

*На правах рукописи*

КУРМАК ВАЛЕРИЯ ВЛАДИМИРОВНА

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ВЫЯВЛЕНИЯ  
И МОНИТОРИНГА ОПАСНЫХ СЕЧЕНИЙ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Специальность 05. 14. 02 – Электрические станции  
и электроэнергетические системы

АВТОРЕФЕРАТ  
диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Иваново – 2012

Работа выполнена в федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», г. Иваново, и Проектно-изыскательском и научно-исследовательском институте по проектированию энергетических систем и электрических сетей ОАО «Институт «Энергосетьпроект», г. Москва.

Научный руководитель:

**Шуин Владимир Александрович**, доктор технических наук, профессор.

Официальные оппоненты:

**Савельев Виталий Андреевич**, доктор технических наук, профессор, ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», профессор кафедры «Электрические станции и подстанции и диагностика электрооборудования».

**Лачугин Владимир Федорович**, кандидат технических наук, энергетический научно-исследовательский институт им. Г.М. Кржижановского ОАО «ЭНИН», заведующий лабораторией информационно-измерительных и управляющих систем в электроэнергетике.

Ведущая организация: Научно-технический центр Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», г. Москва.

Защита состоится «29» июня 2012 г. в 14 часов на заседании диссертационного совета Д 212.064.01 созданного на базе Ивановского государственного энергетического университета по адресу: 150003, г. Иваново, ул. Рабфаковская, 34, корпус Б, ауд. 237.

Отзывы (в двух экземплярах, заверенные печатью организации) просим направлять по адресу: 150003, г. Иваново, ул. Рабфаковская, 34, Ученый совет ИГЭУ.

Тел.: (4932) 38-57-12; факс: (4932) 38-57-01; e-mail: uch\_sovet@ispu.ru.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Ивановского государственного энергетического университета.

Автореферат разослан «\_\_» \_\_\_\_\_ 2012 г.

Ученый секретарь  
диссертационного Совета Д 212.064.01  
доктор технических наук, профессор



Шувалов Сергей Ильич

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность работы.** Решение задачи обеспечения надежной работы ЭЭС основывается на результатах большого комплекса работ советских и российских ученых и исследователей. Фундаментальные исследования В.А. Барина, В.А. Веникова, Н.И. Воропая, А.З. Гамма, Ю.Е. Гуревича, А.Ф. Дьякова, П.С. Жданова, П.Я. Каца, В.Д. Ковалева, Ф.Л. Когана, Л.А. Кощеева, С.А. Лебедева, Д.П. Ледянкина, В.Л. Невельского, В.Г. Неуймина, В.А. Семенова, С.А. Совалова, В.А. Строева, Ю.А. Тихонова, С.А. Ульянова, А.М. Федосеева, А.Г. Фишова, А.А. Хачатурова, Ю.Г. Шакаряна и других советских и российских ученых и инженеров позволили создать детальное представление о характере процессов в ЭЭС, обеспечили разработку методов моделирования, аналитических представлений и численных способов расчёта электромеханического движения ЭЭС, методов анализа устойчивости и определения состава опасного сечения асинхронного режима.

Вместе с тем рост энергопотребления, развитие и усложнение электроэнергетических систем (ЭЭС), внедрение возобновляемых источников электроэнергии усложняет управление энергосистемой, повышает опасность каскадного развития аварий. Системные аварии последних десятилетий свидетельствуют о том, что исследование и совершенствование методов и средств обеспечения устойчивой работы ЭЭС по-прежнему сохраняет свою актуальность. Исследования этих вопросов продолжаются в настоящее время в ряде научно-исследовательских институтов, высших учебных заведениях и других организациях.

Одной из важных проблем является надежное выявление состояния, при котором возникает опасность перехода ЭЭС в асинхронный режим (АР). Для предотвращения потери устойчивости при возникновении возмущения в энергосистеме применяют комплекс устройств автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ). В случае, когда АПНУ не смогла обеспечить нормативный запас по заданным сечениям и предотвратить потерю устойчивости, в работу должна вступить автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР), в задачи которой входит деление ЭЭС на две или более синхронные зоны по опасному сечению асинхронного хода.

Эффективность работы этих систем в значительной степени обусловлена качеством проектирования средств противоаварийного управления и, в частности, полнотой определения возможных опасных сечений АР в ЭЭС. Для выявления таких сечений выполняют комплекс расчетов (в статике и динамике) для всех сочетаний схем, режимов и аварийных возмущений. Выполнение этих расчетов требует высокой квалификации и значительного количества времени.

Определение опасных сечений и состава слабых связей, формирующих эти сечения, является актуальной задачей и для специалистов проектных организаций, и для специалистов диспетчерских служб, управляющих системой в режиме реального времени.

Современные достижения техники и технологии позволяют существенно автоматизировать процесс выявления опасных сечений на этапе проектирования и обеспечить мониторинг опасных сечений в процессе эксплуатации ЭЭС. Следствием такой автоматизации должно быть снижение вероятных ошибок, связанных с человеческим фактором, сокращение времени на расчеты, увеличение времени для содержательного анализа результатов.

Для проектирования систем противоаварийного управления целесообразно разработать метод автоматического выявления всех возможных в данной ЭЭС вариантов опасных сечений, в нормальных и ремонтных режимах.

Для мониторинга опасных сечений в режиме реального времени целесообразно использовать данные ОИК и, в особенности, новые возможности, связанные с появлением устройств синхронизированных векторных измерений (СВИ). Появление средств СВИ создает предпосылки для разработки новых методов и алгоритмов анализа состояния энергосистемы, в том числе методов выявления слабых связей и опасных сечений, базирующихся исключительно на величинах параметров, получаемых от ОИК, и не требующих предварительного анализа схемы и режима работы энергосистемы.

**Цель работы.** Исследование, разработка, и реализация новых методов выявления слабых связей и опасных сечений асинхронного режима для мониторинга состояния ЭЭС и повышения качества проектирования систем и средств противоаварийного управления.

**Задачи исследования.** Для достижения поставленной цели решены следующие основные задачи:

1. Уточнено понятие опасного сечения. Рассмотрены особенности нарушения устойчивости работы ЭЭС, проанализированы известные методы определения слабых связей и опасных сечений. Рассмотрены новые перспективные технологии использования средств СВИ для целей мониторинга и ведения режима ЭЭС. Определены задачи, требующие решения при разработке нового метода определения опасных сечений.

2. Выполнен обобщённый анализ характеристик точек минимального напряжения на линиях электропередачи. Исследовано влияние структуры сети и параметров режима на местоположение точек минимального напряжения и опасных сечений.

3. Разработан метод, особенностью которого является наличие однозначного признака принадлежности выявленной слабой связи опасному сечению. Исходной информацией для анализа являются данные о векторах напряжения в узлах энергосистемы, которые могут быть получены при расчете режима в процессе анализа и проектирования или от средств ОИК и устройств СВИ в режиме реального времени. Разработан и реализован прототип программного обеспечения для целей мониторинга опасных сечений в режиме реального времени.

4. Разработан метод определения полного перечня возможных опасных сечений энергосистемы в автоматизированном режиме. Метод реализован в прототипе программного обеспечения для целей проектирования средств противоаварийного управления.

5. Метод по п. 4 апробирован на модели энергосистемы «Норильскэнерго», выявлены возможные опасные сечения, определены места, требующие размещения устройств АЛАР. Полученные результаты сопоставлены с известными результатами, полученными сторонними разработчиками с использованием традиционных методов анализа.

6. Разработаны и обоснованы технические решения по размещению устройств СВИ для системы мониторинга переходных режимов в ОЭС Урала и в ОЭС Сибири. Определение мест размещения устройств выполнено с учетом выявленных опасных сечений. Полученные результаты сопоставлены с известными в ОЭС контролируемыми сечениями.

**Методика исследования.** Разработанные в диссертации научные положения используют системный подход к анализу режимов ЭЭС и основываются на комплексном использовании теоретических и экспериментальных методов исследования в этой области. Решение поставленных в работе задач базируется на доказанных выводах фундаментальных и прикладных наук, таких как математический анализ, теоретические основы электротехники, теория переходных процессов в ЭЭС. Расчеты, реализация алгоритмов и прототипирование программ-

ных комплексов выполнено с помощью средств разработки «Matlab», «Maple», «RastrWin», «Delphi».

**Достоверность и обоснованность результатов работы.** Разработанные в соответствии с предложенными теоретическими положениями новые методы опробованы экспериментально. Полученные результаты совпадают с известными результатами, полученными в этой области другими авторами традиционными средствами.

**Научная новизна и значимость полученных результатов,** по мнению автора, заключается в следующем:

1. На основе результатов анализа существующих методов определения слабых связей, формирующих опасное сечение, разработана классификация их типов, позволяющая провести систематизацию методов и определить пути развития новых методов. Уточнено определение опасного сечения.

2. Установлена связь точки минимального напряжения (ТМН) с электрическим центром качания (ЭЦК). Показано, что ЭЦК является частным случаем ТМН, в которой при утяжелении режима напряжение снижается до нуля и совмещается с ЭЦК. Данное обстоятельство позволяет использовать факт наличия ТМН на линии в качестве признака того, что данная линия является слабой и при дальнейшем утяжелении режима может войти в состав опасного сечения.

3. На основе обобщенного анализа характеристик ТМН и стока реактивной мощности с обоих концов линии сформулирован критерий выявления слабых линий электропередачи. Показано, что наличие или отсутствие нагрузки в узлах линии электропередачи не изменяет принадлежности ТМН (также как и ЭЦК) некоторой определенной линии.

4. Разработан и исследован базирующийся на представлениях о ТМН метод определения опасного сечения АР энергосистемы. Сечение определяется на основе результатов расчета статических режимов без выполнения расчетов динамической устойчивости. В методе могут использоваться как расчетные данные режима, так и данные измерений напряжения в узлах энергосистемы в реальном времени. В первом случае метод может быть использован, например, в процессе проектирования систем противоаварийного управления, а во втором - для оперативной поддержки принятия решений при управлении ЭЭС.

5. Разработан метод автоматизации получения полного перечня всех возможных в рассматриваемой энергосистеме опасных сечений. Метод может быть применен при проектировании системы противоаварийного управления энергосистемы или при оптимизации размещения средств СВИ в энергосистеме.

**Обоснование соответствия диссертации паспорту научной специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы».**

*Соответствие диссертации формуле специальности:* в диссертационном исследовании разработан метод выявления слабых связей и опасных сечений в ЭЭС, основанный на понятии о ТМН, который может быть использован для проектирования систем и средств противоаварийного управления и в целях оперативно-диспетчерского управления; разработан метод, позволяющий в автоматизированном режиме определять полный перечень возможных опасных сечений энергосистемы, что соответствует формуле специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы» (технические науки), объединяющей исследования по связям и закономерностям при проектировании и эксплуатации электроэнергетических систем и электрических сетей.

*Соответствие диссертации области исследования специальности:* отраженные в диссертации научные положения соответствуют области исследования специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы» (технические науки): по развитию и совершенствованию теоретической и

технической базы электроэнергетики с целью обеспечения транспортировки и снабжения потребителей электроэнергией в необходимом для потребителей количестве и требуемого качества, а именно:

- разработанные метод определения слабых линий и опасных сечений и метод автоматизации определения полного перечня опасных сечений ЭЭС соответствуют п. 10 «Теоретический анализ и расчетные исследования по транспорту электроэнергии переменным и постоянным током, включая проблему повышения пропускной способности транспортных каналов» паспорта специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы» (технические науки);

- разработанные методы и программы для оперативно - диспетчерского мониторинга слабых связей и опасных сечений и для автоматизированного поиска полного перечня сечений при проектировании средств противоаварийного управления соответствуют п. 13 «Разработка методов использования ЭВМ для решения задач в электроэнергетике» паспорта специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы» (технические науки).

**Практическая ценность работы,** по мнению автора, заключается в следующем:

1. Алгоритм и прототип программного обеспечения позволяют в автоматизированном режиме выполнять анализ энергосистемы с выявлением полного перечня опасных сечений. Использование результатов работы при выполнении проектов модернизации средств противоаварийного управления позволяет существенно повысить качество получаемых результатов и сократить время определения полной совокупности возможных опасных сечений в энергосистеме.

2. Алгоритм и прототип программного обеспечения позволяют на основе параметров текущего режима энергосистемы выявлять слабые связи энергосистемы и, в случае ухудшения ситуации, определять опасное сечение и синхронные зоны, на которые разделится энергосистема при возникновении асинхронного режима. Использование результатов работы при мониторинге состояния энергосистемы в режиме реального времени позволяет существенно улучшить наблюдаемость слабых линий и опасных сечений и, тем самым повысить безопасность ведения режима работы энергосистемы.

3. Использование разработанного метода определения слабых связей, формирующих опасные сечения, позволяет определять места размещения устройств СВИ на объектах электроэнергетической системы и оптимизировать количество устройств при реализации проектов по развитию системы мониторинга переходных режимов (СМНР) в ЭЭС России.

**Реализация результатов работы.** Результаты работы были использованы при разработке и реализации проектов:

- Развитие СМНР в ЭЭС для оценки тяжести режима. Системный проект развития СМНР в операционной зоне ОДУ Урала (2010 г.).

- Развитие СМНР в ЭЭС России для оценки тяжести режима. Системный проект в операционной зоне ОДУ Сибири (2011 г.).

**Основные положения, выносимые на защиту:**

1. Результаты исследования влияния структуры сети и параметров режима на местоположение точек минимального напряжения и опасных сечений.

2. Метод определения слабых линий и опасных сечений асинхронного режима, использующий понятие о точке минимального напряжения.

3. Метод автоматизации определения полного перечня возможных опасных сечений в энергосистеме.

**Личный вклад соискателя.** Приведенные в диссертации результаты являются составной частью НИОКР, выполняемых в ОАО «Институт «Энерго-

сетьпроект» при участии автора. В работах, опубликованных в соавторстве, соискателю принадлежит развитие теоретических и разработка методических положений, разработка и реализация алгоритмических решений, обобщение и анализ результатов и рекомендаций по их применению.

**Апробация результатов диссертации.** Основные положения и результаты диссертации докладывались и обсуждались на научно-технических конференциях и семинарах, в том числе:

– на выставке и XX конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем 2010», 1-4.06.2010 г., г. Москва;

– на VIII Международной научно-технической конференции «Интеллектуальная электроэнергетика. Автоматика и высоковольтное коммутационное оборудование», 9-10.11 2010 г., г. Москва;

– на 3-й Международной научно-технической конференции «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем». Исследовательский комитет СИГРЭ, секция В5 «Релейная защита и автоматика», 30.05–03.06.2011 г., г. Санкт-Петербург;

– на Международной научно-технической конференции «Состояние и перспективы развития электротехнологии», XVI Бенардосовские чтения, 1-3.06.2011 г., г. Иваново;

– на 2-й Международной конференции по инновациям в электроэнергетике, 6-8.09.2011 г., г. Москва.

**Публикации.** По теме диссертации автором опубликовано 9 печатных работ, в том числе 4 печатных работы в центральных журналах, входящих в список ВАК.

**Структура и объем диссертации.** Диссертация состоит из введения, 4 глав, заключения, библиографического списка. Общий объем работы составляет 113 основного текста, включая 44 рисунка, 4 таблицы и 6 страниц библиографического списка (54 наименования).

## ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** обоснована актуальность проблемы, сформулированы цели и основные задачи диссертационной работы, рассмотрены методы и технические средства для выполнения, а также сформулирована научная новизна и отмечена практическая значимость работы.

**В главе 1** систематизированы основные представления и понятия об устойчивости электроэнергетической системы, слабых линиях и опасных сечениях, представлен аналитический обзор литературы по данной тематике, определена терминология для задач, поставленных в диссертационной работе.

Одним из тяжелых видов аварии в ЭЭС является потеря устойчивости синхронной работы, приводящая к возникновению асинхронного хода (АХ) и развитию АР. АР, даже кратковременный, рассматривается как крайне нежелательное для ЭЭС явление.

Для схемы на рис. 1 показан пример изменения напряжения в промежуточных точках А и В линии электропередачи между несинхронными частями системы. Степень снижения напряжения в промежуточной точке зависит от угла  $\delta$  между частями системы, а также от положения этой точки. При этом в определенной точке (точка А, рис. 1) при достижении угла  $180^\circ$  напряжение снижается до нуля. Такую точку называют ЭЦК.

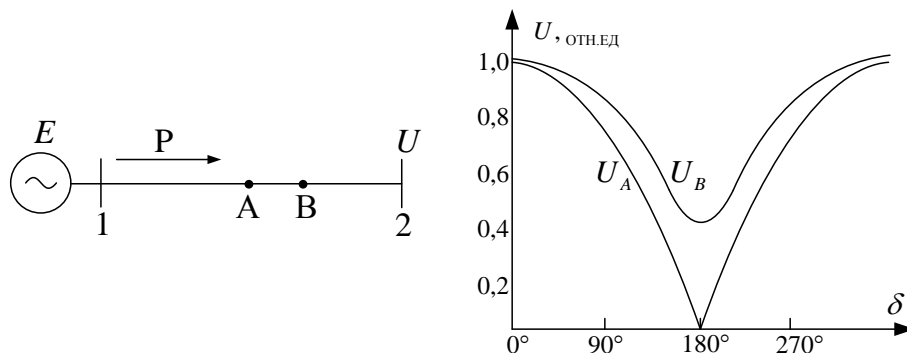


Рис. 1. Точка минимального напряжения и электрический центр качаний на линии электропередачи (т. А)

ЭЦК определяют как точку электрической сети, характеризующуюся максимальным снижением напряжения при взаимных колебаниях или проворотах роторов генераторов электрически связанных частей энергосистемы, а также сменой знака мощности по линиям электропередачи, связывающим эти части между собой.

АР энергосистемы может приводить к повреждению оборудования электростанций, массовому нарушению электроснабжения потребителей. Ввиду особой опасности такого режима необходимо применять меры к его быстрому прекращению. Для этих целей в энергосистеме применяют автоматику ликвидации асинхронного режима (АЛАР), срабатывание которой разделяет энергосистему по связям, характеризующимся наличием ЭЦК и составляющим опасное сечение, на синхронные части с разной рабочей частотой.

Набор потенциально опасных сечений и допустимые перетоки в них зависят от схемы и режима сети. Сведения о местоположении опасных сечений необходимы для решения задач оценки запаса статической устойчивости ЭЭС. Состояние перетоков по опасным сечениям в значительной степени обуславливают устойчивость энергосистемы. Знание состава опасных сечений энергосистемы важны для диспетчерского персонала при работе в режиме реального времени. Эта информация используется и на стадии проектирования, и на стадии наладки устройств системной противоаварийной автоматики.

**В главе 1** приведен обзор существующих методов поиска опасных сечений и связей, формирующих эти сечения. Рассмотренные методы условно разделены на три группы.

К первой группе отнесены методы, базирующиеся на анализе параметров режима, к второй – методы, использующие для решения задачи поиска опасных сечений анализ матрицы Якоби.

И в первой, и во второй группе методов для определения опасных сечений энергосистемы каждой из связей присваивают соответствующий весовой коэффициент, по которому ранжируют степень слабости таких связей. Для упомянутых методов, как правило, не указано, при каких именно значениях весового коэффициента связь должна быть отнесена к опасному сечению, поэтому выбор сечения является неоднозначным.

К третьей группе отнесены методы, формирующие опасное сечение по слабым связям, характеризующимся наличием на них ЭЦК. К ним относятся традиционный инженерный метод, а также методы связанные с понятием так называемой точки минимального напряжения (ТМН) на линии электропередачи (проблематике ТМН посвящена глава 2 работы). В этих методах признак наличия ЭЦК на линии является однозначным критерием принадлежности линии к опасному сечению.



Еще одной характерной особенностью методов первой и второй групп является то, что для определения опасных сечений необходимо произвести расчет утяжеленного режима с потерей устойчивости. Такой же особенностью обладает и традиционный инженерный метод из третьей группы методов.

Важным отличием метода выявления слабых линий на основе анализа ТМН является возможность выявления слабых связей и потенциально опасных сечений задолго до момента наступления потери устойчивости. Это позволяет использовать признак наличия ТМН для мониторинга и управления энергосистемой в режиме реального времени.

При исследовании литературы, посвященной поиску опасных сечений, выявлено, что в среде научного и инженерного сообщества имеются различия как в терминологии, так и в определении этого понятия. В настоящей работе предложено понятие *опасного сечения* АР, как совокупности слабых связей, по которым в случае нарушения устойчивости выполняется деление энергосистемы на синхронно работающие зоны, причем, такие связи характеризуются наличием на них точки ЭЦК. Каждое из таких сечений связано с некоторой характерной группой аварийных ситуаций.

Очевидно, что для определения опасного сечения в режиме реального времени необходимы актуальные данные о состоянии сети. Информация, поступающая от устройств СВИ параметров режима, хорошо подходит для решения такой задачи в режиме реального времени. Наличие данных от устройств СВИ предоставляет новые возможности для развития методов анализа и мониторинга оперативно-диспетчерского управления, а архивы истории этих данных позволяют повысить эффективность и точность анализа аварий.

**В главе 2** изложено представление о точке минимального напряжения на линии электропередачи и исследованы её характерные особенности.

Рассмотрим участок линии электропередачи от узла с напряжением  $\dot{U}_0 = U_0 e^{j\alpha_0}$  до узла с напряжением  $\dot{U} = U e^{j\alpha}$  (рис. 2). Распределение напряжения вдоль участка имеет вид:

$$\dot{U}_x = (1-x)\dot{U}_0 + x\dot{U}, \quad (1)$$

где  $x$  - относительное электрическое расстояние от начала участка.

Переходя к относительным единицам, получим:

$$\dot{v}_x = 1 - x + x \cdot v e^{j\delta}, \quad (2)$$

где

$$\dot{v}_x = \dot{U}_x / \dot{U}_0; \quad v = U / U_0; \quad \delta = \alpha - \alpha_0. \quad (3)$$

Квадрат модуля напряжения имеет вид:

$$v_x^2 = \dot{v}_x \cdot v_x^* = 1 - 2(1 - v \cos \delta)x + (1 - 2v \cos \delta + v^2)x^2. \quad (4)$$

Рассматривая уравнение

$$\frac{d}{dx} v_x^2 = 0, \quad (5)$$

получим положение вершины параболы

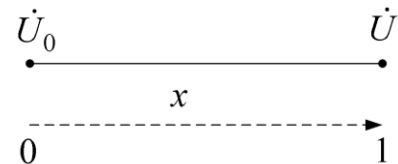


Рис. 2. Расчетная схема участка

$$x_{\min} = \frac{1 - \nu \cos \delta}{1 - 2\nu \cos \delta + \nu^2}. \quad (6)$$

Полученную точку будем называть *точкой минимального напряжения* линии электропередачи (ТМН).

Вершина параболы (и, соответственно, ТМН) находится на контролируемом участке, если выполняется соотношение

$$x_{\min} \in [0; 1]. \quad (7)$$

В случае равенства нулю знаменателя выражения (6) при  $\nu = 1$  и  $\delta = 0$  уравнение не имеет смысла, т.е. если углы генераторов одинаковы, то на линии между ними нет ТМН.

Понятие ТМН имеет связь с понятием ЭЦК.

Подставив (6) в выражение (4), получим напряжение в ТМН:

$$\nu^2 (x_{\min}) = \nu^2 \frac{1 - \cos^2 \delta}{1 - 2\nu \cos \delta + \nu^2} \quad (8)$$

Рассмотрим ТМН с нулевым значением напряжения:

$$\nu^2 \frac{1 - \cos^2 \delta}{1 - 2\nu \cos \delta + \nu^2} = 0 \quad (9)$$

Наличию на рассматриваемом участке точки ЭЦК соответствует корень уравнения  $\delta = 180^\circ$ .

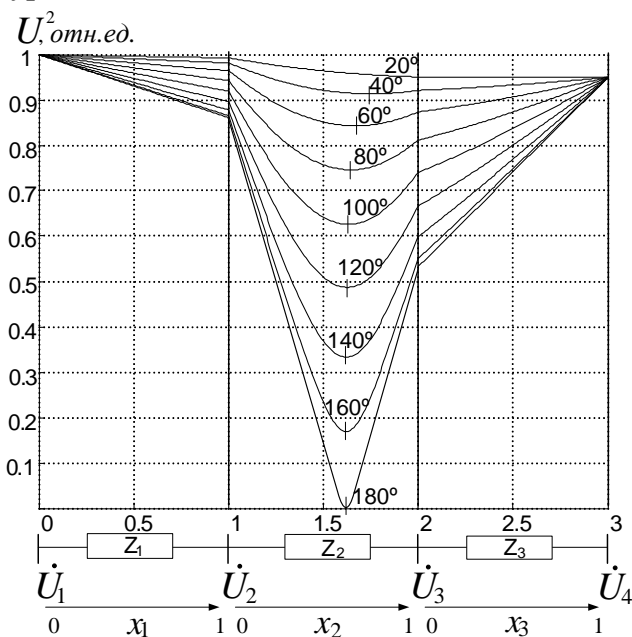


Рис. 3. Распределение квадрата напряжения вдоль линии электропередачи

Таким образом, по мере разворота углов напряжений на границах участка друг относительно друга, точка ТМН приближается к точке ЭЦК и, по достижении разности углов около  $180^\circ$ , совмещается с ней. При меньшем угле разворота векторов напряжений наличие ТМН может рассматриваться в качестве критерия определения линии электропередачи, на которой прогнозируется наличие ЭЦК.

Изложенные соображения иллюстрируются численным примером изменения распределения напряжения вдоль линии электропередачи. На рис. 3 для линии электропередачи, состоящей из трех участков  $Z_1, Z_2, Z_3$ , представлена диаграмма распределения квадрата напряжения в процессе асинхронного хода.

Из диаграммы видно, что величина квадрата напряжения на участках  $Z_1, Z_3$  изменяется монотонно, а на участке  $Z_2$ , начиная с некоторой величины угла разворота ЭДС, обладает характерной особенностью – наличием минимума (отметим, что и на участках  $Z_1, Z_3$  характер изменения рассматриваемой величины также параболический, но точки минимума парабол лежат вне границ участков).

Положение ТМН определяется структурой сети и параметрами режима. Точка минимального напряжения выявляется уже при относительно небольших углах  $\delta$ . По мере увеличения угла напряжение в ТМН уменьшается и при некотором значении угла становится равной нулю, т.е. ТМН совмещается с ЭЦК.

В работе подробно исследовано поведение ТМН в зависимости от структуры сети и параметров режима.

В качестве иллюстрации обусловленности положения ТМН и опасного сечения структурой сети на рис. 4 приведен пример простой системы, для которой, в силу топологии и соотношений параметров линий, ТМН и опасные сечения будут располагаться справа от третьего нагрузочного узла при любом асинхронном режиме, а на линии 1-3 никогда не будет выявлена ТМН и через эту связь никогда не будет проходить опасное сечение.

Также очевидно, что если в некотором узле отсутствует генерация, т.е. он является чисто нагрузочным, то этот узел никогда не будет отделен опасным сечением от остальной части системы (узел 3 на рис. 4).

Анализ влияния нагрузки в промежуточных узлах отбора мощности показал, что при варьировании нагрузки ТМН может проявляться немного раньше или позже в процессе ухудшения режима, а также ТМН могут смещаться вдоль линии. Можно утверждать, что наличие или отсутствие нагрузки в узлах линии электропередачи не изменяет принадлежности ТМН (так же как и ЭЦК) некоторой определенной линии.

В работе исследован вопрос о возможности наличия ТМН на смежных участках линии электропередачи. Численные эксперименты, выполненные в широком диапазоне параметров сопротивлений участков, подтверждают такую возможность. Ранее было показано, что наличие ТМН связано с наличием на этом участке ЭЦК. При этом достаточно очевидно, что на линии электропередачи не должно быть двух точек ЭЦК. Однако известно, что наличие ЭЦК на участке линии электропередачи соответствует условию стока реактивной мощности в линию с обеих её концов. Поскольку в рамках решаемой задачи нас интересует использование ТМН в качестве «индикатора» наличия ЭЦК на участке, то наличие такого стока реактивной мощности целесообразно использовать как фильтр для отбора участков, ТМН которых переходят в точки ЭЦК при утяжелении режима. Использование фильтра приводит к взаимно однозначному соответствию между положением ТМН и положением точек ЭЦК. Численные эксперименты подтверждают этот результат.

Отфильтрованные таким образом точки минимального напряжения будем называть значимыми ТМН.

**В главе 3** представлены результаты разработки метода выявления опасного сечения и метода определения полного перечня возможных опасных сечений. Представлены прототипы программного обеспечения, реализующие разработанные методы.

*Метод выявления опасных сечений по точкам минимального напряжения.*

Поскольку при ухудшении аварийной ситуации ТМН совмещается с ЭЦК, то наличие значимой ТМН является признаком «слабой» связи.

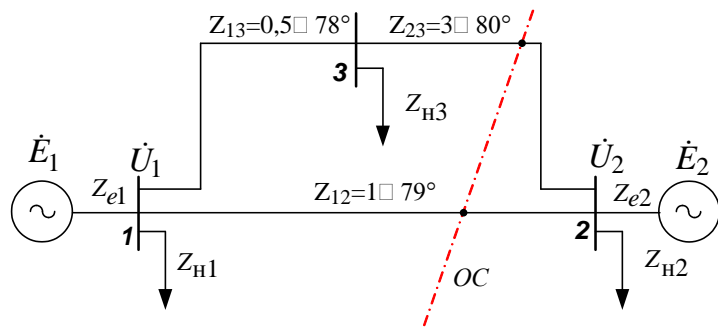


Рис. 4. Размещение ТМН и ОС в зависимости от параметров сети

Для определения положения ТМН в соответствии с (6) необходимой и достаточной информацией являются величины векторов напряжения в узлах сети. Для проектных работ такую информацию получают из программных комплексов расчета режима (например, RastrWin), для задач оперативно-диспетчерского управления она может быть получена от ОИК или от устройств СВИ. На следующем этапе анализа должна быть выполнена фильтрация связей с ТМН по признаку наличия стока реактивной мощности с обоих концов линии. Полученная таким образом совокупность слабых линий определяет опасное сечение.

Опасное сечение считается полным, если выявлены «острова» синхронных зон. Внутри выделенного «острова» должен иметься хотя бы один генерирующий узел, а при наличии более чем одного такого узла, они должны быть связаны между собой линиями электропередачи.

Метод реализован в прототипе программного обеспечения мониторинга опасных сечений энергосистемы в режиме реального времени.

В задачи прототипа ПО входят: выявление «слабых» связей; определение возможных опасных сечений (полных либо частичных); выявление синхронных зон, на которые будет разделена энергосистема в случае возникновения асинхронного режима.

В окне программы (рис. 5) отображается топологическая схема сети. Генерирующие узлы отмечены квадратами, прочие узлы имеют вид кружков. Узлы схемы соединены линиями электропередачи. В нижней части окна расположена панель настройки параметров выполнения технологического алгоритма.

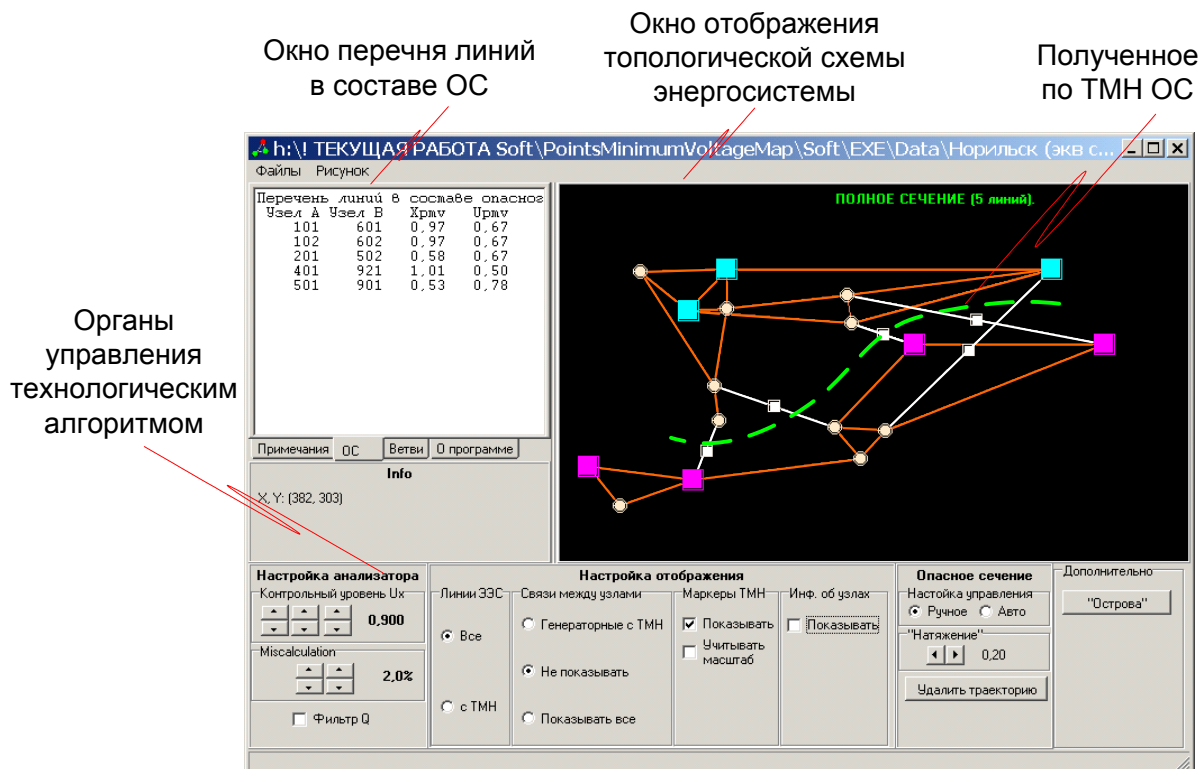


Рис. 5. Общий вид окна технологической программы

В графическом окне можно отобразить информацию о каждом узле: номер узла, модуль напряжения, угол напряжения, номер синхронной группы. Имеется также возможность убрать отображение линий, вошедших в состав опасного сечения, и показать «острова» синхронных зон энергосистемы, т.е. то состояние энергосистемы, которое она получит после выполнения деления посредством противоаварийной автоматики.

Для получения представления о «степени» опасности режима можно использовать данные о значениях напряжения в точках ТМН линий, входящих в состав опасного сечения. Эти данные отображаются в левой части рабочего окна прототипа. По мере утяжеления режима напряжения в ТМН на линиях опасного сечения снижаются и на границе устойчивости стремятся к нулю. По характеру изменения этих напряжений можно судить, приближается ли энергосистема к границе устойчивости или удаляется от нее.

Программное обеспечение на основе прототипа может обеспечить работу выявления слабых связей и опасных сечений энергосистемы в режиме реального времени с использованием данных ОИК и устройств СВИ.

*Метод поиска полного перечня возможных опасных сечений в автоматизированном режиме.*

Для того, чтобы избавить проектировщика от необходимости выполнения большого объема сложных вычислений, сократить время решения задачи, снизить количество вероятных ошибок, связанных с человеческим фактором, и увеличить время для содержательного анализа результатов, разработан автоматизированный метод определения полного перечня опасных сечений.

Для расчетов достаточно использовать линеаризованную схему энергосистемы без учета режимных ограничений. Зададим углы напряжений генераторных узлов схемы равными нулю. Будем разворачивать угол напряжения каждого из генераторных узлов на  $180^\circ$ , затем углы пар узлов, троек узлов и т.д. до полного перебора всех сочетаний взаимного расположения векторов напряжений в таких узлах, т.е. сформируем набор вариантов сочетания взаимного положения углов генераторов, характерных для развившегося АР (разворот углов генераторов на  $180^\circ$ ).

Для схемы, содержащей  $n$  генераторных узлов, количество вариантов сочетаний взаимного расположения векторов напряжений составит:

$$M = \sum_{k=1}^{n-1} C_n^k \equiv \sum_{k=1}^{n-1} \frac{n!}{k!(n-k)!}, \text{ где } k = 1, \dots, n-1. \quad (10)$$

Для каждого из набора вариантов сочетания взаимного положения углов генераторов будем рассчитывать напряжения в узлах сети и определять положение опасного сечения по описанному выше методу.

На рис. 6 представлена схема, имеющая четыре генератора. В таблице представлен полный набор вариантов сочетания взаимного положения углов генераторов для такой схемы.

Очевидно, что любой из генераторов энергосистемы может, при определенных условиях, потерять устойчивость (варианты № 1 – 8, табл. на рис. 6). Этому соответствует группа сечений ОС1 – ОС4, представленная на рис. 6, а.

Положение сечений не меняется в зависимости от того, опережает угол генератора угол синхронной части системы (варианты № 1 – 4) или отстает от него (варианты № 5 – 8), поэтому для определения сечений ОС1 – ОС4 достаточно рассмотреть варианты одной из этих групп.

Варианты № 9, 10 соответствуют потере устойчивости групп генераторов 1, 2 относительно генераторов 3, 4 по опасному сечению ОС 5. Для определения опасного сечения достаточно рассмотреть один из вариантов. То же относится и к вариантам № 11, 12, каждый из которых делит систему по сечению ОС 6 (рис. 6, б).

Поскольку реальный асинхронный ход вначале приводит к возникновению двухчастотного асинхронного режима и только потом, если он не будет прекращен, может привести к многочастотному асинхронному режиму, варианты № 13 и № 14, соответствующие ОС 7 и ОС 8 (рис. 6, в, г), также могут не рассматриваться.

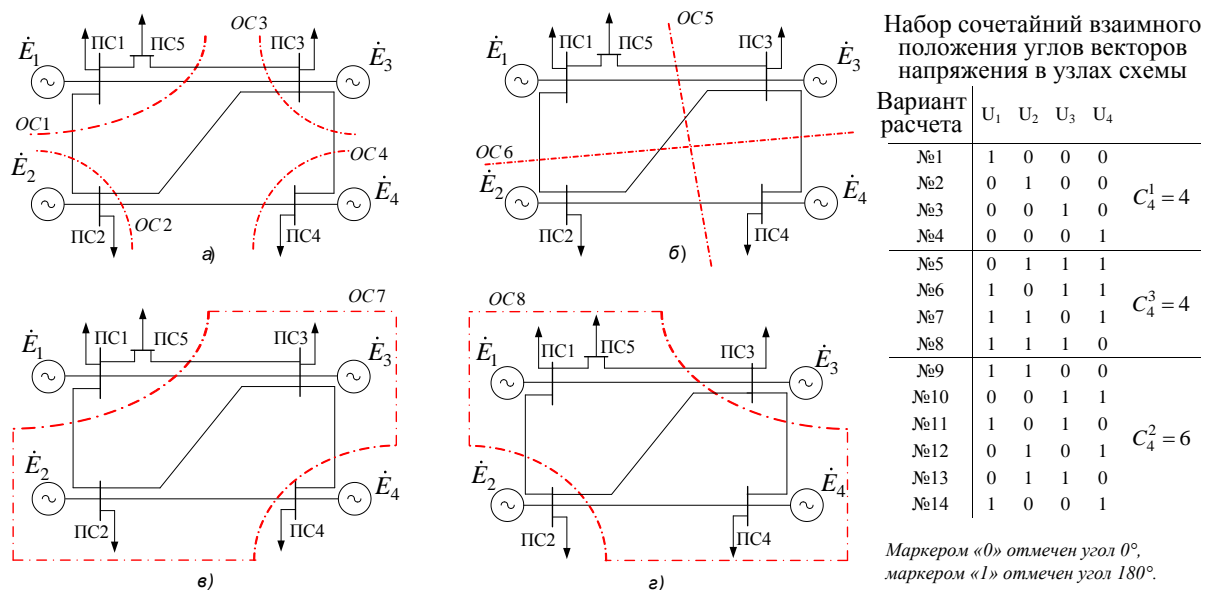


Рис. 6. Полная совокупность возможных сечений и соотношений углов генераторов

Таким образом, детальный анализ примера показал, что из 14 возможных вариантов необходимо рассматривать только шесть. Эта ситуация останется характерной и для схем с увеличенным числом узлов генерации, что позволяет значительно сократить время и ресурсы при расчете более крупных схем энергосистемы, поскольку ненужные варианты отфильтровываются заранее по данным таблицы вариантов.

*Метод реализован в прототипе программного обеспечения определения полного перечня потенциально опасных сечений асинхронного режима.*

Прототип программного обеспечения реализован на базе программного комплекса Matlab и работает по следующему алгоритму:

- инициализация программного пакета;
- чтение исходных данных;
- подготовка данных для метода узловых потенциалов;
- подготовка набора вариантов сочетаний углов;
- фильтрация вариантов;
- подготовка накопления отчета;
- расчет в цикле по всему набору комбинаций сочетания узлов;
  - варьирование углов генераторов;
  - получение вектора - столбца инъекций в узлы;
  - решение системы уравнений методом узловых потенциалов;
  - расчет ТМН;
  - накопление отчета;
- просмотр результатов и вывод данных в Excel.

**В главе 4** представлены результаты практического применения разработанного метода выявления ТМН и опасных сечений электроэнергетической системы.

*Определение опасных сечений в Норильской энергосистеме.*

Метод автоматизированного расчета полного перечня возможных опасных сечений энергосистемы и разработанный на его основе прототип программного обеспечения были апробированы на модели Норильской энергосистемы. Полученные результаты (рис. 7) сравнивались с перечнем связей, входящих в состав опасных сечений, которые были определены ранее для этой энергосистемы традиционными методами в предыдущем проекте модернизации противоаварийной автоматики Норильской энергосистемы.

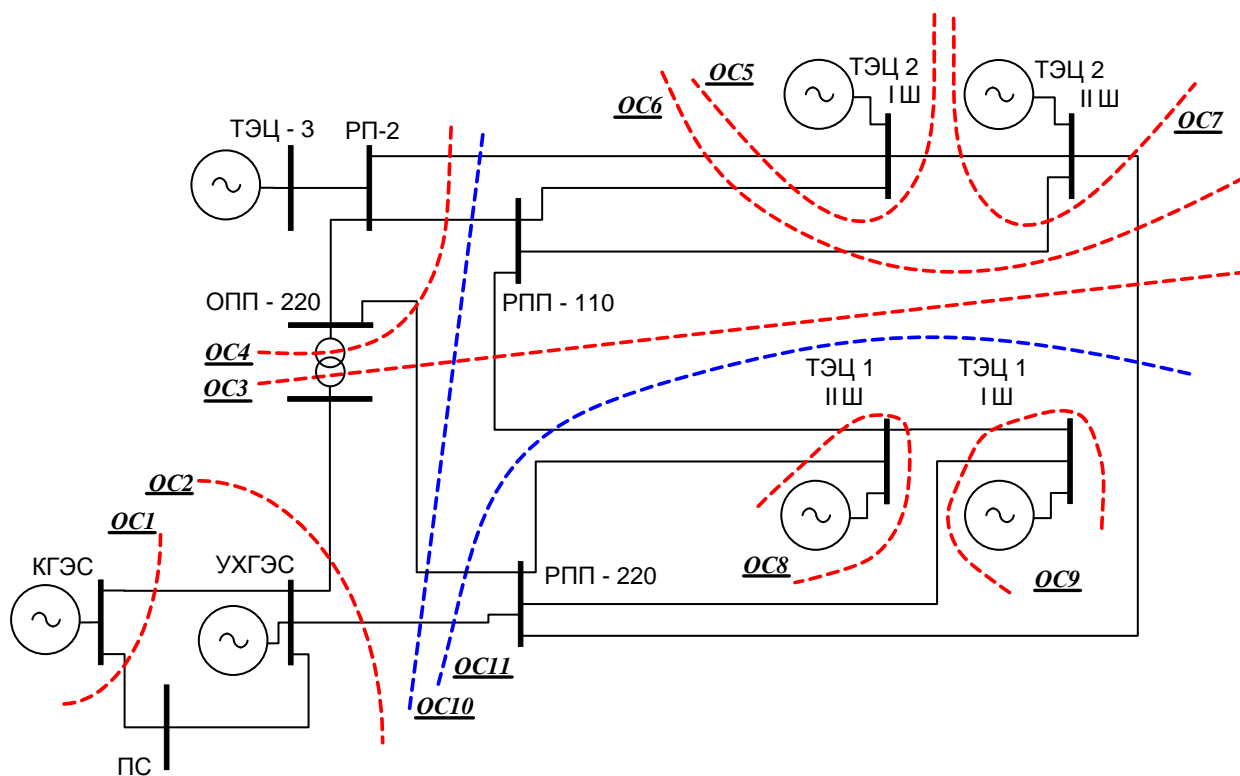


Рис. 7. Сечения асинхронного режима, полученные разработанным методом

Сечения OC1, OC2, OC5, OC6, OC7, OC8, OC9 совпадают с сечениями, выявленными традиционным методом.

Сечения OC3 и OC4 несколько отличаются от выявленных традиционным методом тем, что линии сечений проходят по обмоткам трансформаторов подстанции, а не по линиям присоединения (в случае OC3 сечение проходит по линиям связи УХГЭС – ОПП-220, в случае OC4 по линиям связи РП-2 – ОПП-220). Это обстоятельство обусловлено тем, что анализ по ТМН производился по эквивалентированной модели энергосистемы. Выявленное различие не является существенным для решаемой задачи, поскольку полученные сечения разделяют энергосистему на те же синхронные зоны, что и при расчете традиционным методом.

Сечения OC10 и OC11 не были выявлены традиционным методом, что свидетельствует о большей полноте анализа при использовании разработанного метода автоматизированного расчета.

Таким образом, определение опасных сечений Норильской энергосистемы разработанным методом и сравнение результатов с известными результатами, полученными ранее традиционным методом, подтвердило достоверность его результатов. Полученные результаты соответствуют друг другу, кроме того, разработанным методом выявлены дополнительные опасные сечения энергосистемы.

#### *Оптимизация мест расстановки устройств СВИ в ОЭС Урала.*

Одной из основных задач, решаемых при выполнении проектов по развитию СМПР в ЕЭС России, является определение мест размещения устройств СВИ.

В соответствии с нормативными документами устройства СВИ предполагалось устанавливать на электрических станциях мощностью от 500 МВт и на ПС 500 кВ. Однако непосредственное выполнение этих требований приводит к необходимости установки в данной энергосистеме нескольких сотен единиц таких устройств. При этом, дополнительно к требованиям, также надо учитывать и необходимость установки устройств на слабых участках некоторых магистральных

линий 220 кВ. Поэтому при выполнении проектов по развитию СМПР в ЕЭС России решалась задача оптимизации количества устанавливаемых устройств СМПР без потери качества мониторинга энергосистемы.

Эта задача решена посредством выявления полной совокупности слабых линий энергосистемы, что в конечном итоге позволило обеспечить достижение основной цели проекта – обеспечения эффективного мониторинга линий и сечений, изменение режима работы которых существенно влияет на устойчивость энергосистемы.

На рис. 8 представлен фрагмент системообразующей сети 500 кВ ОЭС Урала с указанием контрольных сечений этой сети и опасных сечений, выявленных по ТМН. Из рисунка видно, что совокупность выявленных слабых линий соответствует совокупности линий, пересекающих нормативные контролируемые сечения.

Практическое совпадение этих двух групп позволяет заключить, что предлагаемый метод позволяет достоверно выявлять совокупность «слабых» участков сети, для которых целесообразно рассматривать вопрос об установке устройств СВИ для целей контроля максимально-допустимых перетоков (МДП).

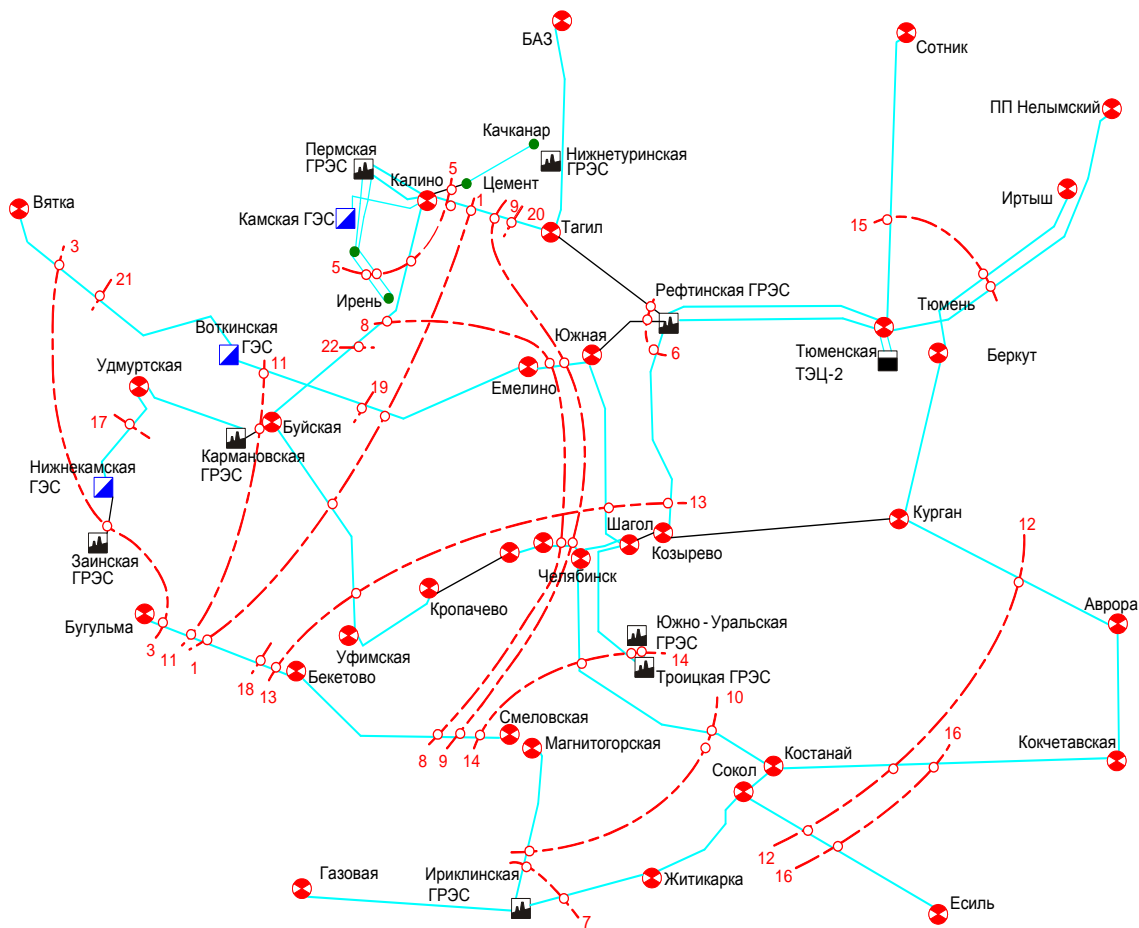


Рис. 8. Фрагмент системообразующей сети (сплошные линии – выявленные линии с ТМН, пунктирные линии – нормативные контролируемые сечения)

Из рис. 8 видно, что имеются случаи, при которых на связях, входящих в контролируемое сечение, ни в одной из рассмотренных ситуаций не были выявлены ТМН (например, на линиях ВЛ 500 кВ ПС Тагил – Рефтинская ГРЭС, ВЛ 500 кВ ПС Южная – Рефтинская ГРЭС). Также есть линии, на которых во мно-



гих рассмотренных режимах были выявлены ТМН (например, 2-х цепная ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС – ПС Тюмень), хотя они и не входят в контролируемое сечение. Здесь мы видим пример того, что линии, входящие в состав контролируемых сечений, часто не совпадают с линиями из состава опасных сечений, что связано с выбором состава контролируемых сечений в зависимости от установленной на объектах телеметрии, удобства мониторинга, экономических и других факторов.

#### *Оптимизация мест расстановки устройств СВИ в ОЭС Сибири.*

Характерной особенностью ОЭС Сибири является ее уникальная структура генерирующей мощности, около 50% которой составляют гидроэлектростанции. В летний период времени энергосистема, имея большие запасы по регулированию, обеспечивает нагрузку собственного энергообъединения и компенсирует дефицит мощности в соседних ОЭС. В зимний период времени, когда водоемы замерзают, ГЭС не могут полностью обеспечить потребителей и энергосистема принимает мощность из соседних ОЭС. Таким образом, круглый год по магистральным сетям ОЭС Сибири протекают большие мощности.

Как показывают результаты анализа ОЭС Сибири, используя методику определения слабых линий по ТМН, слабые связи можно выявить уже на начальном этапе анализа энергосистемы. Итоги анализа исходных режимов методом выявления ТМН подтверждают, что загруженность сети такова, что даже в нормальных режимах проявляются слабые связи (рис. 9). В этих же исходных режимах были проанализированы максимально допустимые перетоки по контролируемым сечениям. Ни в одном из рассчитанных режимов не было превышено допустимое значение.

На основании этого можно сделать вывод о том, что контроль режима по ТМН является более чувствительным, чем контроль по МДП, т.к. наличие «слабых» связей можно выявить на более раннем этапе. Кроме того, результаты, показанные на рис. 9, подтверждают возможность применения рассматриваемого метода в режиме реального времени для обнаружения «слабых» связей и выделения опасных сечений.

До выполнения проекта по развитию СМПР в ОЭС Сибири устройства СВИ были уже установлены на всех отходящих ВЛ от ПС 500 кВ Братский ПП, ПС 500 кВ Алтай и Харанорская ГРЭС. Анализ исходных не утяжеленных режимов по ТМН доказал правильность и необходимость мониторинга линий, отходящих от этих узлов даже для нормальных режимов (рис. 9).

На следующем этапе проекта был проведен анализ по выявлению слабых связей по ТМН для утяжеленных, аварийных и ремонтных режимов работы сети. Получено, что такие связи располагаются вблизи крупных генерирующих объектов, а также входят в состав линий, по которым проходят основные магистральные потоки мощности. Именно эти связи определяют устойчивость любой энергосистемы и, в частности, ОЭС Сибири. Поскольку для ведения устойчивого режима следует контролировать перетоки мощности и вектора напряжения по концам этих линий, необходимо, чтобы хотя бы на одном конце этих связей был размещено устройство СВИ.

Использование метода выявления ТМН для определения «слабых» связей при выполнении проектов по развитию СМПР в ОЭС Урала и ОЭС Сибири позволило сформировать технические требования к размещению устройств СВИ. Уточнение требований нормативов информацией полученной посредством разработанного метода, позволило решить задачу размещения устройств СВИ по узлам и линиям энергосистемы и уменьшить количество устанавливаемых устройств.

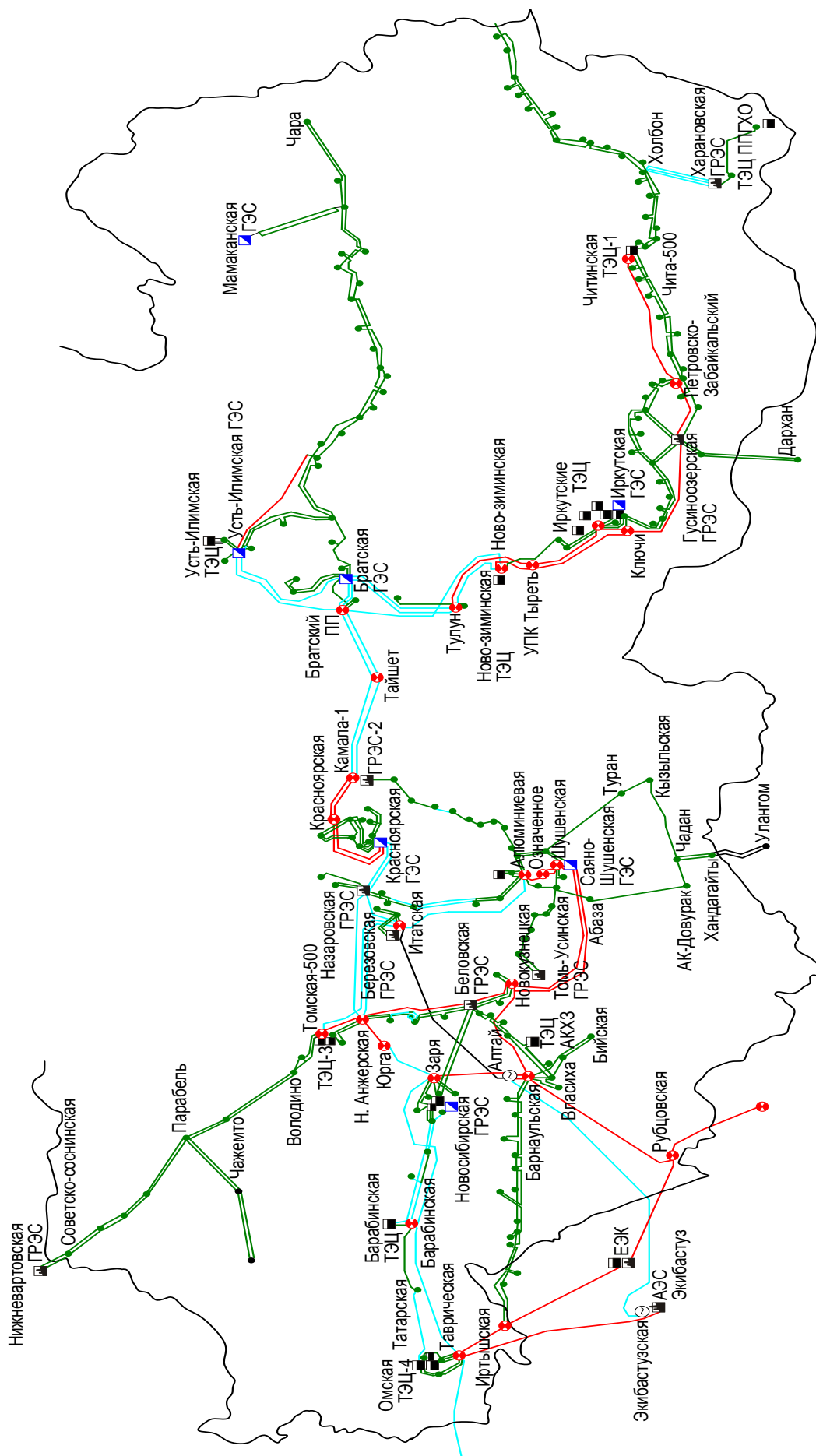


Рис. 9. Фрагмент системообразующей сети (сплошные линии – выявленные линии с ТМН, пунктирные линии – нормативные контролируемые сечения)

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ

1. В работе рассмотрены методы и средства выявления опасных сечений в электроэнергетической системе. На основе анализа нормативных документов и работ, связанных с данной проблематикой, уточнено понятие опасного сечения асинхронного режима, определены пути развития новых методов.

2. Новый, предложенный в работе метод выявления опасных сечений в энергосистеме применим к задачам проектирования систем и средств противоаварийного управления и мониторинга энергосистемы в режиме реального времени.

3. При разработке метода использовано понятие точки минимального напряжения. Показано, что слабая линия электропередачи, характеризующаяся наличием ТМН и стока реактивной мощности в эту линию, при утяжелении режима войдет в состав опасного сечения. Указанные признаки позволяют обеспечить раннее выявление слабой линии в энергосистеме до наступления потери устойчивости.

4. Разработанный метод позволяет выявить полный перечень слабых линий, подлежащих при определенных обстоятельствах защите системой ликвидации асинхронного режима. Одновременно метод позволяет сформировать перечень линий, защита которых такой автоматикой при данной структуре сети не потребуется.

5. Использование разработанного метода для поддержки принятия решений в диспетчерских центрах позволит повысить надежность ведения режима. Определение сечений по данным измерений величин векторов напряжений в узлах электроэнергетической системы средствами телеметрии, в том числе с использованием информации от устройств синхронизированных векторных измерений, позволяет контролировать состояние сечений в режиме реального времени и выявлять опасное развитие ситуации задолго до момента действительного нарушения устойчивости энергосистемы.

6. На основе разработанных методов реализованы алгоритмы и прототипы программного обеспечения для проектирования системы противоаварийного управления и мониторинга опасных сечений в энергосистеме.

7. Апробация методов была проведена на схеме энергосистемы Норильск-энерго. Определение опасных сечений Норильской энергосистемы и сравнение полученных результатов с результатами, полученными традиционным методом анализа, подтверждает достоверность результатов, получаемых разработанным методом.

8. Использование разработанного метода позволяет в автоматизированном режиме получить полную совокупность возможных опасных сечений и их состав. Это избавляет проектировщика от необходимости выполнения большого объема сложных вычислений, сокращает время решения задачи, обеспечивает полноту и эффективность выявления возможных опасных сечений асинхронного режима.

9. Разработанный метод использован при формировании критериев оптимизации мест размещения устройств СВИ при выполнении проектов по развитию СМРР в ЕЭС России в операционных зонах ОЭС Урала и ОЭС Сибири. Использование метода позволяет уточнять требования к размещению устройств СВИ и оптимизировать необходимое количество устанавливаемых устройств.

## ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

### По перечню рецензируемых изданий ВАК

1. Курмак В.В., Наровлянский В.Г. Метод выявления точек минимального напряжения для определения опасных сечений электроэнергетической системы // Электрические станции. 2011 – № 3. – С. 38-41.
2. Курмак В.В., Наровлянский В.Г. Точки минимального напряжения, как характерные особенности слабых участков электрической сети // Вестник ИГЭУ. – 2011. – № 2. – С. 48-53.
3. Наровлянский В.Г., Курмак В.В. Алгоритм определения полного перечня опасных сечений электроэнергетической системы при проектировании противоаварийной автоматики // Электрические станции. – 2012. - № 3. – С. 48-51.
4. Гельфанд А. М., Курмак В.В., Наровлянский В.Г. Развитие систем мониторинга переходных режимов в ЕЭС России // Электрические станции. – 2012. – № 6.

### Публикации в других изданиях

5. Демчук А.Т., Жуков А.В., Легкоконец П.В., Бровко С.В., Курмак В.В., Наровлянский В.Г. Развитие системы мониторинга переходных процессов ОЭС Урала // Сборник докладов выставки и XX конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем 2010». – М.: Научно-инженерное информационное агентство, 2010. – С. 48-51.
6. Ваганов А.Б., Гельфанд А.М., Курмак В.В., Наровлянский В.Г. Векторная регистрация параметров режима электроэнергетических систем и ее применение в интеллектуальных цифровых подстанциях // Электроэнергетика. – 2011. – № 1. – С. 82-85.
7. Курмак В.В. Требования к размещению устройств синхронизированных векторных измерений в энергосистемах РФ // Энергоэксперт. – 2011. - № 5. – С. 56-58.
8. Жуков А.В., Гельфанд А.М., Бровко. С.В., Курмак В.В., Наровлянский В.Г. Развитие системы мониторинга переходных режимов (СМПР) в ОЭС Урала для оценки тяжести режима. Подходы и решения // Сборник тезисов 3-й Международной научно-технической конференции «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем». Исследовательский комитет СИГРЭ, секция В5 «Релейная защита и автоматика». Секция 6: Опыт применения и вопросы развития WAMS и WACS. – СПб, 2011. – С 58.
9. Курмак В.В. Выбор мест установки регистраторов СМПР с использованием метода выявления точек минимального напряжения в электроэнергетической системе // Состояние и перспективы развития электротехнологии. XVI Бенардосовские чтения : сб. науч. тр. Международной науч.-техн. конф. – Иваново, 2011. – С. 129-132.

Подписано в печать 22.05.2012. Формат 60x84x 1/16

Печать плоская. усл. печ. л. 1,39.

Тираж 100 экз. Заказ № 21-05-14.

Отпечатано в ОАО «Институт «Энергосетьпроект».