	P_{OC}	$Q_{изм}$	Q_{OC}	$P_{изм}$	P_{OC}	$Q_{изм}$	Q_{OC}	R	X	g	b	α	α_{res}
				МВт	Мвар	МВт	Мвар	Ом	мкСм	град							
1	2	Ключи-Иркутская	248	-239,93	79	80,38	-229	-239,08	-121	-122,19	1,54	14,47	1,10	-184,45	-	-	
1	3	Ключи-УПК Тыреть	-586	-578,43	-140	-130,49	-	584,91	-	-5,39	4,39	67,27	5,32	-879,42	-	-	
2	3	Иркутская-УПК Тыреть	-786	-790,94	-121	-120,81	-	801,07	-	79,02	3,58	53,21	4,21	-693,91	-	-	
3	4	ТУПК	-	-1385,94	-	-73,74	-	1386,72	-	-60,46	0,106	-18,356	0,00	0,00	62,57	52,14	
4	5	УПК Тыреть-Н.Зиминская	-	-853,05	-	54,65	854	855,88	-63	-64,20	1,02	14,92	1,00	-193,47	-	-	
4	6	УПК Тыреть-Тулун	-526	-533,76	13	5,69	-	537,86	-	-114,91	3,43	47,45	3,75	-617,58	-	-	
5	6	Н.Зиминская-Тулун	-333	-339,05	0	-0,95	-	340,46	-	-109,96	2,46	37,58	2,50	-488,74	-	-	
5	9	Н.Зиминская-БПП	-714	-718,30	21	10,61	748	737,86	-125	-129,55	9,85	92,38	7,02	-1177,17	-	-	
6	7	Тулун-БГЭС 1	-	-879,20	-	52,85	896	893,79	-77	-74,01	5,19	71,92	5,68	-936,10	-	-	
6	7	Тулун-БГЭС 2	0	0	0	0	0	0	0	0	5,17	71,66	5,66	-932,73	-	-	
7	8	БГЭС-УИГЭС	-722	-731,09	-64	51,02	743	746,00	-49,00	-46,12	7,44	77,08	0,00	-977,66	-	-	
7	9	БГЭС-БПП 1	471	472,81	-145	-145,26	-464	-471,24	90	94,35	1,34	20,33	1,61	-265,16	-	-	
7	9	БГЭС-БПП 2	450	454,73	-142	142,32	-450	-453,20	76	88,10	1,39	21,14	1,67	-275,70	-	-	
8	9	УИГЭС-БПП	866	875,68	-62	-51,14	-859	-855,83	14	12,16	7,43	77,12	6,87	-978,51	-	-	
9	11	БПП-Тайшет	369	379,41	-173	-168,73	-	-376,33	-	-3,54	4,36	62,83	4,96	-818,29	-	-	
9	10	БПП-Озерная	388	379,06	-166	-168,66	-384	-375,88	-35	-14,04	4,13	59,29	4,68	-772,20	-	-	
10	11	Озерная-Тайшет	-	376,20	-	3,63	-	-376,09	-	-14,18	0,23	3,57	0,28	-46,52	-	-	
11	12	Тайшет-Камала 1	245	240,07	-	-93,74	-	-238,03	-	-135,24	4,53	70,68	4,80	-915,00	-	-	
11	12	Тайшет-Камала 2	245	240,07	-	-93,74	-	-238,03	-	-135,24	4,53	70,68	4,80	-915,00	-	-	

Результаты расчётов по ветвям

Узлы		Название ветвей	Ветви начало				Начало ветви				Параметры					
Начала	Конца		$P_{изм}$	P_{OC}	$Q_{изм}$	Q_{OC}	$P_{изм}$	P_{OC}	$Q_{изм}$	Q_{OC}	R	X	g	b	α	α_{res}
			МВт		Мвар		МВт		Мвар		Ом		мкСм		град	
1	2	Ключи-Иркутская	341,46	338,27	57,40	60,22	-346,40	-337,24	-96,99	-96,72	1,51	14,47	1,10	-184,45	-	-
1	3	Ключи-УПК Тыреть	-777,01	-767,65	-122,74	-125,07	-	779,22	0,00	71,81	4,15	67,27	5,32	-879,42	-	-
2	3	Иркутская-УПК Тыреть	-1066,91	-1055,29	-96,99	-105,83	-	1073,25	-	185,40	3,58	53,21	4,21	-693,91	-	-
3	4	ТУПК	-	-1852,45	-	-257,23	-	1853,88	-	-82,61	0,106	-25,22	0,00	0,00	59,99	52,14
4	5	УПК Тыреть-Н.Зиминская	-	-1040,18	-	54,44	1053,06	1044,77	-13,86	-40,37	1,02	14,92	1,00	-193,47	-	-
4	6	УПК Тыреть-Тулун	-804,79	-813,67	34,64	28,17	-	823,02	-	-61,06	3,18	47,45	3,75	-617,58	-	-
5	6	Н.Зиминская-Тулун	-621,59	-621,12	0,00	-0,03	-	625,23	-	-68,04	2,28	37,58	2,50	-488,74	-	-
5	9	Н.Зиминская-БПП	-777,86	-780,08	-13,86	-23,82	796,72	804,75	-41,57	-59,26	9,34	92,38	7,02	-1177,17	-	-
6	7	Тулун-БГЭС 1	-	-723,68	-	-104,98	736,30	735,09	1,70	4,82	4,84	71,92	5,68	-936,10	-	-
6	7	Тулун-БГЭС 2	-	-726,30	-	-104,49	730,00	737,74	4,00	5,76	4,83	71,66	5,66	-932,73	-	-
7	8	БГЭС-УИГЭС	-994,80	-995,09	80,90	88,59	-	1022,06	-	-61,32	7,06	77,08	0,00	-977,66	-	-
7	9	БГЭС-БПП 1	99,70	101,36	41,30	45,95	-103,92	-100,84	-110,85	-116,33	1,27	20,33	1,61	-265,16	-	-
7	9	БГЭС-БПП 2	97,60	97,50	42,50	41,38	-96,99	-96,97	-117,78	-114,66	1,32	21,14	1,67	-275,70	-	-
8	9	УИГЭС-БПП	1040,50	1048,44	-45,49	-31,37	-1028,42	-1018,17	76,21	76,33	7,05	77,12	6,87	-978,51	-	-
9	11	БПП-Тайшет	124,70	127,69	-117,78	-117,84	-128,32	-126,11	-105,99	-98,08	4,18	62,83	4,96	-818,29	-	-
9	10	БПП-Озерная	110,85	127,78	-145,49	-117,90	-	-126,28	-	-86,11	3,96	59,29	4,68	-772,20	-	-
10	11	Озерная-Тайшет	-	126,31	-	86,14	-	-126,21	-	-98,33	0,23	3,57	0,28	-46,52	-	-
11	12	Тайшет-Камала 1	-49,13	-54,46	-133,71	-142,38	-	55,82	-	-104,01	4,53	70,68	4,80	-915	-	-
11	12	Тайшет-Камала 2	-46,83	-54,46	-134,83	-142,38	-	55,82	-	-104,01	4,53	70,68	4,80	-915	-	-

Результаты расчётов по узлам

№	Название узла	$U_{изм}$	$U_{ос}$	δ	$P_{изм}$	$P_{ос}$	$Q_{изм}$	$Q_{ос}$	$P_{ш}$	$Q_{ш}$
		кВ		град	МВт		Мвар		мкСм	
1	Ключи	489,31	489,15	-20,32	-435,10	-428,87	-47,72	-45,24	-	-
2	Иркутская	487,00	485,77	-21,47	-1382,70	-1388,12	-181,13	-174,37	-	-
3	ТУПК	510,00	509,43	-8,37	0	0	0	0	-	-
4	ТУПК	501,00	505,48	-18,83	0	0	0	0	-	-
5	Н.Зиминская	504,50	506,18	-15,33	-365,76	-355,74	-42,67	-33,90	-	-
6	Тулун	503,00	506,46	-10,07	0	0	0	0	1,7	-339
7	БГЭС	521,52	521,52	1,32	677,65	685,09	489,02	493,56	-	-
8	УИТЭЦ	523,28	524,33	18,04	2078,91	2078,88	284,43	284,50	0,6	-180
9	БПП	518,00	518,09	0,90	-156,97	-153,07	-102,11	-94,07	1,18	-351
10	Озерная	-	518,96	-0,72	0	0	0	0	-	-
11	Тайшет	516,87	518,27	-0,81	-358,9	-358,93	-88,56	-88,56	1,7	-354
12	Камала	-	521,46	0,00	-	111,64	-	-205,44	-	-

2.1.2. Синхронный компенсатор

В задаче расчёта установившегося режима СК представляется в виде PU – узла с последующим контролем величины реактивной мощности. Дополнительно к указанным данным необходимо ввести ограничения на величину генерируемой реактивной мощности Q , т.к. она не может меняться безгранично. Допустимый диапазон изменения генерируемой реактивной мощности связан с ограничениями по току статора и току ротора и обычно представляется в виде зависимости $Q = f(P)$.

В случае нарушения ограничений по реактивной мощности Q , узел PU – заменяется узлом PQ . После этого узел перестанет «поддерживать» заданное напряжение U . Данная модель может быть реализована в любом современном АПК управления нормальными и аварийными режимами большого энергообъединения [108].

Модели СК при расчёте оценки состояния.

СК задаётся измерением инъекции реактивной мощности Q_i в узле его подключения. Данная модель, как правило, реализована в любом современном ПВК оценивания состояния большого энергообъединения.

Остановимся более подробно на алгоритме расчёта

Алгоритм расчёта.

1. Фиксируем напряжение в узле, где необходимо «держать» напряжение, задавая его измерением \bar{U}_i с минимальной или нулевой дисперсией.
2. Потребляемую или вырабатываемую реактивную мощность СК задаем замером реактивной мощности Q .
3. Выполняем оценивание состояния. В процессе расчета определяется инъекция реактивной мощности $Q_{СК}$.
4. Проверяем условие:

$$Q_{min} < Q_{СК} < Q_{max}, \quad (2.5)$$

- 4.1. Если условие (2.5) выполняется, то переход на п.5.
 - 4.2. Если условие (2.5) не выполняется, то устанавливаем реактивную мощность на предельное значение ($Q_{СК} = Q_{min}$ или $Q_{СК} = Q_{max}$), фиксируем Q на предельном значении, измерению напряжения задаем ненулевую дисперсию (напряжение не фиксируется) и выполняем ОС.
5. Окончание расчёта.

Результаты расчётов.

В качестве тестовой схемы для апробации вышеизложенного алгоритма используется 19-ти узловая схема Иркутской энергосистемы из приложения 2. СК установлены на низкой стороне АТ – 500 на ПС «Иркутская». СК представлены не одинаковыми блоками, на АТ-10 (узел 17) установлен один мощный СК -100 Мвар, а на АТ-8,9 (узлы 18,19) установлены сборки из четырёх машин по 45 Мвар каждая, суммарной мощностью 180 Мвар. Все СК переведены на охлаждение воздухом, из-за этого снижена их номинальная мощность до 65 и 128 Мвар

соответственно. В рассматриваемом режиме все СК находились в режиме недовозбуждения (потребление Q). Расчет с включением в схему СК (таблица 2.9) представлен ниже.

Результаты ОС по узлам с синхронными компенсаторами в узлах 17, 18, 19.

Таблица 2.9.

Результаты расчётов

№	Название узла	$U_{изм}$	\hat{U}_{OC}	δ	$P_{изм}$	P_{OC}	$Q_{изм}$	Q_{OC}	P_{III}	Q_{III}
		кВ			МВт	Мвар	мкСм			
1	Ключи	503,0	503,7	-6,9	-206	-205	-29	-31	-	-
2	Иркутская	498,0	498,0	-7,1	0	0,00	0	0,00	-	-
3	Тыреть	-	518,6	-3,2	0	0,00	0	0,00	-	-
4	Тыреть	515,0	515,3	-6,6	0	0,00	0	0,00	-	-
5	Н.Зиминская	516,0	516,1	-5,5	-168	-168	-76	-78	-	-
6	Тулун	512,0	511,8	-3,8	0	0,00	0	0,00	1,78	-345
7	БГЭС	505,0	503,8	0,00	-913	-914	-655	-661	-	-
8	УИТЭС	524,0	520,7	16,1	1865	1860	216	204	0,6	-177
9	БПП	510,0	508,7	1,0	-229	-231	-24	-29	1,14	-337
10	Озерная	-	514,9	1,8	0	0,00	0	0,0	-	-
11	Тайшет	516,0	514,5	1,8	-261	-260	-86	-87	1,67	-174
12	Камала	-	509,5	4,9	-	390	-	-323	-	-
13	Иркутская СТ АТ-8	-	486,5	-8,2	0	0,00	0	0,00	-	-
14	Иркутская СТ АТ-9	-	486,4	-8,2	0	0,00	0	0,00	-	-
15	Иркутская СТ АТ-10	-	486,5	-8,2	0	0,00	0	0,00	-	-
16	Иркутская 220	224,0	224	-8,1	-394	-394	-397	-397	-	-
17	Иркутская АТ-8 СК-10	10,5	10,5	-8,2	0	0,00	-15	-15	-	-
18	Иркутская АТ-9 СК-10	10,5	10,5	-8,2	0	0,00	-12	-12	-	-
19	Иркутская АТ-10 СК-10	10,5	10,5	-8,2	0	0,00	-15	-15	-	-

В проведённых расчётах СК работает в режиме недовозбуждения и компенсирует избыточную реактивную мощность, тем самым поддерживая заданные напряжения на шинах 220 кВ «ПС 500 кВ Иркутская» (узел 16). СК, установленные на ПС «Иркутская», компенсируют реактивную мощность (42Мвар), генерируемую протяженными ВЛ на транзите «Братск-Иркутск», позволяя поддерживать напряжение на шинах 220 кВ в заданном диапазоне для обеспечения стабильного напряжения на шинах потребителя особой категории.

Использование синхронных компенсаторов ПС 500 кВ Иркутская позволяет регулировать и поддерживать напряжение на заданном уровне во всем Иркутско-Черемховском энергорайоне.

Развитие силовой электроники позволило создать аналоги СК на основе тиристоров (СТК) и транзисторов (СТАТКОМ), превосходящие его по быстродействию, и менее затратные в эксплуатации и ремонте. При этом они обладают высоким быстродействием, что позволяет использовать их в темпе процесса управления ЭЭС.

2.1.3. Статический тиристорный компенсатор

При решении задачи ОС и расчёта УР реактивная мощность шунта в узле i определяется по формуле:

$$Q_i^u = U_i^2 b_{iш} \quad (2.6)$$

и используется в уравнении узлового баланса для реактивной мощности:

$$Q_i = Q_{iГ} + Q_{iН} + \sum_{j \in \omega_i} Q_{ij} + Q_i^u \quad (2.7)$$

В (2.6), (2.7): U_i - напряжение узла i , $b_{iш}$ - проводимость узлового шунта, $Q_{iГ}, Q_{iН}$ - реактивная мощность, генерируемая и потребляемая в узле i , $\sum_{j \in \omega_i} Q_{ij}$ - сумма потоков реактивной мощности по линиям, инцидентным узлу i .

Как показано в [8, 14], проводимость СТК в зависимости от угла α определяется выражением:

$$b_{СТК}(\alpha) = \frac{I}{x_C x_L} \left\{ x_L - \frac{x_C}{\pi} [2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha] \right\} \quad (2.8)$$

Принимая во внимание, что $\frac{I}{x_C} = b_C$, $\frac{I}{x_L} = b_L$, преобразуем (2.8) к виду:

$$b_{СТК}(\alpha) = b_C - \frac{b_L}{\pi} [2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha] \quad (2.9)$$

Подставив полученное выражение в (2.7), получим выражение для вычисления реактивной мощности СТК:

$$Q_i^{СТК} = U_i^2 b_{СТК}(\alpha) = U_i^2 b_C - \frac{U_i^2 b_L}{\pi} (2\pi - 2\alpha + \sin 2\alpha) \quad (2.10)$$

В работах [8, 14, 11] рассмотрены два алгоритма моделирования СТК при расчёте УР.

В первом алгоритме устройства СТК представлены в виде PU – узла с последующим контролем величины проводимости – так называемая модель «генератор-проводимость». При нарушении ограничений по проводимости устройства, узел PU заменяется узлом PQ с шунтом, величина проводимости которого равна предельной проводимости устройства СТК. Модель «генератор-проводимость» с минимальными трудозатратами может быть реализована в АПК управления нормальными и аварийными режимами большого энергообъединения [8].

В [8, 14] была рассмотрена альтернативная модель устройства СТК, которая позволяет избежать дополнительных итераций в ходе расчета УР, в явном виде включает угол управления, α . В этих работах выражение для реактивной мощности устройства СТК представлено в виде:

$$Q_i^{СТК} = -\frac{U_i^2}{X_C X_L} \left\{ X_L - \frac{X_C}{\pi} [2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha] \right\} \quad (2.11)$$

Соответственно, линеаризованные уравнения для устройства СТК при расчете УР на k -той итерации записываются как:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix}^{(k)} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & \frac{2U_i^2}{\pi X_L} [\cos 2\alpha - 1] \end{bmatrix}^{(k)} \begin{bmatrix} \Delta \theta_i \\ \Delta \alpha \end{bmatrix}^{(k)} \quad (2.12)$$

Рассмотрим, как можно реализовать предложенные подходы в задаче оценивания состояния ЭЭС.

Моделирование СТК при ОС ЭЭС

В первом алгоритме СТК моделируется шунтом переменной проводимости в узле с фиксированным напряжением, проводимость которого определяется при

расчёте. В зависимости от полученного значения проводимости определяется угол зажигания тиристора, α [106-108].

Остановимся более подробно на алгоритме расчёта.

1. Фиксируем напряжение в узлах установки СТК на требуемом уровне, задавая его измерением \bar{U}_i с минимальной или нулевой дисперсией.
2. Выполняем оценивание состояния.
3. По полученной оценке \hat{Q}_i , используя формулу (2.6), вычисляем $b_{СТК}(\alpha)$.
4. Проверяем условие: $b_{СТК} > b_{СТК}^{max}$. Если оно выполняется, то задаём $b_{СТК} = b_{СТК}^{max}$, при этом $\alpha = \frac{\pi}{2}$. Выполняем ОС. Переход на п. 8.
5. Если $b_{СТК} < b_{СТК}^{max}$, то можно вычислить управляющее воздействие – угол открывания тиристора α .
6. Вычисляем $C_i = \frac{b_{СТК}}{b_{СТК}^{max}}$.
7. Определяем угол открывания тиристора путем итерационного решения следующих уравнений [8, 14]:
 $f(\alpha_i) = C_i - \sin(2\alpha_i) + 2\alpha_i$; $\alpha_{(i+1)} = \alpha_i - \sin(f(\alpha)) \cdot 0,01$; i – номер итерации.
8. Окончание расчёта.

Во втором алгоритме угол α задается в качестве компоненты вектора состояния и определяется непосредственно в процессе решения задачи ОС.

При расчёте поправок к вектору состояния x по формуле (1.7) производная от измерения инъекции Q_i по напряжению U_i берётся равной:

$$\frac{\partial Q_i}{\partial U_i} = \sum_{j \in \omega_i} \frac{\partial Q_{ij}}{\partial U_i} + 2U_i b_{iш}, \quad (2.13)$$

где ω_i – множество узлов, инцидентных i -му.

При использовании в задаче ОС модели СТК с углом управления α СТК моделируется переменной реактивной проводимостью в узле i установки СТК, и в вектор состояния x вместо U_i , которое фиксируется, включается α .

Производная от измерения инъекции в узле установки СТК по α_i будет равна:

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \alpha_i} = -\frac{U_i^2 b_L}{\pi} (-2 + 2 \cos 2\alpha) = \frac{2U_i^2 b_L}{\pi} (1 - \cos 2\alpha) \quad (2.14)$$

Алгоритм расчёта.

1. В нужном узле i задаём проводимость $b_{СТК}$ по справочным данным:

$$b_{СТК} = \frac{Q_{СТК}}{U_{СТК}^2};$$

2. Фиксируем напряжение в узле i на требуемой величине, задавая его измерением с нулевой (очень малой) дисперсией. В векторе состояния x для этого узла включается α_i .

3. Задаём исходные приближения вектора $x = x_0$, в котором для узла установки СТК задаем $\alpha_i = \frac{\pi}{2}$; $U_{i0} = U_{iном}$; для остальных узлов: $\delta_{i0} = 0$;

$$U_{i0} = U_{iном}.$$

4. Выполняем расчёт методом Ньютона, вычисляя поправки на итерациях по (1.7). При этом в матрице $\frac{\partial y}{\partial x}$ в столбце производных $\frac{\partial Q_i}{\partial \alpha_i}$ будет один ненулевой элемент, вычисляемый по (2.14). В узле i обязательно должно быть задано измерение узловой инъекции Q_i (если $Q_{Gi} = 0$ и $Q_{Hi} = 0$, то узел задан транзитным).

Результаты расчётов.

В базовой схеме (приложение 2) для компенсации избыточной реактивной мощности на ПС 500 кВ Иркутская установлены СК, представленные разными блоками, на АТ-10 (узел 17) установлен один мощный СК -100 Мвар, а на АТ-8,9 (узлы 18,19) установлены сборки из четырёх машин по 45 Мвар каждая.

Для включения в модель вместо СК были использованы СТК, представленные разными блоками, на АТ-10 (узел 17) установлена сборка из двух СТК по 35 Мвар каждый, а на АТ-8,9 (узлы 18,19) установлены сборки из четырёх

СТК по 35 Мвар каждый. В рассматриваемом режиме было включено по одному СТК на каждом присоединении.

Результаты расчётов по двум алгоритмам приведены в таблице 2.10.

Таблица 2.10.

Результаты расчётов

Узел	$U_{изм}$	U_{OC}	δ	$P_{изм}$	P_{OC}	$Q_{изм}$	Q_{OC}	b	C_i	α
№	кВ	кВ	град	МВт	МВт	Мвар	Мвар	Сим		рад
По первому алгоритму										
16	224	224	-8,1	-394	-393	-397	-397	-	-	-
17	10,5	10,5	-8,2	-	0	-	-15	0,136	0,429	-1,086
18	10,5	10,5	-8,2	-	0	-	-15	0,136	0,429	-1,086
19	10,5	10,5	-8,2	-	0	-	-15	0,136	0,429	-1,086
По второму алгоритму										
16	224	224	-8,1	-394	-395	-397	-397	-	-	-
17	10,5	10,51	-8,2	-	0	-	-15,1	0,137	-	-1,085
18	10,5	10,51	-8,2	-	0	-	-15,1	0,137	-	-1,085
19	10,5	10,51	-8,2	-	0	-	-15,1	0,137	-	-1,085

Проведенные расчёты показывают, что СТК работают в индуктивном режиме и компенсируют избыточную реактивную мощность, генерируемую ВЛ 500 кВ протяженного транзита «Братск-Иркутск», тем самым поддерживая заданные напряжения на шинах 220 кВ ПС «Иркутская» (узел 16). Установка СТК позволила компенсировать реактивную мощность, генерируемую протяженными ВЛ на транзите «Братск-Иркутск», и поддерживать $\cos\varphi = 0,7$ путем отбора из сети 45 Мвар реактивной мощности.

Использование СТК позволяет заменить дорогостоящие СК на ПС 500 кВ Иркутская. В сравнении с синхронными компенсаторами, которые установлены на ПС «Иркутская» сейчас, СТК обладают рядом преимуществ:

- сравнительно недороги в эксплуатации;
- занимают меньше места;
- не требуют дорогого и взрывоопасного охлаждения водородом при мощности, сопоставимой с мощностью СК.
- в них отсутствуют движущиеся детали.

- высокое быстродействие, позволяющее в режиме реального времени переводить СТК из индукционного в емкостной режим работы.

Как видно из таблицы 2.10, расчёты по двум разработанным алгоритмам практически совпадают (в пределах заданной точности расчёта). Полученные в обоих расчётах инъекции реактивной мощности совпадают с величиной Q , вырабатываемой СК в базовом режиме.

Сравним приведённые выше алгоритмы моделирования СТК в задаче оценивания состояния ЭЭС.

Согласно первому алгоритму СТК моделируется шунтом переменной проводимости в узле с фиксированным напряжением. В зависимости от полученного значения проводимости определяется угол зажигания тиристора α . Первый алгоритм легко реализуем с минимальными трудозатратами и может быть реализован практически в любом ПВК оценивания состояния (Космос, АНАРЭС, Оценка и др.) без изменения кода программы и введения новых компонентов в вектор состояния. Но данный алгоритм требует непосредственного участия оператора в расчётах, которые могут быть выполнены только в диалоговом режиме работы ПВК ОС. Сходимость наблюдается на 9-ой итерации. Данный алгоритм не даёт возможности выполнять циклические расчёты и проводить оценку состояния в темпе процесса технологического управления. Для определения характеристики задаваемого шунтом СТК необходимо дополнительно итерационно вычислять угол открывания тиристора. Основным достоинством метода является возможность проследить всю цепочку расчёта и проанализировать его по итерациям, что даёт возможность наиболее глубоко проанализировать полученные оценки.

Второй алгоритм несколько более сложный, требующий включения в вектор состояния дополнительных компонентов, но и позволяет определять угол управления α в темпе процесса управления ЭЭС. Алгоритм может быть использован для работы в циклическом режиме в различных программно-вычислительных комплексах. Основным недостатком является то, что алгоритм для ОС ЭЭС требует изменения программного кода.

В последнее время большое развитие получила система распределённых вычислений - CUDA [109], которая позволяет решать простые итерационные задачи с кратным приростом суммарной вычислительной скорости, используя многопоточную систему графического модуля рабочей станции (ЭВМ) содержащую 80, 120 и более ядер с аналогичной производительностью, по числу исполняемых операций 3 миллиарда в сек. и более. Применение данных систем для задач ОС является крайне перспективным и позволяет существенно разгрузить ЦП, а также повысить скорость, а в некоторых случаях и точность расчётов при оценке большой группы режимов в темпе процесса технологического управления.

Использование данной технологии при решении задачи ОС ЭЭС позволяет отказаться от использования дорогостоящих серверных процессоров, например, «Хеон», применяемых для расчётов, а также существенно повысить скорость и точность расчётов. Это позволит включать в модели ЭЭС устройства FACTS 1-го и 2-го поколения, использовать более подробные модели систем, увеличить единичный шаг расчёта до 1-2 секунд. Но при этом скорость прохождения сигнала и время работы системы сбора и хранения данных – SCADA - будет ограничивающим фактором.

2.1.4. Шунтирующий и управляемый шунтирующий реактор

Рассмотрим группы ШР, установленных на ПС «Тулун-500» Иркутской энергосистемы. Это две группы реакторов, одна группа зафиксирована на 1 секции, вторая на 2 секции шин ПС «Тулун-500». Каждая группа реакторов состоит из 3-х однофазных реакторов РОДГ-55000/500 суммарной мощностью 165 Мвар.

Результаты расчётов.

В качестве тестовой схемы для моделирования шунтирующего реактора используется 19-ти узловая схема Иркутской энергосистемы (приложение 2).

ШР моделируется шунтом постоянной проводимости в узле 6 – ПС «Тулун».

Результаты расчётов для трех значений проводимости реактора b_p приведены в таблице 2.11.

Таблица 2.11.

Результаты расчётов

Узел №	Название	$U_{изм}$ кВ	\hat{U}_{OC} кВ	δ град	$P_{изм}$ МВт	P_{OC} МВт	$Q_{изм}$ Мвар	Q_{OC} Мвар	b_p мкСим
Расчёт с ШР									
5	Н. Зиминская	516,0	516,3	-5,5	-168	-168	-76	-78	
6	Тулун	512,0	511,9	-3,8	0	0	0	0	1320
7	БГЭС	505,0	503,8	0	-913	-914	-655	-661	
Расчёт без ШР									
5	Н. Зиминская	516,0	517,7	-5,4	-168	-168	-76	-119	
6	Тулун	512,0	521,0	-3,9	0	0	0	0	0
7	БГЭС	505,0	502,1	0	-913	-914	-655	-721	
Расчёт с неправильно заданным ШР									
5	Н. Зиминская	516,0	517	-5,5	-168	-168	-76	-98	
6	Тулун	512,0	516,4	-3,8	0	0	0	0	660
7	БГЭС	505,0	503,0	0	-913	-914	-655	-691	

В первом расчёте проводимость реактора задана правильно, в работе два ШР, $b_p = 1320 \text{ мкСим}$. Во втором – оба реактора отключены, в третьем включен один реактор вместо двух ($b_p = 660 \text{ мкСим}$). В этих расчётах конфигурация схемы замещения задана неверно.

Проведенные расчёты показывают, что ШР компенсируют избыточную реактивную мощность, сгенерированную протяженными ВЛ 500 кВ транзита «Братск-Иркутск», тем самым понижая напряжение U на шинах 500 кВ ПС «Тулун». В таблице 2.11 при расчёте без ШР $\hat{U}_6 = 521 \text{ кВ}$, в расчёте с ШР $\hat{U}_6 = 511,9 \text{ кВ}$. ШР компенсирует реактивную мощность за счёт большой собственной индуктивности. ШР имеет дискретный режим работы: включен или отключен. При этом в режиме включенного реактора ШР компенсирует реактивную мощность, определяемую как $Q_p = \hat{U}_p^2 \cdot b_p$.

Информация о состоянии ШР (включен / отключен) поступает от телесигнализации. В случае недостоверной телесигнализации ШР будет неправильно учтен в расчётной схеме. Мы рассмотрели вариант неверного ТС – один ШР на ПС 500 кВ «Тулун» ошибочно отключен. В этом случае в расчётной модели учтен только один ШР, но согласно замерам работают два (расчёт с неправильно заданным ШР в таблице 2.10). Следовательно, проводимость b_p задана неверно, вследствие чего расчёт напряжения в узле установки реактора $U_6 = 516,4 \text{ кВ}$ заметно отличается от измеренного значения $U_6 = 512,0 \text{ кВ}$.

Управляемые шунтирующие реакторы.

Можно выделить три основных типа управляемых шунтирующих реакторов, используемых в энергетике сегодня:

1. УШР, управляемый регулированием переключения отпаяк, представляет собой одну обмотку с РПН. На сегодняшний день произведён один реактор мощностью 180 МВА, 330 кВ, установленный в Республике Беларусь. Разрабатывать модель такого УШР для включения в задачу ОС не является целесообразным.
2. Управляемые подмагничиванием постоянным током через расщепленную нейтраль сетевой обмотки. Предназначены для компенсации лишней реактивной мощности и стабилизации напряжения в сети.
3. Трансформаторного типа – двухобмоточный трансформатор, работающий в режиме короткого замыкания, во вторичную обмотку которого включена тиристорно-реакторная группа СТК.

Рассмотрим более подробно последний УШР [110, 111].

Как отмечалось выше, УШР трансформаторного типа моделируются достаточно просто. Фактически, это тиристорно-реакторная группа СТК (рисунок 1.12, в), подключаемая непосредственно к высоковольтной сети без понижающих трансформаторов. Следовательно, алгоритм моделирования примерно одинаков.

В схеме Иркутской энергосистемы УШР установлен на ПС 500 кВ Тайшет в узле 11, рисунок П2.1 в приложении 2. На ПС 500 кВ Тайшет установлено два устройства компенсации реактивной мощности – ШР и УШР. Для включения

моделей этих устройств на основе базового режима более подробно моделируется ПС 500 кВ Тайшет. Моделируются обе секции шин (СШ) 500 кВ, ШР (узел 11) задаётся шунтом с постоянной проводимостью на 1 СШ, УШР – на второй СШ – в узле 111.

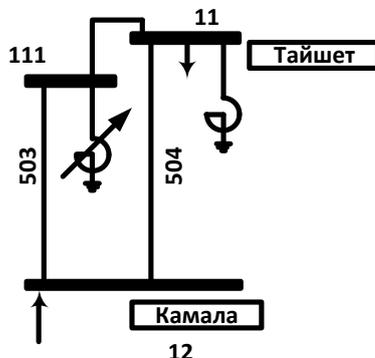


Рисунок 2.1. Фрагмент схемы Иркутской энергосистемы – ПС 500 кВ Тайшет

Секционный выключатель 500 кВ (СВ) моделируется ветвью, активное сопротивление $R = 0$ Ом, величина реактивного сопротивления $X = 0,01$ Ом. ШР, как показано выше, задаем шунтом с постоянной проводимостью в узле 11.

В диссертации представлено 2 алгоритма моделирования УШР при ОС ЭЭС.

Первый алгоритм.

В первом алгоритме УШР моделируется переменной проводимостью в узле установки, значение которой определяется при расчёте. Напряжение в узле (ПС «Тайшет») фиксируется. В зависимости от полученного значения проводимости определяется угол зажигания тиристора α .

1. Фиксируем напряжение в узле присоединения УШР (узел 111) на требуемом уровне, задавая его измерением \bar{U}_i с минимальной или нулевой дисперсией.
2. Выполняем оценивание состояния.
3. Проверяем условие: $b_{УШР} > b_{УШР}^{\max}$. Если оно выполняется, то задаём $b_{УШР} = b_{УШР}^{\max}$, при этом $\alpha = \frac{\pi}{2}$. Выполняем ОС. Переход на п. 7.
4. Если $b_{УШР} < b_{УШР}^{\max}$, то можно вычислить управляющее воздействие – угол открывания тиристора α .

5. Вычисляем $C_i = \frac{b_{УШР}}{b_{УШР}^{max}}$.
6. Определяем угол открывания тиристора путем итерационного решения следующих уравнений: $f(\alpha_i) = C_i - \sin(2\alpha_i) + 2\alpha_i$; $\alpha_{(i+1)} = \alpha_i - \sin(f(\alpha)) \cdot 0,01$; i – номер итерации.
7. Окончание расчёта.

Во втором алгоритме. Угол α задается в качестве компоненты вектора состояния и определяется непосредственно в процессе решения задачи ОС.

При использовании в задаче ОС модели УШР с углом управления α УШР моделируется переменной реактивной проводимостью в узле i установки УШР, и в вектор состояния x вместо U_i , которое фиксируется, включается α .

Производная от измерения инъекции в узле установки УШР по α_i так же как и при моделировании СТК вычисляется по (1.7), в которой проводимость СТК, b_L заменяется на проводимость УШР, $b_{УШР}$.

Второй алгоритм расчёта.

1. В узле i (узел 11), где требуется плавно регулировать реактивную мощность для поддержания заданного уровня напряжения, фиксируем напряжение на требуемой величине, задавая его измерением с нулевой (очень малой) дисперсией. В векторе состояния x для этого узла включается α_i .

2. В узле установки УШР задаём проводимость $b_{УШР}$ (по справочным

$$\text{данным } b_{УШР} = \frac{Q_{УШР}}{U_{УШР}^2});$$

3. Задаём исходные приближения вектора состояния $x = x_0$, в котором для

$$\text{узла установки УШР задаем } \alpha_i = \frac{\pi}{2}; U_{i0} = U_{iном}; \text{ для остальных узлов:}$$

$$\delta_{i0} = 0; U_{i0} = U_{iном}.$$

4. Выполняем расчёт методом Ньютона, вычисляя поправки на итерациях по (1.7). При этом в матрице $\frac{\partial y}{\partial x}$ в столбце производных $\frac{\partial Q_i}{\partial \alpha_i}$ будет один ненулевой элемент, вычисляемый по (1.22). В узле i обязательно должно быть задано измерение узловой инъекции Q_i (если $Q_{Gi} = 0$ и $Q_{Hi} = 0$, то узел задан транзитным).

В процессе расчёта вектора состояния для угла α проверяется ограничение $\frac{\pi}{2} < \alpha < \pi$. Если оно нарушается, то значение фиксируется на граничной величине.

5. Выполняем оценивание состояния.

6. Окончание расчёта.

Результаты расчётов.

В качестве тестовой схемы для апробации вышеизложенного метода используется 19-ти узловая схема Иркутской энергосистемы. Более подробно промоделирована подстанция 500 кВ «Тайшет», смоделированы 1-я и 2-я СШ 500 кВ, ШР установлен на 1 СШ (узел 11), УШР - на второй СШ (узел 111).

Ранее на ПС 500 кВ «Тайшет» было установлено два неуправляемых шунтирующих реактора мощностью по 180 Мвар, которые не позволяли плавно компенсировать избыточную реактивную мощность, возникающую на подстанции из-за тяговой нагрузки на стороне 110 кВ ПС «Тайшет» и наличия системосвязующих ВЛ 500 - 35 кВ с энергосистемой Красноярского края. Для плавного регулирования нагрузки один из ШР в 2012 году был заменён на УШР, позволивший плавно и во всем диапазоне номинальной мощности регулировать параметры сети. Используется УШР как совместно с установленным ШР, так и отдельно.

Для включения в модель был использован УШР мощность 180Мвар на напряжении 500кВ.

Результаты расчётов по двум алгоритмам приведены в таблице 2.12.

Результаты расчётов

Узел №	Название	$U_{изм}$	U_{OC}	δ	$P_{изм}$	P_{OC}	$Q_{изм}$	Q_{OC}	b	C_i	α
		кВ	кВ	град	МВт	МВт	Мвар	Мвар	мкСим		рад
По первому алгоритму.											
9	БПП	510	511,1	1,0	-229	-231	-24	-20	1306	-	-
10	Озерная	-	516,4	1,8	0	0	0	0	-	-	-
11	Тайшет	516	516	1,8	-261	-260	-86	-88	660	-	-
111	Тайшет УШР	516	516	1,8	0	0	-	-139	522	0,79	-1,739
12	Камала	-	519,5	4,7	-	390	-	-210	-	-	-
По второму алгоритму.											
9	БПП	510	511,1	1,0	-229	-231	-24	-19	1306	-	-
10	Озерная	-	516,4	1,8	0	0	0	0	-	-	-
11	Тайшет	516	516	1,8	-261	-260	-86	-88	660	-	-
111	Тайшет УШР	516	516	1,8	0	0	-	-138	518,3	-	-1,75
12	Камала	-	519,4	4,7	-	390	-	-211	-	-	-

Проведенные расчёты показывают, что УШР компенсируют избыточную реактивную мощность, тем самым поддерживая заданные напряжения на шинах 500 кВ ПС «Тайшет» (таблица 2.12). Установка УШР совместно с ШР позволила компенсировать реактивную мощность, генерируемую протяженными ВЛ 500 кВ на транзите «Братск-Красноярск», и поддерживать заданный уровень напряжения, плавно меняя (снижая) его уровень путем отбора из сети 139 Мвар реактивной мощности. Основным отличием УШР от ШР является то, что он позволяет плавно менять индуктивность реактора во всем диапазоне регулирования согласно статической характеристике (рисунок 1.16). Это даёт возможность не только плавно регулировать напряжения на шинах ПС, где установлен УШР, но и более оптимально вести режим по реактивной мощности всей энергосистемы.

Сравним приведенные выше алгоритмы моделирования УШР в задаче оценивания состояния ЭЭС.

В первом алгоритме УШР моделируется шунтом переменной проводимости в фиктивном узле и зафиксированным напряжением в сопряжённом фактическом узле. В зависимости от полученного значения проводимости определяется угол зажигания тиристора α . Алгоритм легко реализуем с минимальными трудозатратами и может быть использован практически в любом ПВК оценивания состояния (Космос, АНАРЭС, Оценка и др.) без изменения кода программы и

введения новых компонентов в вектор состояния. Но данный алгоритм требует непосредственного участия оператора в расчётах и позволяет получить только единичные оценки. Сходимость наблюдается на 2-ой итерации. Данный метод не даёт возможности проводить ОС в темпе процесса технологического управления. УШР, задаваемый шунтом, характеризуется углом открывания тиристора, который необходимо вычислять итерационно. Метод достаточно прост и легко реализуем, но для получения конечных оценок требуется провести ряд подготовительных расчётов. Основным достоинством метода является возможность проследить всю цепочку расчёта по итерациям, что даёт возможность глубоко проанализировать полученные результаты.

Второй алгоритм требует включения в вектор состояния дополнительных компонентов. Он позволяет определять угол управления, α в темпе процесса технологического управления. Это несколько увеличит число итераций (17 итераций), но при этом позволяет формировать расчетную модель энергосистемы с включённым в неё УШР, которая не требует дополнительных подготовительных или последующих расчётов. Основным недостатком алгоритма является необходимость модификации программного кода каждой конкретной программы ОС с учетом её особенностей и ограничений применяемых методов.

2.2. Разработка моделей устройств FACTS второго поколения для задачи ОС ЭЭС

2.2.1. Фазоповоротное устройство

В задаче расчёта УР ФПУ представляется двумя трансформаторами, один согласно рисунку 2.2 включен последовательно, другой – параллельно. Трансформаторы соединены между собой тиристорными мостами. Последовательный трансформатор моделируется ветвью, включенной в рассечку, и фиктивным узлом U'_i .

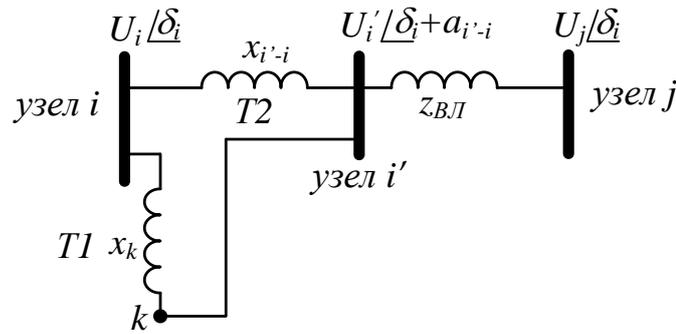


Рисунок 2.2. Схема включения ФПУ

Низкая сторона (узел k) возбуждающего трансформатора рассматривается как PQ – узел с активной мощностью. В случае достижения предельного значения генерации реактивной мощности PQ – узел заменяется PQ – узлом. Для возбуждающего трансформатора $K_{i-j} \neq 1$, $\alpha_{i-j} = 0$. Последовательный трансформатор задаётся как вольтодобавочный трансформатор (ВДТ) с $K_{i-j} = 1$, $\alpha_{i-j} \neq 0$. Здесь α_{i-j} – угол комплексного коэффициента трансформации в ветви $i - j$, представленного в полярных координатах по формуле (П1.5) приложения 1.

Рассмотрим, как можно реализовать подходы, предложенные для решения задачи расчёта УР, в задаче оценивания состояния ЭЭС.

Задача ОС сводится к расчету оценок вектора состояния – комплексных узловых напряжений, по которым затем вычисляются перетоки мощностей по линиям и инъекции мощностей в узлах. Уравнения для расчета перетоков по линиям аналогичны уравнениям, описывающим этот процесс в задаче УР.

Запишем их в привычных для ОС обозначениях [29] для ветвей, показанных на рисунке 2.2:

Для ветви $i-i'$ при:

$$y_{a_{i-i'}} = 0; \quad y_{r_{i-i'}} = y_r; \quad y_{a_{i-i'i'}} = y_{r_{i-i'i'}} = 0 \quad (2.15)$$

$$K_{i-i'} = 1, \quad \alpha_{i-i'} = 0 \quad \text{и} \quad K_{i'-i} = 1, \quad \alpha_{i'-i} \neq 0 \quad (2.16)$$

$$\begin{aligned} P_{i-i'} &= U_i U_{i'} \sin(\delta_i - \delta_{i'}) y_r = U_i U_{i'} \sin(\delta_i - (\delta_i + \alpha_{i-i'})) y_r \\ &= U_i U_{i'} \sin(\alpha_{i-i'}) y_r \end{aligned} \quad (2.17)$$

$$\begin{aligned} Q_{i-i'} &= U_i^2 y_r - U_i U_{i'} \cos(\delta_i - \delta_{i'}) y_r = U_i^2 y_r - U_i U_{i'} \cos(\delta_i - (\delta_i - \alpha_{i-i'})) y_r \\ &= U_i^2 y_r - U_i U_{i'} \cos(\alpha_{i-i'}) y_r \end{aligned} \quad (2.18)$$

$$P_{i'-i} = U_{i'} U_i \sin(\alpha_{i'-i}) y_r \quad (2.19)$$

$$Q_{i'-i} = U_{i'}^2 y_r - U_i U_{i'} \cos(\alpha_{i'-i}) y_r \quad (2.20)$$

Для ветви i-k при:

$$y_{a_{i-k_1}} = 0; \quad y_{r_{i-k_1}} = y_r; \quad y_{a_{iik_1}} = y_{riik_1} = 0 \quad (2.21)$$

$$K_{i-k_1} = 1, \quad \alpha_{i-k_1} = 0 \quad \text{и} \quad K_{k_1-i} \neq 1, \quad \alpha_{k_1-i} = 0 \quad (2.22)$$

$$P_{i-k_1} = U_i U_{k_1} \sin(\delta_i - \delta_{k_1}) y_r \quad (2.23)$$

$$Q_{i-k_1} = U_i^2 y_r - U_i U_{k_1} \cos(\delta_i - \delta_{k_1}) y_r \quad (2.24)$$

$$P_{k_1-i} = U_i U_{k_1} K_{k_1-i} \sin(\delta_{k_1} - \delta_i) y_r \quad (2.25)$$

$$Q_{k_1-i} = U_{k_1}^2 K_{k_1-i} y_r - U_{k_1} U_i K_{k_1-i} \cos(\delta_{k_1} - \delta_i) y_r \quad (2.26)$$

Для ветви k-i':

$$P_{k-i'} = U_k U_{i'} \sin(\delta_k - \delta_{i'}) y_r \quad (2.27)$$

$$Q_{k-i'} = U_k^2 y_r - U_k U_{i'} \cos(\delta_k - \delta_{i'}) y_r \quad (2.28)$$

$$P_{i'-k} = U_{i'} U_k \sin(\delta_k - \delta_{i'}) y_r \quad (2.29)$$

$$Q_{i'-k} = U_{i'}^2 y_r - U_k U_{i'} \cos(\delta_k - \delta_{i'}) y_r \quad (2.30)$$

Затем, по приведённым в приложении 1 формулам, вычисляются инъекции активной и реактивной мощности в узлах i' и k .

Остановимся более подробно на алгоритме моделирования ФПУ при ОС и алгоритме расчёта:

1. В ветви для установки ФПУ выбирается узел i – это точка подключения ФПУ. Как правило, это узел, через который мощность уходит в линию.
2. У узла i задаётся дополнительный узел i' и ветвь $i-i'$, ВДТ. Возбуждающий трансформатор Т1 моделируется ветвью $i-k$ с

дополнительным узлом k . Связь ВДТ и возбуждающего трансформатора моделируется ветвью $k-i'$.

3. Параметры ветви $i-i'$: активное сопротивление $r=0$ Ом, величина реактивного сопротивления трансформатора Т2 определяется расчётным путем из опыта короткого замыкания [112]:

$$X_{сер} = \frac{U_{кз}}{100\%} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S} \quad (2.31)$$

где $U_{кз}$ – напряжение короткого замыкания ВДТ (в нашем примере 10,8%), $U_{ном}$ – номинальное напряжение ВДТ (515 кВ), S – номинальная мощность трансформатора (630 МВА). В данном примере $x = 45,467$ Ом. $K_{i'-i} = 1 - j0,156$.

4. Параметры ветви $i-k$: активное сопротивление $r=0$ Ом, величина реактивного сопротивления x определяется параметрами возбуждающего трансформатора $K_{i-k} = 0.021$.
5. Узлы i', k задаются транзитными с нулевыми инъекциями активной и реактивной мощности.
6. Выполняется процедура ОС. В процессе расчета определяются перетоки активной и реактивной мощности, протекающие через возбуждающий трансформатор, P_{i-k} и Q_{i-k} соответственно, и ВДТ $P_{i-i'}$ и $Q_{i-i'}$, а также мощности по ВЛ, перетоки в которых необходимо перераспределить.
7. Окончание расчёта.

Результаты расчёта.

В качестве тестовой схемы для апробации предложенной модификации метода ОС была использована 19-узловая схема из приложения 2. ФПУ смоделирован на ВЛ транзита «Братск – Иркутск» у узла 6 (рисунок 2.3). Для моделирования ВДТ Т2 мощностью 630 МВА в схему был добавлен узел 20 и ветвь 6-20. Для моделирования понижающего трансформатора Т1 и ПН₂ добавлен

узел 21 и ветвь 6-21. Возбуждающий и серийный трансформаторы соединены по стороне вторичных обмоток (ветвь 20-21).

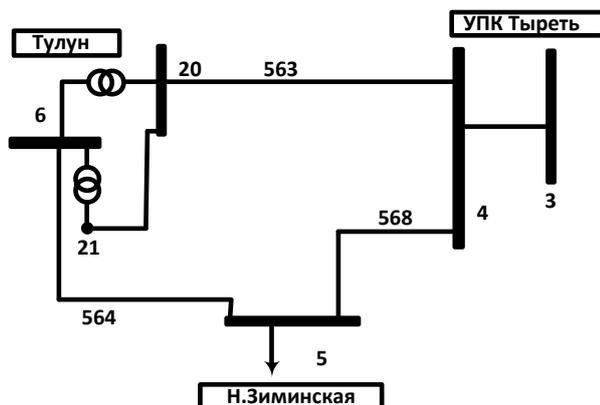


Рисунок 2.3. Фрагмент схемы Иркутской энергосистемы с включённым ФПУ
Полученные результаты ОС представлены в таблицах 2.13 - 2.15.

Таблица 2.13.

Результаты ОС с моделью ФПУ по узлам

Узел №	Название	$U_{изм}$	$U_{ос}$	δ	$P_{изм}$	$P_{ос}$	$Q_{изм}$	$Q_{ос}$
		кВ	кВ	град	МВт	МВт	Мвар	Мвар
1	Ключи	503	504,4	-5,9	-206	-206	-29	8
2	Иркутская	498	498,1	-6,0	0	0	0	0
3	Тыреть	-	516,9	-2,1	0	0	0	0
4	Тыреть	515	515,4	-5,5	0	0	0	0
20	Г2	-	510,7	-1,3	0	0	0	0
21	Г1	-	10,7	-1,3	0	0	0	0
5	Н. Зиминская	516	515,7	-4,8	-168	-168	-76	-76
6	Тулун	512	509	-4,0	0	0	-	0

При расчёте базового режима (Приложение 2.1.) были получены следующие значения фазовых углов напряжений: $\delta_4 = -6,6^\circ$ и $\delta_6 = -3,8^\circ$. Разность углов по ветви 6-4 составила $\Delta\delta = 2,8^\circ$. Переток активной мощности по ветви 6-4 составляет 265 МВт, по ветви 6-5 - 200 МВт, а по ветви 5-4 – 343 МВт.

ФПУ, состоящее из ВДТ и понижающего трансформатора, подключено к узлу 6 (рисунок 2.3).

После подключения к узлу 6 ВДТ (связь 6-20) с коэффициентом трансформации $K_{i'-i} = 1 - j0,156$ получены следующие значения углов:

$\delta_6 = -4,0^\circ$ и $\delta_{20} = -1,3^\circ$. Разность углов в ветви 6-20 составила $\Delta\delta = -2,7^\circ$. Переток активной мощности по ВДТ 6-20 составил 619 МВт, по ветви 4-20 -399 МВт, по ветви 6-5 – 91 МВт, а по ветви 4-5 -207 МВт, при этом переток, проходящий через УПК 500 кВ «Тыреть», остаётся прежним и составляет -606 МВт (таблица 2.12).

При расчёте в узле 20 с учётом $K_{i'-i} = 1 - j0,156$ угол должен измениться на $\alpha_{TP} = \arctg(0,156) = 0,1548 \text{ рад} = -8,9^\circ$, а в расчёте с включенным ФПУ угол изменяется на $\Delta\delta = -2,7^\circ$, то есть угол должен был измениться ещё на $6,2^\circ$ (таблица 2.14). Это можно объяснить увеличением перетока мощности по ВДТ (P_{6-20}) до 619 МВт, при $K_{i'-i} = 1 - j0$ значения углов составили: $\delta_6 = -10,9^\circ$, и $\delta_{20} = -17,1^\circ$, а разность углов в ветви 6-20 составила $\Delta\delta = 6,2^\circ$. С учётом этой разницы углов мы можем рассчитать разницу, на которую ФПУ будет изменять угол $\alpha_{i'-i} + \Delta\delta = -8,9^\circ + 6,2^\circ = -2,7^\circ = \delta_6 - \delta_{20}$, что соответствует полученным нами результатам (таблица 2.14).

Таблица 2.14.

Результаты ОС для базового режима и режима с включённым ФПУ

Параметр режима	Базовый режим	Режим с ФПУ
δ_4	$-6,5^\circ$	$-5,5^\circ$
δ_6	$-3,8^\circ$	$-4,0^\circ$
δ_{20}	-	$-1,3^\circ$
P_{6-4}	265 МВт	-
P_{4-6}	-263 МВт	-
P_{6-5}	200 МВт	91 МВт
P_{6-20}	-	619 МВт
P_{20-4}	-	400 МВт
P_{4-20}	-	-399 МВт
P_{4-5}	-342	-207 МВт
P_{3-4}	-606	-606

При включении в схему Иркутской энергосистемы ФПУ переток активной мощности в линию 6-4 увеличился с 263 МВт до 400 МВт, а в линию 4-5 уменьшился с 342 МВт до 207 МВт. При этом суммарная мощность, приходящая в узел 3, осталась прежней – 606 МВт.

Результаты ОС с моделью ФПУ по ветвям

Узлы		Название ветвей	Ветви начало				Ветви конца				Параметры			
Начала	Конца		$P_{изм}$	$P_{ос}$	$Q_{изм}$	$Q_{ос}$	$P_{изм}$	$P_{ос}$	$Q_{изм}$	$Q_{ос}$	R	X	G	B
			МВт	МВт	Мвар	Мвар	МВт	МВт	Мвар	Мвар	Ом	Ом	мкСм	мкСм
1	2	Ключи-Иркутская	56	55	172	191	-55	-54	-215	-234	1,295	14,47	1,10	-184,45
1	3	Ключи-УПК Тыреть	-263	-261	-200	-183	-	263	-	-27	3,683	67,27	5,32	-879,42
2	3	Иркутская-УПК Тыреть	-340	-340	-252	-228	-	343	-	78	3,58	53,21	4,21	-693,91
3	4	УПК Тыреть	-	-606	-	-51	-	607	-	15	0,106	-26,30	0	0
4	5	УПК Тыреть-Н.Зиминская	-	-207	-	-21	344	207	-14	-28	1,016	14,92	1	-193,47
4	20	УПК Тыреть-ФПУ	-	-399	-	-6	-	400	-	-139	2,737	47,45	3,75	-617,58
5	6	Н.Зиминская-Тулун	-194	-91	6	33	-	91	-	-158	1,958	37,58	2,50	-488,74
6	20	ФПУ (ВДТ)	-	619	-	-50	-	-619	-	117	0	45,467	0	0
6	21	ФПУ (Т1)	-	-217	-	-11	-	217	-	21	0	56,875	0	0
20	21	ФПУ(Т1-Т2)	-	217	-	21	-	-217	-	-21	0	0,100	0	0
6	7	Тулун-БГЭС 1	-	-248	-	-61	233	251	-188	-160	4,221	71,918	5,680	-936,1
6	7	Тулун-БГЭС 2	-	-247	-	-62	235	250	-188	-160	4,205	71,660	5,66	-932,73
5	9	Н.Зиминская-БПП	-312	-285	-62	-81	326	290	-215	-198	8,440	92,375	7,02	-1177,1

2.2.2. Статический компенсатор

В работах [8, 14, 11] рассмотрены два алгоритма моделирования СТАТКОМ при расчёте УР.

Первый алгоритм

СТАТКОМ моделируется переменной реактивной проводимостью, b , которая зависит от напряжения, U в точке подключения. В зависимости от отклонения напряжения $(U - U_{ref})$ величина проводимости ступенчато уменьшается или увеличивается до одного из значений - b_{max} или b_{min} . Точность модели определяется количеством ступеней, на которые разделена проводимость b .

Второй алгоритм.

СТАТКОМ можно представить как источник напряжения за некоторым шунтом Z_{vR} (рисунок 2.4), проводимость которого в о.е. равна коэффициенту статизма.

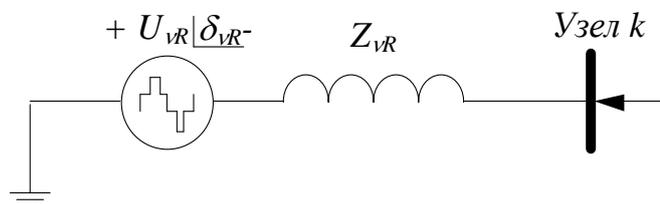


Рисунок 2.4. Эквивалентная схема устройства СТАТКОМ

При этом управляющими переменными будут амплитуда напряжения U_{vR} и угол δ_{vR} преобразователя.

Для активной и реактивной компоненты мощности преобразователя и шины k набор уравнений представлен в [14].

Моделирование СТАТКОМ при ОС ЭЭС [113-115].

СТАТКОМ моделируется как источник напряжения за некоторым шунтом (рисунок 2.5).

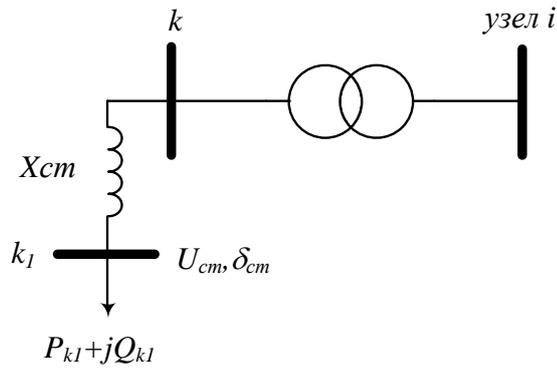


Рисунок 2.5. Схема включения СТАТКОМа через понижающий трансформатор

Параметры управления СТАТКОМа (напряжение U_{cm} и угол δ_{cm} преобразователя) являются компонентами вектора состояния при ОС. Поэтому такая модель легко включается в алгоритм ОС.

Уравнения для расчета перетоков по линиям аналогичны уравнениям, используемым при расчёте УР. Запишем их в привычных для ОС обозначениях [28] для ветвей, показанных на рисунке 2.5:

Ветвь k-k₁.

$$y_r = 1 / x_{cm} \quad (2.32)$$

$$P_{k-k_1} = U_k U_{k_1} \sin(\delta_k - \delta_{k_1}) y_r \quad (2.33)$$

$$Q_{k-k_1} = U_k^2 y_r - U_k U_{k_1} \cos(\delta_k - \delta_{k_1}) y_r \quad (2.34)$$

$$P_{k_1-k} = U_{k_1} U_k \sin(\delta_{k_1} - \delta_k) y_r \quad (2.35)$$

$$Q_{k_1-k} = U_{k_1}^2 y_r - U_k U_{k_1} \cos(\delta_{k_1} - \delta_k) y_r \quad (2.36)$$

Ветвь i-k.

$$y_r = 1 / x_{mp} \quad (2.37)$$

$$P_{i-k} = U_i U_k \sin(\delta_i - \delta_k) y_r \quad (2.38)$$

$$Q_{i-k} = U_i^2 y_r - U_i U_k \cos(\delta_i - \delta_k) y_r \quad (2.39)$$

$$P_{k-i} = U_i U_k K_{k-i} \sin(\delta_k - \delta_i) y_r \quad (2.40)$$

$$Q_{k-i} = U_k^2 K_{k-i} y_r - U_k U_i K_{k-i} \cos(\delta_k - \delta_i) y_r \quad (2.41)$$

Инъекция реактивной мощности для узла k_1 вычисляется по формуле (П1.3), приведённой в приложении 1.

Остановимся более подробно на алгоритме расчёта [113-115]:

1. К узлу i , где необходимо «держать» напряжение, присоединяем две дополнительные ветви, моделирующие понижающий трансформатор ($i-k$) и ПН ($k-k_1$).
2. Параметры ветви $k-k_1$: активное сопротивление $r=0$ Ом, величина реактивного сопротивления x определяется коэффициентом статизма K_{CT} характеристики СТАТКОМа, показанной на рисунке 1.22, и вычисляется по формуле:

$$x = \frac{K_{CT} U_{уст}^2}{Q_{ном}}, \quad (2.42)$$

где $Q_{ном}$ – номинальная мощность СТАТКОМа, $U_{уст}$ – номинальное напряжение СТАТКОМа, K_{CT} – коэффициент статизма (4,29%). В нашем примере $x = 0,0473$ Ом.

Параметры ветви $i-k_1$: активное сопротивление $r = 1,827$ Ом, $x = 172,971$ Ом, $K_{i-k_1} = 0,0219$.

3. Фиксируем требуемое напряжение в узле i , задавая его измерением с нулевой (очень малой) дисперсией.
4. Узел k задаём транзитным.
5. Дополнительный узел k_1 задаем транзитным по активной мощности.
6. Выполняем оценивание состояния. В процессе расчета определяется инъекция реактивной мощности $Q_{СТАТКОМ}$ в точке подключения СТАТКОМа, необходимая для поддержания требуемого значения напряжения.
7. Проверяем условие:

$$Q_{min} < Q_{СТАТКОМ} < Q_{max}, \quad (2.43)$$

в которое может быть преобразовано условие $I_{min} < I_{СТАТКОМ} < I_{max}$ в диапазоне регулирования. Контроль условия:

$$U_{min} < U_{СТАТКОМ} < U_{max} \quad (2.44)$$

выполняется в процессе решения задачи ОС.

7.1. Если условие (2.43) выполняется, то переход на п.8.

7.2. Если условие (2.43) не выполняется, то фиксируем Q на предельном значении, измерению напряжения задаем ненулевую дисперсию (напряжение не фиксируется), и работает алгоритм учета ограничений в форме неравенств на неизмеренные переменные.

8. Окончание расчёта.

Результаты расчёта.

В качестве тестовой схемы для апробации предложенных методов используется 19 узловая схема Иркутской энергосистемы (приложение 2).

Для включения в модель вместо СК были использованы СТАТКОМы, представленные четырьмя блоками инверторов (БИ) по 25 Мвар каждый. СТАТКОМ смоделирован на низкой стороне АТ подстанции «Иркутская» (узлы 17-19).

В состав каждого СТАТКОМа входят:

Для ограничения токов КЗ и обеспечения работы инверторов напряжения в режиме источников регулируемого тока на входе каждой фазы устанавливают реактор. Его мощность составляет не менее 20 % мощности БИ, что обеспечивает необходимые коэффициенты несинусоидальности тока и напряжения в точке подключения и на шинах ВН подстанции.

Блок инвертора – трехфазный мостовой инвертор, выполненный на мощных IGBT-приборах при трехуровневой NPC схеме с емкостным накопителем. Каждое плечо инвертора состоит из последовательно соединённых приборов, один из которых избыточный. Полная номинальная мощность каждого БИ составляет 56 МВА на напряжении 10,5кВ. При этом номинальная активная мощность каждого БИ составляет 50 МВт, номинальная реактивная – 25 Мвар. В режиме форсировки (10 сек) мощность блока может быть увеличена до 35 Мвар. Каждый БИ оснащен индивидуальным выключателем для отключения блока при его отказе или срабатывании защит [116].

Результаты сравнительных расчётов с моделированием СТАТКОМов и СТК приведены в таблице 2.16. Из неё следует, что результаты расчетов при включении двух разных устройств регулирования реактивной мощности практически совпадают (в пределах заданной точности расчета).

Таблица 2.16.

Результаты расчётов

Узел №	$U_{изм}$ кВ	U_{OC} кВ	δ град	$P_{изм}$ МВт	P_{OC} МВт	$Q_{изм}$ Мвар	Q_{OC} Мвар	b мксим	α рад
Расчёт со СТАТКОМ									
16	224	224	-8,1	-394	-394	-397	-397	-	-
17	10,5	10,5	-8,2	0	0	0	0	-	-
18	10,5	10,5	-8,2	0	0	0	0	-	-
19	10,5	10,5	-8,2	0	0	0	0	-	-
177	-	10,5	-8,2	-	0	-	-14,8	-	-
188	-	10,5	-8,2	-	0	-	-14,8	-	-
199	-	10,5	-8,2	-	0	-	-14,8	-	-
Расчёт с СТК									
16	224	224	-8,1	-394	-395	-397	-397		
17	10,5	10,51	-8,2	-	0	-	-15,1	0,137	-1,085
18	10,5	10,51	-8,2	-	0	-	-15,1	0,137	-1,085
19	10,5	10,51	-8,2	-	0	-	-15,1	0,137	-1,085

Анализ алгоритмов показывает, что для моделирования СТАТКОМ требуется включение в вектор состояния дополнительных компонентов. Это позволяет определять угол управления, α в темпе процесса технологического управления. Полученные в расчёте инъекции реактивной мощности совпадают с величиной Q по СК в базовом режиме. СТАТКОМ моделируется дополнительной ветвью в узле установки СТАТКОМа с источником напряжения. Алгоритм легко реализуем с минимальными трудозатратами и может быть использован практически в любом ПВК оценивания состояния (Космос, АНАРЭС, Оценка и др.) без изменения кода программы и введения новых компонентов в вектор состояния, как при включении модели СТК в задачу ОС ЭЭС.

Проведенные расчёты показывают, что СТАТКОМ работает в индуктивном режиме и компенсирует избыточную реактивную мощность, генерируемую ВЛ

500 кВ «Братск-Иркутск», поддерживая тем самым заданные напряжения на шинах 220 кВ ПС «Иркутская» (узел, таблица 2.16).

СТАТКОМ обладает рядом существенных преимуществ перед СК:

- сравнительно недороги в эксплуатации;
- очень компактные;
- не требуют дорогого и взрывоопасного охлаждения водородом при мощности, сопоставимой с мощностью СК;
- отсутствуют движущиеся детали;
- высокое быстродействие позволяет в режиме реального времени изменять требуемые параметры режима.

СТАТКОМ может практически мгновенно изменять целый ряд параметров режима. Использование СТАТКОМа на ПС «Иркутская» позволит не только повысить $\cos \varphi$, но и по сути заменить РПН на АТ-связи ОРУ 500 кВ и управлять режимом не только на ПС «Иркутская», но и на ТЭЦ-10, которая непосредственно связана с ПС «Иркутская», что позволит не использовать турбогенераторы для регулирования генерации или потребления реактивной мощности. В связи с тем, что ПС «Иркутская» – это самая большая подстанция не только в Иркутской энергосистеме, но и в стране, режим её работы в значительной степени влияет на режим работы не только всей энергосистемы Иркутской области, но и Сибири.

2.2.3. Вставка постоянного тока на преобразователях напряжения

До недавнего времени модели ВПТ не включались в задачу ОС. В последние годы такие исследования активно осуществляются в зарубежных странах. В России исследования в этой области находятся в начальной стадии [117,118].

Как было показано в [8], ВПТ в схеме замещения при расчете УР может быть представлена упрощённой или полной моделью.

В упрощенной модели при расчете установившегося режима преобразователи вставки постоянного тока необходимо эквивалентировать PU

узлами с активной мощностью: P – положительной для инвертора и отрицательной для выпрямителя – и заданным диапазоном реактивной мощности $Q_{min}(P) \leq Q \leq Q_{max}(P)$, которые определяются по следующим формулам:

$$Q_{max}(P) = Q_{\Pi min}(P) + Q_{\Phi KY_выпр}(P), \quad (2.45)$$

$$Q_{min}(P) = Q_{\Pi max}(P) + Q_{\Phi KY_номп}(P), \quad (2.46)$$

где $Q_{\Pi max}(P)$ – максимальная реактивная мощность, потребляемая преобразователем (определяется по универсальной энергетической характеристике, приведенной в [119, 120]), $Q_{\Phi KY_номп}(P)$ – максимальная реактивная мощность, потребляемая компенсатором, $Q_{\Pi min}(P)$ – минимальная реактивная мощность, потребляемая преобразователем (определяется по универсальной энергетической характеристике, приведенной в [119, 120]), $Q_{\Phi KY_выпр}(P)$ – максимальная реактивная мощность, вырабатываемая компенсатором.

Реактивная мощность преобразователя определяется отдельно для каждого конкретного случая. В результате расчета определяется то значение реактивной мощности внутри заданного диапазона, которое требуется для обеспечения режима по напряжению. При расчете ППТ в алгоритме необходимо также учесть потери активной мощности в передаче. Данный алгоритм позволяет приближенно учесть ППТ при расчете УР и может быть без особых трудозатрат реализован в АПК управления нормальными и аварийными режимами большого ОЭС.

Полная модель ВПТ (HVDC) при расчете УР, предложенная в работах [8], [14], может использоваться для моделирования ВПТН.

Выше было отмечено, что ВПТН, использующие в качестве выпрямителей GTO, IGCT или IGBT структуры, обладают широкими возможностями управления параметрами режима, и в дополнение к функции управления активной мощностью оба преобразователя могут функционировать как устройства СТАТКОМ. Уравнения установившегося режима для ВПТН схожи с

уравнениями, описывающими поведение устройств СТАТКОМ. Схема ВПТН может быть представлена в следующем виде [14] (рисунок 2.6.).

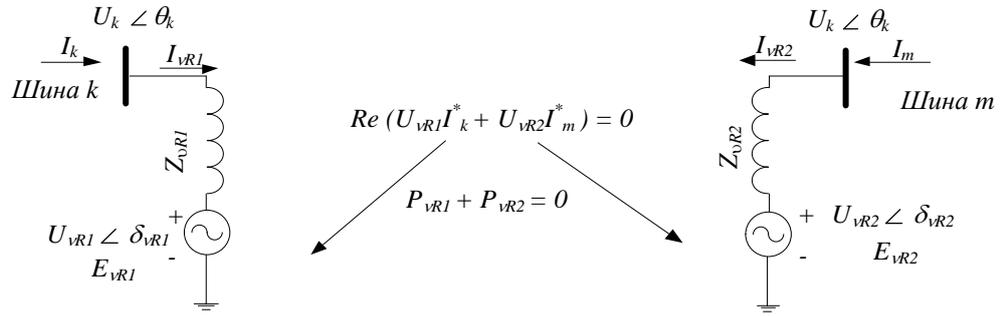


Рисунок 2.6. Схема ВПТН

Предполагается, что переток активной мощности направлен от шины k (выпрямитель) к шине m (инвертор). Для шины k можно записать следующий набор уравнений:

$$P_k = U_k^2 G_{vR1} + U_k U_{vR1} [G_{vR1} \cos(\theta_k - \delta_{vR1}) + B_{vR1} \sin(\theta_k - \delta_{vR1})] \quad (2.47)$$

$$Q_k = -U_k^2 B_{vR1} + U_k U_{vR1} [G_{vR1} \sin(\theta_k - \delta_{vR1}) - B_{vR1} \cos(\theta_k - \delta_{vR1})]$$

Уравнения потоков мощности выпрямителя запишутся следующим образом:

$$P_{vR1} = U_{vR1}^2 G_{vR1} + U_{vR1} U_k [G_{vR1} \cos(\delta_{vR1} - \theta_k) + B_{vR1} \sin(\delta_{vR1} - \theta_k)] \quad (2.48)$$

$$Q_{vR1} = -U_{vR1}^2 B_{vR1} + U_{vR1} U_k [G_{vR1} \sin(\delta_{vR1} - \theta_k) - B_{vR1} \cos(\delta_{vR1} - \theta_k)]$$

Аналогично, уравнения для шины m выглядят следующим образом:

$$P_m = U_m^2 G_{vR2} + U_m U_{vR2} [G_{vR2} \cos(\theta_m - \delta_{vR2}) + B_{vR2} \sin(\theta_m - \delta_{vR2})] \quad (2.49)$$

$$Q_m = -U_m^2 B_{vR2} + U_m U_{vR2} [G_{vR2} \sin(\theta_m - \delta_{vR2}) - B_{vR2} \cos(\theta_m - \delta_{vR2})]$$

Уравнения потоков мощности инвертора:

$$P_{vR2} = U_{vR2}^2 G_{vR2} + U_{vR2} U_m [G_{vR2} \cos(\delta_{vR2} - \theta_m) + B_{vR2} \sin(\delta_{vR2} - \theta_m)] \quad (2.50)$$

$$Q_{vR2} = -U_{vR2}^2 B_{vR2} + U_{vR2} U_m [G_{vR2} \sin(\delta_{vR2} - \theta_m) - B_{vR2} \cos(\delta_{vR2} - \theta_m)]$$

Уравнения (2.47)-(2.50) необходимо дополнить уравнением, описывающим процесс передачи активной мощности по ВПТ:

$$P_{vR1} + P_{vR2} = 0 \quad (2.51)$$

Таким образом, если для описания поведения системы, не содержащей ВПТН, требуется $2(n-1)$ уравнений (где n – количество узлов в схеме), то при

добавлении одного ВПТН устройства данный набор уравнений должен быть дополнен, в общем случае, пятью уравнениями, которые включают по 2 уравнения для каждого из преобразователей (2.47)–(2.50) и одно уравнение, описывающее процесс передачи активной мощности по ВПТ (2.51).

Выпрямитель и инвертор способны контролировать инъекцию активной мощности на шинах переменного тока. Для приведенного набора уравнений (2.47)–(2.50) один из преобразователей должен являться ведущим, а второй – ведомым. В общем случае необходим, по крайней мере, один ведущий преобразователь. Кроме того, оба преобразователя в состоянии контролировать амплитуду напряжения или инъекцию реактивной мощности на шинах переменного тока. Подробное описание использования уравнений (2.47) – (2.50) для целей моделирования устройств ВПТН дано в [14].

Рассмотрим, как можно реализовать рассмотренные подходы в задаче оценивания состояния ЭЭС.

Моделирование ВПТ при ОС ЭЭС.

При постановке задачи оценки состояния узлы не делятся на узлы PQ – типа и PU – типа, как при расчете УР. Поэтому для включения в задачу ОС будем использовать полную модель ВПТН.

На рисунке 2.7 (а) показана линия с расчетными параметрами УР, в которую включается ВПТН. Переток активной мощности направлен из узла j к узлу i .

Как было показано выше, ВПТН может быть представлена двумя источниками напряжения [117]. Каждый источник напряжения подключен к системе переменного тока через трансформатор. ВПТН моделируется на подстанции узла j , к которому подключается две ветви, моделирующие трансформатор и выпрямитель. Для подключения инвертора в схему добавляется узел k , к которому также подключены две ветви, моделирующие трансформатор и инвертор. На рисунке 2.7 (б) показана эквивалентная схема после включения ВПТН.

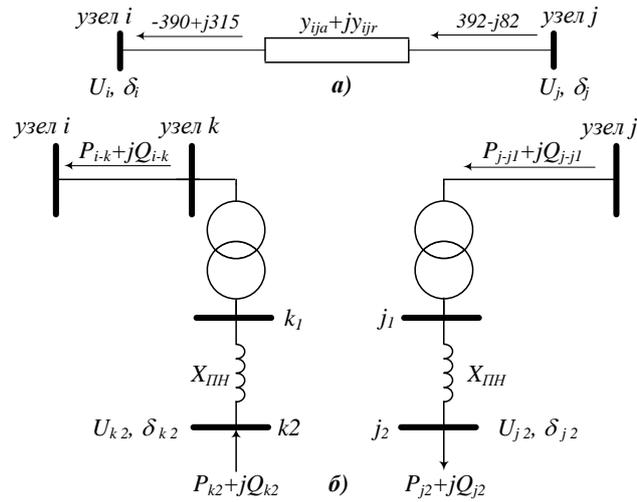


Рисунок 2.7. Схема включения ВПТН для ОС ЭЭС

а) - линия с расчетными параметрами; б) - эквивалентная схема

В конечном счете, ОС сводится к расчету оценок вектора состояния - комплексов узловых напряжений, по которым затем вычисляются перетоки мощностей по линиям и инъекции мощностей в узлах. Уравнения для расчета перетоков по линиям, показанным на рисунке 2.7, аналогичны уравнениям расчета перетоков выпрямителя и инвертора (2.47)-(2.50) при расчёте УР. Запишем их в привычных для ОС обозначениях, принятых в приложении 1 [1] для линии $i - j$, показанной на рисунке 2.7 (а), без учета поперечных проводимостей линии и коэффициентов трансформации:

$$\begin{aligned} P_{i-j} &= U_i^2 y_{ija} + U_i U_j [y_{ijr} \sin(\delta_i - \delta_j) - y_{ija} \cos(\delta_i - \delta_j)] \\ Q_{i-j} &= U_i^2 y_{ijr} + U_i U_j [y_{ijr} \cos(\delta_i - \delta_j) - y_{ija} \sin(\delta_i - \delta_j)] \end{aligned} \quad (2.52)$$

Инъекции мощностей для узла i вычисляются по формулам (П1.2), (П1.3) приведённым в приложении 1 при $P_{gi} = P_{li} = g_i = 0$; $Q_{gi} = Q_{li} = b_i = 0$:

$$\begin{aligned} P_i &= \sum_{j \in \omega_i} P_{i-j}; \\ Q_i &= \sum_{j \in \omega_i} Q_{i-j}. \end{aligned} \quad (2.53)$$

где ω_i - множество узлов, смежных i - му;

Для моделирования ВПТН дополнительно вводится уравнение (2.51), связывающее параметры режима, которое легко учитывается в форме равенства с помощью метода КУ. Уравнение (2.51) задается при этом как дополнительное КУ.

Остановимся более подробно на алгоритме моделирования ВПТН при ОС и алгоритме расчёта:

1. В линию, на одной из подстанций которой (узел j) моделируется ВПТН, добавляется узел для подключения трансформатора и ПН (узел k на рисунке 2.38(б)).
2. К узлам j и k присоединяются ветви $j-j_1$ и $k-k_1$, моделирующие понижающие трансформаторы, и ветви j_1-j_2 и k_1-k_2 , моделирующие преобразователи напряжения инвертора и выпрямителя.
3. Параметры ветвей j_1-j_2 и k_1-k_2 : активное сопротивление $r=0$ Ом, величина реактивного сопротивления x определяется аналогично x ПН, по формуле, приведенной в [14]:

$$x = \frac{K_{CT} U_{уст}^2}{Q_{ном}} \quad (2.54)$$

где $Q_{ном}$ – номинальная мощность ПН, $U_{уст}$ – номинальное напряжение ПН, K_{CT} – коэффициент статизма (принят равным 4,29% в нашем примере).
Вычисленное значение $x=0,0260$ Ом.

4. Узлы k, k_1, j_1 задаются транзитными, в них инъекции активной и реактивной мощности нулевые.
5. Значение перетока активной мощности, вытекающего из узла j , задается измерениями инъекции в узле j_2 (нагрузкой) и в узле k_2 с противоположным знаком (генерацией).
6. В систему КУ включается дополнительное контрольное уравнение:

$$P_{j_2} + P_{k_2} = 0 \quad (2.55)$$

7. Поскольку параметры управления преобразователей напряжения U_{k_2} , δ_{k_2} и U_{j_2} , δ_{j_2} являются компонентами вектора состояния, то существенных модификаций самого алгоритма ОС не требуется.
8. Выполняется процедура ОС. В процессе расчета определяются инъекции реактивной мощности, протекающие по ПН.

9. Для узлов k_2 и j_2 проверяется условие:

$$I_{min} < I_{ПН} < I_{max} \quad (2.56)$$

Контроль условия:

$$U_{min} < U_{ПН} < U_{max} \quad (2.57)$$

для узлов k_2 и j_2 выполняется в процессе решения задачи ОС.

9.1. Если условие (2.56) выполняется, то переход на п. 10.

9.2. Если условие (2.56) не выполняется, то работает алгоритм учета ограничений в форме неравенств на неизмеренные переменные, реализованный в ПВК "Оценка" [29].

10. Окончание расчёта.

Результаты расчёта.

В качестве тестовой схемы для апробации предложенных методов используется 19-узловая схема Иркутской энергосистемы, приведённая в приложении 2.

ВПТН смоделирована на системосвязующей ПС «Камала», рисунок 2.8 (узел 12 в исходной схеме). С этой целью на ПС «Камала» добавлен узел 22. Для моделирования понижающих трансформаторов 500/10,5 кВ мощностью 630 МВА в схему добавлены узлы 112, 122 и ветви 12-112, 22-122, для моделирования преобразователей напряжений - узлы 1112, 1122 и ветви 112-1112, 122-1122.

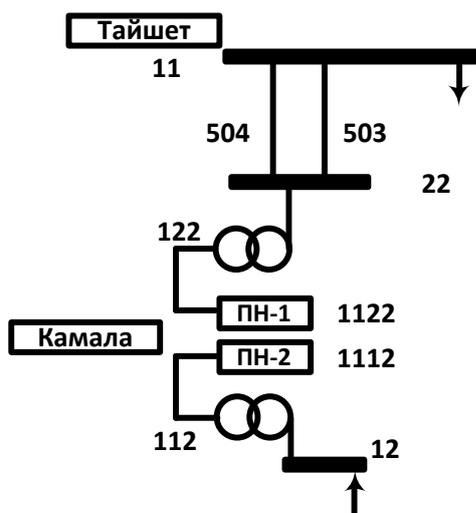


Рисунок 2.8. 19-ти узловой фрагмент схемы Иркутской энергосистемы

Для включения в схему были использованы блоки, собранные из 8-и преобразователей напряжения. Полная номинальная мощность каждого ПН составляет 56 МВА на напряжении 11 кВ. При этом номинальная активная мощность каждого ПН составляет 50 МВт, номинальная реактивная - 25 Мвар. Суммарная полная номинальная мощность блока из 8-ми ПН – 448 МВА. Блок ПН–1 работает в режиме выпрямителя, а блок ПН–2 в режиме инвертора. В зависимости от направления перетока активной мощности по линии 11-12 они могут выполнять функции или инвертора, или выпрямителя.

Полученные результаты ОС представлены в таблицах 2.17, 2.18

Таблица 2.17.

Результаты ОС с моделью ВПТН по узлам

Узел №	$U_{изм}$ кВ	$U_{ОС}$ кВ	δ град	$P_{изм}$ МВт	$P_{ОС}$ МВт	$Q_{изм}$ Мвар	$Q_{ОС}$ Мвар
12	512	512	0	-	392	-	-82
112	11	11	-5,4	0	0	0	0
1112	-	11,3	-10,0	-391	-391	-	156,4
22	512	511,8	4,8	0	0	0	0
122	11	10,0	10,8	0	0	0	0
1122	-	9,4	17,0	391	391	-	-197

Таблица 2.18

Результаты ОС с моделью ВПТН по связям

Связь	Цепь №	P_{i-j}	Q_{i-j}	P_{j-i}	Q_{j-i}
Базовый режим					
11-12	1	-193,3	-66	195,05	-161
11-12	2	-193,3	-66	195,05	-161
Режим с ВПТН					
11-22	1	-193,25	-73,53	194,98	-157,44
11-22	2	-193,25	-73,53	194,98	-157,44
22-122	-	-390,19	315,14	391,00	-253,80
122-1222	-	-391,00	253,79	391,00	-197,17
12-112	-	391,52	-81,47	-391,00	120,44
112-1112	-	391,00	-120,43	-391,00	156,40

Как видно из таблицы 2.18, при передаче активной мощности через ВПТН величина потерь мощности настолько мала, что ей можно пренебречь (для нашей модели), в то время как режим по реактивной мощности существенно меняется по сравнению с базовым режимом, приведённым в таблице 2.18.

Проверить полученные результаты ОС, показанные в таблице 2.17, можно следующим способом:

- Инвертор (узел 1122) – это ПН, у которого $U_{сетей} > U_{ПН}$.

Согласно полученным расчетам напряжение в сети превышает напряжение ПН-1 ($U_{122(сетей)} = 10кВ$, $U_{1122(ПН-1)} = 9,4кВ$), следовательно, ПН-1 принимает активную мощность из сети ($P_{1122(ПН-1)} = 391МВт$) и отдает реактивную мощность ($Q_{1122(ПН-1)} = -197МВт$).

- Выпрямитель (узел 1112) – это ПН, у которого $U_{сетей} < U_{ПН}$.

Напряжение в сети ниже напряжения ПН-2 ($U_{112(сетей)} = 11кВ$, $U_{1112(ПН-1)} = 11,3кВ$), следовательно, ПН-2 выдаёт активную мощность из сети ($P_{1112(ПН-1)} = -391МВт$) и получает реактивную мощность ($Q_{1112(ПН-1)} = 156,4МВт$).

Так же должно выполняться следующее равенство ограничение:

$$P_{инвер} + P_{выпр} = 0 \quad (2.58)$$

Принимая во внимание, что ПН-1 это инвертор, а ПН-2 это выпрямитель, то можно сказать, что данное равенство выполняется.

ВПТ моделируется двумя ПН, подключенными через трансформаторы, т.е. дополнительными ветвями и узлами в схеме замещения сети. Параметры управления преобразователей напряжения включаются в вектор состояния наряду с обычными компонентами - модулями и фазовыми углами напряжений. Поэтому существенных модификаций самого алгоритма ОС не требуется. Алгоритм легко реализуем с минимальными трудозатратами и может быть включен практически в любом ПВК оценивания состояния (Космос, АНАРЭС, Оценка и др.).

Однако стоит отметить, что регулируемая автоматическая ВПТ является сложным нелинейным элементом, что может повлиять на сходимость итерационного процесса при расчете УР и ОС ЭЭС. Это обстоятельство предъявляет жесткие требования к адекватности математических моделей ВПТ и надёжности алгоритмов расчёта режимов.

2.2.4. Объединённый регулятор перетоков мощности

Вопросы моделирования ОРПМ при расчете УР широко освещены в зарубежной и отечественной научной литературе [14, 11, 60].

При моделировании для расчёта УР ОРПМ представляется двумя преобразователями напряжения, один включен последовательно - ПН₂, другой параллельно - ПН₁ (рисунок 2.9). Каждый источник напряжения подключен к системе переменного тока с помощью трансформатора. Последовательный трансформатор моделируется ветвью, включенной в рассечку, и дополнительным узлом i' . ПН₁ можно представить как источник напряжения за некоторым шунтом $X_{ПН_1}$ (рисунок 2.9ё), проводимость которого в о.е. задается равной статизму характеристики ПН [8, 14].

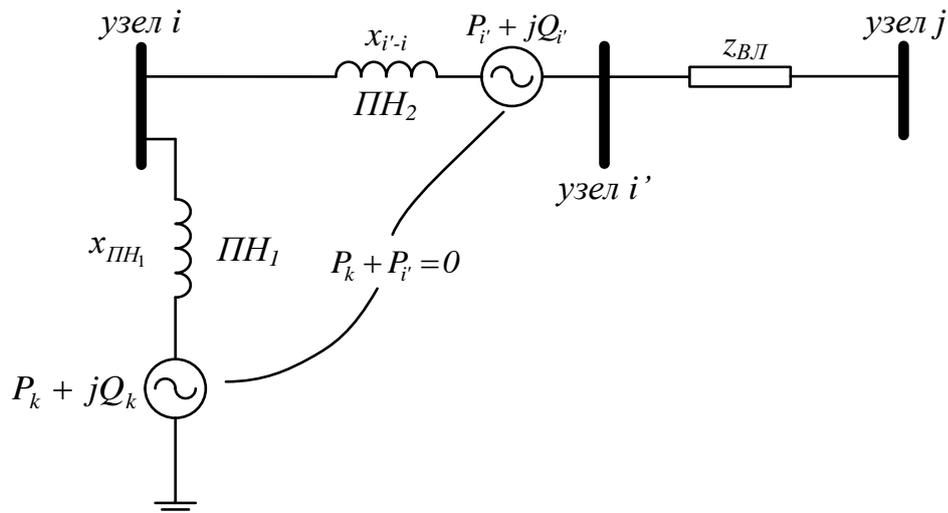


Рисунок 2.9. Схема включения ОРПМ при расчёте УР

Для связи постоянного тока между ПН₁ и ПН₂, пренебрегая потерями активной мощности, необходимо добавить уравнение, описывающее процесс передачи активной мощности:

$$P_k + P_l = 0 \quad (2.59)$$

Низкая сторона (узел k) возбуждающего трансформатора, к которой присоединен ПН₁, рассматривается как *PU – узел* с активной мощностью. В случае достижения предельного значения генерации реактивной мощности *PU – узел* заменяется *PQ – узлом*. Для возбуждающего трансформатора модуль комплексного коэффициента трансформации $K_{i-j} \neq 1$ и угол $\alpha_{i-j} = 0$. Второй ПН₂ задаётся аналогичным образом с той лишь разницей, что он подключается к дополнительному узлу последовательного трансформатора, который задаётся как ВДТ с модулем коэффициента трансформации $K_{i-j} = 1$ и углом $\alpha_{i-j} \neq 0$.

Очень часто схему замещения упрощают и ПН₂ объединяют с последовательным трансформатором для использования единых параметров в дальнейших расчётах.

Реактивная мощность для ПН₁ и ПН₂ определяется отдельно в каждом конкретном случае. В результате расчета определяется то значение реактивной мощности внутри заданного диапазона, которое требуется для обеспечения режима по напряжению. ПН₁, подключенный на питающую шину через понижающий трансформатор, и ПН₂, подключенный последовательно через ВДТ, способны контролировать инъекцию активной мощности на шинах переменного тока. Совместное использование ПН₁ и ПН₂ позволяет контролировать амплитуду напряжения или инъекцию реактивной мощности на шинах переменного тока.

До недавнего времени модели ОРПМ не включались в задачу ОС. В последние годы такие исследования активно осуществляются в зарубежных странах [21, 22].

Рассмотрим, как можно реализовать модели ОРПМ, предложенные для решения задачи расчёта УР, в задаче оценивания состояния ЭЭС.

На рисунке 2.10 показана схема ветви $i-j$ с включённым у узла i ОРПМ. Уравнения для расчета перетоков по линиям аналогичны уравнениям, описывающим этот процесс при расчёте УР. Запишем их в привычных для ОС обозначениях, приведенных в приложении 1, для ветвей, показанных на рисунке 2.10.

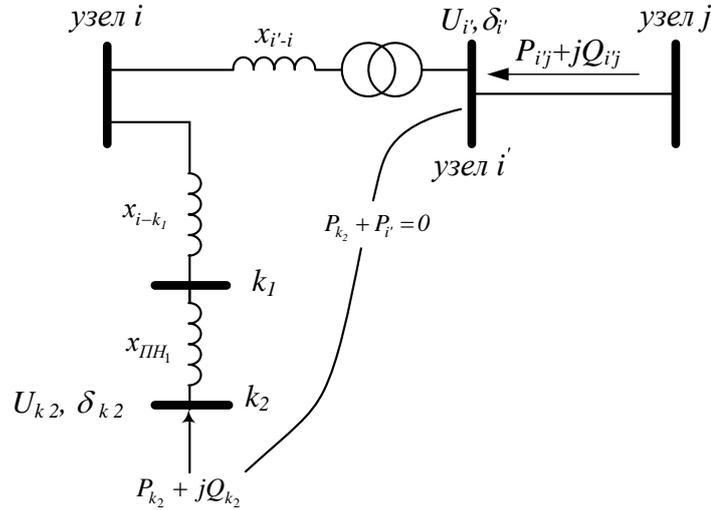


Рисунок 2.10. Схема включения ОРПМ для задачи ОС

Для ветви $i-i'$ при:

$$y_{a_{i-i'}} = 0; \quad y_{r_{i-i'}} = y_r; \quad y_{a_{iii'}} = y_{r_{iii'}} = 0 \quad (2.60)$$

$$K_{i-i'} = 1, \quad \alpha_{i-i'} = 0 \quad \text{и} \quad K_{i'-i} = 1, \quad \alpha_{i'-i} \neq 0 \quad (2.61)$$

$$\begin{aligned} P_{i-i'} &= U_i U_{i'} \sin(\delta_i - \delta_{i'}) y_r = U_{i1} U_{i'} \sin(\delta_i - (\delta_i + \alpha_{i-i'})) y_r \\ &= U_i U_{i'} (\sin \alpha_{i-i'}) y_r \end{aligned} \quad (2.62)$$

$$\begin{aligned} Q_{i-i'} &= U_i^2 y_r - U_i U_{i'} \cos(\delta_i - \delta_{i'}) y_r = U_i^2 y_r - U_i U_{i'} \cos(\delta_i - (\delta_i - \alpha_{i-i'})) y_r \\ &= U_i^2 y_r - U_i U_{i'} \cos(\alpha_{i-i'}) y_r \end{aligned} \quad (2.63)$$

$$P_{i'-i} = U_{i'} U_i \sin(\alpha_{i'-i}) y_r \quad (2.64)$$

$$Q_{i'-i} = U_{i'}^2 y_r - U_i U_{i'} \cos(\alpha_{i'-i}) y_r \quad (2.65)$$

Для ветви $i-k_1$ при:

$$y_{a_{i-k_1}} = 0; \quad y_{r_{i-k_1}} = y_r; \quad y_{a_{iik_1}} = y_{r_{iik_1}} = 0 \quad (2.66)$$

$$K_{i-k_1} = 1, \quad \alpha_{i-k_1} = 0 \quad \text{и} \quad K_{k_1-i} \neq 1, \quad \alpha_{k_1-i} = 0 \quad (2.67)$$

$$P_{i-k_1} = U_i U_{k_1} \sin(\delta_i - \delta_{k_1}) y_r \quad (2.68)$$

$$Q_{i-k_1} = U_i y_r - U_i U_{k_1} \cos(\delta_i - \delta_{k_1}) y_r \quad (2.69)$$

$$P_{k_1-i} = U_i U_{k_1} K_{k_1-i} \sin(\delta_{k_1} - \delta_i) y_r \quad (2.70)$$

$$Q_{k_1-i} = U_{k_1}^2 K_{k_1-i} y_r - U_{k_1} U_i K_{k_1-i} \cos(\delta_{k_1} - \delta_i) y_r \quad (2.71)$$

Для ветви k_1-k_2 :

$$P_{k_1-k_2} = U_{k_1} U_{k_2} \sin(\delta_{k_1} - \delta_{k_2}) y_r \quad (2.72)$$

$$Q_{k_1-k_2} = U_{k_1}^2 y_r - U_{k_1} U_{k_2} \cos(\delta_{k_1} - \delta_{k_2}) y_r \quad (2.73)$$

$$P_{k_2-k_1} = U_{k_2} U_{k_1} \sin(\delta_{k_2} - \delta_{k_1}) y_r \quad (2.74)$$

$$Q_{k_2-k_1} = U_{k_2}^2 y_r - U_{k_2} U_{k_1} \cos(\delta_{k_2} - \delta_{k_1}) y_r \quad (2.75)$$

Инъекции мощностей для узла k_2 вычисляются по формуле (2.52).

При моделировании устройств FACTS возникают дополнительные уравнения, связывающие параметры режима этих устройств. Для ОРПМ это уравнение:

$$P_{k_2} + P_{i'} = 0 \quad (2.76)$$

Метод КУ позволяет легко учитывать ограничения в форме равенств, записанные в виде КУ. Поэтому уравнение (2.76) задается в виде дополнительного КУ.

Остановимся более подробно на алгоритме моделирования ОРПМ при ОС и алгоритме расчёта:

1. Для установки ОРПМ выбирается узел i - это точка подключения ОРПМ. Как правило, это узел, генерирующий мощность.
2. У узла i задаётся дополнительный узел i' и ветвь $i-i'$, моделирующая ВДТ, а узел i' моделирует точку подключения ПН₂.
3. Параметры ветви $i-i'$: активное сопротивление $r=0$ Ом, величина реактивного сопротивления x определяется расчётным путем из опыта короткого замыкания [121]:

$$x_{сер} = \frac{U_{кз}}{100\%} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S} \quad (2.77)$$

где $U_{кз}$ – напряжение к.з. ВДТ (в нашем примере 10,8%), $U_{ном}$ – номинальное напряжение ВДТ (515кВ), S – номинальная мощность трансформатора (630 МВА). В нашем примере $x = 45,467$ Ом.

4. Параметры ветви $i-k$: активное сопротивление $r = 0$ Ом, величина реактивного сопротивления x определяется параметрами возбуждающего трансформатора, $K_{i-k} = 0,021$.
5. Параметры ветви k_1-k_2 : активное сопротивление $r = 0$ Ом, величина реактивного сопротивления x определяется коэффициентом статизма $K_{СТ}$ ПН₁ и вычисляется по формуле:

$$x = \frac{K_{СТ} U_{уст}^2}{Q_{ном}}, \quad (2.78)$$

где $Q_{ном}$ – номинальная мощность ПН₁ (в нашем примере 300Мвар), $U_{уст}$ – номинальное напряжение ПН₁ (11кВ), $K_{СТ}$ – коэффициент статизма (4,29%). В нашем примере $x = 0,017$ Ом.

6. Узлы i' и k_1 задаются транзитными, в них инъекции активной и реактивной мощности нулевые.
7. Поскольку параметры управления преобразователей напряжения U_{k_2} , δ_{k_2} и $U_{i'}$, $\delta_{i'}$ являются компонентами вектора состояния, то существенных модификаций самого алгоритма ОС не требуется.
8. Выполняется процедура ОС. В процессе расчета определяются инъекции реактивной мощности, протекающие по ПН $Q_{ПН}$.
9. Зная $Q_{ПН}$ и $U_{ПН}$, можно вычислить $I_{ПН}$. Проверяется условие:

$$I_{min} < I_{ПН} < I_{max} \quad (2.79)$$

Контроль условия:

$$U_{min} < U_{ПН} < U_{max} \quad (2.80)$$

выполняется в процессе решения задачи ОС.

9.1. Если условие (2.79) выполняется, то переход на п. 10.

9.2. Если условие (2.79) не выполняется, то работает алгоритм учета

ограничений в форме неравенств на неизмеренные переменные, реализованный в ПВК "Оценка" [28].

10. Окончание расчёта.

Результаты расчёта.

В качестве тестовой схемы для апробации предложенной модификации метода ОС была использована 19 узловая схема, представляющая фрагмент Иркутской энергосистемы (приложение 2). ОРПМ смоделирован на ВЛ транзита «Братск – Иркутск» у узла 6 (Рисунок 2.11). Для моделирования ВДТ поперечного регулирования мощностью 630 МВА в схему добавлен узел 20 и ветвь 6-20. Для моделирования понижающего трансформатора и ПН₂ добавлены узлы 21, 22 и ветви 6-21 и 21-22.

Для включения в схему использованы ПН, собранные из 12 блоков. Мощности каждого блока 50 МВт и 25 Мвар на напряжении 11 кВ. Суммарная мощность каждой сборки ПН: 650 МВт – активная и 300 Мвар – реактивная.

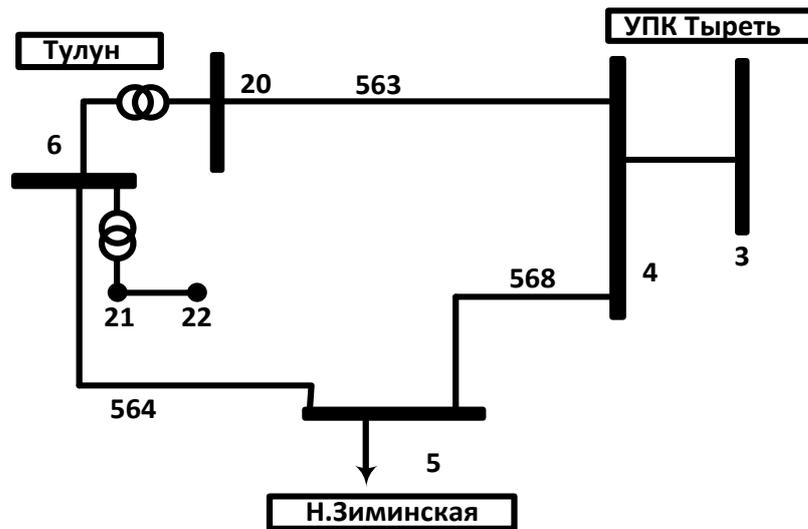


Рисунок 2.11. Фрагмент схемы Иркутской энергосистемы с включённым ОРПМ

Как отмечалось выше, режим работы ОРПМ зависит от угла $\Delta\delta$ (рисунок 1.25). Изменение этого угла позволяет работать в режимах различных устройств FACTS (СТАТКОМ, ФПУ, УУПК), при этом плавно изменяя основные параметры режима. Результаты расчётов по узлам для всех режимов работы ОРПМ в задаче ОС ЭЭС показаны в таблице 2.19, по ветвям – в таблице 2.20.

Результаты ОС с моделью ОРПМ по узлам

Узел №	Название	$U_{изм}$	$U_{ос}$	δ	$P_{изм}$	$P_{ос}$	$Q_{изм}$	$Q_{ос}$
		кВ	кВ	град	МВт	МВт	Мвар	Мвар
ОРПМ в режиме ФПУ								
1	Ключи	503	504,3	-5,5	-206	-206	-29	3
2	Иркутская	498	498,1	-5,6	0	0	0	0
3	Тыреть	-	517,2	-1,7	0	0	0	0
4	Тыреть	515	515,4	-5,2	0	0	0	0
20	ВДТ (Т2)	-	511,2	-0,5	-	-171	-	0
21	Т1	-	10,7	-2	0	0	0	0
22	ПН ₁	-	10,7	-0,5	-	171	-	16
5	Н. Зиминская	516	515,8	-4,6	-168	-168	-76	-76
6	Тулун	512	509,2	-4,1	0	0	-	0
ОРПМ в режиме УУПК								
1	Ключи	503	503,8	-6,0	-206	-206	-29	-36
2	Иркутская	498	498,1	-6,2	0	0	0	0
3	Тыреть	-	519,2	-2,3	0	0	0	0
4	Тыреть	515	515,4	-5,7	0	0	0	0
20	ВДТ (Т2)	-	514,1	-1,8	-	-105	-	0
21	Т1	-	10,8	-2,7	0	0	0	0
22	ПН ₁	-	10,8	-1,8	-	105	-	24
5	Н. Зиминская	516	515,9	-4,9	-168	-168	-76	-76
6	Тулун	512	510,0	-4,0	0	0	-	0
ОРПМ в режиме СТАТКОМ								
1	Ключи	503	503,2	-7,4	-206	-206	-29	-74
2	Иркутская	498	498,1	-7,6	0	0	0	0
3	Тыреть	-	521,2	-3,7	0	0	0	0
4	Тыреть	515	515,5	-7,1	0	0	0	0
20	ВДТ (Т2)	-	517	-5,0	-	64	0	0
21	Т1	-	10,8	-4,5	0	0	0	0
22	ПН ₁	-	10,9	-5,0	-	-64	0	33
5	Н. Зиминская	516	516	-5,8	-168	-167	-76	-76
6	Тулун	512	511,1	-3,7	0	0	-	0

ОРПМ в режиме ФПУ.

В базовом режиме (Приложение 2) угол между векторами напряжения в линии 6-4 составляет $\delta_6 - \delta_4 = 2,8^\circ$. При работе ОРПМ в режиме ФПУ с $K_{i'-i} = 1 - j0,171$ в узле подключения ПН₂ (узел 20) был получен угол напряжения $\delta_{20} = -0,5^\circ$. Кроме того, изменились углы в узлах 6 и 4 ($\delta_6 = -4,1^\circ$ и $\delta_4 = -5,2^\circ$). В результате угол между векторами напряжения в линии 20-4 составил $\delta_{20} - \delta_4 = 4,7^\circ$, что привело к перераспределению перетоков по линиям, передающим мощность в узел 4. Переток по линии 4-6 увеличился с -263 МВт до -443 МВт, а переток по линии 4-5 уменьшился с -342 МВт до -164 МВт.

ОРПМ в режиме УУПК.

ОРПМ можно перевести в режим работы УУПК, изменив угол $\delta_{ПН_2}$ на величину, при которой вектор напряжения $U_{i'}$ будет повернут на 90° к вектору тока в линии, для этого задаем $K_{i'-i} = 1 - j0,122$. При этом в узле подключения ПН₂ стал равным $\delta_{20} = -1,8^\circ$. Соответственно изменились углы в узлах 6 и 4 ($\delta_6 = -4,0^\circ$ и $\delta_4 = -5,7^\circ$), т.е. угол между векторами напряжения в линии 20-4 составил $\delta_{20} - \delta_4 = 3,9^\circ$. Вследствие этого увеличилась пропускная способность линии 6-4, т.е. электрически она станет «короче». Переток по линии 4-6 увеличился с -263 МВт до -374 МВт, а переток по линии 4-5 уменьшился с -342 МВт до -232 МВт.

ОРПМ в режиме СТАТКОМа.

ОРПМ можно перевести в режим работы СТАТКОМа, если угол $\delta_{ПН_2}$ находится в фазе с углом δ_i . При этом ПН₁ будет выдавать в сеть реактивную мощность (33 Мвар) для поддержания заданного уровня напряжения на шинах подстанции (узел 6).

Как было сказано выше, ОРПМ может работать в режимах различных устройств FACTS (СТАТКОМ, ФПУ, УУПК), при этом плавно изменяя основные параметры режима. Работая в режиме ФПУ, ОРПМ управляет перетоками мощности, перераспределяя их по недогруженным ВЛ, тем самым увеличивая

пропускную способность транзитных линий разной длины. В случае резкого увеличения перетока по транзиту до МДП можно достаточно быстро перевести ОРПМ в режим УУПК и поддерживать уровень напряжения по концам транзита на заданном уровне, снижая реактивное сопротивление более длинной ВЛ. Также ОРПМ может работать в режиме СТАТКОМа, что позволяет поддерживать заданный уровень напряжения на шинах подключения и выравнивать $\cos\varphi$, компенсируя реактивную мощность.

По сути, ОРПМ является комплексным устройством, которое может работать в режиме трех устройств FACTS, что дает возможность получить высокую режимную управляемость ЭЭС.

Результаты ОС с моделью ОРПМ по ветвям

Узлы		Название ветвей	Ветви начало						Ветви конца						Параметры			
Начала	Конца		$P_{изм}$	$P_{ос}$	DP	$Q_{изм}$	$Q_{ос}$	DQ	$P_{изм}$	$P_{ос}$	DP	$Q_{изм}$	$Q_{ос}$	DQ	R	X	G	B
			МВт	МВт		Мвар	Мвар		МВт	МВт		Мвар	Мвар		Ом	[Ом]	[мкСм]	[мкСм]
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
ОРПМ в режиме ФПУ																		
1	2	Ключи-Иркутская	56	55	1	172	188	1	-55	-54	1	-215	-232	1	1,295	14,47	1,10	-184,45
1	3	Ключи-УПК Тыреть	-263	-261	1	-200	-185	1	-	263	1	-	-25	1	3,683	67,27	5,32	-879,42
2	3	Иркутская-УПК Тыреть	-340	-340	1	-252	-230	1	-	343	1	-	81	1	3,58	53,21	4,21	-693,91
3	4	УПК Тыреть	-	-607	1	-	-56	1	-	607	1	-	19	1	0,106	-26,30	0	0
4	5	УПК Тыреть-Н.Зиминская	-	-164	1	-	-27	1	344	164	1	-14	-23	1	1,016	14,92	1	-193,47
4	20	УПК Тыреть-ФПУ	-	-443	1	-	8	1	-	446	1	-	-134	1	2,737	47,45	3,75	-617,58
5	6	Н.Зиминская-Тулун	-194	-56	1	6	28	1	-	57	1	-	-155	1	1,958	37,58	2,50	-488,74
6	20	ОРПМ (ВДТ)	-	617	1	-	-66	1	-	-617	1	-	134	1	0	45,467	0	0
21	22	Тр-1	-	-171	1	-	-11	1	-	171	1	-	16	1	0	0,017	0	0
6	21	ПН ₁	-	-171	1	-	-5	1	-	171	1	-	11	1	0	56,875	0	0
5	9	Н.Зиминская-БПП	-312	-276	1	-62	-82	1	326	280	1	-215	-199	1	8,440	92,375	7,020	-1177,169
ОРПМ в режиме УУПК																		
1	2	Ключи-Иркутская	56	54	1	172	168	1	-55	-54	1	-215	-213	1	1,295	14,47	1,10	-184,45
1	3	Ключи-УПК Тыреть	-263	-260	1	-200	-205	1	-	263	1	-	-5	1	3,683	67,27	5,32	-879,42
2	3	Иркутская-УПК Тыреть	-340	-341	1	-252	-249	1	-	344	1	-	101	1	3,58	53,21	4,21	-693,91
3	4	УПК Тыреть	-	-606	1	-	-96	1	-	606	1	-	59	1	0,106	-26,30	0	0
4	5	УПК Тыреть-Н.Зиминская	-	-232	1	-	-26	1	344	232	1	-14	-23	1	1,016	14,92	1	-193,47
4	20	УПК Тыреть-ФПУ	-	-374	1	-	-33	1	-	377	1	-	-105	1	2,737	47,45	3,75	-617,58
5	6	Н.Зиминская-Тулун	-194	-110	1	6	24	1	-	111	1	-	-149	1	1,958	37,58	2,50	-488,74
6	20	ОРПМ (ВДТ)	-	483	1	-	-64	1	-	-483	1	-	104	1	0	45,467	0	0
21	22	Тр-1	-	-105	1	-	-23	1	-	105	1	-	24	1	0	0,017	0	0
6	21	ПН ₁	-	-105	1	-	-20	1	-	105	1	-	23	1	0	56,875	0	0
5	9	Н.Зиминская-БПП	-312	-290	1	-62	-77	1	326	295	1	-215	-201	1	8,440	92,375	7,020	-1177,169

Узлы		Название ветвей	Ветви начало						Ветви конца						Параметры			
Начала	Конца		$P_{изм}$	$P_{ос}$	DP	$Q_{изм}$	$Q_{ос}$	DQ	$P_{изм}$	$P_{ос}$	DP	$Q_{изм}$	$Q_{ос}$	DQ	R	X	G	B
			МВт	МВт		Мвар	Мвар		МВт	МВт		Мвар	Мвар		Ом	Ом	мкСм	мкСм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
ОРПМ в режиме СТАТКОМ																		
1	2	Ключи-Иркутская	56	54	1	172	149	1	-55	-53	1	-215	-194	1	1,295	14,47	1,10	-184,45
1	3	Ключи-УПК Тыреть	-263	-260	1	-200	-223	1	-	263	1	-	-14	1	3,683	67,27	5,32	-879,42
2	3	Иркутская-УПК Тыреть	-340	-341	1	-252	-268	1	-	344	1	-	120	1	3,58	53,21	4,21	-693,91
3	4	УПК Тыреть	-	-606	1	-	-134	1	-	607	1	-	96	1	0,106	-26,30	0	0
4	5	УПК Тыреть-Н.Зиминская	-	-407	1	-	-14	1	344	407	1	-14	-28	1	1,016	14,92	1	-193,47
4	20	УПК Тыреть-ФПУ	-	-199	1	-	-83	1	-	200	1	-	-75	1	2,737	47,45	3,75	-617,58
5	6	Н.Зиминская-Тулун	-194	-250	1	6	22	1	-	250	1	-	-141	1	1,958	37,58	2,50	-488,74
6	20	ОРПМ (ВДТ)	-	136	1	-	-71	1	-	-136	1	-	75	1	0	45,467	0	0
21	22	Тр-1	-	65	1	-	-32	1	-	-65	1	-	33	1	0	0,017	0	0
6	21	ПН1	-	65	1	-	-31	1	-	-65	1	-	32	1	0	56,875	0	0
5	9	Н.Зиминская-БПП	-312	-326	1	-62	-68	1	326	332	1	-215	-201	1	8,440	92,375	7,020	-1177,169

2.3. Выводы

1. Проведено исследование существующих подходов к моделированию устройств FACTS при расчёте УР. Обоснована возможность адаптации существующих моделей для использования в задаче ОС ЭЭС.
2. Разработаны модели управляемых устройств FACTS первого и устройств FACTS второго поколения, не включенных к настоящему времени в задачу ОС ЭЭС в отечественной практике.
3. С точки зрения ускорения вычислительного процесса перспективным направлением представляется включение параметров управления - переменной проводимости и/или угла зажигания тиристоров для ТУПК, УШР, СТК в вектор состояния при ОС. Разработанные алгоритмы идентификации параметров моделей этих устройств легко реализуемы в любом АПК управления нормальными и аварийными режимами с минимальными трудозатратами, не требуют участия оператора и подходят для проведения расчётов ОС ЭЭС в темпе процесса технологического управления.
4. Разработанные модели устройств FACTS для задачи ОС ЭЭС, опробованные на фрагменте сети 500 кВ Иркутской энергосистемы с использованием фактических данных телеметрии, показали высокое быстродействие и хорошую сходимость алгоритмов ОС, что дает возможность их использования для получения оценок в темпе процесса управления ЭЭС.
5. Разработанные модели устройств FACTS соответствуют предъявляемым к ним требованиям со стороны ИЭС. Они позволяют выполнять расчёт ОС ЭЭС в режиме on-line без участия оператора с возможностью получения оценок с шагом 1-5 сек для формирования управляющих воздействий на устройствах FACTS с целью ведения оптимального режима.

ГЛАВА 3. ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ АЛГОРИТМОВ ОС МЕТОДОМ КОНТРОЛЬНЫХ УРАВНЕНИЙ ПРИ ВКЛЮЧЕНИИ МОДЕЛЕЙ УСТРОЙСТВ FACTS В СХЕМУ ЗАМЕЩЕНИЯ

3.1. Модификация алгоритмов решения задачи ОС методом КУ при включении моделей устройств FACTS в схему замещения.

В ИСЭМ СО РАН для решения задачи ОС был разработан ПВК "Оценка", в котором реализованы алгоритмы ОС методом КУ [29, 122]. При ОС методом КУ в список решаемых задач необходимо включить задачу формирования контрольных уравнений.

Включение моделей устройств FACTS, рассмотренных во второй главе - ТУПК, УШР, СТК, СТАТКОМ, ОРПМ, ВПТН, в схему замещения при ОС ЭЭС требует исследования влияния этих моделей на различные аспекты при решении задачи ОС, такие как наблюдаемость, обнаружение грубых ошибок в измерениях, сходимость методов ОС и др. В таблице 3.1 показано к каким изменениям в схеме замещения и в алгоритмах ОС приводит моделирование этих устройств при ОС ЭЭС.

Таблица 3.1

Включение моделей устройств FACTS в схему замещения при ОС ЭЭС

Наименование устройства FACTS	Моделируется в схеме замещения при ОС ЭЭС	Изменения в схеме замещения и в алгоритме ОС
1	2	3
Тиристорно-управляемое устройство продольной компенсации(ТУПК)	Ветвью с переменной реактивной проводимостью	Новые элементы в схему замещения не добавляются В вектор состояния вместо напряжения включается переменная реактивная проводимость ТУПК
Управляемый шунтирующий реактор (УШР)	Шунтом переменной проводимости в узле с фиксированным напряжением. 1 алгоритм: в зависимости от полученного значения проводимости определяется угол зажигания тиристора α	Новые элементы в схему замещения не добавляются Во втором алгоритме в в.с. включается угол зажигания тиристора α

1	2	3
	2 алгоритм: угол зажигания тиристора α включается в вектор состояния для узла подключения УШР	
Статический тиристорный компенсатор (СТК)	Так же, как УШР	Новые элементы в схему замещения не добавляются Во втором алгоритме в в.с. включается угол зажигания тиристора α
Статический компенсатор реактивной мощности (СТАТКОМ)	Моделируется как источник напряжения за некоторым шунтом	Добавляется ветвь с реактивным сопротивлением малой величины, определяемым коэффициентом статизма характеристики СТАТКОМА
Вставка постоянного тока на преобразователях напряжения (ВПТН)	Двумя узлами, соответствующими точкам подключения выпрямительного и инверторного преобразователей напряжения (ПН), и ветвями, моделирующими ПН и понижающие трансформаторы.	К каждому узлу добавляется по две ветви: первая -понижающий трансформатор, вторая – ПН с реактивным сопротивлением малой величины, определяемым коэффициентом статизма характеристики ПН.
Объединённый регулятор потоков мощности (ОРПМ)	Моделируется двумя ПН, один (ПН ₁) подключается к дополнительному узлу за серийным трансформатором, включаемым в ВЛ последовательно, второй (ПН ₂) - параллельно к тому же узлу ВЛ через понижающий трансформатор. Оба ПН объединены на стороне постоянного тока.	Добавляется 4 ветви: одна ветвь – серийный трансформатор и ПН ₁ (обычно их объединяют), две ветви моделируют понижающий трансформатор и ПН ₂ , четвертая связь на стороне постоянного тока.

Исследование эффективности алгоритмов ОС при включении моделей устройств FACTS в схему замещения было выполнено на тестовой схеме, приведенной в Приложении 2, с помощью ПВК "Оценка".

КУ, впервые предложенные для достоверизации ТИ [4], затем стали применяться для решения перечисленных выше задач, входящих в комплекс ОС в реальном времени. Рассмотрим основные из них, а также к каким модификациям этих алгоритмов приводит включение моделей устройств FACTS в задачу ОС.

Анализ наблюдаемости схемы. Условие достаточности количества и состава измерений для однозначной оценки всех параметров режима определяется при проверке наблюдаемости ЭЭС [32]. В процессе анализа наблюдаемости схемы измерения делятся на базисные и избыточные, т.е. проверяется условие

возможности фильтрации погрешностей измерений и дорасчета неизмеренных переменных. Кроме того, анализ наблюдаемости позволяет решить ряд важных проблем, возникающих при ОС ЭЭС. Во-первых, он позволяет выделить в схеме наблюдаемые и ненаблюдаемые фрагменты; во-вторых, с его помощью выделяются критические измерения, ошибки, в которых в принципе не обнаруживаемы и исключение которых приводит к дополнительным ненаблюдаемым параметрам; в-третьих, выделяются критические группы, в которых можно лишь выявить факт присутствия ошибочного измерения, но однозначно идентифицировать его нельзя; в-четвертых, определяются группы измерений, образующие контрольные уравнения, соответствующие найденным вариантам базисного состава измерений, а также решается ряд других задач [32].

В ПВК "Оценка" используются разработанные в ИСЭМ СО РАН топологические методы анализа наблюдаемости [32], построенные на анализе топологии схемы сети, состава и расстановки телеизмерений. Как правило, анализ наблюдаемости топологическими методами выполняется отдельно для активной и реактивной модели сети. В результате анализа наблюдаемости для каждой модели определяется список ненаблюдаемых узлов, список связей между наблюдаемыми и ненаблюдаемыми подсистемами, варианты недостающих измерений для каждого ненаблюдаемого узла, список критических измерений. Наблюдаемости активной и реактивной моделей могут не совпадать.

Для анализа наблюдаемости схем, оснащенных помимо ТИ SCADA синхронизированными векторными измерениями СМПП, разработаны специальные методы [123], применение которых позволяет определить варианты дополнительных измерений, необходимых для обеспечения наблюдаемости и ликвидации критических измерений и групп.

Формирование КУ. Необходимым условием для получения КУ является избыточность измерений в схеме. Только при наличии избыточных измерений есть смысл говорить о задаче ОС. Разработаны топологические и алгебраические методы получения КУ [28]. Все методы получения КУ тесно связаны с методами анализа наблюдаемости и разделением измерений на базисные и избыточные [32],

поскольку количество КУ определяется количеством избыточных измерений в схеме. В ПВК "Оценка" реализован топологический метод формирования КУ, построенный на последовательном исключении неизмеренных переменных из линеаризованных уравнений УР. КУ формируются отдельно для активной и реактивной модели сети. Существенных модификаций алгоритма формирования КУ при включении дополнительных узлов и ветвей в схему замещения при моделировании устройств FACTS не потребовалось. Незначительная модификация была связана с необходимостью включения в модель ОС дополнительных уравнений, связывающих параметры режима этих устройств, например, уравнения (2.76) для ОРПМ. Эти уравнения, записанные в форме ограничений-равенств, легко интегрируются в метод КУ в виде дополнительных контрольных уравнений.

Обнаружение плохих данных. КУ впервые были предложены для анализа достоверности ТИ, т.е. поиска измерений, содержащих грубые ошибки (плохие данные) перед решением задачи ОС [28]. Основная идея алгоритма обнаружения плохих данных (ОПД) на основе КУ состоит в сопоставлении величины невязки w_k , вычисленной после подстановки в него полученных измерений с некоторым порогом d_k , определяемым статистическими свойствами нормальных ошибок измерений. Для этого проверяется условие:

$$|w_k| < d_k \quad (3.1)$$

Если условие (3.1) выполняется, то все измерения, входящие в данное контрольное уравнение, считаются достоверными. В противном случае, контрольное уравнение содержит измерения с грубой ошибкой, для поиска которой применяются различные алгоритмы идентификации плохих данных [28].

В результате применения этих алгоритмов все измерения делятся на 4 группы:

1. достоверные;
2. ошибочные – измеренные значения которых могут быть заменены на вычисленные;

3. сомнительные - измерения, вошедшие только в КУ с большими невязками, но такие, что вычислить их оценки по данным достоверных измерений не удастся (например, их число больше числа КУ, в которые они входят);
4. непроверенные - это измерения, не вошедшие в КУ, ошибки в них обнаружить нельзя.

Расчет оценок. Фильтрация случайных ошибок с использованием КУ (задача оценивания состояния в узком смысле) решается в координатах y и сводится к минимизации целевой функции:

$$\varphi(y) = (\bar{y} - y)^T R_y^{-1} (\hat{y} - y), \quad (3.2)$$

при ограничениях в виде системы КУ:

$$w_k(y) = 0 \quad (3.3)$$

Такой подход не требует перехода к вектору состояния x , позволяет учесть точные измерения (при $r_{jj} = 0$ соответствующий y_j не входит в (3.2), а фигурирует в (3.3) как константа).

Вследствие нелинейности КУ задача решается итерационно с вычислением на каждой итерации поправок:

$$\Delta y = -R_y \left(\frac{\partial w_k}{\partial y} \right)^T \left[\frac{\partial w_k}{\partial y} R_y \left(\frac{\partial w_k}{\partial y} \right)^T \right]^{-1} w_k(\bar{y}), \quad (3.4)$$

где $\frac{\partial w_k}{\partial y}$ - матрица коэффициентов линеаризованной системы КУ.

На этом этапе модификации существующего алгоритма ОС при включении моделей FACTS не потребовалось. Измерения, входящие в дополнительные КУ, связывающие параметры устройств FACTS, не являются критическими, поскольку их значения связаны с параметрами режима "примыкающих" узлов и ветвей и входят в несколько КУ. При рассогласовании значений этих измерений, т.е. появлении большой невязки в КУ, они корректируются в соответствии с алгоритмом ОПД и по формуле (3.4) при расчете оценок. В некоторых случаях,

например, при моделировании ВПТН, эти измерения требуется выдержать абсолютно точно. Для этого при расчете им задаются нулевые дисперсии, что не вызывает трудностей при ОС методом КУ.

На втором этапе для определения вектора состояния x выбирается базисная система измерений $y_{\bar{o}}$, и решается система уравнений:

$$y_{\bar{o}}(x) - \bar{y}_{\bar{o}} = 0. \quad (3.5)$$

Искомый вектор x можно определить методом Ньютона, решая на каждом шаге линеаризованную систему уравнений:

$$H_{\bar{o}} \Delta x^{(i)} = -[\bar{y}_{\bar{o}} - y_{\bar{o}}(x)], \quad (3.6)$$

здесь $H_{\bar{o}} = \frac{\partial y_{\bar{o}}}{\partial x}$ - базисная матрица Якоби, $\Delta x^{(i)}$ - поправка на i -той итерации.

Система (3.6) решается методом Гаусса. При этом на первой итерации одновременно выполняется треугольная факторизация матрицы и выбор базиса, а на всех последующих итерациях – только прямой ход Гаусса.

При моделировании ряда устройств FACTS (ТУПК, УШР, СТК) в вектор состояния добавляются новые компоненты, соответствующие управляющим переменным этих устройств. Это потребовало модификации алгоритма формирования матрицы Якоби, связанного с вычислением производных от измеряемых параметров по этим переменным. Результаты влияния такой модификации на обусловленность базисной матрицы Якоби и сходимость алгоритмов ОС будут представлены в разделе 3.3.

3.2. Выбор показателей для оценки эффективности алгоритмов ОС [124]

3.2.1. Анализ наблюдаемости схемы

Наиболее важными результатами анализа наблюдаемости расчетной схемы, существенно влияющими на результаты ОС, являются: 1) наблюдаемые и ненаблюдаемые фрагменты схемы. Для расчета таких схем необходимо добавить псевдоизмерения узловых инъекций в ненаблюдаемых узлах, либо

сэквивалентировать ненаблюдаемые подсистемы. 2) При анализе наблюдаемости выделяются критические измерения, исключение которых приводит к дополнительным ненаблюдаемым параметрам, и ошибки в которых в принципе не обнаруживаемы. Критические группы – это группы измерений, в которых только одно является избыточным. Исключение любого измерения в такой группе приводит к тому, что все оставшиеся в ней измерения становятся критическими. В методе КУ каждой такой группе соответствует контрольное уравнение, не имеющее общих измерений с другими. При появлении в таком КУ большой невязки все эти измерения образуют группу сомнительных данных.

Поэтому в качестве численных показателей наблюдаемости схемы были выбраны:

1. количество ненаблюдаемых узлов n_U ,
2. количество критических измерений n_{CM} ;
3. количество критических групп n_{CS} и количество входящих в них измерений n_{CSM} ;

3.2.2. Эффективность процедуры ОПД

При разбивке (классификации) измерений на достоверные, ошибочные, сомнительные и непроверенные или критические [29] возможны ошибки первого и второго рода [28]: ошибка первого рода – это браковка достоверного измерения, т.е. признание его ошибочным, ошибка второго рода – пропуск ошибочного измерения в задачу ОС, т.е. признание его достоверным. В нашей задаче наиболее неблагоприятная ситуация – это ошибки второго рода, так как они могут исказить получаемые оценки.

Для определения эффективности процедуры ОПД было выбрано три показателя:

1. $\nu_{ошиб}$ – отношение количества правильно обнаруженных ошибочных измерений к количеству ошибочных измерений;

2. $\nu_{\text{дост}}$ – отношение количества ошибочных измерений, определенных как достоверные, к общему количеству ошибочных измерений;
3. $\nu_{\text{сомн}}$ – отношение количества ошибочных измерений, определенных как сомнительные, к общему количеству ошибочных измерений.

Второй и третий показатели определяют долю ошибок второго рода в общем количестве ошибочных измерений.

3.2.3. Количество итераций при расчете оценок

Количество итераций при расчете оценок является основным фактором, характеризующим сходимость итерационного процесса ОС и определяющим время решения задачи. Большое количество итераций, превышающее максимально заданное в настроечных константах блока ОС, может свидетельствовать об: ошибках в топологии схеме, большом количестве грубых ошибок в измерениях, плохой обусловленности матриц, используемых для вычисления оценок и др.

В качестве показателей сходимости итерационных процессов при ОС методом КУ было выбрано два показателя: количество итераций k_x при расчете оценок измерений по формуле (3.4) и количество итераций k_x при расчете оценок вектора состояния при решении системы уравнений (3.6)

3.2.4. Точность оценок

В ряде работ [21, 121] в качестве характеристики точности оценок было предложено использовать отношение:

$$A_e = \varphi_e / \varphi_m \quad (3.7)$$

двух целевых функций, вычисленных в точке решения:

$$\varphi_m = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \frac{(\bar{y}_i - y_i^r)^2}{\sigma_i^2} \quad (3.8)$$

$$\varphi_e = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \frac{(\hat{y}_i - y_i^r)^2}{\sigma_i^2} \quad (3.9)$$

здесь $\bar{y}_i, \hat{y}_i, y_i^r$ – измеренное, оцененное и истинное (эталонное) значения i -го измерения. φ_m является обобщенной мерой расхождения измеренных и истинных значений измерений, φ_e – обобщенной мерой расхождения оценок и истинных значений измерений. Если $A_e < 1$, то точность оценок выше, чем точность измерений.

При определении критерия A_e учитываются только измеренные параметры режима, остальные игнорируются. Этот факт является недостатком представленного критерия точности оценок, так как в ряде случаев, даже при $A_e < 1$, вычисленные при ОС значения неизмеренных параметров могут существенно отличаться от истинных значений. Часто это проявляется при низкой избыточности измерений.

Поэтому, наряду с критерием (3.7), в [21] в качестве характеристики точности оценок был предложен критерий $N_{3\sigma}$, которому несвойственен указанный недостаток:

$$N_{3\sigma} = M_{i-j,3\sigma} / M_{i-j}, \quad (3.10)$$

где M_{i-j} – общее количество инъекций и перетоков мощностей – активных и реактивных в схеме, $M_{i-j,3\sigma}$ – количество инъекций и перетоков мощностей, для которых отклонения оценок от истинных значений меньше 3σ . При использовании этого критерия предполагается, что для каждого перетока мощности и инъекции известны дисперсии или стандартные отклонения нормально распределенных погрешностей, возникающих при измерении этих параметров (их можно принять такими же, как у аналогичных измеренных параметров).

Оба эти критерия могут использоваться только при проведении экспериментальных расчетов, когда для получения измерений вносятся погрешности в известные истинные значения параметров режима.

3.2.5. Обусловленность процедуры ОС

При решении задачи ОС в классической постановке в качестве меры обусловленности процедуры ОС используется число обусловленности матрицы G :

$$\text{cond}(G) = \left| \lambda_{\max} \right| / \left| \lambda_{\min} \right| \quad (3.11)$$

где:

$$G = \left(H^T R_y^{-1} H \right),$$

λ_{\max} – максимальное, а λ_{\min} – минимальное собственные числа матрицы G .

При решении задачи ОС методом КУ в качестве матрицы G используется матрица:

$$G_k = \left[\frac{\partial w_k}{\partial y} R_y \left(\frac{\partial w_k}{\partial y} \right)^T \right] \quad (3.12)$$

из выражения (3.4) для вычисления поправок Δy .

Чем больше число обусловленности (3.11), тем хуже обусловленность процедуры ОС. Если задача ОС является плохо обусловленной, то даже небольшие ошибки в измерениях могут вызвать большие ошибки в оценках вектора состояния. Причинами плохой обусловленности матрицы G могут быть существенные различия в значениях элементов матрицы R_y , присутствие длинных и коротких линий, связанных с одним и тем же узлом и т.д. Как было показано в [124], метод КУ менее чувствителен к этим факторам, вследствие чего обусловленность матрицы G_k лучше обусловленности матрицы G для одной и той же схемы замещения.

3.3. Расчет и анализ показателей эффективности алгоритмов ОС методом КУ при включении моделей FACTS в схему замещения

Для проведения расчетов использовалась 19-узловая схема Иркутской энергосистемы, приведенная в Приложении 2. Для этой схемы по реальным ТИ было выполнено ОС, и полученный режим был принят за эталонный УР. Затем

расчеты проводились в имитационном эксперименте, телеизмерения моделировались путем зашумления параметров полученного установившегося режима. Полученные показатели эффективности алгоритмов ОС принимались за "базовые", соответствующие состоянию схемы без устройств FACTS. Затем в эту схему по одной включались разработанные модели устройств FACTS: ТУПК, УШР, СТК, СТАТКОМ, ВПТ, ОРПМ.

Для каждого варианта FACTS было выполнено ОС, произведен расчет показателей эффективности и их сравнение с "базовыми" значениями показателей. В случае необходимости, например, при расчете показателей эффективности процедуры ОПД, выполнялось многократное моделирование плохих данных путем внесения в определенное количество (порядка 10%) полученных измерений грубых ошибок различной величины (от $\pm 10\sigma$ до $\pm 20\sigma$), выполнялось ОС, и в качестве показателей эффективности процедуры ОПД использовались средние значения.

В таблице 3.2 приведены результаты расчетов для первых двух показателей: 1) наблюдаемость схемы – количество ненаблюдаемых узлов n_U , количество критических измерений n_{CM} ; количество критических групп n_{CS} и количество входящих в них измерений n_{CSM} ; 2). эффективность процедуры ОПД.

Таблица 3.2.

Анализ наблюдаемости и результаты ОПД при ОС с моделями устройств
FACTS

Устройство FACTS	Наблюдаемость			Результаты ОПД		
	n_U	n_{CM}	n_{CS} / n_{CSM}	$V_{ошиб}$	$V_{сомн}$	$V_{дост}$
Базовая схема	0	0	1/2	0,70	0,20	0,10
ТУПК	0	0	1/2	0,50	0,39	0,11
УШР	0	0	1/2	0,64	0,19	0,17
СТК	0	0	1/2	0,53	0,34	0,13
СТАТКОМ	0	0	1/2	0,56	0,23	0,11
ВПТН	0	0	2/5	0,66	0,2	0,14
ОРПМ	0	0	3/6	0,6	0,17	0,17

Результаты анализа показателей наблюдаемости свидетельствуют о том, что при моделировании всех устройств FACTS наблюдаемость тестовой схемы

сохраняется, отсутствуют критические измерения. Включение моделей ТУПК, УШР и СТК в схему замещения не приводит к появлению дополнительных узлов и ветвей и, поэтому, не влияет на наблюдаемость схемы. При включении моделей СТАТКОМ, ВПТН И ОРПМ в схему замещения добавляются узлы и ветви. Если при этом не устанавливаются дополнительные измерительные устройства - датчики ТИ или РМУ (СВИ), то это может привести к ухудшению наблюдаемости схемы, появлению дополнительных критических групп и измерений, о чем свидетельствует увеличение показателей n_{CM} и n_{CSM} при расчете с ВПТН и ОРПМ. Включение дополнительных переменных в вектор состояния при моделировании устройств FACTS (ТУПК, УШР, СТК) не влияют на топологическую наблюдаемость расчетной схемы.

Результаты ОПД. Включение моделей устройств FACTS в схему замещения не привело к заметному ухудшению результатов ОПД методом КУ. Вместе с тем, следует отметить, что при имеющемся в схеме Иркутскэнерго составе ТИ SCADA метод КУ показал недостаточно высокую эффективность при обнаружении плохих данных как для базовой схемы, так и для схем с моделями устройств FACTS. Для решения этой проблемы требуется наращивать количество ТИ SCADA и, как было показано в [126], дополнять ТИ SCADA синхронизированными векторными измерениями, использовать апостериорные методы ОПД, неквадратичные критерии ОС. Кроме того, для эффективной работы алгоритмов ОПД и получения надежных результатов ОС при установке устройств FACTS на объектах ЭЭС необходимо оснащать эти объекты дополнительными измерительными устройствами - датчиками ТИ и устройствами для снятия СВИ.

В таблице 3.3 приведены:

1. числа обусловленности матриц G_k и H_{δ} , используемых при ОС методом КУ, а также, для сравнения, число обусловленности матрицы G , используемой при решении задачи ОС в классической постановке;
2. показатели сходимости итерационного процесса при ОС - количество итераций k_y при расчете оценок измерений по формуле (3.4) и

количество итераций k_x при расчете оценок вектора состояния по формуле (3.7);

3. показатели точности оценок.

Обусловленность матриц, используемых при ОС, для большинства устройств FACTS (УШР, СТК и СТАТКОМ) находится на приемлемом уровне. Для ОРПМ обусловленность матрицы G достаточно плохая. Причинами этого являются значительные различия в значениях элементов матрицы H . Это объясняется наличием ветвей с нулевым активным и очень малым, например, для ПН, либо большим реактивным сопротивлением, например, для трансформаторов, которые связаны с одним узлом. При моделировании ВПТ и ОРПМ появляются дополнительные транзитные узлы, нулевые замеры инъекций в которых при классическом ОС необходимо задать с очень малой дисперсией, что также ухудшает обусловленность матрицы G . Обусловленность матрицы G_k при этом не ухудшается.

Таблица 3.3.

Обусловленность матриц, показатели сходимости итерационных процессов и точности оценок при ОС с моделями устройств FACTS

Устройство FACTS	Число обусловленности матриц			Сходимость (к-во итераций)	Точность оценок	
	$G = (H^T R_y^{-1} H)$	$G_k = \frac{\partial w_k}{\partial y} R_y \left(\frac{\partial w_k}{\partial y} \right)^T$	$H_{\delta} = \frac{\partial y_{\delta}}{\partial x}$		k_y / k_x	A_e
Баз.схема	$8,94 \cdot 10^{10}$	$3,09 \cdot 10^7$	$1,25 \cdot 10^5$	3/4	0,66	0,819
ТУПК	$1,73 \cdot 10^{14}$	$8,58 \cdot 10^7$	$3,28 \cdot 10^6$	4/4	0,57	0,947
УШР	$2,26 \cdot 10^9$	$8,58 \cdot 10^7$	$9,57 \cdot 10^4$	3/4	0,71	0,933
СТК	$2,25 \cdot 10^9$	$7,79 \cdot 10^7$	$9,57 \cdot 10^4$	4/4	0,81	0,904
СТАТКОМ	$1,19 \cdot 10^9$	$8,55 \cdot 10^7$	$8,64 \cdot 10^4$	4/4	0,63	0,929
ВПТ	$4,21 \cdot 10^8$	$6,54 \cdot 10^7$	$3,61 \cdot 10^3$	3/5	0,96	0,892
ОРПМ	$7,98 \cdot 10^{13}$	$3,11 \cdot 10^7$	$1,77 \cdot 10^7$	4/4	0,90	0,908

Показатель точности оценок A_e во всех расчетах меньше 1, т.е. точность оценок выше, чем точность измерений. Максимальное отклонение показателя $N_{3\sigma}$ от 1 составляет 18%, что свидетельствует о высокой точности оценок не только измеренных, но и неизмеренных параметров режима при моделировании всех устройств FACTS.

3.4. Выводы

Анализируя полученные результаты, можно сделать следующие выводы:

1. Включение в схему замещения устройств FACTS, которые моделируются реактивной проводимостью переменной величины в узле (ТУПК, УШР, СТК) и не требуют изменения в топологии расчетной схемы и модификации алгоритмов ОС, не приводят к заметному ухудшению показателей качества алгоритмов ОС.
2. Включение в схему замещения устройств FACTS, которые требуют добавления в схему замещения дополнительных узлов и ветвей (СТАТКОМ, ВПТ, ОРПМ) приводят к ухудшению наблюдаемости схемы, обусловленности матрицы G и базисной матрицы Якоби, сходимости итерационных процессов и точности оценок. При этом обусловленность матрицы G_k при ОС методом КУ не ухудшается.
3. Включение параметров моделей устройств FACTS в вектор состояния позволяет проводить идентификацию параметров этих устройств в процессе решения задачи ОС. Это требует незначительной модификации алгоритмов ОС и не приводит к заметному ухудшению показателей их эффективности.
4. Для эффективной работы алгоритмов ОПД и получения надежных результатов ОС при установке устройств FACTS на объектах ЭЭС необходимо оснащать эти объекты дополнительными измерительными устройствами - датчиками ТИ SCADA и устройствами для снятия СВИ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Показано, что важной задачей при формировании расчётной модели ЭЭС для качественного решения задач оперативного управления ЭЭС является моделирование устройств FACTS, активно участвующих в управлении режимами работы электроэнергетических сетей.
2. Отмечено, что разработка моделей устройств FACTS первого и второго поколений активно ведётся как в нашей стране, так и за рубежом. Модели таких устройств достаточно широко представлены в отечественных и зарубежных ПВК для расчета УР. В нашей стране модели устройств FACTS первого поколения используются в задаче ОС ЭЭС не в полном объеме, модели устройств FACTS второго поколения до недавнего времени практически не включались в схему замещения при решении задачи ОС в отечественных ПВК.
3. Разработаны модели управляемых устройств FACTS первого и устройств FACTS второго поколения для задачи ОС ЭЭС с учетом особых требований, предъявляемых к устройствам FACTS при управлении ИЭС.
4. Для апробации полученных моделей устройств FACTS первого и второго поколений в задаче ОС ЭЭС разработана экспериментальная программа оценивания состояния классическим методом в среде Matlab. Создана модель фрагмента сети 500 кВ Иркутской энергосистемы.
5. Проведённые расчеты на фактических данных телеметрии фрагмента сети 500 кВ Иркутской энергосистемы показали высокое быстродействие и хорошую сходимость методов ОС при моделировании устройств FACTS.
6. Выполнена модификация алгоритмов ОС методом контрольных уравнений для включения моделей устройств FACTS в расчетную схему. Выбраны показатели для оценки эффективности модифицированных алгоритмов ОС.
7. Показано, что модели устройств FACTS (ТУПК, УШР, СТК), не требующие изменения в топологии расчётной схемы и модификации алгоритмов ОС, не приводят к заметному ухудшению показателей качества алгоритмов ОС.

Включение в схему замещения устройств FACTS, которые требуют добавления в схему замещения дополнительных узлов и ветвей (СТАТКОМ, ВПТ, ОРПМ) приводят к ухудшению наблюдаемости схемы, обусловленности матрицы G и базисной матрицы Якоби, сходимости итерационных процессов и точности оценок. Обусловленность матрицы G_k при ОС методом КУ при этом не ухудшается.

8. Включение параметров схемы замещения и параметров управления - переменной проводимости и/или угла зажигания тиристоров для ТУПК, УШР, СТК в вектор состояния позволяет проводить идентификацию параметров моделей этих устройств в процессе решения задачи ОС. Это требует незначительной модификации алгоритмов ОС и не приводит к заметному ухудшению показателей их эффективности.
9. Для эффективной работы алгоритмов ОПД и получения надежных результатов ОС при установке устройств FACTS на объектах ЭЭС необходимо оснащать эти объекты дополнительными измерительными устройствами – датчиками ТИ SCADA и устройствами для снятия СВИ.

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

FACTS – (Flexible Alternative Current Transmission System) – управляемые (гибкие) системы передачи переменного тока;

FACTS I – устройства FACTS первого поколения;

FACTS II – устройства FACTS второго поколения;

GCT – (Gate Commutated Thyristor) – запираемый тиристор с кольцевым выводом управляющего электрода

GTO – (Gate Turnoff Thyristor) – тиристорный выключатель

IGBT – (Insulated Gate Bipolar Transistors) – трёхэлектродный силовой полупроводниковый прибор, сочетающий два транзистора в одной полупроводниковой структуре: биполярный (образующий силовой канал) и полевой (образующий канал управления)

IGCT – (Integrated Gate Commutated Thyristor) – запираемый тиристор с интегрированным блоком управления (драйвером)

PMU – Phasor Measurements Units – прибор для измеряющая комплексных электрических величин;

SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition – диспетчерский оперативно-информационный комплекс;

Smart Grid – интеллектуальная (умная) сеть;

WACS (Wide Area Control Systems) – широкомасштабная система управления;

WAMS – (Wide-Area Measurement Systems) - широкомасштабная система измерений;

WAPS – (Wide Area Protection Systems) – широкомасштабная система защиты;

АС ЭМПЧ – асинхронизированный синхронный электромеханический преобразователь частоты;

АСГ – асинхронизированный генератор;

АСДУ – автоматизированная система диспетчерского управления;

АСК – асинхронизированный компенсатор;

АСМ – асинхронизированная машина;

АСТУ – автоматизированная система технологического управления;

БСК – батареи статических конденсаторов;

ВЛ – высоковольтные линии электропередач;

ВНК – метод взвешенных наименьших квадратов

ВПТ – вставка постоянного тока;

ВПТН – вставка постоянного тока на основе преобразователь напряжения;

ВРГ – реакторные группы, коммутируемые вакуумными выключателями;

ВФТ – фазовращающий трансформатор;

ИЭС – интеллектуальная энергетическая система;

КЗ – короткое замыкание;

КУ – контрольное уравнение;

ОИК – оперативно-информационный комплекс;

ОРПМ – объединённый регулятор потоков мощности;

ОС – оценивание состояния;

ОЭС – объединённая энергосистема;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПН – преобразователь напряжения;

ПТ – преобразователь тока;

РПН – регулирование под напряжением;

СК – синхронный компенсатор;

ССПК – синхронный статический продольный компенсатор реактивной мощности на базе преобразователя напряжения;

СТАТКОМ – статические компенсаторы реактивной мощности;

СТК – статический тиристорный компенсатор;

ТИ – телеизмерение;

ТС – телесигнал;

УПК – устройство продольной компенсации;

УР – установившейся режим;

УСВИ – устройство синхронизированных векторных измерений;

УУПК – управляемое устройство продольной компенсации

УШР – управляемый шунтирующий реактор;

ФКУ – фильтрокомпенсирующее устройство

ФПУ – фазоповоротное устройство;

ФРТ – фазорегулирующий трансформатор;

ШР – шунтирующий реактор;

ЭЭС – электроэнергетическая система;

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью / под ред. академиков В.Е.Фортова и А.А.Макарова. - М.: ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», 2012. - 235 с.
2. Корсунов П.Ю., Шакарян Ю.Г., Моржин Ю.И. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью / П.Ю.Корсунов, Ю.Г.Шакарян, Ю.И.Моржин. - Москва, 2011. - 290 с.
3. Воропай Н.И. Интеллектуальные электроэнергетические системы: концепция, состояние, перспективы / Н.И.Воропай // Автоматизация и ИТ в энергетике. - 2011. - №3(20). - с. 11-16.
4. Дорофеев В.В., Макаров А.А. Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России / В.В.Дорофеев, А.А.Макаров // Энергоэксперт. - 2009. - N 4. - с. 28-34.
5. Кобец Б.Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid / Б.Б.Кобец, И.О.Волкова. - М.: ИАЦ Энергия, 2010. - 208 с.
6. Основы современной энергетики. В 2 т. Т. 2. Современная электроэнергетика: Учебник для вузов / Под общ. ред. чл.-корр. РАН Е.В.Аметистова. - 5-е изд., перераб. и доп. - М.: Издательский дом МЭИ, 2010. - 632 с. : ил.
7. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем / А.З.Гамм. - М.: Наука, 1976. - 220 с.
8. Разработка оборудования и систем управления крупных энергетических систем шифр 2008-0-2.7-31-01-007: Научно-технический отчёт / Н.И.Воропай, А.Б.Осак. - Иркутск, 2009. - 480 с.
9. Кочкин В. И. Новые технологии повышения пропускной способности ЛЭП. Управляемая передача мощности / В.И.Кочкин // Новости электротехники. - 2007. - N 4(46). - с. 2-6.

10. Постолатий В.М., Быкова Е.В., Суслов В.М., Шакарян Ю.Г., Тимашова Л.В., Карева С.Н. Методические подходы к выбору вариантов линий электропередачи нового поколения на примере ВЛ-220 кВ / В.М.Постолатий, Е.В.Быкова, В.М.Суслов, Ю.Г.Шакарян, Л.В.Тимашова, С.Н.Карева // PROBLEMELE ENERGETICII REGIONALE. - 2010. - N 2(13). - с. 1-18.
11. Ерохин П.М., Неуймин В.Г., Александров А.С., Максименко Д.М. Моделирование устройств FACTS в задачах расчета и оптимизации режимов энергосистем / П.М.Ерохин, В.Г.Неуймин, А.С.Александров, Д.М.Максименко // Известия НТЦ Единой энергетической системы. - 2012. - N 66(1). - с. 22-28.
12. Шакарян Ю.Г., Новиков Н.Л. Технологическая платформа Smart Grid (Основные средства) / Ю.Г.Шакарян, Н.Л.Новиков // Энергоэксперт. - 2009. - N 4. - с. 42-49.
13. Смирнов С. С., Осак А. Б. Управляемый подмагничиванием трансформатор как эффективное средство регулирования напряжения в сети / С.С.Смирнов, А.Б.Осак // Вестник ИрГТУ. - 2016. - N 6. - с.146-155.
14. Acha E., Fuerte-Esquivel C. R., Ambriz-Perez H., Angeles-Camacho C. FACTS. Modelling and Simulation in Power Networks / E.Acha, C.R.Fuerte-Esquivel, H.Ambriz-Perez, C.Angeles-Camacho. - England:John Willey & Sons. Ltd, 2004. - 420 p.
15. Loi Lei Lai. Power System Restructuring and Deregulation: Trading, Performance and Information Technology / Loi Lei Lai. - England:John Willey and Sons. Ltd, 2001. - 498 p.
16. Hingorani N. G. Understanding FACTS concepts and technology of flexible AC transmission systems / N.G.Hingorani, L.Gyugyi. - New York:IEEE Press, 2000. - 452 p.
17. J. Beerten, S. Cole, R. Belmans. Generalized Steady-State VSC MTDC Model for Sequential AC/DC Power Flow Algorithms // IEEE Trans. Power Systems. - 2012. - Vol. 27. - N 2. - p. 821-829.

18. J. Deuse K. Karoui (Tractebel Engineering) - A. Petersson and B. Thorvaldsson (ABB Power Systems AB). TCSC Modelled with the Power System Simulation Software EUROSTAG // SRBE, Revue E. - Vol. 111. - N 3-4/95. - p. 49-54.
19. J. Deuse M. Stubbe (Tractebel Engineering) - B. Meyer and P. Panciatici (EDF). Modelling of FACTS for Power System Analysis // Paper Presented at the CIGRE Symposium. - Tokyo, 1995. - Ref.320-04
20. J. Deuse. Modelling of FACTS device: Interphase Power Controller // SRBE-SEE Joint Meeting on FACTS. - Brussels, 1994.
21. Okon T., Wilkosz K. WLS State Estimation in Polar and Rectangular Coordinate Systems for Power System with UPFC: Significance of Types of Measurements // Acta Energetica. - 2013. - Vol. 1. - N 14. - p. 114-119.
22. Xu B., Abur A. State Estimation of Systems with Embedded FACTS Devices: rep. // IEEE Power Tech Conf, 2003. - p. 5.
23. Электрические системы. Режимы работы электрических систем и сетей: Уч. пос. / Под ред. В. А. Веникова. - М.: Высшая школа, 1975. - 344 с.
24. Схемы замещения и установившиеся режимы электрических сетей: Уч. пос. / С.С. Ананичева, А.Л. Мызин; под ред. С.Н. Шелюг. - Екатеринбург: УрФУ, 2012. - 80 с.
25. Идельчик В.И. Расчеты установившихся режимов электрических систем / В.И.Идельчик. - М.: Энергия, 1977. - 192 с.
26. Вычислительные модели потокораспределения в электрических системах / Б.И. Аюев, В.В. Давыдов, П.М. Ерохин, В.Г. Неуймин; под ред. П.И. Бартоломея. - Москва:Флинта:Наука, 2008. - 255 с.
27. Крумм Л.А. Применение метода Ньютона-Рафсона для расчета стационарного режима сложных электрических систем / Л.А.Крумм // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. - 1965. - N 5. - с. 3-12.
28. Гамм А.З., Колосок И.Н. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах / А.З.Гамм, И.Н.Колосок. - Новосибирск: Наука, 2000. - 152 с.

29. A. G. Phadke and J. S. Thorp. Synchronized Phasor Measurements and Their Applications / A.G.Phadke, J.S.Thorp. - New York:Springer Science+Business Media, 2008. - 248 p.
30. Гамм А.З. Обнаружение недостаточно достоверных данных при оценивании состояния ЭЭС с помощью топологического анализа / А.З.Гамм // Электричество. - 1978. - N 4. - с. 1-8.
31. Методы решения задач реального времени в электроэнергетике / А.З. Гамм, Ю.Н. Кучеров, С.И. Паламарчук и др. - Новосибирск:Наука. сиб. отд., 1991. - 294 с.
32. Гамм А.З., Голуб И.И. Наблюдаемость электроэнергетических систем / А.З.Гамм, И.И.Голуб. - М.:Наука, 1990. - 200 с.
33. Вторушин А.С. Совершенствование моделей и методов оценивания состояния электроэнергетических систем: дис. кандидата техн. наук: 05.14.02 / Вторушин Алексей Сергеевич. - Чита, 2004. - 109 с.
34. Аюев Б.И. Методы и модели эффективного управления режимами единой ЭЭС России: автореф. дис. ... док. техн. наук: 05.14.02 / Аюев Борис Ильич. - Новосибирск, 2008. - 52 с.
35. Аюев Б.И. Иерархическая система расчета текущего режима Единой энергетической системы по данным телеизмерений / Б.И.Аюев, А.Т.Демчук, В.Л.Прихно // Энергетик. - 2002. - N 5. - с. 9-12.
36. Аюев Б.И. Верификация цифровых моделей ЕЭС/ОЭС / Б.И.Аюев, А.С.Герасимов, А.Х.Есипович, Ю.А.Куликов // Электричество. - 2008. - N 5. - с. 2-7.
37. Авраменко В.Н., Крылов В.А., Прихно В.Л. О концепции автоматизированной системы диспетчерского управления ЭЭС нового поколения / В.Н.Авраменко, В.А.Крылов, В.Л.Прихно // Техн. Электродинамика. - 1992. - N 1. - с. 84-88.
38. «Grid 2030»: A national vision for electricity's second 100 years. Office of Electric Transmission and Distribution / Joseph Badin, MaryLee Blackwood, Jan

Brinch, Tara Nielson; Eds. Rich Scheer. - United States Department of Energy, 2003. - 89 p.

39. Amin S.M., Wollenberg B.F. Toward a Smart Grid: power delivery for the 21st century / S.M.Amin, B.F.Wollenberg // IEEE Power and Energy Magazine. - 2005. - Vol. 3. - N 5. - p. 34-41.

40. European Smart Grids technology platform: Vision and strategy for Europe's electricity networks of the future / European Commission. - Luxembourg, 2006. - 44 p.

41. Shahidehpour M. Smart Grid: A new paradigm for power delivery: report // IEEE Bucharest Power Tech. - Bucharest, 2009. - 7 p.

42. Глушко С., Пикин С. Технологическая концепция Smart Grid – облик электроэнергетики будущего / С.Глушко, С.Пикин // ЭнергоРынок. - 2009. - N 11. - с. 68-72.

43. Гвоздев Д.Б., Дементьев Ю.А., Дьяков Ф.А., Кочкин В.И., Черезов А.В. Новые технологии в электроэнергетике. Разработка, изготовление и внедрение оборудования / Д.Б.Гвоздев, Ю.А.Дементьев, Ф.А.Дьяков, В.И.Кочкин, А.В.Черезов // Электро. - 2010. - N 4. - с. 25-27.

44. Дорофеев В.В. Развитие энергетической системы России с использованием принципов активно-адаптивных сетей: материалы международного форума «Энергетика будущего» / В.В.Дорофеев. - Москва, 2010. - с. 25-30.

45. Воропай Н.И. Задачи повышения эффективности оперативного и противоаварийного управления электроэнергетическими системами / Н.И.Воропай // Энергоэксперт. - 2009. - N 4. - с. 36-41.

46. Дорофеев И.Н., Летуновский Д.Н., Маргулян А.М. Пилотный проект активно-адаптивной сети кластера «Эльгауголь» - задачи создания и основные технические решения / И.Н.Дорофеев, Д.Н.Летуновский, А.М.Маргулян // Релейная защита и автоматизация. - 2012. - N 3. - с. 70-77.

47. Бударгин О.М. Модернизация через инновационное развитие - создание интеллектуальной сети [Электронный ресурс] / О.М.Бударгин // ФСК

ЕЭС, 2010. Режим доступа: http://energyfuture.ru/wordpress/wp-content/uploads/2010/10/Presentation_Budargin_26.10.10.pdf. (Дата обращения 14.09.2016).

48. Сорокин Д.В. Отработка технологий повышения энергоэффективности электросетевого комплекса ЕНЭС на базе цифрового полигона интеллектуальных энергосистем / Д.В.Сорокин, А.А.Гусарова, И.Л.Баранов // Энергия Единой Сети. - 2015. - N 5-6. - с. 104-111.

49. Новицкий Д.А. Разработка эталонной архитектуры ИЭС ААС /Д.А.Новицкий // Энерго-INFO. - 2014. - N 1. - с.60.

50. Горте О.И., Кирьянова Н.Г., Остапенко А.И. и др. Остров Русский - экспериментальная база для исследования противоаварийной автоматики микроэнергосистем / XXII научно-практическая конференция «Релейная защита и автоматика энергосистем 2014». - Москва, 2014. - с. 627-633.

51. Арестова А.Ю., Горте О.И., Хмелик М.С. и др. Накопитель энергии как средство противоаварийного управления на примере сети электроснабжения о. Русский / V международная научно-техническая конференция «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем». - Сочи, 2015.

52. Боровиков Ю.С., Прохоров А.В., Сулайманов А.О. Всережимный моделирующий комплекс реального времени и его использование для решения задач управления в ИЭС ААС / Ю.С.Боровиков, А.В.Прохоров, А.О.Сулайманов // Релейная защита и автоматизация. - 2012. - N 1(06). - с. 54-59.

53. Янченко А.С. Структура цифровой подстанции для энергокластера "Эльгауголь" / А.С.Янченко, А.Н.Козлов // Актуальные проблемы в энергетике и агропромышленном комплексе: материалы Всерос. науч.-практ. конф. с междунар. участием (Благовещенск, 10 апреля 2015 года) / отв. ред. О.А.Пустовая. - Благовещенск: ДальГАУ, 2015. - с. 24-31.

54. ОАО «ФСК ЕЭС» Обеспечит возможность параллельной работы энергосистем Сибири и Дальнего Востока [Электронный ресурс] // Новости МЭС Сибири, 2013. Режим доступа: <http://www.fsk->

ees.ru/press_center/company_news/?ELEMENT_ID=38120 (Дата обращения: 20.07.2014).

55. ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС». Вставка постоянного тока. Режим доступа: http://www.ntc-power.ru/innovative_projects/insert_dc/ (Дата обращения: 20.07.2014).

56. Демидов А.А., Титаевская Н.А., Тихонов А.В. Управление вставкой постоянного тока при объединении энергосистем Сибири и Востока / А.А.Демидов, Н.А.Титаевская, А.В.Тихонов // Электричество. - 2015. - № 9. - с. 4-11.

57. Осак А.Б., Домышев А.В., Бузина Е.Я. Современные подходы к созданию аппаратно-программного комплекса управления нормальными и аварийными режимами большого энергообъединения. Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: Сб. докл. Международн. науч.-технич. Конференции. - Москва, 2009. - с. 568-575.

58. Hingorani, Narain G. Understanding FACTS / Narain G. Hingorani, Laszlo Gyugyi. - New York: IEEE Press, 1999. - 249 p.

59. Теоретические основы, методы и модели управления большими электроэнергетическими системами / Отв. ред. Н.И.Воропай. - Москва: ПАО "ФСК ЕЭС", 2015. - 188 с.

60. Zhang X.-P., Rehtanz C., Pal B. Flexible AC Transmission Systems: Modeling and Control / X.-P.Zhang, C.Rehtanz, B.Pal. - Berlin: Springer-Verlag, 2006. - 552 p.

61. Ананичева С.С., Алексеев А.А., Мызин А.Л. Качество электроэнергии. Регулирование напряжения и частоты в энергосистемах: Уч. пос. / С.С. Ананичева, А.А. Алексеев, А.Л. Мызин; под ред. А.В.Паздерина. - Екатеринбург: УрФУ, 2012. - 93 с.

62. Тиходеев Н.Н. Передача электрической энергии / Н.Н.Тиходеев. - Л.: Энергоатомиздат, ЛО, 1984. - Изд. 2-е, перераб. и доп. - 248 с.

63. Голов В.П., Москвин И.А. Выбор характеристик регулируемого устройства продольной компенсации по условию обеспечения колебательной

статической устойчивости / В.П.Голов, И.А.Москвин // Вестник ИГЭУ. - 2014. - Вып. 5. - с. 1-6.

64. Голов В.П., Мартиросян А.А. Устойчивость электрической системы с управляемой линией электропередачи: Тр. ИГЭУ «Повышение эффективности работы ТЭС и энергосистем» / В.П.Голов, А.А.Мартиросян; под ред. А.В. Мошкарина, В.А. Шуина, Е.С. Целищева. - Иван. гос. энерг. ун -т. Вып. 2. - Иваново, 1997. - с. 211-214.

65. Gyugyi L. et al. Advanced Static VAR. Compensator Using Gate Turn-Off Thyristors for Utility Application (USA). - CIGRE, 1990. - Rep. 23-203.

66. A. Edris, R. Adapa, M.H. Baker, L. Bohmann, K. Clark, K. Habashi, L. Gyugyi, J. Lemay, A.S. Mehraban, A.K. Meyers, J. Reeve, F. Sener, D.R. Torgerson, and R.R. Wood. Proposed terms and definitions for flexible AC transmission system (FACTS) // IEEE Transactions on Power Delivery. - 1997. - Vol. 12(4). - p. 1848-1853.

67. Костин В.Н., Распопов Е.В., Родченко Е.А. Передача и распределение электроэнергии: Уч. пос. / В.Н. Костин, Е.В. Распопов, Е.А. Родченко; под ред. И.Н. Садчикова. - Санкт-Петербург, 2003. - 145 с.

68. Беляев А.Н., Евдокунин Г.А., Смоловик С.В., Чудный В.С. О применении устройств управляемой поперечной компенсации для транзитных электропередач класса 500 кВ / А.Н.Беляев, Г.А.Евдокунин, С.В.Смоловик, В.С.Чудный // Электричество. - 2009. - N 2. - с. 2-13.

69. Долгополов А.Г., Кондратенко А.Г., Уколов С.В., Посталатий Д.В. Управляемые шунтирующие реакторы для электрических сетей / А.Г.Долгополов, А.Г.Кондратенко, С.В.Уколов, Д.В.Посталатий // PROBLEMELE ENERGETICI REGIONALE. - 2011. - N 3(17). - с. 21.

70. Соколов С.Е., Долгополов А.Г. Управляемые реакторы. Обзор технологий / С.Е.Соколов, А.Г.Долгополов // Новости ЭлектроТехники. - 2012. - N 3(75). - с. 18-22.

71. Александров Г.Н. Быстродействующий управляемый реактор трансформаторного типа 420 кВ, 50 МВАр пущен в эксплуатацию / Г.Н.Александров // Электричество. - 2002. - N 3. - с. 64-66.

72. Александров Г.Н. Управляемые реакторы / Г.Н.Александров, В.П.Лунин. - Санкт-Петербург: Издание центра подготовки кадров энергетики, 2005. - 200 с.
73. Александров Г.Н., Шакиров М.А. Трансформаторы и реакторы. Новые идеи и принципы / Г.Н.Александров, М.А.Шакиров. - С-Пб.: Изд-во Политехнического университета, 2006. - 204 с.
74. Долгополов А.Г., Долгополов С.Г., Зайцев А.И. и др. Три года промышленной эксплуатации управляемого подмагничиванием трехфазного шунтирующего реактора 110 кВ, 25000 кВА на подстанции «Кудымкар» Пермэнерго / А.Г.Долгополов, С.Г.Долгополов, А.И.Зайцев и др. // Электротехника. - 2003. - N 1. - с. 30-35.
75. Передача электроэнергии на большие расстояния: Уч. пос. / С.С. Ананичева, П.И. Бартоломей, А.Л. Мызин; под ред. Л.Л. Богатырева. - Екатеринбург: УрФУ, 2012. - 85 с.
76. Нараева Р.Р. Электрические цепи с распределёнными параметрами в установившихся режимах: Уч. пос. / Р.Р.Нараева. - Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2010. - 39 с.
77. Добрусин Л.А. Тенденции применения фазоповоротных трансформаторов / Л.А. Добрусин // Силовая Электроника. - 2012. - N 4. - с. 60-66.
78. Рашитов П.А. Разработка и исследование алгоритмов управления полупроводниковыми фазоповоротными устройствами для объектов Единой Национальной Электрической Сети России [Текст]: автореф. дис. ... канд. техн. Наук: 05.09.12 / Рашитов Павел Ахматович. - М.:МЭИ (ТУ), 2011. - 20 с.
79. Жмуров В.П., Стельмаков В.Н., Ремизевич Т.В., Рашитов П.А. Исследование алгоритмов переключения вентиля мощного фазоповоротного устройства / В.П.Жмуров, В.Н.Стельмаков, Т.В.Ремизевич, П.А.Рашитов // Электро. - 2010. - N 5 - с. 2-33.
80. Евдокунин Г.А. и др. Фазоповоротный трансформатор. Впервые в СНГ применен в Казахстане / Г.А.Евдокунин и др. // Новости электротехники. - 2008. - N 6 (48). - с. 12-16.

81. Patel B.K., Smith H.H., Hewes T.S., Marsh Jr.W.J. Application of Phase Shifting Transformers for Daniel-Mcnight 500 kV Interconnection // IEEE Transactions on PD. - 1986. - Vol. 1. - N 3. - p. 167-173.
82. Thallam R.S., Lundquist T.G., Gerlach D.W., Atmuri S.R., Selin D.A.. Design Studies for the Mead-Phoenix 500kV AC Transmission Project // IEEE Transactions on PD. - 1995. - Vol. 10. - N 4. - p. 1862-1874.
83. Hurllet P., Riboud J-C., Margoloff J., Tanguy A. French Experience in Phase-Shifting Transformers. - CIGRE, 2006.
84. Калюжный А.Х. Управление потоками мощности в электрических сетях с помощью фазопоротных трансформаторов / А.Х.Калюжный // Электричество. - 1986. - N 11. - с. 12-18.
85. Александров Г.Н. Технология гибких линий электропередачи и электропередач, настроенных на передаваемую мощность / Г.Н.Александров // Электричество. - 2006. - N 6. - с. 2-6.
86. Padiyar K.R. FACTS controllers in power transmission and distribution / K.R. Padiyar. - New Delhi:New Age International (P) Ltd., 2007. - 532 p.
87. Кочкин В.И., Пешков М.В., Романенко Д.В. Преобразователь напряжения как управляемый элемент электрических сетей / В.И.Кочкин, М.В.Пешков, Д.В.Романенко // НИИ Постоянного тока. - Санкт-Петербург, 2004. - N 60. - с. 128-146.
88. О ходе проведения пуско-наладочных работ преобразовательной части Забайкальского преобразовательного комплекса на ПС 220 кВ Могоча [Электронный ресурс] // подкомитет В4 РНК СИГРЭ А.Н. Кисилев. Режим доступа:
http://www.cigre.ru/research_commitets/ik_rus/b4_rus/events/MogochaKiselev.pdf
89. Han Y.S., Suh I.Y., Kim J.M., Lee H.S., Choo J.B., Chang B.H. Commissioning and Testing of the KangJin UPFC in Korea. - CIGRE. - 2004. - N B4-211.

90. Hao J., Shi L. B., Chen Ch. Optimizing Location of Unified Power Flow Controllers by Means of Improved Evolutionary Programming // IEE Proc. Genet. Transm. Distrib. - 2004. - Vol. 151. - N 6. - p. 705-712.
91. Gyugyi L. The unified power flow controller: a new approach to power transmission control / L. Gyugyi, T.Rietman and others // IEEE Transactions on Power Delivery. - 1995. - Vol. 10. - N 2. - p. 1085-1097.
92. Samina E. Power flow control with UPFC in power transmission systems / E.Samina, R.Nema, A.Gayatri // World academy of science, engineering and technology. - 2008. - Vol. 2. - N 11. - p. 296-300.
93. Vibhor, G. Study and effects of UPFC and its control system for power flow control and voltage injection in a power system / G.Vibhor // International Journal of Engineering and Technology. - 2010. - Vol.2. - N 7. - p. 2558-2566.
94. Математические модели элементов электроэнергетических систем в расчетах установившихся режимов и переходных процессов: учебное пособие / Р.А. Вайнштейн, Н.В. Коломиец, В.. Шестакова. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. - 115 с.
95. Кочкин В.И., Нечаев О.П. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий / В.И.Кочкин, О.П.Нечаев. - М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2000. - 248 с.
96. Кочкин В.И., Пешков М.В., Романенко Д.В. Линии электропередачи с параллельной и последовательной компенсацией реактивной мощности / В.И.Кочкин, М.В.Пешков, Д.В.Романенко // Вестник ВНИИЭ. - Москва, 2004. - с. 173-184.
97. Булатов Б.Г., Гольдштейн М.Е., Корбуков Н.В. Моделирование передач и вставок постоянного тока на базе преобразователя напряжения в программах расчёта длительных режимов энергосистемы / Б.Г.Булатов, М.Е.Гольдштейн, Н.В.Корбуков // Энергетика глазами молодежи г. Томск, 2014 г. - Т. 1. - с 154-158.
98. Корбуков Н.В., Гольдштейн М.Е. Допустимые длительные режимы передачи постоянного тока на базе преобразователя напряжения //

Электроэнергетика глазами молодежи: науч. Тр. IV междунар. науч.-техн. конф., Т.1, г. Новочеркасск, 14-18 окт. 2013 г. Мин-во образования и науки РФ, Юж.-Рос. Гос. политехн. Ун-т (НПИ) имени М.И. Платова. - Новочеркасск: Изд. Лик, 2013. - с. 148-151.

99. Ерохин П.М., Неуймин В.Г., Александров А.С., Максименко Д.М. Моделирование устройств FACTS в задачах расчета и оптимизации режимов энергосистем / П.М.Ерохин, В.Г.Неуймин, А.С.Александров // Известия НТЦ Единой энергетической системы. - 2012. - N 66(1). - с. 22-28.

100. Bindeshwar, S. Introduction to FACTS controllers. A critical review / S.Bindeshwar, K.Verma and others // International journal of reviews in computing. - 2011. - Vol. 8. - p. 17-34.

101. Ding Qifeng, Zhang Boming, T.S. Chung. State estimation for power systems embedded with FACTS devices and MTDC systems by a sequential solution approach / Ding Qifeng, Zhang Boming, T.S.Chung // Electric Power Systems Research. - 2000. - Vol. 55. - p. 147-156.

102. C. Rakpenthai, S. Premrudeepreechacharn, S. Uatrongjit, N.R. Watson. State estimation of power system with UPFC using interior point WLAV method / C.Rakpenthai, S.Premrudeepreechacharn, S.Uatrongjit, N.R.Watson // in:38th North American Power Symposium. - Carbondale, IL., 2006. - p. 411-415.

103. Zamora-Cárdenas A. State estimation of power systems containing facts controllers / A.Zamora-Cárdenas, C.R.Fuerte-Esquivel // Electric Power Systems Research. - 2011. - Vol. 81. - p. 995-1002.

104. Zamora-Cárdenas A. State estimation of flexible AC transmission systems considering synchronized phasor measurements / E.A.Zamora-Cárdenas, B.A.Alcaide-Moreno, C.R.Fuerte-Esquivel // Electric Power Systems Research. - 2014. - Vol. 106. - p. 120-133.

105. Математические модели элементов электроэнергетических систем в расчетах установившихся режимов и переходных процессов: учебное пособие / Р.А. Вайнштейн, Н.В. Коломиец, В.В. Шестакова. - Томск:Изд-во Томского политехнического университета, 2010. - 115 с.

106. Тихонов А.В. Моделирование статических тиристорных компенсаторов в задаче оценивания состояния ЭЭС // Труды конференции молодых ученых ИСЭМ СО РАН. Системные исследования в энергетике. - Иркутск, 2014. - Выпуск 44. - с. 64-72.

107. Тихонов А.В. Алгоритмы моделирования статических тиристорных компенсаторов при решении задачи оценивания состояния ЭЭС // Тр. Пятой научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» г. Томск, 2014. - Т.1. - с. 218-222.

108. Колосок И.Н. Тихонов А.В. Алгоритмы моделирования статических тиристорных компенсаторов при оценивании состояния электроэнергетических систем / И.Н.Колосок, А.В.Тихонов // Промышленная энергетика. - 2015. - N 10. - с. 30-35.

109. Milano F. An Open Source Power System Analysis Toolbox / F.Milano // IEEE Trans. PowerSyst. - 2005. - Vol. 20. - N 3. - p. 1199-1206.

110. Кочкин В.И. Управляемые шунтирующие реакторы для высоковольтных линий электропередачи / В.И.Кочкин // Энергетик. - 1999. - N 5. - с. 27-31.

111. Дмитриев М. В. Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы / М. В. Дмитриев, А. С. Карпов, Е. Б. Шескин, А. Г. Долгополов, Д. В. Кондратенко / Под ред. Г. А. Евдокунина. - СПб.:Родная Ладога, 2013. - 280 с.

112. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. Учебник для электротехнических вузов и факультетов. / С.А.Ульянов - М.: Энергия, 1970. - 520 с.

113. Тихонов А.В. Моделирование статических синхронных компенсаторов в задаче оценивания состояния ЭЭС // Труды конференции молодых ученых ИСЭМ СО РАН. Системные исследования в энергетике. - Иркутск, 2015. - Выпуск 45. - с. 41-47.

114. Колосок И.Н. Тихонов А.В. Моделирование устройств FACTS (СТК и СТАТКОМ) при решении задачи оценивания состояния ЭЭС нагрузки // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики.

Вып. 66 «Актуальные проблемы надежности систем энергетики». - Минск, 2015. - с. 176-182.

115. Kolosok I.N., Mahnitko A.E., Tikhonov A.V. State Estimation of Electric Power Systems Including FACTS Models (SVC and STATCOM) / I.N.Kolosok, A.E.Mahnitko, A.V.Tikhonov // Power and Electrical Engineering. - 2016. - Vol.33. - p. 40-45.

116. Добкин И.Д., Таратута И.П., Чуприков В.С. Разработка преобразователя СТАТКОМ – 10/100000 // VIII Симпозиум «Электротехника 2010». - Доклад 5.16. - Москва, 2005. - 9 с.

117. Тихонов А.В. Моделирование вставки постоянного тока на СТАТКОМах при решении задачи оценивания состояния ЭЭС // Труды конференции молодых ученых ИСЭМ СО РАН. Системные исследования в энергетике. - Выпуск 46. - Иркутск, 2016. - с. 52-58.

118. Тихонов А.В. Моделирование устройств FACTS при оценивании состояния ЭЭС // Тр. конференции молодых ученых ИСЭМ СО РАН “Системные исследования в энергетике”. - Выпуск 42. - Иркутск, 2012. - с. 103-108.

119. Кощеев Л.А., Черкасский А.В., Шлайфштейн В.А. Учет вставок и многоподстанционных электропередач постоянного тока в расчётах установившихся и переходных электромеханических режимов энергосистем / Л.А.Кощеев, А.В.Черкасский, В.А.Шлайфштейн; под ред. Холодякова // Сборник научных трудов. Совместная работа мощных преобразователей и энергосистем. - Л.: Энергоатомиздат, 1988. - с. 14-24.

120. Емельянов В.И. Энергетические характеристики вставок постоянного тока / В.И.Емельянов // Сборник научных трудов. Совместная работа мощных преобразователей и энергосистем. под ред. Холодяковой. - Л.: Энергоатомиздат, 1988. - с. 5-14.

121. Holten L., Gjelsvik A., Aam S., Wu F. F., Liu W. E. Comparison of different methods for state estimation / L.Holten, A.Gjelsvik, S.Aam, F.F.Wu, W.E Liu // IEEE Trans. on Power Systems. - 1985. - Vol. 3. - p. 1798-1806.

122. Гришин Ю.А., Колосок И.Н., Коркина Е.С., Эм Л.В., Орнов В.Г., Шелухин Н.Н. Программно-вычислительный комплекс «Оценка» оценивания состояния ЭЭС в реальном времени / Ю.А.Гришин, И.Н.Колосок, Е.С.Коркина, Л.В.Эм, В.Г.Орнов, Н.Н.Шелухин // Электричество. - 1999. - N 2. - с. 8-16.

123. Голуб И.И., Хохлов М.В. Выбор оптимального состава РМУ с учетом качества наблюдаемости / И.И.Голуб, М.В.Хохлов // Тр. Междунар. научного семинара «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». Вып. 64: Надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы. - Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2014. - с. 237-246.

124. Колосок И.Н., Тихонов А.В. , Коркина Е.С. Исследование эффективности алгоритмов ос при включении моделей устройств FACTS в схему замещения / И.Н.Колосок, А.В.Тихонов, Е.С.Коркина // Сб. «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». Вып. 67: «Проблемы надежности систем энергетики». - Сыктывкар:Издательство ООО «Коми республиканская типография», 2016. - с. 206-214.

125. Колосок И.Н. Современные направления исследований в области развития методов ОС ЭЭС и их реализация при ОС по контрольным уравнениям / И.Н.Колосок // Управление электроэнергетическими системами - новые технологии и рынок. - Сыктывкар:Изд-во Коми научного центра УрО РАН, 2004. - с. 23-38.

126. Колосок И.Н., Гурина Л.А. Достоверизация измерений при оценивании состояния ИЭС как средство повышения кибербезопасности системы SCADA / И.Н.Колосок, Л.А.Гурина // Тр. междунар. научного семинара «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». Вып. 64: Надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы. - Иркутск, 2014. - с. 296-306.

Модели узлов и ветвей при ОС ЭЭС

Основными элементами схемы ЭЭС – это узлы и ветви. В общем виде модель узла представлена на рисунке П1.1. Здесь P_{gi}, Q_{gi} – генерируемые активная и реактивная мощности узла i ; P_{li}, Q_{li} – активная и реактивная нагрузки узла; g_i, b_i – активная и реактивная проводимости шунта, включенного в узле i ; P_i, Q_i – активная и реактивная мощности, выдаваемые из узла в сеть, их называют инъекциями; P_{ij}, Q_{ij} – активная и реактивная мощности, вытекающие из узла i в узел j , $j \in \omega_i$, где ω_i – множество узлов, смежных i -му; U_i и δ_i – модуль и фаза напряжения в узле i . Вместо этих переменных можно использовать продольную и поперечную составляющие комплекса напряжения U_{ia} и U_{ir} . Как известно,

$$\left. \begin{aligned} U_{ia} &= U_i \cos \delta_i; \\ U_{ir} &= U_i \sin \delta_i, \end{aligned} \right\} \quad (\text{П1.1})$$

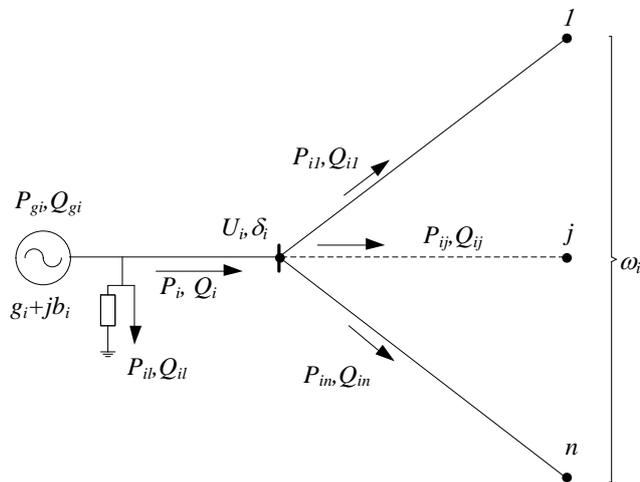


Рисунок П1.1. Схема узла сети

Принимается, что здесь и далее для емкостной проводимости $b_i > 0$.

Переменные режима в узле связаны между собой первым законом Кирхгофа:

$$\sum_{j \in \omega_i} P_{ij} - P_{gi} + P_{li} + U_i^2 g_i = 0; \quad (\text{П1.2})$$

$$\sum_{j \in \omega_i} Q_{ij} - Q_{gi} + Q_{li} - U_i^2 b_i = 0. \quad (\text{П1.3})$$

В уравнении (П1.2) и (П1.3) мощности и токи генераторов и нагрузок могут входить их статическими характеристиками.

Рассмотрим модель ветви, которая в общем случае представляется П - образной схемой (рисунок П1.2.).

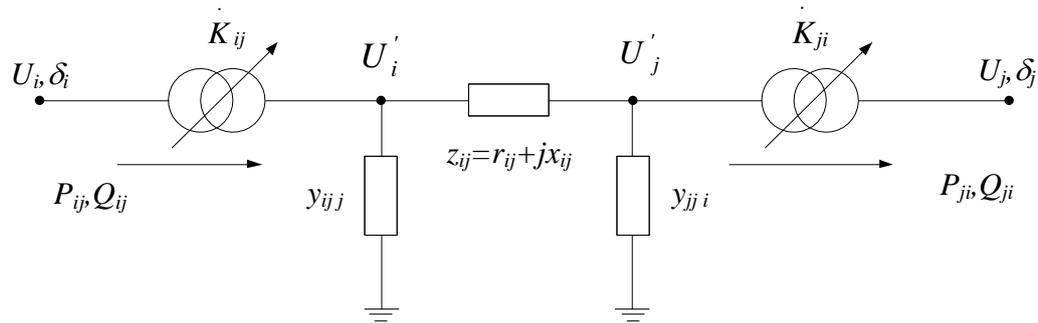


Рисунок П1.2. Схема ветви сети

Здесь появляются новые параметры, характеризующие сеть:

- продольное сопротивление $\dot{z}_{ij} = r_{ij} + jx_{ij}$;
- продольная проводимость $\dot{y}_{ij} = y_{aij} + jy_{rij}$;
- проводимость на землю:
 - у конца связи, со стороны узла i : $\dot{y}_{iij} = y_{aiij} + jy_{riij}$;
 - и у конца связи, со стороны узла j : $\dot{y}_{jji} = y_{ajji} + jy_{rjji}$;
- в общем случае: $y_{iij} \neq y_{jji}$;
- комплексные коэффициенты трансформации:
 - в прямоугольных координатах

$$\dot{K}_{ij} = K_{aij} + jK_{rij} = \dot{U}'_i / \dot{U}_i \quad (\text{П1.4})$$

$$\dot{K}_{ji} = K_{ajj} + jK_{rjj} = \dot{U}'_j / \dot{U}_j$$

- в полярных координатах

$$\dot{K}_{ij} = K_{ij} e^{j\alpha_{ij}} \quad (\text{П1.5})$$

$$\dot{K}_{ji} = K_{ji} e^{j\alpha_{ji}}$$

Соответственно ток, вытекающий из узла i по связи $i-j$, определяется с помощью закона Ома как:

$$\dot{I}_{ij} = \frac{\dot{U}_i \dot{K}_{ij} - \dot{U}_j \dot{K}_{ji}}{\dot{z}_{ij}} + \dot{U}_i \dot{K}_{ij} \dot{y}_{ij} = \left[\dot{U}_i \dot{K}_{ij} \left(1 + \frac{\dot{y}_{ij}}{\dot{y}_{ij}} \right) - \dot{U}_j \dot{K}_{ji} \right] \dot{y}_{ij} \quad (\text{П1.6})$$

Перетоки мощности, полученные при разворачивании соотношения:

$$\dot{S}_{ij} = \dot{U}_i \dot{I}_{ij}^* \quad (\text{П1.7})$$

где \dot{I}_{ij}^* - сопряженный комплекс тока, запишутся следующим образом:

$$P_{ij} = U_i^2 K_{ij}^2 (y_{aij} + y_{iija}) - U_i K_{ij} U_j K_{ji} \cos[(\delta_i + \alpha_{ij}) - (\delta_j + \alpha_{ji})] y_{aij} + U_i K_{ij} U_j K_{ji} \sin[(\delta_i + \alpha_{ij}) - (\delta_j + \alpha_{ji})] y_{rij} \quad (\text{П1.8})$$

$$Q_{ij} = U_i^2 K_{ij}^2 (y_{rij} + y_{iijr}) - U_i K_{ij} U_j K_{ji} \cos[(\delta_i + \alpha_{ij}) - (\delta_j + \alpha_{ji})] y_{rij} + U_i K_{ij} U_j K_{ji} \sin[(\delta_i + \alpha_{ij}) - (\delta_j + \alpha_{ji})] y_{aij} \quad (\text{П1.9})$$

$$P_{ji} = U_j^2 K_{ji}^2 (y_{aji} + y_{iija}) - U_i K_{ij} U_j K_{ji} \cos[(\delta_j + \alpha_{ji}) - (\delta_i + \alpha_{ij})] y_{aji} + U_i K_{ij} U_j K_{ji} \sin[(\delta_j + \alpha_{ji}) - (\delta_i + \alpha_{ij})] y_{rji} \quad (\text{П1.10})$$

$$Q_{ji} = U_j^2 K_{ji}^2 (y_{rji} + y_{iijr}) - U_i K_{ij} U_j K_{ji} \cos[(\delta_j + \alpha_{ji}) - (\delta_i + \alpha_{ij})] y_{rji} + U_i K_{ij} U_j K_{ji} \sin[(\delta_j + \alpha_{ji}) - (\delta_i + \alpha_{ij})] y_{aji} \quad (\text{П1.11})$$

$$i=1, \dots, n; i \neq j$$

где n - число узлов схемы сети.

Модули комплексных величин обозначаются теми же буквами, что и комплексы, но без точки сверху.

Поскольку измерительное оборудование в ЭЭС устанавливается, как правило, на подстанциях, т.е. измерения выполняются у узлов расчетной схемы, то при условии, что \dot{K}_{ij} , \dot{K}_{ji} - идеальные трансформаторы (их сопротивления перенесены в линию), вычисленные по этим формулам значения параметров режима соответствуют их измеренным значениям.

Приведенные выше формулы, справедливые для ветвей и узлов общего вида, в ряде случаев могут быть значительно упрощены. Так для большей части ветвей трансформаторов не будет и тогда $K_{ija} = K_{jia} = 1$, $K_{ijr} = K_{jir} = 0$, а среди всех трансформаторов только незначительный процент будет иметь поперечный коэффициент трансформации, отличный от нуля. Как правило, ветви не будут иметь поперечной активной проводимости на землю, ряд ветвей не содержат в схеме замещения и реактивной проводимости. Проводимость на землю в узлах будет только там, где подключены реакторы или нагрузки замещены шунтом. Если полагают, что П - образная схема замещения всех ветвей симметрична, т.е. $\dot{y}_{ij} = \dot{y}_{ji}$, то можно в узел вынести несимметричную составляющую поперечной проводимости для всех ветвей, где симметричная схема приводит к большим ошибкам.

Основные моделируемые элементы схемы замещения ЭЭС

Основные элементы схемы замещения ЭЭС представлены в таблице П1.1.

В формулах (П1.12) – (П1.24):

$U_{ном}$ – номинальное междуфазное напряжение обмотки трансформатора (кВ). Сопротивление трансформатора приводится, как правило, к высокой стороне трансформатора.

$S_{ном}$ – номинальная мощность трехфазного трансформатора или трехфазной группы однофазных трансформаторов (МВА);

u_k – напряжение короткого замыкания (%);

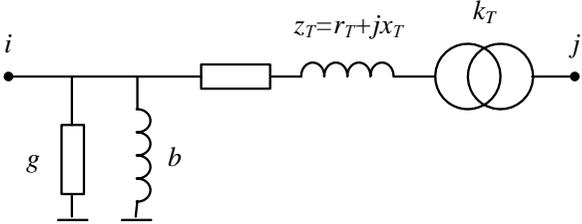
P_k – потери короткого замыкания (кВт);

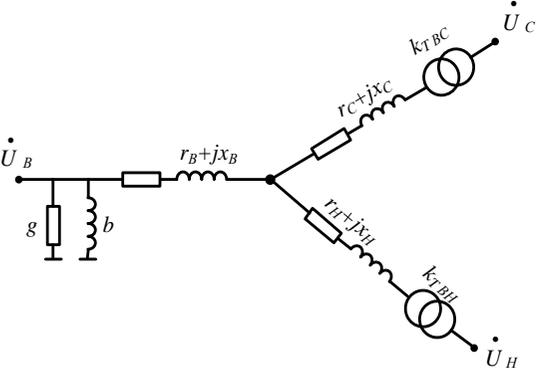
P_{xx} – потери холостого хода (кВт);

I_{xx} – ток холостого хода трансформатора (%).

Основные элементы схемы замещения ЭЭС, моделируемые при расчёте УР и ОС ЭЭС

№	Элемент оборудования, моделируемый в схеме замещения сети	Схема элемента / описание элемента	Основные формулы для расчёта параметров схемы замещения
1	2	3	4
1	Воздушная ВЛ	П-образная схема замещения ВЛ $i - j$, используемая в расчётах, имеет вид, показанный на рисунке П1.2.	<ul style="list-style-type: none"> • активное сопротивление: $r_{ij} = r_0^{20} L (1 + 0,004(\theta - 20)) / n_{\text{л}} \quad (\text{П1.12})$ • индуктивное сопротивление $x_{ij} = x_0 L, \text{ Ом}, \quad (\text{П1.13})$ • активная проводимость линии $g = g_0 L, \text{ См} \quad (\text{П1.14})$ $g_0 = \frac{\Delta P_0}{U_{\text{ном}}^2 \cdot 10^3}, \text{ См/км} \quad (\text{П1.15})$ <p>где g_0 – удельная активная проводимость, См/км; ΔP_0 – удельное значение потерь на корону, кВт/км.</p> <ul style="list-style-type: none"> • ёмкостная проводимость линии $b = b_0 L, \text{ См} \quad (\text{П1.16})$ <p>где b_0 – удельная ёмкостная проводимость, См/км;</p> $b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{нр}}}}, \text{ См/км} \quad (\text{П1.17})$

1	2	3	4
2	Двухобмоточный трансформатор	 <p data-bbox="616 715 1198 746">Рисунок 1.1. Г-образная схема замещения</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li data-bbox="1317 268 2161 391">• Полное сопротивление трансформатора: $z = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}, Ом \quad (П1.18)$ <li data-bbox="1317 406 2161 529">• Активное сопротивление трансформатора: $r = P_k \frac{U_{ном}^2}{S_{ном} \cdot 10^3}, Ом \quad (П1.19)$ <li data-bbox="1317 545 2161 614">• Реактивное сопротивление трансформатора: $x = \sqrt{z^2 - r^2}, Ом \quad (П1.20)$ <li data-bbox="1317 630 2161 737">• Полная проводимость трансформатора: $y = \frac{I_{xx}}{100} \cdot \frac{S_{ном}}{U_{ном}^2}, См \quad (П1.21)$ <li data-bbox="1317 753 2161 860">• Активная проводимость трансформатора: $g = \frac{P_{xx}}{U_{ном}^2 \cdot 10^3}, См \quad (П1.22)$ <li data-bbox="1317 876 2161 960">• Реактивная проводимость трансформатора: $b = \sqrt{y^2 - g^2}, См \quad (П1.23)$
3	Генерация	При ОС ЭЭС генерация, как правило, задается телеизмерениями P_G , Q_G , которые имеют достаточно высокую точность.	

1	2	3	4
4	Автотрансформаторы и трехобмоточные трансформаторы	 <p data-bbox="600 1018 1032 1106">Рисунок 1.2. Трехлучевая схема замещения трансформатора</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Параметры определяются по следующим формулам: $y = \frac{I_{xx}}{100} \cdot \frac{S_{НОМ}}{U_{НОМ}^2}, \text{См}$ $g = \frac{P_{xx}}{U_{НОМ}^2 \cdot 10^3}, \text{См}$ $b = \sqrt{y^2 - g^2}, \text{См}$ • Полное сопротивление обмоток высокого z_B, среднего z_C и низкого z_H сопротивления определяются по формулам: $z_B = \frac{u_{k(BC)} + u_{k(BH)} - u_{k(CH)}}{2} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}, \text{Ом}$ $z_C = \frac{u_{k(BC)} + u_{k(CH)} - u_{k(BH)}}{2} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}, \text{Ом}$ $z_H = \frac{u_{k(BH)} + u_{k(CH)} - u_{k(BC)}}{2} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}, \text{Ом}$ • Активные сопротивления r определяются по формулам: $r_B = \frac{(\Delta P_{кз(BH)} + \Delta P_{кз(BC)} - \Delta P_{кз(CH)})}{2} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2 \cdot 10^3}, \text{Ом}$ $r_C = \frac{(\Delta P_{кз(BC)} + \Delta P_{кз(CH)} - \Delta P_{кз(BH)})}{2} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2 \cdot 10^3}, \text{Ом}$ $r_H = \frac{(\Delta P_{кз(BH)} + \Delta P_{кз(CH)} - \Delta P_{кз(BC)})}{2} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2 \cdot 10^3}, \text{Ом}$ • По найденным z и r находят индуктивные сопротивления x: $x_B = \sqrt{z_B^2 - r_B^2}$ $x_C = \sqrt{z_C^2 - r_C^2}$ $x_H = \sqrt{z_H^2 - r_H^2}$

1	2	3	4
5	Выключатели и другие коммутационные аппараты	<p>Выключатели (шиносоединительные, обходные, линейные выключатели и др.) – это коммутационные аппараты определяющие дискретный признак ветви – включено/отключено. В схемах замещения они моделируется ветвью с малыми, либо с нулевыми сопротивлениями. При проведении расчётов выключатели часто эквивалентрируются, т.е. ветвь выключателя заменяется одним узлом. Выключатели, которые нецелесообразно исключить, остаются в схеме замещения.</p>	
6	Нагрузка	<p>В задачах оценивания состояния и расчёта установившегося режима нагрузки могут быть представлены:</p> <ul style="list-style-type: none"> • замером ТИ; • псевдоизмерением; • шунтом с постоянной проводимостью; • в виде статической характеристики нагрузки; <p>Шунтами с постоянной проводимостью b_H представляются такие нагрузки как осветительная, электропечная, конденсаторов и нерегулируемых реакторов.</p> <p>Статические характеристики нагрузки задаются отдельно для P и для Q в виде коэффициентов полиномов (1.26) и (1.27)</p>	<p>Нагрузка в расчетах представляется зависимостями потребляемой мощности в узлах нагрузки от напряжения, называемыми статическими характеристиками по напряжению, чаще всего аппроксимированными полиномами не выше второй степени [26]:</p> $P_n(u) = P_{n0} \left[a_p + b_p \left(\frac{u}{u_{ном}} \right) + c_p \left(\frac{u}{u_{ном}} \right)^2 \right] \quad (П1.28)$ $Q_n(u) = Q_{n0} \left[a_q + b_q \left(\frac{u}{u_{ном}} \right) + c_q \left(\frac{u}{u_{ном}} \right)^2 \right] \quad (П1.29)$ <p>Значения коэффициентов СХН – а, b, с в общем случае должны определяться исходя из замеров для каждого нагрузочного узла.</p>

Тестовая схема и базовый режим

В качестве тестовой схемы, для апробации разработанных алгоритмов моделирования устройств FACTS, используется сеть 500 кВ Иркутской энергосистемы, содержащая 19 узлов и 28 связей, показанная на рисунке П 2.1. Основными питающим центрами являются две крупнейшие в нашей стране ГЭС – это Братская и Усть-Илимская ГЭС. Основными потребителями электроэнергии в Иркутской энергосистеме являются алюминиевые заводы (питающиеся с ПС 500 кВ Ключи и с Братской ГЭС), а так же крупные потребители оборонного и металлургического комплексов, локализованных в Иркутском-Черемховском и Братском энергорайонах. Иркутская энергосистема является связующей энергосистемой и связывает ОЭС Сибири и дальнего востока и питает республику Бурятия и Забайкальский край.

Питание Иркутского энергоузла осуществляется по протяженному транзиту 500 кВ Братск – Иркутск (~700 км). Для повышения пропускной способности транзита до величины «натуральной мощности» используется устройство продольной компенсации (УПК) Тыреть – 500, установленное в 230 км от ПС Ключи.

При этом северный район, на территории которого расположены крупнейшие источники электроэнергии - Братская ГЭС и Усть-Илимская ГЭС, является избыточным, а южный Иркутско-Черемховский район - дефицитным. По ВЛ – 581 наблюдается реверсный переток мощности в сторону ПС 500 кВ Иркутская. ВЛ-571, 572 загружены на номинальную мощность, эти линии соединяют две системообразующие ГЭС Иркутской энергосистемы – Братскую и Усть-Илимскую. Столь высокая загруженность данных ВЛ приводит к большим потерям электроэнергии в них, порядка 50 % от всех потерь электроэнергии Иркутской энергосистемы. Такой дисбаланс мощности объясняется не завершённостью схемы выдачи

мощности по Усть-Ирильской ГЭС по сети 500 кВ, ещё не построена ПС 500 кВ Усть-Кут и ПС 500 кВ Нижнеангарская. Реверсный переток по ВЛ-581 возникает из-за не полной схемы по ПС 500 кВ Ключи, не в полном объёме реализована схема выдачи мощности по сети 220 кВ. По ВЛ -566 не выполнен «заход – выход» на ПС 500 кВ Иркутская.

Базовый режим был рассчитан по данным ТИ, поступающим в СО ЕЭС Иркутское РДУ.

Результаты расчётов по узлам и ветвям приведены в таблицах П2.1 и П2.2 соответственно.

Таблица П2.1.

Результаты расчётов по узлам

№	Название узла	$U_{изм}$	\hat{U}_{OC}	δ	$P_{изм}$	P_{OC}	$Q_{изм}$	Q_{OC}	P_{III}	Q_{III}
		кВ	кВ		МВт	МВт	Мвар	Мвар	мкСм	мкСм
1	Ключи	503,0	503,7	-6,9	-206	-205	-29	-31		
2	Иркутская	498,0	498,0	-7,1	-	0,00	-	0,00		
3	Тыреть	-	518,6	-3,2	-	0,00	-	0,00		
4	Тыреть	515,0	515,3	-6,6	-	0,00	-	0,00		
5	Н.Зиминская	516,0	516,1	-5,5	-168	-168	-76	-78		
6	Тулун	512,0	511,8	-3,8	-	0,00	-	0,00	6,80	1320,00
7	БГЭС	505,0	503,8	0,00	-913	-914	-655	-661		
8	УИТЭЦ	524,0	520,7	16,1	1865	1860	216	204	2,20	653,00
9	БПП	510,0	508,7	1,0	-229	-231	-24	-29	4,40	1306,00
10	Озерная	-	514,9	1,8	-	0,00	-	0,0		
11	Тайшет	516,0	514,5	1,8	-261	-260	-86	-87	6,30	660,00
12	Камала	-	509,5	4,9	-	390	-	-323		
13	Иркутская СТ АТ-8	-	486,5	-8,2	-	0,00	-	0,00		
14	Иркутская СТ АТ-9	-	486,4	-8,2	-	0,00	-	0,00		
15	Иркутская СТ АТ-10	-	486,5	-8,2	-	0,00	-	0,00		
16	Иркутская 220	224,0	224	-8,1	-394	-394	-397	-397		
17	Иркутская АТ-8 СК	10,5	10,5	-8,2	-	0,00	-15	-15		
18	Иркутская АТ-9 СК	10,5	10,5	-8,2	-	0,00	-12	-12		
19	Иркутская АТ-10 СК	10,5	10,5	-8,2	-	0,00	-15	-15		

Результаты расчётов по ветвям

Узлы		Название ветвей	Ветви начало				Ветви конца				K_T	Параметры			
Начала	Конца		$P_{изм}$	$P_{ос}$	$Q_{изм}$	$Q_{ос}$	$P_{изм}$	$P_{ос}$	$Q_{изм}$	$Q_{ос}$		R	X	G	B
			МВт	МВт	Мвар	Мвар	МВт	МВт	Мвар	Мвар		Ом	Ом	мкСм	мкСм
1	2	Ключи-Иркутская	56	54	172	169	-55	-53	-215	-212	0	1,51	14,47	1,1	-184,45
1	3	Ключи-УПК Тыреть	-263	-259	-200	-200	-	262	-	-9	0	4,15	67,27	5,32	-879,42
2	3	Иркутская-УПК Тыреть	-340	-340	-252	-244	-	343	-	95	0	3,58	53,21	4,21	-693,91
2	13	АВСР АТ-8 ВН	-	131	-	152	-	-131	-	-146	0	0,239	37,859	0	0
2	14	АВСР АТ-9 ВН	-	131	-	152	-	-131	-	-146	0	0,239	37,859	0	0
2	15	АВСР АТ-10 ВН	-	131	-	152	-	-131	-	-146	0	0,239	37,859	0	0
3	4	УПК	-	-605	-	-86	-	606	-	50	0	0,106	-26,3	0	0
4	5	УПК Тыреть-Н.Зиминская	-	-342	-	-27	344	343	-14	-17	0	1,02	14,92	1	-193,47
4	6	УПК Тыреть-Тулун	-256	-263	-21	-22	-	265	-	-127	0	3,18	47,45	3,75	-617,58
5	6	Н.Зиминская-Тулун	-194	-199	6	7	-	200	-	-130	0	2,28	37,58	2,5	-488,74
5	9	Н.Зиминская-БПП	-312	-312	-62	-68	326	317	-215	-203	0	9,34	92,38	7,02	-1177,17
6	7	Тулун-БГЭС 1	-	-233	-	-43	233	236	-188	-180	0	4,84	71,92	5,68	-936,1
6	7	Тулун-БГЭС 2	-	-233	-	-44	235	235	-188	-180	0	4,83	71,66	5,66	-932,73
7	8	БГЭС-УИГЭС	-932	-934	-13	-24	935	956	21	35	0	7,06	77,08	0	-977,66
7	9	БГЭС-БПП 1	-230	-230	-141	-140	236	231	69	77	0	1,27	20,33	1,61	-265,16
7	9	БГЭС-БПП 2	-223	-221	-137	-137	222	222	76	71	0	1,32	21,14	1,67	-275,7
8	9	УИГЭС-БПП	905	903	-3	-8	-880	-882	-16	-14	0	7,05	77,12	6,87	-978,51
9	10	БПП-Тайшет	-63	-60	-149	-148	-	62	-	-52	0	4,18	62,83	4,96	-818,29
9	11	БПП-Озерная	-62	-60	-152	-148	72	62	-72	-64	0	3,96	59,29	4,68	-772,2
10	11	Озерная-Тайшет	-	-62	-	52	-	62	-	-64	0	0,23	3,57	0,28	-46,52
11	12	Тайшет-Камала 1	-191	-193	-66	-66	-	195	-	-161	0	4,53	70,68	4,8	-915
11	12	Тайшет-Камала 2	-194	-193	-66	-66	-	195	-	-161	0	4,53	70,68	4,8	-915
13	16	АВСР АТ-8 СН	-	131	-	131	-	-131	-	-131	0,4599	0,357	-2,591	0	0
13	19	АВСР АТ-8 НН	-	0	-	15	-	0	-	-15	0,0219	1,827	172,971	0	0
14	16	АВСР АТ-9 СН	-	131	-	131	-	-133	-	-133	0,4599	0,357	-2,591	0	0
14	18	АВСР АТ-9 НН	-	0	-	12	-	0	-	-12	0,0219	1,827	172,971	0	0
15	16	АВСР АТ-10 СН	-	131	-	131	-	-131	-	-131	0,4599	0,357	-2,591	0	0
15	17	АВСР АТ-10 НН	-	0	-	15	-	0	-	-15	0,0219	1,827	172,971	0	0

