

Министерство транспорта Российской Федерации  
Федеральное агентство железнодорожного транспорта  
Омский государственный университет путей сообщения

---

В. Т. Черемисин, Е. А. Третьяков

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ  
УПРАВЛЕНИЯ ТРАНСПОРТОМ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ  
СТАЦИОНАРНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

Научная монография

Омск 2017

УДК 621.316.72  
ББК 31.27  
Ч46

**Черемисин В. Т. Совершенствование методов и средств управления транспортом и распределением электроэнергии в системах электроснабжения стационарных потребителей железных дорог:** Научная монография / В. Т. Черемисин, Е. А. Третьяков; Омский гос. ун-т путей сообщения. Омск, 2017. 169 с.

В монографии рассмотрены вопросы качества электроэнергии и снижения потерь электроэнергии в системах электроснабжения стационарных потребителей железных дорог. Предложены методы и средства оперативного управления транспортом и распределением электроэнергии в системе электроснабжения стационарных потребителей железных дорог на основе мультиагентного подхода.

Предназначена для научных и инженерно-технических работников, занимающихся вопросами повышения качества электроэнергии, и может быть полезна преподавателям, аспирантам и студентам вузов электротехнических специальностей.

Библиогр.: 116 назв. Табл. 14. Рис. 70.

Рецензенты: доктор техн. наук, профессор В. Н. Горюнов;  
доктор техн. наук, профессор Ю. В. Демин;  
доктор техн. наук, профессор О. А. Сидоров.

ISBN 978-5-949-41156-8

---

© Омский гос. университет  
путей сообщения, 2017

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	5
1. Анализ системы электроснабжения стационарных потребителей железных дорог.....	6
1.1. Анализ качества электрической энергии и параметров режима.....	6
1.2. Характеристика системы электроснабжения .....	15
1.3. Способы и технические средства повышения качества и снижения потерь электрической энергии.....	21
1.4. Обоснование требований к перспективным методам управления транспортом и распределением электрической энергии в системе электроснабжения стационарных потребителей железных дорог.....	25
2. Разработка метода адаптивного управления транспортом и распре- делением электрической энергии в системе электроснабжения стационарных потребителей железных дорог.....	32
2.1. Постановка задачи.....	32
2.2. Концепция управления распределенными объектами.....	34
2.3. Метод адаптивного управления транспортом и распределением электрической энергии в системе электроснабжения стационарных потребителей железных дорог.....	39
2.4. Обоснование требований к технологической оснащенности системы электроснабжения .....	46
2.5. Характеристика компонентов системы управления.....	47
2.6. Онтология и база знаний в системе электроснабжения.....	51
2.7. Принципы координации распределенными объектами.....	54
2.8. Распределенное оценивание состояния системы электроснабжения ...	59
2.8.1. Мониторинг состояния объектов и параметров режима.....	60
2.8.2. Структурный анализ топологии сети по результатам измерений...	64
2.9. Прогнозирование данных для целей управления.....	65
3. Разработка алгоритмов регулирования напряжения в электричес- ких сетях стационарных потребителей железных дорог.....	71
3.1. Обоснование методов группового регулирования напряжения.....	71
3.2. Разработка функциональной схемы устройства регулирования напряжения в электрической сети.....	73

3.3. Алгоритмы адаптивного регулирования напряжения.....	76
3.3.1. По условию минимума потерь мощности в сети.....	76
3.3.2. По условию стабилизации напряжения.....	81
3.4. Сенсорный анализ электрической сети.....	88
4. Разработка алгоритмов управления потоками мощности в системе электроснабжения стационарных потребителей железных дорог .....	92
4.1. Постановка задачи.....	92
4.2. Определение оптимальных мест размещения и параметров источ- ников реактивной мощности.....	92
4.3. Регулирование мощности в электрической сети.....	95
4.4. Реконфигурация топологии электрической сети для автомати- ческого восстановления нормального режима.....	108
5. Реализация методов адаптивного управления транспортом и распре- делением электрической энергии в системе электроснабжения.....	113
5.1. Реализация исследований в системе имитационного моделирования... 113	
5.1.1. Исходные данные для моделирования.....	113
5.1.2. Формализованное описание моделей.....	119
5.1.3. Имитационное моделирование.....	123
Заключение.....	157
Библиографический список.....	158

## ВВЕДЕНИЕ

В последние годы появились новые концепции и технологии, направленные на создание устойчивой, эффективной, гибкой и интеллектуальной электрической инфраструктуры, позволяющей интегрировать как крупные, так и мелкие источники распределенной генерации, накопителей энергии. Это может привести к крайне сложным взаимодействиям централизованного и децентрализованного управления, в том числе противоречащим друг другу.

Модернизация и инновационное развитие систем электроснабжения с использованием новейших решений и энергосберегающих технологий должны начинаться с модернизации инфраструктуры. Реконструкция и техническое перевооружение электрических сетей будут основными направлениями их развития на новой технической основе.

Применение в электрических сетях технологий, основанных на адаптации характеристик оборудования к режимам работы электроэнергетических систем, и активное взаимодействие с генерацией и потребителями позволяют создавать эффективно функционирующую систему, в которую встраиваются современные информационно-диагностические системы, системы автоматизации управления всеми элементами, включенными в процессы производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии.

Разработка принципов, методов и механизмов формирования интегрированных интеллектуальных энергетических систем с активными потребителями и координированным управлением, обеспечивающих повышение надежности, безопасности и экономической эффективности энергоснабжения потребителей, является актуальной задачей на современном этапе развития электроэнергетических систем России.

Настоящая работа посвящена развитию и разработке методов и средств управления транспортом и распределением электроэнергии в системе электроснабжения стационарных потребителей железных дорог.

# 1. АНАЛИЗ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СТАЦИОНАРНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

## 1.1. Анализ качества электрической энергии и параметров режима

Повышение эффективности передачи и распределения электроэнергии стационарными потребителями системы электроснабжения железных дорог является важной составляющей проблемы энергосбережения на железнодорожном транспорте.

Отклонение показателей качества электроэнергии от установленных норм [49] приводит к ухудшению технико-экономических показателей системы электроснабжения [24 – 26, 76, 78]. При этом однозначно оценить ущерб потребителю очень сложно в связи с различной степенью влияния электроэнергии по отдельным показателям, их нестабильностью, которая зависит от состава, режимов работы электрооборудования и внешней системы электроснабжения.

Составляющие ущерба от электрической энергии низкого качества можно условно разделить по воздействию на технологические и на энергетические процессы в электрической сети, при этом к каждой группе можно отнести ряд негативных явлений, сопровождающих функционирование сети:

1) снижение энергетической эффективности системы электроснабжения, включающее в себя повышение потерь, снижение пропускной способности сетей, располагаемой мощности и коэффициентов полезного действия оборудования;

2) снижение надежности элементов системы электроснабжения, включающее в себя уменьшение срока службы, эффективности действия защиты, перенапряжения и др.;

3) увеличение погрешностей измерительных комплексов;

4) нарушение технологических процессов, снижение производительности труда, качества технического обслуживания и выпускаемой продукции.

Приведенные последствия влияния электрической энергии с качеством, не удовлетворяющим нормам ГОСТ 32144-2013 [62], на функционирование системы электроснабжения указывают на необходимость мониторинга, управления и возможности оценки эффективности управления качеством электроэнергии (КЭ) и параметрами режима.

В соответствии с ГОСТ 32144-2013 [49] различают следующие показатели качества электрической энергии:

1) продолжительные изменения характеристик напряжения:

- отклонение частоты;
- медленные изменения напряжения (отрицательное и положительное отклонения напряжения);
- колебания напряжения и фликер (кратковременная и длительная дозы фликера);
- несинусоидальность напряжения (коэффициент гармонических составляющих напряжения до 40-го порядка, суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения);
- несимметрия напряжений в трехфазных системах (коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности, коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности);

2) случайные события:

- прерывания напряжения (длительные и кратковременные);
- провалы напряжения и перенапряжения;
- импульсные напряжения.

Экспериментальные исследования качества электроэнергии в электрических сетях стационарных потребителей железных дорог выявили искажение формы кривых тока и напряжения на шинах районных сетевых подстанций распределительных сетей. Результаты измерений [83] в рамках энергетических обследований свидетельствуют о том, что и в питающих сетях большинства предприятий значения отдельных показателей качества электроэнергии, в первую очередь суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения  $K_U$  и коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности  $K_{2U}$ , коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности  $K_{0U}$ , положительное отклонение напряжения превосходят нормы ГОСТ 32144-2013. На рис. 1.1 и 1.2 в качестве примера представлены соответственно осциллограммы и спектральный состав питающего напряжения 0,4 кВ локомотивного депо Московка.

На рис. 1.3 приведены гистограммы значений основных показателей качества электроэнергии (ПКЭ), на рис. 1.4 – гистограммы средней загрузки линий 35/10(6) кВ по результатам данных энергетических обследований более 50 стационарных железнодорожных предприятий.





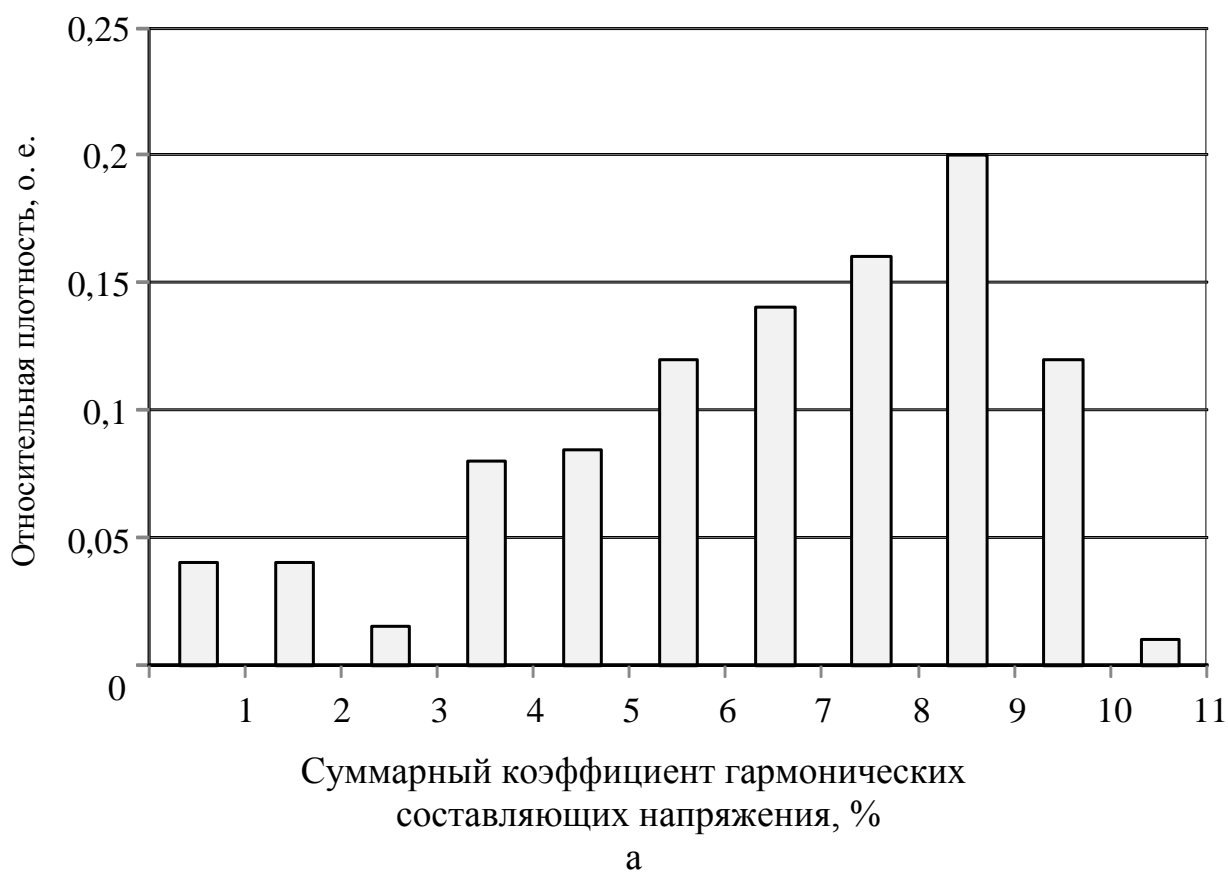


Рис. 1.3. Гистограммы значений основных ПКЭ



В



Г

Рис. 1.3, лист 2

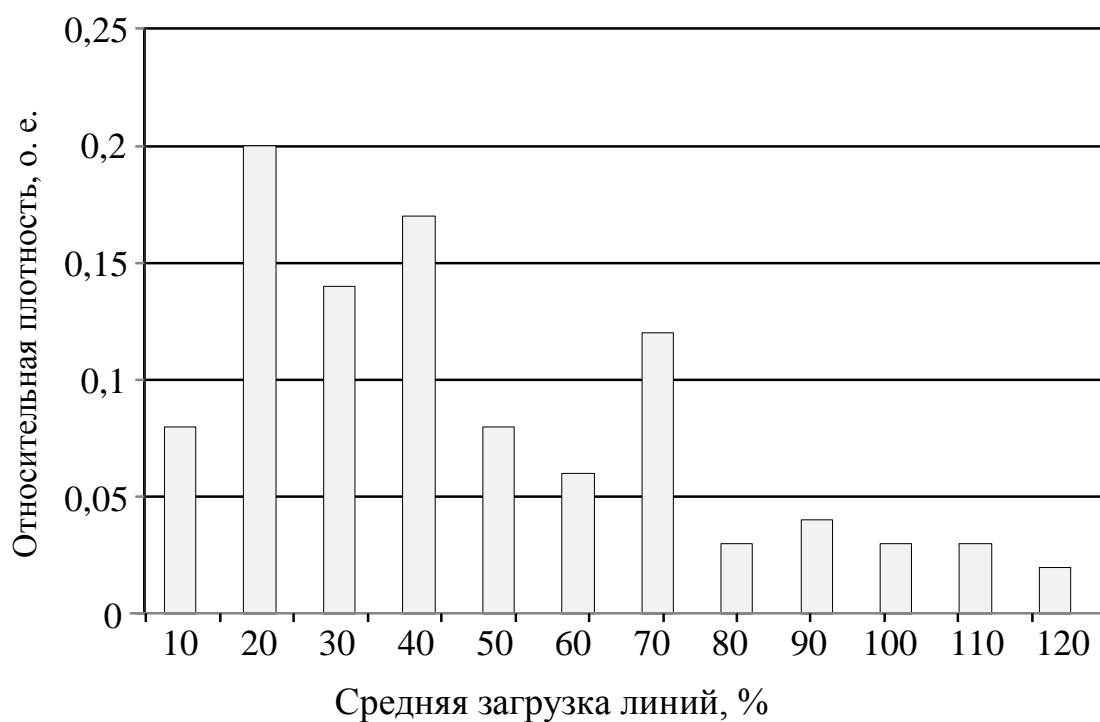


Рис. 1.4. Гистограммы средней загрузки линий 35/10(6) кВ

Многолетний опыт расчета норматива потерь электроэнергии в рассматриваемых распределительных сетях позволяет сделать выводы о структуре потерь электроэнергии по уровням напряжения, % (рис. 1.5, а), по составляющим (рис. 1.5, б, в).

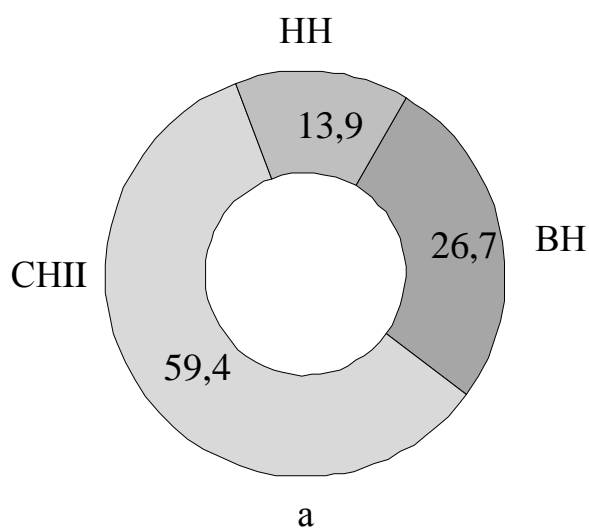
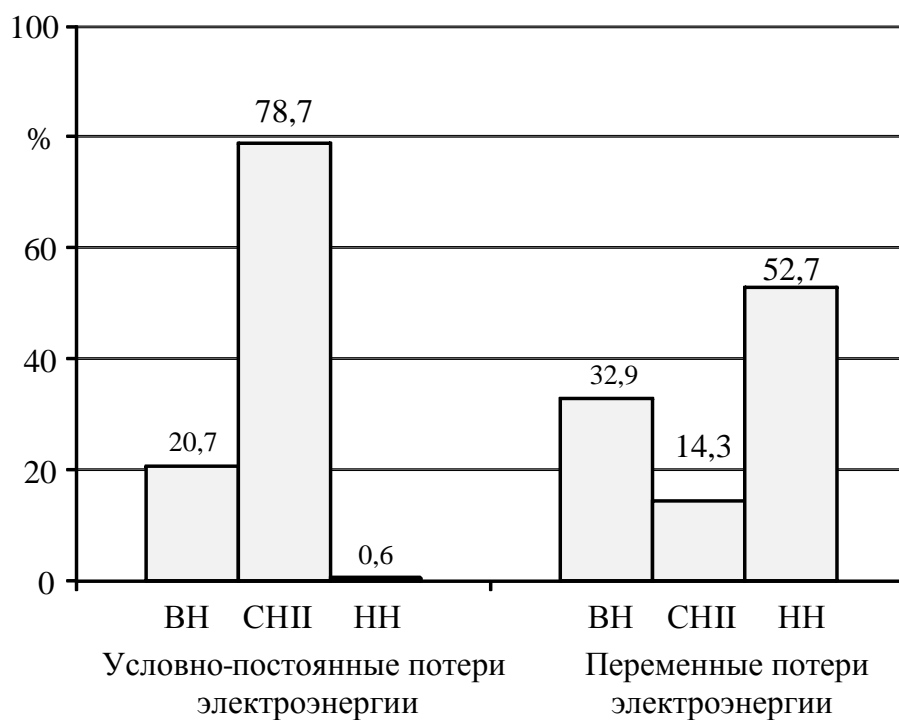
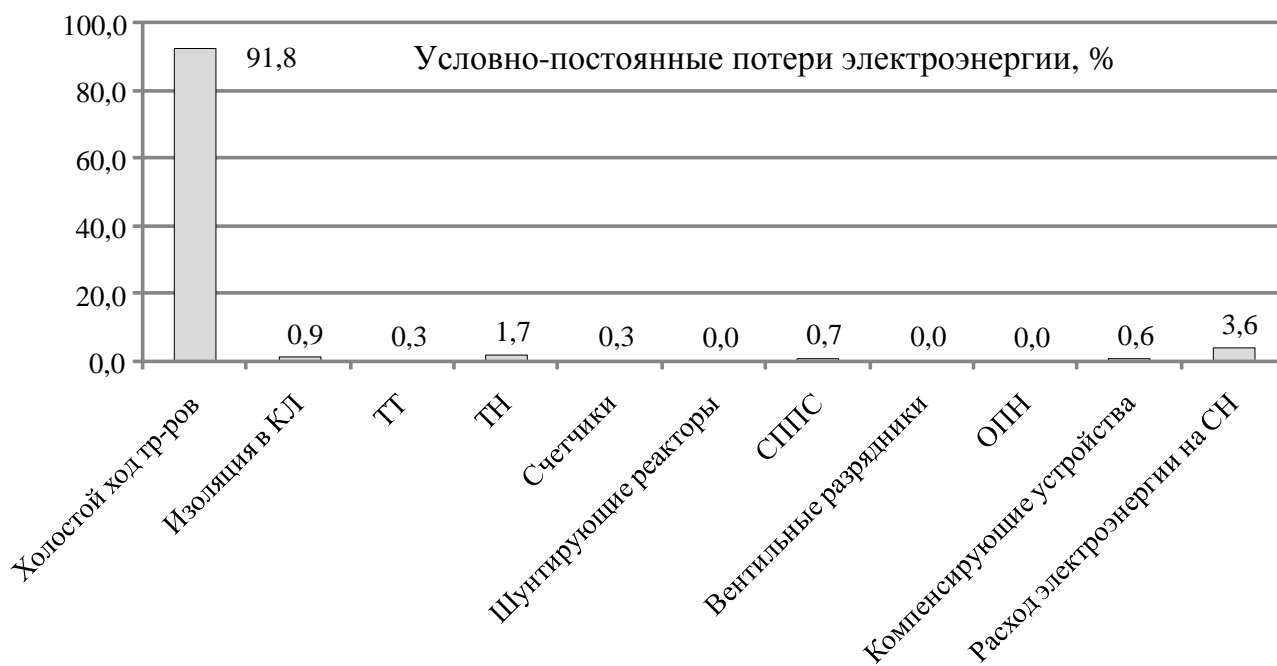


Рис. 1.5. Структура технологических потерь электрической энергии по уровням напряжения (а), по составляющим (б, в) в распределительных электрических сетях крупного железнодорожного узла



б



в

Рис. 1.5, лист 2

Системы электроснабжения нетяговых потребителей, разработанные и построенные в середине прошлого века, предусматривают питание нетяговых железнодорожных и сторонних потребителей, в том числе от тяговой подстанции.

В результате на КЭ для нетяговых потребителей влияют все режимы тяги, работа выпрямительных агрегатов электровозов и выпрямительно-инверторных агрегатов подстанций. Типовые данные параметров режима сетевого района электроснабжения по фидеру 10 кВ представлены на рис. 1.6.

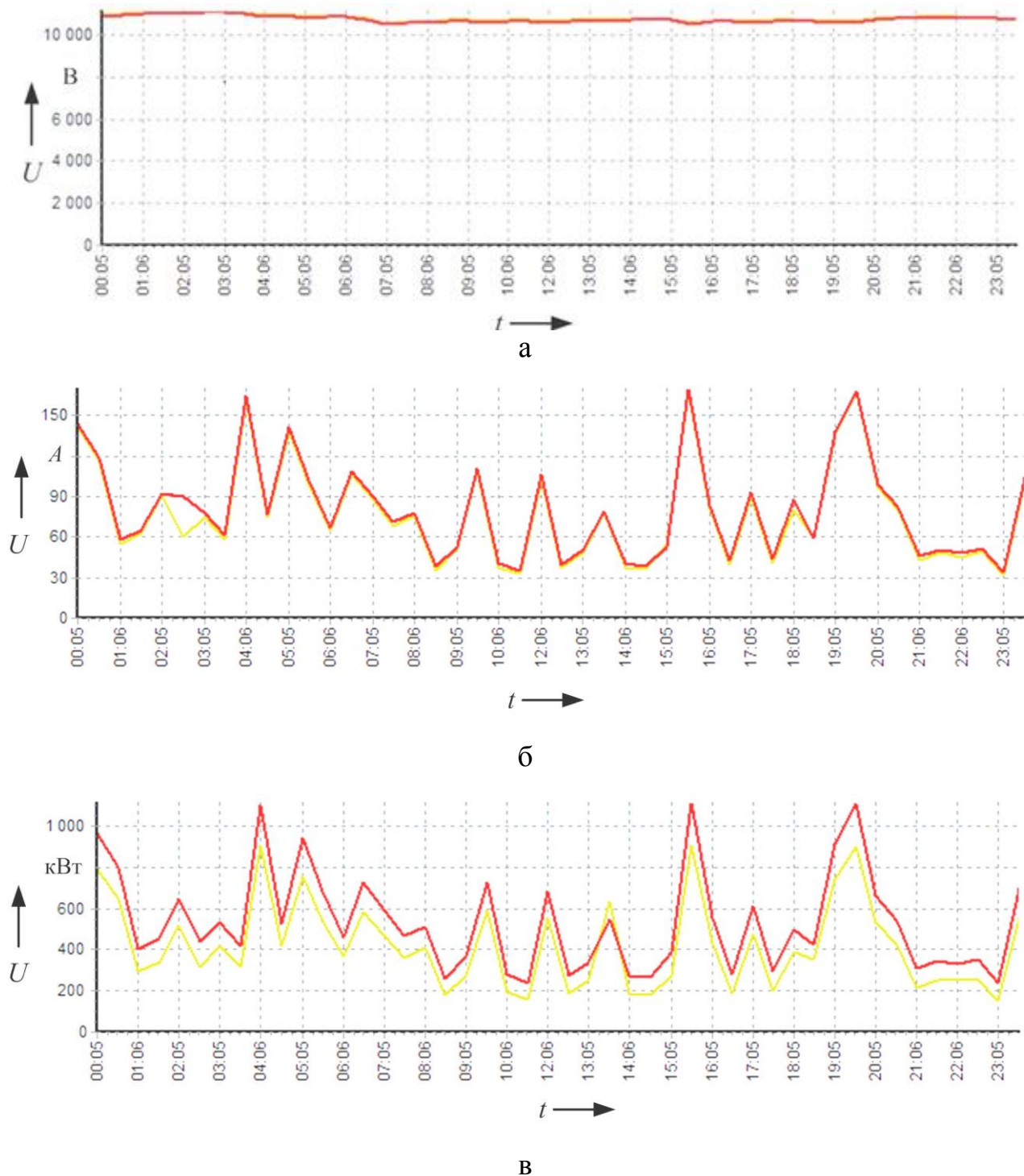


Рис.1.6. Графики напряжения (а), тока (б), активной (в) и реактивной (г) мощности, измеренные на фидере Ф1 ПЭ ЭЧЭ-111

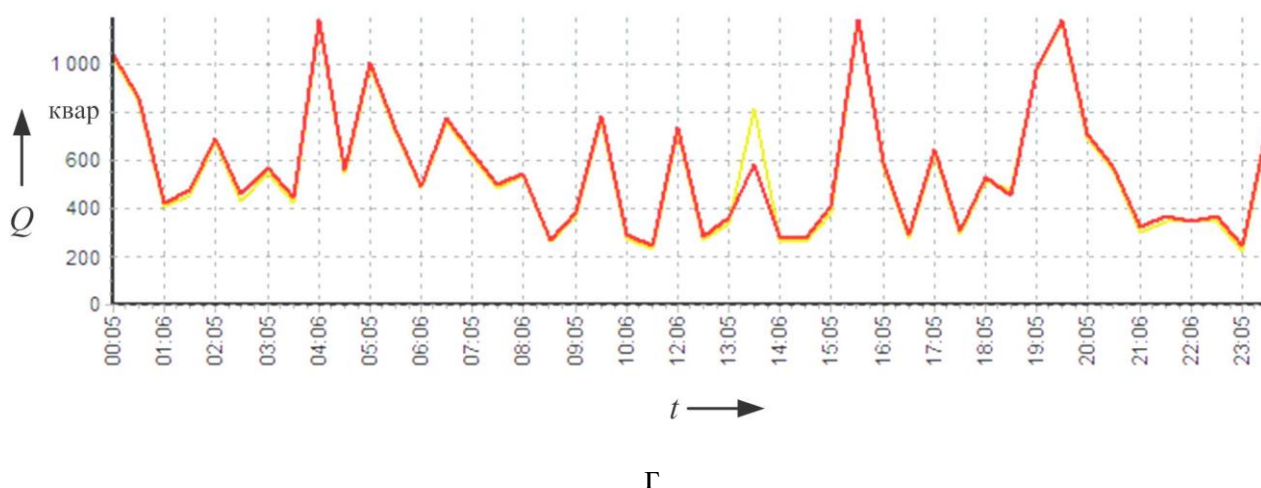


Рис.1.6, лист 2

Как правило, в сети имеют место потоки реактивной энергии, броски и провалы напряжения, протекание токов высших гармоник, перекося фаз и отклонение частоты, несимметрия напряжения по обратной и нулевой последовательностям, искажение формы кривой напряжения и др. Эти явления приводят к увеличению расхода и потерям электроэнергии, работе электрооборудования в режиме перегрузки, снижению уровня надежности работы электрооборудования, появлению дополнительных потерь в электрических машинах, трансформаторах и сетях, нарушениям правильной работы устройств автоматики, затруднению компенсации реактивной мощности с помощью батарей конденсаторов, сокращению срока службы изоляции электрических машин и др.

Оптимизация режимов электроэнергопотребления решается путем минимизации потерь электроэнергии, связанных с передачей и потреблением активной и реактивной мощности в электрических сетях при соблюдении нормируемых показателей качества электроэнергии, оптимального уровня надежности электроснабжения и рационализации графиков электрической нагрузки за счет внедрения современного энергоэффективного электрооборудования, технических средств управления параметрами режима.

## 1.2. Характеристика системы электроснабжения

Электроснабжение нетяговых железнодорожных потребителей крупных железнодорожных станций и узлов (объекты инфраструктуры, в том числе локомотивного и вагонного хозяйства, культурно-бытовые объекты, сторонние потребители, в том числе население и др.) осуществляется непосредственно от подстанций энергосистем или от тяговых подстанций. Электроснабжение нетяговых железнодорожных потребителей, расположенных на железнодорожных перегонах и железнодорожных станциях, находящихся на межподстанционных зонах (освещение промежуточных станций, остановочных пунктов, линейно-путевых зданий, устройств автоблокировки и др.), осуществляется, как правило, от линий продольного электроснабжения 6, 10, 35 кВ или от районных электросетей.

Анализ состава электрооборудования сетевого района показал, что для возможности управления транспортом и распределением электроэнергии в системах электроснабжения стационарных потребителей железных дорог, в частности по режимам напряжения и реактивной мощности, явно недостаточно управляемых технических средств, линейных регуляторов и информационно-измерительных систем (рис. 1.7).

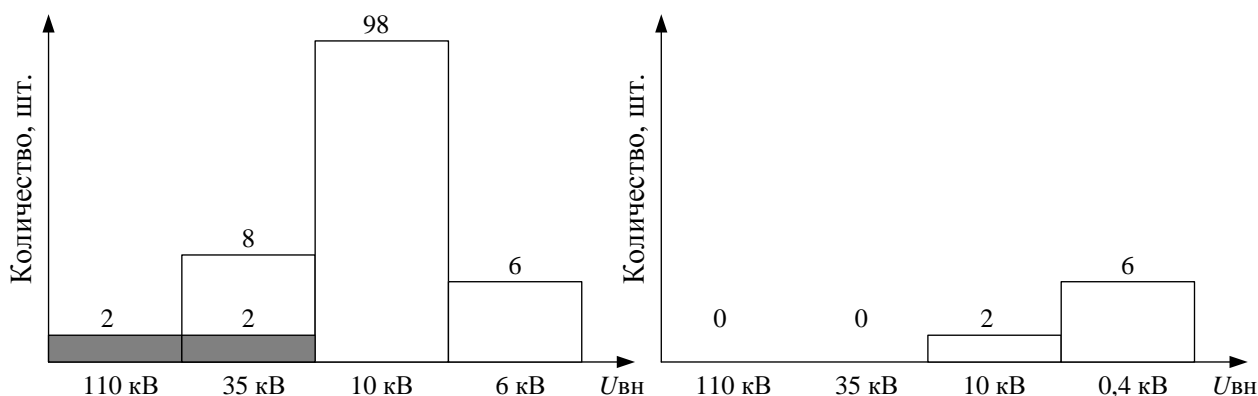


Рис.1.7. Характеристика трансформаторов и устройств компенсации реактивной мощности (на примере сетевого района ЭЧС-101 Входная)

В частности, в системе электроснабжения стационарных потребителей железных дорог сетевого района (см. рис. 1.7) из восьми трансформаторов с высшим напряжением 35 кВ только два оборудованы регулятором РПН.

Регулируемые устройства компенсации реактивной мощности отсутствуют. Системы АСУ ТП также отсутствуют.

В системах электроснабжения, как правило, применяется иерархический принцип управления. Например, главным управляющим органом оперативного управления объектами электроснабжения является энергодиспетчерский пункт, а подчиненными органами – пункты управления на районных и тяговых подстанциях, железнодорожных станциях и постах секционирования.

В настоящее время задачи управления техническими объектами разделяются на четыре основных типа [32]:

стабилизации, которые состоят в поддержании выходных параметров объекта управления в заданных пределах;

выполнения программы, которые заключаются в изменении выходных параметров объекта по ранее составленной программе;

слежения, которые возникают, если изменение выходных параметров объекта заранее неизвестно;

оптимизации, которые состоят в наилучшем выполнении поставленной цели управления при сложившейся ситуации.

В зависимости от целей и задач управления, вида объекта управления и предъявляемых к ним требований и ограничений управление может быть замкнутым и разомкнутым, автоматическим и автоматизированным [42].

Основной целью действующей автоматизированной системы управления электроснабжением (АСУЭ) является совершенствование управления устройствами электроснабжения и их эксплуатацией на основе автоматизации производственных процессов поддержания оптимальных режимов в системе электроснабжения. Наряду с задачами оптимального управления технологическими процессами в АСУЭ решаются также задачи, связанные со сбором, обработкой информации, планированием и прогнозированием технологического процесса и состояния оборудования.

Как любая сложная система АСУЭ имеет структуру, состоящую из отдельных подсистем (рис. 1.8), имеющих самостоятельные цели управления и общую для всей автоматизированной системы цель. Эти подсистемы находятся на разных уровнях иерархии, взаимодействуют между собой и имеют внешние связи с питающими районными энергосистемами и другими подсистемами автоматизированной системы управления железнодорожным транспортом (АСУЖТ).



Управление в пределах дистанции электроснабжения включает в себя три уровня: первый уровень управления реализует ручное и автоматическое децентрализованное управление оборудованием и режимами; второй уровень управления предусматривает местное оперативное (дистанционное) и автоматическое централизованное управление оборудованием тяговых подстанций, постов секционирования и т. д.; третий уровень управления реализуется автоматизированной системой диспетчерского управления (АСДУ), и на нем осуществляется оперативно-диспетчерское централизованное управление подстанциями, постами секционирования и другими пунктами, элементами и режимами.

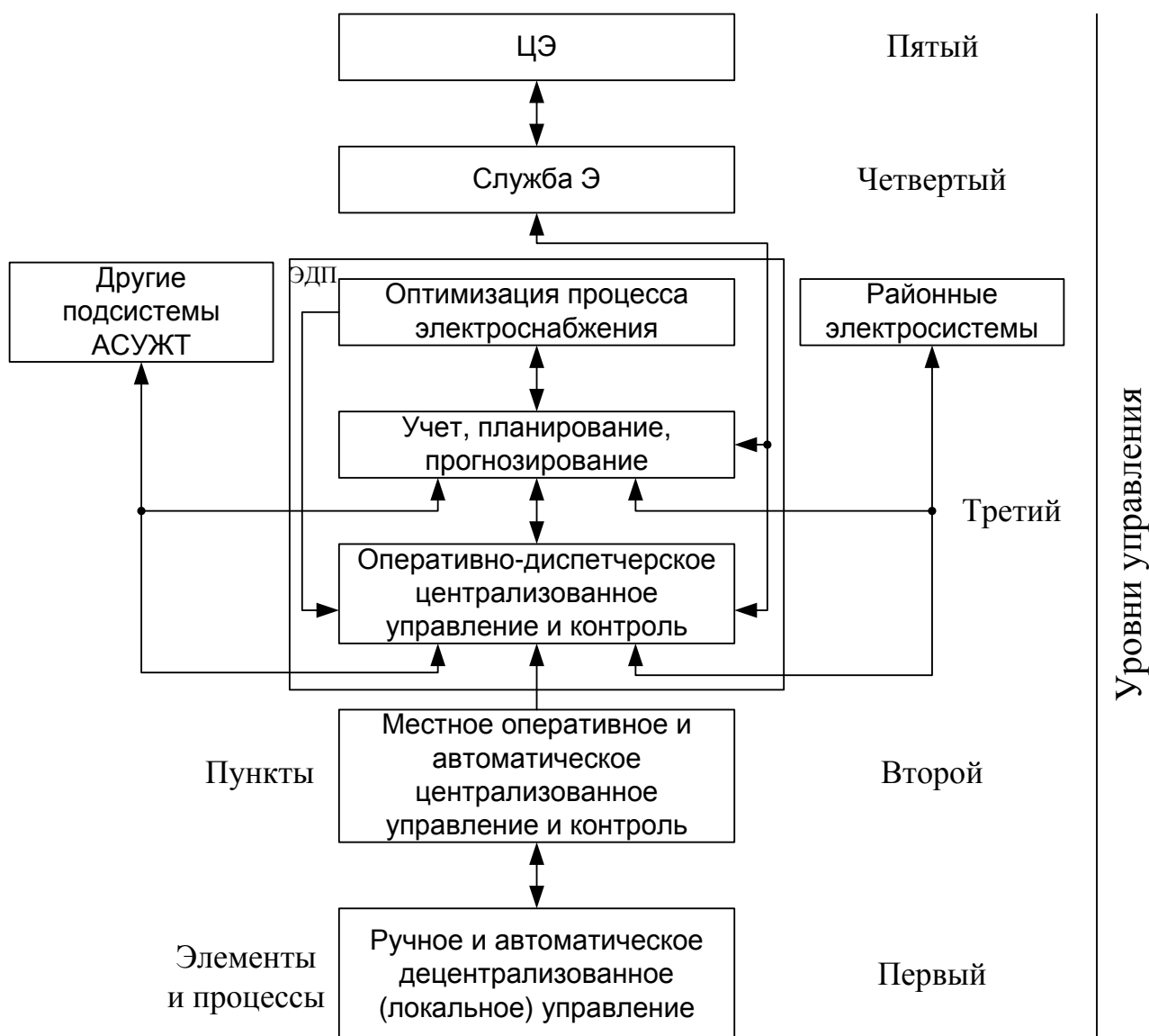


Рис. 1.8. Система АСУЭ железнодорожного транспорта

Энергодиспетчерский пункт службы электроснабжения дороги учитывает основные показатели работы дистанций электроснабжения, выполняет все виды планирования в масштабах дороги, обменивается информацией с энергодиспетчерскими пунктами дирекции электроснабжения (ЦЭ) и районных энергосистем.

Автоматизированная система диспетчерского управления обеспечивает автоматизированный сбор и обработку информации, необходимую диспетчерскому персоналу для непрерывного централизованного контроля и управления (рис. 1.9).

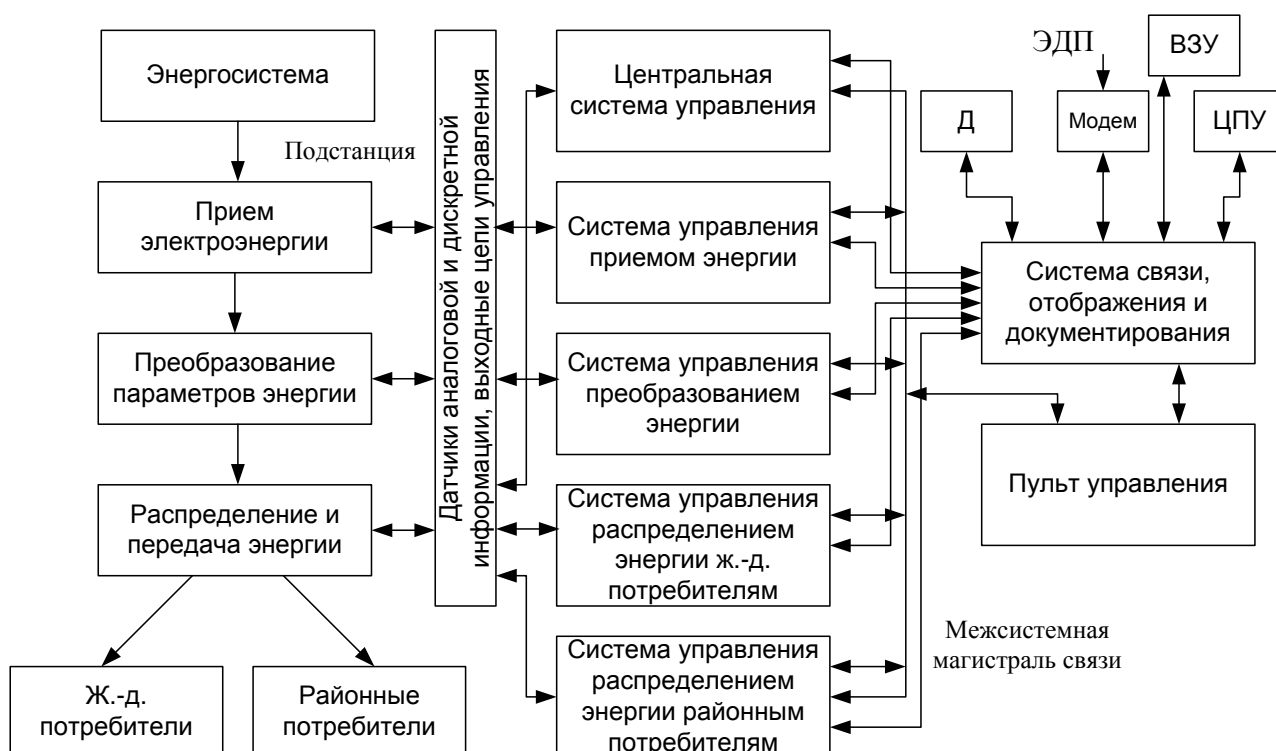


Рис. 1.9. Информационно-управляющий комплекс

Задачи оперативного управления, решаемые в настоящее время АСДУ, определяются режимом работы системы электроснабжения.

В нормальном режиме происходит регулирование режима электроснабжения, его корректировка при отклонениях для выполнения требований по качеству электроэнергии и надежности ее подачи; отключение оборудования для ремонта и резервирования и ввод его в работу из ремонта и резерва; сбор, обработка и документирование информации о работе системы электроснабжения.

В аварийном режиме срабатывают автоматические устройства первого уровня (релейная защита). В этом случае оперативно-диспетчерский персонал производит необходимые отключения устройств электроснабжения в случае их отказа. Однако из-за низкого быстродействия качество управления невысокое.

В послеаварийном режиме решаются задачи восстановления нормальной схемы электроснабжения потребителей, заданного качества электроэнергии, ввода в работу отключившегося неповрежденного оборудования, принятия мер по устранению причин аварии и ремонту поврежденного оборудования.

Информационно-управляющие комплексы выполняют совокупность задач, предусмотренных структурами систем нижнего и верхнего уровней управления подстанциями, и основываются на единой информационной базе, имеют централизованную или децентрализованную структуру технических средств и выполняемых задач [97].

Диспетчер осуществляет руководство следующими операциями:

- а) производством всех переключений в основных сетях системы;
- б) вводом в работу и выводом из работы отдельных агрегатов подстанций и сетей как для целей ремонта, так и в резерв;
- в) ликвидацией аварий на подстанциях и в основных сетях системы;
- г) изменением настройки релейной защиты и системной автоматики.

В последние годы начало развиваться оснащение диспетчеров вычислительными устройствами и устройствами автоматического управления режимом, но пока в недостаточном объеме.

Поскольку управление системой электроснабжения значительно усложняется, на известной ступени ее развития необходима децентрализация диспетчерского управления.

Система электроснабжения железнодорожного транспорта как сложный объект обладает более общими свойствами, связанными не только с характеристиками отдельных элементов, но и с их сочетанием.

Одной из важнейших характеристик каждого элемента системы является совокупность его номинальных данных, к числу которых принадлежат следующие:

- а) нагрузочная и перегрузочная способность, т. е. мощность, которую данный элемент может преобразовать или передать без ущерба для его надежности;

б) нормальные (номинальные) значения качественных показателей (параметров) подводимой, преобразуемой или передаваемой энергии.

Для элемента, передающего энергию, обычно задается наибольшая пропускная способность у одного из его концов.

Точное знание нормальных характеристик элемента имеет большое значение для его надежной эксплуатации. Поддержание правильных качественных показателей подводимой, преобразуемой или передаваемой энергии, а также ограничение величины нагрузки элемента пределами допустимой мощности или пропускной способности обеспечивают надежную работу элемента. Наряду с указанными характеристиками элемента важную роль играют и так называемые энергетические характеристики.

Энергетические характеристики элементов играют решающую роль при установлении экономичных режимов системы электроснабжения. Помимо энергетических характеристик для отдельных элементов системы электроснабжения определяются так называемые рабочие характеристики.

При изучении такого сложного комплекса, как система электроснабжения, классическим методами [71] рассмотрение в деталях всей многочисленной совокупности ее элементов практически невозможно и идеализированное рассмотрение, т. е. рассмотрение в целом, без учета действительных процессов в каждом отдельном элементе, приводит к дополнительным погрешностям, что при оперативном управлении недопустимо.

Очевидно, что диспетчерское управление и локальные системы регулирования на объектах распределительной и тяговой сети железнодорожного транспорта не отвечают современным требованиям надежности, экономичности, управляемости режимов.

В настоящее время техническая оснащенность сетей не позволяет в полной мере осуществлять управление транспортом и распределением электроэнергии, ограничиваясь функциями ручных переключений уровня напряжений с помощью распределительных трансформаторов, батарей статических конденсаторов, поэтому требуется реконструкция системы электроснабжения с учетом перспективных способов и технических средств управления.

### **1.3. Способы и технические средства повышения качества и снижения потерь электрической энергии**

Современные и перспективные технологии повышения энергоэффективности электрических сетей связаны с внедрением новой техники и технологий, совершенствованием эксплуатации сетей и развитием оперативно-технологического управления сетями [42 – 48, 115].

1) Развитие оперативно-технологического управления электрическими сетями:

- адаптивное регулирование напряжения и реактивной мощности;
- релейная защита и автоматика;
- АСКУЭ, АСУ ТП;
- активно-адаптивные технологии («умные сети», интегрирующие в себя различные субъекты, выступающие в качестве «потребителя-поставщика» электроэнергии).

2) Совершенствование эксплуатации электрических сетей:

- внедрение прогрессивных форм ТО и ремонта;
- внедрение современных систем мониторинга и диагностики состояния электрооборудования;
- совершенствование схем электрической сети, повышение надежности электроснабжения;
- внедрение технических средств по снижению потерь электроэнергии.

3) Внедрение современного оборудования технологий:

- гибкие, управляемые системы передачи электроэнергии (FACTS);
- использование явления сверхпроводимости в электроэнергетике;
- накопители электроэнергии;
- современное передовое оборудование (трансформаторы со сниженными потерями холостого хода, с регуляторами РПН при напряжении 10/6 кВ; коммутационное оборудование, защитные аппараты, устройства регулирования параметров режима: управляемые шунтирующие реакторы; вакуумные реакторные группы; ступенчато-регулируемые и статические тиристорные компенсаторы; STATCOM; фильтрокомпенсирующие устройства, резонансные фильтры LC; накопители индуктивные и емкостные; источники бесперебойного питания;

устройства продольной компенсации; активные фильтры; симметрирующие устройства на базе конденсаторов и реакторов и др.).

Накопители электроэнергии (НЭЭ) являются средствами быстрого воздействия на баланс активной и реактивной мощности. Благодаря тому, что управление НЭЭ осуществляется полностью управляемыми тиристорами, накопители способны выдавать и потреблять активную и реактивную мощность. Таким образом, НЭЭ воздействуют на частоту и напряжение. Основными элементами этих устройств являются преобразователь и индуктивный или емкостный накопитель.

Другое устройство, работающее в режиме источника реактивной мощности (STATCOM) и управляемое преобразователем, представляет собой инвертор напряжения, ведомый сетью, с конденсаторной батареей в качестве накопителя на стороне постоянного тока.

Устройства, сочетающие в себе функции НЭЭ и STATCOM, получили в зарубежной практике названия DVR (dynamic voltage restorer) и PC (power conditioner) [45]. Эти устройства как многофункциональные могут применяться в системах электроснабжения мощных промышленных предприятий для компенсации колебаний напряжения, реактивной мощности нагрузки, высших гармоник тока в сети, провалов напряжения.

Устройство продольной компенсации (УПК) представляет собой конденсаторную батарею (КБ), включаемую последовательно в линию электропередачи, и тиристорно-реакторную группу (ТРГ), присоединяемую параллельно КБ. Управляя углом включения тиристоров, можно изменять эквивалентное сопротивление ТРГ и УПК, компенсируя таким образом сопротивление линии и падение напряжения в ней.

Управляемый подмагничиванием шунтирующий реактор (УШР) предназначен для плавного регулирования реактивной мощности. В сочетании с конденсаторной батареей с помощью УШР можно обеспечить потребление и генерирование реактивной мощности. В отличие от реакторов с тиристорным управлением УШР практически не генерирует высших гармоник тока, обладая при этом достаточно высоким быстродействием. Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы применяются в сетях напряжением 10, 35, 110 кВ и выше. Шунтирующие реакторы потребляют реактивную мощность, компенсируют избыток реактивной мощности, снижают ее переток, при этом

уменьшается ток в линиях и трансформаторах, соответственно снижаются активные потери.

Вакуумно-реакторные группы (ВРГ) применяются для ступенчатого автоматического регулирования напряжения, как правило, в узлах с повышенным напряжением.

Активные фильтры (АФ) в отличие от резонансных LC-фильтров (пассивных) компенсируют не отдельные гармоники тока, а «выравнивают» кривую несинусоидального тока. Схемы АФ построены на силовых транзисторах. Благодаря такому принципу АФ компенсируют и ток обратной последовательности, и ток, потребляемый резкопеременной нагрузкой. Такие фильтры эффективны не только при компенсации токов, потребляемых нагрузкой, но и при обеспечении КЭ в сети при провалах напряжения и перенапряжениях, несинусоидальности и несимметрии напряжения.

Статические тиристорные компенсаторы (СТК, или SVR) могут работать как на выдачу, так и на потребление реактивной мощности. Регулирование плавное, с высоким быстродействием. В SVR (static var compensator) входят цепь управления реактором TCR (thyristor controlled reactor – реактор с тиристорным управлением) и цепь ступенчатого подключения элементов конденсаторной батареи TSC (thyristor switched capacitor – конденсаторная батарея с тиристорным переключением). TSC могут подключаться или отключаться по отдельности, а TCR значительно меньшей мощности обладает функцией «верньера» для обеспечения постоянного управления реактивной мощностью. Когда в сети отсутствует нагрузка, происходит повышение напряжения, для его ограничения необходимо осуществлять поглощение реактивной мощности. Именно поэтому установки SVC часто проектируются с учетом необходимости применения их в качестве поглотительных устройств.

До настоящего времени широко применяются классические системы FACTS, основанные на использовании тиристоров (управление по току). Современные системы FACTS используют компоненты, которые могут управляться командами по напряжению. Важнейшее свойство FACTS – их способность поглощать или возвращать реактивную мощность. Преобразователь управляется в режиме широтно-импульсной модуляции (ШИМ). Система работает в индуктивном или в емкостном режиме. В соответствии с описанной структурой разработаны и уже применяются современные устройства продоль-

ной и поперечной компенсации. Хотя компенсаторы STATCOM способны поглощать и возвращать реактивную мощность, их применение обычно ограничивается статической компенсацией по причинам экономического характера. Когда напряжение в точке подключения остается постоянным, компенсатор STATCOM работает как компенсатор SVC. Однако в режиме ограничения мощности компенсатор STATCOM становится источником тока, тогда как компенсатор SVC приобретает свойства конденсатора. Компенсаторы STATCOM могут использоваться и как активные фильтры [45].

В системах продольной компенсации SSSC (static synchronous series compensator) удастся исключить недостаток систем с конденсаторной батареей с тиристорным управлением, состоящий в невозможности плавного перехода от емкостного режима к индуктивному. Для стабилизации напряжения при кратковременных возмущениях разработана система DVR (dynamic voltage restorer – система динамического восстановления напряжения).

Мощности систем STATCOM и других типов SSSC настолько высоки, что использование их без применения накопителей энергии достаточной емкости затруднительно.

Система UPFC (универсальная компенсация – UPFC (unified power flow controller – унифицированная система управления энергопотоками) реализует указанный принцип без использования какого-либо накопителя энергии. Система UPFC представляет собой не что иное, как объединение систем STATCOM и SSSC, она позволяет осуществлять следующие функции: непосредственное управление напряжением; поперечный компенсатор поглощение или возврат реактивной мощности; продольный компенсатор добавления последовательного напряжения; фазосдвигающее устройство (имеет важное значение при управлении передаваемой активной мощностью).

Система позволяет управлять и реактивной, и активной мощностью. Преимущества системы UPFC очевидны. В ближайшие годы эта технология будет активно развиваться.

Компенсаторы STATCOM, обладая более высоким по сравнению с SVC быстродействием, способны компенсировать быстрые изменения нагрузки. Поскольку стоимость систем STATCOM существенно выше, чем систем SVC, были предложены гибридные решения: мощность от 70 до 80 % обеспечивается



классическим SVC, а мощность от 20 до 30 % обеспечивается устройствами STATCOM.

В настоящее время наиболее широкое применение нашли статические регулируемые и нерегулируемые компенсирующие устройства, основными составляющими которых являются емкостные и индуктивные элементы. Это связано с многофункциональностью подобных технических средств, их надежностью, невысокой стоимостью и возможностью их размещения практически в любом узле электрической сети. В некоторых технико-экономически обоснованных случаях могут быть использованы активные и гибридные фильтры различной конфигурации.

Повышению качества и снижению потерь электрической энергии в электроэнергетических системах способствует внедрение и совершенствование следующих технологий [79]:

- релейная защита и сетевая автоматика;
- технологические объектовые автоматики;
- системы мониторинга и регистрации аварийных событий;
- автоматическое управление режимами и состоянием оборудования (режимная автоматика);
- противоаварийное автоматическое управление;
- актуализация топологии и параметров моделей энергосистемы;
- оценка состояния текущего режима;
- прогнозирование электропотребления, распределенной генерации и генерации на возобновляемых источниках;
- актуализация сетевых ограничений;
- определение минимально необходимых резервов активной мощности;
- интерактивная технология работы с информационной и расчетной моделями интеллектуальной электроэнергетической системы.

#### **1.4. Обоснование требований к перспективным методам управления транспортом и распределением электрической энергии в системе электроснабжения стационарных потребителей железных дорог**

В энергетических системах наиболее актуальными и проработанными являются вопросы оптимизации режимов электрических сетей по напряжению и реактивной мощности, а в ряде случаев – по активной мощности и частоте

[73 – 75]. При этом до недавнего времени считалось, что локальные системы автоматического управления объектами электроснабжения, использующие информацию в пределах объекта, не могут обеспечить наилучший режим энергосистемы в целом.

Система электроснабжения стационарных потребителей железных дорог является сложным динамическим объектом, поэтому для реализации системы управления требуются соответствующие алгоритмы и методы. При централизованном управлении, когда информация достаточно полная, управляемая система имеет математическое описание (модель), а алгоритмы расчета управляемых процессов не требуют существенного машинного времени, управление производится с определением требуемых параметров в темпе процесса (управление моделью).

Если управляемые процессы не имеют математического описания, а модель и алгоритмы приспособлены для функционирования в темпе реального времени, используют имитационное моделирование. В этом случае изменение режима предварительно испытывают на моделях, варьируя параметры до тех пор, пока не достигнут требуемого результата. После этого наилучшее воздействие реализуется на управляемом объекте. Структура управления режима должна содержать элементы оптимизации режима. Оптимальное управление чаще всего связано с минимизацией целевой функции – потерь мощности в электрических сетях [39].

Управляющие воздействия на объекты электроснабжения определяются в результате оптимизации нормального режима с учетом интегральных ограничений. Это объясняется прежде всего тем, что необходимая для расчета и оптимизации оперативная информация (по данным информационно-измерительных систем) не может быть получена в полном объеме, и отсутствием алгоритмов фильтрации ошибок измерений в распределительных сетях, особенно железных дорог. Таким образом, даже в простейшем случае, когда оптимизация суточного режима сводится к последовательным расчетам мгновенного режима, определить оптимальные управляющие воздействия на объекты электроснабжения в реальном времени не представляется возможным.

Одним из недостатков представленного централизованного управления (оптимизации) является необходимость сбора, передачи и обработки в одном месте значительного объема информации о состоянии режима и элементов

энергосистемы. Представленные методы управления, как правило, реализуются в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше.

Ряд авторов [18, 91], указывая на недостатки описанных выше методов оптимизации параметров режима и управления объектами электроснабжения, развивают известный метод ситуационного управления, используя совместно с ним теорию нечетких множеств вместо теории распознавания образов.

Метод ситуационного управления основан на введении понятия ситуации, классификации ситуаций и их преобразований [91].

Описание текущей ситуации, сложившейся на объекте управления, подается на вход анализатора, задача которого состоит в оценке сообщения и определении необходимости вмешательства системы управления в процесс, протекающий в объекте управления (рис. 1.11).

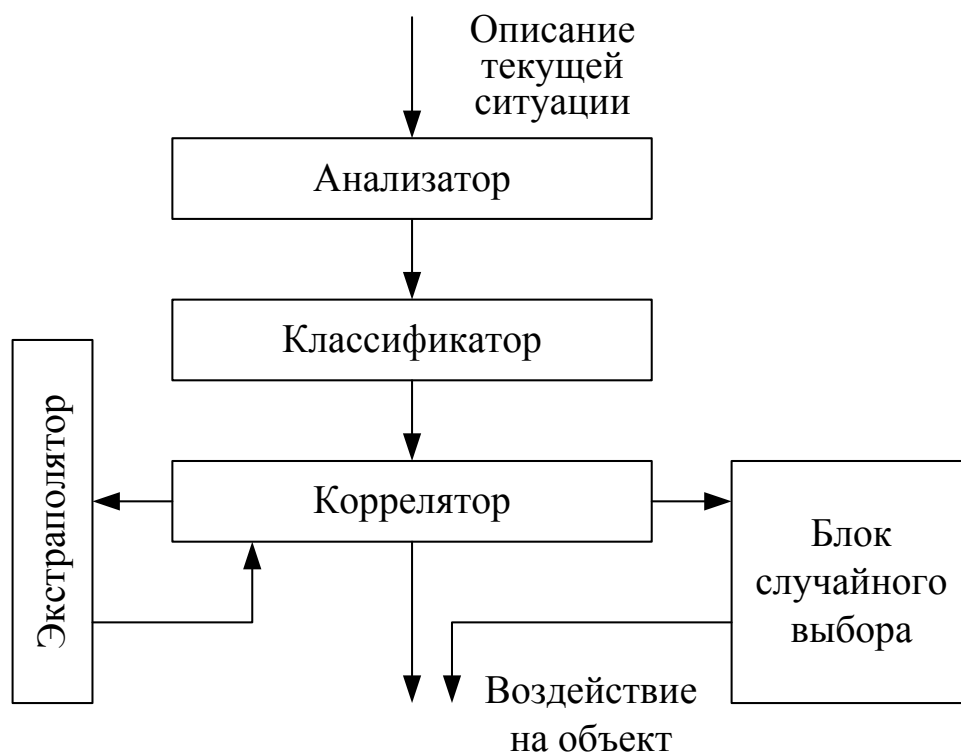


Рис. 1.10. Схема решения задачи ситуационного управления

Если текущая ситуация не требует такого вмешательства, то анализатор не передает ее на дальнейшую обработку. В противном случае описание текущей ситуации поступает в классификатор. Используя хранящуюся информацию, классификатор относит текущую ситуацию к одному или к нескольким классам, которым соответствуют одношаговые решения. Эта информация пере-

дается в коррелятор, в котором хранятся все логико-трансформационные правила. Коррелятор определяет то правило, которое должно быть использовано. Если такое правило единственное, то оно выдается для исполнения. Если же таких правил несколько, то выбор лучшего из них производится после обработки предварительных решений в экстраполяторе, после чего коррелятор выдает решение о воздействии на объект. Если классификатор или коррелятор не могут принять решения по поступившему описанию текущей ситуации, то срабатывает блок случайного выбора и выбирается одно из воздействий, оказывающих не слишком большое влияние на объект.

Для идентификации (классификации) состояний часто используют нечеткие базы знаний теории нечетких множеств и кластерный анализ.

Количество состояний (классов) текущего режима электрической сети зависит от количества конфигураций топологий сети, переменных параметров режима или управляемых объектов системы электроснабжения (с учетом значений критериев разбиения). При невозможности отнести состояние системы к какому-либо классу синтезируется новый класс состояний.

Недостатками такого подхода являются грубое усреднение параметров режима (и управляющих воздействий) внутри кластера из-за конечного числа сценариев управления и централизованный подход к управлению.

Применительно к электрическим сетям железнодорожного транспорта повышение эффективности использования электрической энергии связано со снижением потерь и повышением ее качества.

В общем случае система электроснабжения может включать в себя разнотипные источники энергии (дизель-генераторы, когенерационные, ветровые и солнечные установки, накопители и т. п.), обеспечивающие энергией местных потребителей. Важной задачей является обеспечение подобных комплексов современными интеллектуальными системами управления, которые в перспективе могут быть интегрированы в глобальную систему управления энергетикой.

Дополнительные проблемы при разработке идеологии регулирования электрической сети железнодорожного транспорта в составе локальной сети создает стохастический характер энергетических нагрузок потребителя энергии и внешних условий.

Для повышения энергоэффективности передачи и распределения электроэнергии за счет снижения потерь в системе электроснабжения стационарных

потребителей железных дорог требуется внедрять адаптивные методы управления работой компенсирующих устройств, управляемых средств регулирования напряжения, коммутационного и силового оборудования и их диагностирования на основе цифровых технологий, в том числе для автоматического поддержания минимума потерь в сетях при изменении нагрузки. Подобные системы электроснабжения в более узком смысле в виде smartgrid внедряются за рубежом. Отличительной особенностью активно-адаптивных технологий в распределительных сетях является наличие большого количества измерительной аппаратуры для оценки состояния параметров сети и выработки решений по его изменению в различных режимах работы. Подход к построению электрических сетей на базе smartgrid базируется на возможности использования распределенной генерации, наблюдаемости сети, создания системы онлайн-мониторинга и интеллектуальной диагностики состояния оборудования, повышения надежности и качества электроснабжения (без управления объектами).

Предпосылками создания системы управления объектами электроснабжения на базе адаптивных технологий являются актуальные проблемы, связанные с согласованием системы электроснабжения распределительных сетей с источниками распределенной генерации и накопителями энергии, проблемы разработки методов и алгоритмов обоснования внедрения передовых энергосберегающих средств и технологий повышения надежности, качества электроэнергии и снижения потерь, а также оптимального управления режимами напряжений в точках распределительных и тяговых сетей, параметрами режима по реактивной мощности в реальном времени, управления электропотреблением для снижения потерь в сетях, повышения качества электроэнергии и надежности электроснабжения.

Вопросы использования современных технологий в электрических сетях железнодорожного транспорта нашли отражение в нормативных документах, определяющих перспективы развития отрасли: в энергетической стратегии ОАО «РЖД» на период до 2015 г. и на перспективу до 2030 г. и в стратегических направлениях научно-технического развития ОАО «РЖД» [116]. В названных документах отмечается, что на железнодорожном транспорте предусматривается развитие собственной генерации энергии на нетяговые нужды, внедрение энергоемких накопителей энергии, существенное повышение эффективности рекуперации энергии в тяговой сети железных дорог.

На основе изучения технологических процессов на железнодорожном транспорте, особенностей построения систем электроснабжения электрической тяги и нетяговых потребителей можно наметить требования к системе электроснабжения стационарных потребителей железных дорог на базе следующих функциональных свойств:

- обеспечение надежности и качества электроэнергии;
- распределенное накопление и генерация энергии;
- наблюдаемость, управляемость, система обработки информации и принятия решений;
- самовосстановление при аварийных ситуациях.

Основные тенденции, определяющие векторы развития электросетевого комплекса России, представлены в стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации, разработанной на период до 2030 г. [115].

Основные требования к перспективным методам управления транспортом и распределением электрической энергии в системе электроснабжения стационарных потребителей железных дорог можно сформулировать исходя из характеристик и функционального наполнения планируемых технологий [83, 115]:

унифицированные информационные модели, динамически актуализируемые в темпе реального времени новыми автоматическими управляющими системами, созданными на основе интеграции SCADA/EMS, WAMS и систем регистрации аварийных событий;

новые системы управления, обладающие двухсторонней связью с аналогичными системами для обеспечения оперативного и автоматического управления объектами электроснабжения, для поддержки телеуправления, удаленной диагностики оборудования, учета состояния и диапазонов регулирования оборудования, доступного для управления и регулирования, прогнозирование нагрузки и др.;

повышенное быстродействие и точность работы системы мониторинга, обеспечивающей слежение за режимом, идентификацию аварийных и недопустимых ситуаций, синхронные измерения текущих параметров режима энергосистемы и оборудования;

идентификация численных значений параметров возмущений, необходимых для принятия управляющих решений и моделирования в системах управления;

адаптивное определение ограничений на использование электроэнергетического оборудования (токовая нагрузка линий электропередачи, допустимые уровни напряжения, разрешенные диапазоны регулирования генераторов, трансформаторов, накопителей, устройств компенсации реактивной мощности, управление спросом и т. д.);

системы распределенного и иерархического способов сбора, обработки и хранения синхронизированных измерений, данных о состоянии локальных регуляторов и систем управления, состоянии коммутационных аппаратов и сведений из локальных систем диагностики энергетического оборудования;

интеграция релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики, систем автоматического восстановления функционирования и энергоснабжения, систем контроля качества электроэнергии в одно информационное поле на основе единых программно-аппаратных средств: систем противоаварийного, режимного и мультирежимного автоматического управления; автоматического восстановления функционирования энергосистемы и энергоснабжения после аварийных погашений; контроля качества электрической энергии; автоматического управления распределенной генерацией и генерацией на возобновляемых источниках энергии, в том числе управления накоплением-высвобождением энергии; автоматического управления электропотреблением; автоматической оптимальной централизованной координации процессов локального регулирования напряжения на подстанциях в энергорайонах и в энергосистемах; автоматического и оперативного дистанционного («ручного») ввода параметров режима в область допустимых значений; автоматического оптимального управления секционированием и режимами потоков мощности в распределительных сетях.

Таким образом, анализ результатов экспериментальных исследований качества электрической энергии, отчетных потерь электроэнергии в системе электроснабжения стационарных потребителей железных дорог свидетельствует о недостаточной пропускной способности и перегрузке кабельных, воздушных линий и трансформаторов, высоких фактических потерях электроэнергии и низком ее качестве.

В настоящее время основой управления параметрами режима системы электроснабжения является оперативно-диспетчерское управление переключениями, выполняемое, как правило, персоналом.

Существующие системы электроснабжения стационарных потребителей железных дорог напряжением 110/35/10/6/0,4 кВ выполнены в виде иерархических структур от источника к нагрузке, имеют низкую наблюдаемость параметров режима, недостаточную оснащенность линейными регуляторами и элементами автоматизированных систем управления технологическими процессами подстанций для повышения энергоэффективности процессов передачи и распределения электрической энергии.

Разрабатываемые методы и алгоритмы должны быть направлены на реализацию функционирования эффективной, гибкой электрической инфраструктуры, позволяющей интегрировать источники (накопители) энергии, осуществлять взаимодействие централизованных и распределенных регуляторов параметров режима на основе современных технических средств и адаптивной системы управления.

## 2. РАЗРАБОТКА МЕТОДА АДАПТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ТРАНСПОРТОМ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СТАЦИОНАРНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

### 2.1. Постановка задачи

В последние годы появились новые концепции и технологии, направленные на создание устойчивой, эффективной, гибкой и интеллектуальной электрической инфраструктуры, позволяющей интегрировать как крупные, так и мелкие источники распределенной генерации, накопителей энергии. Это может привести к крайне сложным взаимодействиям централизованного и децентрализованного управления, в том числе противоречащим друг другу.

К примеру, в ОАО «ФСК ЕЭС» реализуется пилотный проект по разработке и внедрению интеллектуальной энергетической системы с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС). Цель ИЭС ААС – обеспечение эффективного использования всех видов ресурсов для надежного, качественного и эффективного энергоснабжения потребителей энергии за счет гибкого взаимодействия ее субъектов (генерации, электрических сетей и потребителей) на основе современных технологических средств и единой интеллектуальной системы управления [79]. В настоящее время разработаны цели, требования к функциональ-



ным областям, классификация процессов ИЭС ААС. Как известно, ОАО «ФСК ЕЭС» имеет в основном магистральные и распределительные сети выше 110 кВ, характеризующиеся высокой наблюдаемостью.

За последние годы произошло старение основных фондов электрических сетей и электроустановок потребителей системы электроснабжения железных дорог из-за недостаточных объемов инвестиций в техническое перевооружение с одновременным ростом электрических нагрузок.

Внедрение данного подхода к обеспечению надежности и качества электроэнергии в системе электроснабжения стационарных потребителей железных дорог и электросетевых организаций позволит поддерживать разные уровни надежности и качества электроэнергии в различных ценовых сегментах. Использование удаленного мониторинга и контролирующих устройств позволяет создать самовосстанавливающуюся сеть, которая способна сокращать и предотвращать перерывы в электроснабжении, а также продлевать срок службы электрооборудования.

Использование систем централизованного ситуационного управления [76, 58], развиваемых применительно к магистральным и распределительным сетям ОАО «ФСК ЕЭС», для управления в сложных динамических системах (система электроснабжения) ограничивает варианты управления из-за конечных состояний и комбинации режимов управляемых устройств потребителей за счет существенного усреднения их параметров для кластеризации. Например, если рассматривать электрическую сеть из 30 узлов с пятью компенсирующими устройствами (в каждом четыре ступени), двумя РПН трансформаторов (девять положений ответвлений), одним накопителем (непрерывное изменение мощности в обе стороны), 15 вариантами топологии сети, то существует более 100 возможных действий по оптимизации режима по напряжениям, реактивной мощности и снижению потерь (с ограничениями), дерево поиска с глубиной, равной глубине решения, имеет около  $10^{11}$  узлов. Очевидно, что для обеспечения эффективности такого поиска требуется очень точная эвристика и значительное вычислительное время (которого столько нет в оперативном управлении).

Поэтому будем рассматривать управление КЭ с помощью альтернативной формальной системы, известной под названием «исчисление событий», которая основана на точках во времени, а не на ситуациях. Использование в распреде-

лительных сетях железных дорог распределенного управления с агентами-координатами на основе мультиагентного подхода представляется наиболее оправданным. Подобная система реализуется в виде крупной информационно-коммуникационной архитектуры.

Технологии мультиагентного управления широко используются в разработках энергосистем Японии, США и некоторых стран Юго-Восточной Азии.

## 2.2. Концепция управления распределенными объектами

Основной отличительной особенностью мультиагентного подхода является множество центров принятия решений (распараллеливание информационных потоков). Возникающие при этом проблемы: выработка и реализация оптимальной стратегии, координация, централизованное управление большими системами, разрешение конфликтов. Несмотря на то, что централизация в управлении более выгодна, с возрастанием информационных потоков она существенно затруднена. Мультиагентный подход предполагает интеграцию централизованного и децентрализованного управления (рис. 2.1).

Каждый участник мультиагентной системы управления (МАС) имеет агента с набором целей и приоритетов, который самостоятельно реагирует на изменение среды [92].

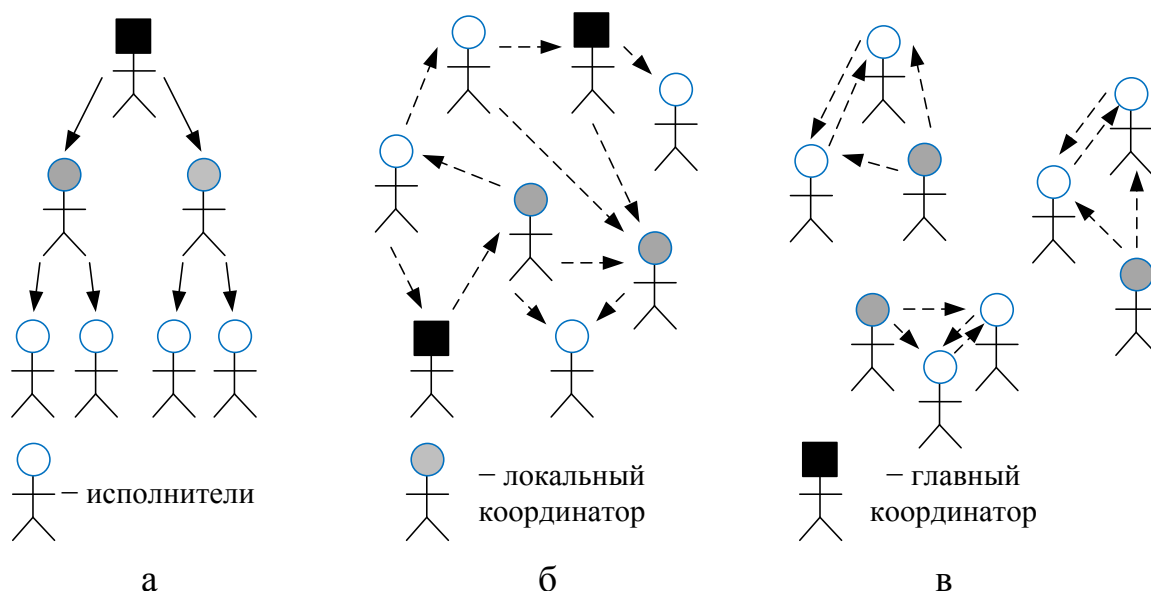


Рис. 2.1. Методы управления:  
а – централизованное; б – мультиагентное; в – децентрализованное управление

В работе [94] обобщены некоторые основные преимущества использования МАС-технологии в энергетике:

гибкость, т. е. способность правильно реагировать на изменение ситуации; при изменении ситуации на каком-либо участке электрической сети соответствующий агент будет задействован для ее разрешения, остальные агенты при этом будут работать в прежнем режиме;

расширяемость, когда существует возможность добавлять новые функциональные возможности системы;

распределенность, т. е. возможность быть размещенными в различных средах, цели и способности остаются при этом прежними;

открытая архитектура для различных языков программирования;

отказоустойчивость, которая заключается в возможности перекладывания функций отказного агента на соседнего.

Согласно данному подходу интеллектуальный агент – это вычислительная система, которая располагается в некоторой среде и способна к автономному поведению согласно своим целям, т. е. может действовать без прямого вмешательства людей (или других агентов) и контролировать свои собственные действия и внутреннее состояние. Поэтому агенты не столько вызывают действия других агентов, сколько «просят» других агентов выполнить желаемые действия, и те сами решают, выполнять ли запрошенные действия. Агент – это объект с гибким поведением. Это означает, что агент должен быть [77] автономным в указанном выше смысле; чувствительным, т. е. воспринимать через свои сенсоры свою среду (материальный мир, совокупность агентов и т. п.) и своевременно реагировать на изменения в ней; активным, т. е. должен не просто реагировать на воздействия своей среды, а уметь предвидеть ситуации, действовать с упреждением и целеустремленно, брать на себя инициативу там, где это целесообразно; социальным, т. е. должен уметь общаться с другими агентами и людьми, чтобы решать свою задачу и помогать партнерам решать их задачи.

Мультиагентная система рассматривается как сообщество взаимодействующих и целеустремленных агентов, где взаимодействие между ними имеет форму соперничества, сотрудничества или того и другого. Синонимом понятия МАС является более раннее понятие «распределенный искусственный интел-

лект». Архитектура простого агента, взаимодействующего с окружающей средой, представлена на рис. 2.2.

В плане реализации агента значимыми являются следующие его свойства: уникальная индивидуальность, активность (способность к упреждающему действию), живучесть, автономия и общительность [77].

Агенты могут координировать свою деятельность и сотрудничать, если они к этому склонны. Дополнительная общительность может достигаться путем обобщения класса входных объектов, которые агент может воспринимать так, чтобы включить в него часть сенсорной информации и события, определяемые агентом. Реактивный агент – это агент, который не хранит информацию о состоянии среды и просто реагирует на текущее восприятие.

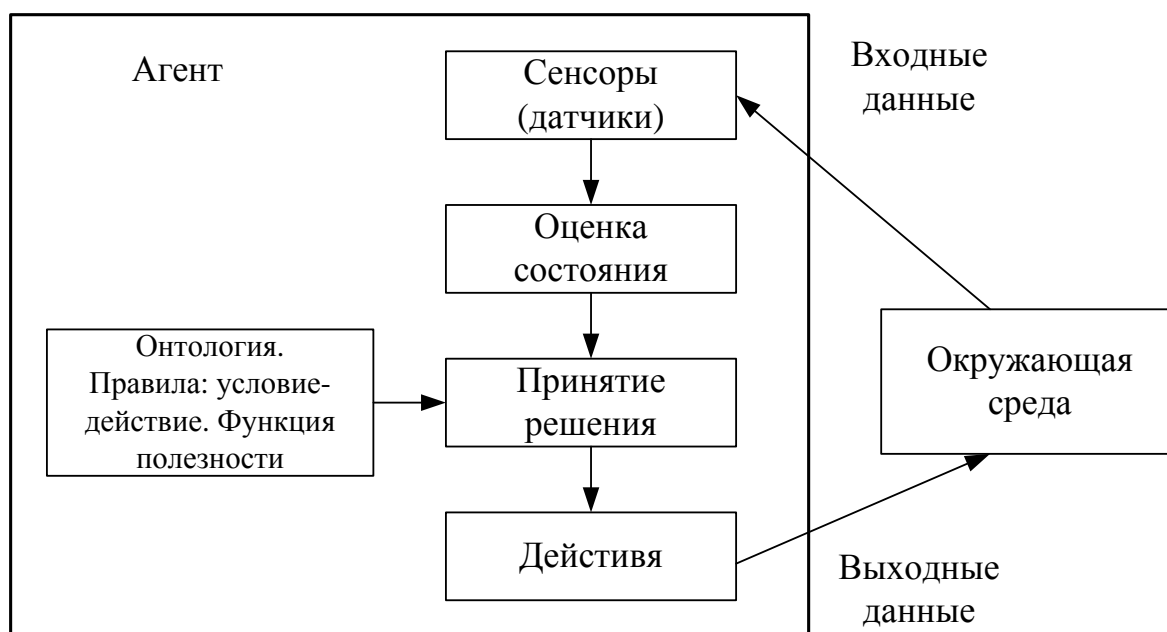


Рис. 2.2. Архитектура агента

Реализуемые в современных системах управления архитектуры мультиагентных систем можно отнести к следующим типам [45, 48]:

- 1) архитектуры интеллектуальных агентов (архитектуры на основе продукционной системы, на основе классификаторов, с иерархической базой знаний (гибридные многоуровневые архитектуры);
- 2) коннекционистские архитектуры (на базе нейронной сети, системы осцилляторов);

3) архитектура «соподчинения»;

4) InteRRaP-архитектура и др.

Архитектура интеллектуальных BDI-агентов основана на модели «намерение – желание – вера» (belief – desire – intention, BDI). Применительно к техническим задачам подобную архитектуру необходимо толковать как состояние, цели и планы [77].

В этой архитектуре уровни взаимодействуют одним из трех способов:

1) входные сигналы передаются одновременно всем уровням;

2) входные сигналы передаются только высшему уровню для обдумывания, а затем его руководящие указания распространяются по нисходящей линии через нижестоящие уровни вплоть до низшего уровня, который выполняет завершающее действие;

3) входные сигналы передаются только низшему уровню, и он выводит список возможных действий, которые последовательно отфильтровываются каждым вышестоящим уровнем до тех пор, пока не останется только одно завершающее действие.

Низший уровень этой архитектуры позволяет агенту реагировать на происходящие события. Средние уровни поддерживают взаимодействия агента с другими агентами, а высший уровень позволяет агенту рассматривать долгосрочное влияние его поведения на остальную часть сообщества агентов [77]. Обычно агенты создаются начиная с низшего уровня этой архитектуры путем последовательного наращивания способностей уровней к рассуждениям по восходящей линии. Агенты динамически подстраивают свои индивидуальные намерения под обязательства, принятые командой агентов.

МАС эффективны в распределенных системах, где агенты (программы или роботы) размещены в разных местах, получают данные из разных источников и должны координировать свои действия для оптимизации глобального критерия.

Сложный характер взаимодействия агентов имеет следующие свойства: поведение агента регулируется комбинацией его внутреннего состояния и внешних воздействий (со стороны среды и других агентов); поскольку во время разработки поведение агентов точно не известно, поведение системы тоже может выясниться только в период эксплуатации.

Управление в МАС является децентрализованным, так как отсутствует центральный процесс, который собирает информацию от всех агентов, а затем решает, какое действие должен выполнять каждый агент. Принятие решения каждым агентом осуществляется самостоятельно, т. е. происходит внутри агента. Распределенное принятие решений приводит к асинхронным вычислениям и определенно ускоряется, но имеет также и негативную сторону – требует дополнительной разработки соответствующих механизмов координации. Благодаря координации индивидуальные решения агентов приводят к хорошим совместным решениям для всей группы.

В общем случае в МАС каждый агент при принятии своих решений учитывает знания всех других агентов. Взаимодействие часто связано с обменом сообщениями или коммуникацией. Коммуникация может применяться в нескольких случаях, например, для координации сотрудничающих агентов или осуществления переговоров среди корыстных агентов.

В МАС задачи распределены между агентами, каждый из которых рассматривается как член группы или организации. Распределение задач предполагает назначение ролей каждому из членов группы, определение меры его ответственности и требований к опыту.

Архитектура мультиагентных систем использует методы символического представления знаний, а также четкое и (или) нечеткое математическое описание поведения объектов (в том числе моделирование, прогнозирование). В большинстве случаев используются гибридные архитектуры с учетом ментальной подсистемы, действующей по правилам типа «ситуация – действие».

На начальной стадии появления мультиагентных систем управления парадигма агента, основанного на знаниях, основывалась на классическом логическом подходе. Однако такой подход очень быстро продемонстрировал свою ограниченность в силу ряда проблем, к которым относятся, например, следующие: проблема неразрешимости исчисления предикатов первого порядка, лежащего в основе такого подхода; сложность поиска выводов (отсюда – эвристический поиск как основа методики решения задач искусственного интеллекта); проблемы, не поддающиеся алгоритмическим решениям; необходимость принятия решений в ситуациях, когда получение оптимальных или точных ответов слишком трудоемко или невозможно; выделение значительных качественных характеристик ситуации, в которой действует агент; необходимость

принятия решений определенных задач на основе неточной, недостаточной или плохо определенной информации; необходимость использования знаний мета-уровня для более совершенного управления стратегиями принятия решений; сложность проектирования логико-физического интерфейса.

Более того, такие ментальные свойства агента, как предпочтения, убеждения, желания, намерения, обязательства по отношению к другим агентам и т. д. невыразимы в терминах классической логики. Были разработаны логики оценок, некоторые специальные варианты конструктивных, немонотонных, индуктивных и модальных логик, которые оказались более удачными с точки зрения реализуемости. Стали использоваться также методы принятия решений в условиях многокритериальности, неопределенности и риска, методы обучения агента предпочтениям другого – для планирования взаимодействия с ним. Для облегчения логико-физического интерфейса и других приложений используются искусственные нейронные сети и различные методы распознавания образов в сочетании с логическими и другими методами искусственного интеллекта.

Во всех представленных случаях МАС позиционируется в качестве самоорганизующихся систем со способностью агентов инициировать диалог по результатам анализа ситуации (не предписанной заранее), работая в условиях неопределенности.

За прошедшее десятилетие было разработано более ста программных реализаций агентных платформ, каждая из которых характеризуется своими преимуществами и ограничениями [77]: JADE, FIPA-OS, AOS, ZEUS, KADOMA, NOMADS, ARA, AGLETS, GRASSHOPPER, TRACY, AJANTA, LEAP, JACK, SEMOA.

Наиболее распространенной является платформа JADE – одна из немногих, основанных на спецификации FIPA.

### **2.3. Метод адаптивного управления транспортом и распределением электрической энергии в системе электроснабжения стационарных потребителей железных дорог**

Современные распределительные электрические сети железнодорожных узлов и сетевых районов электроснабжения представляют собой сложные, многосвязные, пространственно разнесенные иерархические объекты, функционирующие в условиях переменности их структуры, параметров и режимов работы

при многочисленных внешних и внутренних возмущениях как систематического, так и случайного характера. Режим работы сети характеризуется рядом параметров, которые можно изменять (регулировать). К их числу относятся активные и реактивные нагрузки потребителей, нагрузки и ток линий электропередачи, напряжение в узлах эквивалентной схемы электрической сети, коэффициенты трансформации трансформаторов и др.

В качестве объектов управления параметрами режима могут выступать

- РПН трансформаторов 110, 35, 10 кВ, устройства продольной емкостной компенсации;
- поперечные компенсирующие устройства (плавно и ступенчато регулируемые);
- линейные регуляторы и вольтодобавочные трансформаторы;
- устройства FACTS;
- источники распределенной генерации;
- накопители энергии;
- коммутационные аппараты и др.

В основе предлагаемого метода лежит концепция агентного управления распределенными объектами системы электроснабжения стационарных потребителей железных дорог с множеством центров принятия решений (распараллеливание информационных потоков).

Система электроснабжения стационарных потребителей железных дорог (рис. 2.3), например, включает в себя тяговые (11, 12) и трансформаторные подстанции (13, 15, 16, 17), распределительные пункты (14), распределительную электрическую сеть, нетяговые железнодорожные и сторонние районные нагрузки, содержит поперечные компенсирующие устройства (3), устройства продольной емкостной компенсации (10), вольтодобавочные трансформаторы и другие системы управления напряжением (не показаны), устройства компенсации несимметрии и искажений синусоидальности напряжений (5), РПН трансформаторов (1, 4, 8, 9), источники распределенной генерации (7) и накопители энергии (6), коммутационные аппараты (по концам каждой линии 2).

Метод управления системой электроснабжения стационарных потребителей железных дорог [78] включает в себя архитектуру с распределенными центрами принятия решений (управляющие контроллеры-агенты-координаторы) на основе измерений и высокоскоростного анализа с помощью вычислительных



средств на базе агентных систем (рис. 2.4); необходимые датчики электрических и неэлектрических величин (положение коммутационных аппаратов, отпаяк РПН, ПБВ, вольтодобавочных трансформаторов, ступеней компенсирующих устройств и т. п.); локальные контроллеры исполнительных устройств.

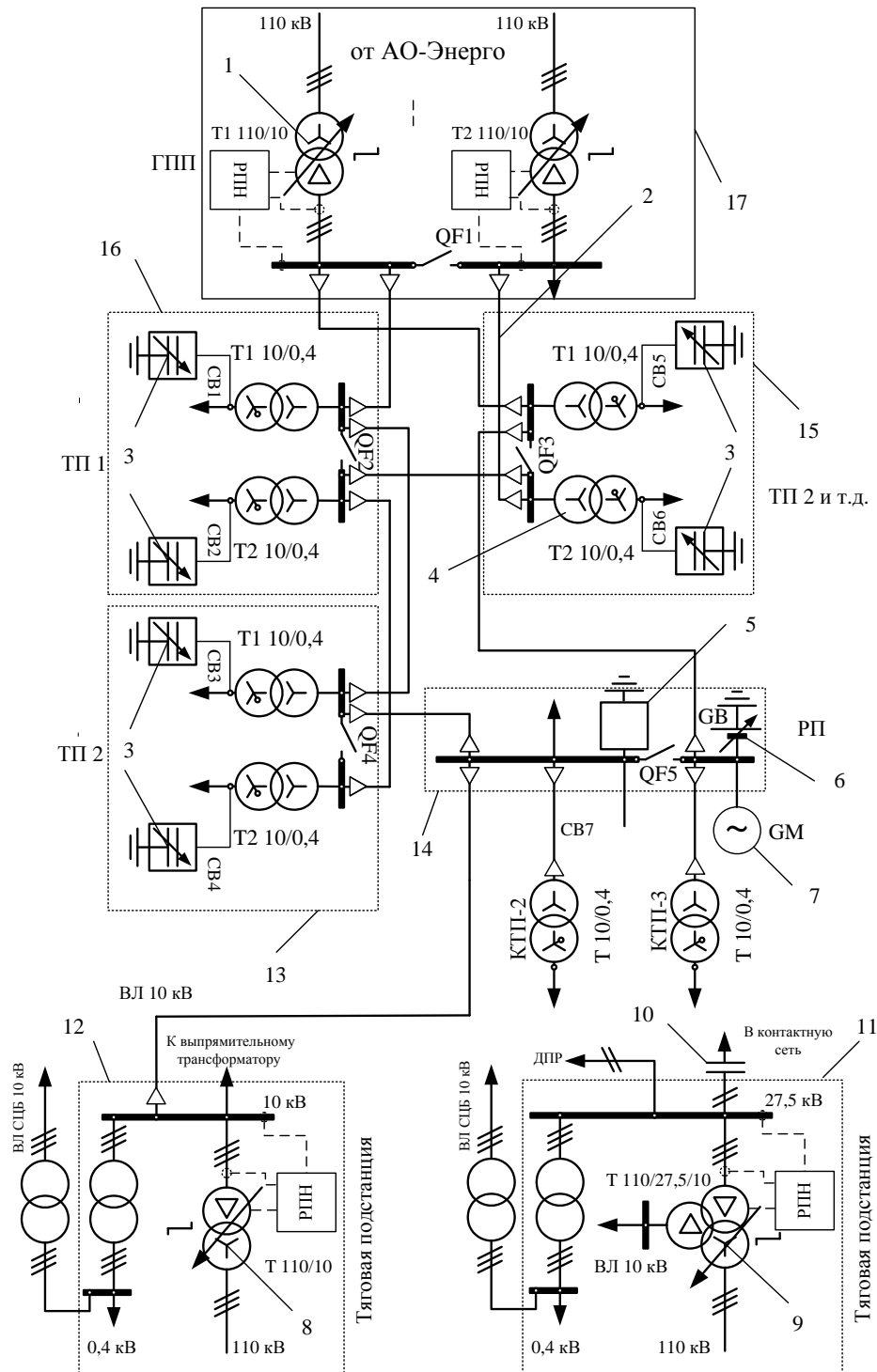


Рис. 2.3. Система электроснабжения стационарных потребителей железных дорог

Все датчики, локальные и управляющие контроллеры соединены через информационные каналы по своим протоколам с виртуальной моделью сети в границах энергодиспетчерского пункта (с возможностью получения и обмена данными с соседними энергодиспетчерскими пунктами). Виртуальная модель сети содержит все зеркальные данные о сети, которые обновляются с получением новых данных. Эта модель позволяет реализовать взаимодействие элементов сети в системе управления с различными протоколами передачи данных.

Локальные контроллеры могут работать автономно, получая данные непосредственно в месте подключения и (или) из виртуальной модели сети, на основе своих заданных целей и в составе системы управления электроснабжением, получив задание от распределительного контроллера для достижения глобальной цели, т. е. координированно.

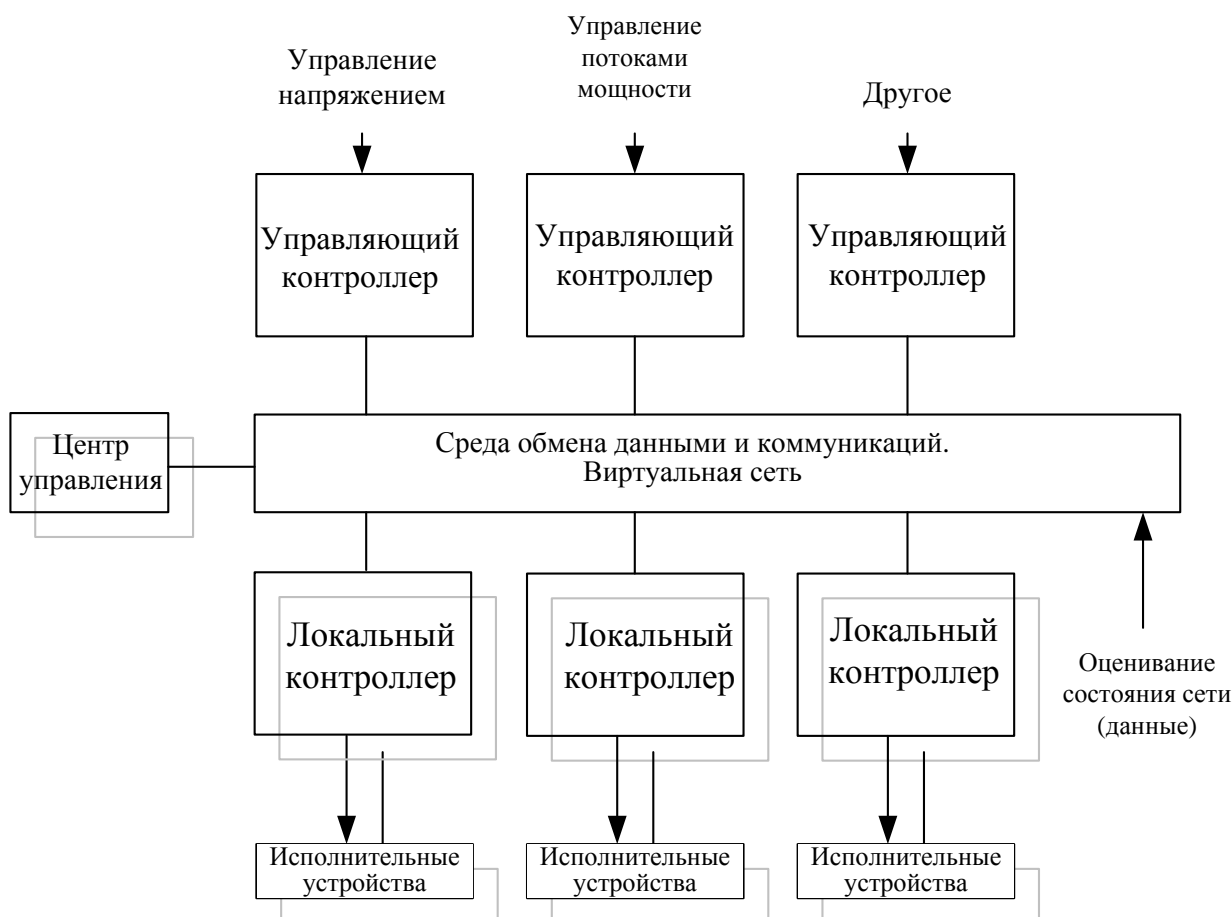


Рис. 2.4. Архитектура управления системой электроснабжения с иерархической базой знаний (гибридные многоуровневые архитектуры)

Выдача управляющих воздействий на исполнительные устройства объектов электроснабжения осуществляется как в автоматическом режиме, так и в результате действий энергодиспетчера, который осуществляет свои функции в центре управления системой электроснабжения.

В качестве локальных контроллеров-агентов исполнительных устройств выступают локальные контроллеры оборудования (локальное управление регулируемыми компенсирующими устройствами, РПН трансформаторов, фильтров, устройств, накопителей, коммутационных аппаратов и т.д.).

Управляющие контроллеры выступают в качестве агентов-координаторов, реализованы по функциональному признаку, например, контроллеры управления напряжением, управления потоками мощности и др.

Управляющий контроллер содержит средства обработки данных от датчиков, локальных контроллеров, центра управления (рис. 2.5) и включает в себя оценку состояния – идентификацию параметров сети (топология: путем анализа измерений на наличие соединения линий, параметры элементов схемы), параметры режима – напряжения узлов, перетоки мощностей и токов в ветвях, мощности генерации, накопления и потребления в узлах, ограничения на параметры режима; базы данных, модели процессов, критерии и ограничения, алгоритмов функционирования объекта (например, алгоритм минимума потерь в сетях) как заложенных, так и полученных из опыта), методы поддержки принятия решений по управлению системой электроснабжения железных дорог, основанные на базе знаний и претензионных правилах в условиях неполной информации. Предусмотрено динамическое оценивание с учетом данных предшествующих моментов времени и прогнозирования методом статистической экстраполяции.

Прогнозирование особенно необходимо для целей управления переключением РПН трансформаторов, так как количество переключений таких систем в сутки ограничено и для повышения эффективности такого управления необходим закон изменения напряжения. Для облегчения целей прогнозирования напряжений на шинах тяговых подстанций может быть реализован сбор сведений о перемещении тяговых нагрузок с использованием геоинформационных данных спутникового позиционирования.

В структуре МАС верхний слой координации на основании базы знаний (онтология логических целей, оценка состояния и др.) определяет задачи для

различных целей управления (например, регулирование реактивной мощности, напряжения и др.). В зависимости от конкретной ситуации определяются конкретный (е) агент (ы) слоя автономного управления и значение параметров исполнительных устройств в качестве решения для заданной функции цели.

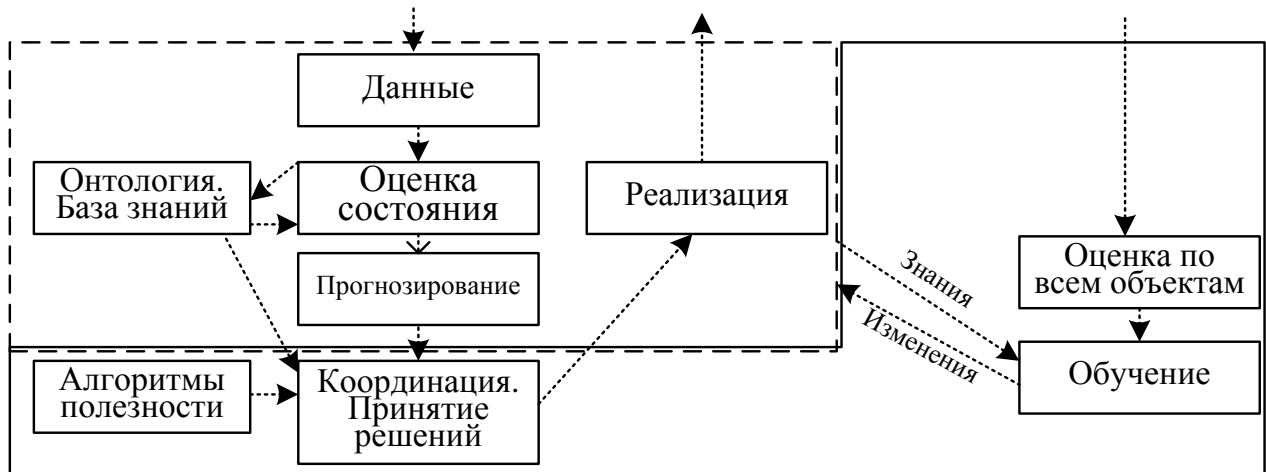


Рис. 2.5. Структура управляющего контроллера

Агенты действуют автономно, насколько это возможно на локальных данных, но по-прежнему обеспечивают оптимальную общую цель. Агенты могут взаимодействовать друг с другом, что снижает ошибку регулирования, происходит обмен информацией между агентами. К примеру, в случае выхода из строя агента соседний агент может взять на себя часть ответственности за действия неисправного агента.

С учетом онтологии (базы знаний), которая содержит модели процессов, критерии и ограничения, как заложенные, так полученные из опыта и прогнозирования, происходит принятие решений по управлению системой электропитания стационарных потребителей железных дорог, основанное на алгоритмах полезности функционирования объекта (например, алгоритм минимума потерь в сетях) по результатам координации с другими управляющими контроллерами и определяется величина управляющих воздействий, которая передается локальным контроллерам для реализации исполнительными устройствами.

Кроме этого управляющий контроллер содержит средства координации по принципу сотрудничества или переговоров-аукциона. Координация осуществляется для достижения глобальной цели или получения максимальной отдачи от локальных систем управления (контроллеров-агентов). Например,

агент начинает переговоры с другими, когда его реактивная нагрузка возрастает, а он не имеет достаточного запаса реактивной мощности, чтобы достичь локальной цели (повышения напряжения). Координация может выполняться на основе выставленных приоритетов и чувствительности к параметрам режима, а также ранжирования по значениям функции полезности со стороны агентов с учетом истории и прогнозных значений. Под функциями полезности понимаются алгоритмы оптимизации, например, минимум потерь в сетях, минимальное среднеквадратическое отклонение напряжения в узлах сети и т. д.

Координация выполняется между всеми управляющими контроллерами через среду обмена данными (виртуальную сеть). Если какой-то контроллер-агент не сможет выполнять свою работу по причине отказа, то соседний контроллер возьмет на себя его функции.

Для повышения качества управления и эффективности системы электроснабжения в целом в управляющем контроллере реализован механизм обучения на основе оперативной оценки результатов управляющих действий контроллера, который заключается в запоминании и анализе результатов управления, получении новых знаний и внесении соответствующих изменений в работу управляющего контроллера.

Управление системой электроснабжения стационарных потребителей железных дорог осуществляется в реальном режиме времени с быстроедействием порядка 0,1 – 2,0 с за счет распределенных вычислений и отсутствия централизованного сбора и обработки данных.

Использование управляющих контроллеров, построенных по функциональному признаку, предполагает задание им своей динамически изменяющейся «зоны ответственности» над локальными контроллерами и исполнительными устройствами на основе анализа чувствительности. Таким образом, система электроснабжения разделяется на отдельные участки на основе, например, сенсорного анализа с учетом наличия средств регулирования на конкретном участке сети и их влияния на регулируемые параметры для более эффективной работы распределительного контроллера. Возможно также, например, определение участков системы электроснабжения с различным качеством электроэнергии, перегрузкой линий с предоставлением информации в центр управления о невозможности поддержания требуемых параметров режима для поиска решения.

Управляющий контроллер для управления распределением электрической энергии в данном районе распределения энергии выполнен с возможностью соединения с устройствами технологических процессов и с возможностью взаимодействия со вторым управляющим контроллером, относящимся ко второму контролируемому району электрических сетей, для координирования предложенных операций. Средства координации выполнены с возможностью координирования предложенных операций на основании назначения приоритетов или упорядоченности по рангам.

## 2.4. Обоснование требований к технологической оснащенности системы электроснабжения

Для реализации предлагаемого метода адаптивного управления транспортом и распределением электрической энергии в системе электроснабжения стационарных потребителей железных дорог необходимо рассмотреть вопрос о технической модернизации электрических сетей.

На рис. 2.6 представлена структурная схема информационно-управляющей архитектуры трансформаторной подстанции [79], которая позволит реализовать предлагаемые выше методы управления.

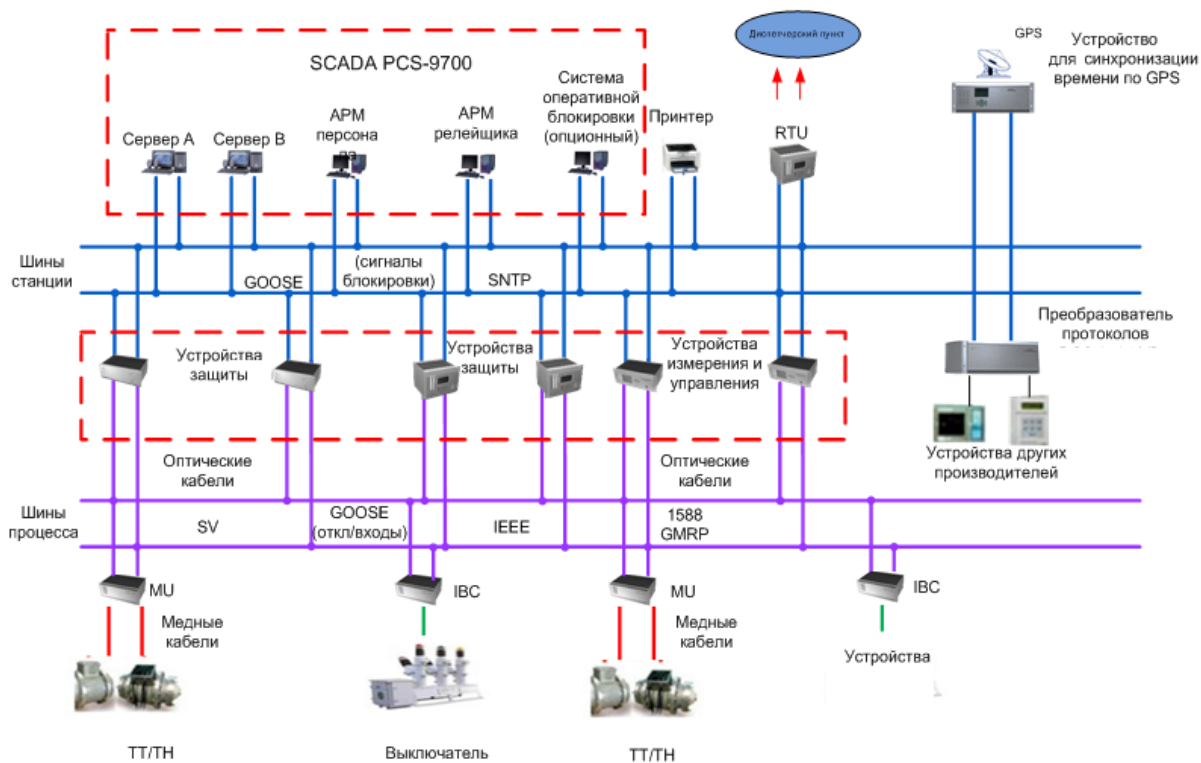


Рис. 2.6. Структурная схема информационно-управляющей архитектуры трансформаторной подстанции

Основные требования к современным электрическим сетям изложены в ряде концепций и нормативных документов [114, 115]. Указанные требования относятся к таким компонентам системы:

основное электротехническое (первичное) оборудование (измерительные трансформаторы тока и напряжения, коммутационные аппараты, маслонаполненное трансформаторное оборудование, оборудование системы оперативного постоянного тока, линейные регуляторы, устройства компенсации реактивной мощности и т.д.);

средства контроля, защиты и управления;

средства коммуникации и интеграции в архитектуре управления и контроля («станционная шина», «технологическая шина», пропускная способность, механизм межподстанционного обмена, обмен с диспетчерскими пунктами);

основные технологические информационные и управляющие системы и подсистемы (подсистема оперативного контроля и оперативного автоматизированного управления оборудованием подстанций, подсистема устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) и противоаварийной автоматики (ПА), подсистема регистрации аварийных событий и процессов, подсистема организации векторных измерений тока и напряжения, подсистема мониторинга состояния силового электрооборудования, инженерных и вспомогательных систем, подсистема АИИС КУЭ, подсистема контроля качества электроэнергии, подсистема сбора и передачи оперативной и неоперативной технологической информации в центры управления сетями);

программное и информационное обеспечение (системное, инструментальное, технологическое программное обеспечение, структура информационных потоков, организация баз данных (БД) и архивов, описание оборудования и сигналов ЦПС в терминах стандартов МЭК 61968 / 61970 и IEC 61850);

информационная безопасность.

## **2.5. Характеристика компонентов системы управления**

Мультиагентные системы эффективны в распределенных системах, где агенты (программы или роботы) размещены в разных местах, получают данные из разных источников и должны координировать свои действия для оптимизации глобального критерия.

Функция агента определяет действие, предпринимаемое агентом в ответ на любую последовательность актов восприятия. Структура агента условно обозначается формулой: агент = архитектура + программа. Различают четыре основных вида программ агентов: простые рефлексные агенты; рефлексные агенты, основанные на модели; агенты, действующие на основе цели и действующие на основе полезности [77]. С другой стороны, агентов классифицируют на реактивные и когнитивные (рис. 2.7).

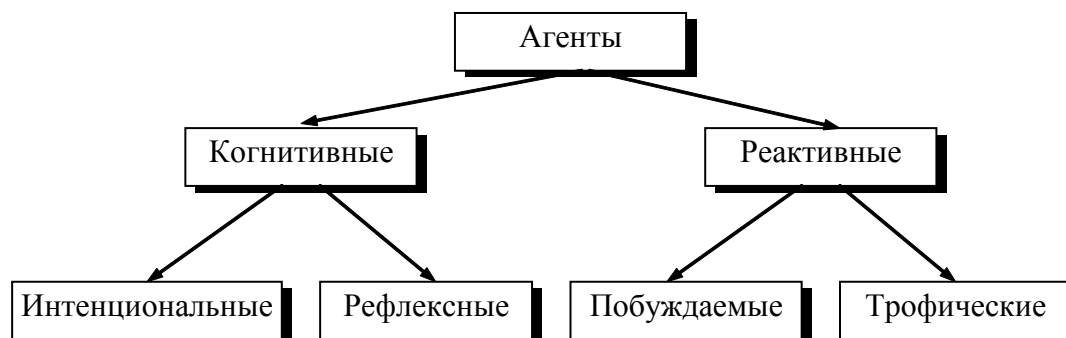


Рис. 2.7. Классификация агентов

Простые рефлексные агенты отвечают непосредственно на акты восприятия (только в полностью наблюдаемой среде, работают по принципу «условие – действие»), тогда как рефлексные агенты, основанные на модели, поддерживают внутреннее состояние, прослеживая те аспекты среды, которые не наблюдаются в текущем акте восприятия. Агенты, действующие на основе цели, организуют свои действия так, чтобы достигнуть своих целей, а агенты, действующие с учетом полезности, пытаются максимизировать свою собственную ожидаемую «удовлетворенность» (в случае нескольких целей).

Многоагентные системы зародились на пересечении теории систем и распределенного искусственного интеллекта.

Любая МАС состоит из следующих основных компонентов [97]:

- 1) множество организационных единиц, в котором выделяются подмножество агентов, манипулирующих подмножеством объектов;
- 2) множество задач;



3) среда, т. е. некоторое пространство, в котором существуют агенты и объекты;

4) множество отношений между агентами;

5) множество действий агентов (например, операций над объектами).

В МАС задачи распределены между агентами, каждый из которых рассматривается как член группы или организации. Распределение задач предполагает назначение ролей каждому из членов группы, определение меры его ответственности и требований к опыту.

Математически обобщенное описание МАС КЭ можно представить в виде:

$$MAS = (AG, E, P, S), \quad (2.1)$$

где  $AG$  – группа агентов;  $E$  – вектор множества состояний окружающей среды (в случае дискретного представления);  $P$  – вектор-функция восприятия;  $S$  – вектор-функция изменения состояния (поведения).

Окружающая среда агента может быть дискретной и непрерывной. Система с конечным множеством состояний рассматривается как дискретная и наоборот. Вектор множества дискретных состояний окружающей среды можно представить в виде:  $E = \{e_1, e_2, \dots, e_n\}$ .

Как известно, функции агента разделяются на восприятие (оценивание состояния), координацию и действия. Функция восприятия воспроизводит историю актов восприятия состояния системы  $E$ , т. е.  $E \rightarrow P$ . Например, функции восприятия содержит данные о параметрах режима и топологии распределительной сети. Координация является основной частью поведения агента, которая описывается вектором-функцией изменения состояния (поведения)  $S$ . Функция действия принимает решение на основе  $S$  и производит действие  $A$ :  $P \times S \rightarrow A$ , т. е. в случае дискретных состояний агент содержит входной алфавит  $P$ , множество состояний  $S$ , выходной алфавит  $A$ .

1. Агенты электрооборудования.

1) Система автоматического управления компенсирующими устройствами различных типов.

Среда: КТП, ТП 35-10/0,4 кВ.

Показатели производительности агента: заданное значение коэффициента мощности, напряжения (и связанных с ним ПКЭ) в узле подключения.

2) Система автоматического управления распределенной генерацией и накоплением-высвобождением энергии в накопителях.

Среда: КТП, ТП 35-10/0,4 кВ.

Показатели производительности агента: заданное значение напряжения (и связанных с ним ПКЭ) в узле подключения, коэффициент заполнения графика нагрузки.

3) Система группового управления напряжением под нагрузкой (РПН) трансформаторов на шинах подстанций.

Среда: Шины 110 кВ ГПП, сеть 35-10(6) кВ.

Показатели производительности агента: заданное значение напряжения.

4) Система управления устройствами продольной компенсации, фильтр-устройствами, вольтодобавочными трансформаторами и другими линейными регуляторами.

Среда: распределительная сеть, КТП, ТП 35-10/0,4 кВ.

Показатели производительности агента: заданное значение напряжения, суммарного коэффициента гармоник и других ПКЭ.

2. Агенты участка сети, подстанции (агенты-координаторы).

1) Система автоматической координации централизованного и локального управления напряжением.

Среда: электрическая сеть.

Показатели производительности агента: минимум потерь в сетях при заданных напряжениях в узлах сети (в допустимых пределах), минимум среднего квадратического отклонения (СКО) напряжения в заданных точках электрической сети.

2) Система автоматического управления секционированием и потоками мощности.

Среда: электрическая сеть.

Показатели производительности агента: минимум потерь в сетях при заданных напряжениях в узлах сети (в допустимых пределах), ограничение перегрузки и повышение пропускной способности электрической сети.

3) Система автоматического противоаварийного управления.

Среда: электрическая сеть.

Показатели производительности агента: ограничение перегрузки и ввод режима в допустимую область, восстановление нормального режима электрической сети.

4) Система информационного взаимодействия с внешней сетью.

Среда: несколько смежных участков электроэнергетической системы.

Показатели производительности агента: координация агентов с учетом интересов смежных энергорайонов и центра управления.

Если мультиагентная система громоздка, то возникают проблемы в поиске решений (действий агентов). Например, если множество возможных актов восприятия  $P$ , а срок существования агента  $T$  (общее количество актов восприятия, которое может быть им получено), то поисковая таблица будет содержать  $\sum_{t=1}^T |P|^t$  записей. Для обработки такого объема данных агента требуются специальные эвристические алгоритмы.

В данном случае агенты электрооборудования являются управляемыми, а агенты-координаторы – управляющими.

Ориентация деятельности каждого агента электрооборудования на достижение заданных локальных задач (показатели производительности) направлена на достижение глобальной функции цели с помощью агентов-координаторов.

Если агенты-координаторы обнаруживают конфликт интересов агентов, то они должны разрешить его.

## **2.6. Онтология и база знаний в системе электроснабжения**

Онтология – это формализованные концептуальные знания о предметной области, представленные в форме, допускающей компьютерную обработку и используемые при принятии решений. Концептуальность знаний онтологии означает, что эти знания формулируются в терминах основных концептов (наиболее общих понятий и отношений), описывающих фрагменты окружающего мира [77].

В настоящее время для создания и поддержки онтологий существует целый ряд инструментов, которые помимо общих функций редактирования и просмотра выполняют поддержку документирования онтологий, импорт и экспорт онтологий разных форматов и языков, поддержку графического редактирования, управление библиотеками онтологий и т. д.

Онтологии могут представляться различным образом:

- а) фреймы;
- б) продукции;
- в) семантические сети.

В разрабатываемой системе предлагается использовать семантические сети, которые образуются классами понятий и отношений, играющих роль связей. В онтологиях можно выделить особые подклассы понятий [77]:

- а) объекты – сущности, характеризующиеся состояниями;
- б) процессы – изменения состояний объектов;
- в) отношения – позволяют конструировать новые объекты;
- г) свойства – отражают способность объектов вступать во взаимодействие;
- д) атрибуты – позволяют качественно или количественно характеризовать свойства.

Например, подстанция – концепт, описывающий электроустановку, предназначенную для приема, преобразования и распределения электрической энергии. Атрибуты: трансформаторная, тяговая и т. п.

Онтология отношений описывает все возможные ситуации, в том числе с использованием теории нечетких множеств.

Для удобства работы с онтологиями выделяют триаду «онтология – модель – сцена»:

а) онтология описывает понятия и отношения (как толковый словарь), необходимые для описания моделей объектов предметной области «РЖД» (станций, локомотивов, вагонов и т. д.);

б) модель описывает устойчивые комбинации понятий и отношений (часть которых для удобства работы конкретизирована, например, модель станции), упрощающие создание формализованных описаний сцен и ситуаций на конкретных станциях;

в) сцена описывает экземпляры понятий и отношений в заданный момент времени (как набор фактов), необходимые для описания «фотографии» ситуации на каждой конкретной станции с заданным уровнем подробности (включая текущее состояние объектов) в каждый момент времени.

Для представления онтологии используется семантическая сеть: на основе диаграмм классов и ограничений описываются все знания, которые необходимы агенту как для индивидуальной работы, так и для взаимодействия с другими агентами. Диаграмма классов применяется для того, чтобы показать роли, которые играют агенты, возможности для взаимодействия и межагентные зависимости.

Онтология для рассматриваемого метода содержит концепты, атрибуты и отношения применительно к конкретному объекту.

Общая структура инструментальных средств для поддержки работы с онтологиями и сценами представлена на рис. 2.8.

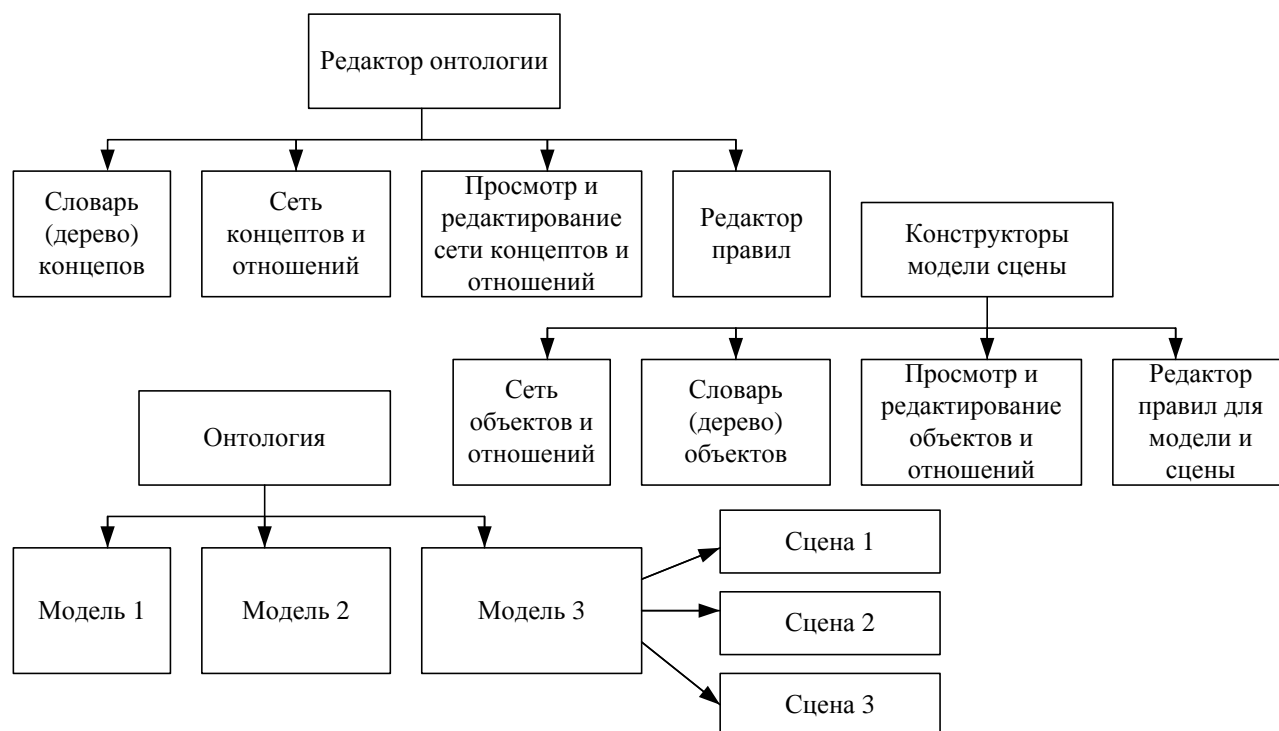


Рис. 2.8. Структура инструментальных средств для поддержки работы с онтологиями и сценами

Таким образом, модель онтологии имеет вид:

$$O = (X, R, F), \quad (2.2)$$

где  $X$  – конечное множество концептов (понятий, терминов) предметной области, которую представляет онтология  $O$ ;  $R$  – конечное множество отношений между концептами заданной предметной области;  $F$  – конечное множество функции интерпретации, заданных на концептах и отношениях онтологии.

Примеры концептов: подстанция, линия, средство регулирования и т. п. атрибуты, например, линии: сечение, марка кабеля, ток, мощность, напряжение и т. п. Отношения, например, логики 1-го порядка применительно к линии: если ток линии превысит ток перегрузки, то линия отключается (при невозможности изменения топологии транспорта электроэнергии) или не отключается, но происходит включение дополнительной батареи конденсаторов компенсирующего устройства и т. д.

## **2.7. Принципы координации распределенными объектами**

С содержательной точки зрения координация предназначена для согласования индивидуальных целей и вариантов поведения агентов, при которых каждый агент улучшает или не ухудшает значение своей функции полезности, а система в целом улучшает качество решения общей задачи.

В статье [78] сформулированы три базовых принципа координации в многоуровневых системах (прогнозирование, развязывание и оценка взаимодействий), которые принимают конкретную алгоритмическую форму в рамках конкретной математической модели и конкретного приложения. Среди них наиболее известные алгоритмы координации базируются

- на назначении и согласовании локальных показателей качества, оптимизация которых ведет к оптимизации глобального показателя;
- распределении общего ресурса;
- согласовании значений общих переменных и др.

Наиболее распространенные подходы к координации группового поведения агентов:

1. Координация с помощью удовлетворения общих правил группового поведения. Обычно такой подход используется (совместно с другими) в системах с заданной организационной структурой, в которой правила группового поведения должны строго выполняться.

2. Координация поведения на основе обмена метаинформацией (она касается, например, согласования обязательств) и правила разрешения конфликтов, когда агенты информируют друг друга о своих локальных планах и ведут переговоры для согласования своих обязательств.

3. Командная работа. Про агентов, которые прилагают совместные усилия (сотрудничают) для достижения общей долговременной цели, функционируют в динамической внешней среде в присутствии шума и противодействия со стороны соперника (или команды соперников) принято говорить, что они образуют команду агентов.

4. Координация в условиях конкуренции агентов. Во многих приложениях агенты так или иначе конкурируют. Про таких агентов говорят, что они стремятся максимизировать свою функцию полезности, полностью игнорируя интересы других агентов. В таких МАС взаимодействие агентов выражается в форме переговоров, в процессе которых агенты стремятся достичь взаимовыгодного соглашения. Правила ведения переговоров должны быть предварительно установлены и известны всем агентам и формализованы в виде протокола переговоров.

Помимо ранее рассмотренных представлений об агентах, объектах и средах при разработке МАС необходимо предварительное определение и моделирование таких базовых теоретических понятий и характеристик, как взаимодействие, кооперация (сотрудничество), координация (табл. 2.1).

Взаимодействие означает установление двусторонних динамических отношений между агентами [85].

Для определения базовых типов взаимодействия агентов в МАС можно взять следующие критерии группообразования: совместимость целей агентов; потребность в чужом опыте (знаниях); совместное использование ресурсов.

В табл. 2.1 граничный случай независимости агентов равносителен отсутствию МАС (полностью автономные агенты). Простое сотрудничество предполагает интеграцию опыта отдельных агентов (выражающуюся в распределении задач и обмене знаниями), когда не требуются дополнительные мероприятия по координации их действий. Непродуктивное сотрудничество, когда агенты, не имея потребности в опыте друг друга, но совместно используя ресурсы, мешают друг другу. Координируемое сотрудничество означает, что агенты должны согла-

совать свои действия (возможно, с помощью специального агента-координатора), чтобы продуктивно использовать имеющиеся у них опыт и ресурсы.

Таблица 2.1

Базовые типы взаимодействия агентов

Тип взаимодействия агентов	Совместимость целей	Потребность в чужом опыте	Наличие распределенных ресурсов
Координируемое сотрудничество	+	+	+
Простое сотрудничество	+	+	—
Непродуктивное сотрудничество	+	—	+
Безразличие (независимость)	+	—	—
Коллективное соперничество за ресурсы	—	+	+
Чистое коллективное (командное) соперничество	—	+	—
Индивидуальное соперничество за ресурсы	—	—	+
Чистое индивидуальное соперничество	—	—	—

В некотором смысле противоположным по отношению к координируемому сотрудничеству является случай чистого индивидуального соперничества, когда агенты поставлены в практически одинаковые условия, а доступ к ресурсам не является причиной конфликта. Примером служит участие агентов в конкурсе на получение некоторого задания. Здесь при несовместимости целей агенты вынуждены вести переговоры друг с другом. Индивидуальное соперничество за ресурсы представляет собой классический вариант конфликтной ситуации, когда каждый агент хочет монополизировать имеющиеся совместные ресурсы. В случае чистого коллективного соперничества агентам, имеющим различные индивидуальные цели, но недостаточный опыт для их достижения, приходится объединяться в коалиции. При этом вначале происходит формирование групп агентов, затем начинается соперничество между этими группами и, наконец, коллектив-



ное соперничество за ресурсы, т. е. ситуация, комбинирующая коллективное соперничество и индивидуальные конфликты за ресурсы, что представляет собой наиболее продуктивный случай конфликтной ситуации с точки зрения функционирования МАС, поскольку конкурирующие группы способствуют ликвидации монополий и расширению рынка услуг [78].

Для достижения глобальной цели МАС применительно к решаемой задаче будем использовать два основных принципа координации: сотрудничество и переговоры.

В случаях, имеющих сходные цели и общие проблемы, сотрудничество между агентами на основе распределенного решения проблемы может быть использовано для достижения глобальной цели.

В отличие от схемы сотрудничества агенты с конфликтующими целями вступают в переговоры для получения от себя максимальной отдачи. Локальные целевые функции (на уровне агентов) часто противоречат общей глобальной цели. Например, агент начинает переговоры с другими, когда его реактивная нагрузка возрастает, а он не имеет достаточного запаса реактивной мощности, чтобы достичь локальной цели.

На рис. 2.9 представлена единая структура управления агентом, который имеет доступ ко всем исполнительным устройствам и датчикам сети. В реальности агенты разделены по функциональному назначению. Агенты действуют автономно, насколько это возможно на локальных данных, но по-прежнему обеспечивают оптимальную общую цель. Агенты могут взаимодействовать друг с другом, что снижает ошибку регулирования, происходит обмен информацией между агентами. К примеру, в случае выхода из строя агента соседний агент может взять на себя часть ответственности за действия неисправного агента. В многослойной структуре некоторые агенты подчиняются другим агентам (агентам-координаторам).

Формы и степень взаимодействия между отдельными агентами в части приема и передачи управляющих воздействий на исполнительные устройства определяются функциональным назначением агентов (они будут рассмотрены далее, как и алгоритмы передачи полномочий от одного агента к другому, в том числе для разных уровней управления) при отказе реализации выполняемой функции.

Во всех представленных случаях МАС позиционируется в качестве самоорганизующихся систем со способностью агентов инициировать диалог по результатам анализа ситуации (не предписанной заранее), работая в условиях неопределенности.

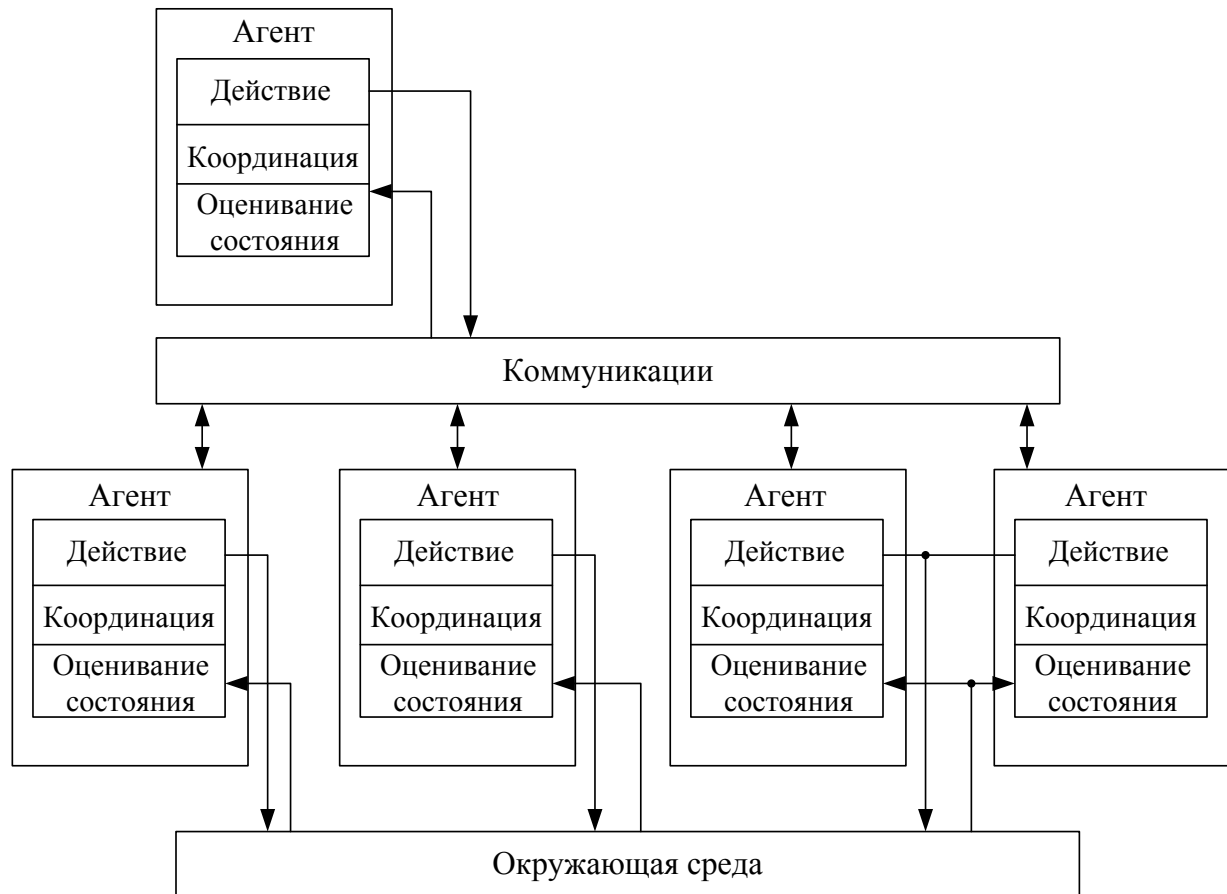


Рис. 2.9. Иерархическая структура управления МАС

Ориентация деятельности каждого агента электрооборудования на достижение заданных локальных задач (показатели производительности) направлена на достижение глобальной функции цели с помощью агентов-координаторов на принципах сотрудничества и переговоров.

В отличие от схемы сотрудничества агенты с конфликтующими целями вступают в переговоры для получения от себя максимальной отдачи. Локальные целевые функции (на уровне агентов) часто противоречат общей глобальной цели. Например, агент начинает переговоры с другими, когда его реактивная нагрузка возрастает, а он не имеет достаточного запаса реактивной мощности, чтобы достичь локальной цели.

Пример распределения представленных агентов электрооборудования (1 – 4) для достижения общих целей управления (1 – 2) в результате координации путем переговоров типа «Аукцион» представлен на рис. 2.10.

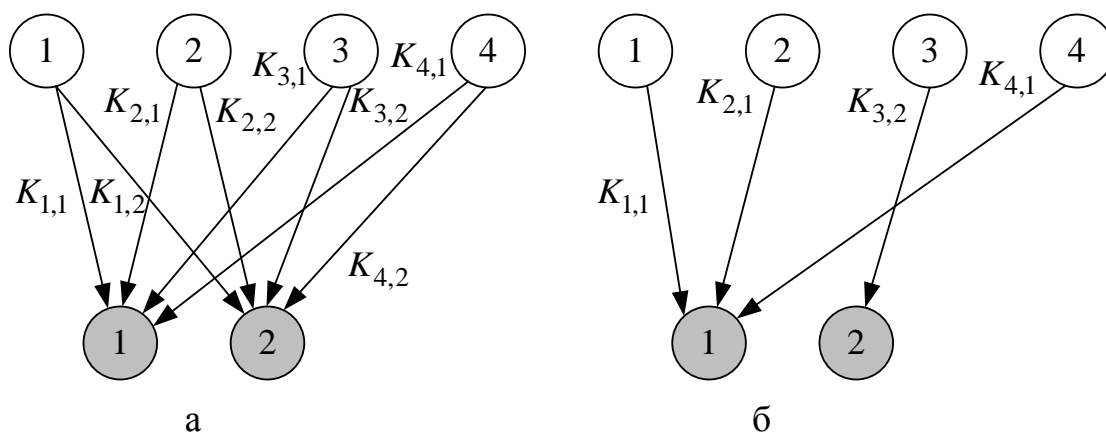


Рис. 2.10. Распределение агентов для решения общих целей в результате координации

Алгоритм, реализующий процедуру аукциона, является итерационным и включает в себя последовательность шагов, связанных с формированием «стоимости»  $K$  достижения целей каждым агентом, их сортировкой в порядке возрастания цены, с определением победителя, с повторным формированием ценового массива агентов и т. д., пока все цели не будут распределены между агентами.

## 2.8. Распределенное оценивание состояния системы электроснабжения

В систему мониторинга и прогнозирования нормальных, до- и послеаварийных режимов должна быть включена реализация следующих задач [98]:

- распределенное оценивание состояния (статическое);
- прогнозирование параметров ожидаемого текущего состояния (динамическое оценивание состояния).

Система мониторинга состояния включает в себя средства измерения необходимых параметров и средства для их обработки, а также средства хранения и отображения. До недавнего времени измерениями, используемыми при оценивании состояния, были только измерения SCADA, которые рассчитаны на прием и обработку телеинформации со скважностью один раз в секунду, а сами

системы телемеханики допускают задержку в доставке информации до нескольких десятков секунд. Для повышения достоверности телеинформации используются методы оценивания состояния, позволяющие отфильтровать погрешности в измерениях и рассчитать недостающую текущую информацию. Недостатками SCADA-системы с точки зрения энергетических проблем являются недостаточный объем и низкая точность измерений.

При оценивании состояния современных энергосистем большой размерности, содержащих тысячи узлов и связей разных уровней напряжения, возникают проблемы, которые касаются неоднородности изученных систем, большого объема, неоднородности, неполноты и невысокой точности информации, поступающей от систем сбора и передачи данных. Ошибочные измерения, несоответствие текущей расчетной схемы реальной топологии ЭЭС, так же как и потеря наблюдаемости из-за ошибок системы сбора и передачи данных, могут исказить результаты оценивания состояния. Это приводит к плохой обусловленности решаемой задачи, ухудшению сходимости вычислительного процесса вплоть до расходимости и, как результат, к неправильным решениям при управлении полученной расчетной моделью [43].

Кроме того, SCADA-системы не обеспечивают абсолютной синхронизации данных, потому что измерения сканируются последовательно.

Существенно более высокий уровень наблюдаемости и управления ЭЭС может быть достигнут благодаря WAMS-технологиям на основе измерительных устройств PMU [79].

Помимо совершенствования алгоритмов оценивания состояния ЭЭС важная роль при создании системы мониторинга текущего состояния ЭЭС отводится задаче динамического оценивания состояния [79] и автоматического краткосрочного прогнозирования параметров режима для целей оперативного и противоаварийного управления ЭЭС.

### *2.8.1. Мониторинг состояния объектов и параметров режима*

Идентификация текущего режима строится на основе оценивания состояния электрической сети и включает в себя следующее [82]:

топологию сети – множество узлов и связей между ними на текущий момент времени (граф сети и матрица инцидентий);

параметры элементов расчетной схемы (сопротивления, проводимости оборудования, коэффициенты трансформации, коэффициенты статических нагрузок и генераторов и т. д.);

параметры режима расчетной схемы (напряжения и фазы напряжений узлов, перетоки активной и реактивной мощности и токи в ветвях (связях), мощность генерации и графики потребления в узлах и т. д.).

Исходными данными для формирования расчетной модели, используемой при управлении, должны быть такие:

данные о положении коммутационных аппаратов;

паспортные, экспериментальные и другие данные такого же рода о характеристиках элементах схемы, имеющиеся в базе данных;

технологические пределы и ограничения, накладываемые на текущий режим по мощности, напряжениям и другим параметрам;

измерения параметров режима (в том числе векторные синхронизированные измерения);

сведения о составе и состоянии оборудования;

состав и настройка автоматики и релейной защиты и др.

Соответственно можно выделить следующие основные задачи формирования модели состояния системы электроснабжения, решаемые в реальном времени:

- 1) формирование топологии цепи;
- 2) формирование расчетной схемы цепи;
- 3) оценивание состояния электрической сети;
- 4) получение ограничений на параметры режима.

В общем смысле процедура оценивания состояния системы электроснабжения заключается в том, что находятся такие значения параметров режима, которые удовлетворяют уравнению установившегося режима и соответствуют измеренным значениям (информационно-измерительных систем).

Как правило, выполняется динамическое оценивание с учетом данных предшествующих моментов времени. На этапе оценивания состояния системы электроснабжения для целей управления режимами выполняются

балансирование измеренных значений параметров режима в узлах и ветвях распределительной сети;

уточнение и определение неизмеренных параметров, в том числе с использованием аппарата теории нечетких множеств;

фильтрация ошибок измерений соответствующими алгоритмами;

оценка ошибки полученных результатов;

прогнозирование изменений параметров режима для целей управления ее параметрами.

Оценивание состояния играет важную роль для облегчения мониторинга в реальном времени системы электроснабжения.

Одним из подходов к статистическому оцениванию состояния электрической сети является применение фильтра Калмана. При этом необходимо собирать архивные данные, обновлять и рассчитывать громоздкие ковариационные матрицы, что ограничивает применение данного метода в реальном времени для крупных электрических сетей [51].

Для МАС требуется использовать метод оценки состояния, основанный на применении локальных измерений вместо объемных централизованных данных, например, метод асинхронных алгоритмов оценивания состояния на базе отдельных агентов. Поскольку агент получает новые оценки переменных, он сравнивает их со своими собственными данными на основе метода максимального правдоподобия [92]. Задача заключается в определении наиболее вероятного состояния системы на основе измеренных величин.

Метод максимального правдоподобия – способ построения оценки неизвестного параметра. Состоит этот метод в том, что в качестве «наиболее правдоподобного» значения параметра берут значение, максимизирующее вероятность получения при опытах данной выборки [57].

Функцию результатов измерений можно представить следующим образом:

$$f_m(z) = f(z_1)f(z_2)\dots f(z_m), \quad (2.3)$$

где  $z_m$  – измеренные значения:  $z^T = [z_1; z_2, \dots, z_m]$ .

Каждое измерение рассматривается как функция плотности вероятности гауссовского распределения  $N(\mu_i, \sigma_i^2)$ , определяется уравнением:

$$f(z_i) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_i} e^{-\frac{1}{2}\left\{\frac{z_i - \mu_i}{\sigma_i}\right\}^2}, \quad (2.4)$$

где  $\mu_i$  – среднее значение  $z_i$ ;  $\sigma_i$  – стандартное отклонение  $z_i$ .

Для простоты расчетов целевая функция (2.3) заменяется функцией логарифмического правдоподобия:

$$L = \log f_m(z) = -\frac{1}{2} \sum_{i=1}^m \left(\frac{z_i - \mu_i}{\sigma_i}\right)^2 - \frac{m}{2} \log 2\pi - \sum_{i=1}^m \log \sigma_i. \quad (2.5)$$

Целью рассмотренного метода является максимизация функции логарифмического правдоподобия путем изменения среднего значения  $\mu_i$  и стандартного отклонения  $\sigma_i$  функции плотности распределения, что приводит к задаче

$$\log f_m(z) \rightarrow \max \quad (2.5 \text{ а})$$

или

$$J(x) = \sum_{i=1}^m \left(\frac{z_i - \mu_i}{\sigma_i}\right)^2 \rightarrow \min \quad (2.5 \text{ б})$$

при условии, что  $z_i = h_i(x) + r_i$ ;  $i = 1, \dots, m$ , где  $x$  – вектор состояния системы;  $h_i(x)$  – нелинейная функция измеренных значений  $x_i$  вектора состояния;  $r_i$  – остаток от измерения  $z_i$ .

Уравнение (2.5 б) можно переписать в общем виде следующим образом:

$$J(x) = \sum_{i=1}^m \frac{z_i - h_i(x)^2}{R_{ii}} = [z - h(x)]^T R^{-1} [z - h(x)] \rightarrow \min, \quad (2.6)$$

где  $R$  представляет собой дисперсию вектора ошибки измерения,

$$R = \text{diag}\{\sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_m^2\}. \quad (2.7)$$

Применение метода Гаусса – Ньютона для вычисления оптимальных значений нелинейных функции приводит к итерационному решению:

$$\Delta x^{k+1} = [G]^{-1} H^T(x^k) R^{-1} [z - h(x^k)], \quad (2.8)$$

где  $H(x^k) = \frac{\partial h(x^k)}{\partial (x^k)}$  – матрица Якоби;  $G = H^T(x^k)R^{-1}H(x^k)$  – матрица усиления.

Вычисление матрицы усиления для крупных электрических систем электроэнергетики для системы чрезвычайно трудоемко, что ограничивает применение метода наименьших квадратов в распределенных электрических системах для целей МАС. В работе [92] предложено заменить проблему оценки состояния по формуле (2.6) на оценки состояния децентрализованных систем МАС следующим образом:

$$\sum_{a=1}^n J(x_a) + \sum_{a=1}^n \sum_{b \in B(a)} J(x_a, x_b) \rightarrow \min, \quad (2.9)$$

где  $x_a$  – переменная вектора состояния сети;  $x_b$  – переменная вектора состояния в граничной области.

Распределенная обработка информации электроэнергетических систем (ЭЭС) большой размерности на основе декомпозиции – эффективный метод решения проблем оперативного и противоаварийного управления и прогноза текущего режима. Этот подход предлагается в статьях российских ученых [7], [8] и ученых других стран [9 – 11].

Основные алгоритмы декомпозиции основаны на делении расчетной схемы на подсистемы с граничными узлами или ветвями [2].

### 2.8.2. Структурный анализ топологии сети по результатам измерений

Анализ топологии выполняется путем анализа измерений на наличие соединения линий. Операция определяется по критериям, описанным в источнике [10]. Сообщения между агентами для каждого взаимодействия представлены на блок-схеме рис. 2.11.

Агент  $A_i$  проверяет результаты местных измерений тока, указывает на изменение топологии ( $I_{ij} = 0$ ) и посылает запрос соседнему агенту  $A_j$ . Получив сообщение,  $A_j$  проверяет результаты своих местных измерений тока и определяет статус участка  $I - J$ . Этот статус будет отправлен агенту  $A_i$  для подтверждения.



Анализ топологии сети агента  $i$  по результатам измерений осуществляется в два этапа. На первом этапе происходит инициализация  $(U_i, \theta_{ij}, P_{ij}, Q_{ij})$ , обновление для агента  $i$  и передача информации  $(U_i, \theta_{ij}, P_{ij}, Q_{ij})$  соседнему агенту  $j$ . На втором этапе на основе  $(U_i, \theta_{ij}, P_{ij}, Q_{ij})$  рассчитывается  $(\bar{U}_i, \bar{\theta}_{ij})$ . Если  $(\bar{U}_i, \bar{\theta}_{ij}) = (U_i^0, \theta_{ij}^0)$ , то происходит останов до следующего обновления, иначе принимается  $(U_i^0, \theta_{ij}^0) = (\bar{U}_i, \bar{\theta}_{ij})$  и данные передаются соседнему агенту  $j$ . Далее измерения обновляются и все повторяется.

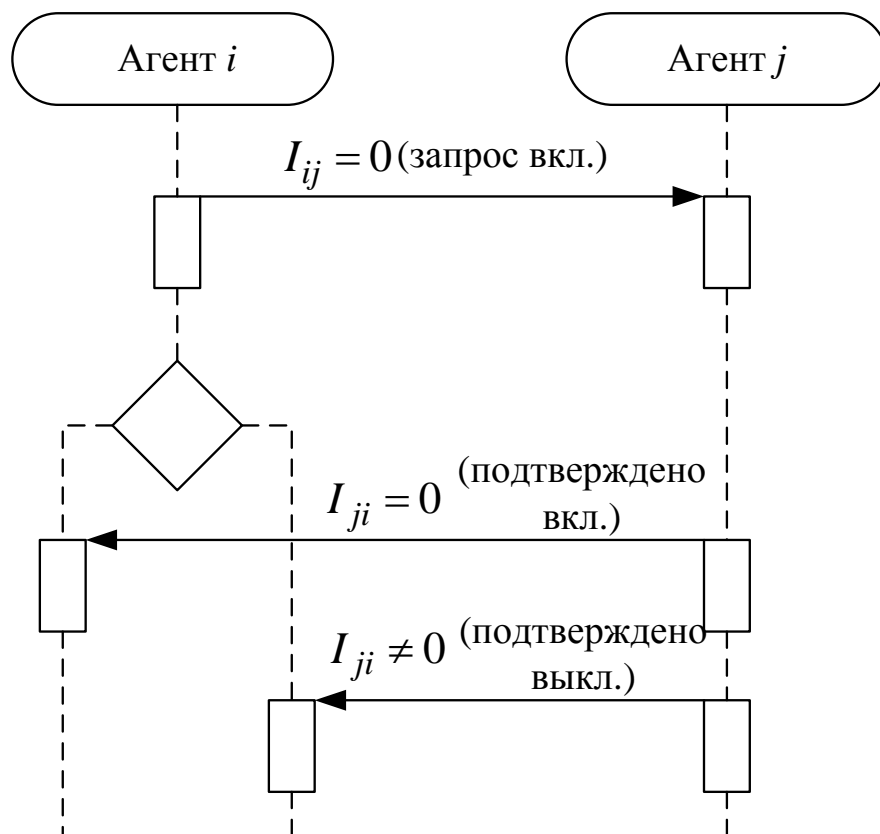


Рис. 2.11. Диаграмма последовательностей для анализа топологии между двумя участками сети (агентами  $i$  и  $j$ )

## 2.9. Прогнозирование данных для целей управления

Результаты предшествующих измерений электропотребления, расположенные в хронологическом порядке, можно рассматривать как статистическую

информацию о предшествующем поведении, позволяющую прогнозировать дальнейшее поведение системы.

Прогнозирование электропотребления дает вполне удовлетворительные результаты благодаря инерционности стационарных процессов в системах электроснабжения. Эта инерционность проявляется в циклической повторяемости режимов и сохранении тенденции нарастания (спада) среднесуточных значений потребления электроэнергии на длительных промежутках времени (тренд). Тренд характеризует основную закономерность движения во времени, в какой-то мере освобожденную от влияния кратковременных случайных возмущений.

Нагрузка распределительной сети зависит от многих факторов, которые можно разбить на две основные группы. К первой группе относятся те из них, которые объясняют инерционность системы. Они обусловлены внутренними закономерностями в динамике медленных изменений стационарных режимов, которая проявляется в чередовании сезонов года, суток, длительности светового дня, характере технологических процессов промышленного производства и т. д. Ко второй группе относятся случайные изменения в технологических процессах, аварийные ситуации, изменения в погоде и т. д.

На рис. 2.12 и 2.13 приведены типовые суточные графики нагрузки ряда структурных подразделений ОАО «РЖД».

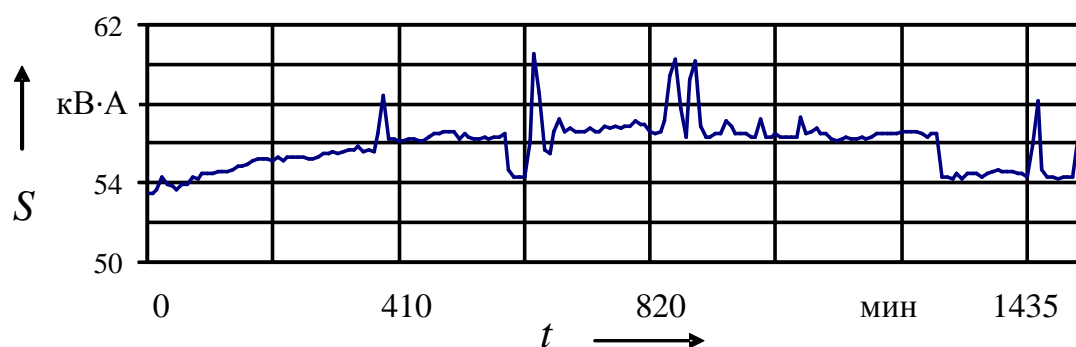


Рис. 2.12. График мощности дистанции пути в течение суток

При временном анализе энергетических характеристик рассматриваемого узла питания электрической сети различают суточную, недельную и годовую

неравномерность нагрузки [57]. Суточный график нагрузки предприятий промышленного назначения чаще всего имеет два пика – утренний и вечерний – и два провала – дневной и ночной.

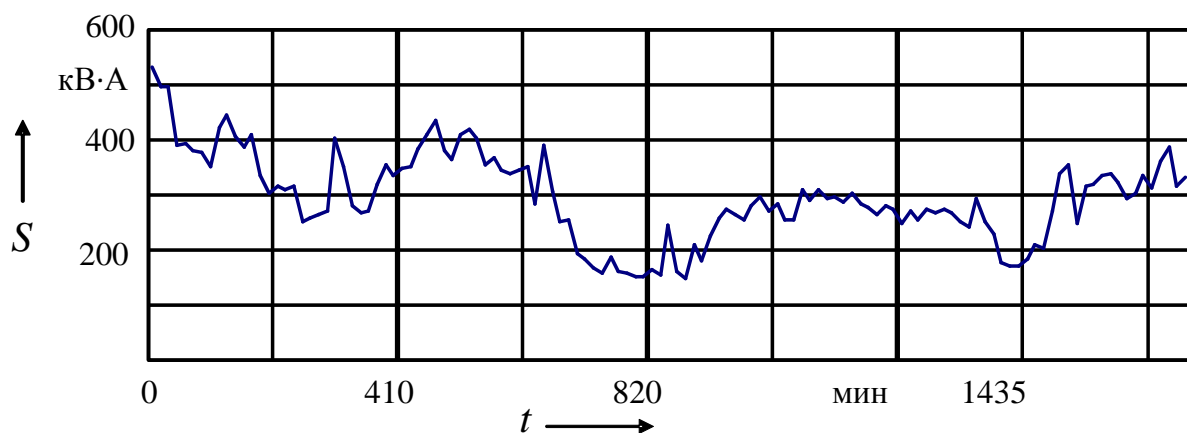


Рис. 2.13. График мощности локомотивного ремонтного депо в течение суток

График нагрузки характеризуется рядом показателей: коэффициентом заполнения графика; коэффициентом использования активной мощности электроприемника или групп электроприемников; коэффициентом максимума, представляющим собой отношение получасового максимума нагрузки к ее среднему значению; коэффициентом спроса, показывающим отношение максимальной расчетной мощности к ее номинальному значению; годовым числом часов использования максимальной мощности нагрузки.

Интервалы времени наибольших и наименьших нагрузок рассматриваемого узла определяют следующим образом:

выбирают типовой суточный график нагрузки центра питания, к которому присоединена рассматриваемая распределительная сеть, для зимнего и летнего периода;

на временном отрезке, равном 24 ч, определяют среднее значение суточной нагрузки;

интервалы времени, в течение которого действительная суточная нагрузка больше среднего ее значения, соответствуют интервалам наибольшей нагрузки ( $t_2 - t_3$ );

интервалы времени, в течение которого действительная суточная нагрузка меньше, чем среднее ее значение, соответствуют интервалам наименьшей нагрузки ( $t_1 - t_2$  и  $t_3 - t_4$ ).

Воспользуемся одним из известных методов прогнозирования нагрузки, позволяющим учесть влияние поведения нагрузки в последние предшествующие часы, называемым методом статистической экстраполяции.

Рассмотрим  $n$  однотипных предшествующих графиков, заданных часовыми значениями мощности и образующих статистическую таблицу исходных данных:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_1^1, P_1^2, ..., P_1^t, ..., P_1^{24}, \\ P_2^1, P_2^2, ..., P_2^t, ..., P_2^{24}, \\ ..... \\ P_n^1, P_n^2, ..., P_n^t, ..., P_n^{24}. \end{array} \right. \quad (2.10)$$

На основании этих данных рассчитываются ожидаемые средние часовые значения мощности на прогнозируемые сутки:  $P_{\text{ср}}^1, P_{\text{ср}}^2, \dots, P_{\text{ср}}^t, \dots, P_{\text{ср}}^{24}$ , вычисляемые как среднеарифметические величины  $n$  наблюдений:

$$P_{\text{cp}}^t = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n P_i^t. \quad (2.11)$$

При этом среднеквадратические отклонения для каждого часа, выраженные через дисперсии  $D^t$ ,

$$\sigma^t = \sqrt{D^t} = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (P_i^t - P_{\text{cp}}^t)^2}. \quad (2.12)$$

Данные каждого столбца  $P_i^t$  ( $t = 1, 2, \dots, 24$ ) статистической таблицы позволяют найти корреляционную зависимость нагрузки в разные часы.

В связи с нестационарным процессом графиков нагрузки предварительно выделим средние составляющие из графиков потребления и будем рассматривать далее графики отклонения потребления от среднего в час за сутки:

$$\left\{ \begin{array}{l} p_1^1, p_1^2, ..., p_1^t, ..., p_1^{24}; \\ p_2^1, p_2^2, ..., p_2^t, ..., p_2^{24}; \\ ..... \\ p_n^1, p_n^2, ..., p_n^t, ..., p_n^{24}, \end{array} \right. \quad (2.13)$$

где  $p_i^t = P_i^t - P_{\text{ср}}^t$ .

В отличие от  $P_{\text{ср}}^t$  среднее значение  $p_{\text{ср}}^t = 0$ .

Обработывая систему (2.13), можно получить матрицу корреляционных коэффициентов ( $r_{t\tau}$ ) между данными для каждой пары часов (столбцов)  $t$  и  $\tau$ .

Средний нормированный коэффициент корреляции случайных величин соседних интервалов времени есть величина

$$\tilde{r}_{\Delta\tau} = \frac{1}{n - \Delta t} \sum_{t=1}^{n-\Delta t} r_{t,t+\Delta t} \, , \quad (2.14)$$

где  $\Delta t$  – сдвиг по времени ( $\Delta t = 0, 1, \dots, 6$ ). Для  $\Delta t = 0$  получаем  $\tilde{r}_0 = r_{tt} = 1$ .

Для учета влияния поведения нагрузки наряду со статистической информацией  $P_i^t$  необходимо воспользоваться последними измеренными данными за предшествующие сутки:  $P_{\phi}^1, P_{\phi}^2, \dots, P_{\phi}^t, \dots, P_{\phi}^{24}$  ( $\phi$  – фактические замеры нагрузки на примере часовых замеров). Эти данные позволяют вычислить прогнозируемые значения нагрузки как

$$P_{\text{np}}^t = P_{\text{cp}}^t + \frac{1}{7} \sum_{\Delta t=0}^6 \tilde{r}_{\Delta t} (P_{\phi}^{t-\Delta t} - P_{\phi}^{t-\Delta t}). \quad (2.15)$$

Представленная концепция управления распределенными объектами и метод адаптивного управления транспортом и распределением электрической энергии в системе электроснабжения стационарных потребителей железных дорог включает в себя архитектуру с распределенными центрами принятия ре-

шений (управляющие контроллеры-агенты-координаторы) на основе измерений и высокоскоростного анализа с помощью вычислительных средств на базе агентных систем; необходимые датчики электрических (напряжения, токи, мощности, коэффициент мощности, показатели качества электроэнергии и т. п.) и неэлектрических величин (положение коммутационных аппаратов, отпаяк РПН, ПБВ, вольтодобавочных трансформаторов, ступеней компенсирующих устройств и т. п.); локальные контроллеры исполнительных устройств.

Основными характеристиками компонентов рассматриваемой системы управления являются средства контроля, защиты и управления; средства коммуникации и интеграции в архитектуре управления и контроля («станционная шина», «технологическая шина», пропускная способность, механизм межподстанционного обмена, обмен с диспетчерскими пунктами).

В основе информационной и управляющей системы управления находятся подсистемы оперативного контроля и оперативного автоматизированного управления оборудованием подстанций, подсистема устройств релейной защиты и автоматики и противоаварийной автоматики, подсистема регистрации аварийных событий и процессов, подсистема организации векторных измерений тока и напряжения, подсистема мониторинга состояния силового электрооборудования, инженерных и вспомогательных систем, подсистема АИИС КУЭ, подсистема контроля качества электроэнергии, подсистема сбора и передачи оперативной и неоперативной технологической информации в центры управления сетями.

Программное и информационное обеспечение содержит системное, инструментальное, технологическое программное обеспечение, описание структуры информационных потоков, организации баз данных и архивов, оборудования и сигналов в терминах стандартов МЭК 61968 / 61970 и IEC 61850.

### 3. РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ СТАЦИОНАРНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

#### 3.1. Обоснование методов группового регулирования напряжения

В распределительных сетях переменного тока 35/10 (6)/0,4 кВ, получающих питание от трансформаторных или, например, тяговых подстанций железных дорог (110 кВ) с трансформаторами, оборудованными системой РПН, существует задача поддержания напряжений в требуемых нормируемых пределах в конкретных точках электрической сети в процессе эксплуатации. При этом автоматический регулятор РПН понижающих трансформаторов центра питания, реализующий, как правило, встречное регулирование напряжения, не в полной мере обеспечивает регулирование напряжения согласно предъявляемым требованиям.

Как известно [32], если потребители с неоднородной нагрузкой рассредоточены вдоль различных линий распределительной сети, то в центре питания нельзя или затруднительно разделить эти линии на группы электроприемников, для которых графики изменения нагрузок во времени являются практически однотипными. В этих случаях на шинах центра питания следует применять централизованное регулирование напряжения в соответствии с условиями, требуемыми для той группы однородных потребителей, которые имеют наибольшую долю в общей нагрузке линий, присоединенных к данному центру питания. Для обеспечения должного качества напряжения у остальных потребителей, получающих питание от этого центра питания, должны использоваться средства местного регулирования напряжения.

Известен адаптивный регулятор напряжения [106], у которого поиск оптимальных параметров регулирования осуществляется направленным перебором различных сочетаний выдержек времени и зоны нечувствительности и сопровождается поиском оптимальных параметров регулирования напряжения в центре питания, не обеспечивая требуемых уровней напряжений в конкретном узле распределительной сети, т. е. усредняя данные и обеспечивая нормативные значения напряжений по наибольшей группе потребителей.

В регуляторе РПН с применением fuzzy-логики [32] установлена аппаратная реализация микропроцессорного устройства БАР РПН с использованием контроллера, способного реализовать математический аппарат нечеткой логики (fuzzy-логики), который осуществляет автоматический выбор определяющей линии в реальном режиме времени с учетом категоричности энергообъекта по ущербу от отклонения напряжения, разнородности и разновременности нагрузки, ее распределения вдоль питающей линии и позволяет реализовать рациональный закон управления режимом напряжения. Недостатком такого регулятора является то, что управление напряжением осуществляется в центре питания по так называемой определяющей линии, т. е. в среднем по наибольшей группе потребителей. Кроме этого осуществляется усреднение влияющих на напряжение факторов с использованием математического аппарата нечеткой логики для целей управления, не применяются такие местные средства регулирования напряжения, как, например, компенсирующие устройства, а также алгоритмы прогнозирования нагрузки на основе данных синхронных векторных измерений для повышения точности регулирования напряжения. В результате напряжение в конкретной точке распределительной сети может не соответствовать предъявляемым требованиям.

Таким образом, для электроэнергетических систем целесообразно использовать координированный способ размещения источников реактивной мощности, предусматривающий их установку с минимальным резервом управления в части генерации и потребления реактивной мощности на важных узловых подстанциях. Следовательно, поддержание напряжения в оптимальном диапазоне должно осуществляться за счет координированного управления источниками реактивной мощности на разных объектах в сочетании с координированным управлением напряжения на шинах электростанций [94].

В соответствии с рекомендациями статьи [56] построение системы автоматического адаптивного управления напряжением и реактивной мощностью предлагается осуществлять по централизованно-распределенному иерархическому принципу с высокой степенью автоматизации и быстродействием решений по управлению системами компенсации реактивной мощности. Система включает в себя централизованное устройство для всей ЭЭС, групповые регуляторы для энергетических сегментов и локальные регуляторы для отдельных средств компенсации реактивной мощности. В этом случае централизованное устройство обеспечит более



адекватное и эффективное управление, так как позволит учесть в реальном времени всю доступную информацию по ЭЭС, а групповые (распределенные) регуляторы напряжения, являющиеся децентрализованными устройствами, выступают в роли удаленных устройств управления.

### **3.2. Разработка функциональной схемы устройства регулирования напряжения в электрической сети**

Возникает серьезная проблема координации устройств компенсации реактивной мощности, регуляторов РПН трансформатора и прочих линейных регуляторов. Рассмотрим координацию управляемых компенсирующих устройств, источников генерации активной мощности (накопителей) и регуляторов РПН для целей стабилизации напряжений в электрических сетях стационарных потребителей железных дорог.

Структура устройства с участком распределительной сети показана на рис. 3.1.

Устройство регулирования напряжений в контролируемой зоне работает следующим образом.

Система измерений осуществляет измерение токов, напряжений, мощностей, фазовых углов на всех присоединениях и линиях центра питания и трансформаторных подстанций контролируемого участка распределительной сети и передает полученный массив данных в цифровой форме через вход контроллера в блок оценки состояния сети 1, в котором осуществляется сравнение измеренных значений напряжений с установленными нормами, правилами и заложенными базами знаний (блок 2). Если напряжения во всех узлах удовлетворяют заложенным требованиям, то ничего не происходит, иначе начинается координационный этап. Предполагается, что контролируемый участок распределительной сети может быть разделен на зоны по качеству электроэнергии, которое можно обеспечить в эксплуатации при использовании всех доступных способов регулирования напряжения.

На рис. 3.1 такой зоной выступает система сборных шин с понижающим трансформатором на ТП 2.

Такие «слабые» места предварительно определяются по результатам, например, утяжеления режима на модели, сенсорного анализа и на основе дру-

гих методов. В данном случае представляется экономически целесообразным предоставить потребителям данной зоны скидку к тарифу на электроэнергию (при соответствующих возможностях нагрузки), чем устанавливать дорогостоящее оборудование для местного регулирования напряжения, особенно при недостаточности регулировочных свойств реактивной мощности в узле.

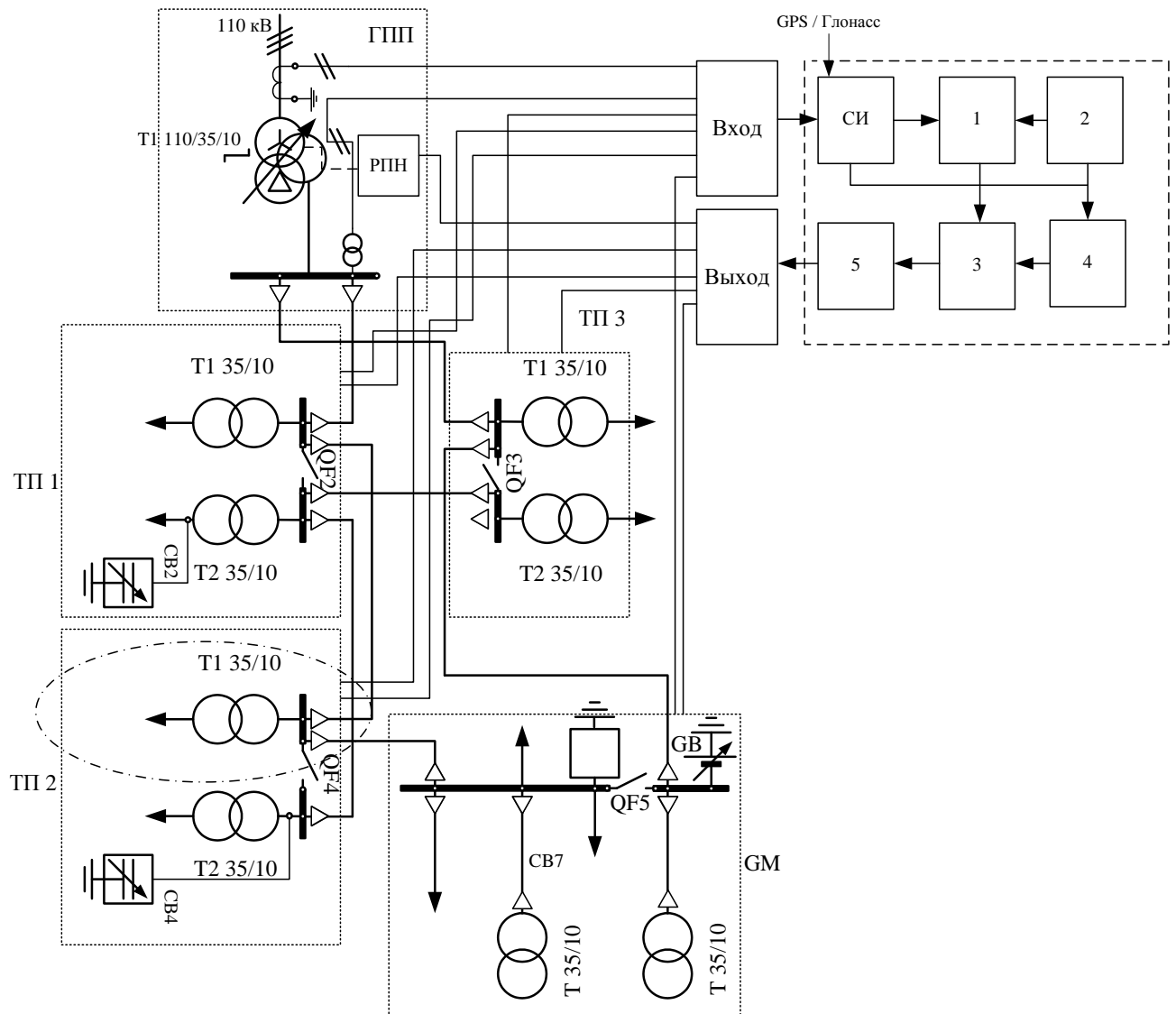


Рис. 3.1. Устройство регулирования напряжения в электрической сети: блоки:  
1 – оценки состояния сети; 2 – базы знаний; 3 – координации, выработки  
управляющих воздействий; 4 – прогнозирования; 5 – реализации  
управляющих воздействий

Далее с учетом прогнозирования данных развития событий (блок 4) происходит координация местных средств регулирования напряжения по запасу реактивной и активной мощности (для накопителей и управления спросом нагрузки) и их ранжирование по регулирующим эффектам для конкретной точки сети и реализация управления (блок 5) вычислительными средствами контроллера. При этом предлагаемое устройство должно иметь приоритет на управление автоматическими компенсирующими устройствами перед алгоритмами их локального управления в случае необходимости. Управление спросом нагрузки заключается в ограничении мощности или даже отключении ряда линий в случае превышения лимитов ее пропускной способности и снижения напряжения в точке подключения по согласованию с потребителем (условия договора на подключение).

Если местных средств регулирования напряжений недостаточно для поддержания напряжений во всех точках контролируемого участка распределительной сети (с учетом зонирования «по качеству»), то реализуется 2-й этап управления напряжением – с помощью РПН. Прогнозирование параметров нагрузки и напряжений с памятью прошлых событий позволяет обеспечить наиболее эффективный алгоритм работы регулятора РПН с точки зрения количества переключений и зоны нечувствительности. Предполагается, что РПН должен выполнять переключения при разнородной нагрузке до 20 раз в сутки. Быстродействие ступенчато и плавно управляемых компенсирующих устройств определяется их техническими возможностями. При наличии вольтодобавочных трансформаторов и других линейных регуляторов они могут выступать в качестве местных средств подчиненного регулирования напряжения с помощью РПН.

Использование предлагаемого устройства позволит повысить качество регулирования напряжений на шинах трансформаторных подстанций в контролируемой зоне распределительной сети, не оборудованных РПН, в пределах заданных значений за счет скоординированного совместного применения средств местного и централизованного регулирования напряжения (в центре питания средствами РПН), а также ограничения спроса на электрическую мощность ряда потребителей.

### **3.3. Алгоритмы адаптивного регулирования напряжения**

#### *3.3.1. По условию минимума потерь мощности в сети*

Оптимизация режима электрической сети, направленная на улучшение одного из параметров, например, напряжения, может вызвать перегрузку элементов сети и снижение ее пропускной способности. Режим распределительной сети должен быть прежде всего допустимым, т. е. должен удовлетворять условиям надежности электроснабжения, пропускной способности и качества электроэнергии.

Управление потоками мощности в системе электроснабжения в нормальном режиме направлено на решение следующих задач: снижение перегрузки, оптимизацию потерь мощности в электрической сети за счет регулирования уровня напряжения, генерацию активной (при наличии) и реактивной мощности, изменение схем питания, а также ограничение спроса на электрическую энергию потребителями.

В настоящее время оптимизация режима электрической сети по минимуму потерь мощности в реальном времени (менее 100 мс) оказывается затруднительной. Расчеты выполняются агентами-координаторами верхних слоев мультиагентных систем в пределах 1 мин. Оптимизация режима сети, направленная на улучшение одного из параметров, что имеет место при одноцелевой оптимизации, неизбежно вызывает ухудшение других. Например, минимизация суммарных потерь активной мощности «задирает» уровни напряжения в узлах сети. При отсутствии регулирующих устройств повышение напряжения в узлах в соответствии со статическими характеристиками нагрузки приводит к увеличенному потреблению мощности и энергии.

В настоящее время считается [43], что оптимальный режим распределительной сети должен быть прежде всего допустимым, т. е. должен удовлетворять условиям надежности электроснабжения и качества электроэнергии. Последние учитываются в виде ограничений на контролируемые параметры режима. Параметры надежности электроснабжения и качества электроэнергии не должны превышать допустимых значений, так как в противном случае распределительная сеть не сможет выполнять своих функций. В то же время работа сети с большими потерями мощности может быть допустимой, однако экономически нецелесообразной, так как сопровождается дополнительными затратами на компенсацию сверхнормативных потерь электроэнергии.

Оптимальный режим должен быть и наиболее экономичным среди допустимых режимов. Оптимальное управление нормальными режимами сети состоит в том, чтобы обеспечить надежное снабжение потребителей электроэнергией требуемого качества при минимальных затратах.

В работах [30 – 34] в качестве переменных целевой функции оптимизации параметров режима выступали потери в сетях и отклонение напряжения. Считаем, что отклонение напряжения (точнее – дисперсия напряжения) вызывает дополнительные потери и поэтому уже учитывается в рассматриваемой функции цели.

Предложенная задача оптимизации заключается в снижении потерь электроэнергии в распределительной сети 35/6/10-0,4 кВ железнодорожного узла за счет оптимального положения ответвлений РПН трансформаторов, значений реактивной мощности компенсирующих устройств и активной мощности накопителей и элементов распределенной генерации в узлах, изменения топологии сети с помощью коммутационных аппаратов и др.

По существу требуется найти такой вектор управляющих параметров  $S_{\text{opt}}$  и такой вектор параметров состояния  $Y_{\text{opt}}$ , чтобы целевая функция  $\Delta P$  достигала экстремального значения при условии соблюдения ограничений на управляющие параметры и параметры состояния:

$$\begin{cases} \Delta P(S_{\text{opt}}) \rightarrow \min; \\ S_{\text{opt}} = (T, L, M, G, A); \\ Y_{\text{opt}} = (U_j^{\text{opt}}, P_j^{\text{opt}}, Q_j^{\text{opt}}), j = 1, \dots, n, \end{cases} \quad (3.1)$$

где  $T$  – вектор коэффициентов трансформации трансформаторов с РПН (номер отпайки);  $L$  – вектор проводимости устройств продольной емкостной компенсации в ветви;  $M$  – вектор реактивной мощности КУ (целочисленные значения ступенчатого КУ);  $G$  – вектор активной мощности распределенной генерации (со знаком «+») или накопителей энергии (со знаком «+», «-») в узле;  $A$  – вектор дополнительных проводимостей ветвей для имитации коммутационных аппаратов (0 или  $\infty$ ).

Параметры состояния соответствуют уравнениям установившегося режима следующего вида:

$$\begin{cases} P_{Gi} - P_{Li} - \sum_{j=1}^{N_B} U_i U_j |G_{ij} \cos(\theta_j - \theta_i) - B_{ij} \sin(\theta_j - \theta_i)| = 0, i = 1, 2, \dots, N_B - 1; \\ Q_{Gi} - Q_{Li} - \sum_{j=1}^{N_B} U_i U_j |G_{ij} \sin(\theta_j - \theta_i) - B_{ij} \cos(\theta_j - \theta_i)| = 0, i = 1, 2, \dots, N_{PQ}, \end{cases} \quad (3.2)$$

где  $P_{Gi}, Q_{Gi}, P_{Li}, Q_{Li}, U_i, G_{ij}, B_{ij}, \theta_i, \theta_j$  – соответственно активная и реактивная мощность генерации  $i$ -го узла и нагрузки, напряжение  $i$ -го узла, активная и реактивная проводимость линии между  $i$ -м и  $j$ -м узлами, фазовый угол.

Ограничения к целевой функции (3.2): по напряжению:  $U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max}$ ,  $i \in N_B$ ; по генерации активной и реактивной мощности в узлах:  $Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{\max}$ ,  $i \in N_q$ ,  $P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max}$ ,  $i \in N_g$ ; по коэффициентам трансформации:  $T_k^{\min} \leq T_k \leq T_k^{\max}$ ,  $k \in N_k$ ,  $k$  – целое; по наличию УПК в ветвях:  $0 \leq K_b \leq K_b^{\max}$ ,  $i \in N_b$ ; по наличию располагаемой мощности КУ в узлах:  $M_B^{\min} \leq M_B \leq M_B^{\max}$ ,  $i \in N_b$ ,  $M$  – целочисленное; по наличию коммутационных аппаратов в ветвях:  $A_b = 0$  или  $\infty$ ,  $i \in N_b$ .

$$\text{Потери активной мощности } \Delta P = \sum_{k \in N_b} G_k |U_i^2 + U_j^2 - 2U_i U_j \cos \theta_{ij}|.$$

С учетом широкого спектра комбинаций управляющих воздействий понятно, что представленная задача оптимизации весьма сложна.

В инженерной практике [73] решают задачи оптимизации режима сети отдельно по реактивной мощности, напряжению и коэффициенту трансформации. При этом соблюдается следующая иерархия задач:

- 1) регулирование уровня напряжения по сети;
- 2) снижение влияния неоднородности сети за счет регулирования комплексных коэффициентов трансформации;
- 3) размыкание сетей;
- 4) оптимальное распределение реактивной мощности между ее источниками.

Однако не учитывается, что в некоторых случаях минимум частной задачи может привести к увеличению потерь активной мощности во всей сети, т. е. условия минимумов частной и общей задач оптимизации могут быть противоречивыми.

В классической постановке задачи оптимизации расчет установившегося режима производится методом Ньютона, а оптимизация выполняется градиентным методом с учетом ограничений-неравенств с помощью штрафных функций [23]. Целевая функция имеет вид:

$$P_{\text{loss}} = \Delta P + \sum_{i=1}^{n1} H_{iU} + \sum_{j=1}^{n2} H_{jQ} + \sum_{k=1}^{n3} H_{kn}, \quad (3.3)$$

где  $n1$  – число узлов в сети;  $n2$  – число узлов, в которых можно регулировать реактивную мощность (с компенсаторами реактивной мощности);  $n3$  – число трансформаторов с регулируемым коэффициентом трансформации.

Таким образом, задача решается методом перебора при разных вариациях перечисленных параметров.

Самые распространенные оптимизационные модели на основе линейного и нелинейного программирования предложены для решения указанных задач в работе [113]. Однако из-за линеаризованной модели результаты не могут представлять оптимального решения для рассматриваемой нелинейной целевой функций. В результате решения мощность КУ обычно не соответствует стандартному ряду номинальных мощностей, представленных в электрической сети, округление же до ближайшей стандартной емкости часто дает неверный результат [32]. При непосредственном манипулировании целочисленными независимыми переменными (отпайками трансформаторов) без дополнительного их округления до стандартной величины также ухудшается точность результата. Другая проблема – необходимость учета логических операций.

Решение задачи можно найти, используя алгоритмы, моделирующие природные процессы. В качестве алгоритма оптимизации целевой функции (3.1) предлагается использовать генетический алгоритм. Согласно утверждению в работе [38] генетический алгоритм (ГА) – это алгоритм, который позволяет найти удовлетворительное решение к аналитически неразрешимым или сложно решаемым проблемам через последовательный подбор и комбинирование искоемых параметров с использованием механизмов, напоминающих биологическую эволюцию.

Этот способ решения оптимизационных задач позволяет существенно сократить время поиска оптимального решения. Прямое вычисление целевой функции не требует ограничений на применяемые операторы.

Генетические алгоритмы отличаются от традиционных методов оптимизации несколькими базовыми элементами, в частности:

- 1) обрабатывают не значения параметров самой задачи, а их закодированную форму;
- 2) осуществляют поиск решения исходя не из единственной точки, а из некоторой их популяции;
- 3) используют только целевую функцию, а не ее производные либо иную дополнительную информацию;
- 4) применяют вероятностные, а не детерминированные правила выбора.

При описании генетических алгоритмов используются определения, заимствованные из генетики. Например, речь идет о популяции особей, а в качестве базовых понятий применяются ген, хромосома, генотип, фенотип.

Результаты оптимизации процесса с использованием тестовой схемы подробно представлены в источнике [79].

Наряду с оптимизацией целевой функции (3.1) расчет выполнен и для функции цели:

$$OF = k_{\Delta P} \Delta P + k_{U_D} U_D, \quad (3.4)$$

где  $k_{\Delta P}, k_{U_D}$  – коэффициенты влияния потери мощности в сети  $\Delta P$ , о. е., и отклонений напряжения, о. е. (0, 1 или по 0,5);  $U_D = \sqrt{\sum_{k=1}^{N_B} (U_k - 1)^2}$ .

Оптимизация представленным методом позволяет определить значение переменных параметров режима.



### 3.3.2. По условию стабилизации напряжения

Необходимость регулирования напряжения является одним из главных вопросов, которые препятствуют масштабной реализации распределенной генерации в распределительной сети.

Ограниченность современных методов управления напряжением представлена на рис. 3.2 [34].

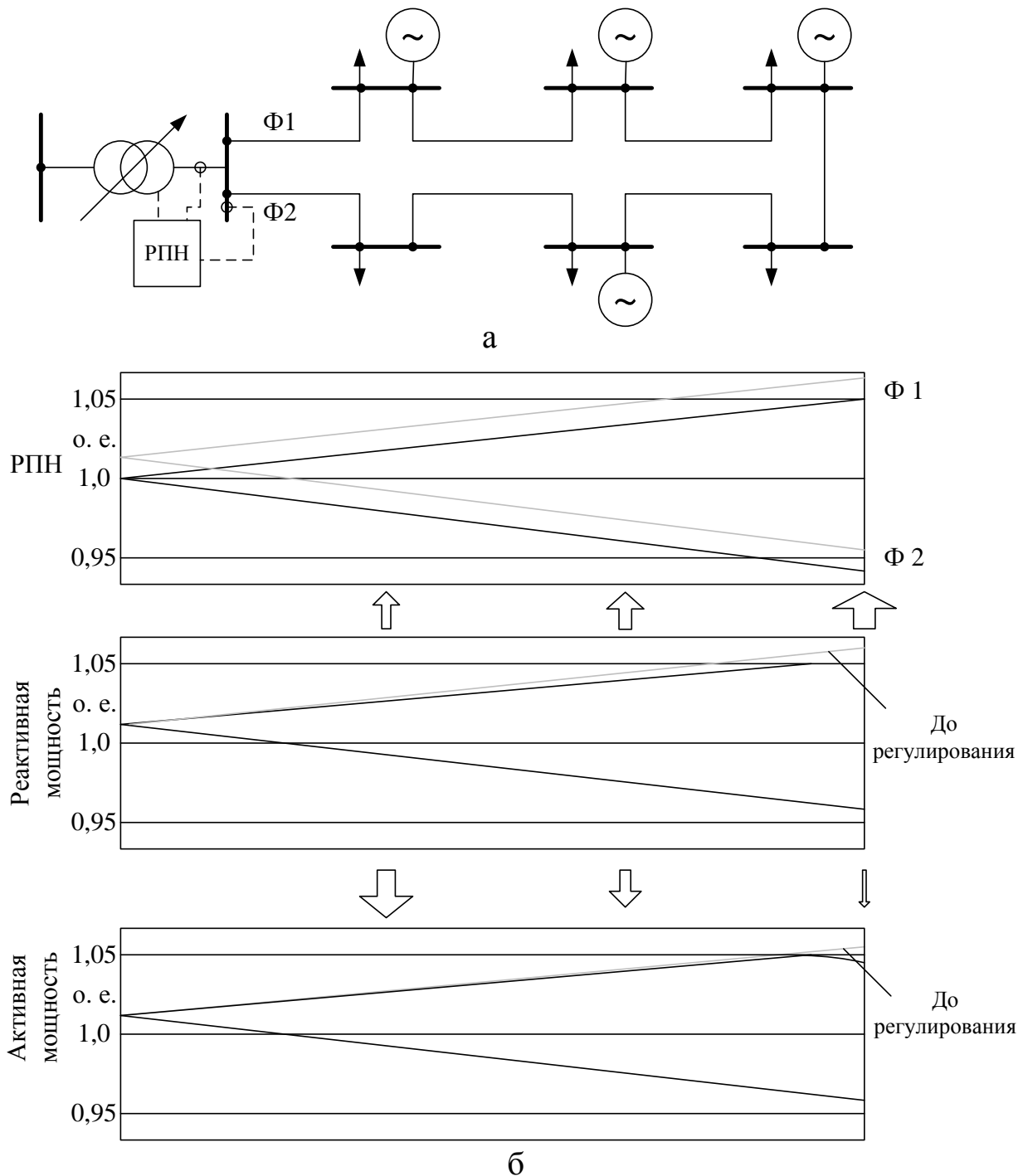


Рис. 3.2. Ограниченность современных методов управления напряжением

Как следует из рис. 3.2, при наличии значительной генерации активной мощности по фидеру 1 (Ф 1) в конце линии наблюдается перенапряжение, которое не может скорректировать до допустимых пределов регулятор РПН, так как это приведет к снижению напряжения ниже 0,95 (о. е.) по фидеру 2 (Ф 2).

Как известно, основными способами регулирования напряжения являются [20, 42, 46, 68, 120] следующие:

- регуляторы РПН трансформаторов;
- компенсирующие устройства (КУ) и синхронные компенсаторы;
- генераторы активной мощности;
- вольтодобавочные трансформаторы, накопители энергии и др.

В этой связи возникает серьезная проблема координации устройств компенсации реактивной мощности, регуляторов РПН трансформатора, генераторов активной мощности (распределенная генерация, накопители) и др. Рассмотрим координацию элементов распределенной генерации, управляемых компенсирующих устройств и регуляторов РПН.

Ряд авторов [56, 73] предлагает использовать регрессионные зависимости параметров решения задачи оптимизации (регулируемых параметров) для управления режимами. Эти параметры представляют собой зависимости напряжения и реактивной мощности локальных автоматических устройств от активной мощности станций и суммарной нагрузки системы. В соответствии с этими зависимостями можно выбирать законы регулирования и настройку локальных автоматических устройств, осуществляющих согласованное регулирование реактивной мощности и изменение коэффициентов трансформации трансформаторов, что обеспечивает поддержание общего режима системы электроснабжения, близкого к оптимальному, с учетом ограничений по КЭ и условиям работы оборудования. Такой подход применим для электрических систем с высокой повторяемостью режимов, когда справедливы регрессионные зависимости между параметрами режима. При этом возникают существенные трудности, когда необходимо учесть изменение топологии сети.

В некоторых зарубежных и отечественных работах при оперативном управлении режимом предлагается использовать линеаризацию задачи оптимизации, т. е. применять матрицы чувствительности, которые могут быть предварительно рассчитаны [5, 13]. Это позволяет выполнять расчеты с необходимой

скоростью за одну – две итерации в пределах 100 мс, т. е. в режиме оперативных измерений текущей режимной информации.

При оперативном управлении задачу оптимизации режима по напряжению можно представить в линеаризованном виде на основе расчетной матрицы чувствительности относительного прироста потерь и мощностей.

В состав текущей режимной информации входят замеры физических величин: тока, напряжения, угловых сдвигов между ними, активной и реактивной мощности, положений регулирующих и переключающих устройств как во вторичных, так и в первичных (силовых) устройствах и оборудовании. Оптимизация режима обычно осуществляется по минимуму потерь электроэнергии в электрической сети и по условию стабилизации напряжения.

Задача стабилизации напряжения заключается в достижении оптимального управления следующим образом:

$$F = \sum_{i=1}^n \left[ \sum_{j=1}^{m_i} (k_P \Delta P_j + k_Q \Delta Q_j) \right] + k_T \Delta T \rightarrow \min, \quad (3.5)$$

где

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n \left[ \sum_{j=1}^{m_i} (\alpha_{jk} \Delta P_j + \beta_{jk} \Delta Q_j) \right] + \gamma_T \Delta T = \Delta U_k; \\ T^{\min} \leq T^0 + \Delta T \leq T^{\max}; \\ P_j^{\min} \leq P_j^0 + \Delta P_j \leq P_j^{\max}; \\ Q_j^{\min} \leq Q_j^0 + \Delta Q_j \leq Q_j^{\max}; \\ \forall j = 1, \dots, m_i, \end{cases} \quad (3.6)$$

где  $n$  – число участков, подключенных к той же шине с трансформатором;  $T^0, T^{\min}, T^{\max}$  – настройка регулятора (ответвлений) трансформатора с РПН и его ограничения (в о. е.);  $k_P, k_Q$  – весовые коэффициенты по активной и реактивной мощности («стоимость» регулирования);  $k_T$  – весовой коэффициент для управления действиями регулятора РПН, характеризующий чувствительность напряжения на шине  $k$  ТП при изменении шага регулятора РПН трансформатора на ВН/СН;  $P_j, Q_j$  – активная и реактивная мощность (генерация и (или)

потребление);  $\alpha_{jk}, \beta_{jk}$  – коэффициенты чувствительности по напряжению для активной и реактивной мощности.

Управление напряжением в электрической сети предполагается выполнять двухступенчатым: 1-я ступень – средствами местного регулирования, 2-я ступень – дополнительно с регулятором РПН питающего трансформатора.

Таким образом, из выражения (3.6) для 1-й ступени регулирования

$$\left( \frac{k_P}{\alpha_{jk}} \Delta P_j + \frac{k_Q}{\beta_{jk}} \Delta Q_j \right) = \Delta U_k. \quad (3.7)$$

Чувствительность напряжения на шинах ТП  $\Delta U_k$  из-за изменения активной и реактивной мощности может быть представлена линейными уравнениями:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\delta} & J_{PU} \\ J_{Q\delta} & J_{QU} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta U \end{bmatrix}, \quad (3.8)$$

где  $J_{P\delta}, J_{PU}, J_{Q\delta}, J_{QU}$  – элементы матрицы Якоби, соответствующие первой производной активной и реактивной мощностей от углов и модулей напряжения,  $J_{P\delta} = \frac{\partial P}{\partial \delta}; J_{PU} = \frac{\partial P}{\partial U}; J_{Q\delta} = \frac{\partial Q}{\partial \delta}; J_{QU} = \frac{\partial Q}{\partial U}$ .

Из уравнения (3.8) можно записать:

$$\begin{cases} \Delta P = (J_{PU} - J_{P\delta} J_{Q\delta}^{-1} J_{QU}) \Delta U = (F) \Delta U; \\ \Delta Q = (J_{QU} - J_{Q\delta} J_{P\delta}^{-1} J_{PU}) \Delta U = (D) \Delta U. \end{cases} \quad (3.9)$$

Уравнения (3.9) характеризуют возможность регулирования напряжения путем изменения активной и реактивной мощности.

Алгоритм управления напряжением в распределительной сети не предполагает на первом этапе регулирования использование регулятора РПН. Если в результате внесения изменений в соответствующие узлы в виде  $\Delta Q$  и  $\Delta P$  (на основе  $\beta_{jk}, \alpha_{jk}$ ) значения напряжения не соответствуют установленным требо-

ваниям, то тогда агент-координатор вырабатывает управляющее воздействие на регулятор РПН.

Когда происходит отклонение напряжения на шинах, соответствующий агент посылает информационное сообщение агенту-координатору. Агент-координатор готовит сообщение для каждого агента в виде заявки с нужным изменением напряжения  $\Delta U$ .

После получения сообщения каждый агент обновляет значения чувствительности своих факторов  $\alpha_{jk}$  и  $\beta_{jk}$  (из формулы (3.17) – распределенные вычисления). Таким образом, сравнение агентом-координатором соотношений  $(k_Q / \beta_{ik})$  и  $(k_P / \alpha_{jk})$  позволяет выбрать наиболее эффективные управляющие воздействия. Агент-координатор принимает решение об отправке управляющих воздействий локальным агентам на основе ранжирования весовых коэффициентов по сравнению с факторами чувствительности. Выбранные агенты принимают поручение и сообщают об этом агенту-координатору. Если какой-то агент неисправен, то остальные агенты опять обновляют значения чувствительности своих факторов без учета выбывшего агента и т. д.

Взаимосвязь между напряжением на шине  $k$  и выработкой (потреблением) активной реактивной мощности определяется через коэффициент чувствительности:  $\alpha_{jk} = F_{kj}$ ,  $\beta_{jk} = D_{kj}$ .

На рис. 3.3 представлен разработанный алгоритм регулирования напряжений в электрических сетях стационарных потребителей железных дорог, а на рис. 3.3 – функциональная схема устройства регулирования напряжений в электрической сети, выполненная на основе представленного алгоритма.

На 1-й ступени регулирования, когда происходит отклонение напряжения на шинах, соответствующий агент посылает информационное сообщение агенту-координатору. Агент-координатор готовит сообщение для каждого агента в виде заявки с нужным изменением напряжения  $\Delta U$ . Если у агента есть запас по активной и реактивной мощности, то он в результате решения оптимизационной задачи определяет значения чувствительности своих факторов  $\alpha_{jk}$  и  $\beta_{jk}$  (распределенные вычисления) и отправляет агенту-координатору, иначе отказывается от управления.

Частные производные небалансов

$$\begin{cases} U_i \sum_{j=0}^{n-1} Y_{ij} U_j \cos(\delta_i - \delta_j - \psi_{ij}) = P_i; \\ U_i \sum_{j=0}^{n-1} Y_{ij} U_j \sin(\delta_i - \delta_j - \psi_{ij}) = Q_i \end{cases} \quad (3.10)$$

по независимым параметрам принимают вид:

$$\begin{cases} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j=1}^n U_i U_j [b_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) - g_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)]; \\ \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -U_i U_j [b_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) - g_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)]; \\ \frac{\partial P_i}{\partial U_i} = 2U_i g_{ii} + \sum_{j=1}^n U_j [g_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + b_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)]; \\ \frac{\partial P_i}{\partial U_j} = U_i [g_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + b_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)]; \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j=1}^n U_i U_j [g_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + b_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)]; \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -U_i U_j [g_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + b_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)]; \\ \frac{\partial Q_i}{\partial U_i} = 2U_i b_{ii} - \sum_{j=1}^n U_j [b_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) - g_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)]; \\ \frac{\partial Q_i}{\partial U_j} = -U_j [b_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) - g_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)]. \end{cases} \quad (3.11)$$

Таким образом, сравнение агентом-координатором соотношений  $(k_Q / \beta_{ik})$  и  $(k_P / \alpha_{jk})$  позволяет выбрать наиболее эффективные управляющие воздействия. Агент-координатор принимает решение об отправке управляющих воздействий локальным агентам на основе ранжирования весовых коэффициентов по сравнению с факторами чувствительности. Выбранные агенты принимают поручение и сообщают об этом агенту-координатору. Если какой-то агент неисправен, то остальные агенты опять обновляют значения чувствительности своих факторов без учета выбывшего агента и т. д.

На 2-й ступени регулирования, если отклонение напряжения на шинах не ликвидировано после автономных управляющих воздействий, агент-координатор посылает сообщение агенту регулятора РПН и остальным агентам КУ для совместных действий. После сбора данных от всех агентов определяется лучшая позиция для устройства РПН.

Рис. 3.3. Алгоритм управления напряжением

Алгоритмы мультиагентного управления напряжением исследованы на тестовой сети (табл. 3.1) с помощью встроенных функций Matlab Simulink в виде отдельных подзадач.

Согласно представленному на рис. 3.3 алгоритму агент-координатор рассчитывает приращения активной и реактивной мощности (генераторов, накопителей и КУ) для стабилизации напряжения в заданных пределах и передает данные агентам оборудования для исполнения.

Т а б л и ц а 3.1

Параметры нагрузки и генерации

Шина ТП	$P_G$ , кВт	$Q_G$ , квар	$P_L$ , кВт	$Q_L$ , квар
Ф1-1	500/150	400/230	200	100
Ф1-2	500/100	0	200	100
Ф1-3	500	0	200	100
Ф2-1	0	0	200	100
Ф2-2	500/200	200/120	200	100
Ф2-3	0	0	200	100

### 3.4. Сенсорный анализ электрической сети

Электрическая сеть реагирует на внешние воздействия изменением параметров режима – модулей и фаз напряжений, перетоков мощностей и токов в ее элементах. Состав и величина этих изменений зависят как от набора и силы внешних возмущений, так и от свойств самой электрической сети – топологии схемы и ее параметров (сопротивлений, проводимостей, сочетания емкостных, индуктивных и активных сопротивлений), законов регулирования, характеристик регуляторов, динамических характеристик элементов и другой автоматики.

Для установившихся режимов выявление сенсорных и когерентных элементов электрической сети осуществляется через анализ соответствующих матриц сопротивлений (проводимости) и матриц Якоби (матрица частных производных вторичных параметров режима в случае описания в форме баланса мощностей) в декартовой и полярной системах координат. Известный метод приращений [23] для оценки локальной чувствительности узлов электрической сети не используется из-за значительной методической погрешности.



Если при анализе установившихся режимов возмущающими воздействиями являются изменения токов в узлах, то реакция электрической сети в виде изменения напряжений в узлах

$$\Delta U = Y^{-1} \Delta I = Z \Delta I, \quad (3.12)$$

где  $Z$  – матрица собственных и взаимных сопротивлений узлов.

Элементы матрицы  $Z_{i,j}$  устанавливают взаимосвязь возмущения тока в  $j$ -м узле с изменением напряжения в  $i$ -м узле. Эта матрица не зависит от режима и полностью определяется схемой сети и ее параметрами. Если в качестве возмущений рассматриваются изменения активных и реактивных мощностей, то реакция электрической сети определяется уже из системы нелинейных уравнений. В линеаризованном виде эти соотношения связывают возмущения  $\Delta W$  и реакции  $\Delta X$  через матрицу Якоби  $(\partial W / \partial X)$  этих систем уравнений:

$$\frac{\partial W}{\partial X} \Delta X = \Delta W. \quad (3.13)$$

Матрица Якоби в силу нелинейности в определенной мере зависит от режима электрической сети. Соответственно эта зависимость принимается во внимание при анализе чувствительности электрической сети с помощью данной матрицы. Матрица Якоби взаимосвязана с матрицей проводимостей  $Y = Z^{-1}$ .

Матрица узловых проводимостей, содержащаяся в уравнении узловых напряжений в форме баланса мощности, представляется в виде:

$$Y = M Y_b M^T, \quad (3.14)$$

где  $M$  – матрица инцидентий узлов ветвей электрической сети;  $Y_b$  – матрица проводимости ветвей;  $M^T$  – транспонированная матрица  $M$ .

Использование максимального диагонального элемента матрицы  $Z$  ( $Y$ ) в качестве показателя сенсорности справедливо при заметном преобладании модуля диагонального элемента, что выполняется (рис. 3.4):

$$|Z_{ii}| \geq \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n |Z_{ij}|. \quad (3.15)$$

Определение чувствительности узлов электрической сети можно определить и через элементы используемой в расчетах режимов ньютоновскими методами матрицы Якоби.

Итерационная формула метода Ньютона запишется в виде:

$$U^{(k+1)} = U^{(k)} - \Delta U^{(k+1)};$$

$$\Delta U^{(k+1)} = \left[ \frac{\partial W_i}{\partial U_j} \right]_{U^k}^{-1} \cdot [W(U^{(k)})]. \quad (3.16)$$

На рис. 3.4 представлены элементы матрицы Якоби в линейаризованном уравнении в декартовой системе координат. Максимальные элементы матрицы  $J = \frac{\partial W_i}{\partial U_j}$  соответствуют узлу 3 тестовой схемы, который является сенсорным.

Для выявления сенсорных узлов, параметры режима которых наиболее чувствительны к таким внешним возмущениям, как изменение активных  $\Delta P$  и реактивных  $\Delta Q$  нагрузок, используется линейаризованное уравнение:

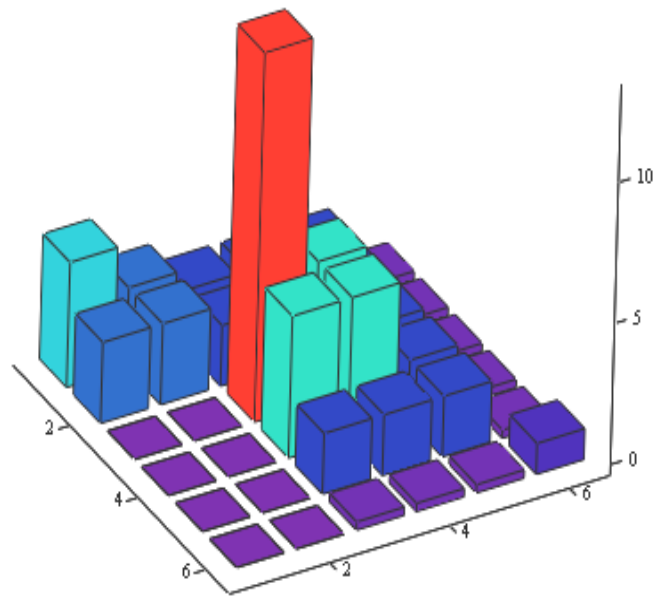


Рис. 3.4. Значения элементов матрицы Якоби в линейаризованном уравнении в декартовой системе координат

$$\begin{pmatrix} \Delta \delta \\ \Delta U \end{pmatrix} = J^{-1} \begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix}, \quad (3.17)$$

где  $\Delta\delta$ ,  $\Delta U$  – изменения фаз и модулей напряжения;  $J$  – матрица Якоби для баланса мощности в полярных координатах.

Сенсорные узлы являются наиболее «слабыми» местами электрической сети. Таким образом, сенсорный анализ показывает, какие именно узлы оказывают наибольшее влияние при изменении активной и реактивной мощности в них на изменение напряжения во всех узлах электрической сети и позволяет определить величину необходимых управляющих воздействий в виде приращений активной и реактивной мощности для линейного регулятора для стабилизации напряжения.

Таким образом, методы группового регулирования напряжения и алгоритмы регулирования напряжения в электрических сетях стационарных потребителей железных дорог предлагается реализовать на основе мультиагентного подхода за счет скоординированного совместного применения средств местного и централизованного регулирования напряжения (в центре питания средствами РПН). Регулирование напряжений осуществляется в границах участков электрической сети, имеющих достаточные для регулирования показатели чувствительности, предполагается выполнять двухступенчатым: 1-я ступень – средствами местного регулирования, 2-я ступень – дополнительно с регулятором РПН питающего трансформатора.

Предложенные функциональная схема устройства регулирования напряжения в электрической сети и алгоритмы адаптивного регулирования напряжения реализованы по условию минимума потерь мощности и по стабилизации напряжения в электрической сети.

Значения необходимых управляющих воздействий в виде приращений активной и реактивной мощности для линейного регулятора с целью стабилизации напряжения определяются на основе сенсорного анализа электрической сети.

## 4. РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ УПРАВЛЕНИЯ ПОТОКАМИ МОЩНОСТИ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СТАЦИОНАРНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

### 4.1. Постановка задачи

Оптимизация режима электрической сети, направленная на улучшение одного из параметров, например, напряжения, может вызвать перегрузку элементов сети и снижение ее пропускной способности. Режим распределительной сети должен быть прежде всего допустимым, т. е. должен удовлетворять условиям надежности электроснабжения, пропускной способности и качества электроэнергии [70].

Управление потоками мощности в системе электроснабжения в нормальном режиме направлено на решение следующих задач: снижение перегрузки и повышение пропускной способности, оптимизация потерь мощности в электрической сети за счет регулирования уровня напряжения, генерации активной (при наличии) и реактивной мощности, изменением схем питания и ограничения спроса на электрическую энергию потребителями.

### 4.2. Определение оптимальных мест размещения и параметров источников реактивной мощности

Распределение реактивной мощности в распределительной электрической сети является актуальной оптимизационной задачей.

Исходные данные для решения указанной задачи содержат экономические показатели: сведения о схеме электрической сети: матрицу связи, матрицы проводимостей ветвей, сведения о потребляемых нагрузках: квадрат коэффициента формы, массив данных изменения нагрузок и др.

Для решения оптимизационной задачи определения мест подключения, структур и параметров КУ необходимо в аналитическом виде представить математическую формулировку оптимизационной модели. Рассмотрим наиболее распространенную математическую постановку однокритериальной оптимизационной задачи с ограничениями [26]:

$$f(\mathbf{Y}_{\text{КУ}}) \rightarrow \min;$$

$$\begin{cases} |U_1(\mathbf{Y}_{\text{КУ}})| \leq U_{\text{доп}}; \\ \cos \varphi_{A,B,C}(\mathbf{Y}_{\text{КУ}}) \geq \cos \varphi_{A,B,C\text{доп}}; \\ K_{2U}(\mathbf{Y}_{\text{КУ}}) \leq K_{2U\text{доп}}; \\ K_{0U}(\mathbf{Y}_{\text{КУ}}) \leq K_{0U\text{доп}}, \end{cases} \quad (4.1)$$

где  $f$  – целевая функция (минимум потерь активной мощности в сети);  $\mathbf{Y}_{\text{КУ}}$  – вектор-столбец проводимостей КУ (управляемые переменные), См;  $U_1(U_{\text{доп}})$  – текущее (допустимое) напряжение прямой последовательности в узлах сети, В;  $\cos \varphi_{A,B,C}$  ( $\cos \varphi_{A,B,C\text{доп}}$ ) – текущее (допустимое) значение коэффициента мощности;  $K_{2U}$  ( $K_{2U\text{доп}}$ ) – текущее (допустимое) значение коэффициентов несимметрии напряжений по обратной последовательности, %;  $K_{0U}$  ( $K_{0U\text{доп}}$ ) – текущее (допустимое) значение коэффициентов несимметрии напряжений по нулевой последовательности, %.

Управляемыми переменными являются значения мнимых составляющих комплексных проводимостей ветвей КУ, подключенных в каждом трехфазном узле (управляемый вектор  $\underline{\mathbf{Y}}_n^{\text{КУ}}$ ).

Последовательность операций для решения задачи следующая [26]:

1) задается начальное (нулевое) значение вектора управляемых переменных (проводимостей КУ), это необходимо для определения значения целевой функции без подключения КУ;

2) последовательно определяются значения целевой функции всех значений (столбцов массива) нагрузок для моментов времени ( $1 \dots t \dots T$ ) при неизменном векторе управляемых переменных;

3) определяется сумма (среднее значение) целевых функций для моментов времени ( $1 \dots t \dots T$ ) при неизменном векторе управляемых переменных;

4) полученная сумма (среднее значение) целевых функций сравнивается со значением суммы (средним значением) целевой функции на предыдущей итерации (для предыдущего значения управляемого вектора), если функция меньше – принимается новый управляемый вектор, если функция не уменьшилась – уменьшается длина шага, поиск минимума продолжается (повторяется п. 2) и т. д.

5) оптимизационный метод «определяет» вектор управляемых переменных, при котором будет получено минимальное значение суммы (или среднего значения) целевых функций, итерационный процесс завершается (значение минимума целевой функции найдено с заданной точностью);

б) вывод результата расчета осуществляется в виде вектора мнимых составляющих комплексных проводимостей ветвей КУ, номер ячейки вектора КУ соответствует номеру ветви, численное значение в ячейке – значению проводимости ветви КУ. Определяется также относительное уменьшение значения целевой функции. Важно отметить, если значение в ячейке проводимости оптимального вектора КУ равно нулю, то эта ветвь в окончательной структуре КУ будет отсутствовать.

Для тестовой схемы, параметры которой приведены в табл. 4.1, выполним расчет по выражению (4.1).

Таблица 4.1

Параметры схемы замещения электрической сети

Наименование оборудования	Тип оборудования	Номера ветвей	Значение фазных проводимостей, См
Распределительный трансформатор (Т)	ТМ 400/10 ААШВ 95 мм <sup>2</sup>	1, 2, 3	16,53 – j 69,67
Кабельная линия (КЛ1)		4	10,57 – j 37,76
Кабельная линия (КЛ2)		5, 6, 7, 8	94,10 – j 29,40
Кабельная линия (КЛ3)		9, 10, 11, 12	42,7 – j 13,20
		13, 14, 15, 16	64,00 – j 20,00

Обработка экспериментальных измерений и выделение детерминированных составляющих из нестационарных случайных процессов потребления активной, реактивной мощности каждой фазы фидеров выполнялась с использованием статистического метода.

В результате оптимизационного расчета с использованием критерия «минимум потерь активной мощности» определены оптимальные места подключения, значения реактивных мощностей емкостного характера КУ каждой ветви.

Для оценки изменения потерь электрической мощности (энергии) расчет токораспределения выполнен без КУ и с подключением КУ в определенные места.

График изменения суммарных потерь активной мощности в кабельных линиях и трансформаторе и графики изменения напряжения прямой последова-

тельности, определенных для критерия «минимум потерь активной мощности», приведены на рис. 4.1.

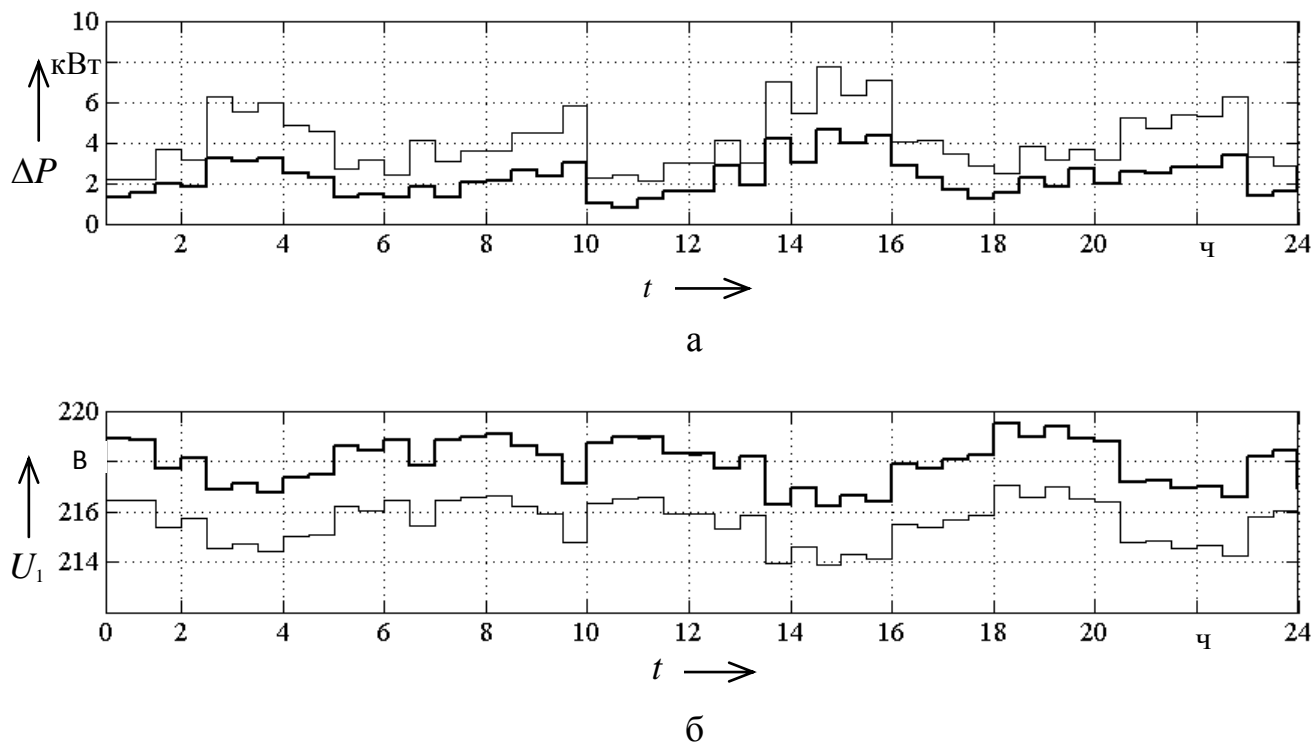


Рис. 4.1. График изменения потерь активной мощности в сети (а) и напряжения прямой последовательности (б) без подключения КУ и с подключением КУ

Подробные результаты данных исследований представлены в статье [26].

### 4.3. Регулирование мощности в электрической сети

Для повышения качества регулирования мощности в распределительной сети преимущественно среднего и низкого напряжений, ограничения перегрузки и повышения пропускной способности электрической сети предлагается использовать специальный регулятор мощности [107].

Предлагаемое устройство осуществляет регулирование потоков мощности в распределительной сети за счет изменения схем питания (при возможности), управления выработкой реактивной (активной) мощности и ограничения спроса на электрическую энергию потребителями (рис. 4.2).

Регулятор мощности в распределительной сети, размещенный на главной понизительной подстанции с трансформаторами, линиями, трансформаторными

подстанциями, компенсирующими устройствами, работает на основе контроллера со встроенными вычислительными средствами следующим образом.

Система измерений осуществляет измерение токов, напряжений, мощностей, фазовых углов на всех присоединениях и линиях центра питания и трансформаторных подстанций распределительной сети и передает полученный массив данных в цифровой форме на вход контроллера в блок оценки состояния сети 1, в который поступают сведения со всех линий о положении коммутационных аппаратов на их входе и выходе. В блоке оценки состояния сети выполняется анализ соответствия полученных данных по напряжению установленным требованиям, по мощности – на предмет перегрузки, по коэффициенту мощности – на потенциал разгрузки линий от реактивной мощности. В случае несоответствия заданным требованиям далее осуществляется координация исполнительных устройств в блоке координации исполнительных устройств 2 на предмет участия местных технических средств в регулировании мощности.

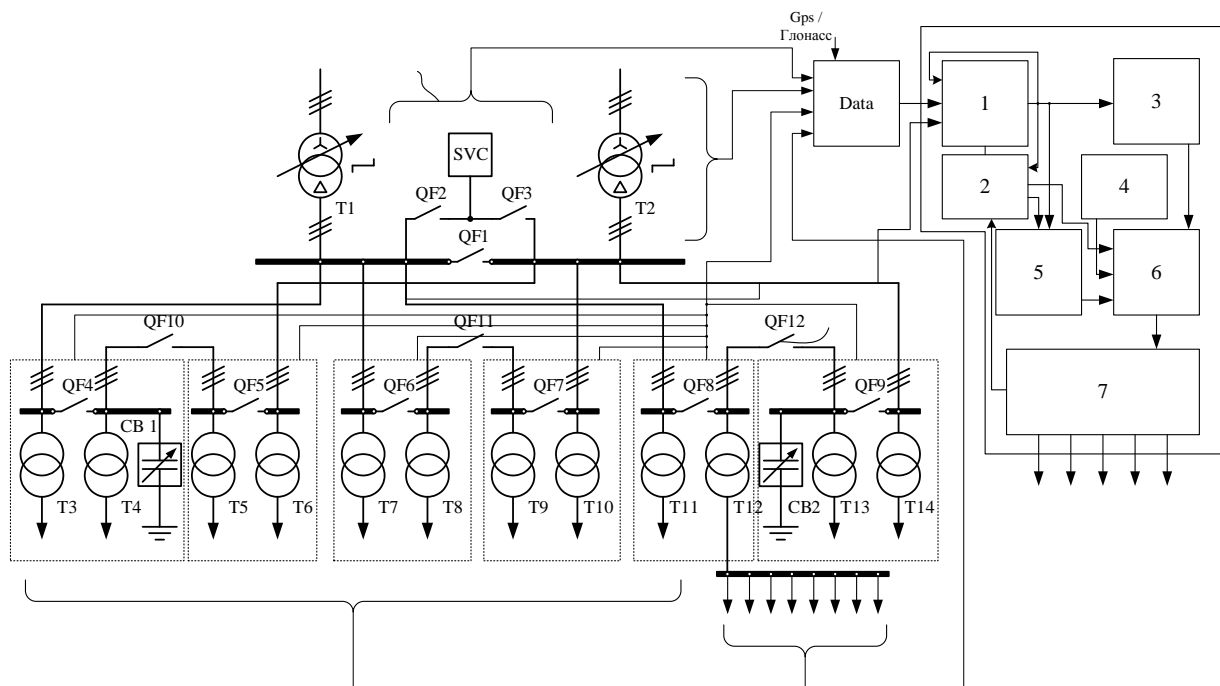


Рис. 4.2. Устройство регулирования мощности в электрической сети:

1 – система измерений; блоки: 2 – оценки состояния сети; 3 – базы знаний; 4 – координации исполнительных устройств; 5 – заданных уставок и базы правил; 6 – прогнозирования; 7 – расчета; 8 – реализации управляющих воздействий

Координация осуществляется в виде «запрос – ответ». Результаты запроса: от компенсирующих устройств – запас по реактивной мощности, время следующего регулирования (для ступенчато регулируемых); для коммутационных аппаратов – текущее положение (включено-выключено); для РПН – время не-



чувствительности до возможного следующего переключения; для коммутационных аппаратов нагрузок и линий – «включено-выключено». На основании полученных данных о топологии сети и электрических параметрах (с учетом заложенных в расчет уставок и базы правил, данных из памяти и прогнозирования) в блоке расчета управляющих воздействий 3 определяются управляющие воздействия на исполнительные устройства. В основе расчета лежат линейная матрица чувствительности активной и реактивной мощности, схемы питания (при небольших приращениях непрерывного управления) на параметры режима (матрица Якоби). Управляющие воздействия ранжируются по степени допустимости и коэффициентам матрицы влияния. Управление спросом нагрузки заключается в ограничении мощности или даже в отключении ряда линий в случае превышения лимитов ее пропускной способности и снижения напряжения в точке подключения по согласованию с потребителем (условия договора на подключение). Отключение потребителей осуществляется только при невозможности обеспечить допустимые параметры режима другими местными средствами. При этом потребители также ранжируются по степени «ответственности» с учетом заложенного ущерба, допустимого перерыва в электроснабжении и возможных комбинаций подключения искажающих и неискажающих нагрузок.

Предлагаемый регулятор осуществляет регулирование мощности в распределительной сети за счет изменения схем питания, управления выработкой реактивной мощности и ограничения спроса на электрическую энергию потребителями. Алгоритм управления потоками мощности на основе мультиагентного подхода, заложенный в основе работы регулятора мощности, представлен на рис. 4.3.

Значительную долю в структуре технических потерь распределительных сетей занимают потери холостого хода трансформаторов на уровне напряжения 6 – 10 кВ, достигающие 70 % технических потерь при малой загрузке электрической сети.

В распределительных сетях железных дорог в основном установлены масляные трансформаторы мощностью от 100 до 1000 кВ·А. Объем свободной трансформаторной мощности для технологического присоединения потребителей в границах Западно-Сибирской железной дороги на 15.09.2014 составлял 1155 МВ·А из 1867 МВ·А установленной мощности, количество тяговых под-

станций – 189, трансформаторных – 1442, комплектных трансформаторных – 2283 шт. Потери холостого хода в границах Западно-Сибирской железной дороги в силовых трансформаторах напряжением 6 – 10 кВ в 2014 г. составили 6,59 млн кВт·ч.

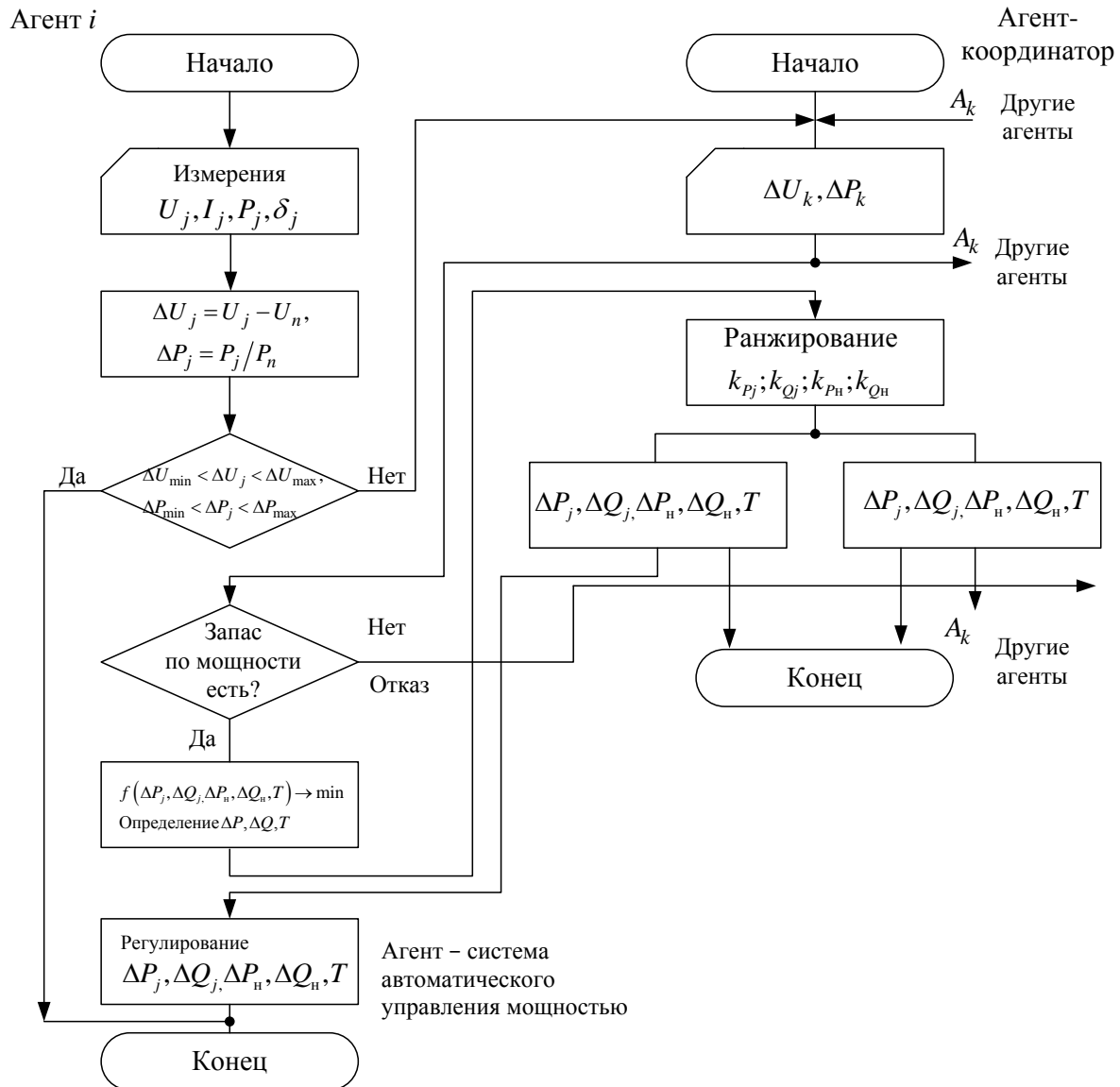


Рис. 4.3. Алгоритм управления потоками мощности

В настоящее время проблема снижения потерь холостого хода силовых трансформаторов решается в основном путем отключения на подстанции одного из двух параллельно работающих трансформаторов при малых нагрузках (при возможности), замены трансформаторов на трансформаторы с меньшей установленной мощностью, соответствующей нагрузке, или с более высоким

классом энергоэффективности. Потери холостого хода трансформаторов зависят также от уровня напряжения на его первичной обмотке, но установленные средства регулирования не позволяют осуществлять «управление потерями».

Согласно европейскому стандарту различают классы энергопотребления трансформаторов А, В, С, D, Е [99]. Наилучшие показатели по энергоэффективности имеют трансформаторы класса А.

Современные отечественные трансформаторы в основном относятся к классу D и Е по европейскому стандарту. Например, трансформатор с номинальными напряжениями 10/0,4 кВ типа ТМГ мощностью 400 кВ·А (ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока») имеет мощность потерь холостого хода 900 Вт, короткого замыкания – 4900 Вт, а трансформатор Shingle типа АоАк (компания ABS MINEL-TRAFO, Сербия) – мощность потерь холостого хода 370 Вт, короткого замыкания – 3000 Вт.

Существенное повышение энергетической эффективности трансформаторов обеспечивается за счет применения магнитопроводов из аморфных сплавов и обмоток из фольги или высокотемпературных сверхпроводниковых материалов.

Очевидно, что достижение экономического эффекта от представленных мер по снижению потерь в силовых трансформаторах может быть обеспечено на загруженных участках распределительной сети.

Задача оптимизации параметров режима по минимуму потерь мощности в электрической сети обычно решается применительно к нагрузочным потерям электроэнергии или мощности. Управление условно-постоянными потерями в электрических сетях не осуществляется. В условиях малых нагрузок особенно актуален вопрос снижения потерь холостого хода силовых трансформаторов.

Для слабозагруженных сетей, а также при сезонно изменяющихся нагрузках снижать потери холостого хода силовых трансформаторов предлагается за счет изменения схемы соединения катушек первичной и вторичной обмоток при условии неизменного коэффициента трансформации. Обмотки трансформатора в этом случае должны иметь ответвления, соответствующие количеству катушек на стороне высокого и низкого напряжения, при этом сечение обмоток обратно пропорционально количеству катушек.

Похожий трансформатор с изменяемой располагаемой мощностью в зависимости от нагрузки предложен рядом авторов [99]. Недостатком данного

трансформатора является невозможность снижения магнитных потерь (в стали) при регулировании мощности трансформатора ввиду неизменности магнитного потока в магнитопроводе из-за параллельного включения катушек первичной обмотки.

Для получения количественных оценок снижения потерь силовых трансформаторов за счет изменения схемы соединения катушек первичной и вторичной обмоток при условии неизменного коэффициента трансформации проведены представленные ниже исследования.

Схема однофазного трансформатора с катушками на стороне низкого и высокого напряжения и системой управления показана на рис. 4.4.

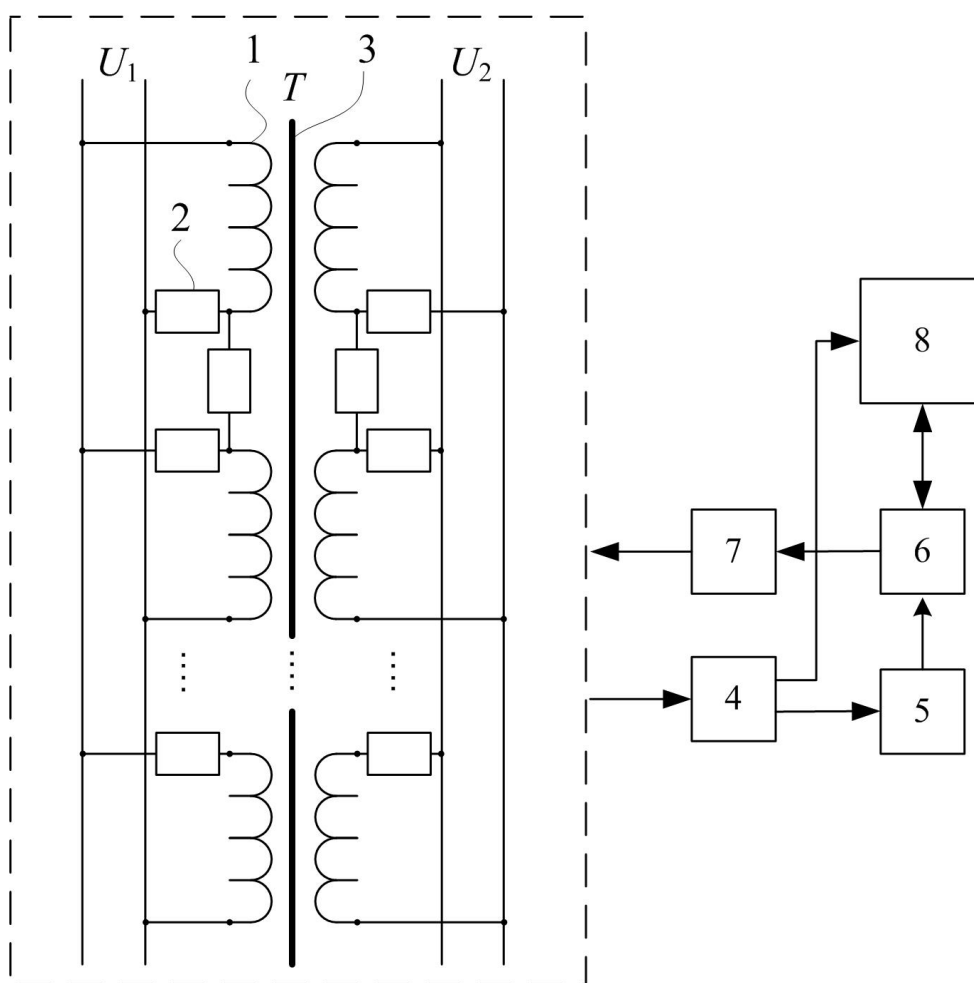


Рис. 4.4. Схема трансформатора:

1 – катушка (слой) обмотки трансформатора; 2 – коммутационные аппараты; 3 – магнитопровод; 4 – измерительный модуль; 5 – модуль оценки состояния; 6 – модуль координации; 7 – модуль выработки управляющих воздействий; 8 – система управления верхнего уровня (сети)

Подобным образом реализуется трехфазный трансформатор с различным количеством катушек (слоев) обмотки, имеющих свои выводы (ответвления). При загрузке трансформатора, близкой к номинальной, первичные и вторичные катушки (слои) обмоток 1 соединены параллельно, обеспечивая номинальные параметры трансформатора, в том числе расчетный магнитный поток. При снижении мощности нагрузки возможно снижение мощности трансформатора переключением одновременно схемы включения катушек на стороне низкого и высокого напряжения с параллельной на последовательную (синфазно) или последовательно-параллельную (при количестве катушек более четырех). При этом сечение обмоток обратно пропорционально количеству катушек, т. е. масса активных материалов цельной и секционированной обмотки (без учета выводов) одинакова.

Индукция в магнитопроводе трансформатора определяется по выражению, Тл:

$$B = \frac{U_{\text{в}}}{4,44 \cdot f \cdot \Pi_{\text{с}}}, \quad (4.2)$$

где  $f$  – частота питающего напряжения, Гц;  $\Pi_{\text{с}}$  – активное сечение стержня, м<sup>2</sup>;  $U_{\text{в}}$  – напряжение витка, В,

$$U_{\text{в}} = \frac{U_{\phi}}{w}, \quad (4.3)$$

здесь  $U_{\phi}$  – напряжение обмотки, В;  $w$  – число витков, приходящихся на напряжение обмотки.

Потери мощности холостого хода трансформатора в основном состоят из магнитных потерь (на гистерезис и вихревые токи) и электрических потерь в первичной обмотке от тока холостого хода [7]. При этом магнитные потери  $P_{\text{маг}}$  пропорциональны индукции  $B$  и частоте  $f$  по соотношению:

$$P_{\text{маг}} \sim B^n \sim f^{1,3}, \quad (4.4)$$

где  $n = 1,7 - 2,8$  – в зависимости от типа стали магнитопровода.

Таким образом, переключение катушек первичной и вторичной обмоток с параллельной на последовательную схему при малых нагрузках (рис. 4.5) приведет к снижению напряжения, приходящегося на один виток первичной об-

мотки, а следовательно, к снижению индукции и магнитного потока вдвое, потерь холостого хода трансформатора примерно в четыре раза. При этом произойдет снижение номинальной (для новой схемы) мощности в два раза. Это вызовет увеличение электрических потерь относительно параметров исходной схемы в момент переключения в четыре раза. Следовательно, переключение схемы должно происходить при коэффициенте загрузки трансформатора меньше 0,5 в момент, когда электрические потери будут равны потерям холостого хода.

Следует отметить, что для предотвращения возникновения уравнительных токов значения напряжения на ответвлениях вторичных обмоток не должны отличаться друг от друга более чем на 3 %.

Расширение функциональных возможностей трансформатора можно обеспечить за счет автоматического управления изменением схем секционирования обмотками. Для этого данные с измерительных преобразователей (токи, напряжения, мощности) и датчиков положения коммутационных аппаратов непрерывно передаются в измерительный модуль 4 устройства (см. рис. 4.4). Полученный массив данных непрерывно подается в модуль оценки состояния 5, в котором выполняется анализ соответствия полученных данных установленным требованиям номинального режима регулируемого трансформатора. На основании полученных данных и логики реализации технологических функций (например, минимум потерь в трансформаторе) управления формируются управляющие воздействия, которые координируются в модуле 6 с системой управления верхнего уровня (сети) 8. В модуле реализации управляющих воздействий 7 формируется скоординированный сигнал на управление коммутационными аппаратами 2.

Для решения поставленных задач использовались методы натурного эксперимента и имитационного моделирования.

Программа экспериментальных исследований выполнялась с учетом положений ГОСТ 3484.1-88 и включала в себя измерение потерь холостого хода, определение параметров Т-образной схемы замещения и прочих характеристик однофазного трансформатора СОБС-2А при различном соединении обмоток (см. рис. 4.5). Измерения проводились для режима холостого хода, короткого замыкания, режима с активно-индуктивной нагрузкой трансформатора.

Сигнальный однофазный броневого сухой (СОБС) трансформатор предназначен для питания светофоров и имеет следующие технические характеристики: мощность 135 В·А, номинальное напряжение первичной обмотки 220 В, номинальный ток первичной обмотки 0,7 А, номинальный ток вторичной обмотки 3,86 А, номинальное напряжение вторичных обмоток 28 В.

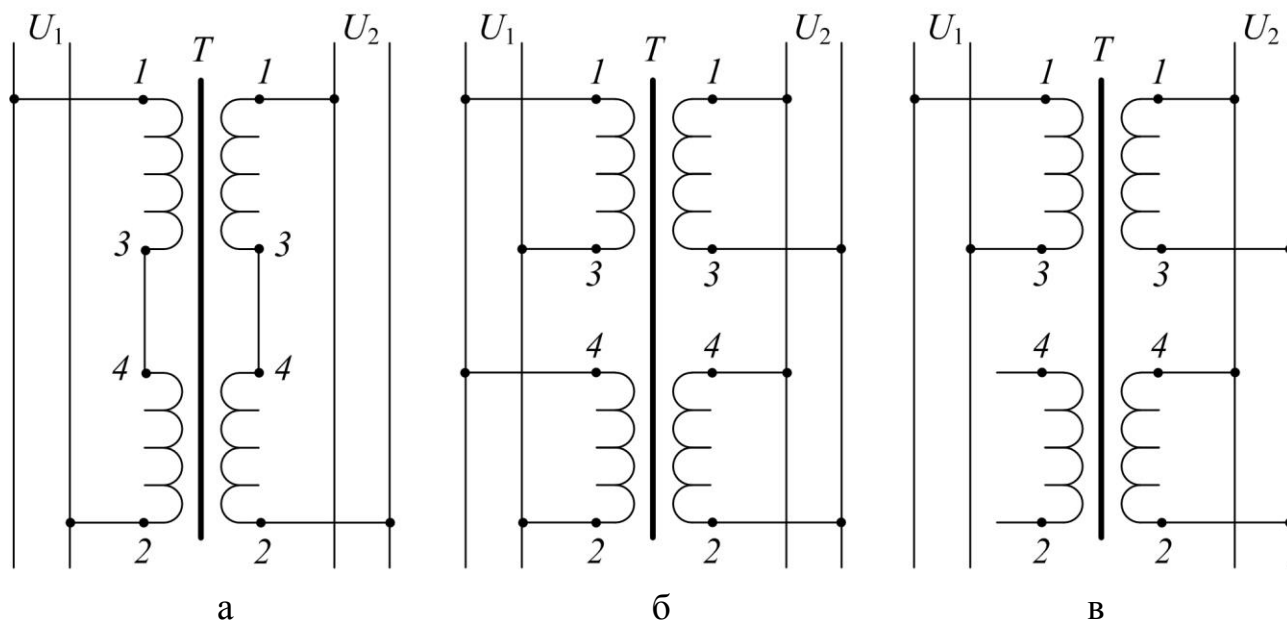


Рис. 4.5. Схемы соединения обмоток трансформатора

Результаты экспериментальных исследований трансформатора представлены в табл. 4.2, 4.3.

Таблица 4.2

Результаты измерений и расчетов в режиме холостого хода

Схема по рис. 4.5	$U_1$ , В	$I_{10}$ , А	$P_{10}$ , Вт	$Q_{10}$ , вар	$U_{20}$ , В	$r_0$ , Ом	$x_0$ , Ом	$z_0$ , Ом	$\cos\varphi_0$
а	220	0,04	3,2	6,7	29,5	2000	5123	5500	0,36
б	220	0,28	12	53	29,5	153	771	786	0,19
в	220	0,28	13	54	29,5	166	768	786	0,21

Таблица 4.3

Результаты измерений и расчетов в режиме короткого замыкания

Схема по рис. 4.5	$U_{1k}$ , В	$I_{1k}$ , А	$P_{1k}$ , Вт	$I_{2k}$ , А	$r_k$ , Ом	$x_k$ , Ом	$z_k$ , Ом	$\cos\varphi_k$
а	7,3	0,19	1,3	0,95	36,01	13,39	38,42	0,95
б	13,8	0,71	5,1	3,82	10,12	16,60	19,44	0,52
в	14,0	0,73	5,8	3,87	10,88	15,79	19,18	0,57

На основе полученных параметров схемы замещения однофазного трансформатора СОБС-2А выполнено его имитационное моделирование в Matlab Simulink с учетом потерь на гистерезис, вихревые токи и насыщения сердечника (рис. 4.6). Основными принятыми допущениями при моделировании являются ступенчатое задание кривой насыщения магнитопровода трансформатора, задание параметров трансформатора ( $r_0$ ,  $x_0$ ,  $r_k$ ,  $x_k$ ) на основе Т-образной схемы замещения. Достоверность результатов подтверждается выполнением эксперимента по ГОСТ 3484.1-88 и совпадением полученных значений с имитационным моделированием с точностью около 5 – 10 %.

Анализ полученных результатов позволяет сделать следующие выводы:

снижение потерь холостого хода  $P_{10}$  в схеме рис. 4.6,а относительно схемы рис. 4.6,б составляет около четырех раз, что соответствует соотношению (4.4);

незначительно увеличение потерь холостого хода в схеме рис. 4.6,в относительно схемы рис. 4.6,б обусловлено увеличением электрических потерь в первичной обмотке от тока холостого хода, поэтому применение данной схемы нецелесообразно;

снижение потерь короткого замыкания  $P_{1k}$  в схеме рис. 4.6,а относительно схемы рис. 4.6,б,в обусловлено уменьшением тока (располагаемой мощности) обмоток и увеличением их сопротивления.

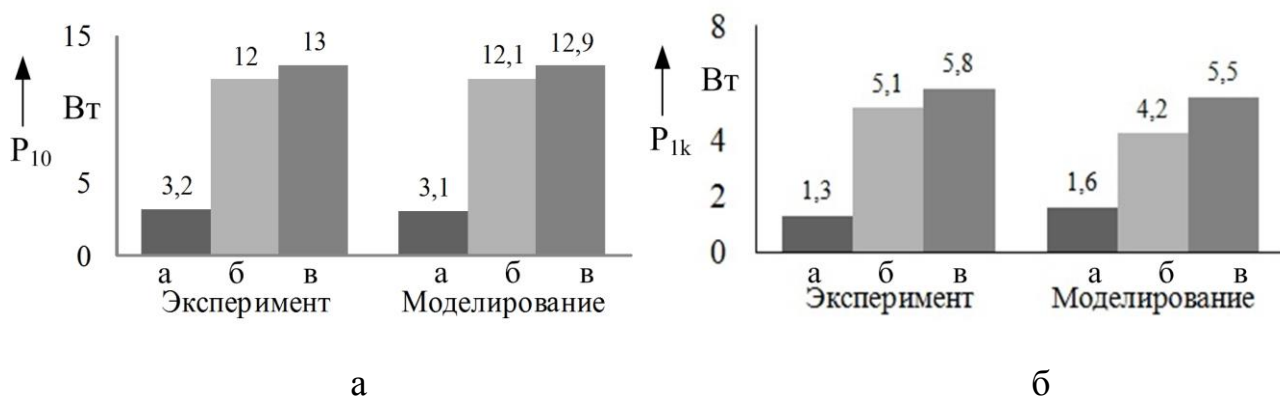


Рис. 4.6. Результаты эксперимента и имитационного моделирования трансформатора СОБС-2А

За счет предлагаемого изменения схемы соединения катушек первичной и вторичной обмоток при условии неизменного коэффициента трансформации (см. рис. 4.6, а, б) снижаются потери холостого хода, но при этом эквивалентное сопротивление обмоток увеличивается в четыре раза, а следовательно, воз-



растают потери короткого замыкания (в меди). Таким образом, суммарные потери в рассматриваемом трансформаторе при определенной его нагрузке могут не только снизиться из-за потерь холостого хода, но и возрасти за счет увеличения электрических потерь в обмотках.

Для оценки снижения потерь трехфазного силового трансформатора ТМ 400 напряжением 10/0,4 кВ изменением схем соединения его обмоток предлагаемым способом (см. рис. 4.6, а, б) выполнено его имитационное моделирование в Matlab Simulink.

На рис. 4.7 представлены потери холостого хода (х.х.), короткого замыкания (к.з.) и суммарные потери силовых трансформаторов ТМ 400 напряжением 10/0,4 кВ по паспортным данным при номинальной нагрузке (см. рис. 4.6, а) и при коэффициенте нагрузки 0,5 (см. рис. 4.6, б), а также со схемой соединения обмоток по рис. 4.6, а с последовательным соединением расщепленных на две катушки обмоток (ТМ 400,  $a = 2$ ) при коэффициенте нагрузки 0,5 (см. рис. 4.6, в).

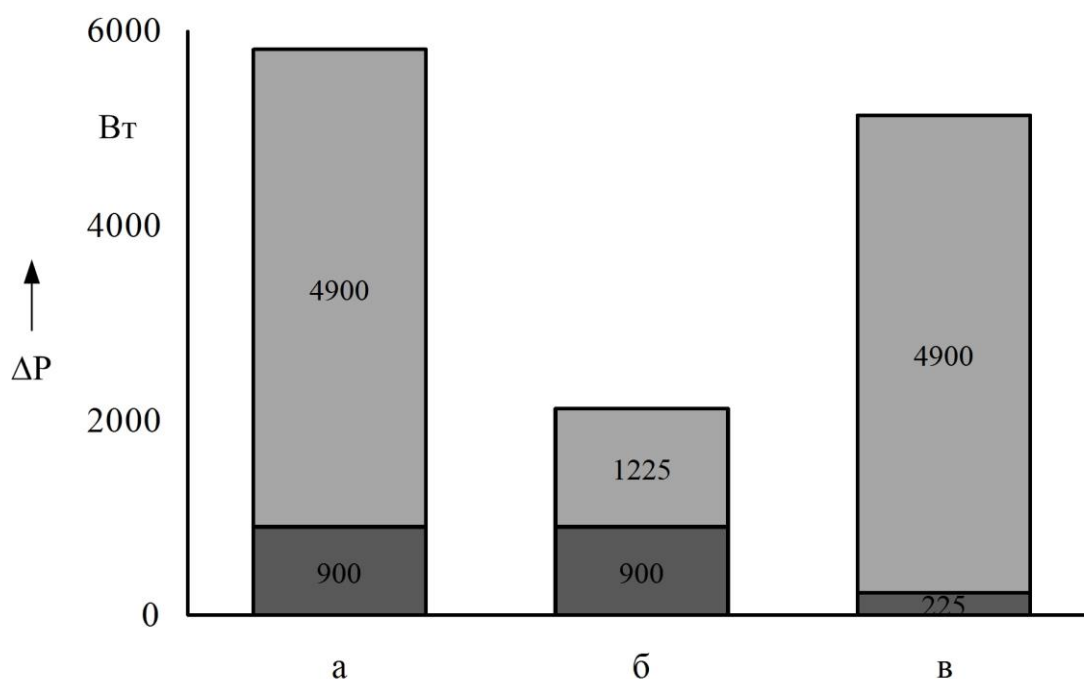


Рис. 4.7. Потери мощности в силовых трансформаторах:

■ – потери х.х.; ■ – потери к.з.

Для того чтобы оценить, при какой нагрузке трансформатора с последовательным включением двух ( $a = 2$ ), трех ( $a = 3$ ) и четырех ( $a = 4$ ) расщепленных катушек обмоток его суммарные потери будут ниже, чем при параллель-

ном включении ( $a = 1$ ), было выполнено моделирование изменения суммарных потерь мощности в силовом трансформаторе ТМ 400 с соответствующим соединением обмоток (рис. 4.8).

Коэффициент нагрузки трансформатора, в пределах которого достигается снижение потерь за счет изменения схемы соединения обмоток, определяется по выражению:

$$\kappa_{H \max} = \frac{1}{a} \sqrt{\frac{P_0}{P_k}}, \quad (4.5)$$

где  $a$  – количество последовательно соединенных катушек обмоток трансформатора.

Выражение (4.5) получено исходя из равенства суммарных потерь трансформатора с параллельным и последовательным соединением катушек его обмоток.

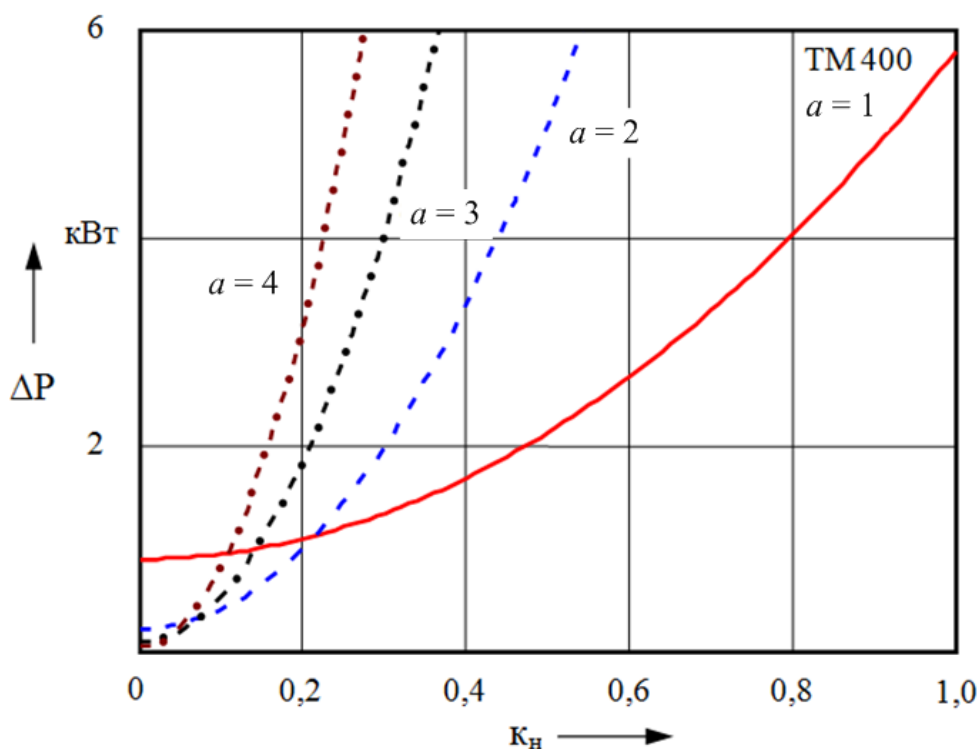


Рис. 4.8. Изменение потерь мощности в силовых трансформаторах

Анализ соотношений потерь холостого хода и короткого замыкания (см. рис. 4.7 и формулу (4.5)) свидетельствует о том, что снижение потерь в трансформаторе ТМ 400 ( $a = 1$ ), а следовательно, и эффективность регулирования обеспечиваются при коэффициенте нагрузки, не превышающем:

0,214 с последовательным соединением расщепленных на две катушки обмоток ( $a = 2$ );

0,143 с последовательным соединением расщепленных на три катушки обмоток ( $a = 3$ );

0,107 с последовательным соединением расщепленных на четыре катушки обмоток ( $a = 4$ ).

Очевидно, что при  $a = 4$  увеличивается количество комбинаций включения катушек обмоток трансформатора, например, возможно последовательно-параллельное включение.

Из выражения (4.5) следует также, что максимально возможная глубина регулирования потерями мощности в трансформаторе соответствует равенству потерь холостого хода и короткого замыкания при коэффициенте нагрузке 0,5, т. е. с увеличением потерь холостого хода трансформаторов глубина регулирования потерями мощности возрастает.

Для автоматического управления потерями в трансформаторе получено выражение снижения суммарных потерь в трансформаторе за счет изменения схемы соединения катушек первичной и вторичной обмоток при изменении нагрузки:

$$\Delta P(\kappa_H) = (a^2 - 1) \left[ \frac{P_0}{a^2} - \kappa_H^2 P_k \right]. \quad (4.6)$$

Из формулы (4.6) и рис. 4.6 видно, что экономия потерь мощности возникает только при коэффициенте нагрузки меньше 0,2.

Очевидно, что трансформатор с изменением схем соединения обмоток будет иметь более высокую стоимость за счет изменения конструкции обмоток и их изоляции, при этом массогабаритные показатели трансформатора увеличатся незначительно, в основном за счет продольной изоляции обмоток. Масса активных материалов, т. е. обмоток и магнитопровода, останется прежней. Возможно изменение соотношения между шириной и высотой магнитопровода трансформатора из-за увеличения продольной изоляции обмоток.

Более детальная оценка характеристик рассматриваемого трансформатора может быть выполнена по результатам проектирования.

С практической точки зрения трансформатор с изменением схем соединения его обмоток предлагаемым способом может найти применение в качестве

силового трансформатора распределительных сетей напряжением 35, 10 (6) / 0,4 кВ, в которых значительную часть времени нагрузка будет меньше 20 % (дачные и коттеджные поселки, сезонные нагрузки промышленных предприятий). Кроме этого приведенный рисунок и формула показывают, что применение четырех обмоток даст эффект только при загрузке трансформатора меньше 2,5 %, поэтому рационально использовать только две обмотки. Использование предлагаемого секционирования обмоток трансформатора позволит повысить экономичность его работы за счет снижения потерь при малых нагрузках. Ввод в работу трансформатора вначале с последовательным, а затем с параллельным включением обмоток позволит существенно ограничить ток короткого замыкания (бросок тока намагничивания).

Кроме этого аналогично может рассматриваться идея последовательно-параллельного включения трансформаторов двухтрансформаторных подстанций для управления потерями в них в зависимости от нагрузки, что является целью дальнейших исследований авторов.

Автоматическое управление изменением схем секционирования обмотками позволит расширить функциональные возможности автоматизированной системы управления технологическими процессами подстанций в задаче снижения потерь электроэнергии. Основные компоненты такой системы при изменении графиков нагрузок в темпе реального времени подробнее рассмотрены в работе [58].

Полученные формулы (4.5) и (4.6) могут быть использованы при проектировании рассматриваемых трансформаторов с расщепленными обмотками и технико-экономическом обосновании управления потерями мощности в трансформаторах по реальным графикам нагрузки.

#### **4.4. Реконфигурация топологии электрической сети для автоматического восстановления нормального режима**

Известно, что схемы электрических сетей по своей топологии и параметрам должны обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять передачу мощности в различных режимах, в том числе ремонтных и послеаварийных. Для минимизации опасных последствий аварийного отключения линии и времени восстановления нормального режима сети (в том числе путем ввода

автоматического включения резерва) предлагается устройство автоматического восстановления нормального режима с возможностью координации и связи с другими подобными устройствами соседних подстанций или центром управления электрической сетью, что позволяет перераспределить потоки мощности по другим линиям [109].

При невозможности обеспечить нормальный режим электроснабжения потребителей, например, при срабатывании автоматического ввода резерва путем включения секционного выключателя и отключения одного из вводов, когда резервный ввод не сможет обеспечить нагрузку двум секциям подстанции, система управления верхнего уровня (рис. 4.9) с учетом полученных данных от всех подстанций сети осуществляет координированную реализацию управляющих воздействий на участке сети с помощью выключателей 9, 11, 13: перераспределение мощности через другие линии, изменение параметров режима с помощью линейных регуляторов 12 для ограничения последствий нарушения нормального режима системы электроснабжения. Отключение потребителей осуществляется только при невозможности обеспечить допустимые параметры режима.

Устройство автоматического восстановления нормального режима системы электроснабжения работает следующим образом.

Данные с измерительных преобразователей и датчиков положения коммутационных аппаратов 9, 10, 11, 13 (рис. 4.9) непрерывно передаются в измерительно-коммуникативный модуль 1 устройства. Предпочтительным является использование системы векторных синхронных измерений и высокоскоростных каналов передачи данных. Как правило, для эффективной работы блоков релейной защиты и автоматики с измерительных преобразователей снимаются такие сигналы, как напряжения и токи прямой, обратной, нулевой последовательности, фазовые углы между ними и другое с основных, резервных и прочих вводов и отходящих фидеров.

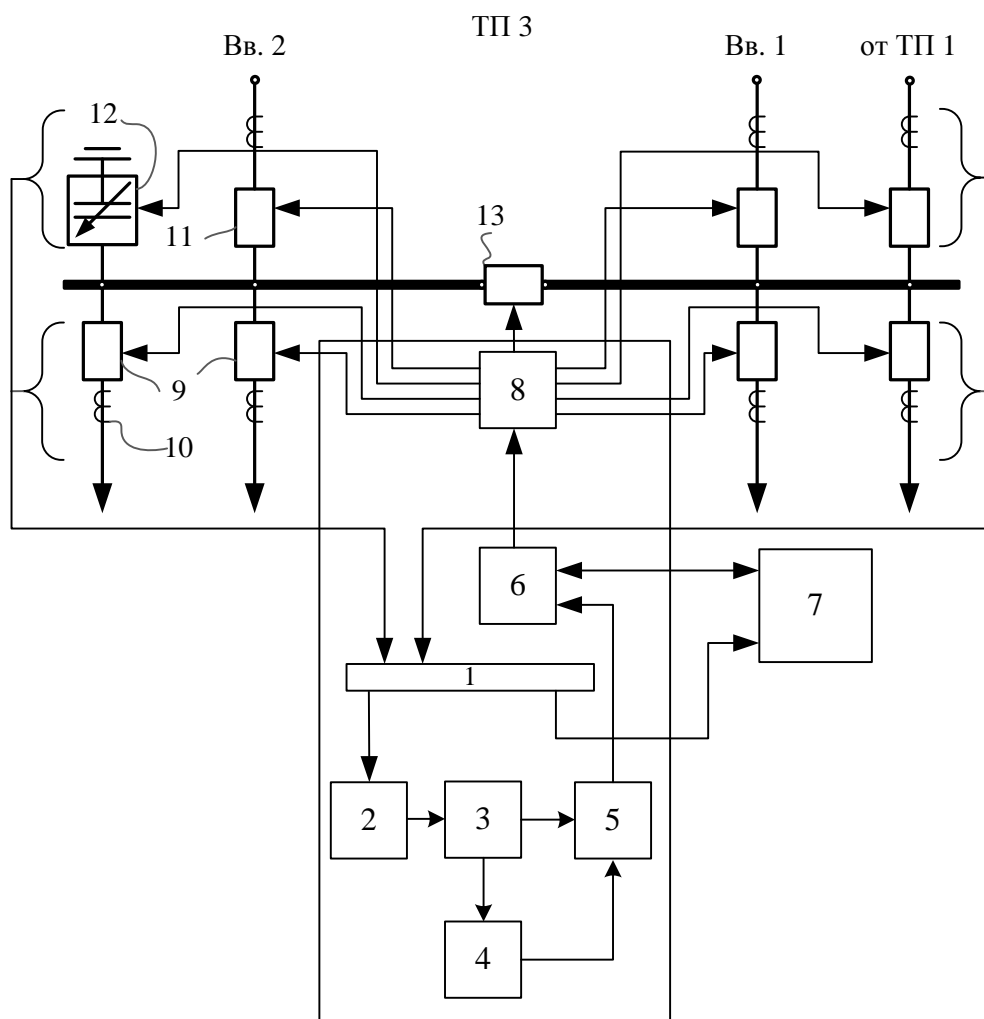


Рис. 4.9. Устройство автоматического восстановления нормального режима системы электроснабжения:

- 1 – информационная шина процесса (измерительно-коммуникативный модуль);  
 2 – модуль контроля и оценки состояния; 3 – вычислительный модуль; 4 – модуль логики реализации технологических функций управления;  
 5 – модуль выработки управляющих воздействий; 6 – модуль координации;  
 7 – система управления верхнего уровня (сети); 8 – модуль реализации управляющих воздействий; 9 – выключатели отходящих линий нагрузки подстанции;  
 10 – измерительные преобразователи и датчики положения коммутационных аппаратов; 11 – выключатели вводов; 12 – устройство компенсации реактивной мощности; 13 – секционный выключатель

Полученный массив данных непрерывно подается в модуль контроля и оценки состояния 2, в котором выполняется анализ состояния и топологии сети, а также соответствия полученных данных установленным требованиям нормального режима (выявление аварийных ситуаций). Вычислительный модуль 3 предназначен для распределенных непрерывных вычислительных процедур оп-

тимизации режима, расчета адаптивных уставок линейных регуляторов, микропроцессорной релейной защиты и автоматики и др. В основе расчета лежит линейная матрица чувствительности активной и реактивной мощности, схемы сети (при небольших приращениях непрерывного управления) на параметры режима (матрица Якоби). Управляющие воздействия ранжируются по степени допустимости и коэффициентам матрицы влияния.

В модуле логики реализации технологических функций управления 4 заложены алгоритмы и логика работы релейной защиты и автоматики восстановления электроснабжения (автоматического повторного включения, частотной разгрузки, ввода резерва, контроля синхронизма и др.) с учетом данных вычислительного модуля 3.

На основании полученных данных по результатам вычислительных операций и логики реализации технологических функций управления в модуле выработки управляющих воздействий 5 формируются управляющие воздействия, которые передаются в модуль координации 6, связанный с системой управления верхнего уровня (сети) 7. Координация осуществляется в виде «запрос-ответ». При невозможности обеспечить нормальный режим электроснабжения потребителей, например, при срабатывании автоматического ввода резерва путем включения секционного выключателя и отключения одного из вводов, когда резервный ввод не сможет обеспечить нагрузку двум секциям подстанции, система управления верхнего уровня с учетом полученных данных от всех подстанций сети осуществляет координированную реализацию управляющих воздействий на участке сети через модуль реализации управляющих воздействий 8 с помощью выключателей 9, 11, 13: перераспределение мощности через другие линии, изменение параметров режима с помощью линейных регуляторов 12 для ограничения последствий нарушения и автоматического восстановления нормального режима системы электроснабжения. Отключение потребителей осуществляется только при невозможности обеспечить допустимые параметры режима.

Устройство автоматического восстановления нормального режима системы электроснабжения, выполненное на основе современного промышленного контроллера и элементной базы, осуществляет переключения для восстановления нормального режима в течение 50 – 80 мс (при наличии высокоскоростных каналов связи и современных быстродействующих выключателей).

Система управления верхнего уровня оперирует значительным объемом вычислений и данных, выполняет координированный контроль, оптимизацию установившихся (нормальных) режимов в течение 1 – 2 с.

Использование предлагаемого устройства автоматического восстановления нормального режима системы электроснабжения позволит расширить его функциональные возможности за счет координации работы с системой управления верхнего уровня (участка сети), а также с другими линейными регуляторами параметров режима, позволит повысить точность, избирательность решений и скорость действия по сравнению с оперативно-диспетчерским управлением.

Режим распределительной сети должен быть прежде всего допустимым, т. е. должен удовлетворять условиям надежности электроснабжения, пропускной способности и качества электроэнергии. Оптимизация режима электрической сети, направленная на улучшение одного из параметров, например, напряжения, может вызвать перегрузку элементов сети и снижение ее пропускной способности, поэтому предлагается алгоритм управления потоками мощности в системе электроснабжения стационарных потребителей железных дорог при указанной оптимизации.

Устройство регулирования мощности в электрической сети на основе мультиагентного подхода осуществляет регулирование потоков мощности в распределительной сети за счет изменения схем питания (при возможности), управления выработкой реактивной (активной) мощности, а также ограничения спроса на электрическую энергию потребителями.

Для управления потерями холостого хода силовых трансформаторов предлагаются устройство регулируемого трансформатора и законы управления с возможностью снижения потерь холостого хода при малых нагрузках.

Минимизировать опасные последствия аварийного отключения линии и времени восстановления нормального режима сети (в том числе путем ввода автоматического включения резерва) можно с помощью устройства автоматического восстановления нормального режима с возможностью координации и связи с другими подобными устройствами соседних подстанций или центром управления электрической сетью, позволяющего перераспределить потоки мощности по другим линиям.



## 5. РЕАЛИЗАЦИЯ МЕТОДОВ АДАПТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ТРАНСПОРТОМ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 5.1. Реализация исследований в системе имитационного моделирования

#### 5.1.1. Исходные данные для моделирования

В качестве тестовой схемы для моделирования возьмем участок распределительной электрической сети 35 кВ, который питает сторонних районных потребителей (рис.5.1).

В качестве центров питания выступают подстанции с первичным напряжением 110 кВ. Работа рассматриваемого участка электрической сети в замкнутом режиме не осуществляется.

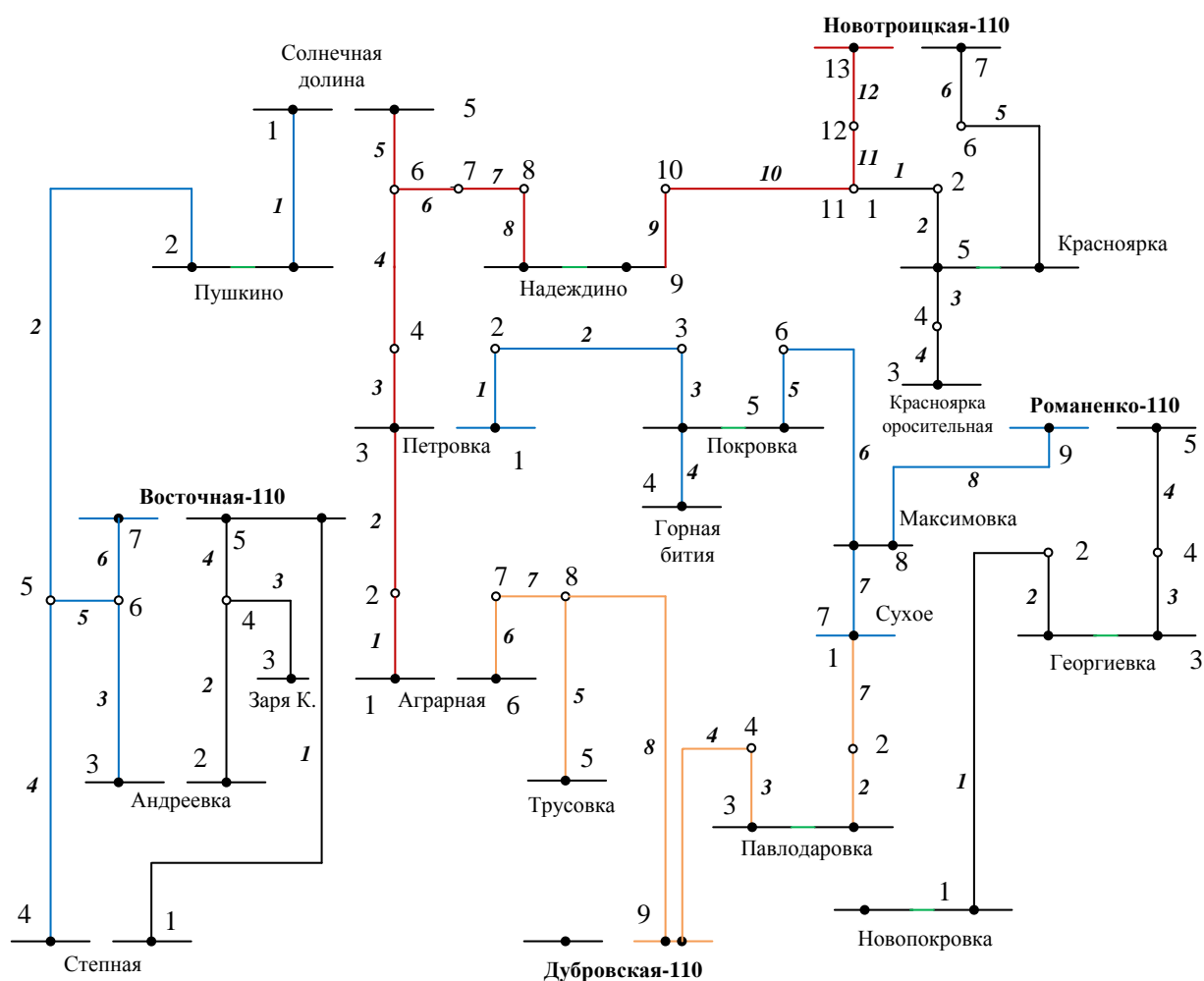


Рис. 5.1. Схема рассматриваемой электрической сети 35 кВ

На рис. 5.2 – 5.10 (■ – P, МВт; ■ – Q, Мвар) представлены графики нагрузок центров питания рассматриваемого участка электрической сети в режиме максимальных нагрузок.

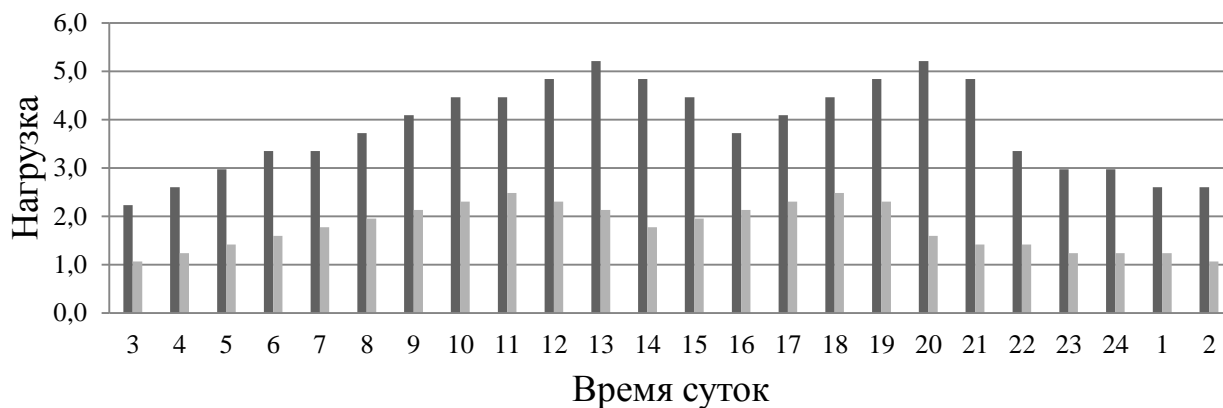


Рис. 5.2. Суточная нагрузка 1 шс 35 кВ Новотроицкая

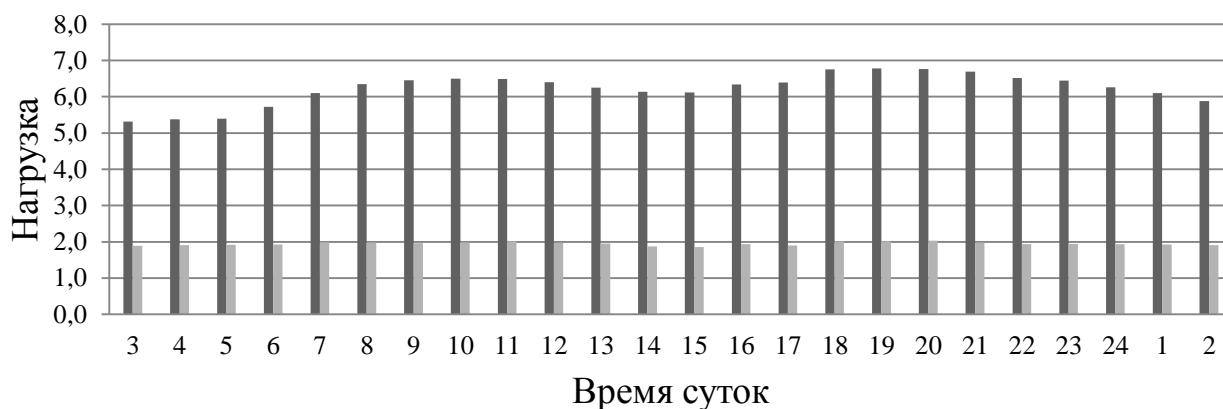


Рис. 5.3. Суточная нагрузка 2 шс 35 кВ Новотроицкая

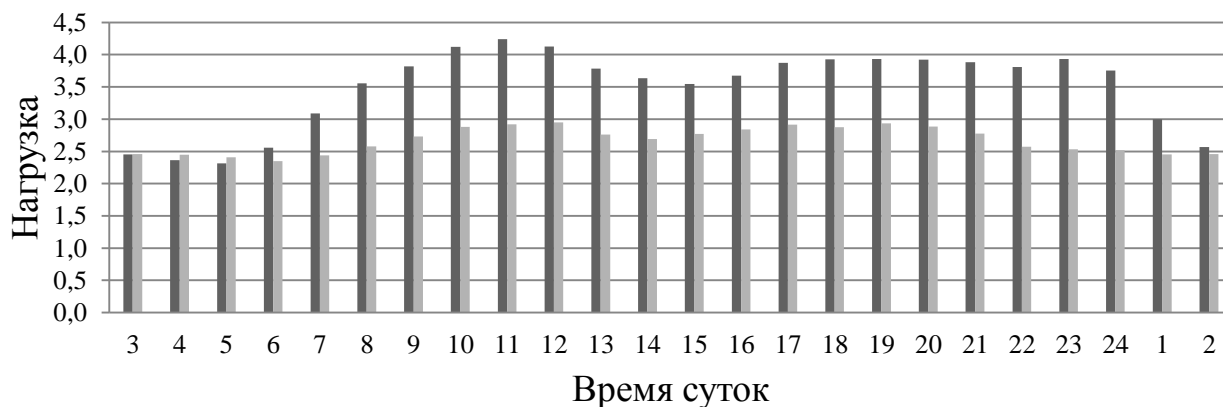


Рис. 5.4. Суточная нагрузка 1 шс 35 кВ Восточная

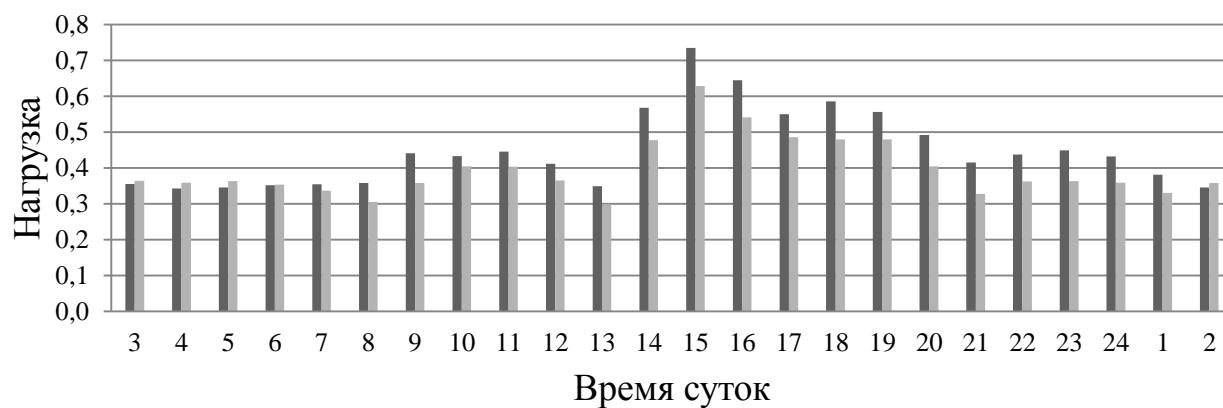


Рис. 5.5. Суточная нагрузка 2 сш 35 кВ Восточная

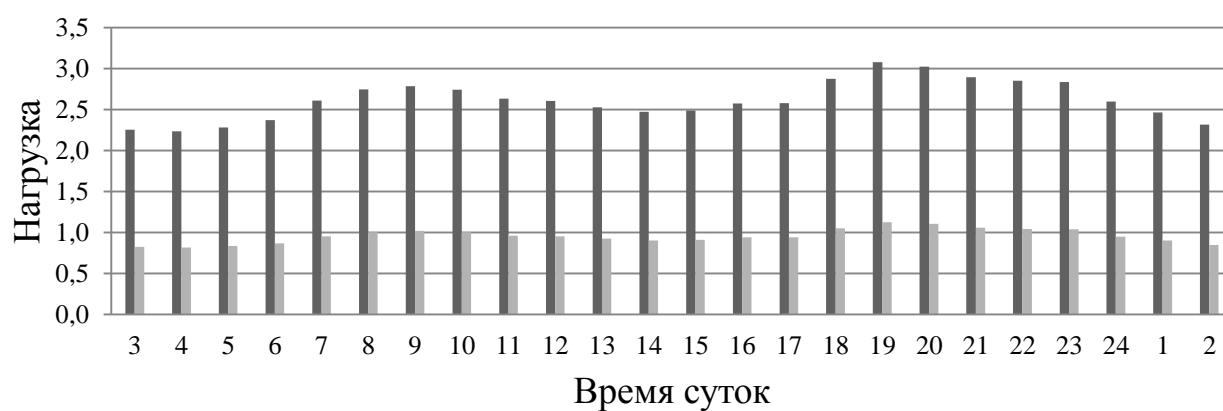


Рис. 5.6. Суточная нагрузка 1 сш 35 кВ Романенко

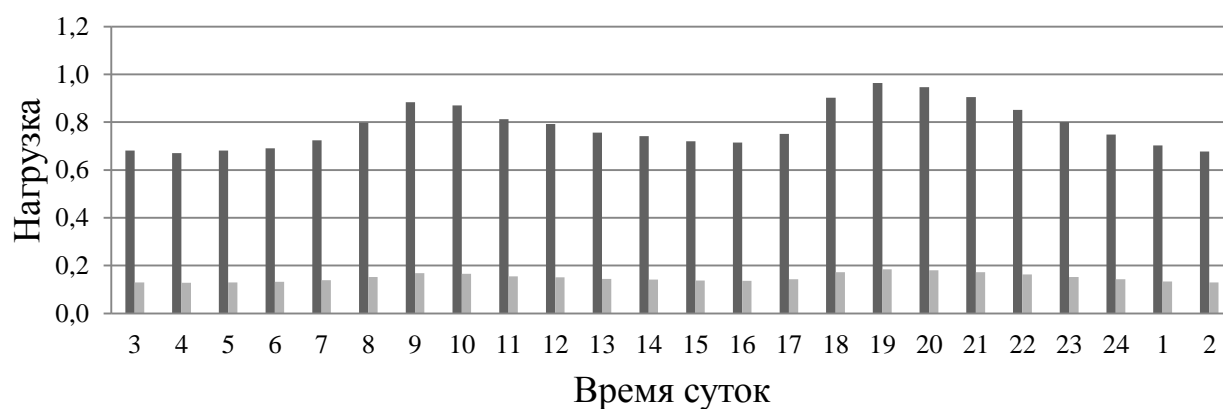


Рис. 5.7. Суточная нагрузка 2 сш 35 кВ Романенко

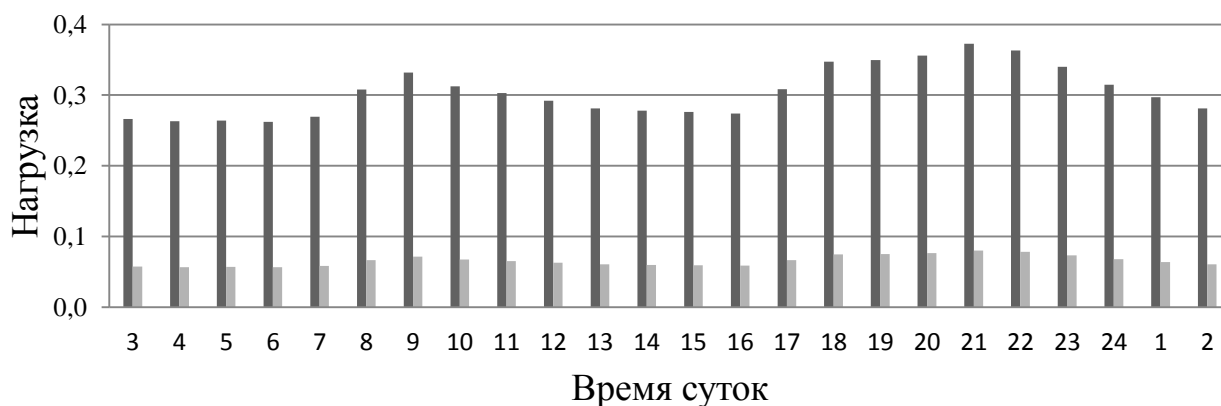


Рис. 5.8. Суточная нагрузка 2 сш 35 кВ Дубровская

Нормальный режим, характеризующийся допустимыми областями режимных параметров, определяется следующими условиями [43]:

1) коэффициент запаса по активной мощности в любом сечении для данной схемы сети должен составлять не менее 20 %;

2) коэффициент запаса по напряжению во всех узлах энергосистемы должен быть не менее 15 %;

Это условие означает, в частности, что при исчерпании других возможностей регулирования напряжения необходимый запас по напряжению обеспечивается за счет снижения перетока мощности в сечении;

3) нагрузка любого элемента электрической сети не должна превышать допустимых значений (с учетом разрешенных перегрузок);

4) коэффициент запаса по активной мощности в любом из установившихся послеаварийных режимов, возникших в результате нормативных возмущений, должен быть не менее 8 %.

Вынужденный режим не соответствует хотя бы одному из перечисленных условий.

Планирование электрических режимов осуществляется на основе анализа характеристик и параметров электроэнергетической системы в период максимальных и минимальных нагрузок.

Максимальная загрузка подстанций, трансформаторов 35/10/6 кВ и линий 35 кВ (по данным измерений 17 декабря 2014 г.) показана на рис. 5.9 – 5.11.

Заданы также все параметры линий, трансформаторов и пр.

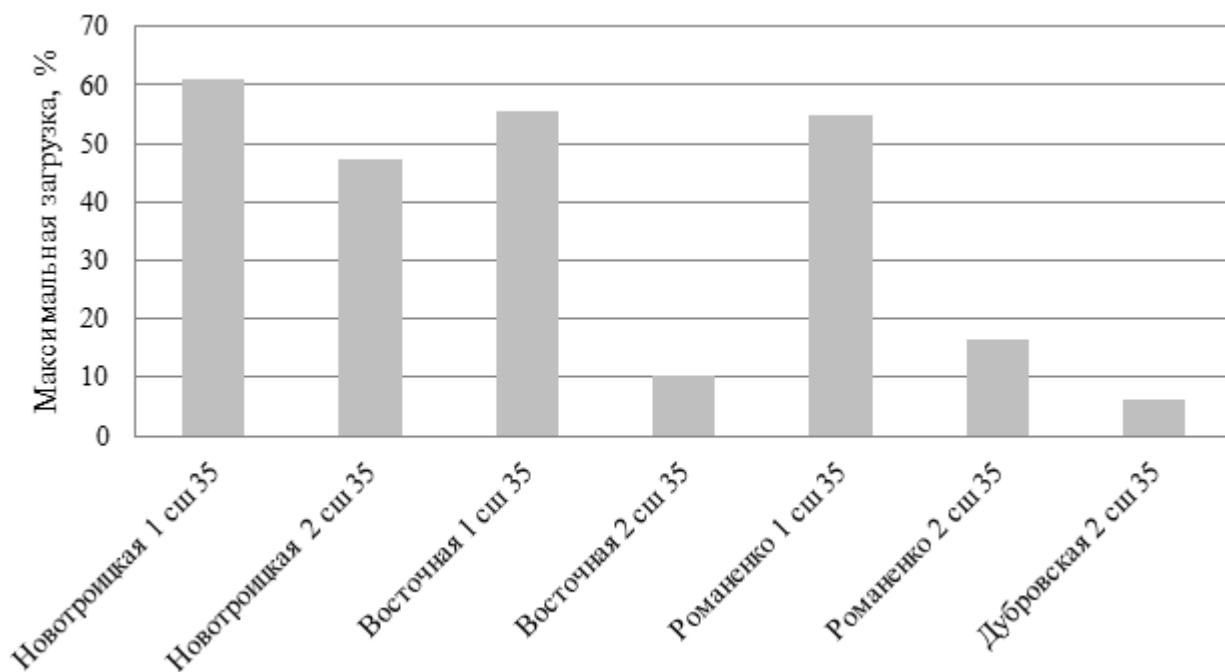
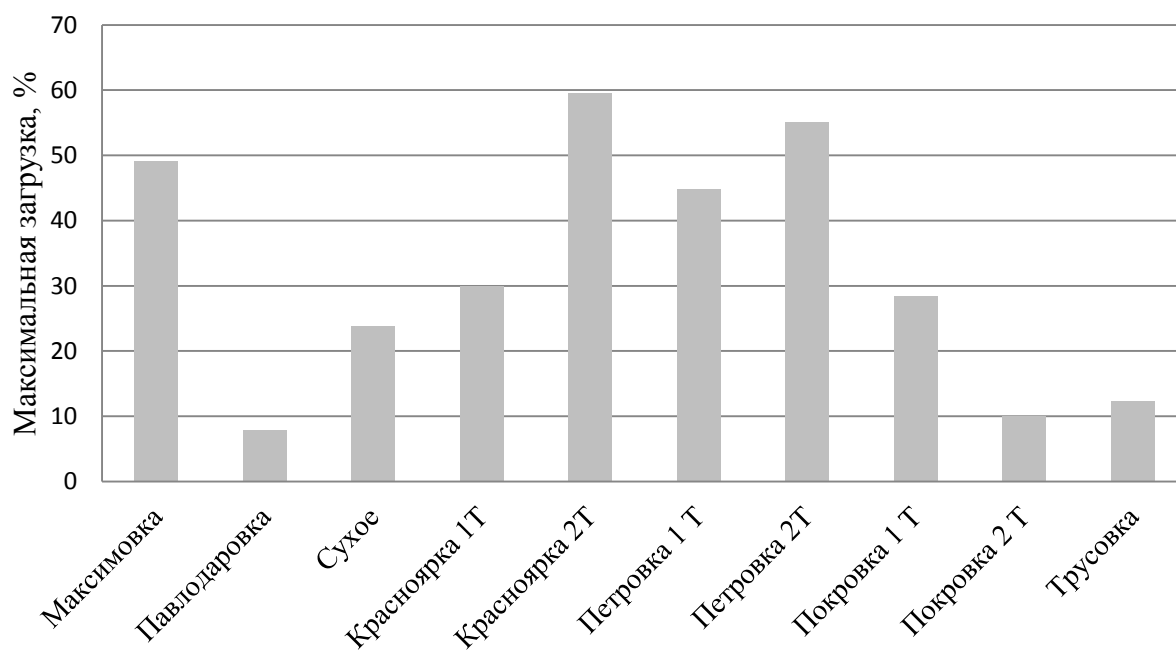


Рис. 5.9. Загрузка трансформаторов центров питания 35 кВ



а

Рис. 5.10. Загрузка трансформаторов 35/10 кВ

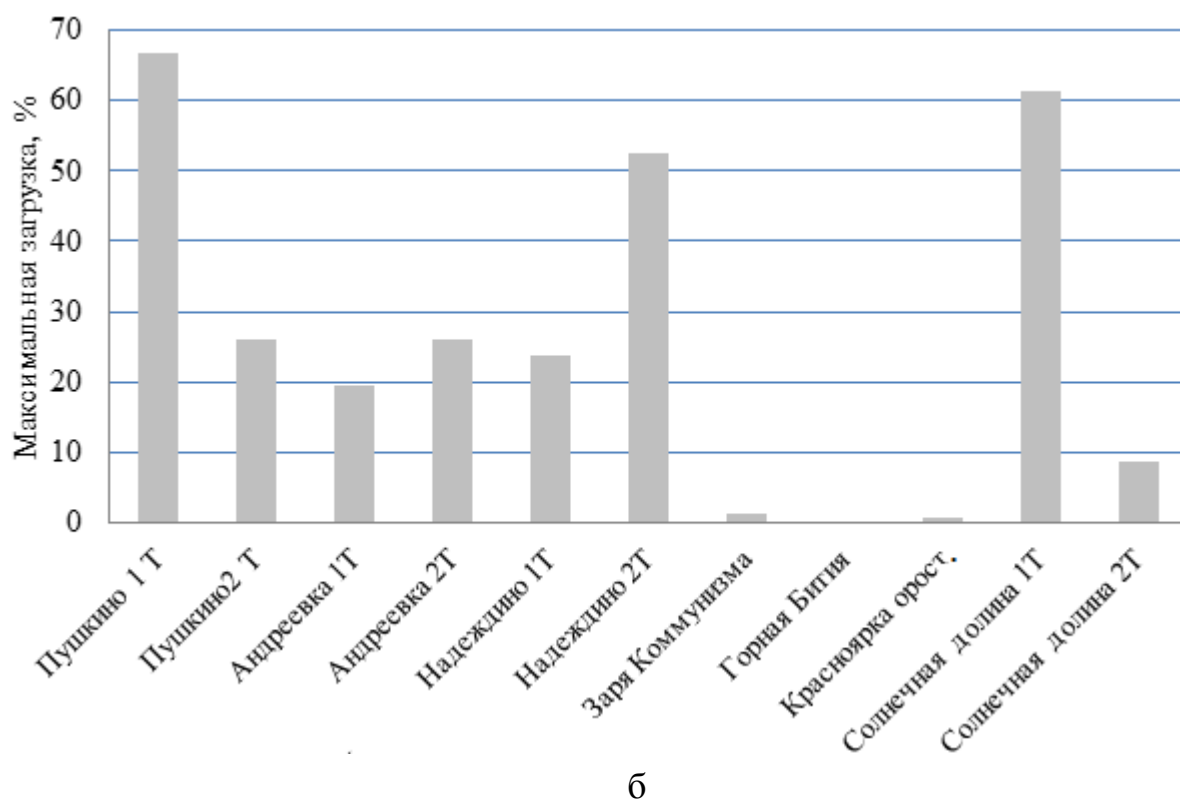


Рис. 5.10, лист 2

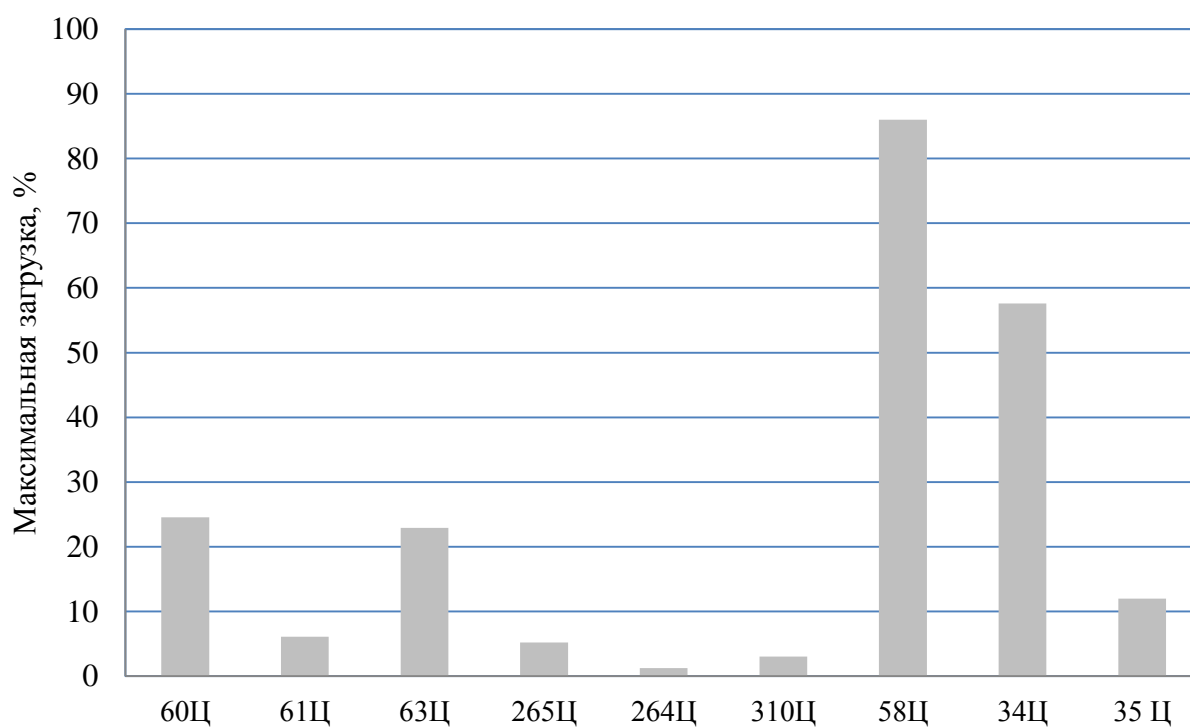


Рис. 5.11. Загрузка линий 35 кВ

### 5.1.2. Формализованное описание моделей

Согласно правилам устройств электроустановок (ПУЭ) устройства регулирования напряжения должны обеспечивать поддержание напряжения на шинах напряжением 3 – 20 кВ электростанций и подстанций, к которым присоединены распределительные сети, в пределах не ниже 105 % номинального в период наибольших нагрузок и не выше 100 % номинального в период наименьших нагрузок этих сетей.

В точке передачи электроэнергии медленные отрицательное  $\delta U(-)$  и положительное  $\delta U(+)$  отклонения напряжения от номинального (согласованного) значения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % номинального [49].

Так как отклонения напряжения зависят от потерь напряжения и одновременно с ограничением величин последних регулируется напряжение трансформаторов путем изменения коэффициентов трансформации, расчет электрических сетей на потерю напряжения дает возможность обеспечить отклонения, не выходящие за допустимые пределы. Соответственно и выбираются допустимые потери напряжения в элементах сети для каждого конкретного случая. В воздушных линиях напряжением 35 кВ потеря напряжения принимается равной 8 % от номинального напряжения [49]. Для режима наименьших нагрузок допустимые потери напряжения принимаются на 25 % меньше, чем для режима наибольших нагрузок.

Регулирование напряжения обеспечивается использованием РПН трансформаторов, переключением анцапфных переключателей (ПБВ) трансформаторов, включением параллельных линий (при их наличии), включением устройств компенсации реактивной мощности, переносом точек разрыва в сети 35 кВ и применением графика аварийных отключений.

Как правило, повышение уровня напряжения увеличением сечения проводников линий 35 кВ по сравнению с применением трансформаторов с РПН или средств компенсации реактивной мощности экономически не оправдывается.

Структура онтологии для описания основных концептов и отношений предметной области приведена в табл. 5.1, 5.2 и на рис. 5.12. Концепт характеризуется свойствами (атрибутами).

1. Агенты электрооборудования.

1) Система автоматического управления компенсирующими устройствами различных типов.

Среда: 35 кВ.

1 сш Солнечная долина – 1000; ступени 100, 300, 600;

1 сш Петровка – 400; ступени 50, 100, 250;

2 сш Петровка – 500; ступени 50, 150, 300.

Атрибуты: емкость КУ, квар; количество ступеней; место установки.

2) Система автоматического управления распределенной генерацией и накоплением-высвобождением энергии в накопителях.

Среда: отсутствует.

3) Система группового управления напряжением под нагрузкой трансформаторов на шинах подстанций.

Среда: шины 110 кВ ГПП, сеть 35-10(6) кВ.

Атрибуты: место расположения регулятора, границы контролируемой зоны, количество допустимых переключений.

4) Система управления устройствами продольной компенсации, фильтр-устройствами, вольтодобавочными трансформаторами и другими линейными регуляторами.

Среда: отсутствует.

2. Агенты участка сети, подстанции (агенты-координаторы).

1) Система автоматической координации централизованного и локального управления напряжением.

Среда: электрическая сеть.

Атрибуты: связные локальные регуляторы, тип конфликтной ситуации, алгоритм разрешения конфликтной ситуации.

2) Система автоматического управления секционированием и потоками мощности.

Среда: электрическая сеть.

Атрибуты: связные локальные регуляторы, тип конфликтной ситуации, алгоритм разрешения конфликтной ситуации.

3) Система автоматического противоаварийного управления.

Среда: электрическая сеть.

Атрибуты: связные локальные регуляторы, тип конфликтной ситуации, алгоритм разрешения конфликтной ситуации.



#### 4) Система информационного взаимодействия с внешней сетью.

Среда: несколько смежных участков электроэнергетической системы.

Атрибуты: связные агенты-координаторы, тип конфликтной ситуации; алгоритм разрешения конфликтной ситуации.

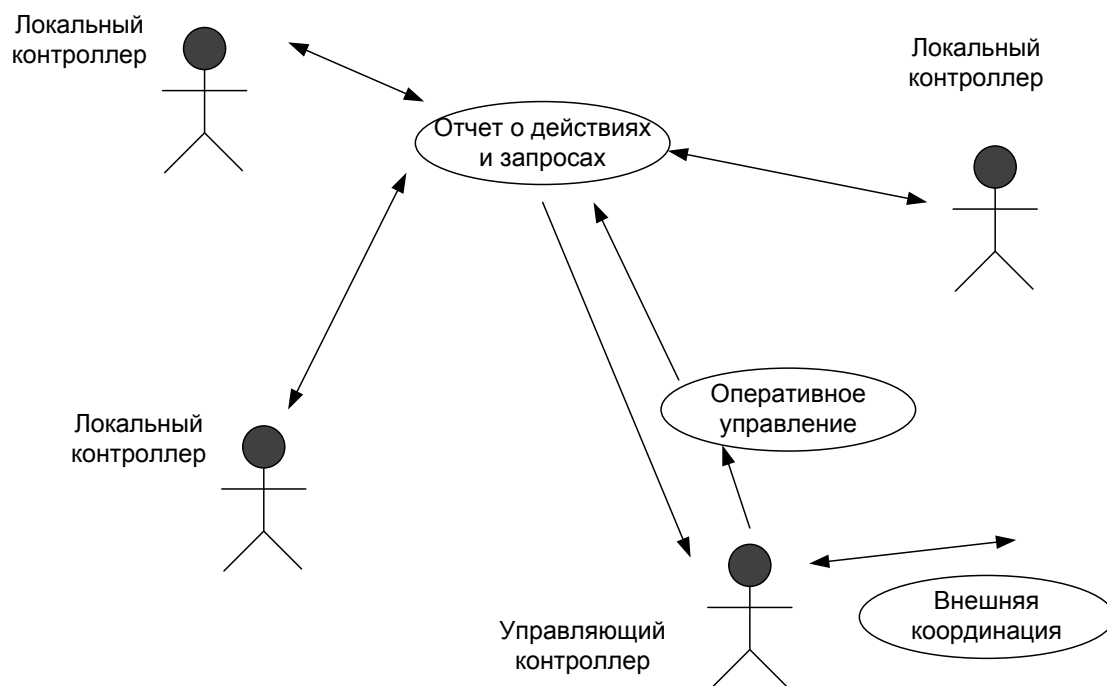


Рис. 5.12. Взаимодействие агентов

Таблица 5.1

#### Пример онтологии общей логики 1-го порядка

Ситуация	Действие (после оценки результата)	Примечание
Снижение напряжения по уровням Повышение напряжения по уровням Перегрузка по линии	Включение КУ Регулирование РПН Отключение КУ Регулирование РПН Секционирование Регулирование КУ Регулирование РПН Секционирование	Доля участия регулятора рассчитывается

Примерный перечень команд протокола коммуникации  
в мультиагентной системе

Команда	Описание команды
ready	Информирование агентов о готовности к переговорам и обмену данными
done	Информирование агентов об окончании процесса переговоров
ask-cost	Запрос величины «стоимости» услуг
reply-cost	Ответ с величиной «стоимости» услуг
accept	Предварительное согласие на работу
reject	Отказ на работу
confirm	Уведомление о согласии всех агентов на работу
renege	Уведомление об отказе некоторых агентов
accept-all	Подтверждение согласия и переход к работе
reject-all	Отклонение предварительного согласия и возврат к исходной работе

Диаграмма состояний агентов в среде AnyLogics общий вид модулей базовой платформы, которые заполняются при моделировании, представлены на рис. 5.13, 5.14 соответственно.

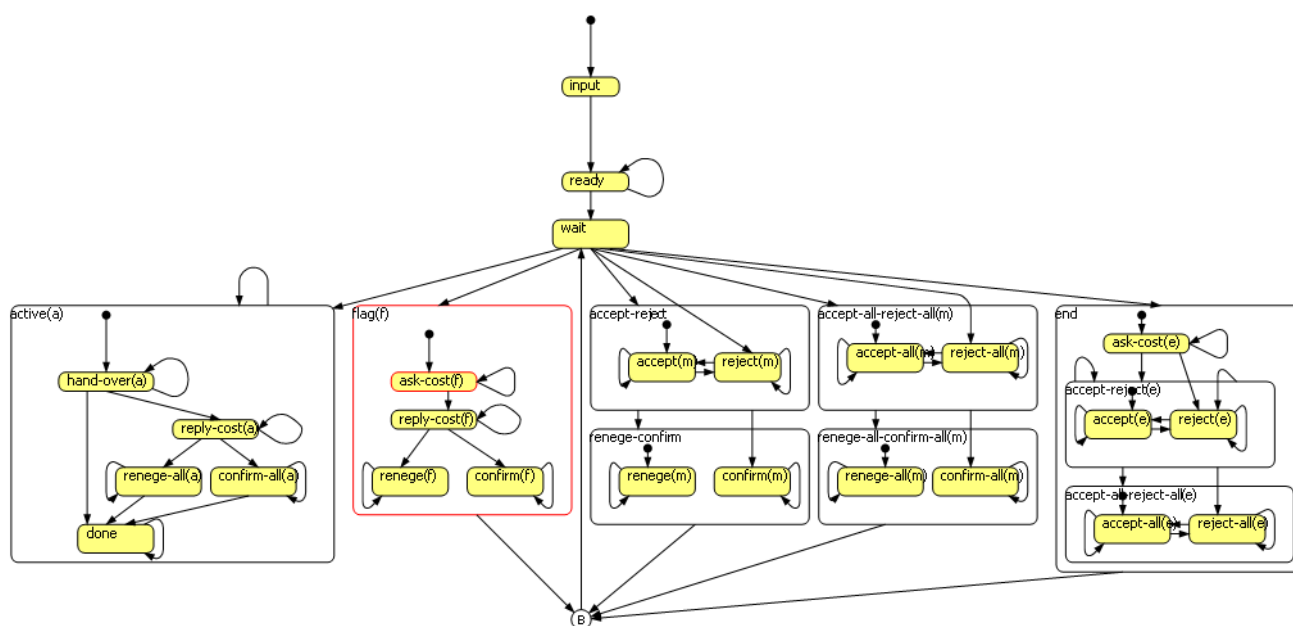


Рис. 5.13. Диаграмма агентов

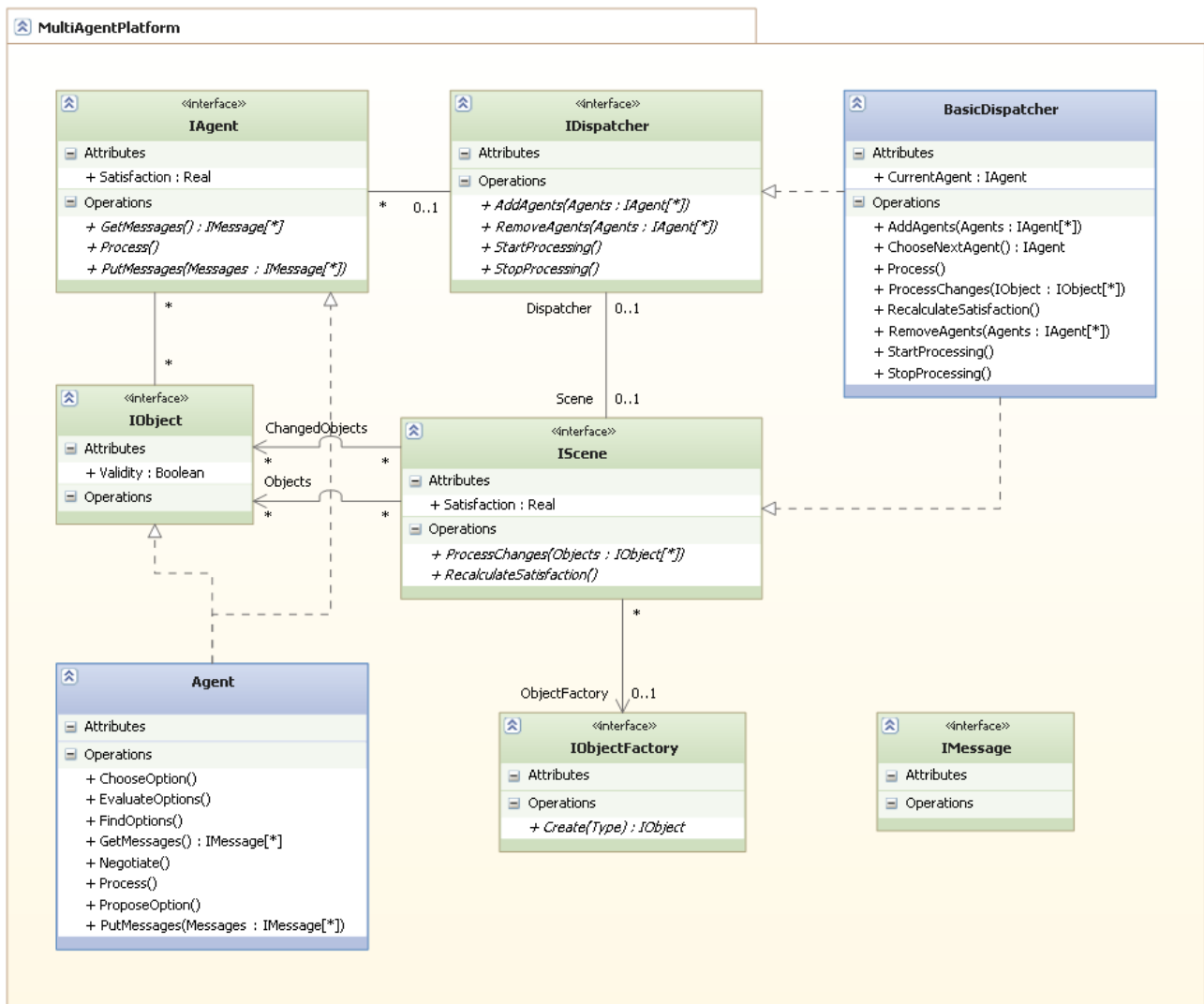


Рис. 5.14. Модули базовой платформы

### 5.1.3. Имитационное моделирование

Выполним имитационное моделирование электрической сети по условию стабилизации напряжения методом централизованного регулирования в центре питания РПН и на основе мультиагентного подхода, связанного с координированным управлением локальными средствами (в данном случае устройств компенсации реактивной мощности) и регулятором РПН.

Основной задачей при координации средств регулирования напряжением является определение доли их участия в каждый момент времени в стабилизации напряжения.

Как известно, при решении вопросов, касающихся систем электроснабжения, следует учитывать ремонтные, аварийные и послеаварийные режимы.

В нормальном режиме все элементы схемы находятся в работе и подстанция должна обеспечить передачу всей получаемой мощности в систему (за вычетом расходов на собственные нужды (СН) и полное электроснабжение потребителей. Ремонтные схемы (ремонтные режимы) – один (или более – при соответствующем обосновании) из элементов схемы отключен для проведения планового ремонта. При этом пропускная способность элементов ремонтных схем должна исключать ограничение транзитов мощности, электроснабжение потребителей, запирающие генерирующей мощности. При соответствующих обосновании и согласовании допускается временное отключение потребителей и снижение или даже перерыв транзитных потоков мощности.

Послеаварийные режимы – это режимы работы схемы после отказа (аварии) одного из элементов схемы. В качестве расчетных аварий учету подлежат единичный отказ элемента схемы при исходном нормальном режиме схемы и отказ одного элемента во время ремонта другого для ремонтной схемы (для ремонтного режима).

Расчетными режимами работы электрической сети являются нормальные и послеаварийные установившиеся режимы, при которых нагрузки элементов сети имеют наибольшие и наименьшие значения, а рабочие напряжения на подстанциях – высшие и низшие значения. Такими режимами являются нормальные режимы наибольших и наименьших нагрузок подстанций, а также наиболее тяжелые послеаварийные режимы, связанные с отключением линий и трансформаторов.

Для проверки соответствия схемы требованиям надежности электроснабжения выполняются расчеты послеаварийных режимов при отключении наиболее загруженных линий и трансформаторов.

При выполнении расчетов режимы сетей 35 кВ принимаются разомкнутыми.

На шинах первичного напряжения подстанций в режиме максимальной нагрузки уровни напряжения должны обеспечивать получение на вторичной стороне трансформаторов (с учетом использования РПН) напряжения не ниже 1,05 номинального в нормальных и не ниже номинального в послеаварийных режимах.

В режиме минимальной нагрузки напряжение на первичной стороне подстанций 35-220 кВ, как правило, не должно быть выше 1,05 номинального

напряжения сети; более высокое напряжение допускается при условии, что на шинах НН не будет превышено номинальное напряжение.

Мощность и размещение КУ выбираются исходя из необходимости обеспечения требуемой пропускной способности сети в нормальных и послеаварийных режимах при поддержании нормативных уровней напряжения и запасов устойчивости.

Реактивные составляющие максимальных нагрузок в расчетах принимаются на основе анализа отчетных и проектных данных; в случае их отсутствия допускается принимать коэффициенты реактивной мощности ( $\operatorname{tg} \varphi$ ) не выше следующих значений: напряжение шин подстанций, кВ –  $\operatorname{tg} \varphi$ : 6-10 – 0,4; 35 – 0,49; 110 – 0,54.

Мощность трансформаторов выбирается так, чтобы при отключении наиболее мощного из них на время ремонта или замены оставшиеся в работе (с учетом их допустимой перегрузки и резерва по сетям СН и НН) обеспечивали питание полной нагрузки.

Суммарная установленная мощность трансформаторов должна удовлетворять условиям:

$$\begin{cases} S_T \geq \frac{P_{\max}}{n_T}; \\ S_T \geq \frac{P_{\text{ав}}}{k_{\text{ав}}(n_T - n_{\text{отк}})}, \end{cases} \quad (5.1)$$

где  $n_T$ ,  $S_T$  – количество и единичная мощность трансформаторов;  $P_{\max}$  – максимальная нагрузка подстанции в нормальном режиме;  $P_{\text{ав}} = P_{\max} - P_{\text{рез}}$  – нагрузка подстанции в послеаварийном режиме после выхода из работы одного трансформатора;  $P_{\text{рез}}$  – часть нагрузки подстанции, резервируемая по сетям вторичного напряжения;  $n_{\text{отк}}$  – количество отключенных трансформаторов;  $k_{\text{ав}}$  – допустимый коэффициент перегрузки трансформатора в аварийных случаях по стандартам.

Основные этапы имитационного моделирования:

1) сенсорный анализ электрической сети (в нормальном и послеаварийном режимах):

определение чувствительности узлов электрической сети для оценки границ влияния линейных и централизованного регуляторов на режим напряжения и определение линий, ограничивающих пропускную способность;

определение управляющих воздействий по величине реактивной мощности и номеру отпайки регулятора РПН для стабилизации напряжения на основе мультиагентного подхода;

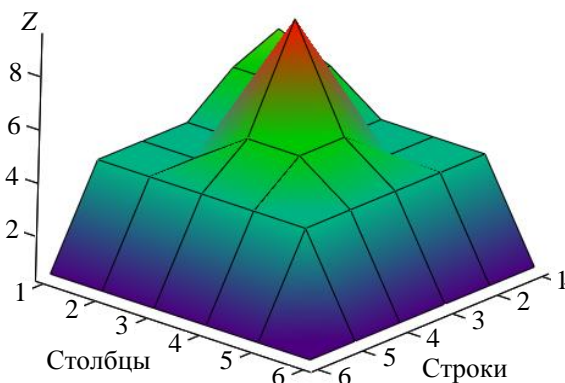
2) имитационное моделирование режимов электрической сети с расчетными уставками регуляторов, расчетной топологией электрической сети для целей регулирования напряжения и ограничения перегрузки в системе электрообеспечения.

Рассмотрим наиболее загруженный участок электрической сети 35кВ, получающий питание от подстанции Новотроицкая.

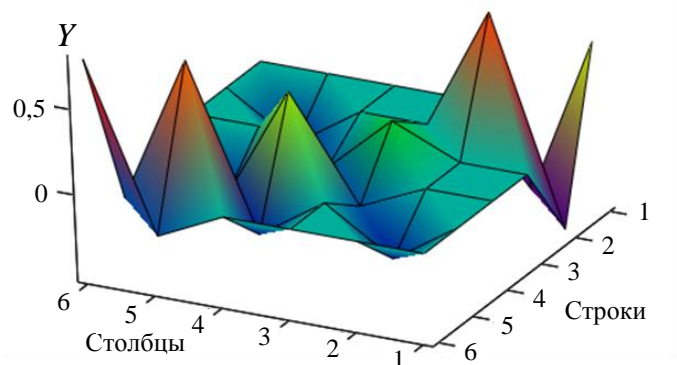
На рис. 5.15 для участка электрической сети, который получает питание от 1 сш Новотроицкая, представлены значения элементов матрицы узловых сопротивлений  $Z$  и проводимостей  $Y$  с учетом емкостных проводимостей поперечных ветвей (узел 7 – балансирующий):

$$Y = \begin{pmatrix} 0,474 - 0,642i & -0,474 + 0,642i & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -0,474 + 0,642i & 0,73 - 0,989i & 0 & 0 & -0,256 + 0,347i & 0 \\ 0 & 0 & 0,173 - 0,124i & -0,173 + 0,124i & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -0,173 + 0,124i & 0,429 - 0,471i & -0,256 + 0,347i & 0 \\ 0 & -0,256 + 0,347i & 0 & -0,256 + 0,347i & 0,696 - 0,826i & -0,184 + 0,132i \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -0,184 + 0,132i & 0,782 - 0,943i \end{pmatrix}.$$

Из рис. 5.15 следует, что максимальные элементы матрицы  $Z$  (диагональные элементы) и минимальные элементы матрицы  $Y$  соответствуют узлам 3 и 4, которые являются сенсорными.



а



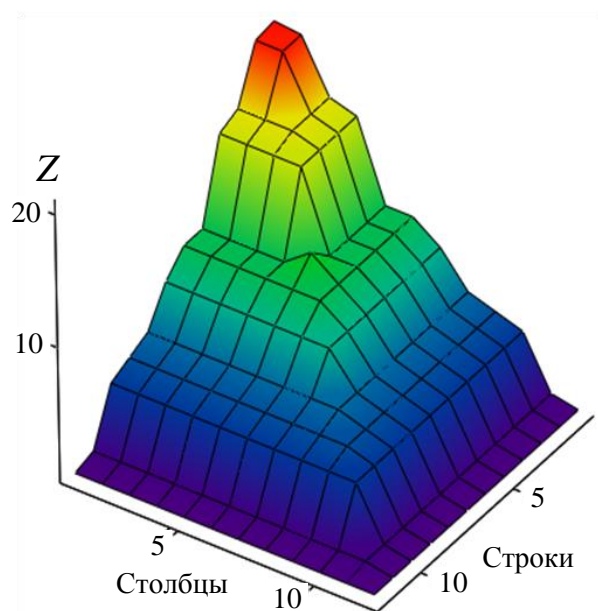
б

Рис. 5.15. Значения элементов матрицы узловых сопротивлений  $Z$  и проводимостей  $Y$  (1 сш Новотроицкая)

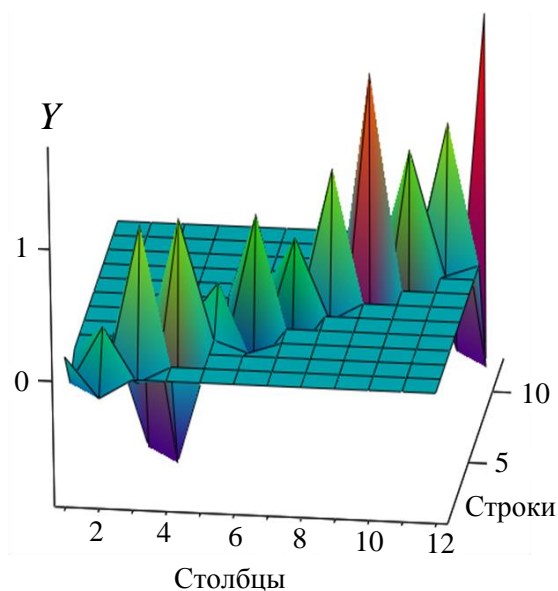
На рис. 5.16 для участка электрической сети (Аграрная, Петровка, Солнечная долина, Надеждино), который получает питание от 2 сш Новотроицкая, представлены значения элементов матрицы узловых сопротивлений  $Z$  и проводимостей  $Y$  с учетом емкостных проводимостей поперечных ветвей (узел 13 – балансирующий):

	1	2	3	4	5	6	7
1	$0.154-0.842i$	$-0.154+0.842i$	0	0	0	0	0
2	$-0.154+0.842i$	$0.285-0.97i$	$-0.131+0.129i$	0	0	0	0
3	0	$-0.131+0.129i$	$0.962-0.959i$	$-0.831+0.831i$	0	0	0
4	0	0	$-0.831+0.831i$	$0.915-0.915i$	0	$-0.085+0.085i$	0
5	0	0	0	0	$0.329-0.329i$	$-0.329+0.329i$	0
6	0	0	0	$-0.085+0.085i$	$-0.329+0.329i$	$0.753-0.753i$	$-0.339+0.339i$
7	0	0	0	0	0	$-0.339+0.339i$	$0.479-0.529i$
8	0	0	0	0	0	0	$-0.14+0.19i$
...	-	-	-	-	-	-	-
12	0	0	0	0	0	0	0

8	9	10	11	12	13
$-0.14+0.19i$	0	0	0	0	0
$0.906-0.956i$	$-0.766+0.766i$	0	0	0	0
$-0.766+0.766i$	$1.531-1.531i$	$-0.766+0.766i$	0	0	0
0	$-0.766+0.766i$	$0.857-0.89i$	$-0.092+0.124i$	0	0
0	0	$-0.092+0.124i$	$0.967-1.31i$	$-0.875+1.186i$	0
0	0	0	$-0.875+1.186i$	$1.7-2.304i$	$-0.825+1.119i$



а



б

Рис. 5.16. Значения элементов матрицы узловых сопротивлений  $Z$  и проводимостей  $Y$  (2 сш Новотроицкая)

Из рис. 5.16 следует, что максимальные элементы матрицы  $Z$  (диагональные элементы) и минимальные элементы матрицы  $Y$  соответствуют узлам 1 (Аграрная) и 5 (Солнечная долина), которые являются сенсорными.

Использование максимального диагонального элемента матрицы  $Z$  ( $Y$ ) в качестве показателя сенсорности справедливо при заметном преобладании модуля диагонального элемента, что выполняется.

$$|Z_{ii}| \geq \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n |Z_{ij}|. \quad (5.2)$$

Определение чувствительности узлов электрической сети можно выполнить также через элементы используемой в расчетах режимов ньютоновскими методами матрицы Якоби.

Итерационная формула метода Ньютона запишется в виде:

$$\begin{cases} U^{(k+1)} = U^{(k)} - \Delta U^{(k+1)}; \\ \Delta U^{(k+1)} = \left[ \frac{\partial W_i}{\partial U_j} \right]_{U^k}^{-1} \cdot [W(U^{(k)})]. \end{cases} \quad (5.3)$$

Для участка электрической сети, который получает питание от 1 сш Новотроицкая (см. рис. 3.2), представленные значения элементов матрицы Якоби

$J = \frac{\partial W_i}{\partial U_j}$  запишутся в виде (узел 7 – балансирующий):

$$J = \begin{pmatrix} 0,474 - 0,642i & -0,474 + 0,642i & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -0,474 + 0,642i & 0,73 - 0,989i & 0 & 0 & -0,256 + 0,347i & 0 \\ 0 & 0 & 0,173 - 0,124i & -0,173 + 0,124i & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -0,173 + 0,124i & 0,429 - 0,471i & -0,256 + 0,347i & 0 \\ 0 & -0,256 + 0,347i & 0 & -0,256 + 0,347i & 0,696 - 0,826i & -0,184 + 0,132i \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -0,184 + 0,132i & 0,782 - 0,943i \end{pmatrix}.$$



$$J = \begin{pmatrix} \frac{S_1}{U_1^2} + Y_{1,1} & Y_{1,2} & Y_{1,3} & Y_{1,4} & Y_{1,5} & Y_{1,6}; \\ Y_{2,1} & \frac{S_2}{U_2^2} + Y_{2,2} & Y_{2,3} & Y_{2,4} & Y_{2,5} & Y_{2,6}; \\ Y_{3,1} & Y_{3,2} & \frac{S_3}{U_3^2} + Y_{3,3} & Y_{3,4} & Y_{3,5} & Y_{3,6}; \\ Y_{4,1} & Y_{4,2} & Y_{4,3} & \frac{S_4}{U_4^2} + Y_{4,4} & Y_{4,5} & Y_{4,6}; \\ Y_{5,1} & Y_{5,2} & Y_{5,3} & Y_{5,4} & \frac{S_5}{U_5^2} + Y_{5,5} & Y_{5,6}; \\ Y_{6,1} & Y_{6,2} & Y_{6,3} & Y_{6,4} & Y_{6,5} & \frac{S_6}{U_6^2} + Y_{6,6}. \end{pmatrix}.$$

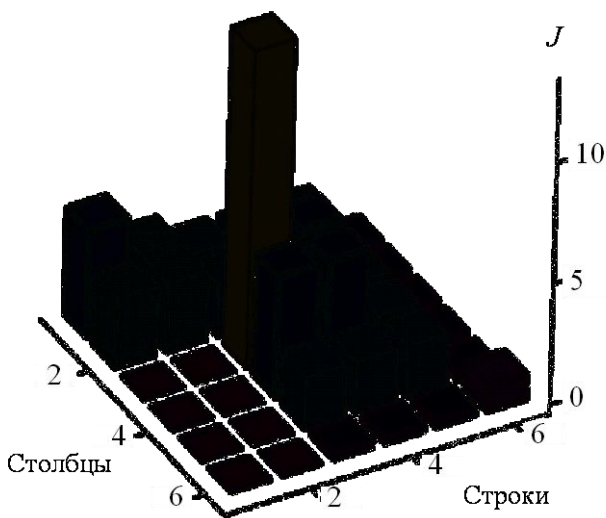


Рис. 5.17. Значения элементов матрицы Якоби в линеаризованном уравнении в декартовой системе координат (1 сш Новотроицкая)

На рис. 5.17 представлены элементы матрицы Якоби в линеаризованном уравнении в декартовой системе координат (1 сш Новотроицкая). Максимальные элементы матрицы Якоби  $J = \frac{\partial W_i}{\partial U_j}$  соответствуют узлу 3 (Красноярка оросительная), который является сенсорным.

Для участка электрической сети, который получает питание от 2 сш Новотроицкая, представленные значения элементов матрицы Якоби запишутся в виде, представленном на стр. 130 (узел 13 – балансирующий).

На рис. 5.18 представлены элементы матрицы Якоби в линеаризованном уравнении в декартовой системе координат (2 сш Новотроицкая). Максимальные элементы матрицы  $J = \frac{\partial W_i}{\partial U_j}$  соответствуют узлам 1 (Аграрная) и 5 (Солнечная долина), которые являются сенсорными.

$$J = \begin{pmatrix} \frac{S_1}{U_1^2} + Y_{1,1} & Y_{1,2} & Y_{1,3} & Y_{1,4} & Y_{1,5} & Y_{1,6} & \dots & Y_{1,12}; \\ Y_{2,1} & \frac{S_2}{U_2^2} + Y_{2,2} & Y_{2,3} & Y_{2,4} & Y_{2,5} & Y_{2,6} & \dots & Y_{2,12}; \\ Y_{3,1} & Y_{3,2} & \frac{S_3}{U_3^2} + Y_{3,3} & Y_{3,4} & Y_{3,5} & Y_{3,6} & \dots & Y_{3,12}; \\ Y_{4,1} & Y_{4,2} & Y_{4,3} & \frac{S_4}{U_4^2} + Y_{4,4} & Y_{4,5} & Y_{4,6} & \dots & Y_{4,12}; \\ Y_{5,1} & Y_{5,2} & Y_{5,3} & Y_{5,4} & \frac{S_5}{U_5^2} + Y_{5,5} & Y_{5,6} & \dots & Y_{5,12}; \\ Y_{6,1} & Y_{6,2} & Y_{6,3} & Y_{6,4} & Y_{6,5} & Y_{6,6} & \frac{S_6}{U_6^2} + Y_{6,6} & Y_{6,12}; \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ Y_{12,1} & Y_{12,2} & Y_{12,3} & Y_{12,4} & Y_{12,5} & Y_{12,6} & \dots & Y_{12,12}. \end{pmatrix}$$

Форма матрицы Якоби с элементами  $J = \partial W_i / \partial U_j$  представлена в декартовых координатах на основе системы алгебраических уравнений.

Определение управляющих воздействий по величине реактивной мощности для стабилизации напряжения выполняется в результате решения оптимизационной задачи (см. разд. 2).

Для выявления сенсорных узлов, параметры режима которых наиболее чувствительны к таким внешним возмущениям, как изменение активных  $\Delta P$  и реактивных  $\Delta Q$  нагрузок, используется линеаризованное уравнение:

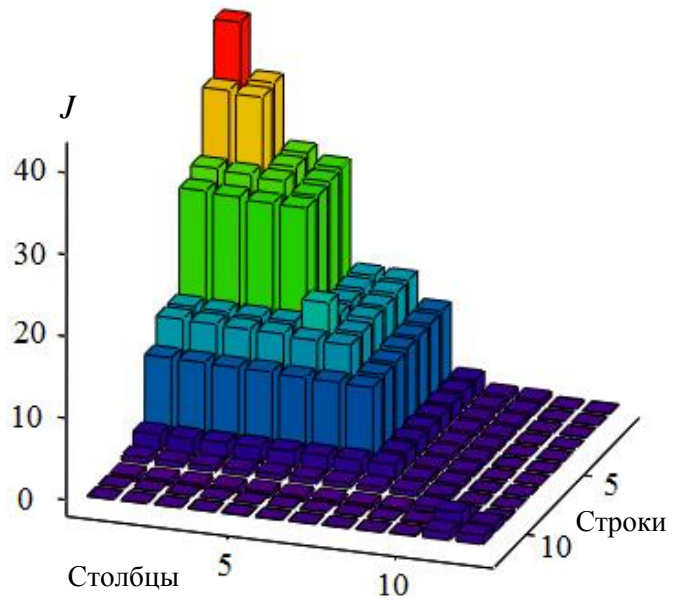


Рис. 5.18. Значения элементов матрицы Якоби в линеаризованном уравнении в декартовой системе координат 2 сш Новотроицкая

$$\begin{pmatrix} \Delta \delta \\ \Delta U \end{pmatrix} = J^{-1} \begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix}, \quad (5.4)$$

где  $\Delta\delta$ ,  $\Delta U$  – изменения фаз и модулей напряжения;  $J$  – матрица Якоби для баланса мощности в полярных координатах, имеющая структуру

$$J = \begin{pmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial U} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial U} \end{pmatrix}. \quad (5.5)$$

Как известно [63], электрическая сеть неоднородна и неравнопрочна. В частности, это проявляется в том, что параметры режима некоторых элементов электрической сети (узлов, связей) в среднем сильнее реагируют на возмущения. Возмущения, прикладываемые в разные места электрической сети, вызывают заметную реакцию одних и тех же параметров режима: при разной локализации возмущений больше всего изменяются модули напряжения в одних и тех узлах, перегружаются по току одни и те же элементы.

На основе выражения (3.11) составляющие матрицы Якоби на примере 12 узлов схемы электрической сети с центром питания 2 сш Новотроицкая запишутся в виде:

$$\begin{aligned} J_{kkP\delta_{k,k}} &:= U_k \cdot \sum_{j=1}^{12} \left[ U_j \cdot (b_{k,j} \cdot \cos(\delta_k - \delta_j) - g_{k,j} \cdot \sin(\delta_k - \delta_j)) \right]; \\ J_{P\delta_{k,j}} &:= (-U)_k \cdot U_j \cdot (b_{k,j} \cdot \cos(\delta_k - \delta_j) - g_{k,j} \cdot \sin(\delta_k - \delta_j)); \\ J_{kkPU_{k,k}} &:= 2 \cdot U_k \cdot g_{k,k} + \sum_{j=1}^{12} \left[ U_j \cdot (g_{k,j} \cdot \cos(\delta_k - \delta_j) + b_{k,j} \cdot \sin(\delta_k - \delta_j)) \right]; \\ J_{PU_{k,j}} &:= U_k \cdot (g_{k,j} \cdot \cos(\delta_k - \delta_j) + b_{k,j} \cdot \sin(\delta_k - \delta_j)); \\ J_{Q\delta_{k,j}} &:= (-U)_k \cdot U_j \cdot (g_{k,j} \cdot \cos(\delta_k - \delta_j) + b_{k,j} \cdot \sin(\delta_k - \delta_j)); \\ J_{kkQ\delta_{k,k}} &:= U_k \cdot \sum_{j=1}^{12} \left[ U_j \cdot (g_{k,j} \cdot \cos(\delta_k - \delta_j) + b_{k,j} \cdot \sin(\delta_k - \delta_j)) \right]; \\ J_{kkQU_{k,k}} &:= 2 \cdot U_k \cdot b_{k,k} - \sum_{j=1}^{12} \left[ U_j \cdot (b_{k,j} \cdot \cos(\delta_k - \delta_j) - g_{k,j} \cdot \sin(\delta_k - \delta_j)) \right]; \\ J_{QU_{k,j}} &:= (-U)_k \cdot (g_{k,j} \cdot \cos(\delta_k - \delta_j) - b_{k,j} \cdot \sin(\delta_k - \delta_j)); \\ \text{Jacoby} &:= \begin{pmatrix} J_{P\delta} & J_{PU} \\ J_{Q\delta} & J_{QU} \end{pmatrix}; \text{Jacoby} = \begin{pmatrix} \{12,12\} & \{12,12\} \\ \{12,12\} & \{12,12\} \end{pmatrix} \end{aligned}$$

[illegible]

$$J_{QU} = \begin{pmatrix} J_{kkQU_{1,1}} & J_{QU_{1,2}} & J_{QU_{1,3}} & J_{QU_{1,4}} & J_{QU_{1,5}} & J_{QU_{1,6}} & J_{QU_{1,7}} & J_{QU_{1,8}} & J_{QU_{1,9}} & J_{QU_{1,10}} & J_{QU_{1,11}} & J_{QU_{1,12}} \\ J_{QU_{2,1}} & J_{kkQU_{2,2}} & J_{QU_{2,3}} & J_{QU_{2,4}} & J_{QU_{2,5}} & J_{QU_{2,6}} & J_{QU_{2,7}} & J_{QU_{2,8}} & J_{QU_{2,9}} & J_{QU_{2,10}} & J_{QU_{2,11}} & J_{QU_{2,12}} \\ J_{QU_{3,1}} & J_{QU_{3,2}} & J_{kkQU_{3,3}} & J_{QU_{3,4}} & J_{QU_{3,5}} & J_{QU_{3,6}} & J_{QU_{3,7}} & J_{QU_{3,8}} & J_{QU_{3,9}} & J_{QU_{3,10}} & J_{QU_{3,11}} & J_{QU_{3,12}} \\ J_{QU_{4,1}} & J_{QU_{4,2}} & J_{QU_{4,3}} & J_{kkQU_{4,4}} & J_{QU_{4,5}} & J_{QU_{4,6}} & J_{QU_{4,7}} & J_{QU_{4,8}} & J_{QU_{4,9}} & J_{QU_{4,10}} & J_{QU_{4,11}} & J_{QU_{4,12}} \\ J_{QU_{5,1}} & J_{QU_{5,2}} & J_{QU_{5,3}} & J_{QU_{5,4}} & J_{kkQU_{5,5}} & J_{QU_{5,6}} & J_{QU_{5,7}} & J_{QU_{5,8}} & J_{QU_{5,9}} & J_{QU_{5,10}} & J_{QU_{5,11}} & J_{QU_{5,12}} \\ J_{QU_{6,1}} & J_{QU_{6,2}} & J_{QU_{6,3}} & J_{QU_{6,4}} & J_{QU_{6,5}} & J_{kkQU_{6,6}} & J_{QU_{6,7}} & J_{QU_{6,8}} & J_{QU_{6,9}} & J_{QU_{6,10}} & J_{QU_{6,11}} & J_{QU_{6,12}} \\ J_{QU_{7,1}} & J_{QU_{7,2}} & J_{QU_{7,3}} & J_{QU_{7,4}} & J_{QU_{7,5}} & J_{QU_{7,6}} & J_{kkQU_{7,7}} & J_{QU_{7,8}} & J_{QU_{7,9}} & J_{QU_{7,10}} & J_{QU_{7,11}} & J_{QU_{7,12}} \\ J_{QU_{8,1}} & J_{QU_{8,2}} & J_{QU_{8,3}} & J_{QU_{8,4}} & J_{QU_{8,5}} & J_{QU_{8,6}} & J_{QU_{8,7}} & J_{kkQU_{8,8}} & J_{QU_{8,9}} & J_{QU_{8,10}} & J_{QU_{8,11}} & J_{QU_{8,12}} \\ J_{QU_{9,1}} & J_{QU_{9,2}} & J_{QU_{9,3}} & J_{QU_{9,4}} & J_{QU_{9,5}} & J_{QU_{9,6}} & J_{QU_{9,7}} & J_{QU_{9,8}} & J_{kkQU_{9,9}} & J_{QU_{9,10}} & J_{QU_{9,11}} & J_{QU_{9,12}} \\ J_{QU_{10,1}} & J_{QU_{10,2}} & J_{QU_{10,3}} & J_{QU_{10,4}} & J_{QU_{10,5}} & J_{QU_{10,6}} & J_{QU_{10,7}} & J_{QU_{10,8}} & J_{QU_{10,9}} & J_{kkQU_{10,10}} & J_{QU_{10,11}} & J_{QU_{10,12}} \\ J_{QU_{11,1}} & J_{QU_{11,2}} & J_{QU_{11,3}} & J_{QU_{11,4}} & J_{QU_{11,5}} & J_{QU_{11,6}} & J_{QU_{11,7}} & J_{QU_{11,8}} & J_{QU_{11,9}} & J_{QU_{11,10}} & J_{kkQU_{11,11}} & J_{QU_{11,12}} \\ J_{QU_{12,1}} & J_{QU_{12,2}} & J_{QU_{12,3}} & J_{QU_{12,4}} & J_{QU_{12,5}} & J_{QU_{12,6}} & J_{QU_{12,7}} & J_{QU_{12,8}} & J_{QU_{12,9}} & J_{QU_{12,10}} & J_{QU_{12,11}} & J_{kkQU_{12,12}} \end{pmatrix}.$$

Результаты расчетов частных производных небалансов по выражению (5.4) представлены на рис. 5.19, 5.20 (диагональные элементы).

Максимальные значения чувствительности напряжений в узлах исследуемой схемы 1 сш Новотроицкая (см. рис. 5.19) к изменению активной и реактивной мощности соответствуют узлу 3 (Красноярка оросительная), который является сенсорным.

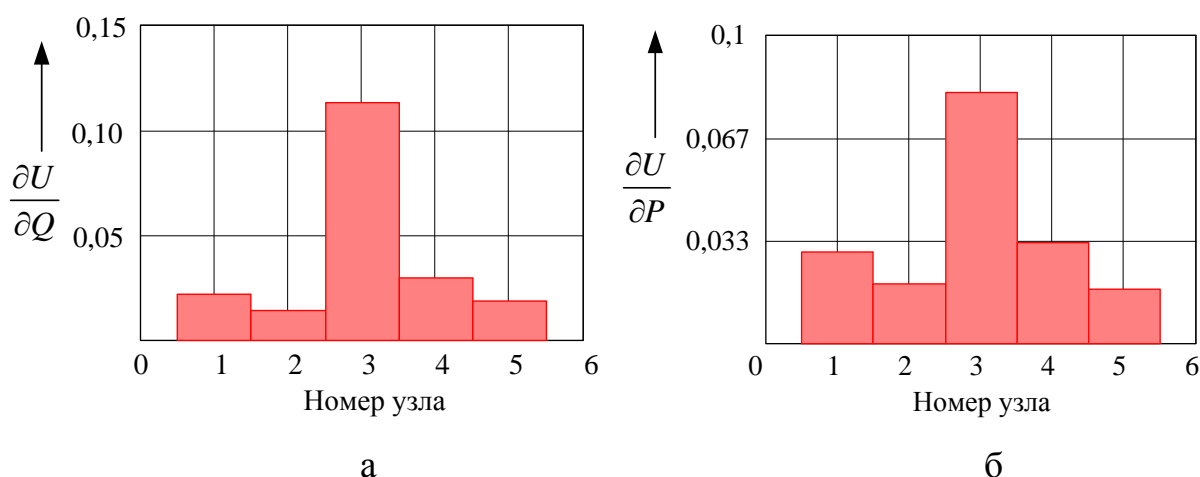


Рис. 5.19. Визуализация матрицы чувствительности (диагональных элементов обратного Якобиана) 1 сш Новотроицкая

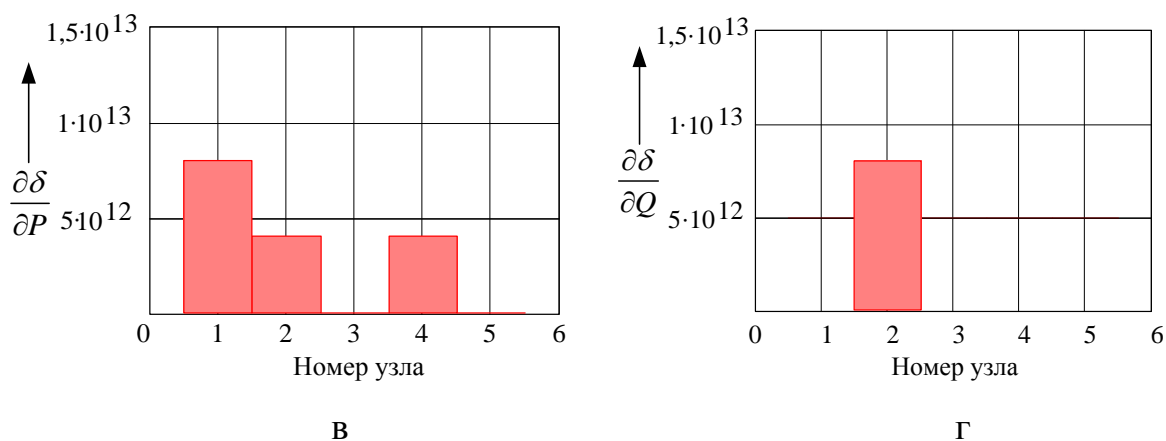


Рис. 5.19, лист 2

Максимальные значения чувствительности напряжения в узлах исследуемой схемы 2 сш Новотроицкая (см. рис. 5.20) к изменению активной мощности соответствуют узлу 1 (Аграрная), к изменению реактивной мощности – узлу 5 (Солнечная долина), которые являются сенсорными.

Анализ потоков мощности и потерь активной и реактивной мощности по линиям свидетельствует о неоднородности электрической сети. Например, при протекании по линиям 5 и 6, питаемым от 2 сш Новотроицкая, одинаковой мощности нагрузки разница в потерях мощности достигает трех раз (рис. 5.21).

Наибольшие значения потерь активной и реактивной мощности в линиях, питаемых от 1 сш Новотроицкая (рис. 5.22), отмечены по линиям 4, 7, 10.

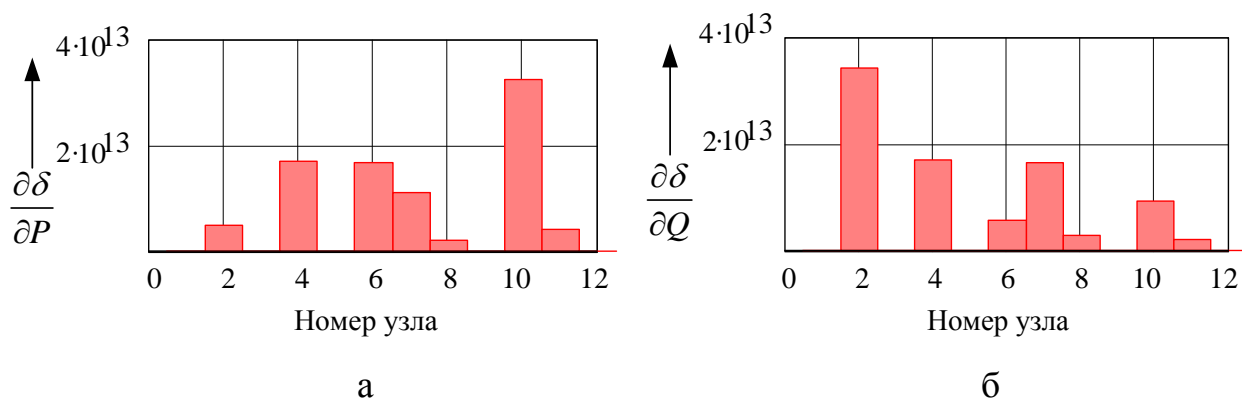
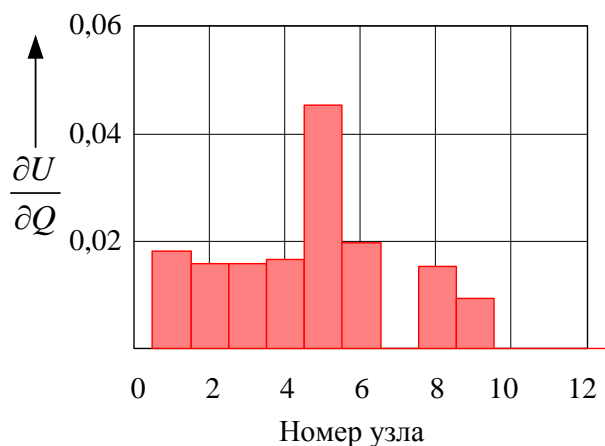
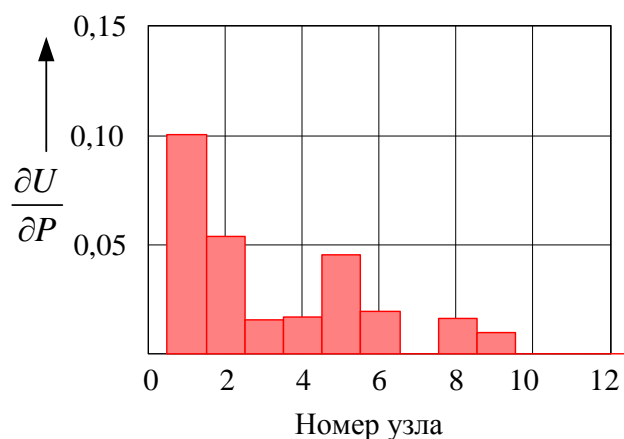


Рис. 5.20. Визуализация матрицы чувствительности (диагональных элементов обратного Якобиана) 2 сш Новотроицкая

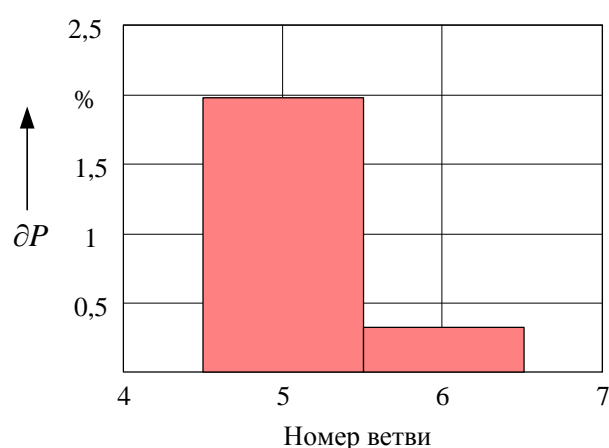


В

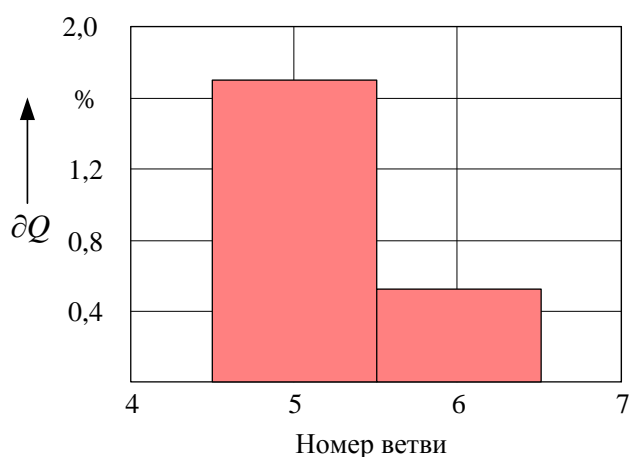


Г

Рис. 5.20, лист 2



а



б

Рис. 5.21. Потери активной и реактивной мощности в линиях, питаемых от 1 сш Новотроицкая

В соответствии с общепринятыми подходами [45] сенсорными в электрической сети могут быть

ветвь, если изменение ее сопротивления позволяет существенно уменьшить показатели сенсорности;

узел, если поддержание напряжения в нем за счет источника реактивной мощности и (или) включение шунтирующего сопротивления приводит к тем же эффектам;

сечение, если одновременное изменение сопротивлений входящих в него ветвей приводит к тем же эффектам.

Сенсорные узлы являются наиболее «слабыми» местами электрической сети. Таким образом, сенсорный анализ показал, какие именно узлы оказывают наибольшее влияние при изменении активной и реактивной мощности в них на изменение напряжения во всех узлах электрической сети.

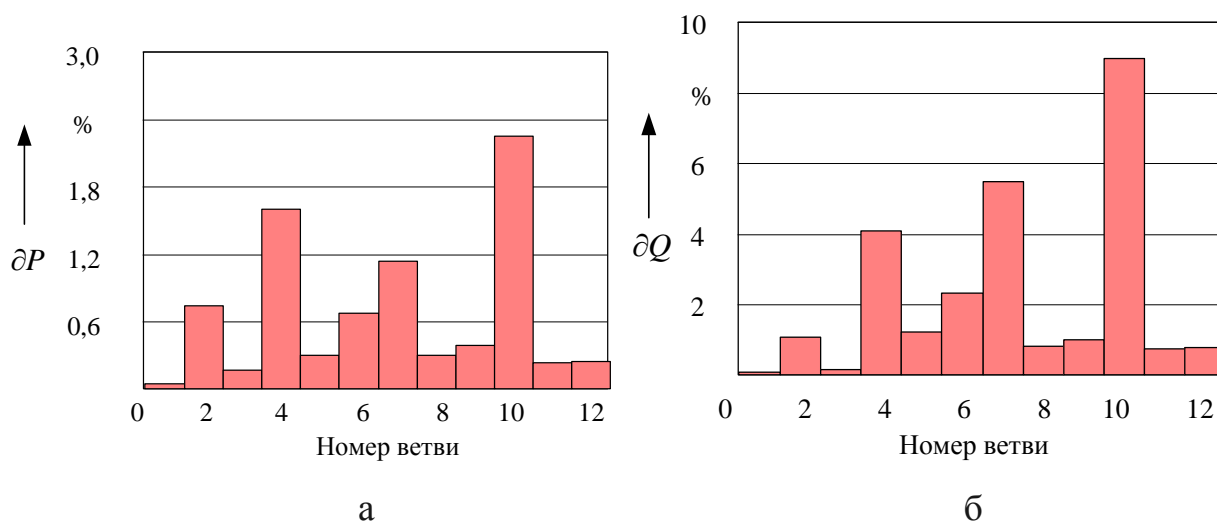


Рис. 5.22. Потери активной и реактивной мощности в линиях, питаемых от 2 сш Новотроицкая

Ранжирование элементов электрической сети по уровню сенсорности позволяет оценить границы влияния линейных и централизованного регуляторов на режим напряжения и определить линии, ограничивающие пропускную способность.

Кроме этого сенсорный анализ позволяет определить величину управляющих воздействий по активной и реактивной мощности (после решения оптимизационной задачи) на узлы электрической сети (из выражения (5.5)) на основе уравнений:

$$\begin{cases} \Delta P = (J_{PU} - J_{P\delta} J_{Q\delta}^{-1} J_{QU}) \Delta U; \\ \Delta Q = (J_{QU} - J_{Q\delta} J_{P\delta}^{-1} J_{QU}) \Delta U. \end{cases} \quad (5.6)$$

Эффективными мероприятиями по повышению пропускной способности электрической сети являются увеличение проводимости ветвей, примыкающих к сенсорным узлам, введение шунтов и изменение топологии.



Как показали представленные выше исследования, сенсорность ветви определяется не только топологией схемы сети, но и параметрами текущего режима.

Кроме оценок потерь мощности в линиях (ветвях) рассматриваемого участка сети информативными параметрами являются загрузка линий по передаваемой полной мощности (току) и плотность тока.

В табл. 5.3 представлены расчетные значения загрузки линий по току (по данным измерений в режиме максимальных нагрузок) по участкам электрической сети 1 и 2 сш Новотроицкая.

Таблица 5.3

Расчетные значения загрузки линий по току

Наименование линий (по схеме)	Сечение линии, мм <sup>2</sup>	Расчетный полный ток, А	Номинальный ток линии, А*	Загрузка линии по току, %
3 от 1 сш	95	0,46	240,0	0,19
4 от 1 сш	50	0,47	125,0	0,38
5 от 1 сш	50	104,85	125,0	83,88
6 от 1 сш	95	104,84	240,0	43,68
1 от 2 сш	95	31,91	240,0	13,30
2 от 2 сш	70	31,90	180,0	17,72
3 от 2 сш	70	48,62	180,0	27,01
4 от 2 сш	70	48,60	180,0	27,00
5 от 2 сш	70	37,99	180,0	21,11
6 от 2 сш	70	86,07	180,0	47,82
7 от 2 сш	95	86,05	240,0	35,85
8 от 2 сш	70	86,04	180,0	47,8
9 от 2 сш	70	111,27	180,0	61,82
10 от 2 сш	95	111,26	240,0	46,36
11 от 2 сш	95	111,24	240,0	46,35
12 от 2 сш	95	111,22	240,0	46,34

\*Номинальный ток линии соответствует экономической плотности тока согласно ПУЭ и не равен номинальному току трансформатора по рассматриваемому присоединению.

Таким образом, анализ диагональных элементов матрицы проводимости участков электрической сети 35 кВ, питаемых от 1 сш, 2 сш Новотроицкая, показал, что сенсорными являются узлы 3 (Красноярка) и 4 (Красноярка оросительная), 1 (Аграрная) и 5 (Солнечная долина) соответственно. Именно за счет изменения инъекций реактивной мощности этих узлов целесообразно осу-

ществлять управление транспортом и распределением электроэнергии в электрической сети.

Сенсорные узлы электрической сети (изменение активной и реактивной мощности в них оказывает наибольшее влияние на изменение напряжения во всех узлах электрической сети) можно определить также через элементы матрицы Якоби.

Максимальные элементы матрицы Якоби в декартовых координатах  $J = \frac{\partial W_i}{\partial U_j}$  соответствуют узлам 3 (Красноярка оросительная), 1 (Аграрная) и 5 (Солнечная долина), которые является сенсорным.

Анализ диагональных элементов обратного Якобиана в полярной системе координат показал, что максимальные значения чувствительности напряжений в узлах исследуемой схемы 1 сш Новотроицкая к изменению активной и реактивной мощности соответствуют узлу 3 (Красноярка оросительная); максимальные значения чувствительности напряжений в узлах исследуемой схемы 2 сш Новотроицкая к изменению активной мощности соответствуют узлу 1 (Аграрная), к изменению реактивной мощности – узлу 5 (Солнечная долина).

Анализ потоков мощности и потерь активной и реактивной мощности по линиям свидетельствует о неоднородности электрической сети. Наибольших значений процент потерь активной и реактивной мощности в линиях достигает по линиям 4, 5, 7, 10.

В нормальном режиме перегрузочная способность линий рассматриваемых участков электрической сети от 1 и 2 сш Новотроицкая не превышает установленных значений. Резерв в технологическом оборудовании рассматриваемых участков электрической сети не обеспечивается в ремонтных и послеаварийных режимах по линиям 5 и 9.

Послеаварийный режим в период наибольших нагрузок подстанций приводит к наибольшему снижению напряжений на шинах высшего напряжения подстанций. В качестве послеаварийного режима рассматривается режим, соответствующий отключению одной из линий сети. Выбор отключаемой линии выполняется в каждом конкретном случае индивидуально. Чаще всего это может быть наиболее загруженная линия части сети, отключение которой приводит к значительному перераспределению потоков мощности. Совпадение аварийных отключений двух и более взаиморезервирующих линий не рассматривается как маловероятное [42].

Расчетным в данном случае является режим сети, который соответствует частично восстановленной схеме сети при отключенном состоянии только поврежденного элемента (с учетом выбранных схем подстанций).

Анализ режимов осуществляется по напряжению, по пропускной способности сети, по перетокам реактивной мощности, по потерям мощности в сети. Проверка по напряжению осуществляется по его соответствию максимально и минимально допустимым значениям напряжения, выполнению закона встречного регулирования. Анализ по пропускной способности сети проводится путем проверки сечений в послеаварийном режиме, расчета нагрузочной плотности тока и ее анализа.

По результатам зимнего контрольного замера определяется фактическая послеаварийная загрузка оборудования на подстанции.

В случае превышения послеаварийной нагрузки оставшегося в работе оборудования подстанции над максимально допустимой нагрузкой и невозможности разгрузки центра питания путем перевода части нагрузки на другие подстанции такой центр питания является имеющим внутренние ограничения на технологические присоединения до выполнения соответствующих мероприятий (в том числе по реконструкции или новому строительству) для ликвидации перегрузов оборудования в послеаварийном режиме.

При анализе возможностей стабилизации режима электрической сети по напряжению рассмотрен следующий послеаварийный режим: отключение трансформатора 1Т (2Т) подстанции Новотроицкая с отключением линии 58Ц Новотроицкая – Красноярка 35 кВ, с переводом ее нагрузки на трансформатор 2Т (1Т) подстанции Новотроицкая через линию 34 Ц (рис. 5.23).

При отключении трехобмоточного трансформатора 1Т (2Т) мощностью 10 МВ·А (16 МВ·А) подстанции Новотроицкая с отключением линии 58Ц Новотроицкая – Красноярка 35 кВ и переводом ее нагрузки на один трансформатор уровень напряжения на шинах 35 кВ подстанции Аграрная уменьшается настолько, что поддержание заданного уровня напряжения при использовании только РПН на этой подстанции невозможно. Напряжение в центре питания при этом требуется повышать до 38,4 кВ из-за отсутствия работающих линейных регуляторов реактивной мощности (табл. 5.4).

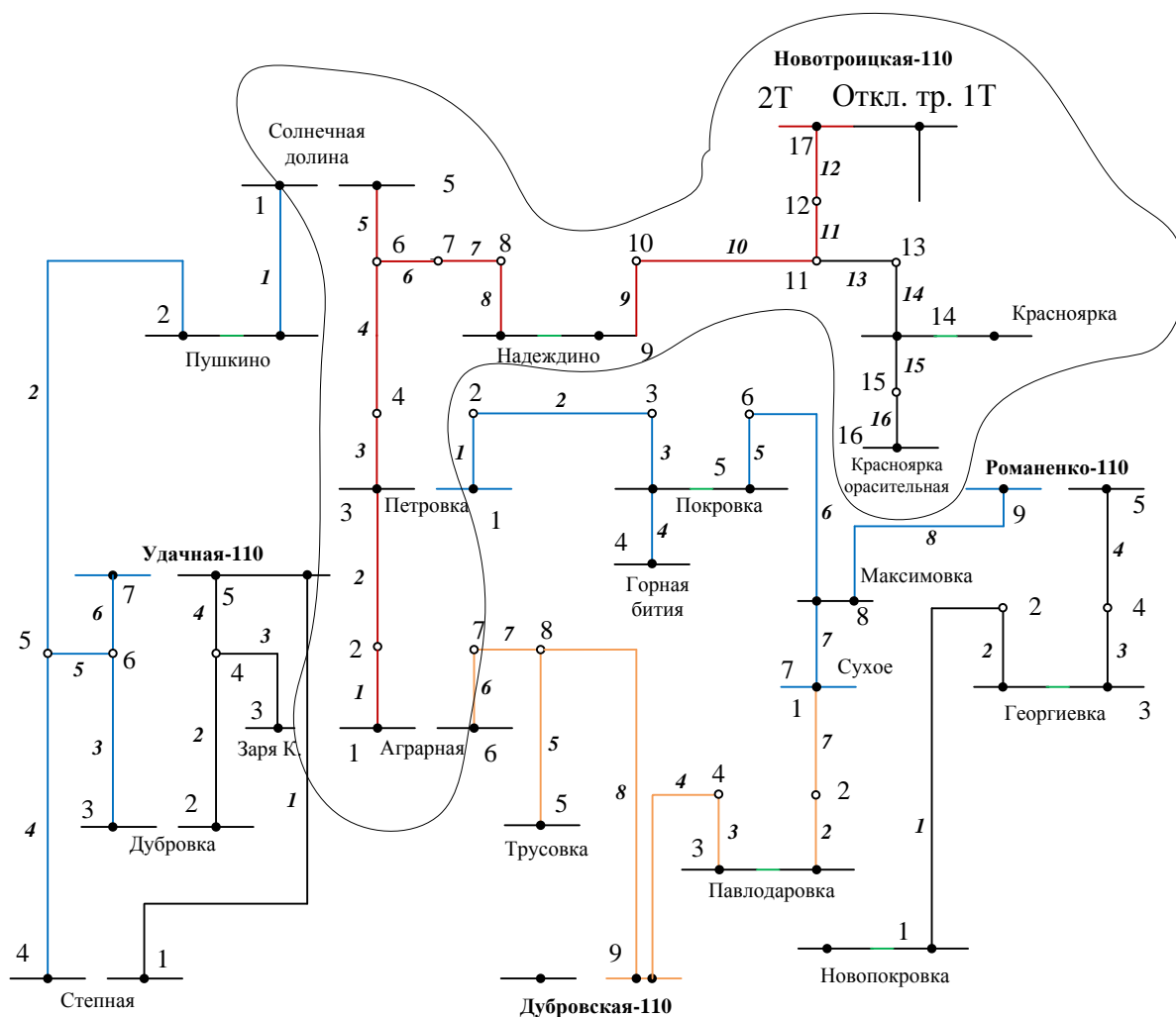


Рис. 5.23. Электрическая схема в послеаварийном режиме: отключение трансформатора 1Т (2Т) подстанции Новотроицкая с переводом подключенной мощности к трансформатору 2Т (1Т)

Таблица 5.4

Расчетные значения напряжения и падения напряжения в режиме максимальной нагрузки послеаварийного режима

Номер узла по схеме	1	2	3	4	5	6	7	8
Напряжение, кВ	35,089	35,126	35,394	35,494	35,942	36,047	36,298	36,76
Падение напряжения, %	<b>8,623</b>	8,527	7,829	7,671	6,402	6,128	5,474	4,272

Номер узла по схеме	9	10	11	12	13	14	15	16
Напряжение, кВ	36,872	37,02	37,976	38,182	37,784	37,428	37,426	37,423
Падение напряжения, %	3,98	3,594	1,103	0,568	1,605	2,532	2,535	2,544

На рис. 5.24 для участка электрической сети, который получает питание от 2 сш Новотроицкая, представлены значения элементов матрицы узловых сопротивлений  $Z$  ( $Z = J^{-1}$ ) с учетом емкостных проводимостей поперечных ветвей.

Из рис. 5.24 следует, что максимальные элементы матрицы  $Z$  (диагональные элементы) соответствуют узлам 1 (Аграрная) и 3 (Петровка), которые являются сенсорными.

В табл. 5.5 представлены расчетные значения загрузки линий по току (в режиме максимальных нагрузок) по участкам электрической сети 2 сш Новотроицкая для рассматриваемого режима.

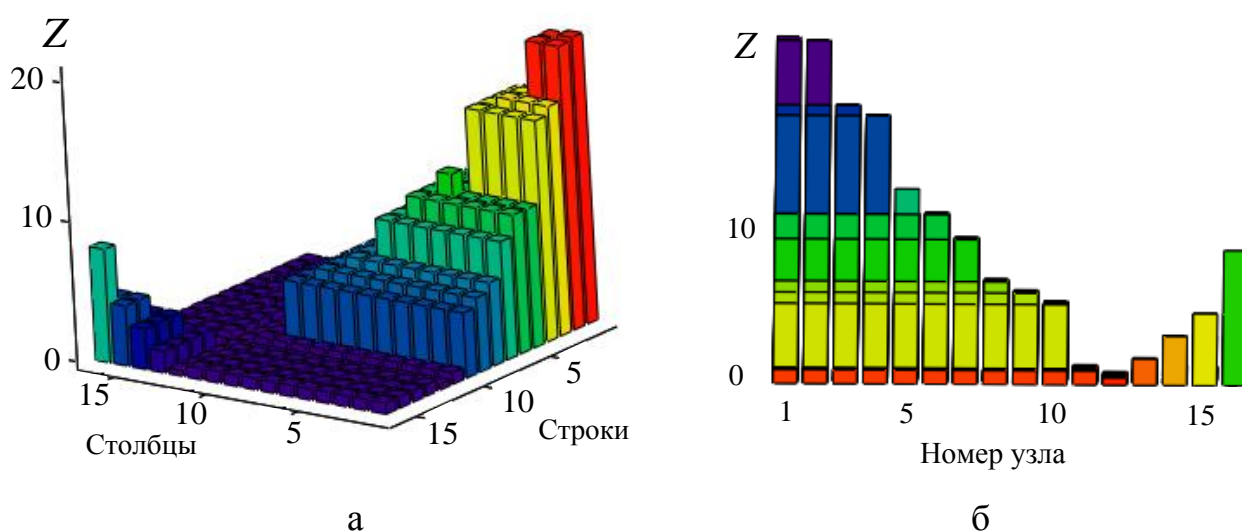


Рис. 5.24. Значения элементов матрицы узловых сопротивлений

Загрузка трансформатора 2Т подстанции Новотроицкая по току в рассматриваемом режиме составит 99,71 %, а если в работе оставить трансформатор 1Т, то его загрузка по току составит 159 %, что недопустимо. В нормальном режиме максимальная загрузка трансформатора 1Т составляет 60,9 % (35 кВ), 20, 3% (10 кВ), 74,9 % (110 кВ), 2Т – 47,2 % (35 кВ), 10, 7% (10 кВ), 53,0 % (110 кВ).

Таким образом, для повышения надежности электроснабжения потребителей от подстанции Новотроицкая, для ликвидации перегрузки оборудования в послеаварийном режиме требуется реализовать мероприятия, связанные с разгрузкой центра питания путем перевода части нагрузки на другие подстанции (при возможности) и с усилением «сенсорных мест» электрической сети. Все эти мероприятия должны быть осуществимы при оперативном управлении системой электроснабжения.

Таблица 5.5

## Расчетные значения загрузки линий по току

Наименование линий (по схеме)	Сечение линии, мм <sup>2</sup>	Расчетный полный ток, А	Номинальный ток линии, А*	Загрузка ли- нии по току, %
1	95	29,722	240,0	12,38
2	70	29,697	180,0	16,50
3	70	45,293	180,0	25,16
4	70	45,275	180,0	25,15
5	70	35,504	180,0	19,72
6	70	80,296	180,0	44,61
7	95	80,282	240,0	33,45
8	70	80,267	180,0	44,59
9	70	103,924	180,0	57,74
10	95	103,906	240,0	43,29
11	95	202,922	240,0	84,55
12	95	202,899	240,0	84,54
13	95	99,493	240,0	41,46
14	50	99,519	125,0	79,62
15	50	0,418	125,0	0,33
16	95	0,437	240,0	0,18

\*Номинальный ток линии соответствует экономической плотности тока согласно ПУЭ и не равен номинальному току трансформатора по рассматриваемому присоединению.

Расчетные перетоки мощности и потери активной мощности по результатам моделирования (рис. 5.27) представлены в табл. 5.6 и на рис. 5.25, 5.26.

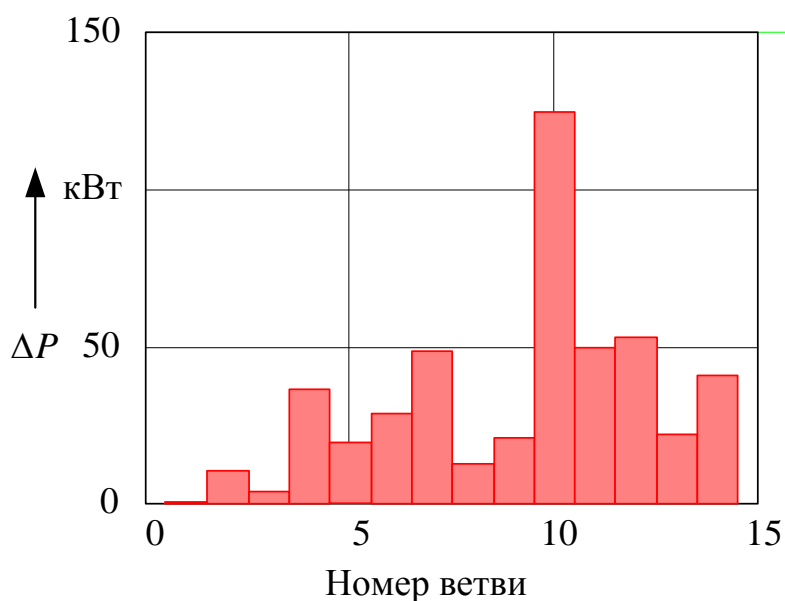


Рис. 5.25. Расчетные потери активной мощности по линиям рассматриваемой схемы электрической сети

Таблица 5.6

Расчетные перетоки мощности по линиям рассматриваемой схемы  
электрической сети

Наименование линий (по схеме)	Сечение линии, мм <sup>2</sup>	Расчетный полный ток, А	Мощность, МВ·А	Потери активной мощности, кВт
1	95	29,722	1,6+i·0,84	0,557
2	70	29,697	1,601+i·0,84	10,268
3	70	45,293	2,611+i·0,947	3,705
4	70	45,275	2,615+i·0,947	36,226
5	70	35,504	2,19+i·0,3	17,744
6	70	80,296	4,846+i·0,284	28,55
7	95	80,282	4,875+i·1,309	48,522
8	70	80,267	4,924+i·1,372	12,622
9	70	103,924	6,306+i·2,071	21,158
10	95	103,906	6,327+i·2,088	124,506
11	95	202,922	12,291+i·5,207	49,783
12	95	202,899	12,341+i·5,271	52,736
13	95	99,493	5,817+i·2,927	22,094
14	50	99,519	5,776+i·2,876	40,884
15	50	0,418	0,026+i·0,094	0,0072
16	95	0,437	0,026+i·0,013	0,0022

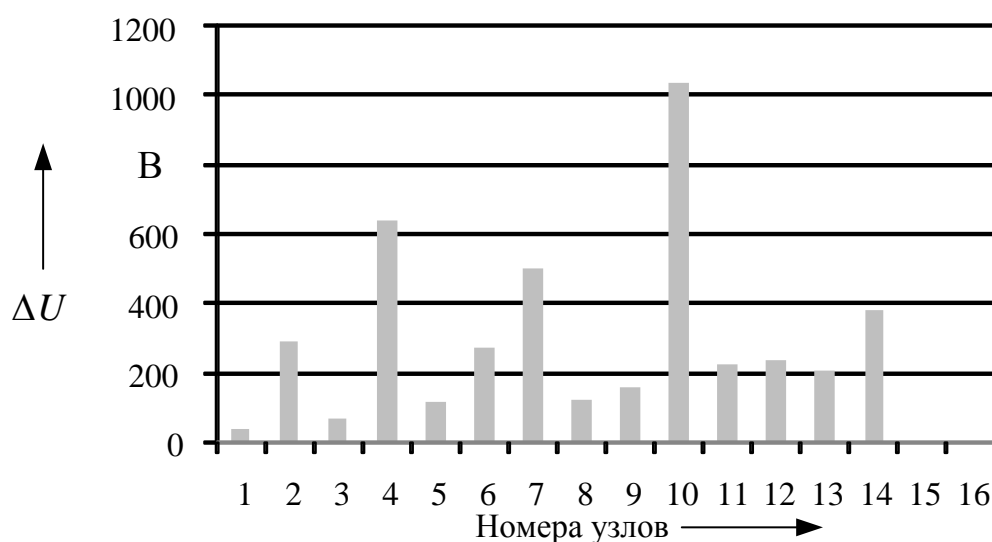


Рис. 5.26. Падение напряжения в линиях рассматриваемого участка электрической сети

Как следует из данных табл. 5.5 и рис. 5.26, наибольшие потери активной мощности возникают в протяженной (12,4 км) линии 10 на рис. 5.23.

Перетоки реактивной мощности по линиям не превышают значений, обуславливающих рекомендуемые величины коэффициента мощности для электрических сетей 35 кВ ( $\text{tg}\varphi = 0,49$ ).

Как известно, схемы электрических сетей по своей топологии и параметрам должны обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять передачу мощности в различных режимах, в том числе ремонтных и послеаварийных. Остановимся подробнее на ремонтном режиме.

Как установлено ранее в результате сенсорного анализа рассматриваемого участка электрической сети 35 кВ, наиболее сенсорными узлами являются: по реактивной мощности – 5 (Солнечная долина), по активной мощности – 1 (Аграрная). Наиболее «слабые» ветви по потерям напряжения и мощности (см. рис. 3.10, 3.12 – 3.15): 10 (80-12 34Ц протяженностью 12,4 км АС 95), 3+4 (123-1Т Петровка 35 Ц протяженностью 1,7+13,7 км АС 70), 7 (12-56 35Ц протяженностью 8,1 км АС-95).

Кроме этого ранее указывалось на то, что по условиям допустимого нагрева перегрузки линий 35 кВ в рассматриваемом режиме не наблюдается. Однако при этом в случае отключения трехобмоточного трансформатора 110/35/10 2Т мощностью 16 МВ·А с перераспределением всей нагрузки на другой трансформатор 1Т последний будет перегружен на 159 %, что недопустимо.

К основным техническим решениям, направленным на обеспечение пропускной способности лимитирующих участков рассматриваемой электрической сети, качества электроэнергии в послеаварийных и ремонтных режимах за счет организации оперативного управления транспортом и распределением электроэнергии можно отнести следующие:

- увеличение проводимости узлов за счет примыкающих ветвей и установки «шунтов» (генерации активной и реактивной мощности);

- увеличение проводимости ветвей для повышения их пропускной способности, снижения падений напряжений в них и снижения неоднородности;

- изменение схем питания для перераспределения нагрузки между подстанциями.





Для сравнительной оценки эффективности мультиагентного и централизованного регулирования напряжения в рассматриваемом энергорайоне электрической сети выполним имитационное моделирование участка электрической сети при условиях:

- 1) исходная схема нормального и послеаварийного режимов;
- 2) в работе локальные регуляторы (компенсирующие устройства) и (или) регулятор РПН в центре питания 110 кВ.

Результаты экспериментальных данных и моделирования исходного нормального и послеаварийного режимов представлены в табл. 5.3 – 5.6 и на рис. 5.15 – 5.27.

Для повышения пропускной способности и стабилизации напряжения за счет оперативного управления локальными регуляторами в конкретный момент времени по указанным ранее алгоритмам были определены оптимальные управляющие воздействия для линейных регуляторов – источников реактивной мощности в узлах 3 и 5 при условии задания одинаковой «стоимости» выработки реактивной мощности указанными устройствами (рис. 5.28).

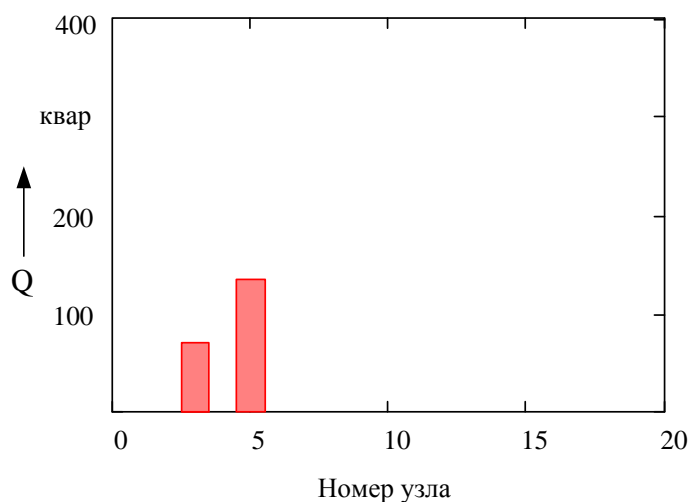
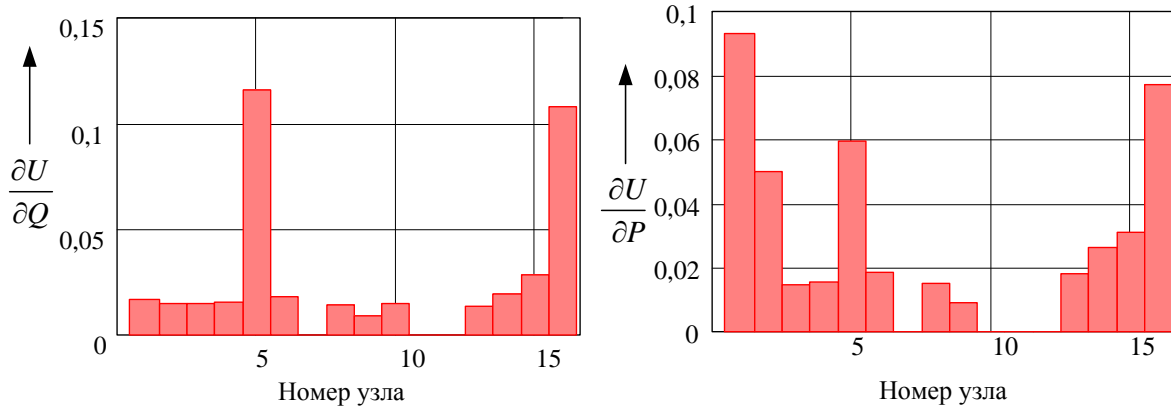
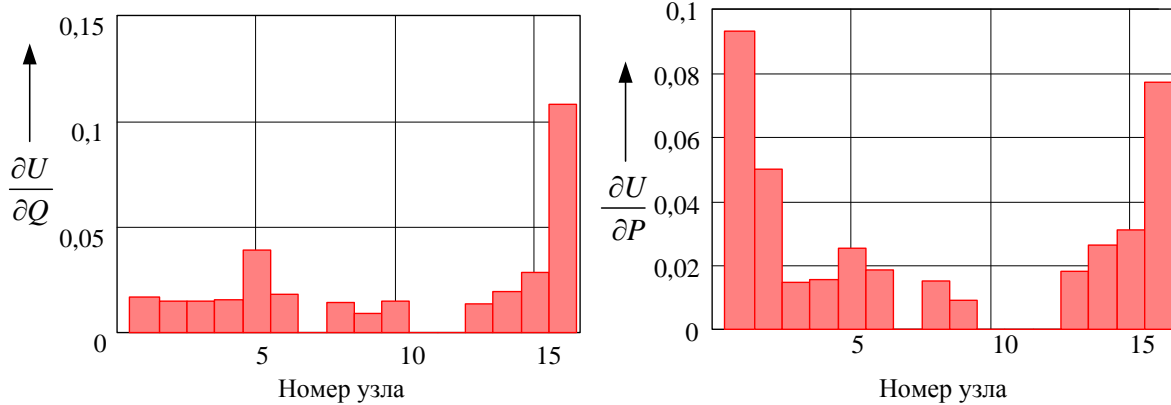


Рис. 5.28. Управляющие воздействия источников реактивной мощности

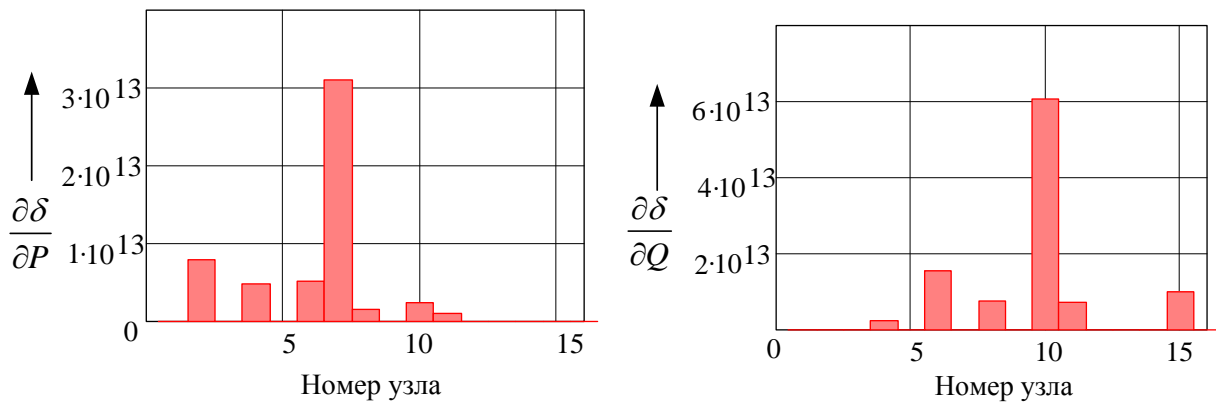
Матрицы чувствительности (диагональных элементов обратного Якобиана) до (а) и после (б) увеличения проводимости узлов (за счет генерации реактивной мощности) для 2 сш Новотроицкая (послеаварийный режим) представлены на рис. 5.29.



а



б



в

Рис. 5.29. Визуализация матрицы чувствительности (диагональных элементов обратного Якобиана) до (а, в) и после (б, г) увеличения проводимости узлов

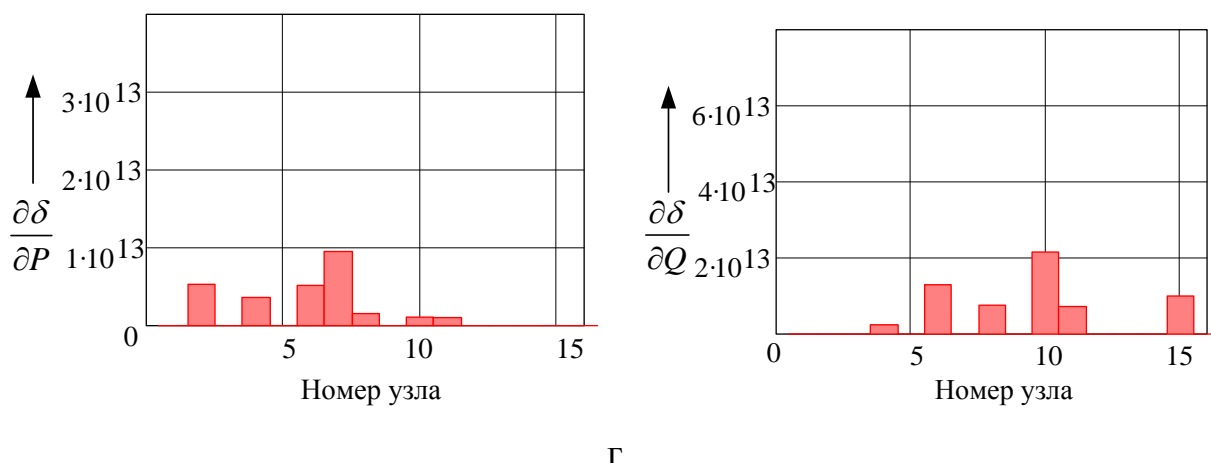


Рис. 5.29, лист 2

Моделирование участка электрической сети с центром питания 2 сш Новотроицкая-110 выполнено в Matlab Simulink (рис. 5.30).

Как следует из рис. 5.29, чувствительность узлов существенно зависит не только от топологии электрической сети, но и от параметров режима и величины генерации реактивной мощности в узлах, которая в процессе управления изменяется.

Таким образом, при реализации двухступенчатого управления: 1-я ступень – локальное регулирование, 2-я ступень – централизованное в центре питания с помощью регулятора РПН.

Необходимо учитывать то, что эффективность работы регулятора РПН будет зависеть от работы локальных регуляторов, и рассматривать централизованное регулирование независимо от локального, без учета их взаимосвязи и взаимовлияния недопустимо.

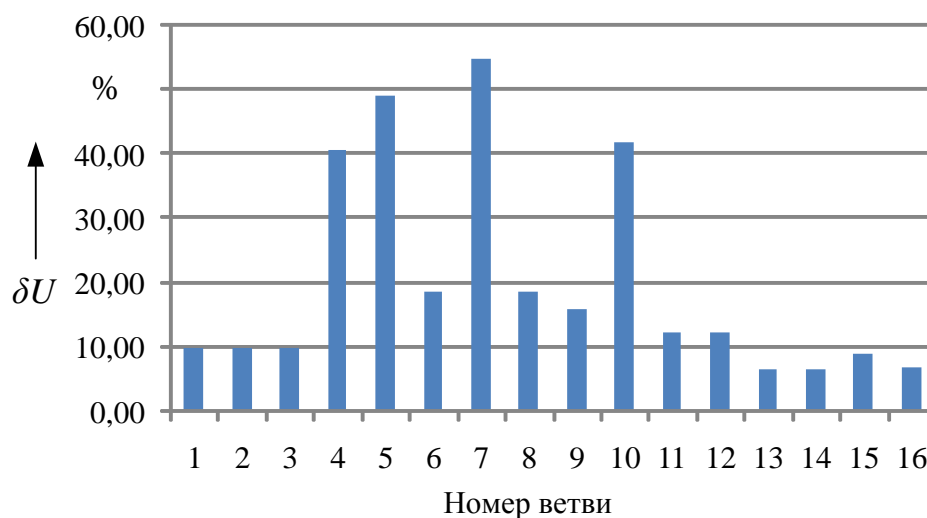
Для стабилизации напряжения на шинах удаленной подстанции задействованы устройства компенсации реактивной мощности и регулятор РПН в центре питания, так как локальных средств недостаточно.

Использование согласованного регулирования напряжения локальными регуляторами с РПН в центре питания позволяет не только повысить качество напряжения, но и снизить потери электроэнергии в сети.

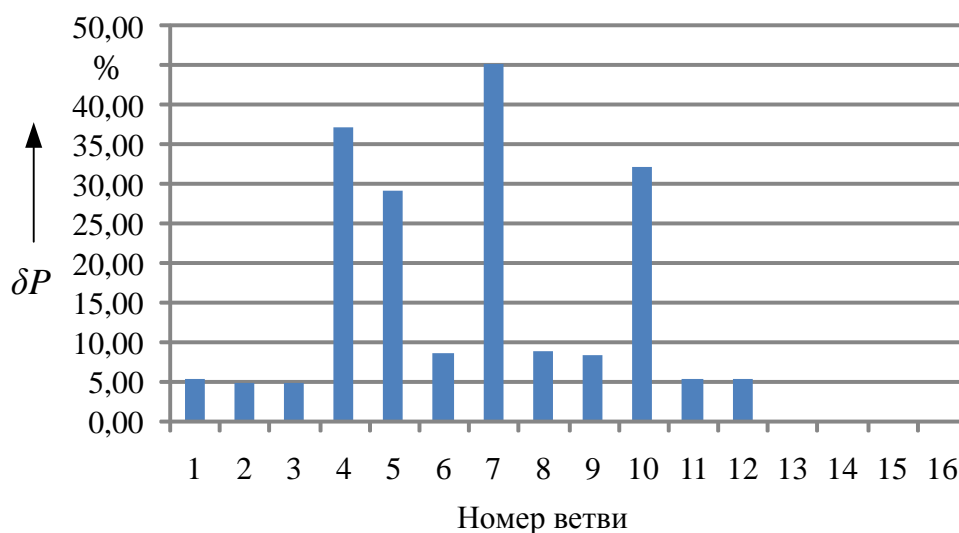


Рис. 5.30. Моделирование участка электрической сети с центром питания 2 сш Новотроицкая-110

На рис. 5.31 представлено снижение падения напряжений в линиях и потерь мощности в них после указанных (см. рис. 5.28) инъекций в узлах 3 и 5 рассматриваемого участка электрической сети.



а



б

Рис. 5.31. Снижение падения напряжения в линиях и потерь мощности в них

В табл. 5.7 и на рис. 5.32, 5.33 приведены результаты моделирования (см. рис. 5.30) параметров нормального и послеаварийного режимов рассматриваемого участка электрической сети.

Современные КУ оборудованы локальными контроллерами, способными обеспечивать заданный уровень напряжения в точке подключения к электрической сети, однако использование скоординированного управления несколькими

КУ позволяет выполнять это, учитывая необходимый уровень напряжения в прилегающей зоне. Координация заключается в данном случае в получении управляющих воздействий не только на основе глобального критерия управления, но и с учетом приоритета стоящих перед локальными регуляторами частных задач и непредсказуемых ситуаций (например, отказ от участия в управлении) в каждый момент времени.

Таблица 5.7

Результаты моделирования нормального и послеаварийного режимов

Номер узла	Мультиагентное управление (1)		Централизованное управление РПН (2)		Без управления (3)	
	Напряжение, кВ					
	норм.	послеав.	норм.	послеав.	норм.	послеав.
1	35,11	35,09	34,51	33,21	33,45	32,45
2	35,31	35,13	34,54	33,27	33,47	32,78
3	35,47	35,39	34,74	33,80	33,67	33,14
4	35,72	35,49	34,80	33,86	33,72	33,15
5	36,24	35,94	35,36	34,23	34,22	33,89
6	35,86	36,05	34,91	34,10	37,43	33,96
7	36,92	36,30	35,64	34,12	34,44	34,06
8	36,82	36,76	36,18	35,60	34,82	34,12
9	36,96	36,87	36,30	35,80	34,92	34,84
10	37,04	37,02	36,47	35,90	35,05	34,89
11	37,61	37,98	37,56	36,78	35,83	35,40
12	37,69	38,18	37,68	37,0	35,91	35,65
13	37,80	37,78	37,80	37,80	36,00	35,70
14	—	37,43	—	37,65	—	35,40
15	—	37,43	—	37,64	—	35,39
16	—	37,42	—	37,20	—	35,38

Результаты многократного имитационного моделирования для мгновенных значений графиков нагрузок с учетом их статистических характеристик по напряжению с определением и ранжированием управляющих воздействий, полученных указанным выше способом, представлены в табл. 5.8 и на рис. 5.33 в виде статистических оценок: математических ожиданий, среднеквадратических отклонений напряжения в узлах электрической сети в послеаварийном режиме.

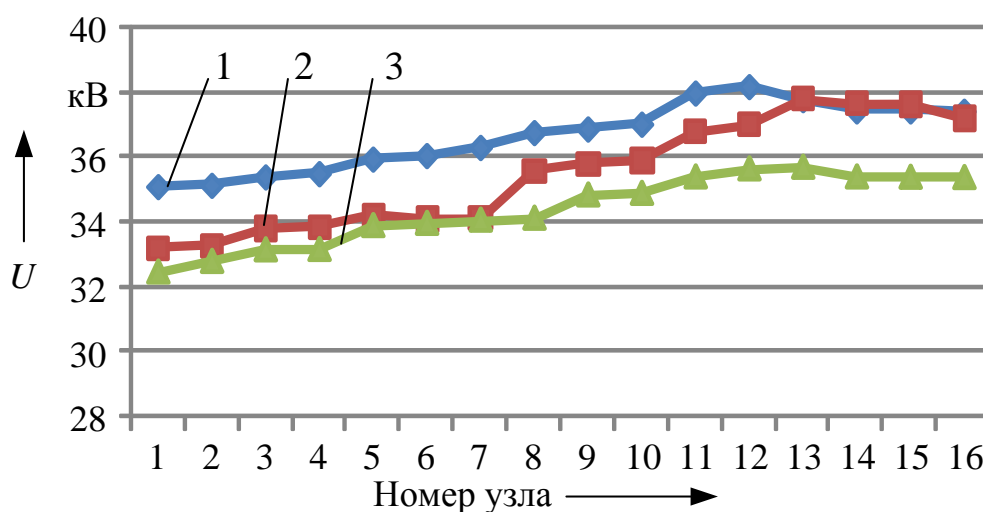


Рис. 5.32. Напряжение в узлах в послеаварийном режиме рассматриваемого участка электрической сети 2 сш Новотроицкая

Таблица 5.8

Результаты моделирования суточного послеаварийного режима

Номер узла	Мультиагентное управление КУ (1)		Локальное управление КУ (2)	
	математическое ожидание, кВ	СКО, кВ	математическое ожидание, кВ	СКО, кВ
1	35,09	1,81	35,3	2,73
2	35,13	1,82	35,63	2,75
3	34,85	1,80	34,99	2,70
4	34,9	1,80	35,0	2,70
5	35,0	1,81	35,74	2,76
6	35,05	1,81	35,81	2,77
7	35,3	1,82	35,91	2,77
8	35,76	1,85	35,97	2,78
9	35,87	1,85	36,69	2,83
10	36,02	1,86	36,74	2,84
11	36,28	1,87	37,25	2,88
12	36,18	1,87	37,5	2,90
13	36,58	1,89	37,55	2,90
14	36,43	1,88	37,25	2,88
15	36,43	1,88	37,24	2,88
16	36,42	1,88	37,23	2,87



Как следует из данных табл. 5.8 и рис. 5.33, координированное мультиагентное управление в лучшей степени справляется с задачей стабилизации напряжения в узлах электрической сети. Локальный регулятор, например, КУ, настраивается на стабилизацию напряжения в точке подключения в автоматическом режиме, что приводит к существенному отклонению напряжения в других узлах электрической сети (кривая 1 на рис. 5.33). Координированное мультиагентное управление предполагает расчет управляющих воздействий на КУ исходя из требуемых значений напряжения в конкретных узлах электрической сети на основе анализа чувствительности (кривая 2 на рис. 5.33). При невозможности обеспечить поддержание напряжения на требуемом уровне локальными средствами управляющие воздействия передаются на регулятор РПН в центре питания.

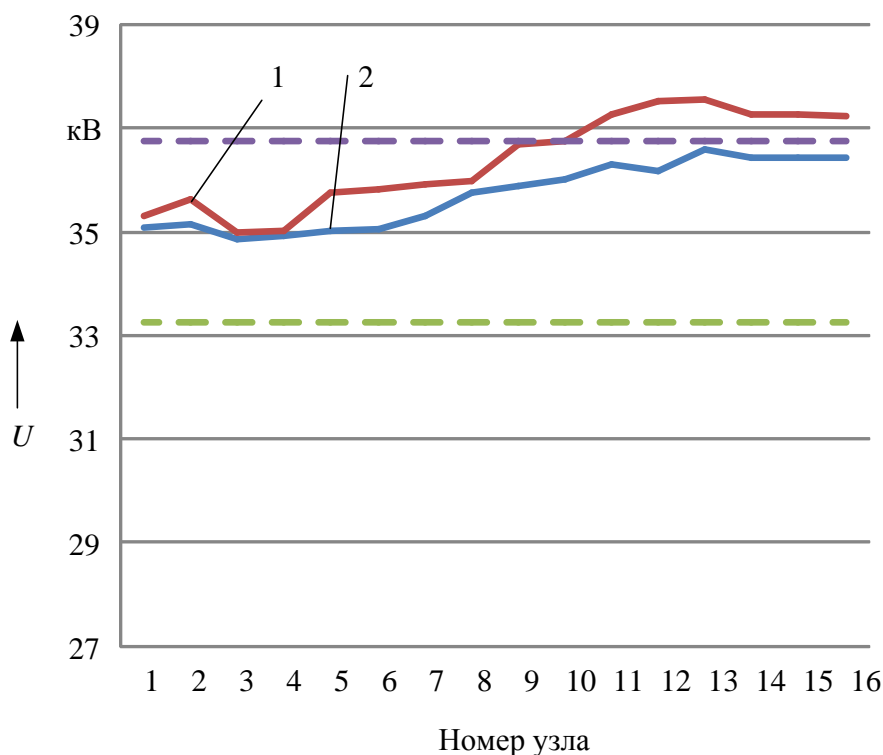


Рис. 5.33. Напряжение в узлах в послеаварийном режиме рассматриваемого участка электрической сети 2 сш Новотроицкая

Модернизация действующих регуляторов до уровня адаптивного регулятора напряжения на основе предложенного подхода позволит повысить качество регулирования напряжения на шинах трансформаторных подстанций и в контролируемой зоне электрической сети в пределах заданных значений за счет

скоординированного совместного применения средств местного и централизованного регулирования напряжения (в центре питания с помощью РПН тяговых и нетяговых силовых трансформаторов).

Применение адаптивного регулятора напряжения позволит стабилизировать напряжение на шинах всех подстанций в контролируемой зоне электрической сети железных дорог на требуемом уровне в реальном времени (с учетом конструктивных возможностей количества переключений регулятора в центре питания и местных средств регулирования). Это обеспечит повышение надежности электроснабжения объектов железной дороги и снижение потерь электроэнергии в электрической сети.

В качестве прототипа для модернизации можно использовать микропроцессорный регулятор напряжения трансформаторов РКТ.02 (НПЦ «Мирономика»). Таким образом, создаются условия для обеспечения удовлетворительного качества электроэнергии во всех точках электрической сети, а не основной группы потребителей.

Расширение функциональных возможностей АСУ ТП подстанций без коренной перестройки с точки зрения управления режимами (реализуются необходимые переключения, формируются по заданным критериям законы управления линейными регуляторами, компенсирующими устройствами и т. д. для достижения заданных параметров режима по напряжению, потокам мощности и т. п.) предлагается реализовать на основе сочетания режимного управления и микропроцессорной релейной защиты (табл. 5.9).

Особенности предлагаемых решений:

- координация функциональных контроллеров различных подстанций с передачей прав управления;

- передача данных по протоколам по МЭК 60870-5-104 (передача данных от SCADA устройств, в том числе датчиков на «облачный» сервер данных, доступный для функциональных контроллеров и других устройств всего участка электроснабжения;

- распределенные центры вычислений (по алгоритмам режимного управления) с взаимной координацией для достижения глобальных критериев управления.

Таблица 5.9

## Сравнительная оценка функций автоматики и управления

Существующий комплекс АСУ ТП	Предлагаемые дополнения*
Автоматизированный дистанционный контроль (сбора информации, мониторинг). Программное обеспечение WebSCADA-MT 3 (рис. 5.34)	Контроль с синхронизацией по времени Программный комплекс верхнего уровня (участка системы электроснабжения с несколькими подстанциями) с алгоритмами координации локальных контроллеров подстанций и оптимизации режимов
Дистанционное и телемеханическое управление коммутационными аппаратами (выключатель вводной, секционный, ТСН, фидерный ВЛ или КЛ, ЛЭП АБ или ПЭ, разъединитель, контактор) и другими объектами Аппаратная часть ШКП-MT, ШФК-MT (с контроллером УСО-48-MT), ШСС-MT	В дополнение к микропроцессорной релейной защите реализация режимного автоматического управления Применение нескольких функциональных контроллеров, скоординированных между собой В функциональные контроллеры заложены алгоритмы полезности (оптимизации) режимов
Управление цифровыми блоками релейной защиты и автоматики (РЗА) Функции автоматики: АПВ, АВР	Функции автоматической реконфигурации топологии сети после аварийного отключения

\*Изготовитель – ООО «НТЦ «Механотроника».

Технико-экономическая эффективность предлагаемого решения определяется получением новых возможностей системы электроснабжения, повышением надежностью и не может основываться только на эффекте, связанном со снижением потерь и повышением качества электроэнергии.

Реализация методов адаптивного управления транспортом и распределением электрической энергии в системе электроснабжения средствами имитационного моделирования показала эффективность стабилизации напряжения в электрических сетях.

5,228,591:8080



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Система электроснабжения нетяговых и сторонних районных потребителей железных дорог является сложным динамическим объектом, поэтому для реализации системы управления требуются соответствующие алгоритмы и методы.

В работе выполнен анализ системы электроснабжения стационарных потребителей железных дорог с учетом современных и перспективных требований. Рассмотрены особенности построения системы управления электроснабжением железнодорожного транспорта и региональных электросетевых компаний.

Разработан метод адаптивного управления транспортом и распределением электрической энергии в системе электроснабжения стационарных потребителей железных дорог, предложены устройства и алгоритмы адаптивного регулирования напряжения, потоков мощности, автоматического восстановления нормального режима в электрических сетях стационарных потребителей железных дорог на основе мультиагентного подхода.

Представлена реализация методов адаптивного управления транспортом и распределением электрической энергии в системе электроснабжения средствами имитационного моделирования

Мультиагентное управление транспортом и распределением электрической энергии позволяет существенно снизить временные затраты на формирование управляющих воздействий на объекты электроснабжения за счет распределенных измерений и параллельных вычислений. Для повышения эффективности таких систем часто требуется использовать теорию нечетких множеств, нейросетевое моделирование и обучение.

Разработка принципов, методов и механизмов формирования интегрированных интеллектуальных энергетических систем с активными потребителями и координированным управлением, обеспечивающих повышение надежности, безопасности и экономической эффективности энергоснабжения потребителей, является актуальной задачей на современном этапе развития электроэнергетических систем России.

## Библиографический список

1. Bhattacharyya B. Hybrid Fuzzy Particle Swarm Optimization Approach for Reactive Power Optimization / B. Bhattacharyya, S. K. Goswami, R. C. Bansal // J. Electrical Systems. 2003. № 5. P. 79 – 81.
2. Buchholz F. Die Drehstrom – Scheinleistung bei ungleichmäßiger Belastung der drei Zweige / F. Buchholz // Licht und Kraft. Org. Elektrotech. Ver. München. 1992. №2. P. 64 – 69.
3. Czarnecki L.S. Current and power equations at bidirectional flow of harmonic active power in circuits with rotating machines / L. S. Czarnecki // ETEP. 1993. Vol.3. P. 199 – 203.
4. Morales D. Optimal location of voltage regulators in radial distribution networks using genetic algorithms / D. Morales, R. Lopez // IEEE Trans. On Power Systems. 2007. Vol.11. P. 15, 16.
5. Morales D. Optimal location of voltage regulators / D. Morales // IEEE Trans. On Power Systems. 2007. Vol.12. P. 27 – 29.
6. David R. Voltage regulation in distribution systems – Tap changer and Wind Power / R. David // Division of Industrial Electrical Engineering and Automation Lund University. 2010. №1-59. P. 63 – 69.
7. Dixon J. Control System for Tree-Phase Active Power Filter Which Simultaneously Compensates Power Factor and Unbalanced Loads / J. Dixon, J. Garcia, L. Morán // IEEE Transactions on industrial electronics. 1995. № 6. P. 81 – 86.
8. Dixon J. Clean Four-Quadrant Sinusoidal Power Rectifier Using Multistage Converters for Subway Applications / J. Dixon, L. Morán // IEEE Transactions on industrial electronics. 2005. № 3. P. 41 – 45.
9. Series active power filter compensates current harmonics and voltage unbalance simultaneously / L. Morán, I. Pastorini et al // IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib. 2000. № 1. P. 12 – 19.
10. Norden H. et al. The empirical mode decomposition and the Hilbert spectrum for nonlinear and non-stationary time series analysis. Proceedings of the Royal Society of London, 1998. 376 p.

11. Ouyang S. An Improved Catastrophic Genetic Algorithm and Its Application in Reactive Power Optimization / S. Ouyang // Energy and Power Engineering. 2010. № 6. P. 247 – 251.
12. Aruna Jeyanthi P. Multi-objective genetic algorithm for reactive power optimization including voltage stability / P. Aruna Jeyanthi, D. Devaraj // International Journal of Engineering Science and Technology. 2003. № 6. P. 37 – 39.
13. Suresh R. Optimization of reactive power in the distributive networks / R. Suresh, C. Kumar, S. Sakthive // European Journal of Scientific Research. 2012. № 5. P. 45 – 48.
14. Jopa T. Real Power Loss and Voltage Deviation Minimization by Reactive Power Control through Gravitational Search Algorithm / T. Jopa // European Journal of Scientific Research. 2012. № 3. P. 63 – 67.
15. Improving Passive Filter Compensation Performance With Active Techniques / D. Rivas, L. Morán et al // IEEE Transactions on industrial electronics. 2003. № 1. P. 83 – 88.
16. Lyubchenko V. Ya. Electrical network optimization by genetic algorithm / V. Ya. Lyubchenko, D. A. Pavluchenko // Scientific Bulletin of the University of Pitesti, Series: Electronic and Computer Science. 2008. Vol. 2. P. 43 – 48.
17. Young F. Genetic algorithm optimization of current distribution / F. Young // Machinery youth. 2004. № 12. P. 17 – 19.
18. Weng B. Optimal signal reconstruction using the empirical mode decomposition / B. Weng // Euroasip Journal on Advances in Signal Processing. 2008. Vol. 4. P. 310 – 315.
19. Аберсон М. Л. Оптимизация регулирования напряжения / М. Л. Аберсон. М.: Энергия, 1975. 160с.
20. Определение оптимальных узлов подключения и параметров нерегулируемых корректирующих устройств в низковольтных распределительных сетях для снижения потерь и улучшения качества электрической энергии / В. Г. Аввакумов, В. Д. Авилов и др. // Промышленная энергетика. 2009. № 11. С. 47 – 51.
21. Определение оптимальных мест размещения и диапазонов регулирования корректирующих устройств при управлении качеством электроэнергии / В. Г. Аввакумов, В. Д. Авилов и др. // Известия высших учебных заведений. Вып. 7-8. Проблемы энергетики. Казань. 2008. С. 38 – 42.

22. Аввакумов В. Г. Техничко-экономическая оценка качества электроэнергии в промышленности / В. Г. Аввакумов, Г. Л. Багиев, Д. М. Воскобойников / ЛГУ. Л., 1977. 132 с.
23. Аввакумов В. Г. Методы нескалярной оптимизации и их приложения / В. Г. Аввакумов. Киев: Вища школа, 1990. 188с.
24. Аввакумов В. Г. Постановка и решение электроэнергетических задач исследования операций / В. Г. Аввакумов. Киев: Вища школа, 1983. 240 с.
25. Авилов В. Д. Управление качеством электроэнергии в распределительных сетях железнодорожного транспорта / В. Д. Авилов, Е. А. Третьяков, А. В. Краузе // Омский научный вестник. 2013. № 1 (13). С. 89 – 94.
26. Авилов В. Д. Применение алгоритмов случайного поиска при оптимизации качества электрической энергии в сетях стационарных железнодорожных предприятий / В. Д. Авилов, Е. А. Третьяков, Ю. В. Москалев // Известия Томского политехн. ун-та. Томск. 2007. № 4. С. 311 – 317.
27. Акулич И. Л. Математическое программирование в примерах и задачах / И. Л. Акулич. М.: Высшая школа, 1986. 319 с.
28. Андерсон Г. Статистический анализ временных рядов / Г. Андерсон. М.: Мир, 1976. 288 с.
29. Аоки М. Введение в методы оптимизации / М. Аоки. М.: Наука, 1977. 344с.
30. Арзамасцев Д. А. АСУ и оптимизация режимов энергосистем: Учебное пособие / Д. А. Арзамасцев, П. И. Бартоломей, А. М. Холян; Под ред. Д. А. Арзамасцева. М.: Высшая школа, 1983. 208 с.
31. Багиев Г. Л. Основы экономики и управления качеством энергии / Г. Л. Багиев / ЛГУ. Л., 1983. 236 с.
32. Баркан Я. Д. Автоматизация режимов по напряжению и реактивной мощности: из опыта Латвглавэнерго / Я. Д. Баркан. М.: Энергоатомиздат, 1984. 345 с.
33. Баркан Я. Д. Автоматическое регулирование режимом батарей конденсаторов / Я. Д. Баркан. М.: Энергия, 1978. 112 с.
34. Бернас С. Математические модели элементов электроэнергетических систем: Пер. с польского / С. Бернас, З. Цека. М.: Энергоиздат, 1982. 346 с.
35. Кудрин Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник / Б. И. Кудрин. М.: Академия, 2012. 352 с.



36. Бородулин Б. М. Конденсаторные установки электрифицированных железных дорог / Б. М. Бородулин, Л. А. Герман, Г. А. Николаев. М.: Транспорт, 1983. 183с.
37. Накопители энергии: Учебное пособие / Д. А. Бут, Б. Л. Алиевский и др.; Под ред. Д. А. Бута. М.: Энергоатомиздат, 1991. 400 с.
38. Пантелеев В. И. Оптимизация состояний систем электроснабжения предприятий с помощью генетических алгоритмов / В. И. Пантелеев, А. Н. Туликов// Наука. Технологии. Инновации: Материалы всерос. науч.конф. молодых ученых / Новосибирский гос. техн. ун-т. Новосибирск, 2006. Ч. 3. С. 175 – 179.
39. Горнштейн В. М. Методы оптимизации режимов энергосистем / В. М. Горнштейн. М.: Энергия, 1981. 376 с.
40. Вазан М. Стохастическая аппроксимация / М. Вазан. М.: Мир, 1972. 221 с.
41. Веников В. А. Основы теории подобия и моделирования / В. А. Веников. М.: Высшая школа, 1973. 372 с.
42. Веников В. А. Электрические системы: электрический расчет, программирование и оптимизация режимов / В. А. Веников. М.: Высшая школа, 1973. 372 с.
43. Веников В. А. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах / В. А. Веников, В. И. Идельчик, М. С. Лисеев. М.: Энергоатомиздат, 1985. 216 с.
44. Вентцель Е. С. Теория вероятностей и ее инженерные приложения / Е. С. Вентцель. М.: Высшая школа, 2000. 210 с.
45. Гамм А. З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем / А. З. Гамм. М.: Наука, 1976. 314 с.
46. Глушков В.М. Компенсация реактивной мощности в электроустановках промышленных предприятий / В. М. Глушков. М.: Энергия, 1975. 104 с.
47. Методы оптимизации режимов энергосистем / В. М. Горнштейн, Б. П. Мирошниченко и др.; Под ред. В. М. Горнштейна. М.: Энергия, 1991. 336 с.
48. Горюнов И. Т. Проблемы обеспечения качества электрической энергии / И. Т. Горюнов, В. С. Мозгалева, В. А. Богданов// Электрические станции. 2001. № 1. С. 37 – 43.

49. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Изд-во стандартов, 2013. 34 с.
50. Дрехслер Р. Измерение и оценка качества электроэнергии при несимметричной и нелинейной нагрузке / Р. Дрехслер. М.: Мир, 1985. 234 с.
51. Жежеленко И. В. Методы вероятностного моделирования в расчетах характеристик электрических нагрузок потребителей / И. В. Жежеленко. М.: Энергоатомиздат, 1990. 234 с.
52. Жежеленко И. В. Показатели качества электроэнергии на промышленных предприятиях / И. В. Жежеленко. М.: Энергия. 1977. 128 с.
53. Железко Ю. С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии / Ю. С. Железко. М.: Электроатомиздат, 1985. 224с.
54. Железко Ю. С. Стратегия снижения потерь и повышения качества электроэнергии в электрических сетях / Ю. С. Железко // Электричество. 1995. № 5. С. 16 – 21.
55. Жуков Л. А. Установившиеся режимы сложных электрических сетей и систем: Методы расчетов / Л. А. Жуков, И. П. Стратан. М.: Энергия, 1979. 416 с.
56. Карташев И. И. Современные задачи управления качеством электроэнергии / И. И. Карташов, В. Н. Тульский // Энергонадзор и энергобезопасность. 2007. №4. С. 35 – 39.
57. Иванов В. С. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий / В.С. Иванов, В.И. Соколов. М.: Энергоатомиздат, 1987. 336 с.
58. Идельчик В. И. Расчеты и оптимизация режимов в электрических сетях / В. И. Идельчик. М.: Энергоатомиздат, 1988. 262 с.
59. Идельчик В. И. Расчеты установившихся режимов электрических систем / В. И. Идельчик. М.: Энергия, 1977. 189с.
60. Карпов Ф. Ф. Регулирование напряжения в электросетях промышленных предприятий / Ф. Ф. Карпов, А. А. Солдаткина. М.: Энергоатомиздат, 1970. 223 с.
61. Карташев И. И. Качество электроэнергии в системах электроснабжения. Способы его контроля и обеспечения / И. И. Карташев; Под ред. М. А. Калугиной / МЭИ. М., 2000. 120 с.

62. Кузнецов В. Г. Снижение несимметрии и несинусоидальности напряжений в электрических сетях / В. Г. Кузнецов, А. С. Григорьев, В. Б. Данилюк. Киев: Наукова думка, 1992. 240с.
63. Курбацкий В. Г. Качество электрической энергии и электромагнитная совместимость технических средств в электрических сетях / В. Г. Курбацкий / Братский гос. техн. ун-т. Братск, 1999. 220 с.
64. Либкинд М. С. Высшие гармоники, генерируемые трансформаторами / М. С. Либкинд. М.: Энергоатомиздат, 1962. 112 с.
65. Лыкин А. В. Математическое моделирование электрических систем и их элементов / А. В. Лыкин / Новосибирский гос. техн. ун-т. Новосибирск, 2009. 228 с.
66. Мадьяр Л. Коэффициент мощности: Пер. с немецкого / Л. Мадьяр. Госэнергоиздат, 1961. 376с.
67. Максимов Ю.А. Алгоритмы решения задач нелинейного программирования / Ю. А. Максимов / МИФИ. М., 1982. 324 с.
68. Мамошин Р. Р. Повышение качества энергии на тяговых подстанциях дорог переменного тока / Р. Р. Мамошин. М.: Транспорт, 1979. 356 с.
69. Мелентьев Л. А. Системные исследования в энергетике / Л. А. Мелентьев. М.: Наука, 1983. 455 с.
70. Мельников Н. А. Электрические сети и системы / Н. А. Мельников. М.: Наука, 1975. 345 с.
71. Мельников Н. А. Матричный метод анализа электрических цепей/ Н. А. Мельников. М.: Энергия, 1972. 216 с.
72. О вводе в действие РТМЗв.18.32.6-92 «Указания по проектированию установок компенсации реактивной мощности в электрических сетях общего назначения промышленных предприятий» (технический циркуляр № 360-93) / ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект». М., 1993. 37 с.
73. Огвоздин В. Ю. Управление качеством. Основы теории и практики / В. Ю. Огвоздин. М.: Дело и сервис, 1999. 160 с.
74. Основные положения концепции интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью / М.: НТЦ ФСК ЕЭС, 2012. 51 с.
75. Павловский А. Н. Стационарная электроэнергетика железнодорожных узлов / А. Н. Павловский, Б. Д. Краснов, В. В. Недачин. М.: Транспорт, 1986. 279 с.

76. Поспелов Д. А. Ситуационное управление: теория и практика / Д. А. Поспелов. М.: Наука, 1986. 288 с.
77. Рассел С. Искусственный интеллект: современный подход: Пер. с англ. / С. Рассел, П. М. Норвиг. М.: Вильямс, 2006. 1408 с.
78. Рахманов Н. Р. Применение методов идентификации для оперативного определения электрических режимов в энергообъединении / Н. Р. Рахманов // Электричество. 1989. № 10. С. 41 – 47.
79. Скворцов Д. С. Шнейдер электрик: Интеллектуальные распределительные сети / Д. С. Скворцов // Новости электротехники. 2010. № 2. С. 123 – 128.
80. Советов Б. Я. Моделирование систем: Учебник / Б. Я. Советов, С. А. Яковлев. М.: Высшая школа, 2001. 343 с.
81. Соколов В. С. Проблемы установления размера ответственности за ухудшение качества электроэнергии и пути их решения / В. С. Соколов, М. А. Ермилов // Промышленная энергетика. 2000. № 8. С. 51 – 55.
82. Третьяков Е. А. Оптимизация качества и потерь электрической энергии в электрических сетях нетяговых потребителей / Е. А. Третьяков // Транспорт Российской Федерации. 2011. № 3 (34). С. 81 – 89.
83. Третьяков Е. А. Перспективы и современные технологии повышения эффективности использования электрической энергии в распределительных сетях железных дорог / Е. А. Третьяков, А. В. Краузе // Ресурсосберегающие технологии на Западно-Сибирской железной дороге: Материалы науч.-практ. конф. / Омский гос. ун-т путей сообщения. Омск, 2010. С. 73 – 81.
84. Третьяков Е. А. Применение устройств продольной емкостной компенсации и корректирующих фильтров в распределительных сетях нетяговых потребителей / Е. А. Третьяков, А. В. Краузе // Современные материалы, техника и технология: Материалы междунар. науч.-практ. конф. / Юго-Запад. гос. ун-т. Курск, 2011. С. 81 – 85.
85. Третьяков Е. А. Разработка продольно-параллельных фильтрующей устройств для управления входными сопротивлениями элементов питающей сети в частотной области / Е. А. Третьяков, А. В. Краузе // Инновационные проекты и технологии в образовании, промышленности и на транспорте: Материалы науч.-практ. конф. / Омский гос. ун-т путей сообщения. Омск, 2012. С. 35 – 41.

86. Третьяков Е. А. Совершенствование методов управления качеством электрической энергии в распределительных сетях железнодорожного транспорта / Е. А. Третьяков, А. В. Краузе // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. 2013. № 1. С. 119 – 128.
87. Третьяков Е. А. Оптимизация структуры компенсирующих устройств / Е. А. Третьяков, Н. Н. Малышева, А. В. Краузе // Известия Транссиба / Омский гос. ун-т путей сообщения. Омск, 2010. № 4. С. 65 – 68.
88. Третьяков Е. А. Пути повышения энергоэффективности распределительных сетей железных дорог / Е. А. Третьяков, Н. Н. Малышева, А. В. Краузе // Инновации для транспорта: Материалы междунар. науч.-техн. конф. / Омский гос. ун-т путей сообщения. Омск, 2010. С. 113 – 121.
89. Третьяков Е. А. Энергоэффективность компенсации низкочастотных искажений в электрических сетях 0,4 кВ / Е. А. Третьяков, Н. Н. Малышева, А. В. Краузе // Энергоэффективность: Материалы междунар. науч.-техн. конф. / Омский гос. техн. ун-т. Омск, 2010. С. 79 – 83.
90. Третьяков Е. А. Моделирование установившихся режимов системы электроснабжения нетяговых потребителей / Е. А. Третьяков, Н. Н. Малышева // Совершенствование электромеханических преобразователей энергии: Межвуз. темат. сб. науч. тр. / Омский гос. ун-т путей сообщения. Омск, 2010. С. 31 – 35.
91. Третьяков Е. А. Оптимальный выбор компенсирующих устройств в распределительных сетях / Е. А. Третьяков, Н. Н. Малышева // Научный вестник НГТУ / Новосибирский гос. техн. ун-т. Новосибирск, 2012. № 4. С. 41 – 46.
92. Третьяков Е. А. Оптимизация выбора компенсирующих устройств в электрических сетях 0,4 кВ при резкопеременных нагрузках / Е. А. Третьяков, Н. Н. Малышева // Омский научный вестник. 2011. № 1(97). С. 88 – 96.
93. Третьяков Е. А. Оптимизация выбора компенсирующих устройств в электрических сетях 0,4 кВ при резкопеременных нагрузках / Е. А. Третьяков // Транспорт Российской Федерации. 2011. № 3 (34). С. 71 – 78.
94. Третьяков Е. А. Перспективные технологии управления режимами системы электроснабжения стационарных железнодорожных потребителей / Е. А. Третьяков // Инновационные проекты и технологии в образовании, промышленности и на транспорте: Материалы науч.-практ. конф. / Омский гос. ун-т путей сообщения. Омск, 2013. С. 35 – 38.

95. Третьяков Е. А. Управление качеством электроэнергии в распределительных сетях железных дорог: Монография / Е. А. Третьяков / Омский гос. ун-т путей сообщения. Омск, 2013. 198 с.

96. Третьяков Е. А. Энергоэффективные решения по компенсации реактивной мощности в электрических сетях тяговых железнодорожных потребителей / Е. А. Третьяков // Материалы междунар. науч.-техн. конф. / Уральский гос. ун-т путей сообщения. Екатеринбург, 2011. С. 121 – 127.

97. Третьяков Е. А. Управление системой электроснабжения железных дорог / Е. А. Третьяков // Современные проблемы науки и образования. 2015. № 1. URL: <http://www.science-education.ru/121-18566>.

98. Третьяков Е. А. Регулирование параметров режима в системе электроснабжения тяговых потребителей железных дорог / Е. А. Третьяков // Омский научный вестник. 2015. № 140. С. 155 – 159.

99. Управление потерями мощности в трансформаторе / А. В. Ефимов, В. Т. Черемисин и др. // Транспорт Урала / Уральский гос. ун-т путей сообщения. Екатеринбург. 2015. № 3 (46). С. 109 – 113.

100. Третьяков Е. А. Повышение эффективности распределения электрической энергии в системе электроснабжения тяговых потребителей железных дорог / Е. А. Третьяков // Фундаментальные и прикладные науки сегодня: Материалы междунар. науч.-практ. конф. // NorthCharleston. USA. 2014. С. 117 – 120.

101. Третьяков Е. А. Исследование компонент интеллектуальной системы электроснабжения тяговых потребителей / Е. А. Третьяков // Инновационные проекты и технологии в образовании, промышленности и на транспорте: Материалы науч.-практ. конф. / Омский гос. ун-т путей сообщения. Омск, 2014. С. 76 – 83.

102. Третьяков Е. А. Мультиагентное управление распределением электрической энергии на железнодорожном транспорте / Е. А. Третьяков // 120 лет железнодорожного образования в Сибири: Материалы всерос. науч.-практ. конф. / Иркутский гос. ун-т путей сообщения. Красноярск, 2014. С. 35 – 39.

103. Третьяков Е. А. Управление системой электроснабжения железных дорог для снижения потерь и стабилизации напряжения в тяговой сети / Е. А. Третьяков // Эксплуатационная надежность локомотивного парка и повышение эффективности тяги поездов: Материалы всерос. науч.-техн. конф. с междунар. участием / Омский гос. ун-т путей сообщения. Омск, 2014. С. 46 – 49.

104. Третьяков Е. А. Система оперативного управления электроснабжением железных дорог для повышения ее энергоэффективности / Е. А. Третьяков // Повышение энергетической эффективности наземных транспортных систем: Материалы междунар. науч.-практ. конф. / Омский гос. ун-т путей сообщения. Омск, 2014. С. 145 – 152.

105. Третьяков Е. А. Повышение энергоэффективности и надежности системы электроснабжения железных дорог за счет интеллектуального управления режимами / Е. А. Третьяков // Транспортная инфраструктура Сибирского региона: Материалы междунар. науч.-практ. конф. / Иркутский гос. ун-т путей сообщения. Иркутск, 2015. С. 618 – 623.

106. Третьяков Е. А. Регулирование напряжений в контролируемой зоне электрической сети железных дорог / Е. А. Третьяков // Актуальные направления фундаментальных и прикладных исследований: Материалы междунар. науч.-практ. конф. // NorthCharleston. USA. 2016. С. 102 – 105.

107. Пат. 158428 Российская Федерация, МПК G05F 1/66. Регулятор мощности в распределительной сети / Третьяков Е. А., Кремлев И. А.; заявитель и патентообладатель Омский гос. ун-т путей сообщения. – № 2015103358/08; заявл. 02.02.2015; опубл. 27.12.2015, Бюл. № 36. – 2 с.

108. Пат. № 160078 Российская Федерация, МПК H02J 9/00. Устройство автоматического восстановления нормального режима системы электроснабжения / Третьяков Е. А.; заявитель и патентообладатель Омский гос. ун-т путей сообщения. – № 2015114819/07; заявл. 20.04.2015; опубл. 27.02.2016, Бюл. № 6. – 2 с.

109. Пат. № 161387 Российская Федерация, МПК H02J 3/00. Устройство регулирования напряжения в контролируемой зоне распределительной сети / Третьяков Е. А., Черемисин В.Т.; заявитель и патентообладатель Омский гос. ун-т путей сообщения. – № 2015103357/07; заявл. 02.02.2015; опубл. 20.04.2016, Бюл. № 11. – 3 с.

110. Пат. № 2587128 Российская Федерация, МПК B60M 3/02, H02J 13/00, G05B 19/04. Способ управления системой электроснабжения железных дорог / Третьяков Е. А.; заявитель и патентообладатель Омский гос. ун-т путей сообщения. – № 2015103374/11; заявл. 02.02.2015; опубл. 10.06.2016, Бюл. № 16. – 4 с.

111. Управление качеством электроэнергии / И. И. Карташев, В. Н. Тульский и др. / МЭИ. М, 2006. 320 с.
112. Черемисин В. Т. Энергосбережение: механизм инновационного развития железнодорожного транспорта / В. Т. Черемисин // Евразия вести: Междунар. информационно-аналитическое обозрение. 2013. Режим доступа: <http://www.eav.ru/publs.php?page=1&publid=2013-02a06>
113. Энергосбережение на железнодорожном транспорте / В. А. Гапанович, В. Д. Авилов и др.; Под ред. В. А. Гапановича. М.: Интехэнергоиздат, Теплоэнергетик, 2014. 304 с.
114. Фишов А. Г. Интеллектуальная электрическая сеть – революция в отношениях субъектов и управлении режимами электроэнергетических систем / А. Г. Фишов // Сб. докл. междунар. науч.-техн. конф. / Уральский фед. ун-т. Екатеринбург, 2012. Т. 1. С. 91 – 97.
115. Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации (на период до 2030 года) // Собрание законодательства Российской Федерации. 2013. № 14. С. 1738 – 1787.
116. Энергетическая стратегия холдинга «Российские железные дороги» на период до 2015 года и на перспективу до 2030 года / ОАО «РЖД». М., 2011. 96 с.



*Научное издание*

ЧЕРЕМИСИН Василий Титович,  
ТРЕТЬЯКОВ Евгений Александрович

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ  
УПРАВЛЕНИЯ ТРАНСПОРТОМ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ  
СТАЦИОНАРНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

Научная монография

---

Редактор Н. А. Майорова

\*\*\*

Подписано в печать 31.01.2017. Формат  $60 \times 84^{1/16}$ .  
Офсетная печать. Бумага офсетная. Усл. печ. л. 10,5. Уч.-изд. л. 11,8.  
Тираж 500 экз. Заказ .

\*\*

Редакционно-издательский отдел ОмГУПСа  
Типография ОмГУПСа

\*

644046, г. Омск, пр. Маркса, 35