





Публичное акционерное общество  
«Российские сети»



***ПОБЕДИТЕЛЬ***  
**Всероссийского конкурса**  
**рукописей учебной,**  
**научно-технической**  
**и справочной литературы**  
**по энергетике 2017 года**

---

---

*Книга издана  
при поддержке  
Публичного акционерного общества  
«Российские сети»*

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

---

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ «МЭИ»

---

# **СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ**

Учебник

для студентов, обучающихся по программе бакалавриата  
по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»  
и программам магистратуры по направлению  
13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»,  
аспирантов, обучающихся по направлению  
13.06.01 «Электро- и теплотехника»

*Под редакцией профессора Ю.В. Шарова*

Москва  
Издательство МЭИ  
2018

УДК 621  
ББК 31.27  
С 56

Рецензенты: докт. техн. наук, профессор В.Г. Гольдштейн (Самарский государственный технический университет, кафедра «Автоматизированные электроэнергетические системы»);

доц. канд. техн. наук С.В. Шульженко (Национальный исследовательский университет «МЭИ», кафедра «Электроэнергетические системы»)

#### **Авторы:**

А.Ф. Бондаренко, В.А. Баринов, А.А. Басов, О.В. Бахмисов, В.Э. Воротницкий, С.В. Заслонов, М.А. Калинин, Ю.Н. Кучеров, О.Н. Кузнецов, С.В. Локтионов, А.В. Лянзберг, Б.И. Макоклюев, Н.Л. Новиков, А.Н. Новиков, П.Ю. Полудницын, А.В. Севастьянов, С.А. Утц, Ю.Г. Шакарян

С 56 Современные тенденции развития техники и технологий электроэнергетических систем: учебник / под ред. Ю.В. Шарова. – М.: Издательство МЭИ, 2018. – 408 с.

ISBN 978-5-7046-1958-1

Учебник подготовлен на базе лекций, прочитанных в Институте электроэнергетики на кафедре «Электроэнергетические системы» НИУ МЭИ в рамках курса «Современное состояние и перспективы развития электроэнергетики» студентам, обучающимся по программе бакалавриата по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» и программам магистратуры по направлению 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» и аспирантам, обучающимся по направлению 13.06.01 «Электро- и теплотехника».

Учебное пособие предназначено для подготовки бакалавров и магистров электроэнергетических профилей учебных заведений высшего технического образования.

**УДК 621**  
**ББК 31.27**

ISBN 978-5-7046-1958-1

© Коллектив авторов, 2018  
© Национальный исследовательский университет «МЭИ», 2018  
© ПАО «Россети», 2018

# Содержание

Предисловие.....	6
§ 1. Диспетчерское управление.....	8
1.1. Оперативно-диспетчерское управление ЕЭС России. История создания, структура и основные функции.....	8
1.2. Выбор состава включенного генерирующего оборудования.....	56
1.3. Функционирование ЕЭС России и зарубежных энергосистем. Планирование электроэнергетических режимов работы ЕЭС России и зарубежных энергосистем.....	69
1.4. Планирование электропотребления ЕЭС России.....	83
§ 2. Развитие электрической сети, управление режимами электроэнергетических систем.....	105
2.1. Направления развития электроэнергетики и единой национальной электрической сети России и ее интеграции в глобальную электрическую сеть.....	105
2.2. Мировые тенденции развития техники и технологий для больших электроэнергетических систем.....	123
2.3. Устройства управляемых систем электропередачи переменного тока и рекомендации по их применению в электроэнергетических системах России.....	150
2.4. Применение и управление режимами с помощью фазорегулирующих трансформаторов в электрических сетях.....	184
2.5. Автоматизация технологического управления единой электрической сети России.....	212
2.6. Использование электропередач и вставок постоянного тока в России и за рубежом.....	237
2.7. Моделирование газотурбинных и парогазовых установок, исследование их влияния на протекание электромеханических переходных процессов в ЭЭС.....	274
§ 3. Техника и технологии снижения потерь электроэнергии.....	302
3.1. Тенденции развития техники и технологий повышения энергетической эффективности передачи и распределения электроэнергии.....	302
3.2. Автоматизированная система оперативного мониторинга потерь и качества электроэнергии в электрических сетях.....	375
Список использованной литературы.....	399

## Предисловие

### ШАРОВ Юрий Владимирович



Генеральный директор ООО «Интер РАО – Инжиниринг».

Заведующий кафедрой электроэнергетических систем Национального исследовательского университета «МЭИ». Кандидат технических наук, профессор.

Автор более 100 научных работ. Имеет почетные звания «Заслуженный работник Единой энергетической системы России», «Заслуженный энергетик Российской Федерации»; указом Президента Российской Федерации награжден орденом Почета.

*Уважаемые читатели!*

Перед вами новая книга, изданная на основе лекций, прочитанных в стенах нашего вуза в рамках дисциплины «Современное состояние и перспективы развития электроэнергетики». Первая книга была издана в 2014 г. и получила положительный отклик широкого круга читателей, связанных с электроэнергетикой и образовательным процессом, что подвигло нас к продолжению издания.

Курс лекций для студентов Института электроэнергетики (ранее – электроэнергетического факультета), кафедры электроэнергетических систем, читаемый на протяжении более десяти лет является по своей сути уникальным. Такого курса лекций нет ни в одном другом вузе. Его читают не только сотрудники нашей кафедры, которые знакомят будущих специалистов с научными разработками, но и ведущие работники научно-исследовательских, проектных организаций, крупных электроэнергетических корпораций России, представителей фирм-разработчиков новых технологий в электроэнергетике. Тем самым они дают возможность нашим студентам узнать из первых уст о новейших отечественных и зарубежных достижениях в электроэнергетике, получить возможность личного знакомства и задать интересующие вопросы.

Среди лекторов есть люди, прошедшие большую жизненную школу, имеющие колоссальный опыт, возглавлявшие институты и организации всесоюзного, всероссийского значения, державшие руку на пульсе нашей энергетики, – такие, как главный диспетчер СССР и России, директора крупных НИИ, известные ученые. Также это действующие руководители: практики, начальники департаментов, отде-

лов – люди, принимающие решения и определяющие дальнейшее развитие отрасли. Есть и представители молодого звена ученых, руководителей, управленцев – смена старшего поколения, и особенно приятно видеть среди них выпускников нашей кафедры.

Значимо и то, что данный курс охватывает широкий спектр вопросов, связанных с нашей отраслью, что дает возможность сегодняшним студентам, а завтра – будущим специалистам – сформировать целостное представление о характере деятельности предприятий отрасли, современном этапе развития электроэнергетики, позволяет начинающим специалистам понять проблемы, стоящие на пути развития отрасли, и, быть может, уже в начале своей профессиональной карьеры задуматься об их решении и определить будущее место работы.

В связи с тем, что лекции касаются различных сфер электроэнергетики, для их систематизации решено включить в учебник три больших самостоятельных раздела. Первый раздел охватывает вопросы, связанные с диспетчеризацией, планированием электропотребления ЕЭС России. Второй раздел связан с развитием электрической сети, технологиями и средствами управления режимами электроэнергетической системы. Третий раздел посвящен технологиям снижения потерь электроэнергии при ее транспорте.

Организацию и подготовку курса лекций осуществляла кафедра электроэнергетических систем совместно с АО «НТЦ ФСК ЕЭС», в котором работают многие выпускники нашей кафедры. В связи с тем, что большая часть излагаемого материала является оригинальной, его не всегда можно найти в широком доступе, есть определенные трудности с его усвоением, и книга издана как учебник – для лучшего понимания и прочного усвоения материала прослушанных лекций.

В подготовке учебника участвовали сотрудники ФГБОУ ВО НИУ «МЭИ», АО «НТЦ ФСК ЕЭС», АО «СО ЕЭС», ПАО, «Институт "Энергосетьпроект"», ПАО «ФСК ЕЭС».

Учебник будет интересен и полезен студентам, обучающимся по программам подготовки бакалавров и магистров по направлению «Электроэнергетика и электротехника», а также аспирантам, обучающимся по направлению «Электро- и теплотехника».

От имени коллектива авторов выражаю благодарность, признательность профессору, доктору технических наук Гольдштейну Валерию Геннадьевичу и доценту, кандидату технических наук Шульженко Сергею Витальевичу за ценные замечания и пожелания при подготовке рецензии на рукопись.

---

---

## § 1. ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

---

---



### **БОНДАРЕНКО Александр Федорович**

Первый главный диспетчер Единой энергетической России (последний главный диспетчер Единой энергетической системы СССР), под чьим непосредственным руководством выстраивалась единая трехуровневая вертикаль оперативно-диспетчерского управления ЕЭС.

Автор более 60 монографий, статей, докладов, более 10 авторских свидетельств на изобретения и патентов по проблемам управления режимами энергосистем, релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Почетный энергетик, заслуженный работник Минтопэнерго РФ, заслуженный энергетик СНГ, заслуженный энергетик Российской Федерации.

### **1.1. Оперативно-диспетчерское управление ЕЭС России. История создания, структура и основные функции**

История развития системы диспетчерского управления ЕЭС России включает в себя следующие основные этапы.

**Начальный период.** Энергоснабжение потребителей осуществлялось непосредственно с шин одиночных мелких и более крупных электростанций; необходимость в системе диспетчерского управления отсутствовала. Все задачи по производству электроэнергии и передачи ее потребителям успешно выполнял оперативный персонал электростанции. И только в 20–30-е гг. XX в., в связи с созданием региональных энергосистем, основой которых являлись районные электростанции, связанные общей электрической сетью, выявилась невозможность управления режимами формирующейся энергосистемы так, как это делалось в начальный период развития электроэнергетики.

**Первый этап.** Организация диспетчерских центров, осуществляющих со специально оборудованных диспетчерских пунктов непрерывное диспетчерское управление режимами работы региональной энергосистемы. Организационно диспетчерские центры входили в состав управляющей энергокомпании. Первые диспетчерские центры технически были оснащены крайне примитивно: лист ватмана с вычерченной схе-

мой электрической сети, на котором диспетчер цветными карандашами отмечал изменение состояния оборудования и линий электропередачи; частотомер; телефонный аппарат и конторская книга (пробораз оперативного диспетчерского журнала).

Суточная ведомость энергосистемы с данными почасовых нагрузок оборудования электростанций, перетоков по линиям электропередачи, загрузок трансформаторов, уровней напряжений в основных узлах энергосистемы формировалась вручную путем почасового телефонного опроса оперативного персонала энергообъектов энергосистемы. Необходимым вычислительным инструментом для диспетчера были счеты с костяшками.

**Второй этап.** Объединение на параллельную работу смежных региональных энергосистем и создание объединенных энергосистем ОЭС (40–50-е гг. XX в.). Диспетчерское управление режимами работы объединенных энергосистем стало осуществляться отдельным диспетчерским центром, административно подчинявшимся территориальному эксплуатационному главку Министерства (ОДУ Центра подчинялся Главцентрэнерго, ОДУ Урала – Главуралэнерго и т.п.). Это время – начало образования двухуровневой системы диспетчерского управления.

Происходят изменения и в оснащении самих диспетчерских пунктов. Внешне диспетчерские щиты изменяются мало, но за счет активного внедрения устройств телепередачи сигналов и измерений значительно увеличивается количество приборов индивидуального отображения параметров энергосистемы и автоматической сигнализации положения выключателей. Улучшается положение с информированностью диспетчера о текущем режиме энергосистемы. Совершенствуется связь. Рабочее место диспетчера оборудуется индивидуальным коммутатором, обеспечивающим подключение до 40 прямых каналов связи с энергообъектами. Совершенствуются звукозаписывающие устройства, магнитная лента вытесняет стальную проволоку, отечественной промышленностью налажен выпуск магнитофонов. Их использование для записи оперативных переговоров становится обязательным атрибутом рабочего процесса.

Растут энергосистемы, создаются первые объединенные электроэнергетические системы и диспетчерские центры их управления (ОДУ). Увеличиваются объемы поступающей информации, необходимой для выполнения задач по обеспечению надежного и экономичного режима энергосистем. А суточные ведомости (информация) по-прежнему собираются вручную, так же вручную, по телефону, обрабатываются заявки на вывод в ремонт оборудования, линий электропередачи, устройств РЗА. Но уже начинается использование первых телетайпов для обмена информацией между диспетчерскими центрами и энергообъектами.

Диспетчер оптимизирует режимы работы тепловых электростанций, используя подготовленные номограммы. При расчетах токов короткого замыкания для выбора уставок устройств РЗА начали широко использовать вычислительные столы постоянного тока, а для расчета устойчивости и потокораспределения – щиты переменного тока.

**Третий этап.** 50–60-е гг. XX в. – начало создания Единой энергетической системы Европейской части страны. Диспетчерское управление режимами работы ЕЭС Европейской части СССР осуществляется отдельным диспетчерским центром ОДУ ЕЭС. *Начинается образование трехуровневой системы диспетчерского управления.* Для управления режимами работы энергообъединения существовавшая система диспетчерского управления была расширена за счет создания новых ОДУ и выросла с добавлением третьего уровня диспетчерской иерархии.

В диспетчерских центрах начинают устанавливать мозаичные щиты производства Ленинградского завода «Электропульт» – более удобные в эксплуатации, чем щиты с накладными планшетами. Если раньше при развитии энергообъекта приходилось переделывать целый планшет, то теперь достаточно заменить несколько типовых мозаичных модулей. Конструкция элементов мозаики позволяет диспетчеру прикреплять к ним сигнальные значки так же, как это делалось на прежних щитах.

На диспетчерских пунктах ОДУ появляются первые централизованные аналоговые системы регулирования частоты и перетоков мощности. В конце 60-х гг. начинается внедрение вычислительной техники. На электронно-вычислительных машинах БЭСМ-6, «Урал», М-220 начинают производить расчеты суточных диспетчерских графиков с оптимизацией загрузки электростанций, токов короткого замыкания и многие другие расчеты.

**Четвертый этап.** Создание Единой энергетической системы страны ЕЭС СССР в 70–80-е гг. XX в. Диспетчерское управление режимами работы ЕЭС СССР осуществляется отдельным диспетчерским центром ЦДУ ЕЭС, которому административно подчинены ОДУ.

В действующей трехуровневой системе диспетчерского управления диспетчерские центры первого и второго уровней входят в одну организацию, а диспетчерские центры третьего уровня продолжают оставаться в составе региональных энергокомпаний.

ЦДУ и ОДУ осуществляют диспетчерское управление ЕЭС с диспетчерских пунктов, оснащенных самой передовой вычислительной техникой и средствами связи. Внедренная автоматизированная система диспетчерского управления АСДУ, выполненная на базе ЭВМ серии ЕС, выводит технологию управления режимами на качественно новый уровень. Информация из АСДУ отображается и на щите,

и на рабочих местах диспетчеров. На щитах появляются многочисленные приборы общего пользования и информационные табло, что позволяет значительно увеличить объем информации о контролируемых диспетчером параметрах энергосистемы. Рабочие места диспетчеров оборудуют мониторами, роль которых на первых порах играют обычные телевизоры, и первыми дисплеями «Видеотон». Автоматизируется составление диспетчерской ведомости, появляется возможность архивирования параметров электрических режимов.

**Пятый этап.** 90-е гг. XX в. – преобразование ЕЭС СССР в межгосударственное энергообъединение стран СНГ и Балтии, начало функционирования ЕЭС России.

В действующей системе диспетчерского управления диспетчерский центр высшего уровня – ЦДУ – становится отдельной организацией, диспетчерские центры второго уровня переходят в подчинение территориальных энергокомпаний (преобразованных территориальных эксплуатационных главков), диспетчерские центры третьего уровня продолжают оставаться в составе региональных энергокомпаний.

В этот период была в основном сформирована многоуровневая система АСДУ, позволяющая организовать обмен информацией о параметрах электрического режима энергосистем: от энергообъекта до самой верхней ступени уровня диспетчерского управления. В распоряжении диспетчерского персонала и работников технологических служб появляются необходимые для планирования и ведения режима данные: прогнозы потребления, запасы и поставки топлива, прогнозы погоды, обеспеченность гидроэнергоресурсами, балансы энергосистем и многое другое. Исчезает профессия сборщика информации, уходят в прошлое самописцы; все данные поступают, обрабатываются и архивируются автоматически, создается автоматизированная система подачи и обработки заявок. В диспетчерских центрах используются сначала квазиэлектронные, а затем и полностью цифровые коммутаторы.

В ОДУ и ЦДУ устанавливаются агрегаты бесперебойного питания, обеспечивающие функционирование диспетчерского центра при неисправности в системе энергопитания здания. Начинается замена аналоговых систем централизованного регулирования частоты и перетоков мощности, противоаварийной автоматики ОЭС цифровыми. Становятся цифровыми устройства записи переговоров диспетчерского персонала.

**Шестой этап.** Современный этап, начало XXI в., глубокое реформирование электроэнергетики. Выделение диспетчерских центров из региональных энергокомпаний и создание единой организации – Системный оператор России (СО ЕЭС), в которую вошли диспетчерские центры всех трех уровней диспетчерского управления.

Создается типовая *многоуровневая система АСДУ*, обеспечивающая обмен информацией между всеми уровнями диспетчерского

управления с использованием широкополосных и высокоскоростных каналов связи. Мозаичные диспетчерские щиты сменяют проекционные экраны, обладающие большими функциональными возможностями. Для диспетчерской связи используются только цифровые каналы с высоким уровнем качества и надежности.

Перечисленные этапы последовательно будут рассмотрены ниже.

### **Первые районные электростанции и шаги к созданию энергосистем**

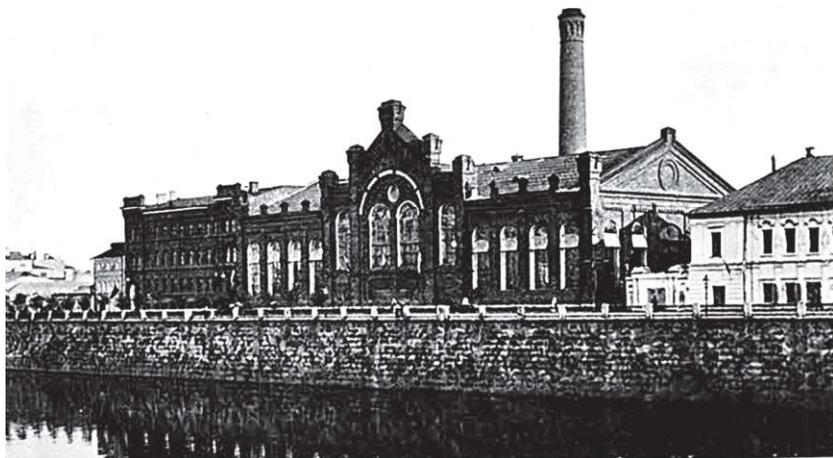
Создание в середине 80-х гг. трансформаторов, позволяющих без больших потерь преобразовывать напряжение переменного тока, позволило осуществлять экономически выгодную передачу на повышенном напряжении электроэнергии, вырабатываемой центральными электростанциями однофазного переменного тока, на относительно большие расстояния. Однако в этих случаях единственными потребителями из-за невозможности практического применения двигателей однофазного переменного тока была исключительно осветительная нагрузка.

Подлинный переворот в организации производства электроэнергии произошел с внедрением многофазного, и в первую очередь трехфазного электрического тока. В 1889 г. наш соотечественник, ведущий инженер немецкой компании АЕГ Михаил Осипович Доливо-Добровольский, создает асинхронный трехфазный электродвигатель и трехфазный трансформатор. А в 1891 г. на международной выставке в немецком городе Франкфурте была продемонстрирована первая в мире передача электрической энергии на расстояние 170 км трехфазным переменным током напряжением 15 кВ и мощностью до 200 кВт. Техническое руководство созданием оборудования для передачи электрической энергии на большое расстояние и проведением испытаний осуществляли М.О. Доливо-Добровольский и швейцарский инженер Чарльз Браун.

Появилась возможность строить электростанции большой мощности, расположенные в удобных местах вблизи источников дешевых первичных энергоресурсов, передавать электрическую энергию на повышенном напряжении в центры электрических нагрузок, причем потребителями электрической энергии были как осветительная, так и двигательная нагрузки. Такие электростанции получили название районных. С этого момента, т.е. с начала 90-х гг., основным типом центральной электростанции постепенно становится электростанция трехфазного переменного тока, а существовавшие электростанции постоянного тока и однофазного переменного тока выводятся из работы. В нашей стране первыми электростанциями трехфазного тока были промышленные электростанции. В 1893 г. для энергообеспечения элеватора в Новороссийске была построена тепловая

электростанция, а в 1896 г. – гидроэлектростанция на Охтинском пороховом заводе в Санкт-Петербурге.

Первая в России центральная электростанция трехфазного переменного тока – Раушская – была построена в 1897 г. практически в центре города, на берегу Москвы-реки, которая использовалась как источник водоснабжения и путь для подвоза топлива (рис. 1.1).



**Рис. 1.1. Здание Раушской электростанции (1900 г.)**

На Раушской электростанции были установлены паровые машины тройного расширения мощностью по 1000 л.с., приводящие в движение генераторы трехфазного тока напряжением 2000 В. Это дало возможность закрыть более 200 маломощных электростанций, существовавших в Москве, и значительно расширить число клиентов потребителей электрической энергии.

Первой в мире районной электростанцией считается гидроэлектростанция, построенная в 1896 г. в США на Ниагарских водопадах. Мощность первой очереди станции с генераторами двухфазного переменного тока частотой 25 Гц составляла 15000 л.с. Вырабатываемая электроэнергия передавалась по воздушным линиям электропередачи напряжением 11 кВ на расстояние 37 км для энергоснабжения промышленных предприятий города Буффало.

Первой в России районной электростанцией, правда, небольшой мощности, была введенная в 1904 г. гидроэлектростанция на реке Подкумок. Электроэнергия от двух гидрогенераторов мощностью по 400 кВт передавалась по воздушным линиям электропередачи напряжением 8 кВ к четырем городам-курортам: Пятигорску, Ессентукам, Кисловодску и Железноводску – для освещения городов,

устройства пассажирского трамвая в Пятигорске и грузового трамвая в Кисловодске, а также для установки электромоторов на всех насосах, подающих воду в ванны здания.

В 1914 г. в России, в Подмоскowie, была сооружена первая крупная районная электростанция «Электропередача», где было установлено 11 котлов и 3 турбоагрегата суммарной мощностью 15 МВт, а в качестве топлива использовался добываемый вблизи станции торф. Электроэнергия передавалась в Московский энерго-район по высоковольтной линии электропередачи напряжением 70 кВ и длиной 70 км. Увеличение числа потребителей электрической энергии требовало расширения и увеличения мощности существующих и строительства новых электростанций. Возникла необходимость решить проблему организации совместной работы электростанций на общую электрическую сеть, которая стала особенно актуальной после строительства районных электростанций. В 1905 г. в США уже работали три крупные для того времени энергосистемы, одна из которых, Южно-Калифорнийская, объединяла четыре гидравлические и четыре тепловые электростанции с общей установленной мощностью 12 МВт, работающие совместно на электрическую сеть напряжением 2–30 кВ. В нашей стране синхронную работу двух электростанций (ГЭС Белый Уголь в Эссентуках и дизельной электростанции в г. Пятигорске) пришлось организовывать в 1913 г. Сезонные ограничения гидроэнергоресурсов существовавшей ГЭС на реке Подкумок стали препятствием в обеспечении электроэнергией растущих городов-курортов. Тогда было принято решение о строительстве в г. Пятигорске тепловой дизельной электростанции, связанной с ГЭС линией напряжением 8 кВ и длиной 18 км (рис. 1.2). Так, 26 марта 1913 г. были проведены успешные испытания параллельной (точнее синхронной) работы генераторов обеих электростанций, после чего тепловая электростанция взяла на себя ту часть нагрузки потребления района, которую не могла покрыть ГЭС.

**1913 г. Впервые в России организована синхронная работа двух электростанций:**

**ГЭС Белый Уголь (Эссентуки) и дизельная электростанция в г. Пятигорске по линии 8 кВ длиной 18 км.**

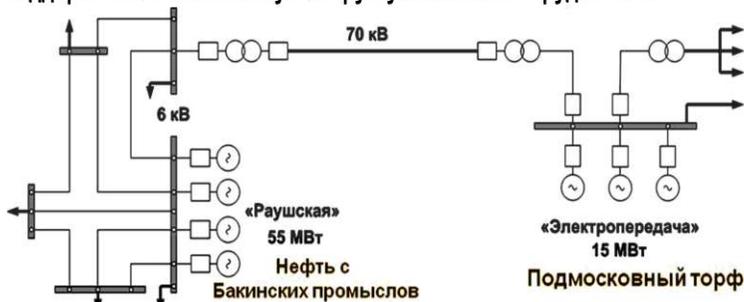


**Рис. 1.2. Первый опыт создания энергосистем в России**

13 августа 1915 г. началась параллельная работа двух электростанций: «Электропередачи» и «Раушской». Дежурный инженер электростанции «Электропередача» поддерживал максимальную нагрузку на своем оборудовании. Дежурный инженер Раушской электростанции задавал режим работы котлов и турбоагрегатов в соответствии с планируемым потреблением. Топливом для последней являлся привозной бакинский мазут. В первый же год выявились преимущества совместной работы: экономия топлива составила более 2000 вагонов нефти за год (рис. 1.3).

### Московская энергосистема в 1915-1920 года

1. Дежурный инженер электростанции «Электропередача» поддерживал максимальную нагрузку на своем оборудовании.



2. Дежурный инженер «Раушской» электростанции задавал режим работы котлов и турбоагрегатов в соответствии с планируемым потреблением и т.д.

В первый же год экономия топлива от совместной работы двух электростанций составила более 2000 вагонов нефти.

Рис. 1.3. Схема параллельной работы первых районных электростанций (Московская энергосистема в 1915–1920 гг.)

Объединение электростанций на параллельную работу было первым шагом в создании энергосистем. Однако примеров объединения электростанций на параллельную работу с получением при этом значительных экономических преимуществ было тогда в нашей стране крайне мало. Причиной являлась не столько необходимость решения ряда технических проблем (реальную возможность преодоления которых показала практика совместной работы в Москве, Баку и Пятигорске), сколько проблема преодоления частнособственнических интересов владельцев энергокомпаний и местных органов власти. Каждая из конкурирующих между собой энергокомпаний строила в одном городе свою электростанцию со своей распределительной сетью, да еще ста-

ралась обеспечить техническую невозможность переключения потребителя к другому поставщику электрической энергии. Такое положение можно было наблюдать, например, в Санкт-Петербурге, где в течение 1897–1898 гг. были введены сразу три крупные центральные электростанции, принадлежавшие разным собственникам. Они не могли совместно работать, так как одна вырабатывала трехфазный ток частотой 50 Гц и напряжением 2000 В, другая – однофазный ток частотой 50 Гц и напряжением 3300 В, а третья – однофазный ток частотой 42,5 Гц и напряжением 2200 В. К 1917 г. суммарная мощность более 5000 имеющихся в России электростанций составила около 1,5 млн кВт.

Все относительно крупные электростанции, которых было немного, располагались в больших городах России. Большинство электростанций были фабрично-заводскими, мощностью от десятков до сотен, редко – тысяч киловатт. Все электростанции, за редким исключением, работали раздельно, каждая – на своих потребителей. При этом оперативный персонал электростанции являлся ответственным за энергоснабжение потребителей, подключенных к электрической сети данной электростанции.

### **План ГОЭЛРО – первый шаг в направлении создания Единой энергетической системы**

Накануне 1917 г. ведущие специалисты – электротехники нашей страны – пришли к пониманию необходимости строительства крупных районных электростанций, связанных между собой для совместной работы общей сетью, а также к необходимости *«перустройства всего русского народного хозяйства на новых рациональных началах, и ...единственное рациональное решение вопроса заключается в выработке единообразного плана электрификации России с монополизацией производства электроэнергии в руках государства при широком участии губернских и уездных земств, городских самоуправлений и т.д.»*.

В октябре 1917 г. к власти пришла партия большевиков. Это были тяжелые годы продолжавшейся Первой мировой войны, массового недовольства народа, нарастающего кризиса в снабжении населения продовольствием, а также кризиса железнодорожных перевозок. В тяжелейших условиях существования страны был взят курс на разработку плана электрификации России. В течение 1920 г. был разработан план электрификации России, предусматривавший реконструкцию существующих и строительство 30 новых районных электрических станций общей мощностью 1750 МВт.

В плане ГОЭЛРО можно выделить несколько направлений развития электроэнергетики страны, о необходимости внедрения ко-

торых ведущие инженеры-электротехники высказывались еще до 1917 г.:

- преимущественное строительство крупных районных электростанций на базе местных видов топлива (уголь, торф, гидроресурсы);
- совместная работа новых и существующих электростанций на общую электрическую сеть.

Этот курс развития энергетики, заложенный еще в 1920 г., стал магистральным на пути к созданию Единой энергетической системы страны.

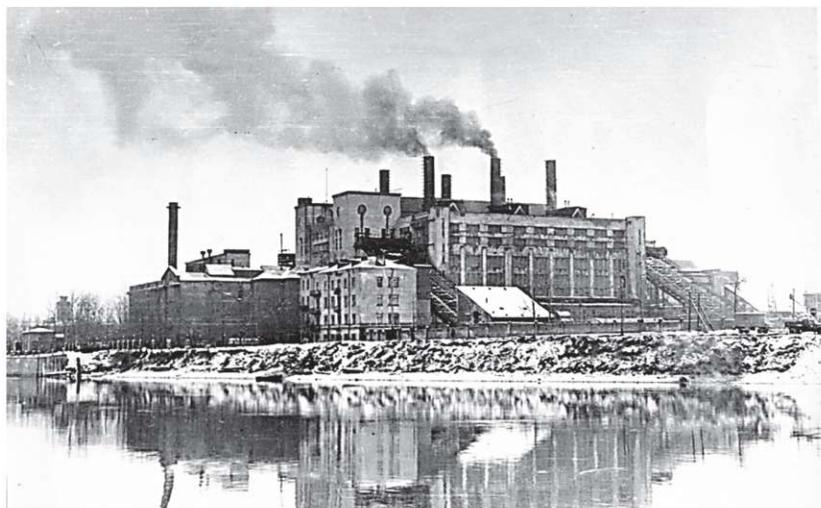
Сама логика строительства по плану ГОЭЛРО крупных районных электростанций, работающих с остальными электростанциями на общую электрическую сеть, предопределяла неизбежное образование районных энергетических систем как совокупности параллельно работающих электростанций, объединенных линиями электропередачи высокого напряжения и связанных общностью электрического режима.

С появлением первых энергосистем возникла потребность в оперативно-диспетчерском управлении, дающим возможность одновременной согласованной совместной работы всех генерирующих источников, сетевых объектов, потребителей и получения преимуществ от их совместной параллельной работы.

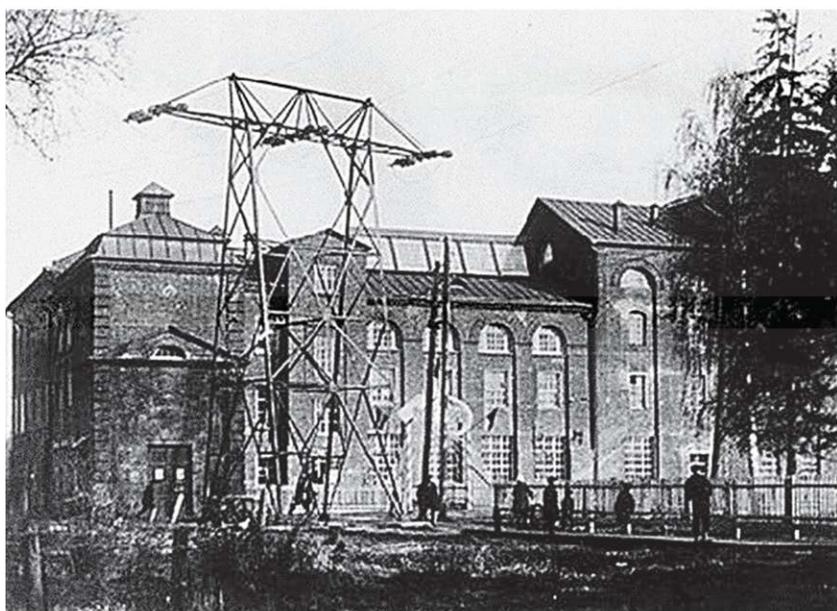
После того, как в течение 1920 г. к работавшим на общую электрическую сеть Раушской электростанции (получившей название ГЭС-1, т.е. «Государственной электрической станции № 1», в дальнейшем ГЭС-1) и электростанции «Электропередача» (получившей название ГРЭС-3, т.е. Государственная районная электрическая станция № 3) подключились бывшие фабричные электростанции текстильных фабрик: Глуховская, Павлово-Посадская и Ореховская, а также временная Шатурская электростанция (рис. 1.4), – руководством Московской энергосистемы 17 декабря 1921 г. было принято и введено «Положение о мерах для координирования параллельной работы электрических станций, входящих в состав Московского районного объединения». Этот документ стал отправной точкой в создании в нашей стране системы оперативно-диспетчерского управления как технологической структуры электроэнергетики.

В соответствии с принятым Положением оперативные функции по координации совместной параллельной работы электростанций Московской энергосистемы были возложены на «дежурного по Объединению инженера», которым стал дежурный инженер ГЭС-1. В его обязанности входило осуществление контроля за выполнением каждой электростанцией заданной нагрузки. Дежурный инженер обязан был также перераспределять нагрузку между электростанциями в случаях необходимости и руководить ликвидацией аварийных ситуаций.

Второй крупной энергосистемой в стране стала Ленинградская, где в 1925 г. после реконструкции генераторов ГЭС-2 и строительства кабельной линии 35 кВ, соединившей ГЭС-1 и ГЭС-2, появилась возможность их параллельной работы.

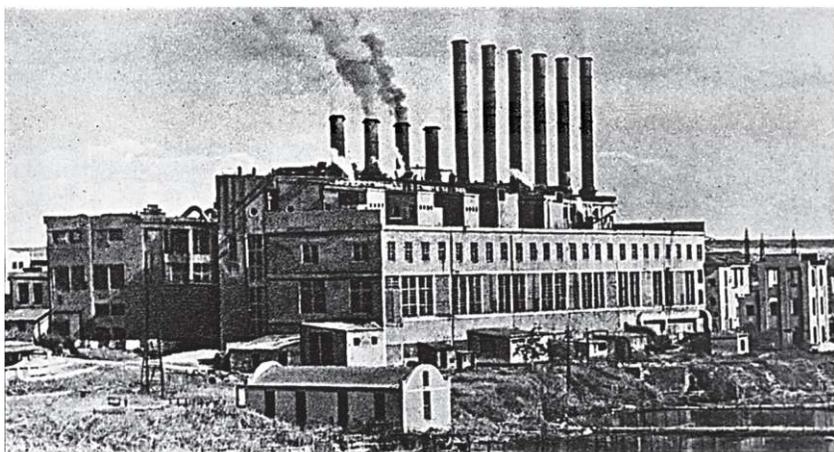


а

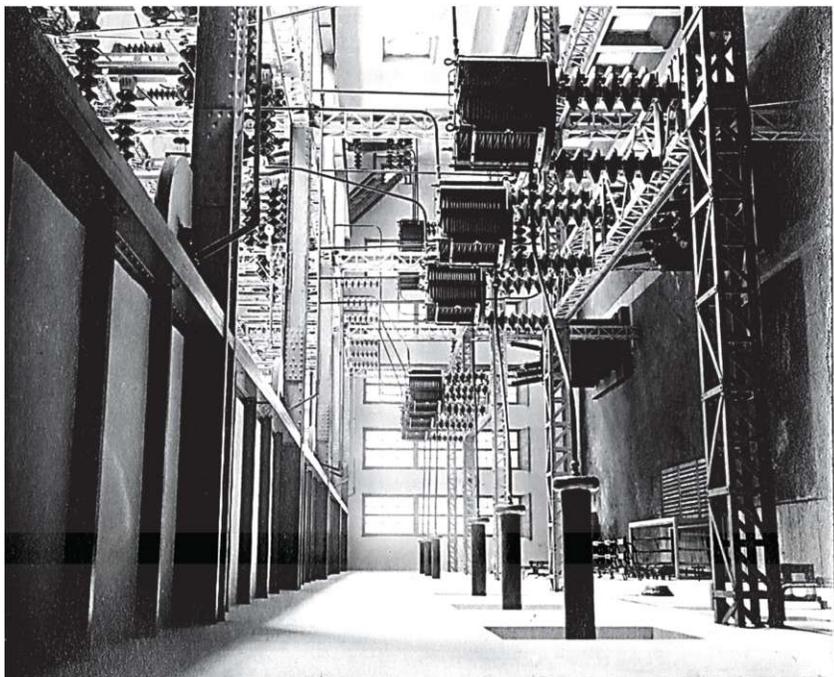


б

**Рис. 1.4. Первые советские электростанции (20–30-е гг. XX в.):**  
 а – ГРЭС № 3 «Электропередача» (30-е гг.); б – Каширская ГРЭС. Общий вид, 1922 г.; в – Шатурская ГРЭС; г – ЗРУ 110 кВ Шатурская ГРЭС (30-е гг.);  
 д – Раушская электростанция (ГРЭС №1) и здание Управления Мосэнерго. Диспетчерский щит расположен на верхнем этаже

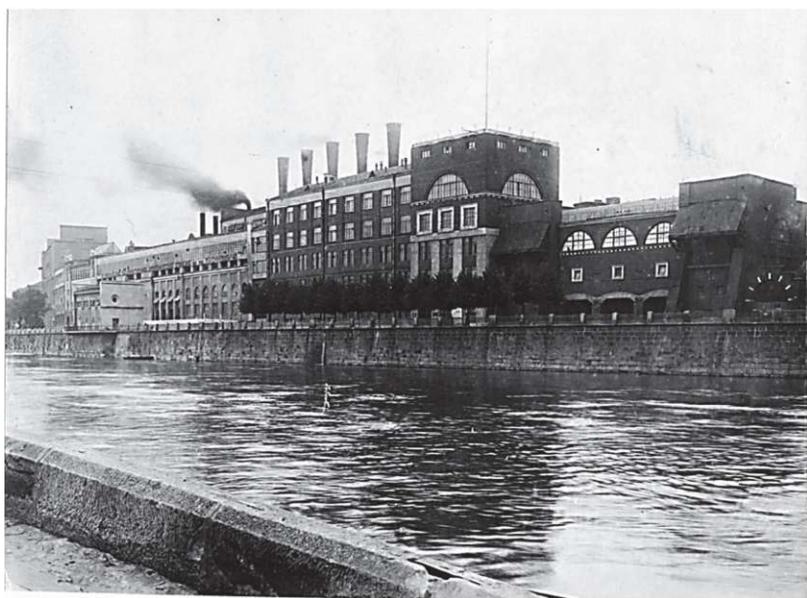


В



Г

Рис. 1.4. Продолжение



д

**Рис. 1.4. Окончание**

Ответственным за координацию параллельной работы этих двух станций, по аналогии с Московской энергосистемой, назначили дежурного инженера Ленинградской электростанции ГЭС-1 как наиболее мощной электростанции в образующейся Ленинградской энергосистеме.

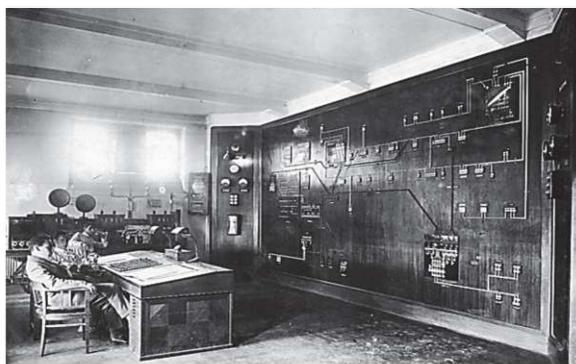
Между тем режимы работы Московской энергосистемы усложнялись. В 1922 г. была введена первая очередь Каширской ГРЭС, электроэнергия от которой стала поступать в Москву по первой в стране линии электропередачи 110 кВ, в 1925 г. вошла в строй Шатурская электростанция мощностью 40 МВт, соединенная линией электропередачи 110 кВ с ГЭС-1. Стало ясно, что совмещать две должности дежурному инженеру ГЭС-1 не по силам, и в 1926 г. была создана диспетчерская служба Московской энергосистемы, задачей которой являлось управление режимами энергосистемы при обеспечении экономичной работы электростанций и надежном снабжении потребителей электрической энергией установленных параметров. Так впервые в нашей стране был образован центр диспетчерского управления энергосистемой, основой которого являлась диспетчерская служба с соответствующими подразделениями, обеспечивающими его функционирование.

Первыми руководителями диспетчерской службы Московской энергосистемы были главный диспетчер Б.А. Телешев и его заместитель П.Г. Грудинский. В конце 1926 г., в преддверии пуска Волховской

гидроэлектростанции, электроэнергия от которой должна была поступать в городское кабельное кольцо 35 кВ по двум линиям 110 кВ, решением руководства Ленинградской энергосистемы была создана диспетчерская служба – вторая в нашей стране.

В начале 30-х гг. в разных регионах страны, где шло бурное развитие промышленности: на Юге, в Центре, в Поволжье, на Урале, в Сибири, – началась организация региональных энергосистем, в состав которых вошли существовавшие и строящиеся электростанции, электрические сети и организованные диспетчерские центры.

В 1930 г. была создана диспетчерская служба в Донбасской энергосистеме. В 1932 г. вошел в строй Центральный диспетчерский пункт Уральской энергосистемы, которая включала в себя электрические станции и сети, расположенные на территории современных Свердловской, Челябинской и Пермской областей (рис. 1.5).



а



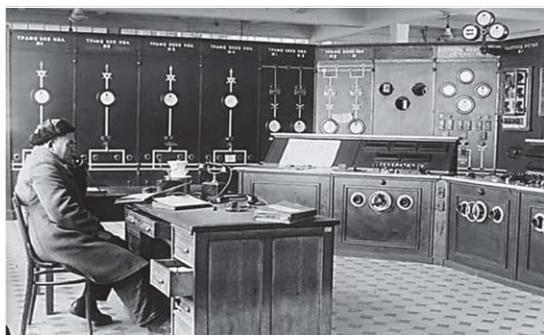
б

**Рис. 1.5. Общий вид диспетчерских щитов (30–40-е гг. XX в.):**

а – диспетчерский щит Мосэнерго (30-е гг.)

б – диспетчерский щит ОДУ Урала (1944 г.);

в – щит Шахтинской ГРЭС (1933 г.)



В

**Рис. 1.5. Окончание**

В 1932 г. в стране действовало 9, а к 1935 г. – уже 18 диспетчерских пунктов энергосистем. Образовавшиеся региональные энергетические системы с централизованным диспетчерским управлением обладали целым рядом бесспорных преимуществ с точки зрения как экономики, так и надежного энергоснабжения потребителей, по сравнению с предшествующим периодом, когда каждая электростанция работала автономно на своего потребителя. Оперативно-диспетчерское управление в пределах своей энергосистемы обеспечивало наиболее экономичное распределение нагрузки между работающими агрегатами электростанций, контролировало состояние оборудования станций и электрических сетей. Эксплуатационный персонал электростанций беспрекословно выполнял команды и распоряжения диспетчера энергосистемы.

### **От отдельных энергосистем к объединенным энергосистемам**

Развитие энергосистем шло по пути строительства новых и расширения существующих электростанций, а также возведения линий электропередачи для связи электростанций с центрами потребления. По мере расширения зоны охвата электрическими сетями в отдельных регионах появилась возможность соединения между собой электрических сетей соседних смежных энергосистем.

При объединении энергосистем на параллельную работу необходимо было решить не только технические, но и ряд организационных вопросов. Основной из них заключался в выборе схемы диспетчерского управления параллельно работающими энергосистемами. Рассматривались два варианта организации диспетчерского управления: первый – поручить диспетчерское управление параллельно работающими энергосистемами диспетчерской службе одной из энергосистем; второй – создать отдельный диспетчерский центр, осуществляющий диспетчерское управление параллельной работой энергосистем. Оба способа имели право на существование и обладали различными как преимуществами, так и недостатками.

При реализации первого варианта, не требующего затрат на создание нового диспетчерского центра, у одной из энергосистем всегда будут возникать сомнения в корректности команд, отдаваемых «чужим» диспетчером, особенно если это будут команды на ввод ограничений и отключений потребителей.

Создание отдельного диспетчерского центра (по второму варианту) требует определенных материальных затрат в виде помещений и необходимого технического оборудования, а также наличия квалифицированного персонала, способного обеспечить эффективное использование электрических станций параллельно работающих энергосистем и надежное энергообеспечение потребителей.

Поскольку второй вариант требует определенных материальных затрат и наличия квалифицированного персонала, то, исходя из реальных возможностей с получением необходимых для диспетчерского центра помещений и технического оборудования, а также дефицита квалифицированного персонала, на первом этапе объединения энергосистем применяли первый вариант, а впоследствии переходили ко второму. В то же время для безусловного выполнения диспетчером энергосистемы команд диспетчера объединенных энергосистем требовалось либо создание в энергетике такой экономической системы, при которой эти команды не влияют отрицательно на плановые показатели энергосистемы, а их невыполнение ведет к значительным для энергосистемы экономическим потерям, либо обеспечение диспетчера объединенной энергосистемы определенным административным ресурсом. Однако поиски такой экономической системы растянулись на многие годы, а для получения достаточного административного ресурса диспетчерские центры объединенных энергосистем были включены в состав центрального аппарата управления электрическими станциями и электрическими сетями – Наркомата (Министерства) электростанций СССР.

### **Образование объединенных энергосистем Центра**

В начале 30-х гг. в Центральном регионе сформировались и развивались энергосистемы, охватывающие территорию современных Московской, Тульской, Владимирской, Нижегородской, Ивановской, Костромской и Ярославской областей. Самой крупной не только среди них, но и в стране, была Московская энергосистема, электрические сети которой охватывали территорию современных Московской, Тульской, частично Владимирской (Владимирская область до 1944 г. входила в состав Ивановской области) и Ярославской областей.

К концу 30-х гг. электрические сети Московской энергосистемы вплотную подошли к электрическим сетям Нижегородской, Ивановской и Ярославской энергосистем. Такая удобная конфигурация электрических сетей предопределяла создание объединенных энергосистем Центрального района, что нашло отражение в проектировании и

планах строительства межсистемных линий 110 кВ, связывающих Московскую энергосистему с Нижегородской и Ярославской. Однако экономические возможности того времени не позволили полностью реализовать задуманное, и процесс объединения Центральных энергосистем затянулся на несколько лет, что было весьма оправдано для выработки основных принципов диспетчерского управления объединенных энергосистем.

Первое в нашей стране объединение энергосистем произошло в декабре 1932 г. и было вызвано чрезвычайными обстоятельствами, сложившимися на единственной крупной станции Нижегородской энергосистемы – Нижегородской ГРЭС. Основным видом топлива этой станции был торф, добыча которого носила сезонный характер: зимой он поступал на станцию только со склада. 24 августа 1932 г. в результате обширного пожара сгорело 400 тыс. т торфа (40% общего запаса). Были приняты чрезвычайные меры, направленные на снижение объемов ограничений потребителей Нижегородской энергосистемы, – в частности, дополнительная поставка на Нижегородскую ГРЭС торфа, угля и мазута из других регионов, а также организация поставок из соседней Ивановской энергосистемы. Всего за несколько месяцев между Ивэнерго и Нижновэнерго был организован транзит электроэнергии по существовавшим, вновь построенным и реконструированным линиям 110 кВ, работавший в течение двух лет.

*Таким образом, в истории нашей энергетики 1933 год можно считать годом начала организации параллельной работы энергосистем.*

Неизвестно, насколько длительной оставалась параллельная работа этих энергосистем в 1935–1936 гг., после восстановления нормальной работы Нижегородской ГРЭС. Возможно, в какой-то период они работали раздельно.

Постоянная параллельная работа началась с принятия в октябре 1937 г. Временного положения о параллельной работе Ивановского и Горьковского энергокомбинатов (ЭК), в соответствии с которым на диспетчерскую службу Нижегородской энергосистемы было возложено управление режимами двух параллельно работающих энергосистем. Таким образом, была принята схема диспетчерского управления объединенных энергосистем по первому варианту, о котором говорилось выше. Единственным его преимуществом (на тот момент весьма важным) являлось отсутствие затрат на сооружение диспетчерского щита и содержание диспетчерского персонала. Такая же схема диспетчерского управления была первоначально принята и для этапа присоединения к Ивановской и Нижегородской энергосистемам Ярославской энергосистемы. Диспетчерское управление создававшимся объединением энергосистем, сети которого охватывали территорию пяти современных областей (Владимирская, Ивановская, Костромская, Нижегородская и Ярославская), получившим название

«Объединение Верхне-Волжских энергосистем» – (ВВЭС), в мае 1939 г. было поручено диспетчерской службе Нижегородской (тогда Горьковской) энергосистемы. Однако задержка со строительством межсистемной связи между Ярославской и Ивановской энергосистемами, позволившая накопить некоторый, зачастую отрицательный опыт такой схемы диспетчерского управления, привела руководство Наркомата электростанций к выводу о необходимости создания для этой цели отдельного диспетчерского центра по управлению режимами работы Верхне-Волжских энергосистем – Объединенной диспетчерской службы (ОДС) ВВЭС, начавшей функционировать в мае 1941 г., как раз перед началом Великой Отечественной войны.

Расположился диспетчерский центр ВВЭС там же, где и размещались диспетчеры Нижегородской энергосистемы, а именно в помещении Нижегородской ГРЭС в г. Балахне. По всей видимости, персонал ОДС формировался из персонала диспетчерской службы Нижегородской энергосистемы. Диспетчеры ОДС не имели своего диспетчерского щита и находились в одном помещении с диспетчерами энергосистемы, располагая той же скудной информацией о режиме работы энергосистемы.

Впоследствии, в ноябре 1942 г., диспетчерская служба Нижегородской энергосистемы была переведена в новые помещения Районного управления, в Нижний Новгород, оставив свои прежние владения целиком в распоряжение ОДС ВВЭС.

В период Великой Отечественной войны объединение энергосистем Верхней Волги по располагаемой мощности уступало только Уральской и Московской энергосистемам. И только в послевоенные годы, после завершения строительства межсистемных транзитов, связывающих Московскую энергосистему с Ярославской и Нижегородской, было создано энергообъединение, получившее название «Объединение центральных энергосистем», для диспетчерского управления которым было организовано Объединенное диспетчерское управление центральными энергосистемами – ОДУ Центра с месторасположением в Москве. После организации собственного диспетчерского щита к ОДУ Центра перешли функции расформированного ОДС ВВЭС.

### **Образование объединенных энергосистем Юга**

По плану ГОЭЛРО на Юге России должны были построить электростанции, ставшие впоследствии основой формирующихся энергосистем: Штеровская ГРЭС в Донбассе, Шахтинская ГРЭС в Ростовской области и ДнепроГЭС в Приднестровье. Ввод в работу этих электростанций и электрических сетей, связывавших их с центрами потребления, привел к образованию в начале 30-х гг. Донбасской, Ростовской (это современное название) и Днепровской энергосистем. В отличие от ситуации с объединением энергосистем Центра

на Юге еще на стадии проектирования схемы выдачи мощности Днепровской ГЭС было предусмотрено строительство двухцепной межсистемной линии электропередачи Днепр–Донбасс. Такое решение, направленное на организацию совместной работы тепловых и гидравлической станций, было правильным и очевидным. В период паводка мощность ДнепрГЭСа достигала максимального значения (560 МВт) и была избыточной для энергосистемы, а в остальной период составляла от 150 до 250 МВт, что в отдельные периоды являлось недостаточным для покрытия потребительского спроса на электроэнергию. Однако строительство этой линии всячески откладывалось и было завершено только к моменту ввода последнего гидрогенератора Днепровской ГЭС.

В это же время электрические сети 110 кВ Ростовской и Донбасской энергосистем вплотную приблизились друг к другу. В 1934 г. была введена одна, а в 1937 г. – вторая межсистемная линия между этими энергосистемами, что привело к организации с декабря 1937 г. параллельной работы Ростовской и Донбасской энергосистем. Диспетчерское управление параллельной работой этих энергосистем было возложено на диспетчерский центр Донбасской энергосистемы, расположенный в г. Горловке.

Таким образом, в 1937 г. еще две энергосистемы в нашей стране начали работать параллельно, причем схема диспетчерского управления на Юге и в Центре была одинаковой: управление режимами параллельной работы возлагалось на диспетчеров одной, более крупной энергосистемы, т.е. реализовывался первый вариант схемы диспетчерского управления.

После ускорения строительства и ввода в работу в июне 1940 г. транзита 220 кВ Днепр–Донбасс диспетчерское управление тремя параллельно работающими энергосистемами было возложено на отдельный диспетчерский центр – Объединенную диспетчерскую службу ОДС Южной энергосистемы, расположенную в г. Горловке, в одном здании с диспетчерской службой Донбасской энергосистемы. Здесь, как и в случае с объединением энергосистем Верхней Волги, персонал, по-видимому, также формировался из диспетчеров Донбасской энергосистемы.

В 1941 г., в связи с захватом территории этих областей и эвакуацией энергетического оборудования и персонала на Восток, деятельность ОДС Юга была временно приостановлена, возобновившись в 1944 г., сразу же после освобождения захваченных врагом территорий и началом работ по восстановлению энергетического хозяйства региона.

### **Образование объединенных энергосистем Урала**

В отличие от энергообъединений Центра и Юга, сформировавшихся путем соединения электрических сетей смежных энергосистем, объединение энергосистем Урала возникло в результате разделения в 1942 г. уже сформировавшейся Уральской энергосистемы

на три региональные энергосистемы: Свердловскую, Челябинскую и Молотовскую (Пермскую). Такое разделение, когда границы региональной энергосистемы совпадали с административными, было характерным и для того времени, и для более позднего периода. Ситуация с энергоснабжением множества предприятий Урала, выпускающих военную продукцию, только подтолкнула этот процесс. К тому же и технические средства диспетчерского управления того времени не позволяли обеспечить надежное управление режимами энергосистемы, электрические сети 110 кВ которой протянулись более чем на 1000 км. Поэтому при организации диспетчерского управления Объединенных энергосистем Урала особого выбора вариантов фактически не было. В короткое время из части работников существовавшего диспетчерского центра Уральской энергосистемы был сформирован коллектив Объединенного диспетчерского управления – ОДУ Урала, для которого были выделены помещения и создан диспетчерский пункт управления, сразу приступивший к управлению режимами энергообъединения Урала, взаимодействуя с персоналом образовавшихся диспетчерских центров Свердловской, Челябинской и Молотовской (Пермской) энергосистем.

Таким образом, в 40-е гг. для диспетчерского управления параллельно работающими энергосистемами Центра, Юга и Урала были созданы специальные диспетчерские центры – ОДУ (ОДС), подчиненные территориальным эксплуатационным главкам Наркомата (затем – Министерства электростанций). Система диспетчерского управления энергетическими системами СССР стала *двухуровневой* (рис. 1.6).

1950-е г.

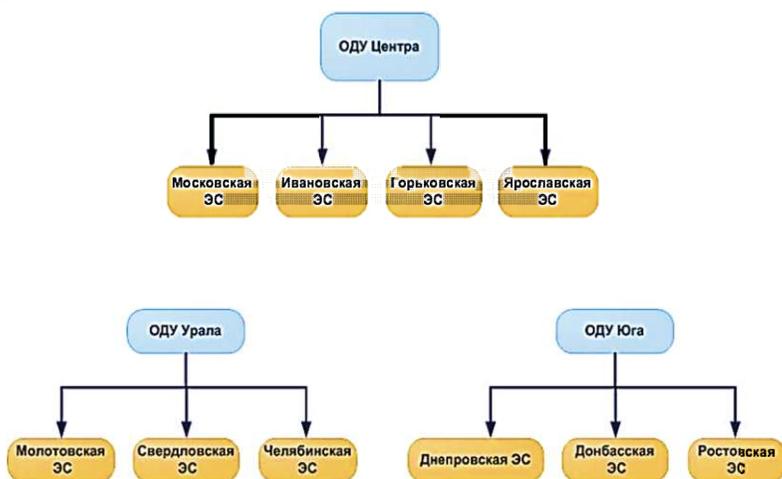


Рис. 1.6. Двухуровневая система диспетчерского управления (40–50-е гг. XX в.)

## От объединенных энергосистем к Единой энергосистеме Европейской части СССР

Первые годы после войны характеризовались не только восстановлением разрушенного войной энергохозяйства, но и строительством новых электростанций и линий электропередачи. В конце 40-х гг. в стране функционировало около 60 региональных энергосистем. Из них только 10 энергосистем входили в Объединенные энергосистемы Центра, Урала и Юга, но электростанции этих энергосистем вырабатывали около половины всей электроэнергии, произведенной в стране. Остальные энергосистемы работали изолированно. Однако высшим номинальным напряжением линий электропередачи было напряжение 220 кВ, максимальная мощность турбоагрегата по-прежнему составляла 100 МВт, а самая крупная тепловая электростанция имела мощность 400 МВт. В то же время рост потребности народного хозяйства в электрической энергии требовал резкого увеличения ввода новых мощностей на районных электростанциях. Назрел вопрос о переходе к сооружению мощных районных тепловых электростанций с крупными турбоагрегатами, что позволяло ускорить и удешевить развитие энергетики. Однако сооружение крупных электростанций могло быть рациональным лишь при условии создания мощных объединенных энергосистем и строительства электрических сетей высокого напряжения большой пропускной способности.

В 1950 г. правительством принимается решение о строительстве двух крупнейших по тем временам гидроэлектростанций на реке Волга – Куйбышевской и Сталинградской. Электроэнергия, вырабатываемая этими электростанциями, должна была передаваться в Московский промышленный район по двухцепным линиям электропередачи напряжением 400 кВ: Куйбышев–Москва и Сталинград–Москва – длиной порядка 1000 км.

В 1956 г., с пуском первой цепи электропередачи 400 кВ Куйбышев – Москва, руководство страны ставит перед электроэнергетиками новую стратегическую задачу – объединение Центральной, Уральской и Южной объединенных энергосистем и создание тем самым Единой энергетической системы Европейской части Советского Союза – ЕЭС Европейской части СССР. При этом ведутся работы по формированию объединенных энергосистем ОЭС Средней Волги, Закавказья, Северного Кавказа, Сибири, Северо-Запада, Средней Азии с созданием в них оперативно-диспетчерских управлений.

Создание Единой энергетической системы, т.е. объединения отдельных региональных энергосистем в Единую энергосистему с централизованным диспетчерским управлением, давало следующие преимущества.

1. Снижение объема необходимой располагаемой мощности электростанций для обеспечения надежного энергоснабжения потребителей.

Отдельная энергосистема для покрытия своего потребления обязана располагать такой генерирующей мощностью, которая обеспечивает покрытие максимального потребления энергосистемы, поддержание необходимого объема резерва мощности и необходимость проведения плановых и внеплановых ремонтов оборудования электростанций.

При объединении энергосистем на параллельную работу и создании мощных территориальных энергообъединений появляется возможность снизить объем необходимой располагаемой генерирующей мощности за счет:

- *использования эффекта совмещения максимумов потребления.* Максимум потребления энергообъединения всегда меньше суммы максимумов потребления входящих в него энергосистем на мощность, соответствующую так называемому *эффекту совмещения максимумов потребления*, обусловленного несовпадением по времени наступления максимумов потребления в отдельных энергосистемах, в основном из-за расположения их в различных часовых поясах. Таким образом, снижается потребность в генерирующей мощности для покрытия максимума потребления энергообъединения на мощность, равную эффекту совмещения максимумов потребления. Особенно эффект совмещения максимумов потребления проявляется в нашей стране, где наиболее заселенные и промышленно развитые регионы (Центр, Волга, Урал и Сибирь) расположены в широтном направлении.

Рассматривая графики потребления ОЭС декабря 2012 г., видим, что вечерний максимум потребления рабочего дня ОЭС Сибири наступал в 15 ч, в ОЭС Урала – в 17 ч, в ОЭС Средней Волги – в 18 ч, а в ОЭС Центра – в 19 ч (табл. 1.1). Если же анализировать графики потребления энергосистем, увидим, что в 1990 г. эффект совмещения максимумов потребления энергосистем оценивался значением порядка 11 млн кВт;

- *снижения суммарного резерва активной мощности*, требуемого для обеспечения надежного энергоснабжения при аварийных остановках крупных энергоблоков и компенсации ошибки прогноза потребления.

Таблица 1.1

**Графики потребления мощности ОЭС 20 декабря 2012г.**

ОЭС	$P_{\text{потр}}$			(ГВт)		
	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	$P_{\text{потр max}} - P_{\text{потр 18:00}}$
Сибири	31,7	31,16	31,2	30,7	29,9	-1,0
Урала	35,4	36,0	36,5	36,2	35,8	-0,3
Средней Волги	17,2	17,0	17,5	17,6	17,5	0
Центра	36,8	36,5	36,6	38,0	38,1	-0,1
Итого	121,1	120,66	121,8	122,5	121,3	-1,4

При объединении энергосистем на параллельную работу становятся маловероятными как аварийные остановы генерирующего оборудования сразу во всех энергосистемах, так и одинаковые знаки ошибок в прогнозах потребления. С учетом этих факторов появляется возможность снизить величину, уменьшить суммарный резерв генерирующей мощности энергосистем;

• *координации сроков проведения плановых ремонтов оборудования* электростанций в отдельных энергосистемах, что позволяет снизить суммарную мощность оборудования электростанций, выводимых в плановые ремонты.

2. Оптимальное использование первичных энергоресурсов, используемых для выработки электроэнергии, что снижает стоимость вырабатываемого 1 кВт ч.

При работе электростанции в составе изолированной энергосистемы возможности наиболее выгодного использования первичных энергоресурсов и оборудования тепловых электростанций зачастую ограничены. Например, при невозможности энергосистемы полностью использовать гидроэнергоресурсы в период паводка приходится осуществлять холостые сбросы воды на ГЭС. Другой пример: тепловая электростанция, использующая дешевые виды местного органического топлива, вынуждена работать с глубокой разгрузкой оборудования (следовательно, и в менее экономичном режиме) в часы минимального потребления энергосистемы.

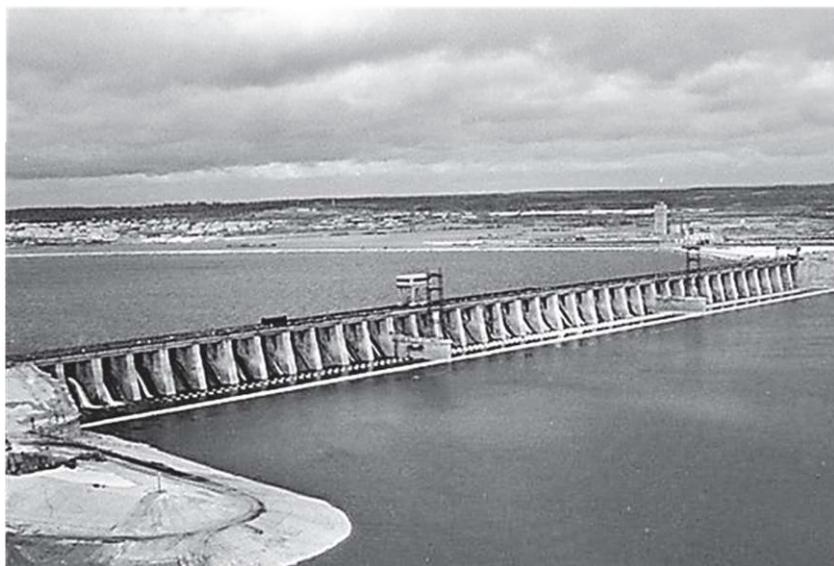
Поскольку при работе гидроэлектростанций в составе мощного энергообъединения появляется возможность наиболее полного использования гидроэнергоресурсов, то можно утверждать, что работа в составе ЕЭС является необходимым условием для выполнения задачи по комплексному использованию гидроэнергетических ресурсов каскадов Волжско-Камского и Ангаро-Енисейского с учетом требований энергетиков и других водопользователей. То же самое можно сказать и применительно к атомным электростанциям, основным режимом работы которых в составе ЕЭС является базисный режим, т.е. работа с постоянной в течение суток нагрузкой.

Что касается режимов работы тепловых электростанций, использующих наиболее дешевые виды топлива и имеющих наименьшие затраты на выработку электроэнергии, то в составе мощного энергообъединения появляются возможности более длительной их работы в наиболее выгодном режиме за счет разгрузки менее экономичных тепловых электростанций (конечно, с учетом ограничений, накладываемых пропускной способностью электрических сетей и требований по обеспечению надежности).

3. Возможность увеличения единичной мощности энергоблока, что сокращает затраты и время на сооружение электростанций.

Есть и преимущества, связанные с повышением уровня надежности, качеством частоты, и другие, но основными все же являются вышеназванные.

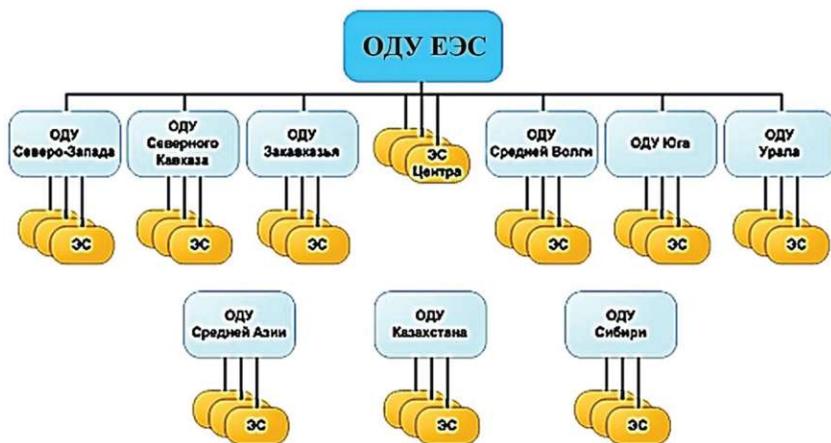
Датой рождения Единой энергосистемы страны по праву считается 30 апреля 1956 г., когда было произведено включение под нагрузку первой (южной) цепи 400 кВ электропередачи Куйбышев–Москва. В ноябре 1956 г. была включена вторая цепь электропередачи, а в течение 1958–1959 гг. введена в работу воздушная линия (ВЛ) электропередачи 400 кВ, соединившая Куйбышевскую ГЭС (рис. 1.7) с энергосистемами ОЭС Урала. Тем самым в 1959 г. был осуществлен переход на параллельную работу ОЭС Центра, ОЭС Урала и формирующегося ОЭС Средней Волги. При этом уже в процессе строительства ЛЭП 400 кВ стало ясно, что нужно переходить на новый класс напряжения – 500 кВ. Солидным аргументом в пользу перехода на новый класс напряжения являлось то, что можно было ставить линии 400 кВ под напряжение 500 кВ практически без переделок. Требовалось изменить только часть оборудования подстанции: выключатели, трансформаторы напряжения, конденсаторы связи, разрядники, шунтирующие реакторы и некоторые силовые трансформаторы.



**Рис. 1.7.** Плотина Куйбышевской ГЭС

Так что электропередача Сталинград–Москва проектировалась и строилась уже на напряжении 500 кВ. Первый участок электропередачи Сталинград–Москва вступил в строй в 1959 г., а в течение 1959–1964 гг. были выполнены все работы по переводу электропередач Куйбышев–Москва и Куйбышев–Урал на напряжение 500 кВ. Переход на напряжение 500 кВ позволил увеличить пропускную способность электропередачи Куйбышев–Москва почти в 1,5 раза.

Начало совместной параллельной работы Объединенных энергосистем вновь поставило перед руководством отрасли задачу выбора структуры диспетчерского управления. Аналогично с применявшимися ранее подходами при выборе схемы организации диспетчерского управления режимами работы объединенных энергосистем необходимо было сделать выбор между вариантом с возложением на один из существующих диспетчерских центров (ОДУ) обязанностей по выполнению обеих функций: диспетчерского управления режимами энергосистем своего ОЭС и управления режимами формирующейся ЕЭС, – и вариантом с организацией отдельного диспетчерского центра вышестоящего уровня диспетчерской иерархии. По ряду причин выбор был сделан в пользу первого из вышеназванных вариантов. В соответствии с Приказом Министерства электростанций, в июне 1957 г. ОДУ Центра преобразуется в Объединенное диспетчерское управление Единой энергетической системы Европейской части СССР – ОДУ ЕЭС, с непосредственным подчинением его Министерству электростанций. Таким образом, в образовавшейся трехуровневой системе диспетчерского управления ОДУ ЕЭС–ОДУ – диспетчерский центр региональной энергосистемы диспетчерские центры каждого из уровней имели различное подчинение: соответственно руководство Министерства, руководство главка Министерства и руководство региональной энергосистемы (рис. 1.8).



**Рис. 1.8. Трехуровневая система диспетчерского управления ЕЭС европейской части СССР (60-е гг. XX в.)**

Начало 60-х гг. можно смело назвать периодом бурного формирования объединенных энергосистем. Именно в этот период были созданы ОЭС Средней Волги, Закавказья, Северного Кавказа, Сибири, Средней Азии и Северо-Запада.

В 1966 г. было замкнуто кольцо 500 кВ вокруг Москвы и создана прочная основа для формирующейся Единой энергетической системы Европейской части страны.

В 1966 г. начинается параллельная работа ОЭС Северо-Запада и ОЭС Центра по транзитным ВЛ напряжением 330 кВ Чудово–Бологое–Калинин, в 1969 г. ОЭС Юга и ОЭС Северного Кавказа соединяются на постоянную параллельную работу с остальной частью ЕЭС по линиям распределительных сетей 110–220–330 кВ ОЭС Юга и Центра. До этого их совместная (непараллельная) работа осуществлялась только по передаче постоянного тока. В январе 1970 г. на параллельную работу с ЕЭС по линии 220 кВ Дагомыс–Бзыби присоединилась ОЭС Закавказья.

Таким образом, в 60-е гг. была сформирована Единая энергетическая система Европейской части СССР, состоящая из работающих параллельно по электрической сети 220–330–500 кВ ОЭС Центра, Юга, Урала, Средней Волги, Северо-Запада, Северного Кавказа и Закавказья (рис. 1.9).



**Рис. 1.9. Создание Единой энергетической системы СССР (60-е гг. XX в.)**

### **Создание Единой энергетической системы СССР**

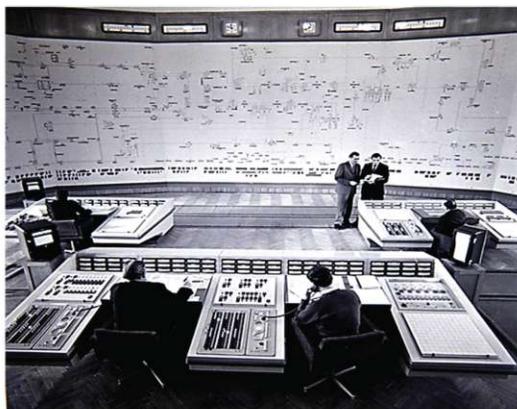
В начале 60-х гг. перед энергетиками страны была поставлена задача создать мощное, невиданное в мире энергообъединение гигантской протяженности от Берлина до Улан-Батора. В эти годы ведущие энергетики Европы и Америки, обсуждая проблемы больших

энергосистем, напуганные знаменитой аварией 1965 г., произошедшей в США, высказывали большие сомнения в возможности обеспечения их надежного функционирования, утверждая при этом, что создание крупных энергосистем увеличит риск возникновения каскадных аварий. В 1965 г. неправильная работа одного устройства релейной защиты, установленного на отходящей от крупной ГЭС линии 230 кВ, вызвала каскадное развитие аварии с погашением большого региона. Именно после этой аварии в энергосистемах США были организованы диспетчерские центры, координирующие совместную параллельную работу нескольких смежных энергосистем, являющиеся аналогами наших ОДУ. Советские специалисты, у которых был опыт успешного функционирования Европейской части ЕЭС, имели иную точку зрения, считая, что четко работающая система централизованного диспетчерского управления в совокупности с новейшими средствами противоаварийной автоматики успешно локализует аварийные ситуации и не дает им приобрести глобальный характер. В то же время все понимали, что для обеспечения надежного функционирования крупнейшего в мире энергообъединения требуется внедрение ряда организационных и технических мер.

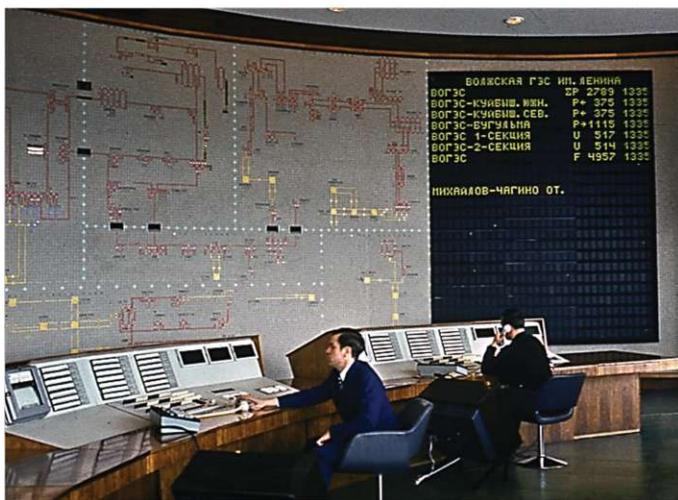
Организационно на базе ОДУ ЕЭС было создано центральное диспетчерское управление (ЦДУ ЕЭС), непосредственно подчинявшееся руководству Министерства энергетики. Все ОДУ были подчинены ЦДУ ЕЭС, что позволяло проводить техническое перевооружение диспетчерских центров страны, исходя из единой технической и кадровой политики. Большие усилия были направлены на создание автоматизированной системы диспетчерского управления АСДУ, охватывающей все уровни диспетчерской иерархии и непосредственно энергообъекты (рис. 1.10). В 70-е гг. шло интенсивное формирование Единой энергетической системы. Были введены в строй новые межсистемные линии электропередачи 330–500–750 кВ, усиливающие существующие связи и расширяющие возможности обмена мощностями между ОЭС, что было чрезвычайно актуально ввиду создававшихся в отдельных ОЭС разрывов между приростом потребления и вводом новых генерирующих мощностей.

В 1976 г. было осуществлено подключение ОЭС Казахстана к ЕЭС по сети 500 кВ, а в 1978 г. был создан транзит по ВЛ 500 кВ Урал–Казахстан–Сибирь, и тем самым практически завершился процесс формирования Единой энергетической системы СССР. С вводом в работу линии электропередачи 750 кВ Западноукраинская–Альбертирша и образованием транзита по ВЛ 750 кВ Донбасс–Днепр–Винница–Западноукраинская–Венгрия в феврале 1979 г. началась параллельная работа ЕЭС СССР и ОЭС стран членов

СЭВ. На востоке страны к ЕЭС СССР по двухцепной линии электропередачи 220 кВ на параллельную работу подключилась энергосистема Монголии.



а



б

**Рис. 1.10. Диспетчерский щит:**

а – Раушская набережная (1970 г.); б – ЦДУ ЕЭС СССР (1976 г.)

Таким образом, в 70–80-е гг. XX в. первые два верхних уровня диспетчерской иерархии вошли в одну организацию, с единой технической и кадровой политикой; третий нижний уровень управления остался в энергосистеме (рис. 1.11).

1970-80 гг.

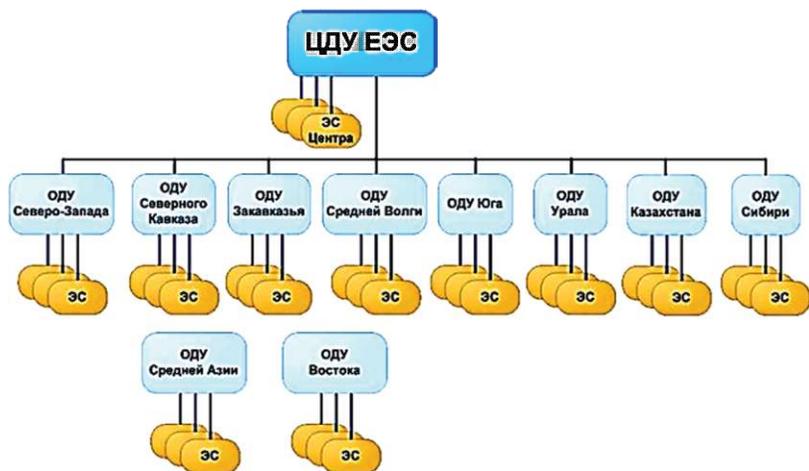


Рис. 1.11. Трехуровневая система диспетчерского управления  
ЕЭС СССР (70–80-е гг. XX в.)

### Реформы в электроэнергетике и создание Системного оператора в России

Политические и экономические потрясения, произошедшие в конце 80-х – начале 90-х гг., привели к развалу Советского Союза и образованию ряда государств, энергосистемы которых входили в состав бывшего ЕЭС СССР.

Все объекты электроэнергетики, расположенные на территории вновь образованных государств, объявлялись их собственностью, управляемой структурами в виде национальных министерств и ведомств, а ЕЭС бывшего СССР превратилась в межгосударственное энергообъединение энергосистем стран СНГ и Балтии.

Глубокие преобразования претерпела и структура эксплуатации, развития и управления энергетическими объектами на территории бывшего СССР. В Российской Федерации для обеспечения сохранения энергетики как единого комплекса на основании указов Президента Российской Федерации от 15 августа 1992 г. № 923 и от 5 ноября 1992 г. № 1334 было учреждено РАО «ЕЭС России». В соответствии с этим указом ЦДУ ЕЭС России было преобразовано в открытое акционерное общество – дочернее акционерное общество РАО «ЕЭС России», а ОДУ были преобразованы в филиалы РАО «ЕЭС России». Крупные тепловые и гидроэлектростанции (за небольшим исключением) были выведены из состава энергосистем и преобразованы в отдельные АО, основная электрическая сеть 330–500–750 кВ также была выделена в отдельную сетевую организацию.

Был образован Федеральный оптовый рынок электрической энергии и мощности – ФОРЭМ, на котором энергосистемы (АО-энерго) покупали электрическую энергию и мощность у атомных электростанций, тепловых и гидроэлектростанций, не входящих в состав энергосистем. Купленные АО-энерго электрическая энергия и мощность совместно с собственной генерацией энергосистемы являлись товаром для продажи на розничном рынке потребителей. Каждый из диспетчерских центров сохранившейся трехуровневой системы диспетчерского управления являлся отдельной организацией, входившей в состав РАО или АО-энергосистем.

В начале XXI в. в электроэнергетике происходит еще один, более глубокий этап реформирования, связанный с разделением региональных энергосистем и передачей электростанций и электрических сетей в состав вновь образованных генерирующих и электросетевых компаний. При этом глубокие изменения претерпевает и система оперативно-диспетчерского управления.

В постановлении Правительства РФ № 526 от 11 июля 2001 г., первом документе, положившем начало практической реализации мер по реформированию электроэнергетики, указывалось на необходимость сохранения и укрепления единой системы оперативно-диспетчерского управления отраслью посредством создания Системного оператора.

Законодательно реформирование электроэнергетики было осуществлено принятием Федерального закона «Об электроэнергетике», подписанного Президентом России 26 марта 2003 г.

В течение 2002 г. на базе существовавших ЦДУ и ОДУ было образовано отдельное акционерное общество ОАО СО-ЦДУ ЕЭС, в состав которого в качестве филиалов Системного оператора вошли семь Объединенных диспетчерских управлений (ОДУ).

В 2004–2005 гг. происходит реорганизация региональных энергосистем (АО-энерго) или, как тогда говорили, процесс «распаковки», с выделением компаний по видам бизнеса: генерирующей, сбытовой, сетевой. В результате проведенной «распаковки» в состав Системного оператора в качестве филиалов вошли диспетчерские центры управления энергосистемами – региональные диспетчерские управления (РДУ).

С завершением вхождения РДУ в состав ОАО «Системный оператор» образовалась стройная вертикаль системы диспетчерского управления, осуществляющая управление режимами ЕЭС России в соответствии с установленными государственными органами критериями надежности и распределяющая нагрузку между электростанциями в соответствии с принятыми правилами рынка.

## **Основные задачи и функции системы оперативно-диспетчерского управления**

Для управления режимами работы ЕЭС создана и действует система оперативно-диспетчерского управления, основными принципами которой являются:

1. *Разграничение оперативно-диспетчерских и общехозяйственных функций* с обеспечением независимости действия системы диспетчерского управления (в пределах ее функций) от административно-хозяйственного руководства энергосистемами.

2. *Иерархическое построение системы* с прямым подчинением дежурного оперативного персонала каждой ступени персоналу более высокой ступени иерархии.

3. Предоставление персоналу каждой ступени *максимальной самостоятельности* в выполнении всех оперативных функций, не требующих вмешательства оперативного руководителя более высокой ступени.

4. Четкое *разграничение функций и ответственности* оперативного персонала всех ступеней управления по ведению нормальных режимов и ликвидации аварийных нарушений.

5. Строжайшая диспетчерская дисциплина, т.е. *безусловное выполнение команд* диспетчера.

Существующая трехуровневая система диспетчерского управления, когда диспетчерские центры всех уровней входят в одну организацию, складывалась постепенно в течение многих лет, и не всегда этот процесс имел постоянное направление движения.

В настоящее время Единая энергетическая система России состоит из семи объединенных энергосистем, в свою очередь включающих в себя территориальные энергосистемы, границы которых совпадают с территорией одного или нескольких субъектов Российской Федерации.

Единая энергетическая система России состоит из двух синхронных зон. Первая зона включает в себя шесть объединенных энергосистем Центра, Урала, Средней Волги, Северо-Запада, Юга и Сибири, работающих параллельно между собой и с энергосистемами стран СНГ и Балтии. Вторая зона состоит из объединенной энергосистемы Востока, работающей изолированно от первой синхронной зоны (рис. 1.12).

В соответствии с законом Системный оператор является единственной организацией, осуществляющей управление режимами работы ЕЭС. В состав Системного оператора входят диспетчерские центры, каждому из них определена операционная зона, в пределах которой диспетчерский центр выполняет задачи по управлению режимами энергообъектов (рис. 1.13).

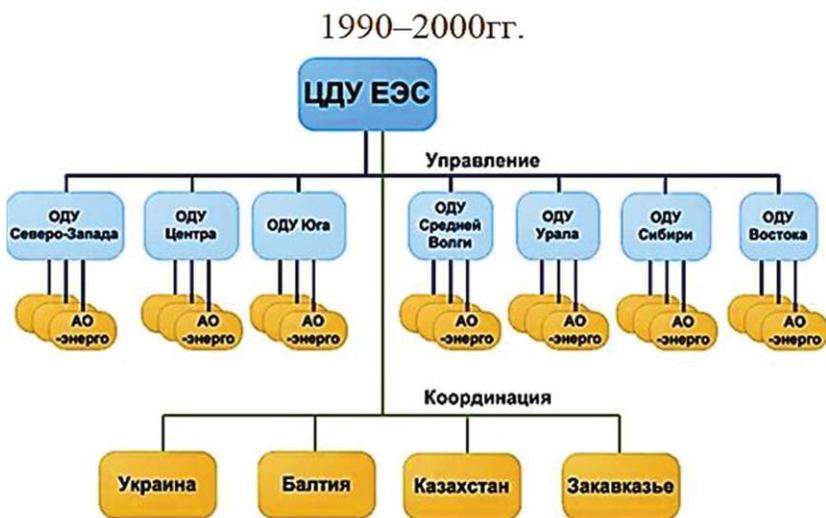


Рис. 1.12. Трехуровневая система диспетчерского управления ЕЭС России (90-е годы XX в.)

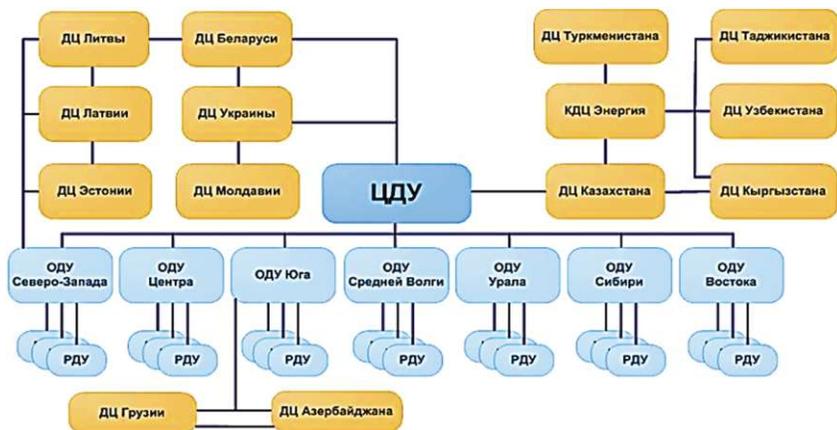


Рис. 1.13. Координация диспетчерских центров энергосистем стран СНГ и Балтии

Первый нижний уровень иерархии представляют *РДУ – Региональные диспетчерские центры*, в операционную зону которых входят одна или несколько территориальных энергосистем.

Второй уровень иерархии представляют *ОДУ – диспетчерские центры объединенных энергосистем*, в операционную зону которых входят территориальные энергосистемы, образующие объединенную энергосистему.

Третий, верхний уровень иерархии представляет *СО ЕЭС России – центральный диспетчерский центр*, операционной зоной которой является собственно Единая энергетическая система России. Взаимодействие диспетчерских центров между собой и с энергообъектами осуществляется по *иерархическому принципу*, т.е. с прямым подчинением диспетчерского персонала каждой ступени диспетчерскому персоналу более высокой ступени иерархии. В иерархической структуре действует четкая *диспетчерская дисциплина*, т.е. безусловное выполнение команд вышестоящего диспетчерского персонала. Исключения составляют случаи, когда выполнение диспетчерской команды создает угрозу для жизни и здоровья людей, угрозу повреждения оборудования или может привести к нарушению условий безопасной эксплуатации атомных электростанций. Для четкого *разграничения функций и ответственности* диспетчерского и оперативного персонала всех ступеней управления по ведению нормальных режимов и ликвидации аварийных нарушений составляется список *объектов диспетчеризации*. В него включаются все элементы энергосистемы (оборудование электростанций и подстанций, линии электропередачи, системы шин и ошиновки оборудования, устройства релейной защиты и различных видов автоматики, средства связи и передачи информации и т.п.), состояние которых влияет на режим работы энергосистемы.

Все объекты диспетчеризации находятся в диспетчерском *управлении* одного диспетчерского центра и диспетчерском *ведении* одного или нескольких диспетчерских центров. В диспетчерском *управлении* находятся объекты, операции с которыми требуют координации действий подчиненного оперативно-диспетчерского персонала и согласованных изменений на нескольких объектах диспетчеризации. Операции с объектами, находящимися в диспетчерском *управлении*, производятся только *по непосредственному указанию* диспетчера, в диспетчерском *управлении* которого находится данный объект. Операции с объектами, находящимися в диспетчерском *ведении*, производятся только *после согласования* со всеми диспетчерскими центрами, в диспетчерском *ведении* которых находится данный объект. Каждый диспетчерский центр составляет список объектов диспетчеризации. При этом соответственно учитываются объек-

ты диспетчеризации, внесенные диспетчерским центром вышестоящего уровня в свой список объектов диспетчеризации. Четкое разделение всех объектов диспетчеризации по уровням диспетчерского управления позволяет, с одной стороны, верхнему уровню диспетчерской иерархии управлять режимами ЕЭС, обладая информацией о состоянии всех объектов диспетчеризации, влияющих на режим ЕЭС, и иметь возможность воздействовать на изменение их режима. С другой стороны, такое разделение предоставляет нижестоящему уровню диспетчерской иерархии право действовать *самостоятельно* в тех случаях, когда это не отражается на режиме ЕЭС в целом.

Задача управления режимами ЕЭС, осуществляемая диспетчерскими центрами, разделяется на ряд более простых взаимосвязанных задач, разделенных во временном, территориальном и ситуационном аспектах.

*Декомпозиция во временном аспекте* осуществляется путем:

- перспективного планирования развития средств производства электрической энергии и электрической сети на срок до 15 лет вперед;

- долгосрочного годового и месячного планирования балансов электрической энергии и мощности, а также графиков ремонтов линий электропередачи, генерирующего и электросетевого оборудования, технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления;

- суточного планирования нагрузок электростанций на каждый час следующих суток;

- оперативного и автоматического диспетчерского управления режимами ЕЭС.

*Декомпозиция в территориальном аспекте* осуществляется в соответствии с иерархической системой диспетчерского управления исходя из условия разделения действий и ответственности диспетчерского персонала разных уровней иерархии.

*Декомпозиция в ситуационном аспекте* связана с тем, что энергосистема может находиться в различных режимах (нормальном, аварийном, послеаварийном), и для каждого из этих состояний не только решаются различные задачи, но может произойти перераспределение обязанностей между диспетчерскими центрами.

**Этапы планирования.** На этапе годового планирования по каждой территориальной энергосистеме, объединенной энергосистеме и Единой энергетической системе разрабатываются балансы электрической энергии и мощности, а также графики ремонтов линий электропередачи, генерирующего и электросетевого оборудования, технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления.

1. При составлении *баланса электрической энергии и мощности* Системный оператор выполняет *прогнозирование потребности в электрической энергии и мощности*, которое является результатом многофакторного анализа с использованием современных технологий. На основе собственной и внешней прогнозной информации о динамике потребления энергосистем и крупнейших потребителей, а также собственной статистической базы данных о производстве, потреблении и перетоках электроэнергии, фактических режимах работы энергообъектов энергосистем, ОЭС и в целом ЕЭС составляются типовые суточные графики потребления энергосистем, ОЭС и ЕЭС для характерных дней недели каждого месяца года.

Объем потребления зависит от температуры наружного воздуха, поэтому при составлении баланса необходимо также учитывать возможный рост потребления электрической энергии в периоды аномального похолодания зимой и аномально высокой температуры летом. Используя полученные данные по прогнозу потребления, Системный оператор производит расчеты балансов электрической энергии и мощности на модели ЕЭС, учитывающей ограничения, вызванные максимально допустимыми нагрузками оборудования и линий электропередачи, определяя для каждой электростанции объем выработки электроэнергии и рабочую мощность, необходимые для покрытия прогнозного потребления с учетом нормативного резерва мощности.

Подготовленный Системным оператором годовой баланс электрической энергии и мощности рассматривается, корректируется и предварительно утверждается уполномоченным на это государственным органом, в настоящее время – Федеральной службой по тарифам ФСТ.

2. Следующим этапом годового планирования является *согласование Системным оператором годовых графиков ремонтов* линий электропередачи, генерирующего и электросетевого оборудования, технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления.

3. После согласования годовых графиков ремонтов линий электропередачи, генерирующего и электросетевого оборудования, технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления производится *уточняющий расчет годового баланса электрической энергии и мощности*, который окончательно утверждается ФСТ, становясь официальным документом, и его данные используются при текущем планировании и управлении режимами ЕЭС.

В случае изменения положения об обеспеченности гидроэнергоресурсами основных каскадов ГЭС или в других случаях, требующих пересмотра заданий по выработке электроэнергии, возможна частичная корректировка принятого годового баланс электрической энергии и мощности.

4. На основе согласованных годовых графиков ремонтов линий электропередачи, генерирующего и электросетевого оборудования, технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления Системным оператором на каждый месяц составляются и согласовываются *месячные графики ремонтов* линий электропередачи, генерирующего и электросетевого оборудования, технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления.

Согласованные балансы электрической энергии и мощности, а также графики ремонтов линий электропередачи, генерирующего и электросетевого оборудования, технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления, определяющие состав оборудования электростанций и схему электрической сети, обеспечивают для Системного оператора возможность в течение каждого месяца года осуществлять текущее суточное планирование и оперативное управление режимами ЕЭС с учетом требований к обеспечению уровня системной надежности.

В процессе текущего планирования осуществляется *расчет суточного диспетчерского графика* исходя из прогноза потребления, состава оборудования электростанций, ценовых заявок электростанций, состояния схемы электрической сети, обеспеченности энергоресурсами и т.п. При суточном планировании обеспечивается на каждый час суток оптимальный режим работы всех электростанций при условии обеспечения баланса потребления и производства электроэнергии, а также необходимых объемов резервов активной и реактивной мощности.

С появлением первых энергосистем и внедрением системы оперативно-диспетчерского управления оптимальное распределение нагрузки между параллельно работающими электростанциями производилось по критерию минимизации затрат на выработку 1 кВт·ч электроэнергии.

В 20-е гг., первые годы становления системы оперативно-диспетчерского управления, в Московской энергосистеме было всего две крупные электростанции, одна из которых, «Электропередача», работала на местном торфе, а вторая, ГЭС-1, – на привозном мазуте. Ввиду значительно более высокой стоимости топлива, используемого на ГЭС-1, критерий оптимальности был ясен: в первую очередь загружали торфяную электростанцию, а остальная выработка приходилась на ГЭС-1.

В дальнейшем стало понятно, что такой примитивный подход имеет весьма ограниченное применение, и к тому же приходилось оптимизировать загрузку оборудования на электростанции. Поэтому с 30-х гг. в нашей стране широко распространяется оптимизация нагрузки тепловых электростанций с использованием *метода относительных приростов* (рис. 1.14).



**Рис. 1.14.** Оптимизация суточного режима ТЭС ЕЭС в соответствии с методом относительных приростов расходов условного топлива

Метод относительных приростов основан на использовании относительных приростов расхода условного топлива или относительных приростов стоимости топлива. В нашей стране с плановой распределительной экономикой основным стал метод относительных приростов расхода условного топлива. «Пионером» внедрения этого метода стала диспетчерская служба Уральской энергосистемы, которую возглавлял В.М. Горнштейн.

Для решения задачи расчета оптимального режима электростанций с использованием метода относительных приростов необходимо было определить оптимальное значение многих параметров, характеризующих их допустимость и экономичность, что требует решения ряда нелинейных уравнений, число которых возрастает с намерением учесть все факторы, влияющие на режим.

Поскольку в 30–40-е гг. единственными вычислительными средствами, имевшимися в распоряжении диспетчерских центров, были логарифмическая линейка, арифмометр и счеты, осуществлять такие расчеты в течение ограниченного времени не представлялось возможным, и широкое применение в энергосистемах и ОДУ при суточном планировании нашли заранее рассчитанные с теми или иными упрощениями и допущениями таблицы и номограммы.

С первых шагов внедрения вычислительной техники в диспетчерских центрах ОДУ и энергосистем стали применяться программы

оптимизации режима, учитывающие относительные приросты расхода условного топлива и потери мощности в электрической сети. Но и у появившихся вычислительных машин возможности проводить такие расчеты оказались весьма ограниченными. Поэтому широкое применение нашли разработанные в 60–70-е гг. программы расчета эквивалентных характеристик относительных приростов расхода условного топлива тепловых электростанций энергосистем и программы расчета оптимального режима с использованием эквивалентных характеристик.

Оптимизация режима работы тепловых электростанций при суточном планировании режима ЕЭС осуществлялась с применением так называемой декомпозиции, когда на более высокий уровень диспетчерской иерархии в качестве исходных данных представлялись эквивалентные характеристики относительных приростов тепловых электростанций. Так, энергосистемы предоставляли в ОДУ эквивалентные характеристики своих тепловых электростанций, а ОДУ предоставляло в ЦДУ эквивалентные характеристики тепловых электростанций ОЭС. ЦДУ при расчете суточного графика оптимизировало суммарную нагрузку тепловых электростанций каждой ОЭС и передавало полученные данные в ОДУ. В свою очередь, ОДУ преобразовывало полученные данные суммарных нагрузок тепловых электростанций ОЭС в суммарные нагрузки тепловых электростанций каждой из своих энергосистем, а диспетчерская служба энергосистемы преобразовывала полученные данные суммарных нагрузок тепловых электростанций в нагрузки каждой тепловой электростанции своей энергосистемы.

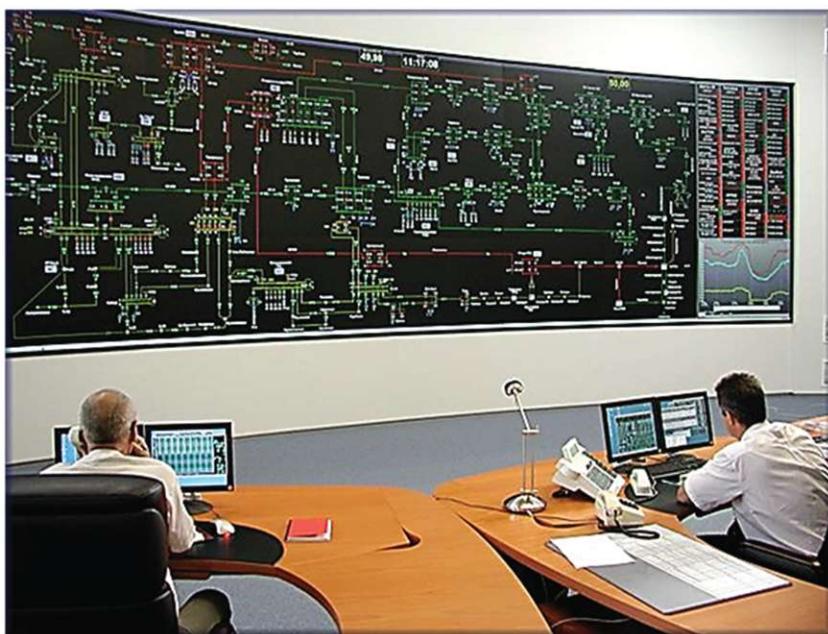
Для каждой тепловой электростанции имелся набор характеристик относительных приростов расходов топлива, снятых при проведении специальных испытаний.

При переходе в нашей стране от распределительной экономики к рыночной стало очевидно, что отсутствие регулирования цен на уголь и мазут, а также наличие договорных и сверхдоговорных цен на газ требуют при проведении оптимизации режима тепловых электростанций использовать метод относительных приростов стоимости топлива, который при проведении расчетов оптимизации суточного режима ЕЭС использовался в 90-е гг.

В 2003 г. при реформировании РАО ЕЭС в качестве новой модели рынка электроэнергии для суточного планирования была принята *модель узловых маржинальных цен*, критерием оптимальности которой является минимизация затрат покупателей электрической энергии. В этом случае исходной информацией от производителей электрической энергии является стоимость 1 кВт ч, вырабатываемого единицей оборудования электростанции в зависимости от ее элек-

трической мощности. С одной стороны, это фактически аналог характеристики относительных приростов стоимости топлива, но этот показатель самостоятельно формируется владельцем электростанции исходя из его желания получить выгоду и не упустить ее (теория создания конкуренции среди производителей электроэнергии).

В настоящее время суточное планирование осуществляется персоналом служб Системного оператора на расчетной модели ЕЭС, содержащей 2300 генераторов на 600 электростанциях, состоящей из 8000 узлов и 12000 ветвей и учитывающей около 700 ограничений. Задача актуализации схемы электрической сети и ограничений возложена на персонал всех трех ступеней диспетчерской иерархии РДУ, ОДУ (рис. 1.15), ЦДУ (СО ЕЭС).



**Рис. 1.15. Диспетчерский щит ОДУ Юга**

Суточное планирование производится в несколько этапов. Сначала производится выбор состава оборудования электростанций, участвующих в покрытии данного суточного графика, а затем определяются почасовые нагрузки электростанций (по каждому из энергоблоков, группе блоков, станции в целом).

Полученные при суточном планировании почасовые нагрузки передаются в виде заданий из ЦДУ непосредственно на электростанцию с использованием специально созданной транспортной системы.

Диспетчерский персонал диспетчерских центров Системного оператора осуществляет непрерывное диспетчерское управление режимами работы ЕЭС во взаимодействии с оперативным персоналом энергообъектов. Поскольку за время, прошедшее от момента проведения расчета суточного графика до момента начала реализации суточного графика, всегда существует определенный промежуток времени, в течение которого могут произойти изменения в режиме работы ЕЭС, заложенные при планировании (схема электрической сети, состав оборудования электростанций, нагрузка потребления и т.п.), и пересмотрена цена отпускаемой электроэнергии, постольку через каждый час производится перерасчет суточного графика с учетом произошедших изменений в режиме работы ЕЭС. Основные цели, поставленные перед системой диспетчерского управления, а именно надежное энергоснабжение качественной электроэнергией с экономической эффективностью, достигаются путем:

- поддержания баланса между спросом на потребление электроэнергии и производством электроэнергии путем регулирования нагрузки электростанций в соответствии с критерием экономической эффективности. Корректировку плановых нагрузок электростанций осуществляет верхний уровень диспетчерской иерархии СО ЕЭС отдаленно соответствующих команд непосредственно на электростанции или через ОДУ и РДУ;

- поддержания нормативных резервов мощности на электростанциях, что обеспечивает регулирование частоты электрического тока в ЕЭС в заданных пределах и соответственно качество электрической энергии по частоте;

- поддержания в заданных пределах уровней напряжения на шинах электростанций и подстанций, что обеспечивает качество электрической энергии по напряжению;

- ведения режима загрузки линий электропередачи, генерирующего и электросетевого оборудования в соответствии с требованиями по устойчивости энергосистем и по обеспечению сохранности линий электропередачи и оборудования, что в совокупности с требованиями к поддержанию резервов мощности обеспечивает надежное функционирование ЕЭС;

- выполнения операций по выводу в ремонт и выводу из ремонта линий электропередачи, генерирующего и электросетевого оборудования, а также операций с устройствами релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления. Режим работы ЕЭС носит название *нормального*, когда поддерживается баланс активной и реактивной мощности, т.е. частота и напряжение находятся в заданных пределах, поддерживаются заданные резервы мощности, а потоки мощности по линиям электропередачи

и токовая нагрузка электрического оборудования электростанций и сетей не превышают граничных значений исходя из требований соблюдения устойчивости и сохранности оборудования.

Взаимоотношения персонала диспетчерских центров между собой и с оперативным персоналом энергообъектов регламентируются *Положениями по диспетчерскому управлению*, в которых представлено распределение объектов диспетчеризации по способу диспетчерского управления, а также регламентируются действия и взаимоотношения диспетчерского и оперативного персонала при регулировании нагрузки электростанций, операциях с линиями электропередачи, с оборудованием электростанций и электрических сетей, устройствами релейной защиты и автоматики, средствами диспетчерского и технологического управления.

Для проведения плановых и внеплановых ремонтов линий электропередачи, генерирующего и электросетевого оборудования, технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления, являющихся объектами диспетчеризации энергокомпания, владелец данного объекта направляет в соответствующий диспетчерский центр официальную *заявку* на вывод данного объекта из работы для проведения ремонта. Поданная заявка рассматривается одним или несколькими диспетчерскими центрами с точки зрения правомочности вывода из работы данного объекта (наличие объекта в согласованных месячных графиках ремонтов и технического обслуживания), совместимости с ремонтом других объектов и определения режимных условий работы ЭЭС в условиях выведенного из работы объекта.

Окончательное разрешение на вывод данного объекта из работы с указанием сроков и режимных условий производит *главный диспетчер* диспетчерского центра в соответствии с Положением. Несмотря на наличие разрешенной диспетчерской заявки окончательное разрешение на вывод объекта производится с разрешения *дежурного диспетчера* соответствующего диспетчерского центра, который готовит требуемый по условиям заявки режим работы ЭЭС и производит необходимые для вывода объекта операции.

При возникновении нарушения условий нормального режима ЭЭС диспетчерские центры совместно с оперативным персоналом энергообъектов действуют в соответствии с указаниями *Инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушения нормального режима работы* энергосистем, которая разрабатывается каждым диспетчерским центром и энергообъектом на базе типовой инструкции, но с учетом местных особенностей.

В Инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушения нормального режима работы энергосистем расписаны

действия диспетчерского и оперативного персонала, направленные на *предотвращение и ликвидацию*:

- недопустимого *изменения частоты электрического тока*;
- недопустимого *изменения напряжения*;
- недопустимого *превышения максимально допустимых перетоков* по контролируемым сечениям и длительно допустимой токовой нагрузки линий электропередачи и оборудования;
- *асинхронных режимов*;
- *синхронных качаний*.

В Инструкции также указывается на действия диспетчерского и оперативного персонала при аварийных отключениях линий электропередачи и электросетевого оборудования, при потере диспетчерской связи и в некоторых других ситуациях нарушения нормального режима, требующих согласованных мер от диспетчерского и оперативного персонала. При действиях по предотвращению развития и ликвидации нарушенного нормального режима положения Инструкции имеют *приоритет* перед действующими Правилами рынка электрической энергии и мощности.

Внедрение конкурентного рынка электроэнергии и мощности потребовало проведения расчета электроэнергетических режимов фактически в реальном времени. Для управления ЕЭС России в условиях, когда цена любого решения зависит от скорости принятия решения, но при этом надежность функционирования объектов остается безусловным приоритетом, Системным оператором был разработан и внедрен комплекс мероприятий, включающий в себя создание и внедрение автоматизированных систем управления на базе современных микропроцессорных устройств, внедрение цифровых каналов, канального и коммутационного оборудования, обеспечивающих интегрированную передачу всех видов информации, создание автоматизированной системы диспетчерского управления ЕЭС России на основе существующих подсистем.

Разработанные Системным оператором стандарты и процедуры технологического управления режимами обеспечивают единую прозрачную технологию планирования и управления электроэнергетическими режимами, составление балансов, рассмотрение заявок, планирование ремонтных кампаний, определение принципов работы и настройки устройств релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики.

Преобразование ЕЭС СССР в межгосударственное энергообъединение стран СНГ и Балтии потребовало разработки в кратчайшие сроки, при отсутствии мировых аналогов, принципиально новых подходов к диспетчерскому управлению параллельно работающих энергосистем 14 стран.

Совместная работа энергосистем осуществляется на принципах ответственности каждой энергосистемы за поддержание баланса мощности, который должен быть обеспечен за счет собственной генерации, с учетом имеющихся договоров и соглашений на взаимные поставки электрической энергии; ведения режимов, не допускающих нанесения ущерба соседним энергосистемам, а также оказания взаимной помощи в аварийных ситуациях.

В соответствии с имеющимися соглашениями на СО ЕЭС возложена роль координатора при планировании взаимных поставок, а также при управлении режимами в нормальных и аварийных условиях, что позволяет добиться надежного и эффективного функционирования крупнейшего в мире энергообъединения.

### **Список рекомендуемой литературы**

1. Вейтков, Ф.П. Диспетчерское управление энергосистемами / Ф.П. Вейтков, В.Н. Мешков. – М.-Л.: Стандартгиз, 1936.
2. Совалов, С.А. Режимы Единой энергосистемы / С.А. Совалов. – М.: Энергоатомиздат, 1983.
3. Российский государственный архив экономики. Фонды 3700, 7964.
4. Стандарты и инструкции АО «СО ЕЭС».

### *Телешев Борис Аркадьевич (1894–1967)*

Родился 12 марта 1894 г. в г. Ржеве Тверской губернии.

Учился (последовательно) в уездном училище, городском училище г. Ржева и в среднем техническом училище в Москве.

После окончания технического училища, проработав некоторое время слесарем и бригадиром на одном из московских заводов, в 1919–1920 гг. активно участвовал в подключении фабрично-заводских электростанций Московского района к совместной работе на общую электрическую сеть. (Эти работы в планах ГОЭЛРО получили название «кустование электростанций».)

На Павлово-Посадской электростанции при местной текстильной фабрике Борис Аркадьевич занимался переоборудованием котлов электростанции на сжигание непроектного местного топлива (торф, дрова) вместо нефти, поставки которой были прерваны, а также подключением электростанции к электрической сети 35 кВ, связывавшей ее с электростанцией «Электропередача». После этих работ вся производственная деятельность Бориса Аркадьевича была связана с московской энергосистемой.

В 1922 г. Б.А. Телешев – помощник начальника технического отдела Управления МОГЭС, в 1923 г. начал работать на электростанции «Электропередача»: сначала дежурным инженером, потом – начальником котельной и машинного зала, директором электростанции.

К 1926 г. Борис Аркадьевич уже имел за плечами производственный опыт работы на электрических станциях и в сетях, учебу в МВТУ, так что его назначение на должность главного диспетчера Московской энергетической системы было вполне обоснованным. Однако должность главного диспетчера он занимал недолго. Уже в 1927–1930 гг. он руководил строительством электрических сетей 110 кВ Московской энергосистемы, создавая первое в нашей стране высоковольтное кольцо 110 кВ вокруг Москвы.

В истории Московской энергосистемы 1930 год печально знаменит политическими процессами над техническими специалистами МОГЭС, которые были обвинены во вредительстве. Данные о том, что Борис Аркадьевич был под следствием, отсутствуют, в отличие от его коллеги П.Г. Грудинского. Но с этого времени Борис Аркадьевич зани-



мался только научно-педагогической деятельностью. Определенный опыт он уже имел, будучи преподавателем с 1923 г. курсов «Распределительные устройства высокого напряжения» и «Эксплуатация электрических станций» в Московском механико-электротехническом институте им. М.В. Ломоносова. С 1927 г., работая доцентом в Институте народного хозяйства им. Г.В. Плеханова, сначала он руководит дипломным проектированием по электрической части электростанций, а затем ведет курсы «Механический расчет линий электропередачи» и «Оборудование распределительных устройств станций и подстанций». В 1930 г., после объединения Плехановского института с МВТУ и Московского энергетического института (МЭИ), работал в МЭИ доцентом на кафедре «Центральные электрические станции».

В марте 1932 г. Б.А. Телешев был избран заведующим кафедрой «Центральные электрические станции», а с июня 1932 г. до 1934 г. был деканом электроэнергетического факультета МЭИ.

В декабре 1934 г. Борис Аркадьевич был приглашен академиком Г.М. Кржижановским на должность заместителя директора Энергетического института Академии наук, но до 1938 г. за ним сохранялась должность заведующего кафедрой «Электрические станции» МЭИ. Впоследствии он возглавлял кафедру «Электрические станции и системы» в Московском инженерно-экономическом институте.

Награжден орденом Трудового Красного Знамени. Умер в 1967 г.

### ***Грудинский Петр Григорьевич (1894–1986)***



Петр Григорьевич Грудинский родился в 1894 г. в Москве, в семье земского врача. В 1912 г. поступил на механическое отделение МВТУ. Годы учебы совмещал с работой: вначале техником, затем инженером.

В тяжелое для страны время Гражданской войны Петр Григорьевич пошел добровольцем в железнодорожные войска и участвовал в восстановлении железнодорожных мостов. В 1921 г. был демобилизован и вновь вернулся к инженерной работе в проектной организации – предшественнице «Теплоэлектропроекта». Принимал участие в проектировании первых очередей Каширской, Балахнинской, Штеровской, Зуевской, Кизилевской и других станций. Активный участник строительства первой в стране линии 110 кВ Каширская ГРЭС–Москва.

В 1926 г. П.Г. Грудинский участвовал в организации первой в стране диспетчерской службы Мосэнерго, став заместителем главного

диспетчера Б.А. Телешева, а в 1927 г. – главным диспетчером энергосистемы. В 1928 г. он организовал в диспетчерской службе группу релейной защиты, впоследствии ставшую первой в стране службой РЗА. В 1931 г. Петр Григорьевич попал под «жернова» репрессий: был арестован в рамках так называемого «процесса Промпартии», находился под следствием. Очевидно, либо наказание не было суровым, либо он был оправдан, так как впоследствии возглавил строительство второй очереди Каширской ГРЭС, работал заместителем начальника электроцеха ОРГРЭС, затем – начальником Энергонадзора Главэнерго ВСНХ.

В 1937 г. П.Г. Грудинский перешел на научно-преподавательскую работу, которую начал вести по совместительству еще в 1923 г. на электротехническом факультете МВТУ, на базе которого впоследствии был образован МЭИ.

С 1937 по 1943 гг. П.Г. Грудинский заведовал кафедрой электрических станций Ивановского энергетического института и по совместительству продолжал работать в МЭИ; с 1943 г. работал в МЭИ. В 1928–1931 гг. он читал созданный им учебный курс релейной защиты электрических систем, в 1938–1945 гг. – новый курс по автоматизации электрических станций и систем.

В 1938 г. П.Г. Грудинскому была присвоена ученая степень кандидата технических наук, в 1939 г. – ученое звание профессора. Широкую эрудицию в различных проблемах энергетики Петр Григорьевич проявлял, работая в Научно-техническом совете Минэнерго СССР, членом которого он был с 1943 г. Также он известен как один из инициаторов и создателей журнала «Электрические станции», в редакционной коллегии которого работал с начала основания в 1930 г. и до последних дней своей жизни.

### ***Жимерин Дмитрий Георгиевич (1906–1995)***

Дмитрий Георгиевич Жимерин родился 25 сентября 1906 г. в простой крестьянской семье, проживавшей в деревне Дубки Тульской губернии.

После окончания начальной сельской четырехлетней школы продолжил учебу в профессионально-техническом училище при Тульском оружейном заводе, начав свою производственную деятельность в 1924 г. Первым местом его работы была электростанция Тульского оружейного завода. Работая на электростанции, одновременно учился на вечернем рабочем факультете. Успешная учеба дала ему возможность без экзаменов поступить в 1926 г. в Московское высшее техническое училище.



В связи с реорганизацией высшего образования, проведенной в стране в те годы, и разделением МВТУ на ряд вузов Дмитрий Григорьевич окончил в 1931 г. вновь образованный Московский энергетический институт; начал преподавать в МЭИ; отслужил срочную службу в рядах Красной Армии. После демобилизации, с 1935 г., был направлен в ОГРЭС. Работал на объектах по всей стране: Центр, Донбасс, Поволжье, Урал, Сибирь, Кавказ. ОГРЭС стал для него, по его собственным словам, вторым университетом. В ноябре 1936 г. он был назначен начальником электроцеха, становится неформальным консультантом и советником руководителя Главэнерго К.П. Ловина. В 1937 г. переведен на должность руководителя аварийной инспекции, в задачи которой входили расследование аварий и разработка мероприятий по предупреждению внештатных ситуаций. Для 1937 г. это была не только трудная, но и опасная работа. Д.Г. Жимерин проработал там всего несколько месяцев, но немало людей было спасено им от несправедливых репрессий.

После инспекции он работал начальником производственно-распределительного отдела по руководству электростанциями Юга СССР; в 1939–1940 гг. – главным инженером и начальником Главного управления электростанций и электросетей Юга Наркомата электростанций и электропромышленности СССР. С 1940 г. Д.Г. Жимерин – заместитель, а в 1942–1953 гг. – нарком электростанций СССР. На этом посту Дмитрий Георгиевич уверенно руководил отраслью в труднейшие военные и послевоенные годы, демонстрируя выдающиеся организаторские способности и высочайшую инженерную квалификацию.

В 1954–1958 годы, в период хрущевских реформ по реорганизации управления промышленностью, занимал ответственные посты в Совмине и Госплане СССР. С 1964 по 1983 гг. (после перенесенных инфарктов) занимался научной деятельностью, руководил АО ЭНИН им. Кржижановского и работал в Государственном комитете по науке и технике (ГКНТ).

### *Непорочный Петр Степанович (1910–1999)*

Доктор технических наук, профессор, член-корреспондент АН СССР и Российской академии наук, лауреат Ленинской премии. Заведующий кафедрой гидроэнергетики Московского энергетического института с 1978 по 1987 гг.

Родился 13 июля 1910 г. в украинской крестьянской семье. Трудовую деятельность начал в 1929 г., работая в системе Средне-Азиатского управления водного хозяйства (Средазводхоз), занимал различные руководящие должности. Возглавлял участок строительства гидроэлектростанции.

В 1933 г. окончил Ленинградский институт инженеров водного транспорта, получив специальность инженера-гидротехника по речным сооружениям; в 1933–1935 гг. проходил службу в рядах Военно-Морского Флота. В 1935–1937 гг. работал в проектно-институте в Ленинграде, на строительстве Чирчикских ГЭС; в 1937–1940 гг. – в аппарате

Наркомата тяжелой промышленности СССР. В 1940–1954 гг. был главным инженером, начальником проектного института в Ташкенте, затем – главным инженером на строительстве ГЭС в Ленинградской области и Каховской ГЭС в Херсонской области Украинской ССР. С 1954 г. П.С. Непорожний был заместителем председателя Совета Министров УССР, председателем Госстроя Украинской ССР; с 1959 г. – первым заместителем министра строительства электростанций СССР. В 1962–1985 гг. он возглавлял Министерство энергетики и электрификации СССР. Кандидат в члены ЦК КПСС (1966–1971), член ЦК КПСС (1971–1986). Депутат Совета Национальностей Верховного Совета СССР 7–11 созывов (1966–1989) от Таджикской ССР.

П.С. Непорожний являлся вдохновителем и организатором большой программы строительства гидроэлектростанций в створах с напорами от 10 до 250 м в самых разнообразных природных условиях. Все крупные гидроэлектростанции были построены по этой программе. Это каскад Волжских ГЭС: Куйбышевская, Волгоградская, Саратовская, Нижнекамская, Чебоксарская; крупнейшие в мире сибирские ГЭС: Братская, Красноярская, Саяно-Шушенская, Усть-Илимская; в республиках Средней Азии – Нурекская, Токтогульская и др.

В период руководства П.С. Непорожним Минэнерго СССР в стране была осуществлена программа строительства мощных атомных электростанций, в том числе Нововоронежской, Белоярской, Курской, Смоленской, Ровенской, Запорожской, Кольской, Армянской АЭС и др. Одно из его главных достижений – участие в создании в стране Единой энергетической системы (ЕЭС).



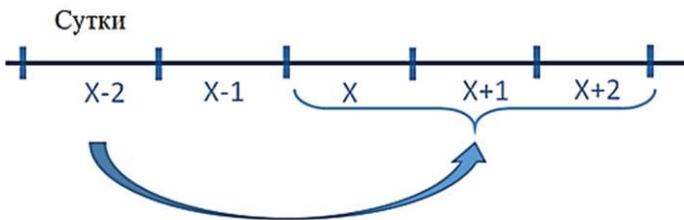


Начальник отдела недельного планирования и анализа Службы оперативного планирования режимов АО «СО ЕЭС»

## **1.2. Выбор состава включенного генерирующего оборудования**

### **Общие принципы выбора состава включенного генерирующего оборудования**

При краткосрочном планировании некоторые процедуры необходимо проводить за несколько дней до наступления планового периода. Одной из таких процедур является выбор состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО), т.е. определение того, какое генерирующее оборудование электростанции должно быть включено или отключено. Для этого Системный оператор ежедневно осуществляет расчет ВСВГО на период, продолжительность которого равна трем суткам: начиная с суток  $X$  до суток  $X + 2$  включительно. Днем проведения расчета ВСВГО являются сутки  $X - 2$ . При этом расчет ВСВГО является окончательным для суток  $X$  и прогнозным для остальных суток периода ВСВГО:  $X + 1$  и  $X + 2$  (рис. 1.16).



**Рис. 1.16. Период расчета ВСВГО**

В рамках процедуры ВСВГО решаются две задачи:

- 1) планирование пусков и остановов генерирующего оборудования;
- 2) на основе выбранного состава генераторов – расчет и анализ параметров режима электроэнергетической системы на ближайшие 3 дня.

До 2007 г. выбор состава включенного генерирующего оборудования при планировании режимов выполнялся диспетчерами ОДУ и РДУ под руководством главного диспетчера ЦДУ. У этой задачи не было формализованного алгоритма, и способ ее решения основывался лишь на опыте диспетчеров. После перехода на рыночные отношения у рыночного сообщества и генерирующих компаний появились претензии по поводу непрозрачности выбора. Часто возникал вопрос: почему должен включиться (отключиться) именно этот генератор, а не другой? Чтобы получить ответ на этот вопрос, а также на вопросы о том, какой состав оборудования обеспечит надежность электрического режима и какой состав оборудования будет оптимальным с экономической точки зрения, и была разработана технология ВСВГО.

Ни один человек не сможет дать одновременно ответы на эти вопросы. Ответы дает программный комплекс ВСВГО, производя оптимизационный расчет на математической модели энергосистемы с учетом технических ограничений, введенный Системным оператором в промышленную эксплуатацию 01.12.2007 г.

#### **Формирование расчетной модели. Источники исходных данных**

Зная параметры текущего режима, можно сформировать прогноз потребления электроэнергии. На основе этого прогноза с учетом характеристик генерирующего оборудования и элементов электрической сети производится расчет ВСВГО (рис. 1.17).



Рис. 1.17. Результаты расчетного ВСВГО

В результате определяются пуски и остановки генераторов электроэнергетической системы, с учетом которых формируется расчетная модель единой энергосистемы. На модели рассчитываются параметры режима, а их анализ служит основой для принятия решений: разрешать или не разрешать диспетчерские заявки на ремонт электросетевого и генерирующего оборудования.

Расчетная модель ВСВГО основывается на следующих принципах:

- нагрузка АЭС учитывается как неизменная часть баланса электроэнергии;
- ТЭЦ и крупные ГЭС Ангаро-Енисейского и Волжско-Камского каскадов учитываются заданным регулировочным диапазоном, их нагрузка определяется в ходе оптимизационного расчета;
- для ГЭС учитывается объем имеющихся гидроресурсов;
- генераторы с паровыми турбинами, работающими без отборов пара, парогазовые и газотурбинные установки – это те объекты, для которых производится выбор состава генерирующего оборудования.

Задача ВСВГО сводится к определению необходимости выполнения пусков и остановов генерирующего оборудования относительно их состояния в момент, предшествующий началу расчетного периода (рис.1.18).

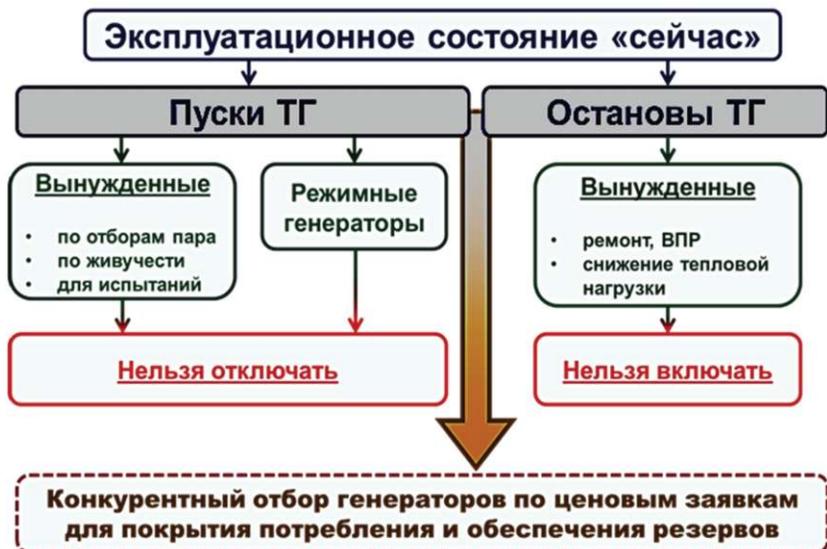


Рис. 1.18. Определение состава включенного генерирующего оборудования ТЭС

В расчетной модели необходимо указать генераторы, которые необходимо держать во включенном состоянии по условиям отбора пара, живучести или для проведения испытаний. Во включенном состоянии должны находиться также режимные генераторы. В отключенном состоянии находятся генераторы, выведенные в ремонт, и генераторы ТЭЦ при снижении тепловой нагрузки станции.

Под режимными генераторами (РГ) понимаются такие генераторы, включенное состояние которых определяется необходимостью обеспечения:

- допустимых параметров прогнозного электроэнергетического режима. Указанный критерий применяется в случае, если при проведении анализа выявлены возможные нарушения допустимых параметров электроэнергетического режима;

- допустимых параметров прогнозного электроэнергетического режима в послеаварийных режимах, вызванных одним нормативным аварийным возмущением;

- чувствительности и селективности работы релейной защиты на электростанциях и в электрических сетях. Указанный критерий применяется в случае, если необходимая чувствительность и селективность релейной защиты обеспечиваются только при условии включения в сеть единиц генерирующего оборудования (ЕГО) в количестве не менее установленного;

- необходимых объемов управляющих воздействий систем противоаварийной автоматики или диапазонов автоматического регулирования систем режимной автоматики. Указанный критерий применяется в случае, если объем управляющих воздействий противоаварийной автоматики и диапазон автоматического регулирования режимной автоматики могут быть обеспечены только при включении в сеть ЕГО в количестве не менее требуемого;

- нормативных параметров электроэнергетического режима в целях выполнения ограничений, имеющих временный характер. Указанный критерий применяется при необходимости учета кратковременных ограничений, не требующих постоянного учета в модели ВСВГО. Указанное ограничение может быть обусловлено ремонтными работами, нестабильной работой оборудования, неблагоприятными погодными условиями и т.д.

Все остальные генераторы нужно выбирать по ценовым заявкам. Доля генерации, выбираемой по ценовым заявкам, составляет в зависимости от сезона от 10 до 45% суммарной включенной мощности ТЭС.

На рис. 1.19 приведена статистика доли вынужденно включенных генераторов в суммарной включенной мощности ТЭС первой синхронной зоны ЕЭС России за 2017 г.

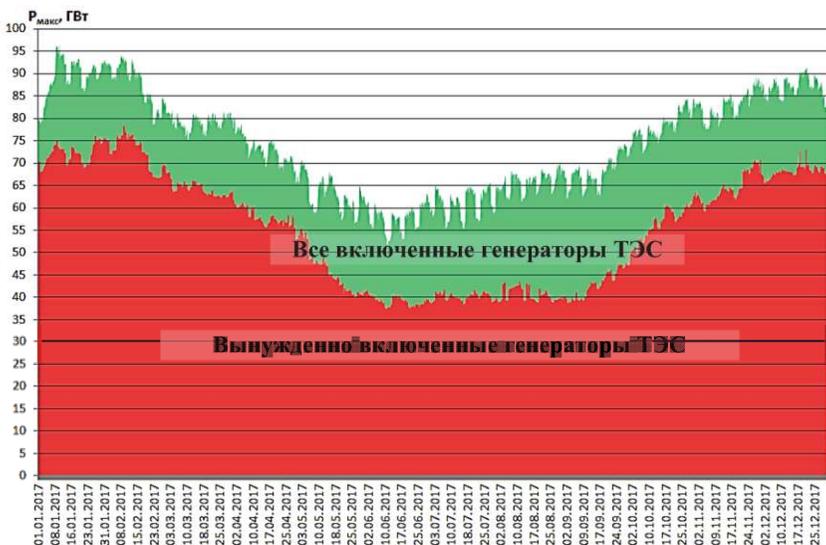


Рис. 1.19. Отобранные ВСВГО ЕГО

Общий объем отобранного в работу оборудования должен обеспечить прогнозное потребление и необходимый объем вращающихся резервов.

### Ограничения на выбираемый состав генерирующего оборудования

Процедуру выбора состава включенного генерирующего оборудования можно разбить на три этапа:

1) сбор физических параметров электроэнергетической системы (генерирующего оборудования и элементов сети);

2) формирование расчетной модели электроэнергетической системы;

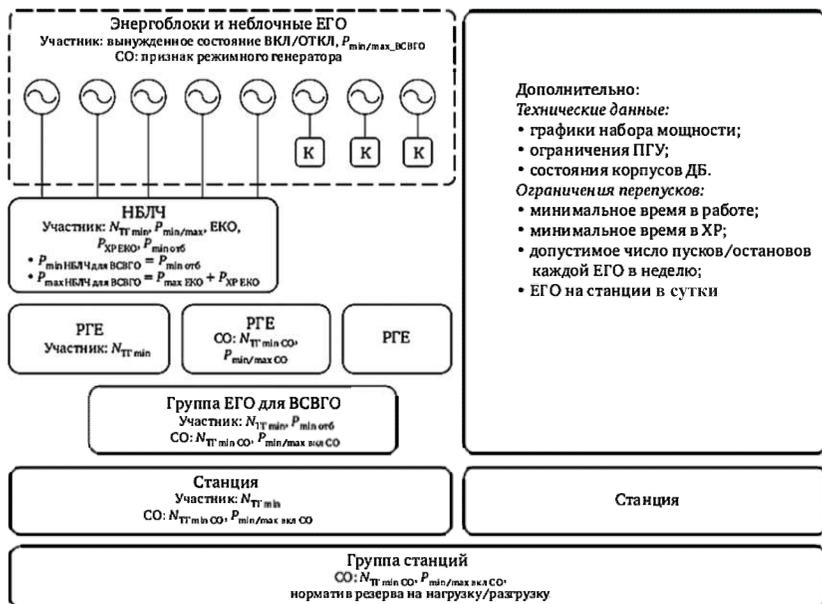
3) ввод расчетной модели и набора уравнений связи параметров электрического режима, ограничений на значение этих параметров в универсальный пакет математической оптимизации IBM FICO XPress.

Для получения корректного результата необходимо задать в модели все ограничения, даже очевидные с технической точки зрения. Например, нагрузку генераторов нельзя повышать выше  $P_{max}$  и снижать ниже  $P_{min}$ .

В случае некорректных ограничений либо их отсутствия решение может быть математически оптимальным, но невыполнимым технически.

Таким образом, основной объем работ, выполняемых персоналом Системного оператора по ВСВГО, – задание ограничений.

На рис. 1.20 изображен состав ограничений, которые могут учитываться в ВСВГО, на примере ТЭС, имеющей три энергоблока и пять ТГ, подключенных к общему паропроводу.



**Рис. 1.20. Ограничения на выбираемый состав генерирующего оборудования**

Для каждого генератора необходимо указать его регулировочный диапазон, и при необходимости признак вынужденно включенного (отключенного) состояния.

Большое число ограничений накладывается не на отдельные генераторы, а на их группы.

Ограничением суммарной нагрузки ЕГО неблочной части (НБЛЧ) снизу является нагрузка, которая определяется объемами отборов пара для теплофикационных и промышленных нужд, выраженными в мегаваттах. С учетом этого ограничения определяется электрическая нагрузка генераторов (рис. 1.20).

Для задания ограничений генерации сверху необходимо учитывать возможности котельного оборудования по производству пара. Часть котлов может находиться в ремонте, часть – заявляться как находящаяся в холодном резерве. Суммарное ограничение нагрузки сверху для группы ЕГО неблочной части рассчитывается с учетом паропроизводительности уже включенных в работу котлов и тех котлов, которые находятся в холодном резерве, т.е. могут быть включены.

Возможно формирование в расчетной модели дополнительных групп ЕГО, по которым могут задаваться ограничения как Системным оператором, так и электростанцией.

Системный оператор для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима может задавать ограничения на группу электростанций.

Кроме перечисленных ограничений, существуют дополнительные (нетехнического характера), относящиеся к отдельным видам генерирующего оборудования, и модельные ограничения, определяемые здравым смыслом (рис. 5), а именно:

1) графики набора мощности. Для каждой турбины существует набор типовых графиков, зависящих от длительности простоя турбины (от того, насколько турбина остыла). Поскольку в штатном режиме не планируются кратковременные остановы, исходят из того, что каждый пуск происходит из холодного состояния;

2) ограничения, связанные с работой многовальных ПГУ, – последовательность включения в работу и т.п.;

3) состояние корпусов дубль-блоков (ДБ) – энергоблоков, турбины которых подключены к двум одинаковым котлам. Турбина может работать с одним корпусом (котлом) или с двумя. Корпуса не выбираются, тем не менее в расчетной модели необходимо указать ограничения паропроводительности ЕКО;

4) минимальное время нахождения в работе и в холодном резерве. Одна из целей ВСВГО – минимизация стоимости включенной мощности на основе ценовых заявок. Стоимость включенной мощности каждого генератора определяется произведением трех составляющих:

- включенной мощности, МВт;
- ценовой заявки, руб/(МВт·ч);
- времени, в течение которого генератор находится в работе, ч.

Потребление энергосистемы постоянно меняется, что определяет объем включенной мощности генерации. Для предотвращения частого включения-отключения («дергания») генерации приняты ограничения, призванные минимизировать изменения состава генерирующего оборудования и сделать его более стабильным. Объем электропотребления в рабочие дни меняется мало, поэтому считается оптимальным определять состав генерирующего оборудования в понедельник и не менять его до пятницы, кроме компенсации оборудования, выбывающего в ремонт, и учета изменений пропускной способности сети. В связи с этим для каждого генератора задается минимальное время нахождения в работе и в холодном резерве. Включающаяся паровая турбина должна проработать от момента включения и набора мощности не менее 24 ч. Если отключается энергоблок, то он должен находиться в отключенном состоянии не менее 48 ч (для блоков 800 МВт и выше – не менее 72 ч).

В ЕЭС России существует ряд более маневренных генераторов (ГТУ, работающие отдельно и в составе ПГУ), для которых регламентом предусмотрено право генерирующей компании уведомлять Системного оператора о готовности включаться-выключаться более часто, чем указано выше. Примерами могут служить Джубгинская ТЭС, Всеволожская ТЭС, Адлерская ТЭС. Такой режим работы выгоден станциям экономически. Включаясь-отключаясь до двух раз в сутки, генераторы этих станций получают оплату за каждый пуск и продают электроэнергию только в период пиковой нагрузки по максимальной цене;

5) ограничение числа пусков/остановов каждого генератора в сутки и в неделю. За сутки включать больше двух генераторов на одной электростанции запрещается, что повышает надежность энергосистемы в целом.

### Ценовые заявки ВСВГО

Ценовые заявки подаются в отношении каждой ЕГО или группы ЕГО в сутки  $X - 4$  и включают в себя стоимость выработки электроэнергии, руб/МВт·ч, и стоимость пуска ЕГО, руб/МВт (рис. 1.21).

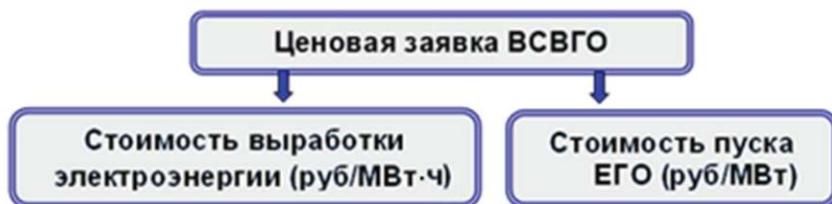


Рис. 1.21. Структура ценовой заявки ВСВГО

Технические параметры, получаемые Системным оператором от каждой электростанции каждые сутки на четверо суток вперед, могут корректироваться в сутки  $X - 3$  и  $X - 2$ . Ценовые заявки подаются в сутки  $X - 4$  и корректировке не подлежат.

Стоимость выработки не является предметом финансовых расчетов. Принято правило: участник рынка обязан подавать в РСВ такую же цену, как в заявке ВСВГО, или ниже.

Если электростанция намерена включить генератор в работу, она должна показать как можно меньшую цену. Если электростанция не намерена включать генератор (работает без прибыли или в убыток), то она может подать высокую заявку ВСВГО. У Системного оператора нет юридического права ограничивать компании в подаче сколь угодно высоких заявок. Но для обеспечения сходимости оптимизационного расчета заявки с ценой более 20 000 руб/(МВт·ч) учитываются в ВСВГО как заявки с ценой 20 000 руб/(МВт·ч).

Если генератор отобран к пуску и включен, то он по заявленной цене получит оплату пуска. Стоимость пуска ограничивается аналогично стоимости производства 280000 руб/МВт. При этом одной из проблем является то, что если на два генератора поданы близкие заявки, то выбор будет случайным. И в некоторых регионах, где высока конкуренция (например, энергосистема Тюменской области, западной части ОЭС Сибири), происходит перепуск генераторов, ничем не обоснованный с технической точки зрения. Влияние составляющих цены на результат ВСВГО можно проиллюстрировать следующим примером. Для двух генераторов одинаковой мощности 300 МВт заявляется разная стоимость выработки и пуска (табл. 1.2).

Таблица 1.2

### Ценовые характеристики

Цена	Блок 1 (300 МВт)	Блок 2 (300 МВт)
Пуск, руб/МВт	5000	0
Выработки, руб/(МВт·ч)	800	1000

На рис. 1.22 представлена зависимость стоимости работы нарастающим итогом от времени работы генератора. Принимается, что мощность генератора неизменна от начала пуска и равна 300 МВт, и не учитывает динамику изменения мощности при пуске. Из рис. 1.22 следует, что сравнительно высокая цена пуска блока 1 окупается за 25 ч, и основное влияние на выбор состава включенного генерирующего оборудования оказывает заявленная стоимость выработки электроэнергии. С учетом того, что выбор проводится на трое суток вперед, в более выгодных условиях оказывается блок 1.

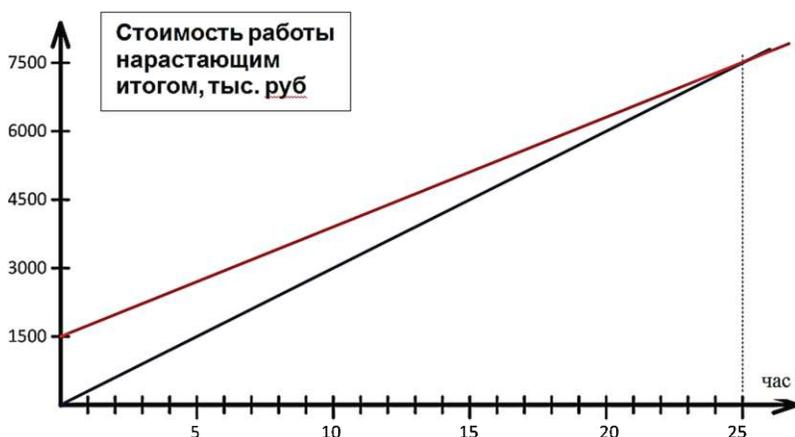


Рис. 1.22. Сравнение влияния составляющих цены на результат ВСВГО

## Оптимизационный расчет ВСВГО

Оптимальность решения по выбору состава генерирующего оборудования формулируется в виде критерия – целевой функции. Необходимо подобрать такие значения переменных, чтобы значение целевой функции было минимальным. Переменными являются:

- состояние генераторов каждый час. Модель оперирует с 1300 генераторами в течение 72 ч;

- нагрузки генераторов.

- Это те «рычаги управления», которые доступны модели для изменения при выборе оптимального решения. Дополнительно в модели описаны взаимосвязи между состоянием и нагрузками генераторов и параметрами электроэнергетического режима.

- Целевая функция состоит из трех компонентов:

- стоимости включенной мощности;

- стоимости пусков;

- штрафов за нарушение ограничений.

Она имеет вид:

$$\sum_T \left( \sum_{\text{ЕГО}} \sum_{P=0}^{P_{\max}} [(P \cdot \text{Ц}_{\text{ЭЭ}}) \delta] + \sum_{\text{ЕГО}} [\text{Ц}_{\text{пуск}}] P_{\text{уст}} + \sum_{\text{ЕГО}} [X - X_{\max \text{ доп.}}] \text{Ш}_X \right) \rightarrow \min.$$

где  $P$  – включенная мощность;  $\text{Ц}_{\text{ЭЭ}}$  – цена электроэнергии;  $\delta$  – булева переменная (1 – генератор включен, 0 – генератор отключен);  $T$  – время, 72 ч;  $\text{Ц}_{\text{пуск}}$  – стоимость пуска;  $P_{\text{уст}}$  – установленная мощность;  $X, X_{\max \text{ доп.}}$  – невыполненные ограничения;  $\text{Ш}_X$  – штраф за невыполнение ограничений;  $P = 0, P_{\max}$  – границы ценовой заявки.

Первая составляющая целевой функции – стоимость включенной мощности в течение 72 ч – имеет самую большую долю в общем объеме целевой функции (рис. 1.23).

Вторая составляющая определяет стоимость пуска для всех генераторов.

Третья составляющая – штрафы, которые возникают, если ВСВГО не сможет выполнить все ограничения, заложенные в модели. ВСВГО является первым расчетом по полной расчетной модели энергосистемы. Если будут заданы все ограничения, то заранее знать, сойдется расчет или нет, невозможно.

Поскольку срыв расчета недопустим, часть ограничений выводится в область необязательных. Математической модели разрешается не выполнять определенные ограничения, но при этом к целевой функции для каждого часа и за каждый мегаватт нарушений добавляются штрафные санкции, несоизмеримо большие, чем ценовые заявки ВСВГО. Поэтому при оптимизационном расчете система стремится избегать нарушения ограничений.



Рис. 1.23. Доли компонентов целевой функции

Есть перечень ограничений, которые нарушать нельзя, а к введенным в область необязательных относятся, в частности, общесистемные ограничения – максимально допустимые перетоки и объем вращающегося резерва.

Как результат оптимизационного расчета формируется перечень генераторов, запланированных к пуску и останову. Этот результат доводится до филиалов Системного оператора ОДУ и РДУ, до всех электростанций, и на первые сутки он является обязательным к исполнению.

### Формирование ранжированных перечней на включение/отключение

Любое отклонение от выбранного состава оборудования должно быть технически обоснованным.

Отключение по инициативе электростанции допустимо только для непланового ремонта; включение возможно только для обеспечения уточненных поставок отбора пара.

Балансы энергии и мощности, составленные Системным оператором, в течение суток меняются, что может потребовать изменения состава включенного генерирующего оборудования. Решение в этом случае принимает главный диспетчер при планировании на предстоящие сутки или дежурный диспетчер при управлении режимом энергосистемы в реальном времени. Основной инструмент принятия решения – это ранжированный перечень на пуск и останов генерирующего оборудования (рис. 1.24).



Рис. 1.24. Схема формирования ранжированных перечней

Если в энергосистеме возникает дефицит мощности, то может понадобиться включение в работу дополнительной генерации.

Каждому диспетчеру предоставлен перечень генераторов, находящихся в его диспетчерском ведении. У РДУ это все генераторы, находящиеся на его территории, у ОДУ – машины 50 МВт и выше, у ЦДУ – энергоблоки 150 МВт и выше. Это те генераторы, которые находятся в холодном резерве и готовы к пуску. В перечень на отключение входят работающие генераторы.

В перечне генераторы размещены в порядке убывания приоритета на пуск или останов. Как эти приоритеты расставляются?

На пуск первые места в перечне занимают наиболее экономичные генераторы, на останов – наименее экономичные. Первый в перечне на включение всегда тот генератор, которого математическая модель ВСВГО сама включила бы в работу первым. Это генератор, от включения которого целевая функция возросла бы в наименьшей степени. Ценовой показатель, по которому ранжируются генераторы, – это две первые составляющие целевой функции: стоимость включенной мощности и стоимость пуска.

Ценовой показатель на включение генератора (ЦПВ) имеет следующий вид:

$$\text{ЦПВ} = \text{Ц}_{\text{ВКЛ}}^{\text{max}} + \sum_{i=1}^{72\text{ч}} \left[ \left( \sum_{j=1}^{3\text{ступень}} \text{Ц}_{\text{ЭЭ}}^i \cdot P_j^i \right) / P_{\text{max}}^i \right]$$

Генераторы ранжируются в этом случае от самого экономичного по возрастанию ЦПВ.

Ценовой показатель на останов (ЦПО) отличается от ЦПВ отсутствием первой составляющей – стоимости пуска, имея вид:

$$\text{ЦПО} = \sum_{i=1}^{72\text{ч}} \left[ \left( \sum_{j=1}^{3\text{ступень}} \Pi_{\text{ЭЭ}}^i \cdot P_j^i \right) / P_{\text{max}}^i \right]$$

Генераторы ранжируются от самого дорогого по убыванию ЦПО.

При необходимости изменения состава генерирующего оборудования вместо того, чтобы включать генератор, можно отменить останов другого генератора. Разница заключается в том, что в случае отмены отключения в ЦПВ отсутствует компонента стоимости пуска. Например, на Конаковской ГРЭС блок 3 находится в работе и намечен на отключение, а блок 5 находится в холодном резерве и намечен на включение. В соответствии с этой опцией вместо включения блока 5 блок 3 не будет отключаться, что является более экономичным решением, чем останов блока 3 и включение блока 5. Это основные этапы технологии выбора состава включенного генерирующего оборудования: от подачи технических уведомлений до момента управления режимом.

## Список рекомендуемой литературы

1. Регламент проведения расчетов выбора состава включенного генерирующего оборудования (Приложение № 3.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка электроэнергии).
2. Регламент актуализации расчетной модели (Приложение № 3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка электроэнергии).
3. Регламент подачи уведомлений участниками оптового рынка (Приложение № 4 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка электроэнергии).
4. Стандарт организации АО «СО ЕЭС» «Резервы активной мощности Единой энергетической системы. Определение объемов резервов активной мощности при краткосрочном планировании».
5. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС». Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем.
6. Методические указания по устойчивости энергосистем.
7. Регламент оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России (Приложение № 9 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка электроэнергии).
8. Положение о порядке оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации ЦДУ.

## УТЦ Станислав Андреевич

Главный специалист Департамента параллельной работы и стандартизации АО «СО ЕЭС», участник российский и международных рабочих групп.



### **1.3. Функционирование ЕЭС России и зарубежных энергосистем. Планирование электроэнергетических режимов работы ЕЭС России и зарубежных энергосистем**

#### **Общие сведения**

Функционирование ЕЭС России и зарубежных энергосистем во многом определяется принципами, заложенными при формировании энергосистемы стран СССР. Топология электрической сети и размещение генерирующих объектов в энергосистемах формировались централизованно и исходя из наличия в той или иной энергосистеме природных ископаемых, гидроресурсов, точек нагрузки. Таким образом, развитие каждой энергосистемы происходило в зависимости друг от друга, скоординированно, без учета возможности образования независимых государств и проведения обособленной политики в отношении развития энергосистем.

После прекращения существования СССР энергосистемы стран-участниц образованного СНГ столкнулись с необходимостью урегулирования отношений посредством заключения документов, регламентирующих параллельную работу энергосистем; обеспечения контрактных обязательств по экспорту и импорту электрической энергии; дополнительного развития электрической сети для обеспечения надежного электроснабжения приграничных потребителей; координации действий при планировании, развитии и управлении режимами работы электрической сети.

По истечении более 25 лет после образования СНГ энергосистемы стран-участниц СНГ, в том числе ЕЭС России, развиваются независимо, но с учетом параллельной работы энергосистем с единой частотой

электрического тока. Главным принципом остается также обеспечение бесперебойного электроснабжения потребителей с достижением высокого показателя надежности работы оборудования и качества электрической энергии, но уже в рамках отдельно взятой энергосистемы, отдельно взятой страны. Так же развиваются отношения со странами, граничащими с Российской Федерацией, но не входящими в СНГ.

### **География соединений**

ЕЭС России и энергосистемы зарубежных государств находятся в непрерывном развитии. В том числе развиваются межсистемные и межгосударственные связи, рыночные отношения по покупке/продаже электрической энергии. Ниже представлена география соединений электрической сети ЕЭС России и энергосистем зарубежных государств на конец 2017 г.

К концу 2017 г. в составе ЕЭС России работали семь Объединенных энергосистем (ОЭС). Параллельно работают ОЭС Центра, Средней Волги, Урала, Северо-Запада, Юга и Сибири. Параллельно работающие в составе ОЭС Востока энергосистемы образуют отдельную синхронную зону, точки раздела которой по транзитам 220 кВ с ОЭС Сибири устанавливаются оперативно в зависимости от складывающегося баланса обоих энергообъединений.

В 2017 г. параллельно с ЕЭС России работали энергосистемы Белоруссии, Эстонии, Латвии, Литвы, Грузии, Азербайджана, Казахстана, Украины и Монголии. Через энергосистему Казахстана в течение 2017 г. параллельно с ЕЭС России работали энергосистемы Центральной Азии – Узбекистана и Киргизии; через энергосистему Украины – энергосистема Молдавии. По линиям электропередачи переменного тока осуществлялась передача электроэнергии в энергосистему Южной Осетии и энергосистему Абхазии.

Совместно с ЕЭС России через преобразовательные устройства постоянного тока работали энергосистемы Финляндии и Китая. Кроме этого, с энергосистемой Финляндии параллельно работали отдельные генераторы Северо-Западной ТЭЦ и ГЭС Ленинградской и Кольской энергосистем, с энергосистемой Норвегии – отдельные генераторы ГЭС Кольской энергосистемы; по линиям электропередач переменного тока осуществлялась передача электроэнергии в Китай в островном режиме. Основными странами-импортерами электроэнергии из ЕЭС России в 2016 г. являлись Литва, Китай, Финляндия.

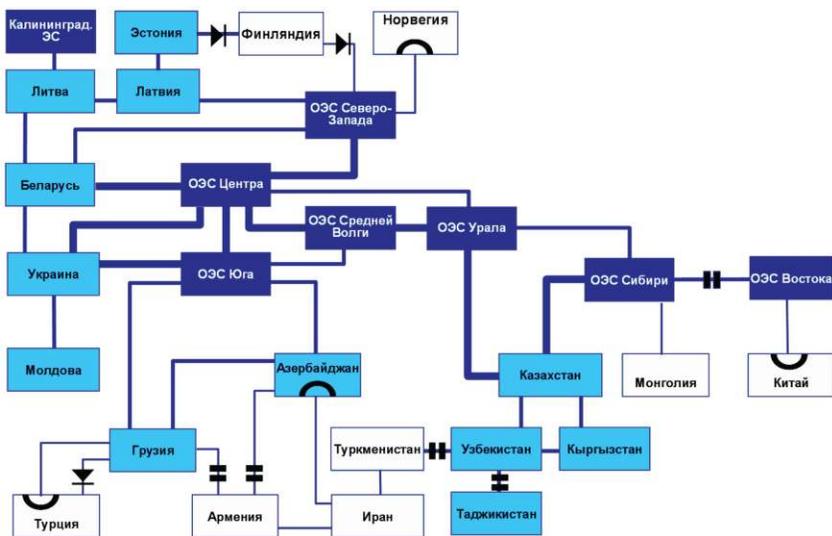
Как видим, ЕЭС России работает с энергосистемами зарубежных государств параллельно, в единой синхронной зоне (энергообъединение ЕЭС/ОЭС) и несинхронно – с отдельными энергосистемами.

*Синхронная зона* – совокупность всех параллельно работающих энергосистем, имеющих общую системную частоту электрического тока. Синхронную зону на конец 2017 г. образуют энергосистемы таких стран, как Российская Федерация, Республика Азербайджан, Рес-

публика Беларусь, Грузия, Казахстан, Украина, Республика Узбекистан, Киргизия, Молдавия, Латвия, Литва, Эстония, Монголия.

*Несинхронная работа энергосистем* – осуществление обмена электрической энергией и мощностью между двумя и более энергосистемами, работающими с разной частотой электрического тока и связанными между собой несинхронно.

На рис. 1.25 представлена блок-схема соединений ЕЭС России (с разделением по ОЭС) и энергосистем зарубежных государств.



**Рис. 1.25. Блок-схема электрических соединений ЕЭС России и энергосистем зарубежных государств на конец 2017 г.**

Наиболее интересным примером параллельной работы ЕЭС России и зарубежных энергосистем является параллельная работа ЕЭС России в электрическом кольце «Беларусь–Россия–Эстония–Латвия–Литва» (ЭК БРЭЛЛ) и с ЕЭС Казахстана.

ЛЭП 330 кВ, проходящие через 5 стран, образуют ЭК БРЭЛЛ, связанное единым режимом параллельной работы. На рис. 1.26 представлена карта-схема энергосистем ЭК БРЭЛЛ с обозначением контролируемых сечений и значений максимального допустимого потока активной мощности (МДП). Являясь примером кольца ЛЭП, режимы работы каждой из энергосистем влияют на изменение потоков распределения и параметры режима работы всех энергосистем, входящих в ЭК БРЭЛЛ. Кольцевая структура электрических сетей обеспечивает необходимость четкой координации действий энергосистем при планировании и управлении режимами работы энергосистем. Кроме того, энергосистемы стран Балтии входят в рынок электроэнергии Nord Pool, процессы планирования и торговли в котором

отличаются от соответствующих процессов на оптовом рынке электроэнергии и мощности России и требуют координации.

Таким образом, можно выделить следующие особенности параллельной работы ЕЭС России в ЭК БРЭЛЛ:

- необходимость координации действий диспетчерских центров при планировании и управлении режимами работы энергосистем ЭК БРЭЛЛ;
- наличие транзитных перетоков через энергосистемы ЭК БРЭЛЛ и необходимость контрактного урегулирования этих отношений;
- необходимость координации процессов планирования при функционировании двух рынков электрической энергии;
- совместная ликвидация технологических нарушений нормального режима.



Рис. 1.26. Карта-схема электрических соединений ЭК БРЭЛЛ

ЕЭС России и ЕЭС Казахстана имеют межсистемные связи 220 кВ, 500 кВ, 1150 кВ (работает на напряжении 500 кВ). До ввода в работу в 2015 г. транзита 500 кВ Курган–Витязь–Восход параллельная работа ОЭС Урала и ОЭС Сибири осуществлялась исключительно

но по электрическим связям, проходящим через территорию ЕЭС Казахстана. Кроме того, через электрические сети ЕЭС Казахстана параллельно с ЕЭС России работают энергосистемы Центральной Азии: Узбекистана и Киргизии, режимы работы которых влияют на режимы работы ЕЭС России и ЕЭС Казахстана и также должны учитываться при планировании и управлении режимами параллельной работы. Наличие транзитных связей и энергосистем Центральной Азии накладывает следующие особенности параллельной работы ЕЭС России и ЕЭС Казахстана (рис. 1.27).



**Рис. 1.27. Карта-схема электрических соединений ЕЭС России и ЕЭС Казахстана**

– Режимы работы и выдача мощности электростанций ОЭС Урала и ОЭС Сибири зависят от режимов работы ЕЭС Казахстана, выполнения планового почасового графика сальдо перетоков активной мощности параллельной работы ЕЭС России и ЕЭС Казахстана и состава электросетевого оборудования, находящегося в работе.

– Наличие транзитных связей обуславливает необходимость координации работы диспетчерских центров по планированию и управлению режимами работы энергосистем, необходимость установки противоаварийной и режимной автоматики, заключение необходимых договоров на транзит электрической энергии.

– Наличие параллельно работающих энергосистем Центральной Азии и возможное несоблюдение ими плановых почасовых графиков сальдо перетоков активной мощности обуславливают необходимость дополнительного регулирования перетоков мощности в контролируемых сечениях за счет неплановой загрузки/разгрузки электростанций ЕЭС России, что влияет на надежность работы энергосистемы и стоимость электрической энергии.

## Требования к параллельной работе ЕЭС России и энергосистем зарубежных государств

Исходя из структуры генерирующих мощностей, географии соединений и текущего состояния развития энергосистем, можно выделить следующие особенности работы ЕЭС России и энергосистем зарубежных государств.

– Совместная работа энергосистем создавалась на общих принципах и технологических параметрах.

– Структура генерирующих мощностей в энергосистемах неоднородна.

– Не все энергосистемы региона сбалансированы по электроэнергии.

– В некоторых энергосистемах с преобладанием тепловых электростанций недостаточно регулировочных мощностей.

– Электрические сети имеют сложнзамкнутую структуру.

Согласно перечисленным особенностям параллельная работа ЕЭС России и энергосистем зарубежных государств должна обеспечивать решение таких задач, как:

– обеспечение энергобезопасности регионов Российской Федерации и повышение надежного электроснабжения отдельных территорий Российской Федерации;

– обеспечение выдачи мощности электростанций Российской Федерации;

– солидарное регулирование частоты и участия всех параллельно работающих энергосистем в регулировании перетоков мощности;

– скоординированное долгосрочное и краткосрочное планирование электроэнергетических режимов параллельной работы ЕЭС России и зарубежных энергосистем;

– скоординированное автоматическое и оперативное противоаварийное управление.

При осуществлении параллельной работы ЕЭС России и энергосистем зарубежных государств соблюдается следующий принцип: *временное или постоянное прекращение параллельной работы ЕЭС России и энергосистем зарубежных государств не должно приводить к нарушению электроснабжения потребителей Российской Федерации и ограничению выдачи мощности электростанций в Российской Федерации.*

Одним из основных требований параллельной работы ЕЭС России и энергосистем зарубежных государств в соответствии с основополагающими документами является совместное со всеми энергосистемами синхронной зоны регулирование частоты электрического тока.

Регулирование частоты электрического тока в синхронной зоне осуществляется за счет размещения и поддержания в энергосистемах стран-участниц параллельной работы первичных и вторичных резервов активной мощности в согласованных Системными операторами объемах.

Системный оператор ЕЭС России обеспечивает регулирование частоты электрического тока стран-участниц параллельной работы в нормально допустимых и предельно допустимых пределах. Системные операторы остальных стран обеспечивают регулирование собственного сальдо перетоков мощности как алгебраической суммы перетоков мощности по всем межгосударственным ЛЭП своих энергосистем, с заданной коррекцией по частоте.

С целью поддержания частоты и перетоков активной мощности в нормируемых пределах в синхронной зоне Системными операторами должны быть установлены:

- необходимый расчетный резерв первичного регулирования, распределяемый между энергосистемами стран-участниц параллельной работы пропорционально их годовой выработке электроэнергии;
- необходимое значение крутизны статической частотной характеристики (СЧХ)<sup>1</sup> энергообъединения;
- значения коэффициентов коррекции по частоте для каждой из энергосистем стран-участниц параллельной работы для осуществления вторичного регулирования.

Для обеспечения надежности параллельной работы ЕЭС России и энергосистем зарубежных государств и максимального использования пропускной способности межгосударственных электрических связей, а также локализации развития аварийных ситуаций Системными операторами разработаны инструкции по режимам параллельной работы энергосистем. В них указаны величины максимально допустимого перетока мощности в контролируемых сечениях для разных схемно-режимных ситуаций и параметры устройств противоаварийной автоматики, а также содержится инструкция по предотвращению развития и ликвидации нарушения нормального режима работы энергосистем.

В целях исключения неблагоприятного воздействия на режимы работы смежных энергосистем стран-участниц параллельной работы Системные операторы обеспечивают поддержание в своих энергосистемах достаточного регулировочного диапазона для поддержания сбалансированного режима по реактивной мощности.

---

<sup>1</sup> Крутизна статической частотной характеристики – коэффициент линейной зависимости мощности первичного регулирования энергосистемы или энергообъединения от отклонения частоты.

## **Нормативная база**

Взаимодействие стран и инфраструктурных субъектов при обеспечении параллельной работы энергосистем регулируется межправительственными соглашениями, двух- и многосторонними документами, а также документами, разработанными в рамках ЭК БРЭЛЛ, Электроэнергетического Совета СНГ и на двух- и многосторонней основе.

Нормативную базу параллельной работы ЕЭС России и энергосистем зарубежных государств можно сгруппировать следующим образом:

- Межправительственные соглашения о мерах по обеспечению параллельной работы, заключаемые между правительствами двух стран.

- Соглашения об обеспечении параллельной работы энергосистем, заключаемые между инфраструктурными субъектами двух или нескольких стран.

- Положения об обеспечении оперативного диспетчерского управления, о планировании электроэнергетических режимов работы энергосистем, об информационном обмене, заключаемые между инфраструктурными субъектами двух или нескольких стран.

- Коммерческие контракты, заключаемые между хозяйствующими контрагентами, ответственными за осуществление экспорта/импорта электроэнергии.

- Другие документы.

В рамках вышеуказанных документов урегулированы следующие вопросы:

- распределение объектов диспетчеризации по способу диспетчерского управления;

- регулирование частоты и перетоков активной мощности;

- регулирование напряжения и перетоков реактивной мощности;

- планирование электроэнергетических режимов;

- организация противоаварийной автоматики;

- организация аварийной взаимопомощи;

- организация информационного обмена.

В рамках указанных документов разработаны дополнительные правила, регламенты и методические указания по различным аспектам параллельной работы ЕЭС России и энергосистем зарубежных государств.

## **Перспективные проекты в энергосистемах зарубежных государств**

В ЕЭС России и энергосистемах зарубежных государств проводится непрерывная работа по развитию энергосистем включая строительство новых генерирующих и электросетевых объектов. Данные шаги оказывают непосредственное влияние на режимы работы ЕЭС России и энергосистем синхронной зоны в целом.

В качестве наиболее знаковых перспективных проектов можно выделить следующие.

1. Переход энергосистем стран Балтии (Эстония, Латвия, Литва) на изолированную (несинхронную) работу с ЕЭС России.

Для обеспечения энергетической независимости от Российской Федерации в энергосистемах стран Балтии принято решение в ближайшие 10 лет подготовить электроэнергетическую инфраструктуру для перехода на изолированную или несинхронную работу с ЕЭС России посредством отключения межсистемных ЛЭП или установки на межсистемных ЛЭП вставок постоянного тока. Необходимо отметить, что для данного решения отсутствуют какие-либо технические предпосылки – но только политические.

Для обеспечения изолированной или несинхронной работы энергосистем стран Балтии с ЕЭС России в энергосистемах стран Балтии завершено строительство дополнительных межсистемных ЛЭП с энергосистемами Континентальной Европы и стран Скандинавии: электропередачи постоянного тока Estlink 2 (Финляндия) и NordBalt (Швеция), межсистемная связь через вставку постоянного тока LitPol (Польша).

На 2019 г. странами Балтии запланированы натурные испытания по выделению на изолированную работу энергосистем стран Балтии с ЕЭС России и ОЭС Беларуси.

Переход энергосистем стран Балтии на изолированную или несинхронную работу с ЕЭС России (рис. 1.28) вынуждает проводить соответствующие компенсационные мероприятия в ЕЭС России по обеспечению надежного электроснабжения потребителей, особенно в приграничных территориях и Калининградской области, которые требуют дополнительных затрат.

2. Строительство Островецкой АЭС (Республика Беларусь).

В 2011 г. между Российской Федерацией и Республикой Беларусь было подписано межправительственное соглашение на строительство АЭС в Республике Беларусь. В 2018 и 2020 гг. планируется сооружение двух блоков ВВЭР-1200 единичной мощностью 1194 МВт по типу АЭС-2006.

Для выдачи мощности энергоблоков АЭС в настоящее время в ОЭС Белоруссии проводится комплексное развитие и реконструкция электрической сети 110–330 кВ, особенно в западных регионах. Для решения вопросов работы энергоблоков АЭС в базовой части суточного графика нагрузки и прохождения минимума суточного графика нагрузки осуществляются модернизация и строительство парогазовых установок с увеличенным диапазоном регулирования активной мощности, а также применение инновационных решений – таких, как внедрение электродкотлов.

Строительство Островецкой АЭС будет оказывать непосредственное влияние на режимы работы ОЭС Беларуси и ЭК БРЭЛЛ, а также на объемы поставки электрической энергии в ОЭС и через ОЭС Беларуси.



**Рис. 1.28. Карты-схемы электросетевых объектов для перехода энергосистем стран Балтии на изолированную или несинхронную работу с ЕЭС России**

### 3. Проекты со странами Азии (Китай, Япония, Корея).

В условиях сложившейся политической и экономической ситуации в настоящее время получили развитие такие инфраструктурные проекты со странами Азии, как:

- строительство энергомоста в Японию с использованием подводных кабельных ЛЭП;
- строительство экспортоориентированной генерации в ОЭС Востока для экспорта электрической энергии в Китай;
- строительство транзитного коридора Россия–Монголия–Китай;
- строительство межсистемных связей Россия–Корея.

Названные проекты находятся в стадии выполнения технико-экономического обоснования.

Таким образом, в среднесрочной перспективе на этапе 2017–2023 гг. можно выделить следующие тенденции:

- охлаждение отношений с западными странами;
- развитие энергосистем зарубежных стран для обеспечения независимости от энергосистем соседних стран;
- развитие экспортных отношений со странами Азии.

### **Планирование режимов работы ЕЭС России и энергосистем зарубежных государств**

Планирование режимов работы ЕЭС России и энергосистем зарубежных государств – один из важнейших процессов при осуществлении параллельной и несинхронной работы ЕЭС России и энергосистем зарубежных государств.

Планирование режимов работы ЕЭС России и энергосистем зарубежных государств подразделяется на долгосрочное (месяц, год) и краткосрочное (сутки).

Целью планирования режимов параллельной работы ЕЭС России и энергосистем зарубежных государств является определение технически осуществимых суммарных объемов поставок электроэнергии и перетоков мощности между ЕЭС России и энергосистемами зарубежных государств для определенного временного промежутка.

Планирование электроэнергетических режимов параллельной работы ЕЭС России и энергосистем зарубежных государств осуществляется с использованием общих расчетных электроэнергетических моделей, включающих в себя согласованные фрагменты энергосистем стран-участниц параллельной работы. Для планирования электроэнергетических режимов используются базовая и актуализированная расчетные модели.

*Базовая расчетная модель* – расчетная модель, сформированная для согласованных часов суток на основе контрольных замеров мощности в летнее и зимнее время (в июне и в декабре).

*Актуализированная расчетная модель* – расчетная модель, создаваемая на основе базовых расчетных моделей с уточненными на предстоящий период планирования значениями потребления, генерации, сальдо перетоков энергосистем и схемой электрической сети.

Расчетная модель включает в себя описание:

- графа и параметров схемы замещения электрической сети;
- активных и реактивных узловых нагрузок потребления;
- активных и реактивных нагрузок генерации в узлах;
- минимальной и максимальной активной и реактивной мощности генераторов;
- сетевых и других ограничений.

В состав исходных данных для планирования электроэнергетических режимов входят:

- графики ремонтов генерирующего оборудования;
- перечень отключаемого электросетевого оборудования с указанием сроков отключения;
- ожидаемое потребление мощности энергосистем для определенного временного диапазона в зависимости от этапа планирования;
- информация по планируемой загрузке электростанций для определенного временного диапазона в зависимости от этапа планирования.

В таблице 1.3 отражены основные сведения о годовом, месячном и суточном планировании электроэнергетических режимов.

Таблица 1.3

**Основные сведения планирования электроэнергетических режимов**

	Годовое планирование	Месячное планирование	Суточное планирование
Цель	Определение технически осуществимых суммарных объемов поставок электроэнергии и перетоков мощности между ЕЭС России и энергосистем зарубежных государств	Определение технически осуществимых суммарных объемов поставок электроэнергии и перетоков мощности между ЕЭС России и энергосистем зарубежных государств	Определение плановых почасовых объемов поставок электроэнергии и формирование плановых почасовых графиков сальдо перетоков электроэнергии (мощности) на планируемые сутки X
Исходные данные	Плановые (прогнозные) балансы электроэнергии (мощности) и суммарные объемы поставок электроэнергии по каждому месяцу планируемого года	Плановые (прогнозные) балансы электроэнергии (мощности) и суммарные объемы поставок электроэнергии на предстоящий месяц	Плановые (прогнозные) балансы электроэнергии (мощности) и суммарные объемы поставок электроэнергии на предстоящие сутки
Результат	Величины технически осуществимых суммарных объемов поставок электроэнергии по месяцам планируемого года	Величины технически осуществимых почасовых суммарных объемов поставок электроэнергии и значения сальдо перетоков мощности для характерного рабочего и выходного дня каждой недели планируемого месяца	Плановые почасовые графики сальдо перетоков электроэнергии (мощности) и соответствующие плановые почасовые графики сальдо объемов поставок электроэнергии на планируемые сутки X
Учет	Годовые плановые графики ремонта электросетевого оборудования и РЗА, ограничивающего пропускную способность контролируемых сечений	Уточненные графики ремонта электросетевого оборудования РЗА, ограничивающего пропускную способность контролируемых сечений	Утвержденные графики ремонта электросетевого оборудования РЗА, ограничивающего пропускную способность контролируемых сечений

Наиболее важным из периодов планирования является суточное планирование. Именно в рамках данного процесса формируются плановые почасовые графики сальдо перетоков электроэнергии (мощности), являющиеся основными документами для диспетчерского

персонала параллельно работающих энергосистем и основным документом, регламентирующим режим параллельной работы ЕЭС России и энергосистем зарубежных государств. Данные графики не могут быть изменены в одностороннем порядке. Для повышения точности планирования суточное планирование подразделяется на два этапа: предварительный расчет электроэнергетических режимов на планируемые сутки  $X$ , который проводится за два дня до планируемых суток  $X$  (расчет  $X - 2$ ) и окончательный расчет режима на планируемые сутки  $X$ , который рассчитывается за сутки до планируемых суток  $X$  (расчет  $X - 1$ ).

Для обеспечения планирования режимов параллельной работы ЕЭС России и энергосистем зарубежных государств из числа системных операторов национальных энергосистем назначается Координатор планирования, осуществляющий следующие функции:

- получение исходных данных от всех участников планирования;
- формирование базовой и актуализированной расчетной модели;
- расчет электроэнергетического режима с использованием расчетной модели;
- доведение результатов расчета до всех участников планирования;
- при выявлении превышения МДП контролируемых сечений применение превентивных мер, ранее согласованных с системными операторами зарубежных энергосистем.

АО «СО ЕЭС» является координатором суточного планирования параллельной работы с энергосистемами Казахстана, Украины, Беларуси, стран Балтии и Закавказья.

При выявлении превышения МДП в контролируемых сечениях системными операторами стран-участниц параллельной работы должны быть реализованы меры по управлению ограничениями передающей электрической сети, среди которых:

- корректировка объемов поставок электрической энергии;
- корректировка графиков ремонтов генерирующего и электросетевого оборудования;
- изменение топологии электрической сети для оптимизации потоков мощности;
- организация встречной торговли.

Кроме того, для каждой энергосистемы зарубежных государств установлена величина допустимых отклонений фактических почасовых сальдо потоков электрической энергии от плановых. При нахождении фактического почасового графика сальдо потоков электроэнергии от плановых за допустимым диапазоном соответствующая энергосистема оплачивает данный объем в соответствии с заключаемыми контрактами. Этот фактор является стимулом для выполнения каждой энергосистемой плановых почасовых графиков сальдо потоков электрической энергии.

## Список рекомендуемой литературы

1. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2016 году // [http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2017/ups\\_rep2016.pdf](http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2017/ups_rep2016.pdf)
2. Ten Year Network Development Plan 2016//<http://tyndp.entsoe.eu/>
3. Соглашение между Концерном «Белэнерго», ГАО «Latvenergo», РАО «ЕЭС России», АО «Eesti Energia» и АО «Lietuvos Energija» о параллельной работе энергосистем от 7 февраля 2001 г.
4. Договор об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников Содружества Независимых Государств от 25.11.1998 г.
5. Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии. Методика определения величины и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков от 13.10.2006 г.
6. Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии. Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков активной мощности от 23.10.2016 г.

## **МАКОКЛЮЕВ Борис Иванович**

Главный научный сотрудник Научно-технического центра ФСК ЕЭС.

Руководитель проекта «Энергостат».

Доктор технических наук, автор более 100 научных публикаций.



### **1.4. Планирование электропотребления ЕЭС России**

#### **Общие положения**

Планирование режимных параметров и технико-экономических показателей энергосистем (ЭС) и энергокомпаний (ЭК) является одной из важных задач обеспечения функционирования электроэнергетики [1, 2]. В данном разделе рассматриваются структура, тенденции электропотребления (потребления), а также аспекты планирования (прогнозирования) потребления ЕЭС России, осуществляемые в Системном операторе (АО «СО ЕЭС»). Величина прогноза потребления является опорным показателем для последующего планирования балансов электроэнергии, мощности, расчетов электрических режимов и экономических показателей. Необходимость точного прогнозирования обусловлена технологическими и экономическими причинами. Точные расчеты потребления обеспечивают оптимальные режимы работы генерирующего оборудования с точки зрения надежности и экономичности, способствуют осуществлению экономически целесообразных операций по покупке и продаже электроэнергии.

В соответствии с основными циклами планирования и управления режимами временная иерархия планирования и прогнозирования потребления подразделяется на три основных интервала: долгосрочный, краткосрочный и оперативный. Долгосрочное планирование включает в себя периоды: месяц, год, несколько лет. Для решения проектных задач и перспективной оценки потребления, балансов электроэнергии и мощности долгосрочное планирование осуществляется на периоды 10–15 лет. Краткосрочное планирование произво-

дится на период от суток до 1 месяца вперед. При оперативном управлении режимами используется оперативный прогноз графика потребления на следующий час и оставшиеся до конца суток часы.

Задача расчета прогнозов потребления решается на всех временных интервалах с последовательным уточнением результатов расчетов по мере уменьшения времени упреждения. Долгосрочные, краткосрочные и оперативные прогнозы требуют различных методик. Так, первым прогнозам нужны сценарные подходы для оценки общеэкономической ситуации, отраслевых тенденций развития и т.п., для краткосрочных и оперативных прогнозов важен учет метеофакторов, характера типа суток (рабочий, выходной), конфигурации суточного графика, состояния режима энергосистемы в ближайшей ретроспективе.

Долгосрочные прогнозы объемов потребления электрической энергии на год, квартал, месяц используются для формирования ежегодных сводных балансов производства и потребления электрической энергии, которые, в свою очередь, являются основой для планирования режимов работы электростанций, определения объемов необходимых запасов топлива на ТЭС, формирования графиков ремонта оборудования и т.д. С учетом сформированных сводных балансов производства и потребления электрической энергии устанавливаются также тарифы на электрическую энергию (мощность) для участников рынка электроэнергии и мощности.

Краткосрочные прогнозы потребления (от суток до недели) являются основой для формирования диспетчерских графиков. В этом временном цикле определяются необходимые объемы и размещение резервов мощности в ЕЭС России. Объемы потребления ЭС, ЭК, субъектов рынка на всех временных этапах планирования и эксплуатации обязательно согласовываются с подразделениями и филиалами Системного оператора: региональными (РДУ), объединенными диспетчерскими управлениями (ОДУ) и службами исполнительного аппарата (ПА) АО «СО ЕЭС» (далее СО ЕЭС). Согласованные графики потребления и генерации (диспетчерские графики) являются важнейшими для ЭС и ЭК показателями, определяющими основные аспекты их работы: графики генерации электроэнергии станциями с учетом резервов, состав готового к работе генерирующего оборудования, объемы покупки и продажи электроэнергии и мощности на рынке. Помимо заявленных графиков потребления участников рынка, СО ЕЭС осуществляет суточный прогноз графиков потребления активной мощности. Фактические почасовые графики потребления рассчитываются на основе данных технического учета (ОИК) по территориям диспетчерского управления, которыми являются [1]:

- Единая энергетическая система России (ЕЭС России).
- Европейская часть ЕЭС России включая ОЭС Урала (ЕЭС России без Сибири).
- Объединенные энергетические системы (ОЭС).

- Региональные электроэнергетические системы (ЭС).
- Отдельные энергорайоны и крупные потребители ЭС.

Целью составления и использования Системным оператором собственных прогнозов потребления активной мощности на территориях диспетчерского управления при планировании диспетчерских графиков является обеспечение надежности режимов функционирования ЕЭС России за счет принятия решений по определению состава включенного генерирующего оборудования и составлению графиков производства генерирующего оборудования с учетом необходимых резервов.

Основные задачи, решаемые при краткосрочном планировании, – это: прогнозирование потребления; выбор состава включенного генерирующего оборудования; учет сетевых ограничений; размещение нормативного резерва мощности; оптимизация режимов работы ГЭС; формирование диспетчерских графиков; актуализация расчетной модели ЕАС на уровне ОДУ и ИА СО ЕЭС; оптимизация режима по ценовым заявкам.

Для составления прогнозов потребления необходимо использовать имеющиеся в распоряжении следующие статистические и расчетные данные:

- суточные графики фактического потребления активной мощности;
- значения основных факторов, определяющих величины фактического потребления активной мощности за аналогичные дни недели текущего и прошлого года, которые могут включать в себя: температуру окружающего воздуха; уровень освещенности; долготу дня; перенос выходных и праздничных дней; события сезонных переходов с зимнего на летнее время и обратно; наличие экстраординарных событий (природные и социальные катаклизмы, массовые акции);
- прогнозы погодных условий;
- прогнозы состояния других факторов, влияющих на изменение потребления в соответствии с данными, полученными в результате обработки статистики потребления;
- планируемые включения/отключения энергоемких производств.

Наиболее существенное влияние на потребление оказывают метеорологические факторы: температура наружного воздуха, естественная освещенность, скорость ветра, влажность и др. [2]. Эти факторы в значительной мере определяют регулярные сезонные, суточные колебания потребления, а также отклонения от плановых значений. Влияние метеофакторов зависит от сезона и времени суток, в последние годы значительно усилившихся вследствие увеличения доли коммунально-бытовой нагрузки. Оценка влияния и учет метеофакторов при прогнозировании позволяют снижать его ошибки в среднем на 0,1–0,4%.

## Структура и тенденции электропотребления энергосистем России

Рассмотрим структурирование потребления энергосистем, входящих в ЕЭС России, определенные тенденции потребления различных регионов и степень влияния метеофакторов.

Предметом анализа данной лекции являлись регулярные и нерегулярные колебания суточных графиков потребления энергосистем и объединенных энергосистем (ЭС, ОЭС); использовались архивные данные комплексов ИСП (иерархическая система прогнозирования) и Энергостат, эксплуатируемых в филиалах СО ЕЭС России и крупных энергосбытовых компаниях [2–4].

Формирование колебаний суточных графиков потребления ЭС происходит под влиянием целого комплекса различных факторов. Длительные многолетние тенденции определяются социальными факторами и экономическим развитием регионов. Устойчивые производственные циклы, астрофизические циклы (смена дня и ночи), сезонные колебания метеофакторов определяют регулярные колебания потребления (цикличности нагрузок): суточную, недельную, сезонную цикличности, а также такие устойчивые многолетние изменения (тенденции) потребления, как межгодовой прирост (падение) и плавное изменение структуры потребления. Резкие изменения погодных условий, общественные явления, телевизионные передачи, внеплановые отключения крупных потребителей и т.п. определяют нерегулярные колебания, отклонения нагрузки от цикличностей и тенденций.

Сезонная цикличность представлена на годовом графике среднесуточных значений потребляемой мощности единой энергосистемы России (ЕЭС) (рис. 1.29), где отмечается некоторое повышение уровня потребления в 2017 г.

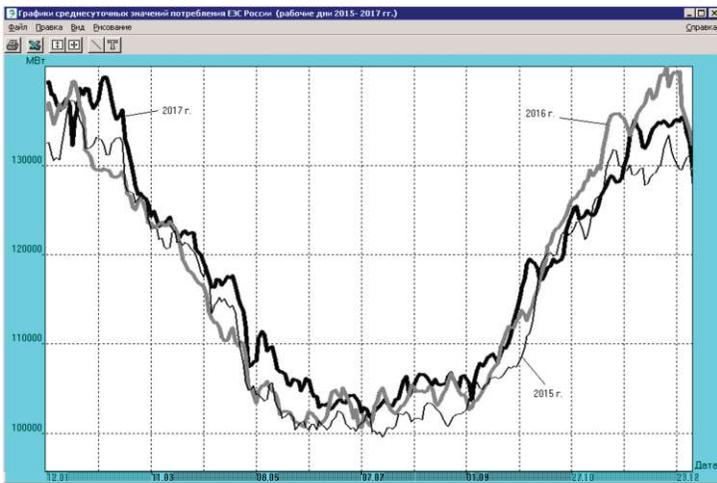


Рис. 1.29. Графики среднесуточных значений потребления ЕЭС России (без Крыма), рабочие дни 2015–2017 гг.

Структура потребления ЕЭС России по территориям ОЭС представлена на круговой диаграмме (рис. 1.30) – ОЭС в среднесуточном потреблении ЕЭС по рабочим дням на годовом интервале.

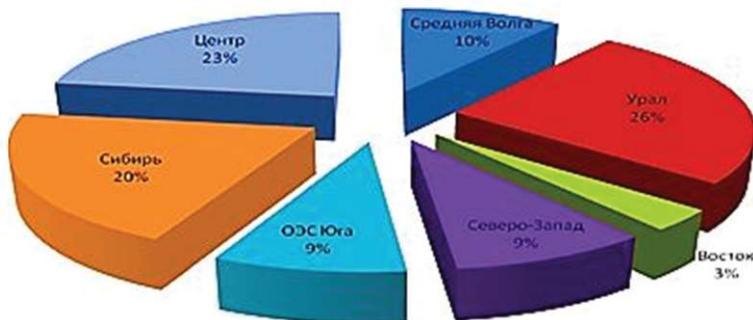


Рис. 1.30. Структура потребления ЕЭС России по территориям ОЭС

Структура потребления ОЭС Сибири приведена на рис. 1.31.

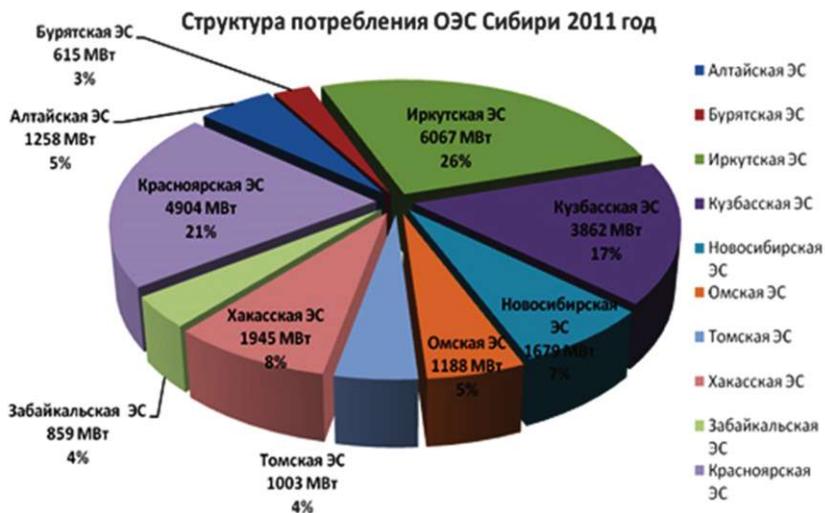


Рис. 1.31. Структура потребления ОЭС Сибири

В зависимости от состава и структуры потребителей потребление отдельных энергосистем может разбиваться по определенным энергорайонам, крупным потребителям и собственным нуждам (СН) станций.

Суточные графики различных ЭС и ОЭС в значительной степени отражают экономические и географические особенности регионов.

Характер суточных графиков потребления меняется в зависимости от сезона и типа суток. Обычно рассматривают характерные графики различных типов суток (рабочие и выходные дни), а также более подробно деление – понедельник, нормальный рабочий день (вторник, среда, четверг), пятница, суббота и воскресенье.

Для характеристики суточных графиков потребления на практике используются расчетные:

*коэффициент заполнения*

$$K_{\text{зап}} = \frac{P_{\text{средн}}}{P_{\text{макс}}},$$

где  $P_{\text{средн}}$  – средние;  $P_{\text{макс}}$  – максимальные значения потребления за сутки,

*и коэффициент неравномерности*

$$K_{\text{нер}} = P_{\text{мин}}/P_{\text{макс}},$$

где  $P_{\text{мин}}$  – минимальное значение потребления за сутки.

Коэффициенты, характеризующие форму графика по различным ОЭС, представлены в табл. 1.4, где  $P_{\text{ср.}}$  – среднее значение потребления за период.

Таблица 1.4

**Коэффициенты, характеризующие форму среднесуточного графика по различным ОЭС в зимние месяцы по рабочим и выходным дням (2016–2017 г.)**

Объект	Рабочие дни				
	$P_{\text{ср.}}$	$P_{\text{мин.}}$	$P_{\text{макс.}}$	$K_{\text{зап.}}$	$K_{\text{нер.}}$
	МВт	МВт	МВт		
ОЭС Центра	31745	26274	35267	0,900	0,745
ОЭС Северо-Запада	12475	10746	13493	0,925	0,796
ОЭС Средней Волги	14531	12380	15948	0,911	0,776
ОЭС Юга	12515	10457	14090	0,888	0,742
ОЭС Урала	33875	31208	35588	0,952	0,877
ОЭС Сибири	27104	24974	28520	0,950	0,876
ОЭС Востока	4768	4320	5125	0,930	0,843
Московская ЭС	14202	10996	16258	0,874	0,676
Объект	Выходные дни				
	$P_{\text{ср.}}$	$P_{\text{мин.}}$	$P_{\text{макс.}}$	$K_{\text{зап.}}$	$K_{\text{нер.}}$
	МВт	МВт	МВт		
ОЭС Центра	29236	25476	32734	0,893	0,778
ОЭС Северо-Запада	11923	10659	13027	0,915	0,818
ОЭС Средней Волги	13245	11867	14533	0,911	0,817
ОЭС Юга	11796	10217	13428	0,878	0,761
ОЭС Урала	32526	30625	34340	0,947	0,892
ОЭС Сибири	26334	24573	27882	0,944	0,881
ОЭС Востока	4667	4270	5006	0,932	0,853
Московская ЭС	12846	10651	14778	0,869	0,721

Можно отметить некоторые особенности неравномерности суточных графиков по различным ОЭС и объединить их в три группы:

- *Незначительная неравномерность* ( $K_{\text{нер}} > 0,83$ ) – ОЭС Урала и Востока
- *Средняя неравномерность* ( $0,78 < K_{\text{нер}} < 0,83$ ) – ОЭС Северо-Запада, Средней Волги
- *Существенная неравномерность* ( $K_{\text{нер}} < 0,78$ ) – ОЭС Центра и Юга и Москва.

Наибольшая неравномерность наблюдается в Московской энергосистеме и ОЭС Юга, где доля непромышленной нагрузки из крупных энергосистем наиболее высока. В летний период неравномерность графиков является более существенной, характер неравномерности по группам ОЭС в целом сохраняется.

Недельная цикличность является отражением производственного цикла. Она проявляется в том, что нагрузка энергосистемы в рабочие дни существенно превышает нагрузку выходных дней. Характер недельного цикла имеет свои особенности для различных энергосистем и зависит от структуры потребления, от специфики промышленности региона. На рис. 1.32 представлены графики недельного цикла часовых значений потребляемой мощности энергосистем ОЭС Центра и Урала в весенний период.

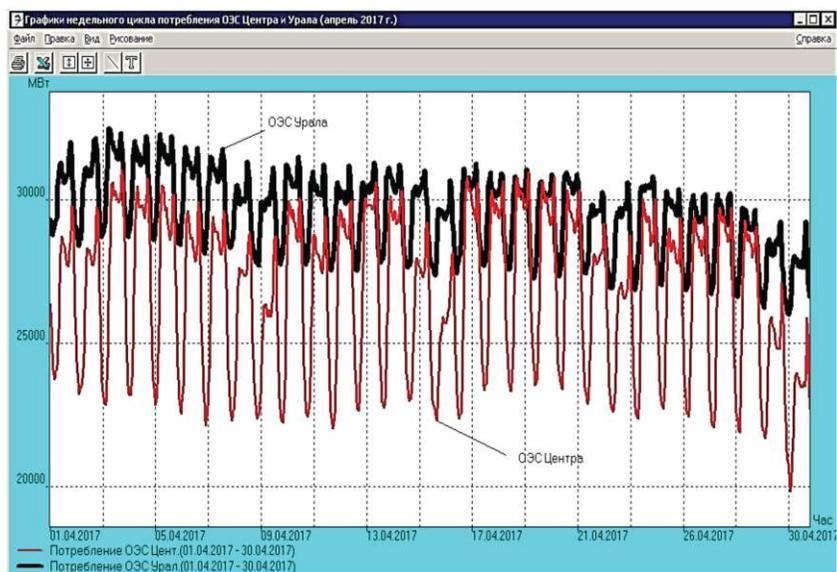


Рис. 1.32. Графики недельного цикла часовых значений потребления ОЭС Центра и ОЭС Урала (апрель 2017 г.)

На графике наглядно прослеживается снижение уровня потребления в выходные дни, причем заметны характерные особенности недельного цикла: в ОЭС Центра это снижение значительно, чем в ОЭС Урала. Значительно отличается размах суточных колебаний рабочих и выходных дней – сказывается существенное различие структуры потребления и климатических особенностей регионов. В ОЭС Центра неравномерность выше по причине высокой доли коммунально-бытовой нагрузки.

Сезонные колебания обусловлены в первую очередь сезонными изменениями температуры и длины дня, имея явно выраженную регулярную компоненту, на которую накладываются нерегулярные колебания, вызванные изменением погодных условий, и прежде всего – температуры и освещенности, а также влиянием других нерегулярных факторов. Сезонные циклы различных ОЭС отличаются своей характерной формой, амплитудой колебаний, временем наступления максимумов и минимумов.

Примерно одинаков размах сезонных колебаний в ОЭС, расположенных в Европейской части: Центра, Северо-Запада, Юга и Средней Волги. Менее значимы сезонные колебания в ОЭС Урала и Сибири. Наиболее значителен размах сезонных колебаний в ОЭС Востока. Также различается по ОЭС время наступления максимумов и минимумов нагрузки. Минимумы потребления приходятся на летнее или весеннее время, характеризующиеся наиболее высокой температурой наружного воздуха, наибольшей продолжительностью светового дня. Они наступают, как правило, в ранние утренние часы (4–5 часов утра). Максимальные значения приходятся обычно на декабрь, когда естественная освещенность и температура наружного воздуха минимальны, и наступают, как правило, вечером, в 17–18 часов. В отдельные годы максимумы могут смещаться на другие зимние месяцы – январь или февраль.

Существенные особенности имеет характер сезонных колебаний потребления в южных энергосистемах. Так, потребление Кубанской ЭС имеет локальный летний максимум, связанный с увеличением рекреационной (курортной) нагрузки в районах Сочи, Геленджика и Анапы (рис. 1.33). Этот максимум имеет тенденцию увеличения, и потребление в августе 2017 г. уже превысило потребление зимних месяцев. Повышение летней нагрузки южных ЭС в значительной мере связано с дополнительной нагрузкой от приборов кондиционирования и поливным земледелием.

На графике рис. 1.34 приведена зависимость потребления Кубань-энерго от температуры. Отчетливо видим, что с повышением температуры более 20° С потребление начинает существенно расти.

Локальные максимумы в летний период наблюдаются также в Крымской энергосистеме (рис. 1.35). В летний период нагрузка 2016 и 2017 гг. достигла уровня 2013 г.

Аналогичная картина наблюдается в ОЭС Юга в целом (рис. 1.36).



Рис. 1.33. Сезонные колебания среднесуточных значений потребления Кубанской ЭС за 2013–2017 гг.

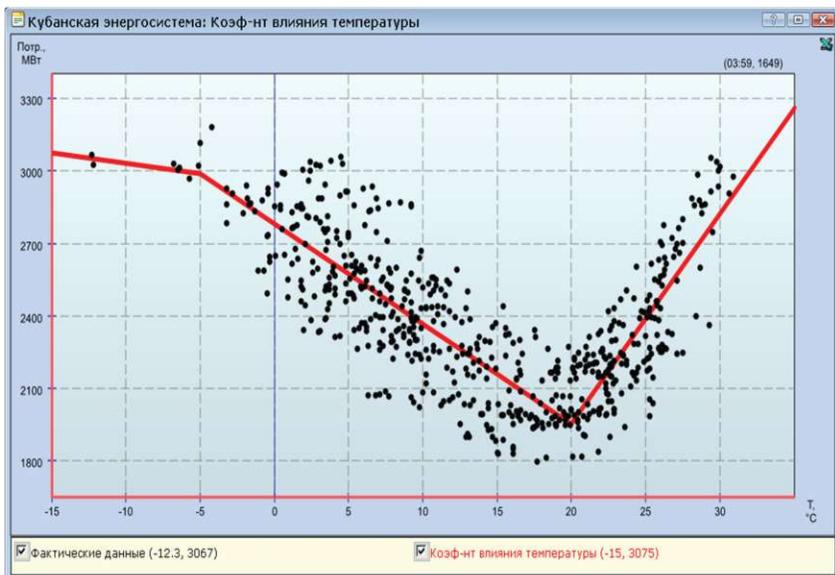


Рис. 1.34. Зависимость потребления Кубаньэнерго от температуры

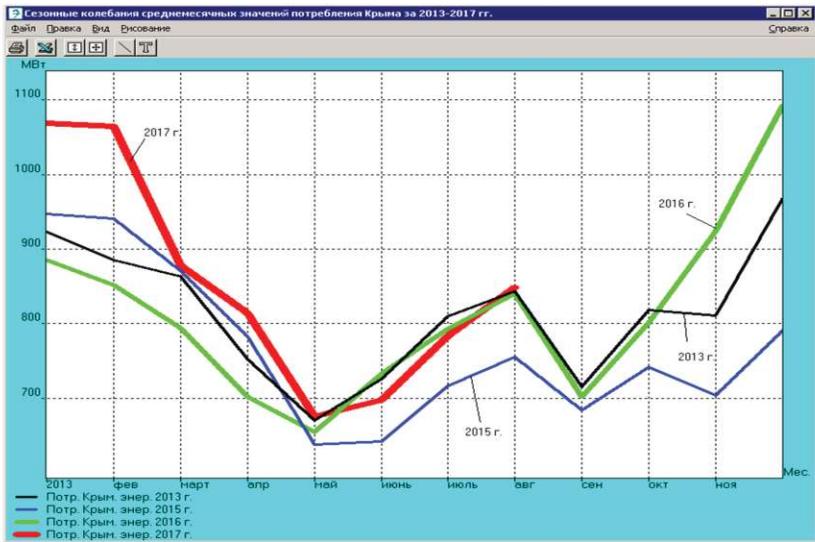


Рис. 1.35. Графики среднемесячных значений потребления Крыма 2013–2017 гг.

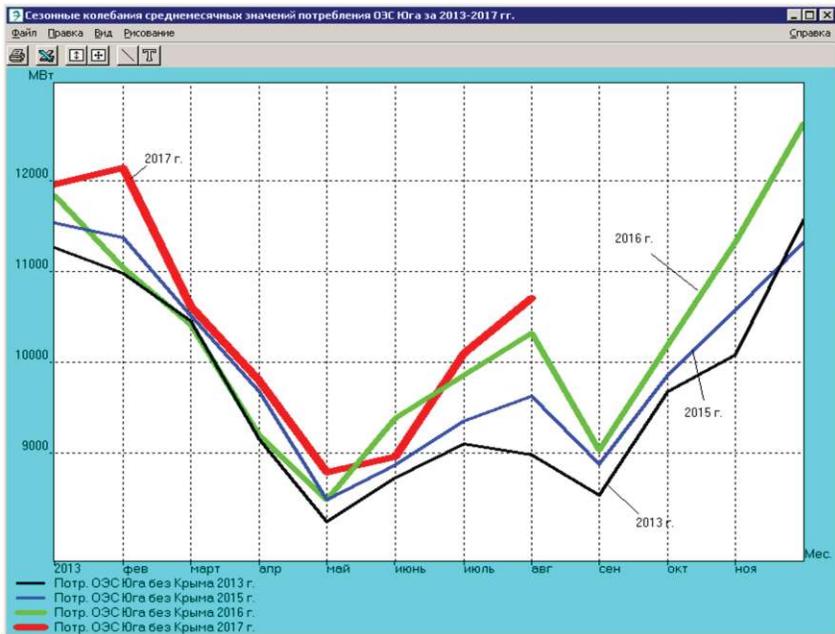
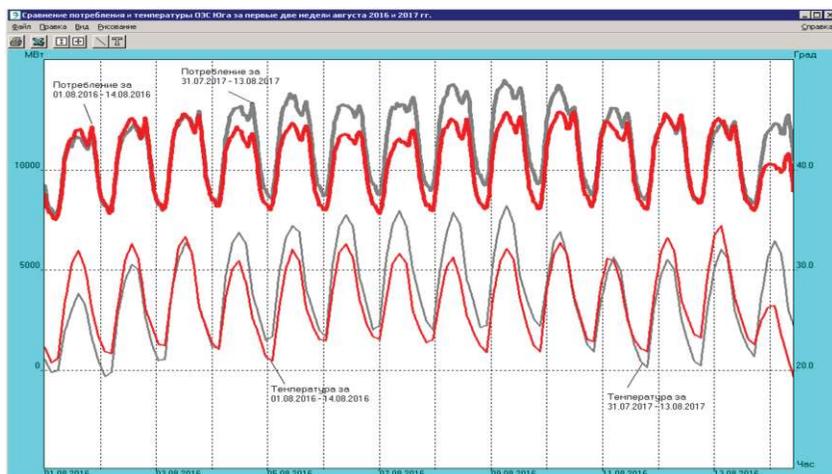


Рис. 1.36. Графики среднемесячных значений потребления ОЭС Юга, 2013–2017 гг.

Установившаяся в августе 2017 г. в южном регионе аномальная жара привела к превышению нормы для этого времени года средней температуры воздуха почти на  $10^{\circ}\text{C}$ . В энергосистемах ОЭС Юга это вызвало резкий рост потребления электроэнергии и мощности [5]. Так, 7 августа в Крымской энергосистеме зафиксированы рекордные значения потребления электрической мощности в летний период. В часы дневного максимума потребление мощности в Крымской энергосистеме достигло 1249 МВт, что на 70 МВт выше величины летнего максимума, зафиксированного 24 июля 2012 г. В Кубанской энергосистеме в течение трех дней подряд фиксировались рекордные значения потребления мощности за весь период ее существования. 8 августа в 14:00 ч в Кубанской энергосистеме достигнут очередной исторический максимум потребления мощности, который составил 5032 МВт, что на 433 МВт выше максимума, зафиксированного в июле 2016 г. (рис. 1.37).



**Рис. 1.37.** Графики значений потребления Кубанской ЭС 1–14 августа 2017 г.

Кроме того, 8 августа достигнуты новые исторические максимумы потребления в Ставропольской и Астраханской энергосистемах – 1634 и 710 МВт соответственно.

Аномально высокая температура на территории всей ОЭС Юга привела к превышению исторического максимума потребления мощности и в целом по ОЭС. В часы дневного максимума нагрузки 8 августа потребление мощности в ОЭС Юга достигло 15 754 МВт, что на 907 МВт выше величины максимума, зафиксированного 18 июля 2016 г. [5].

Наблюдаются следующие основные длительные многолетние тенденции потребления в ОЭС и ЭС:

- межгодовой рост (падение) общего уровня потребления вследствие присоединения (отключения) абонентов и изменения объема потребляемой электроэнергии потребителями энергосистемы;
- изменение структуры потребления вследствие его постепенного перераспределения по характерным группам потребителей;
- изменение характера суточных, недельных и сезонных колебаний потребления.

Оценка характера многолетних изменений (тенденций) имеет существенное значение для подбора адекватных математических моделей долгосрочного прогнозирования электропотребления в разрезе нескольких лет. В региональном разрезе рост потребления имеет серьезные различия, связанные с определенной сложившейся структурой потребления и экономическим состоянием отдельных регионов.

Одной из характерных тенденций последних лет является изменение структуры потребления. Структурные изменения в общем электропотреблении в основном связаны с двумя ведущими группами – это промышленность и непромышленные потребители (население и коммерческие структуры). Изменения в других секторах потребления незначительны. Промышленность имеет устойчивую тенденцию уменьшения доли в общей нагрузке (за исключением некоторых регионов, связанных с нефтегазовой промышленностью); соответственно коммунально-бытовая и офисная, торговая и т.п. – тенденцию увеличения доли. Подобное изменение структуры приводит к росту зависимости потребления от метеорологических факторов, поскольку промышленная нагрузка более подвержена их влиянию. Колебания метеофакторов, в первую очередь температуры и освещенности, вызывают резкие скачки потребления как в осенне-зимний, так и в летний периоды (в южных ЭС). Эти скачки особенно опасны в условиях дефицита генерации и пропускной способности сетей.

Структурные изменения отражаются на основных циклических тенденциях электропотребления. Наблюдаются существенный рост сезонной неравномерности и увеличение размаха сезонных колебаний.

Изменения в структуре потребления приводят к увеличению доли выходных дней в недельном потреблении. Графики суточных циклов демонстрируют относительное снижение утреннего максимума рабочих дней и рост нагрузки в вечерние и ночные часы, что также является следствием уменьшения доли промышленной нагрузки. Подобные тенденции наблюдаются в ЭС и ОЭС с высокой долей коммунально-бытовой и непромышленной нагрузки.

Длительные тенденции приростов потребления по регионам за 10 лет отчетливо видны на графиках среднегодового потребления по регионам России (рис. 1.38).

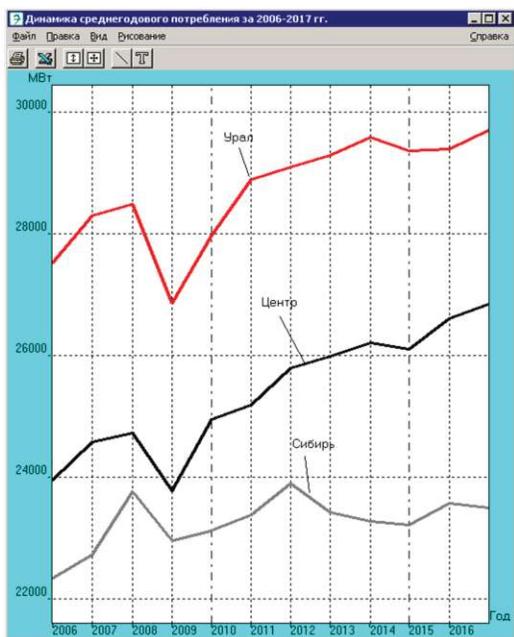


Рис. 1.38. Среднегодовое потребление по регионам объединенных энергосистем и Московской ЭС в 2006–2017 гг.

Для количественного анализа приростов за два последних года использовались показатели средних и максимальных значений потребляемой мощности на интервалах «год и месяц» и относительные приросты среднего потребления по отношению к аналогичному периоду предшествующего года (в процентах).

Результаты анализа потребления по ЕЭС и ОЭС России за 2016–2017 гг. сведены в табл. 1.5 и 1.6.

Таблица 1.5

**Статистические данные электропотребления ЕЭС России  
2016–2017 гг.**

Месяц	Среднее потребление		Максимум потребления	
	Факт, МВт	Прирост к прошлому году, %	Факт, МВт	Прирост к прошлому году, %
2016	116260	1,56	151070	2,51
январь	133197	2,23	149246	1,27
февраль	127284	-1,82	141287	-1,07
март	121517	-0,1	135003	-0,24
апрель	111641	-1,98	124600	-3,11
май	102224	0,45	113364	-0,25
июнь	101200	1,6	115122	3,36
июль	101248	1,48	115002	3,04
август	103654	2,93	116085	3,13
сентябрь	106915	1,87	122915	3,46
октябрь	119406	1,6	137321	1,74
ноябрь	130850	3,83	146049	2,57
декабрь	136328	5,72	151070	5,13
2017	117245	0,85	149954	-0,74
январь	133362	0,2	149954	0,47
февраль	133089	4,56	149331	5,69
март	122850	1,1	134806	-0,15
апрель	115605	3,55	128158	2,86
май	106466	4,15	118769	4,77
июнь	102604	1,39	114421	-0,61
июль	102264	1	115739	0,64
август	104892	1,19	116311	0,19
сентябрь	108455	1,44	125398	2,02
октябрь	119263	-0,12	134838	-1,81
ноябрь	126834	-3,07	145002	-0,72
декабрь	132293	-2,96	145412	-3,75

**Статистические данные приростов электропотребления  
по ОЭС 2016–2017 гг.**

Приросты среднего потребления по ОЭС, в %								
Год	Мес.	Центр	Средняя Волга	Северо- Запад	Юг	Урал	Сибирь	Восток
2017		1,95	1,72	2,44	3,13	0,1	1,53	2,79
	январь	2,5	-0,5	6,3	2,64	-0,14	5,41	1,04
	февраль	-2,66	-4,24	-1,1	-2,9	-2,76	1,06	3,94
	март	0,86	-2,37	1,75	-0,99	-0,45	-0,21	1,88
	апрель	-2,75	-4,37	-0,72	-4,95	-2,17	0,47	0,84
	май	0,22	0,21	-2,14	0,07	-0,18	2,86	1,55
	июнь	2,39	0,71	1,82	5,75	0,05	0,95	3,28
	июль	2,27	3,14	0,67	5,47	-0,49	0,94	0,61
	август	2,38	7,03	4,22	7,28	1,23	1,05	3,08
	сентябрь	4,15	8,26	3,75	1,58	-0,28	-2,36	1,39
	октябрь	1,73	0,45	1,32	3,37	-0,57	3,92	2,95
	ноябрь	5,13	5,68	6,09	7,11	1,47	1,53	7,05
	декабрь	7,06	8,32	5,42	11,61	5,26	1,95	3,86
2017		0,9	1,93	1,36	1,43	1,06	-0,3	0,45
	январь	0,86	3,13	-3,78	0,99	1,45	-2,04	1,32
	февраль	5,68	6,89	4,27	9,95	4,99	0,36	-2,08
	март	0,26	3,14	1,47	1,93	1,85	-0,48	0,3
	апрель	4,72	5,33	5,21	6,54	3,28	0,27	1,65
	май	5,89	5,75	9,34	3,45	4,77	-0,55	-0,94
	июнь	1,62	3,12	3,75	-4,4	2,61	0,93	-0,29
	июль	-0,28	1,67	2,37	2,43	0,88	0,55	2,87
	август	1,24	1,92	1,85	3,65	0,09	0,48	0,72
	сентябрь	-1,13	-0,9	2,45	4,03	1,43	4,02	1,71
	октябрь	0,16	0,61	0,69	0,52	0,61	-2,2	0,87
	ноябрь	-2,49	-1,98	-3,89	-1,69	-4,05	-3,68	-2,99
	декабрь	-4,07	-3,71	-2,61	-6,89	-3,82	0,22	3,49

Анализ результатов статистического анализа (табл. 1.5, 1.6) показывает, что в 2016 г., примерно с лета, прекратилось падение потребления и начался постепенный рост нагрузки во всех регионах и ЕЭС в целом. Эта тенденция сохранилась в 2017 г. Важным является сопоставление данных, приведенных к одинаковым температурным условиям, поскольку влияние температуры на потребление весьма значительно. Приведенные данные в табл. 1.7 показывают, что в целом потребление ЕЭС в 2017 г. выросло примерно на 2%, наиболее существенно нагрузка возросла в ОЭС Средней Волги, Северо-Запада и Юга.

Таблица 1.7

**Статистические данные приростов электропотребления  
по ОЭС лето 2016–2017 гг.,  
приведенные к одинаковой температуре**

Объект	2016 лето		2017 лето		Ср. за лето 2017 г., приведенное к условиям лета 2016 г.	Прирост, %
	Ср., МВт	Тср., °С	Ср., МВт	Тср., °С		
ОЭС Центра	23220	19,3	23406	17,2	23679	2,0
ОЭС Средней Волги	10761	21,2	11006	18,4	11261	4,7
ОЭС Северо- Запада	8771	16,5	9003	14,7	8985	2,4
ОЭС Юга без Крыма	9864	24,3	9937	23,8	10094	2,3
ОЭС Урала	26271	19,5	26576	17,0	26695	1,6
ОЭС Сибири	20210	18,4	20354	18,0	20345	0,7
ОЭС Востока	2946	18,4	2980	19,0	2980	1,1
ЕЭС России						2,0

**Технология расчета прогнозов электропотребления в СО ЕЭС**

В СО ЕЭС для расчетов прогнозных значений потребления по всем территориям диспетчерского управления ЕЭС России используется программная система ИСП (Иерархическая система прогнозирования) [3,4]. ИСП включает в себя специализированные программные средства суточного и внутрисуточного прогнозирования потребления для использования в бизнес-процессах краткосрочного и оперативного планирования электропотребления во всех филиалах СО ЕЭС России и

обеспечивает формирование прогнозных значений электропотребления территорий прогнозирования и согласованность прогнозов, выполненных на различных уровнях прогнозирования СО ЕЭС: ИА, ОДУ, РДУ.

Система состоит из 59 серверов и обеспечивает возможность одновременного прогнозирования потребления пользователями для различных этапов планирования, соответствующих следующим технологическим задачам:

- ВСВГО – выбор состава включенного генерирующего оборудования. Осуществляется прогнозирование электропотребления с упреждением от 2-х до 4-х суток от текущего расчетного дня.

- ПЭР – расчет предварительного электроэнергетического режима. Осуществляется прогнозирование электропотребления на послезавтра от текущего расчетного дня.

- ПДГ – расчет прогнозного диспетчерского графика. Осуществляется прогнозирование электропотребления на следующие сутки от текущего расчетного дня.

- ПБР – расчет планов балансирующего рынка. Осуществляется внутрисуточное прогнозирование электропотребления на текущий день.

Функционирование ИСП осуществляется на базе иерархической объектной структуры территорий прогнозирования, формируемой и изменяемой только на уровне ИА. Объектами иерархической объектной структуры являются с учетом вложенности территории 1-й синхронной зоны (далее – 1СЗ) ЕЭС России, 1СЗ ЕЭС России без ОЭС Сибири, ОЭС, операционных зон (далее – ОЗ) РДУ, энергосистем, энергорайонов энергосистем.

В основе функционирования ИСП лежит принцип формирования прогнозов электропотребления снизу вверх. В каждом диспетчерском центре (ДЦ) выполняется прогнозирование и передача в вышестоящий ДЦ прогноза электропотребления в отношении объектов прогнозирования соответствующей операционной зоны. На уровне ИА осуществляется окончательное формирование прогнозов потребления для всего перечня объектов прогнозирования, которые в дальнейшем используются при актуализации расчетной модели.

Функциональная схема формирования прогноза электропотребления представлена на рис. 1.39. Первым этапом, автоматически по заданному в конкретном филиале индивидуальному расписанию для каждого цикла планирования, производится запуск модуля статистического прогноза. В результате работы модуля формируются прогнозы электропотребления на период соответствующего цикла планирования. Данный вариант прогноза имеет статус статистического (*Ст*) и используется для последующего формирования варианта автоматического прогноза, а также для оценки точности математических моделей прогноза с целью корректировки настроечных коэффициентов. Статистический прогноз формируется с применением различных математических моделей [2]. При этом прогноз электропотребления

выполняется с учетом прогноза метеофакторов, полученного из ГМЦ, а если они отсутствуют, для их формирования используется статистическая модель прогноза метеофакторов на основе сезонной кривой температуры и последних фактических данных.

В филиалах прогнозирование осуществляется по каждой территории данного филиала и всем территориям нижестоящих филиалов, вплоть до энергорайонов.

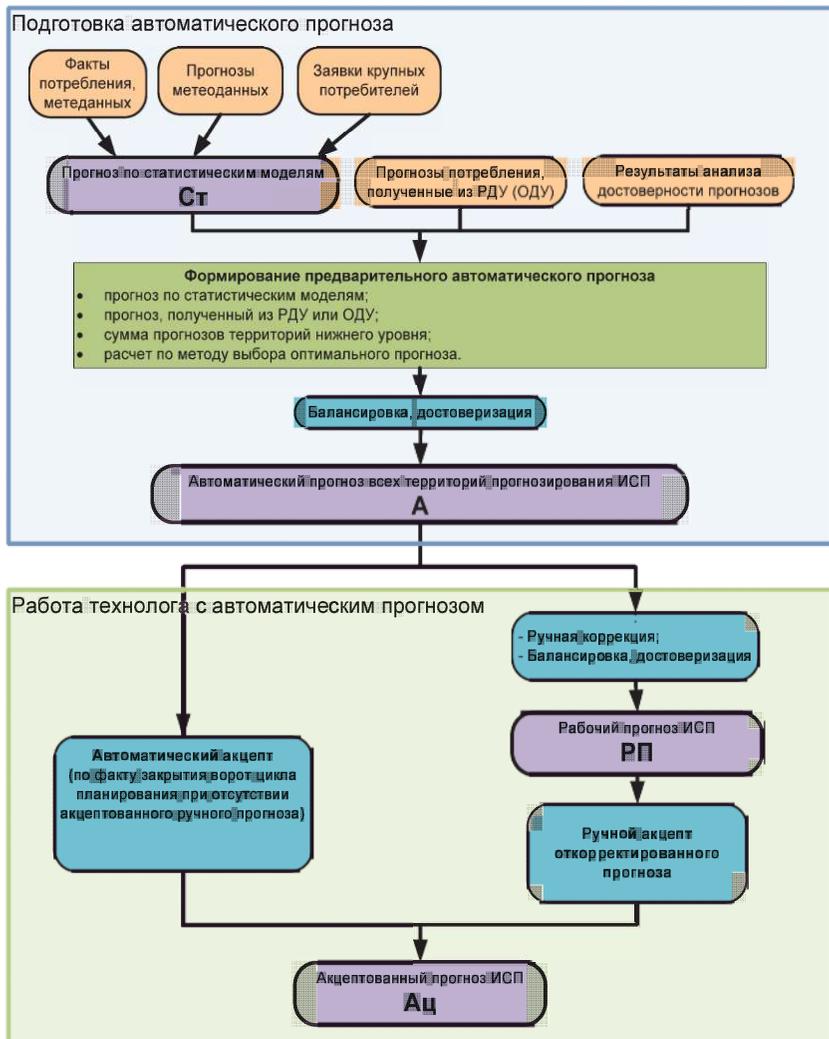


Рис. 1.39. Функциональная схема формирования прогноза электропотребления в СО ЕЭС

Далее, на основе результатов статистического прогнозирования и вариантов прогнозов, полученных от нижестоящих филиалов (для уровня ИА и ОДУ), осуществляется формирование автоматического (А) варианта прогноза.

Технологу средствами ИСП предоставляется возможность просмотреть автоматический прогноз, скорректировать его и сохранить скорректированный прогноз в качестве рабочего (PII) прогноза. На каждом уровне (РДУ, ОДУ, ИА) допускается ручная корректировка прогноза потребления по всем территориям прогнозирования, входящим в ОЗ данного ДЦ. Скорректированными могут быть как непосредственно прогноз потребления, так и прогнозные метеоусловия с автоматическим пересчетом прогноза потребления. После ручной корректировки отдельных составляющих баланса потребления выполняется процедура балансировки прогнозных данных так, чтобы величина небаланса между прогнозами всех территорий прогнозирования была равна нулю.

Рабочий (PII) прогноз проходит процедуру достоверизации (проверки) средствами ИСП. Результаты проверки выводятся в протокол и могут служить основанием для повторной корректировки рабочего прогноза технологом.

Окончательный вариант прогноза электропотребления по территориям прогнозирования ОЗ ДЦ имеет статус акцептованного (Ац) прогноза и формируется путем ручного акцепта рабочего прогноза технологом или, в случае отсутствия ручного акцепта, автоматическим акцептом автоматического прогноза ИСП, повторно сформированного по окончании регламентного времени этапа планирования. Результаты акцептованных прогнозов экспортируются в CSV-файл, который используется для актуализации электрической расчетной модели.

### **Перспективы развития методики и программных средств планирования электропотребления**

Одной из основных задач совершенствования средств планирования потребления является разработка новых математических методов анализа и прогнозирования потребления. В первую очередь это методы прогнозирования, достоверизации и балансировки данных. Методы прогнозирования должны совершенствоваться, в том числе в части учета различных метеофакторов: температуры, освещенности, силы и направления ветра. В последние годы наблюдается существенное увеличение доли коммунально-бытовой и офисной нагрузки, что приводит к резкому возрастанию зависимости потребления от указанных метеофакторов. Характер влияния данных факторов весьма сложен и требует применения нелинейных стохастических моделей.

Существенное значение имеет вопрос сбора и доставки данных метеофакторов в службы ЭС и ЭК. В настоящее время подобные данные в основном предоставляются службами ГМЦ в форме макетов и считываются с интернет-сайтов.

Совершенствование методик должно дополняться развитием технической базы контроля метеоданных и средствами их обработки и доставки в энергокомпанию.

В последние годы большое распространение получили облачные технологии доступа к данным. Облачная технология может быть реализована в виде технологических интернет- или корпоративных сайтов [6, 7], доступных широкому кругу пользователей.

Основными достоинствами при использовании сайтов на основе облачных технологий являются:

- Возможность пользования функциями технологического сайта из разных мест и с различных аппаратных платформ.
- Отсутствие необходимости установки программного обеспечения на клиентском месте и, следовательно, снижение расходов на администрирование и поддержку.

Технологический сайт «Энергостат» представляет инструменты анализа и прогноза электропотребления и других технико-экономических показателей, реализованные в виде облачного сервиса (рис. 1.40), доступного широкому кругу пользователей.

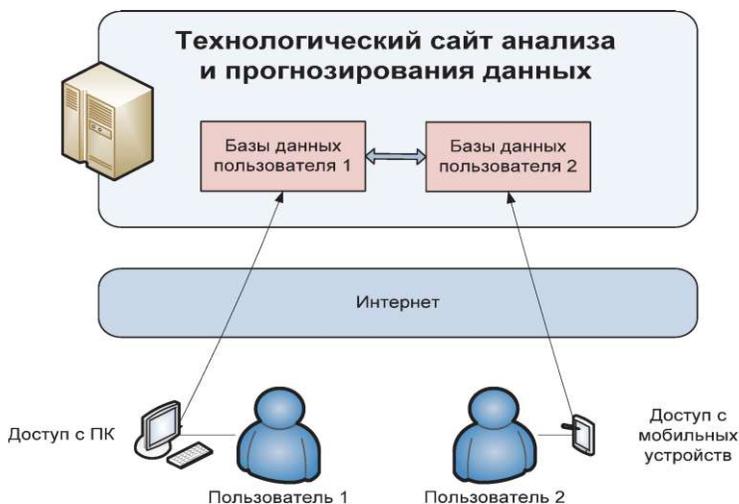


Рис. 1.40. Схема доступа к технологическому сайту

Основные функции технологического сайта прогнозирования включают в себя:

- Подготовку структуры показателей в базе данных.
- Загрузку исходных данных для расчетов – из текстовых файлов, файлов Excel, XML-макетов, оперативных информационных комплексов (ОИК) и АСКУЭ.

- Просмотр и анализ данных, статистические расчеты, исследование влияния метеофакторов.
- Прогнозирование и анализ точности прогнозных расчетов.
- Обмен данных между пользователями, интеграцию данных филиалов и отделений в центральном офисе.
- Формирование отчетных форм.

Функционал технологического сайта может быть использован любыми предприятиями как электроэнергетики, так и других отраслей, где требуется ведение архивных баз данных показателей и осуществление функций статистического анализа и прогнозирования. Универсальные программные средства обработки суточных графиков могут быть применены для обработки широкого класса показателей, фиксируемых с дискретностью 1 ч 30 мин. Для задач долгосрочного планирования реализованы средства обработки данных месячной, квартальной и годовой дискретности.

Подобным образом, с помощью описанных облачных технологий, реализована используемая в СО ЕЭС автоматизированная система сбора, обработки, хранения и контроля метеоданных (АС «Метео») [8]. Система установлена только в центральном офисе и эксплуатируется во всех филиалах с использованием интернет-технологий. АС «Метео» обеспечивает автоматизацию процесса передачи и хранения метеоданных, а также осуществляет анализ влияния изменения погодных условий на показатели балансов мощности и электроэнергии [8]. Компоненты технологического сайта используются для обработки различных макетов и прогнозирования потребления в бытовых компаниях [9].

## **Список рекомендуемой литературы**

1. Кириенко, Е.И. Анализ современного состояния практики планирования режимов энергосистем на уровне ЦДУ ЕЭС. Особенности планирования в условиях конкурентного рынка / Е.И. Кириенко, С.А. Майоров // Сб. докладов Всероссийской научно-технической конференции «Управление режимами единой энергосистемы России». – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2002.
2. Макоклюев, Б.И. Анализ и планирование электропотребления / Б.И. Макоклюев. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – С. 296.
3. Полижаров, А.С. Иерархическая система прогнозирования // А.С. Полижаров, А.В. Антонов, Б.И. Макоклюев, Э.А. Алла, А.А. Басов, О.Н. Зеленохат // Сборник докладов III Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи». – Екатеринбург, 2012. – С. 346–350.

4. Полижаров, А.С. Опыт разработки и внедрения иерархической системы прогнозирования электропотребления (ИСП) СО ЕЭС // А.С. Полижаров, А.В. Антонов, Э.А. Алла, О.Н. Зеленохат // Энерго-эксперт. – 2010. – № 6. – С. 64–66.

5. Интернет-сайт [www.so-ups.ru](http://www.so-ups.ru).

6. Makoklyuev, B.I. Methods and instruments for power consumption forecasting in electric power companies / B.I. Makoklyuev, A.S. Polizharov, A.V Antonov // 5 th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives. – 2015. – P. 268–271.

7. Макоклюев, Б.И. Технология обработки данных режимных параметров и технико-экономических показателей на основе облачных компьютерных технологий / Б.И. Макоклюев, А.С. Полижаров, А.В. Антонов // Сборник научных статей «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». Вып. 66. Актуальные проблемы надежности систем энергетики / отв. ред. Н.И. Воропай, М.А. Короткевич, А.А. Михалевич. – Минск: БИТУ, 2015. – С. 454.

8. Артемьев, А.А. Разработка и внедрение комплекса обработки метеоданных СО ЕЭС (АС «Метео») / А.А. Артемьев, А.В. Антонов, А.С. Полижаров, И.В. Тупицин, В.С. Дацко // Сборник докладов III Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи». – Екатеринбург, 2012 – С. 123–127.

9. Интернет-сайт [www.energostat.ru](http://www.energostat.ru)

---

---

## **§ 2. РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ, УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ**

---

---

**БАРИНОВ**

**Валентин Александрович**

Доктор технических наук, заведующий отделением Перспектив развития электроэнергетики АО «ЭНИН им. Г.М. Кржижановского», действительный член АЭН РФ, лауреат премии Правительства РФ, лауреат премии имени Г.М. Кржижановского, лауреат премии имени Н.К. Байбакова, заслуженный работник Единой энергетической системы России.

Награжден медалями ордена «За заслуги перед отечеством» I и II степени, медалью «Ветеран труда», Почетной грамотой Правительства РФ. Автор свыше 200 опубликованных работ, в том числе 16 монографий.



### **2.1. Направления развития электроэнергетики и единой национальной электрической сети России и ее интеграции в глобальную электрическую сеть**

На современном этапе развития страны существенное значение придается освоению районов Восточной Сибири и Дальнего Востока, шельфа Северного Ледовитого океана, Северного морского пути. Разработан ряд важных документов, утвержденных Правительством РФ, предусматривающих реализацию программ комплексного развития территорий на основе развития территориальных энергопромышленных кластеров на базе строительства различного типа электростанций и крупных энергоемких потребителей в добывающей и перерабатывающей промышленности. В долгосрочной перспективе это позволит дать импульс региональному развитию нефте- и газохимии и производству разнообразной продукции с высокой добавленной стоимостью, увеличить и диверсифицировать энергетический экспорт на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона [1].

Тенденция освоения природных ресурсов Сибири и Дальнего Востока имеет давнюю историю. Примером масштабного решения этой задачи является сооружение Транссиба. В более поздний, советский период развития страны осуществлены многие крупные проекты: освоение Северного морского пути, строительство Турксиба, заполярного Норильского промышленного узла, освоение Колымск-Магаданского золотодобывающего района, разработка крупнейших алмазного, угольного и оловянного месторождений в Республике Саха (Якутия) (Мирный, Нерюнгри, Депутатский), сооружение Ангаро-Енисейского каскада ГЭС и крупнейших алюминиевых заводов, сооружение Байкало-Амурской железнодорожной магистрали, строительство атомной электростанции и освоение Билибинско-Чаунского золото-промышленного района. В части освоения ресурсов Западной Сибири это крупнейшее в истории освоение нефтегазовых месторождений в Тюменской области и Ямало-Ненецком и Ханты-Мансийском автономных округах.

В постперестроечный период начата разработка нефтегазовых месторождений на о. Сахалин, строительство газопроводов на о. Сахалин и Дальнем Востоке, нефтепровода «Восточная Сибирь–Тихий океан», нефтяных месторождений на территории Красноярского края (Ванкорское месторождение) с сооружением протяженного нефтепровода Ванкор-Пурпе в суровых полярных условиях.

Дальнейшее освоение природного потенциала Сибири и Дальнего Востока может обеспечить опережающее социально-экономическое развитие Сибирского и Дальневосточного федеральных округов с увеличением в несколько раз их валового регионального продукта и повышением доли в ВВП страны. Конкретные меры по развитию восточных и северных районов Дальневосточного и Сибирского федеральных округов намечены в соответствующих правительственных документах [2–4].

Важным условием осуществления проектов промышленного освоения и развития территорий является создание территорий (зон) опережающего развития (ТОР), обеспеченных необходимой инфраструктурой (транспорт, информационные коммуникации, энерго- и водоснабжение). Если для районов, расположенных в относительной близости от освоенных территорий, эта задача не представляется крупномасштабной и сложной, то для освоения более отдаленных и заполярных территорий и создания аналогичных ТОР потребуются масштабные крупнозатратные решения.

Необходимым условием реализации стратегических инициатив является надежное электроэнергетическое обеспечение проектируемых промышленных кластеров. Так, для развития нефтегазового

комплекса в Тюменском регионе было построено несколько мощных тепловых электростанций, создана протяженная и развитая сеть линий электропередачи 500 кВ. Норильский горно-металлургический комбинат обеспечивают электроэнергией три тепловые электростанции (получающие топливо от протяженных газопроводов) и специально сооруженные для энергоснабжения комбината две крупные гидроэлектростанции – Усть-Хантайская и Курейская, с помощью сети 220 кВ образовавшие крупную электроэнергетическую систему. Аналогично Западно-Якутский промышленный район потребовал для своего развития сооружения каскада Вилюйских ГЭС суммарной мощностью около 1000 МВт и сети линий электропередачи 220 кВ. Магадано-Колымский промышленный район обеспечивается электроэнергией Колымской и Усть-Среднеканской ГЭС и двумя ТЭЦ, объединенными в энергосистему сетями 110 и 220 кВ.

На современном этапе для освоения и развития определенных федеральными и региональными программами развития восточных регионов страны (рис. 2.1) потребуются как создание локальных изолированных энергосистем путем строительства новых электростанций и электрических сетей, так и сооружение в составе ЕНЭС протяженных линий электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения (ВН и СВН) переменного и постоянного тока для присоединения локальных изолированных энергосистем к ЕЭС России.



**Рис. 2.1. Перспективные районы промышленного развития**

На ближайшую перспективу высшим классом напряжения в ЕЭС России останется 1150 кВ для сетей переменного тока и освоен-

ные за рубежом классы напряжения  $\pm 500$ ,  $\pm 600$  и  $\pm 800$  кВ для передач постоянного тока (ППТ), а также, возможно, осваиваемый в настоящее время в Китае класс напряжения  $\pm 1100$  кВ. Основная роль этих электропередач будет заключаться в создании электрического транзита Восток–Запад по нескольким направлениям (северное, центральное, южное) [5].

Усиление основной электрической сети переменного тока высших классов напряжения в ЕЭС России будет выполняться на напряжениях 220 (330)–500 (750) кВ.

Очевидно, что формирование электрической сети самым прямым образом зависит от размещения потребителей электроэнергии, ее потребляемого объема и генерирующих источников.

Важность задачи освоения природного потенциала страны нашла отражение в ряде крупных проектов и разработок. Это перспективная транспортная схема Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России (рис. 2.2), проект газопровода «Сила Сибири» (рис. 2.3), проект нефтепровода «Восточная Сибирь–Тихий океан» (рис. 2.4), а также «Интегральный проект солидарного развития на Евро-Азиатском континенте» – Трансевропейский пояс развития (ТЕПР) [6], который предполагает масштабное строительство транспортных артерий на всей территории России, развитие энергетической и транспортной инфраструктур.



**Рис. 2.2. Перспективная транспортная схема Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России**

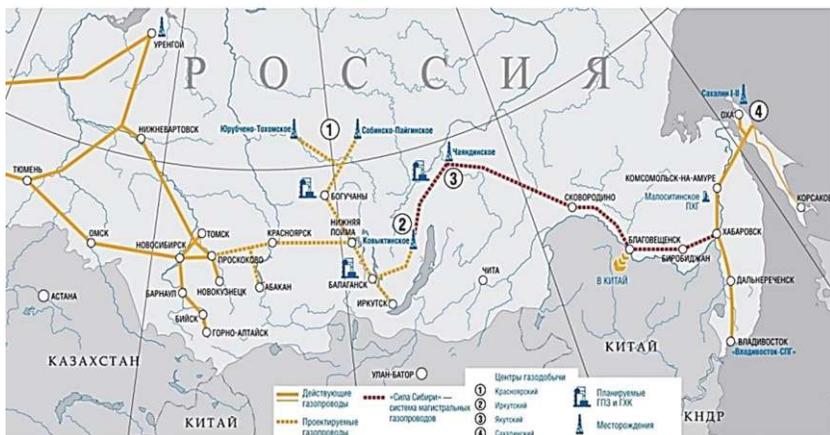


Рис. 2.3. Газопровод «Сила Сибири»



Рис. 2.4. Проект нефтепровода Сибирь–Тихий океан

Для создания устойчивой структуры энергоснабжения и расширения ЕЭС России в северных районах Сибири и Дальнего Востока необходимо будет рассмотреть вопрос о сооружении системообразующих линий электропередачи в широтном направлении: север Тюменской энергосистемы–Таймырская энергосистема–Западный энергорайон энергосистемы Республики Саха (Якутия) (ПС Айхал)–Центральный район энергосистемы Республики Саха (Якутия)–энергосистема Магаданской области. Первый участок электро-

магистрали должен привязываться к Северному широтному ходу железной дороги Салехард–Игарка. Другое широтное направление будет соответствовать Северосибирской железнодорожной магистрали Нижневартовск–Белый Яр–Усть-Илимск. Впоследствии линии электропередачи широтного направления будут связываться в меридиональном направлении, образуя сеть ячеистой структуры.

Следует отметить, что присоединение Норильского энергоузла Таймырской энергосистемы к ЕЭС России является вопросом ближайшего будущего: сеть Тюменской энергосистемы от подстанции Мангазея объединилась с Ванкорским энергоузлом (ГТС 200 МВт), ЛЭП 110 кВ которого приблизились на расстояние 150–200 км к сети Норильского энергоузла Таймырской энергосистемы.

Западный энергорайон энергосистемы Республики Саха (Якутия) (Вилуйские ГЭС и ЛЭП Мирный–Айхал) уже присоединен к ЕЭС России через энергосистему Иркутской области, а ЛЭП 220 кВ Нерюнгри – Якутск в ближайшее время соединит ОЭС Востока с центральным энергорайоном энергосистемы Республики Саха (Якутия); в перспективе – соединение с изолированной энергосистемой Магаданской области.

Тенденции рассмотренного перспективного развития электроэнергетики и ЕНЭС России нашли отражение в утвержденных документах, определяющих направления развития электроэнергетики страны на период до 2023 и 2035 гг. [7, 8].

На рис. 2.5 представлен возможный сценарий развития ЕНЭС России на долгосрочную перспективу, учитывающий рассмотренные выше тенденции развития территориально-производственных кластеров в Сибири и на Дальнем Востоке, транспортных систем, систем газо- и нефтеснабжения. Указаны перспективные районы потребления энергии и сооружения крупных электростанций, построенные с учетом результатов, полученных в рамках разработки программы модернизации ЕНЭС России на период до 2030 г. [5]. Межузловые связи протяженностью более 400–500 км могут быть образованы ЛЭП 500–750 кВ. Рассматриваемая схема развития сети решает проблему присоединения к ЕЭС России изолированных энергосистем и энергорайонов.

При решении поставленной в настоящее время руководством страны задачи обеспечения темпов роста экономики страны выше среднемировых можно ожидать, что внутреннее электропотребление в России может увеличиться с 1062 млрд кВт·ч в 2014 г. до величины не менее 1900 млрд кВт·ч в 2040 г. (ежегодный темп роста электропотребления – 2,3%, который предусматривается в основном сценарии с прогнозом Международного энергетического агентства WEO-2016, для мира в целом [9]).



**Рис. 2.5. Возможный сценарий развития ЕНЭС России на долгосрочную перспективу**

Поскольку среди природных богатств Сибири и Дальнего Востока значительную долю составляют энергоресурсы, как углеводородные, так и гидроресурсы, включая энергию приливов, ветро- и солнечную энергию, их использование может решить также и самостоятельную задачу экспорта электроэнергии в больших объемах. Сооружение мощных кластеров электростанций (гидро- и тепловых) может позволить с помощью линий электропередачи постоянного тока ультравысокого напряжения осуществлять экспорт электроэнергии как в сторону Юго-Восточной Азии, так и в сторону Северной Америки через Берингов пролив.

Идея создания электрической сети глобальной энергосистемы высказана давно, в том числе советскими учеными-энергетиками Ю.Н. Руденко и В.В. Ершевичем [10], и направлена на реализацию преимуществ от объединения электроэнергетических систем и энергообъединений. Эти преимущества заключаются в реализации возможности передачи электроэнергии из районов, богатых первичными энергоресурсами, в районы, где имеется их недостаток, в снижении суммарного резерва мощности, повышении надежности энергоснабжения, повышении эффективности работы электростанций различного типа, снижении максимума нагрузки, и тем самым – снижении потребности в установленной мощности и др.

В значительной степени эта идея отражает тенденцию масштабного перехода от углеводородного топлива для электростанций на возобновляемые источники энергии (ВИЭ), концентрированное

расположение которых часто находится на значительных расстояниях от центров потребления. Большинство развитых стран в перспективе планируют значительную долю энергопотребления покрывать за счет ВИЭ [11].

Повышение в последнее время интереса к созданию глобальной суперсети [12] связано, во-первых, с успехами в создании технологии передачи значительных объемов электрической энергии на сверхдальние расстояния и, во-вторых, с тенденциями наращивания использования ВИЭ (гидро-, ветро- и солнечные ресурсы).

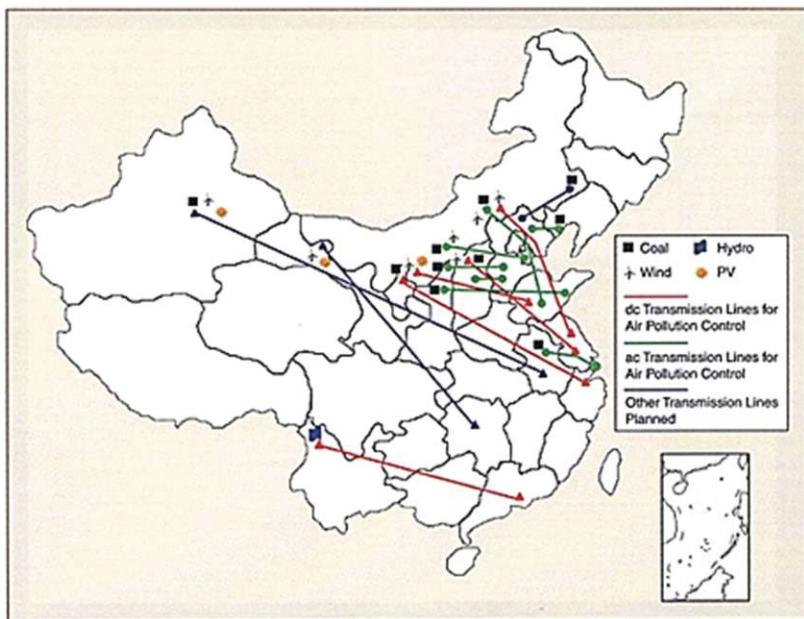
Прогресс в технике передачи электроэнергии связан с развитием ППТ сверхвысокого напряжения (СВН) и ультравысокого напряжения (УВН). Применение технологии преобразователей с питанием от источника напряжения и мощных биполярных транзисторов с изолированным затвором (IGBT) делает экономически выгодным применение ППТ по сравнению с передачами переменного тока при значительно меньших расстояниях, чем было ранее. Появляется также возможность создания многоподстанционных ППТ. В связи с известными преимуществами передачи электроэнергии на постоянном токе и достижениями в преобразовательной технике ППТ стали широко развиваться во многих странах: в Китае, Бразилии, Индии, США.

Уже существуют и опубликованы в печати проекты частей глобальной энергосистемы – такие, как Medgrid-проект, проект Китайской Суперсети, проект Gobitec, проект суперсети Юго-Восточной Азии, проект IceLink, проект Tres Amigas, а также варианты создания глобальной суперсети.

**Проект Desertec** [13] призван использовать для производства электроэнергии солнечную энергию в Средиземноморском регионе, включая пустыни Северной Африки, и передавать с помощью ППТ СВН и УВН электроэнергию в населенные районы. Тунис и Марокко планируют строительство солнечных электростанций (СЭС) мощностью до 2000 МВт с возможностью передачи электроэнергии в Европу.

**Medgrid-проект**, разработанный в конце 2010 г. в Париже, является крупным проектом для Северной Африки и направлен на поощрение и развитие Европейско-Средиземноморской электрической сети, чтобы предоставить Северной Африке и Европе дешевую электроэнергию – в основном от СЭС. В дополнение использования ВИЭ пустыни Сахары предполагается установка 20 ГВт генерирующих мощностей, из которых 5 ГВт предназначаются для передачи в Европу. Сеть Medgrid может стать важной составляющей европейской суперсети. Таким образом, проекты Desertec и Medgrid направлены на использование солнечной энергии Средиземноморского региона и Северной Африки в целях выработки электроэнергии для нужд этих регионов (концепция EU-MENA–Европейский союз–Ближний Восток и Северная Африка).

**Китайская Суперсеть.** Чтобы использовать солнечные и ветровые ресурсы севера и гидроэнергетики юга и передавать электроэнергию в города на юго-востоке, Китай создал самую обширную сеть СВН и УВН переменного тока и ППТ СВН и УВН в мире. В 2014 г. Китайское правительство приняло решение о строительстве дополнительно 12 межрегиональных линий электропередачи, которые должны быть введены до 2020 г. (рис. 2.6) [14].



**Рис. 2.6.** Проектируемые и сооружаемые ППТ в Китае

**Проект Gobitec** [15]. В последние годы в странах Северо-Восточной Азии с такими мегаполисами, как Сеул, Токио, Пекин, Гонконг или Шанхай наблюдается высокий спрос на энергию. Спрос на энергоносители в Северо-Восточной Азии будет увеличиваться в ближайшие десятилетия более высокими темпами, чем в Европе. В Северо-Восточной Азии потребление энергии как часть мирового энергопотребления возрастет с 34% (2010 г.) до 51% (2035 г.). Спрос на электроэнергию в Азии и Океании вырастет с 7100 ТВт·ч в 2010 г. до 17700 ТВт·ч в 2035 г. (+250%).

В связи с катастрофой на АЭС в г. Фукусима (Япония) в марте 2011 г. отношение стран Северо-Восточной Азии к использованию ВИЭ изменилось. В настоящее время Япония, Китай и Корея стремятся к увеличению использования ВИЭ. Собственные ВИЭ в Япо-

нии и Корею (гидроэнергетика, фотоэлектрические, ветряные, геотермальные и приливные электростанции) весьма ограничены. Поэтому создание объединенной энергосистемы в Северо-Восточной Азии с целью передачи электроэнергии от ВИЭ (СЭС и ветряные электростанции ВЭС) пустынных районов может быть решением для проблемной энергетической ситуации в этом регионе.

Таким образом, европейско-африканский проект Desertec является вполне применимым для электроснабжения северо-востока азиатского региона от ВИЭ пустыни Гоби в Монголии и Китае.

Проект Gobites реализует идею производства экологически чистой электроэнергии с помощью ВЭС и СЭС в пустыне Гоби в Монголии, которая имеет третий по величине потенциал солнечной энергии мира, и поставку этой энергии в регионы потребления в Северо-Восточной Азии (Пекин, Сеул, Токио и др.). Азиатская суперсеть должна соединить (используя ППТ СВН и УВН) Россию, Монголию, Китай, Южную Корею, Японию и Северную Корею (Иркутск на севере, с Шанхаем и Сеулом на юге и Токио на востоке).

Таким образом, проект Азиатской суперсети [16] предполагает установление связей между электрическими сетями Китая, Японии, Кореи, Монголии и, возможно, России (рис. 2.7).



Рис. 2.7. Азиатская суперсеть

Правительство Монголии продвигает две региональные инициативы в области ВИЭ в Северо-Восточной Азии: Gobites и азиатскую суперсеть.

Национальная лаборатория возобновляемой энергии и Министерство энергетики США оценивают общий потенциал ВИЭ по про-

екту Gobitec в 2600 ТВт·ч в год. Из них 1100 ТВт·ч – энергетический потенциал ВЭС, 1500 ТВт·ч – СЭС. Всего 3% площади пустыни Гоби, которая включает в себя около 1,3 млн км<sup>2</sup>, было бы достаточно для производства более 21400 ТВт·ч электроэнергии в год, что соответствует мировому потреблению электроэнергии в 2008 г.

**Суперсеть Юго-Восточной Азии** [17]. Этот проект предусматривает с помощью подводных кабельных ПИТ передачу электроэнергии от богатых солнечными ресурсами районов северной Австралии до Индонезийского архипелага, Филиппин, Малайзии и Индокитая, а в результате – до Китая (рис. 2.8).



**Рис. 2.8. Проект экспорта электроэнергии из Австралии**

Несмотря на богатые запасы каменного угля и развитую угольную промышленность, в связи с озабоченностью изменением климата, Австралия может пойти на переосмысление использования энергоресурсов в пользу ВИЭ. Австралия имеет огромный ресурс солнечной энергии в пределах досягаемости Юго-Восточной Азии, где к 2035 г. спрос на энергию вырастет на 80%. Создание суперсети Юго-Восточной Азии может реализовать решение о переходе Австралии в экспортера чистой энергии. Существует региональное энергетическое соглашение между Австралией и государствами АСЕАН об использовании ресурсов солнечной энергии пустынь Ав-

стралии с помощью передачи электроэнергии подводными кабельными ППТ СВН для решения ключевых региональных проблем энергетической безопасности и сокращения выбросов.

**Проект IceLink** [18]. Первое предложение связать энергосистему Исландии с энергосистемой Великобритании подводным кабелем было выдвинуто более чем 60 лет назад. Целесообразность такого проекта регулярно подтверждалась в последние 30 лет. Новые исследования, проведенные компанией Landsvirkjun в сотрудничестве с компанией Landsnet в 2009–2010 гг., показали экономическую целесообразность проекта. Имелось в виду увеличение спроса на ВИЭ с нулевым или низким уровнем выбросов парниковых газов. Кабельная линия протяженностью 1000 км с пропускной способностью до 1200 МВт и возможностью реверса мощности позволит осуществлять более рациональные режимы работы связываемых энергосистем. Развитие этого проекта с включением в него Гренландии с ее ветро- и гидроресурсами может реализовать идею межконтинентальной связи Северная Америка–Европа (Нью-Йорк–Порту) (рис. 2.9).

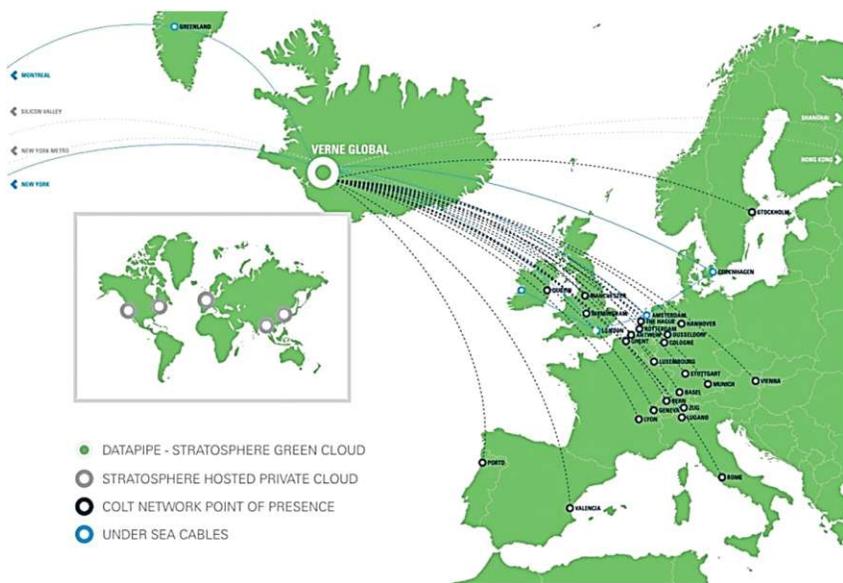


Рис. 2.9. Проекты трансконтинентальных кабельных ППТ

Другой региональной частью будущей суперсети может стать Европа. Европейская комиссия для более эффективного использования ВИЭ на европейском континенте (гидро-, ветро- и солнечные ресурсы) поддерживает идею создания пан-европейской суперсети с 2008 г. (рис. 2.10).

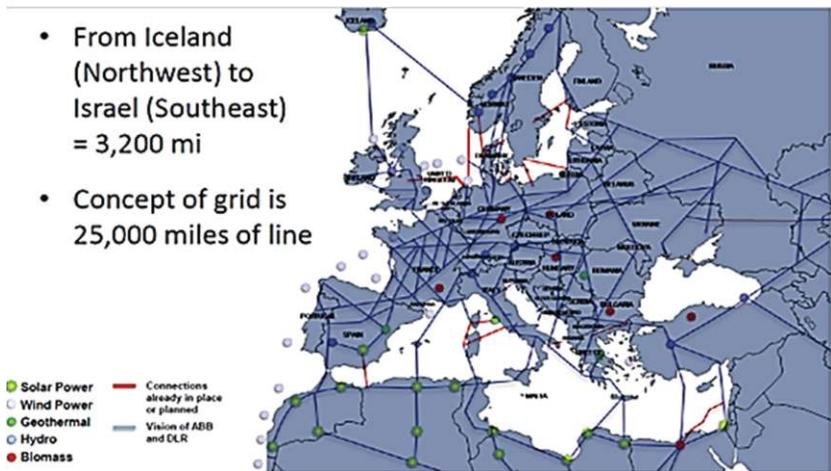


Рис. 2.10. Проектная схема пан-европейской сети и ее связи с соседними регионами

Планирование такой сети должно осуществляться под руководством Европейского объединения системных операторов передачи электроэнергии (ENTSO-E), которое представляет 41 системного оператора в 34 странах Европы.

В концепцию создания этой сети входят проекты и Nordic grid (существенное увеличение использования ВИЭ в Северной Европе к 2030 г. и экспорта излишков энергии в остальную часть Европы), и North Sea Offshore Grid (интеграция оффшорной ветроэнергетики Северного моря).

В дальнейшем предполагается связь пан-европейской сети с соседними странами и регионами, в том числе с Россией, Казахстаном, странами Северной Африки и Турцией [11].

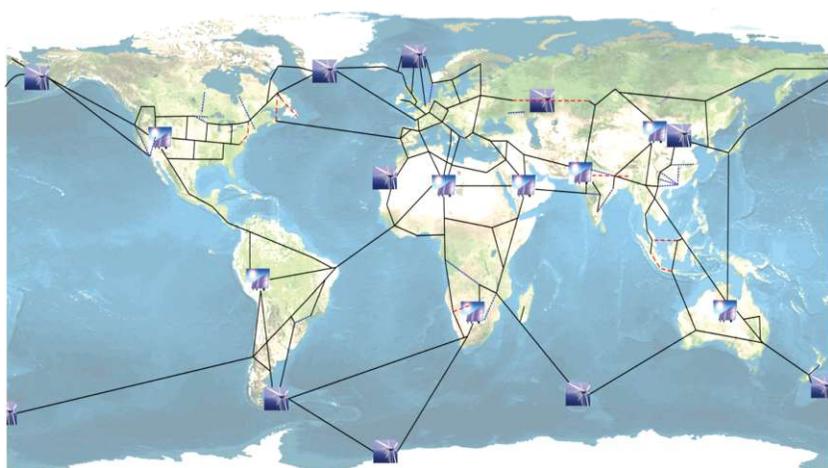
**Проект Tres Amigas (штат Нью-Мексико, США).** Проект предназначен для объединения трех крупнейших энергообъединений США (Западное, Восточное и штата Техас) [19].

На рис. 2.11 и 2.12 представлены варианты глобальной суперсети [11, 12].

Единая национальная сеть ЕЭС России может стать составным, связующим звеном между азиатской и европейской частями глобальной сети на Евразийском континенте. Имеется в виду наличие сети СВН переменного тока и перспективы в использовании существующих энергоресурсов: гидро- (включая энергию приливов), углеводороды (нефть, газ, уголь), ВИЭ (ветер, солнечная энергия), а также развивающиеся территориально-производственные комплексы в Сибири и на Дальнем Востоке. Наложение на существующую сеть переменного тока мощных ППТ СВН и УВН значительно укрепит это звено глобальной сети.

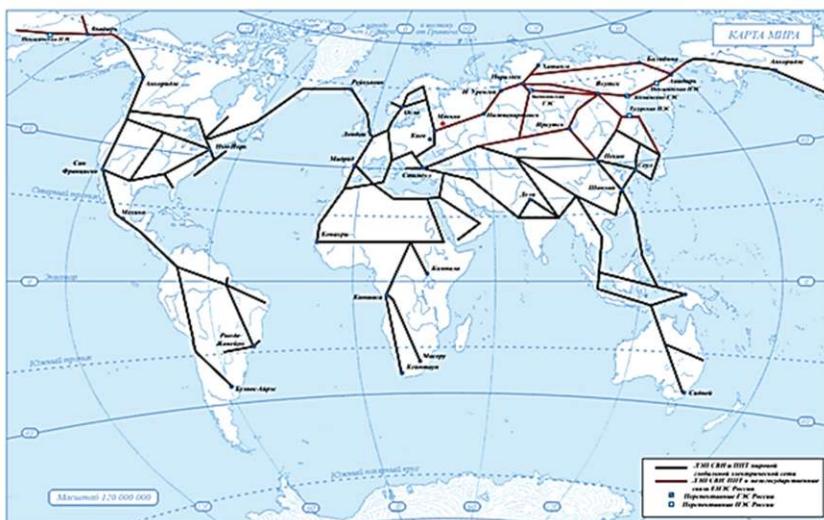


**Рис. 2.11. Вариант 1 глобальной суперсети**



**Рис. 2.12. Вариант 2 глобальной суперсети**

На рис. 2.13 приведена возможная схема интеграции ЕНЭС России в глобальную суперсеть [1, 20–22]. Выбор класса напряжения и рода тока для линий электропередачи, предназначенных для интеграции ЕНЭС России в глобальную суперсеть, является предметом отдельного рассмотрения.



**Рис. 2.13. Возможная схема интеграции ЕНЭС России в глобальную суперсеть**

### **Выводы**

В связи с наметившимися тенденциями в освоении природных ресурсов России территориями опережающего развития на долгосрочный период будут являться районы Сибири и Дальнего Востока включая заполярные территории. Важность задачи освоения природного потенциала Сибири и Дальнего Востока нашла отражение в ряде крупных проектов и разработок. Это перспективная транспортная схема Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России, проект газопровода «Сила Сибири», проект нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан», «Интегральный проект солидарного развития на Евро-Азиатском континенте» – Трансьевропейский пояс развития (ТЕПР), который предполагает масштабное строительство транспортных артерий на всей территории России, развитие энергетической и транспортной инфраструктур.

На современном этапе для освоения и развития определенных Федеральными и региональными программами развития восточных регионов страны потребуется как создание новых локальных изолированных энергосистем путем строительства новых электростанций и электрических сетей, так и сооружение в составе ЕНЭС протяженных линий электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения (ВН и СВН) переменного и постоянного тока.

Для создания устойчивой структуры энергоснабжения и расширения ЕЭС России в северных районах Сибири и Дальнего Востока необходимо будет рассмотреть вопрос о сооружении системообра-

зующих линий электропередачи в широтном направлении: север Тюменской энергосистемы–Таймырская энергосистема–Западный энергорайон энергосистемы Республики Саха (Якутия) (ПС Айхал)–Центральный район энергосистемы Республики Саха (Якутия)–энергосистема Магаданской области. Первый участок электромагистрали должен привязываться к Северному широтному ходу железной дороги Салехард–Игарка. Другое широтное направление будет соответствовать Северо-сибирской железнодорожной магистрали Нижневартовск–Белый Яр–Усть-Илимск. Впоследствии линии электропередачи широтного направления будут связываться в меридиональном направлении, образуя сеть ячеистой структуры.

На обозримую перспективу высшим классом напряжения в ЕЭС России останется 1150 кВ для сетей переменного тока и освоённые классы напряжения  $\pm 500$ ,  $\pm 600$  и  $\pm 800$  кВ для передач постоянного тока, а также, возможно, осваиваемый в настоящее время в Китае класс напряжения  $\pm 1100$  кВ. Основная роль этих электропередач будет заключаться в создании электрического транзита Восток–Запад по нескольким направлениям (северное, центральное, южное). Усиление основной электрической сети переменного тока высших классов напряжения в ЕЭС России будет выполняться на напряжениях 220, 330, 500, 750 кВ.

Среди природных богатств Сибири и Дальнего Востока значительную часть занимают энергоресурсы – как углеводородные, так и гидроресурсы, включая энергию приливов, ветро- и солнечную энергию. Сооружение мощных кластеров электростанций на их базе может позволить с помощью линий электропередачи постоянного тока ультравысокого напряжения осуществлять экспорт электроэнергии как в сторону Юго-Восточной Азии, так и в направлении Северной Америки через Берингов пролив.

Единая национальная сеть ЕЭС России может стать составным связующим звеном между азиатской и европейской частями глобальной сети на Евразийском континенте. Имеется в виду наличие сети СВН переменного тока и перспективы в использовании существующих энергоресурсов – гидро- (включая энергию приливов), углеводороды (нефть, газ, уголь), ВИЭ (ветер, солнечная энергия), а также развивающиеся территориально-производственные комплексы в Сибири и на Дальнем Востоке.) Наложение на существующую сеть переменного тока мощных ППТ СВН и УВН может значительно укрепить это звено глобальной сети.

## Список рекомендуемой литературы

1. Волков, Э.П. Направления развития энергетического хозяйства и ЕНЭС России и ее интеграция в глобальную электрическую сеть / Э.П. Волков, В.А. Баринов, В.А. Исаев, и др. // Известия Российской академии наук. – Энергетика. – 2016. – № 5. – С. 1–11.

2. Распоряжение Правительства РФ от 28 декабря 2009 г. № 2094-р «О Стратегии социально-экономического развития Дальнего Востока и Байкальского региона на период до 2025 года».

3. Постановление Правительства РФ от 15 апреля 2014 г. № 308 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Социально-экономическое развитие Дальнего Востока и Байкальского региона».

4. Постановление Правительства РФ от 9 августа 2016 г. № 757 «О внесении изменений в государственную программу Российской Федерации» «Социально-экономическое развитие Дальнего Востока и Байкальского региона».

5. Баринов, В.А. Перспективы развития Единой национальной (общероссийской) электрической сети России на период до 2030 года / В.А. Баринов, В.Ф. Лачугин, Н.В. Лисицын и др. // Электро. – 2013. – № 1. – С. 2–10.

6. Интегральный проект солидарного развития на Евро-Азиатском континенте (научно-практическая концепция): Доклад на заседании Президиума РАН, г. Москва, 11 марта 2014 г.

7. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2017–2023 годы. Утверждена приказом Минэнерго России от 01.03.2017 г. № 143.

8. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06. 2017 г. № 1209-р.

9. World Energy Outlook 2016. OECD/IEA, 2016.

10. Rudenko, Yu., Yershevich, V. Is it possible and expedient to create a global energy network? International Journal of Global Energy Issues. – 1991. – Vol. 3. – № 3. – P. 159–165.

11. Chatzivasileiadis, S. The Global Grid / S. Chatzivasileiadis, D. Ernst, G. Andersson // Renewable Energy. – 2013. – Vol. 57. – P. 372–383.

12. Gellings, C.W. A Globe-spanning Supergrid // IEEE Spectrum. – 2015. – August. – № 8. – P. 44–49.

13. The revolution of energy mapping. Desertec google earth plugin // Интернет-ресурс <http://www.desertec.org/>

14. Jiang, L. Growth in Wind and Sun / L. Jiang, C. Wang, Y. Huang et // IEEE Power&Energy. – 2015. – Vol. 13. – № 6. – November-December. P. 40–50.

15. Gobitec initiative. Towards a sustainable future // Интернет-ресурс <http://gobitec.org/>

16. What Could an «Asian Super-grid» Mean for Northeast Asia? // Интернет-ресурс <http://nautilus.org/napsnet/napsnet-policy-forum/what-could-an-asian-super-grid-mean-for-northeast-asia/>

17. Does Australia Energy Export Future Lie with the Asian Super-grid? // Интернет-ресурс <http://nautilus.org/napsnet/napsnet-policy-forum/does-australia-energy-export-future-lie-with-the-asian-supergrid/>

18. Submarine Cable to Europe. Overview of IceLink // Интернет-ресурс <http://www.landsvirkjun.com/researchdevelopment/research/submarinecabletoeurope/>

19. The Tres Amigas superstation: FERC Technical Conference. June, 2013.

20. Баринов, В.А. Развитие региональных энергообъединений и их интеграция в глобальную электрическую сеть / В.А. Баринов, В.А. Исаев, Н.В. Лисицын и др. // Электро. – 2016. – № 3. – С. 2–7.

21. Баринов, В.А. Направления развития электроэнергетики и ЕНЭС России и интеграция ее в глобальную электрическую сеть / В.А. Баринов, Н.В. Лисицын // Вести в электроэнергетике. – 2017. – № 1(87). – С. 14–25.

22. Баринов, В.А. Развитие электроэнергетики и Единой национальной электрической сети России (долгосрочная перспектива) / В.А. Баринов, В.А. Исаев, Н.В. Лисицын и др. // Энергия Единой сети. – 2017. – № 2 (31). – С. 50–60.

## **КУЧЕРОВ Юрий Николаевич**

Член президиума Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС». Доктор технических наук, заслуженный деятель СИГРЭ. Автор более 200 научных статей, ряда учебных пособий и монографий. Лауреат премии Правительства РФ в области науки и техники (2003). Член Экспертного совета Комитета по энергетике Государственной Думы РФ, президиума отраслевого научно-технического совета, специализированных советов НТЦ ФСК и МЭИ по защите докторских диссертаций; член редколлегии ряда отраслевых научно-технических журналов.

Заслуженный деятель СИГРЭ (2014).



## **2.2. Мировые тенденции развития техники и технологий для больших электроэнергетических систем**

### **Общие положения**

Деятельность СИГРЭ как крупнейшей профессиональной некоммерческой организации направлена на содействие развитию и распространению технических знаний в области выработки и передачи электроэнергии на высоком напряжении, обобщению передовой практики управления энергосистемами. На 45-й сессии главное внимание было уделено реализации заявленных на прошлой сессии документов СИГРЭ («Сеть будущего») и стратегии деятельности СИГРЭ на период до 2020 г., задающих ключевые направления работы исследовательских комитетов.

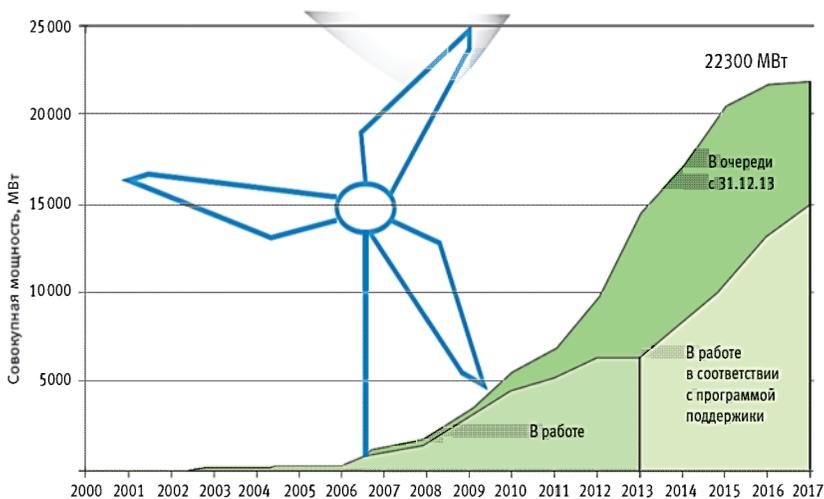
В СИГРЭ разработан новый тип технических публикаций – Green Book, обобщающий опыт ИК за многие годы. Представлен первый выпуск по ИК В2 «Воздушные линии»: «Overhead Lines», «Accessories for HV Extruded Cables». В СИГРЭ налажено взаимодействие с крупными международными энергетическими организациями: IEC, CIREN, PES IEEE и др. Ежегодно проводятся симпозиумы, коллоквиумы и др. Развивается молодежное направление с новым типом членства для обучающихся студентов с бесплатным доступом к публикациям.

Совокупность материалов и информации определяется сессией СИГРЭ, конференциями в межсессионный период: Йокогама в 2013 г. (Smart City); Екатеринбург в 2013 г. (P3A); Тяньжинь в 2014 г. (Microgrid) и др., а также техническими брошюрами СИГРЭ и публи-

кациями в журнале «Electra» [1–3]. Материалы СИГРЭ несут уникальные знания, обобщающие мировой опыт в сфере электроэнергетики и представляющие огромный интерес для инженерного сообщества. Рабочими группами ИК СИГРЭ в 2013–2014 гг. выпущены 82 технических брошюры. Отчеты представителей РНК в исследовательских комитетах СИГРЭ размещены на сайте РНК СИГРЭ ([www.cigre.ru](http://www.cigre.ru)). Обобщение итогов 45-й сессии СИГРЭ рассмотрено на заседании НП «НТС ЕЭС» 10.12.2014 г. [4–5].

### Краткий анализ пленарной сессии по вопросам развития энергосистем в условиях глобальных вызовов

В докладе руководителя крупнейшего пула PJM североамериканского энергообъединения Терри Бостона обращается внимание на два глобальных вызова, с которыми сталкиваются инженеры при управлении развитием больших энергосистем. Во-первых, это проблема интеграции нарастающих объемов возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на всех классах напряжения, требующая решения задач *накопления электрической энергии* (рис. 2.14). Во-вторых, это проблема *влияния на энергетическую инфраструктуру природных катаклизмов* (рис. 2.15), требующая для снижения их негативного воздействия концентрации значительных ресурсов.



**Рис. 2.14. Ветрогенерация в энергосистеме PJM**  
(Источник. CIGRE. August 24, 2014. Terry Boston. PJM Interconnection)



**Рис. 2.15. Ураган Сэнди 29 октября 2012 г. – снимок из космоса**  
(Источник. CIGRE. August 24, 2014. Terry Boston. PJM Interconnection)

Степень воздействия природных катаклизмов на энергетическую инфраструктуру нарастает и по тяжести значительно превышает последствия аварий, обусловленных техногенной деятельностью человека. Кроме того, в докладе отмечены стратегические направления развития электроэнергетики США – такие, как изменения структуры генерирующих мощностей с выводом неэффективных и выработавших свой ресурс угольных электростанций, увеличение доли сланцевого газа в топливном балансе, прогноз снижения энергопотребления в бытовом секторе благодаря энергосберегающим технологиям. В США реализуется новая стратегия развития электроэнергетики с созданием мощной энергосистемы, связывающей западное и восточное побережья и способной интегрировать энергопотенциал ВИЭ.

Влияние природных катаклизмов было отражено также в докладе специалистов КНР по итогам двух крупных аварий в китайской энергосистеме в 2012 г. (рис. 2.16) и 2013 г. (рис. 2.17).



**Рис. 2.16. Тайфун Хаян – снимок из космоса**  
 (Источник. CIGRE. August 24, 2014. Terry Boston. PJM Interconnection)



**Рис. 2.17. Последствия тайфуна Хайкуй для ЭЭС Китая**  
 (Источник. CEPRI. CIGRE. 2014)

Вследствие чрезвычайно плохих погодных условий произошло отключение ВЛ напряжением 500 кВ, а также одновременное отключение нескольких линий электропередачи постоянного тока между центральной и восточной частью энергосистемы Китая с суммарным перетоком активной мощности более 10 ГВт и снижением частоты до 49,82 Гц. Аварии не имели серьезного воздействия на энергосистему,

но могли развиваться и по более неблагоприятному сценарию. Данная проблема обозначена как новая задача повышения устойчивости гибридных систем переменного/постоянного тока, так как проявились неуправляемые процессы в силовой электронике систем управления электропередачами постоянного тока

В качестве общих условий и тенденций развития энергосистем можно выделить целый ряд глобальных вызовов – таких, как *рост спроса на электрическую энергию, интенсивное развитие городов, рост требований к безопасности, надежности и качеству электроснабжения, а также влияние интеграции ВИЭ и природных катаклизмов*. Кроме этого, нарастает давление общественности и возникают трудности в использовании энергоисточников на органическом топливе, прокладки новых линий электропередачи, сооружение которых занимает значительно больше времени по сравнению с сооружением объектов генерации (особенно в странах Западной Европы). Растет влияние либерализации рынков, появляется множество независимых субъектов. Данные вызовы подтверждаются результатами дискуссий ведущих менеджеров крупнейших международных промышленных компаний на 78-й Генеральной сессии МЭК (Токио, Япония, 2014 г.)<sup>1</sup>. По этим причинам в развитых странах все большее внимание уделяется обеспечению безопасности работы надежных, устойчивых, не наносящих вреда окружающей среде, и в то же время низкокзатратных источников энергии. Такая мера включает в себя развитие сбалансированной структуры ЭЭС путем повышения энергетической эффективности в генерации, передаче и потреблении энергии. В частности, большой приоритет отдается возобновляемым источникам энергии – таким, как солнце, ветер, вода, биомасса, геотермальные энергетические системы и т.д.

Можно выделить такие наиболее ощутимые тенденции, как *рост количества и мощности энергоисточников на основе ВИЭ, гармоничное развитие большой и малой энергетики, освоение технологий ультравысоких напряжений (УВН) и сверхтоков на низком напряжении, дальнейшее развитие энергообъединений, а также возможности, предоставляемые новыми технологиями их нарастающему влиянию на режимы работы ЭЭС*. При этом, если, например, использование солнечной энергии для Европы направлено на решение экологических проблем, то для Африки – на решение вопросов жизнеобеспечения. На сессии СИГРЭ была представлена целая группа пленарных докладов региональной направленности, посвященных развитию энергообъединений в Индии (рис. 2.18), Турции и Западной Европе (рис. 2.19), Африке (рис. 2.20), Азии, Океании (рис. 2.21), Северной Америке.

---

<sup>1</sup> [http://www.iec.ch/meetings/gm/pdf/GM2014\\_programme\\_LR.pdf](http://www.iec.ch/meetings/gm/pdf/GM2014_programme_LR.pdf)



Рис. 2.18. Развитие энергообъединения в Индии

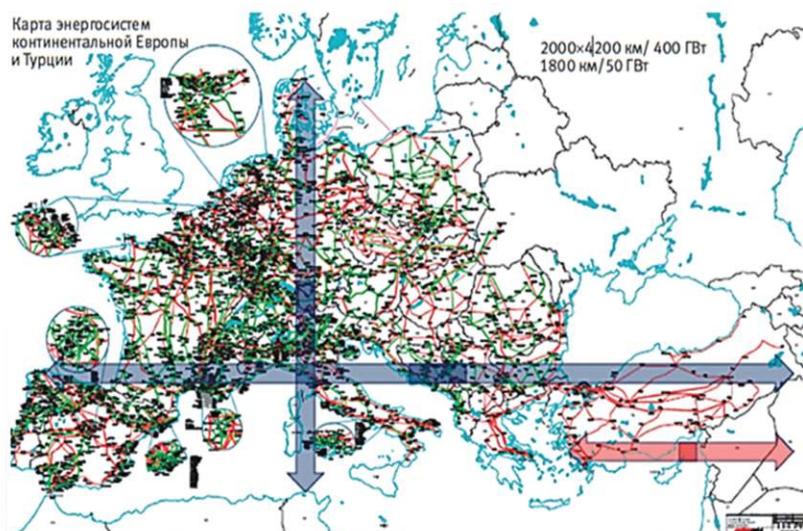


Рис. 2.19. Развитие энергообъединения стран Западной Европы и Турции

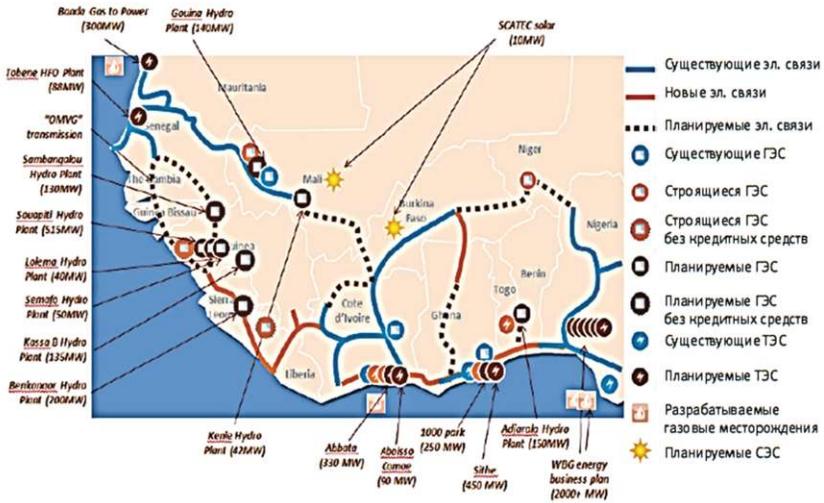


Рис. 2.20. Развитие энергообъединения в Западной Африке (West Africa Power Pool)

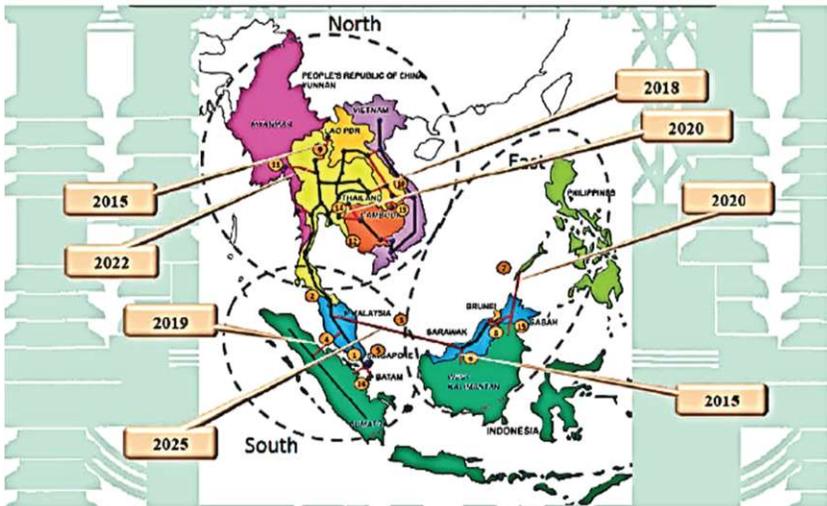


Рис. 2.21. Развитие энергообъединения в странах ASEAN

Преимущества энергосистем и энергообъединений очевидны – они объединяют во времени и пространстве огромное число разнообразных энергоустановок и технологий, обеспечивая добавленную стоимость и выгоду для всех работающих в составе энергосистемы субъектов.

На сессии СИГРЭ большое внимание было уделено процессам развития электроэнергетики Китая. Оно осуществляется на всех уровнях, снизу и сверху; осваиваются новые классы напряжения, начинается развитие электросетевой инфраструктуры ячеистого типа на ультравысоком напряжении переменного/постоянного тока, развиваются технологии дальнего транспорта электрической энергии, позволяющие, по заявлениям китайской стороны, объединить Азиатский регион и Западную Европу, с готовностью конкурировать в части использования ресурсов ВИЭ на Востоке с ресурсами ВИЭ на Западе. На сессии выделены также другие регионы мира. Так, впечатляющих результатов достигла электроэнергетика Индии (рис. 2.18), развитие которой в последние 10 лет осуществляется в условиях интенсивной урбанизации (31% в 2011 г.), развития промышленности и роста спроса до 14% в год. При этом активно развивается использование ВИЭ при установленной мощности в 13% и доли электроэнергии в 6% в настоящее время до планируемых 35% и 21% соответственно к 2030 г. Особо важным результатом является создание объединенной ЭЭС Индии в 2013 г. Потребности в электрической мощности удваиваются в следующем десятилетии: с 249 ГВт в 2014 г. с достижением 575 ГВт в 2026–2027 гг. и 778 ГВт в 2031–2032 гг. Решаются амбициозные задачи освоения новых технологий: создание электропередач ультравысокого напряжения 1200 кВ переменного тока и +/-800 кВ постоянного тока, высокотемпературной сверхпроводимости, WAMS, Smart Grid включая интеллектуальные системы управления спросом, накопители электрической энергии и др.

Принципиально новых результатов планируется достичь при создании энергообъединения ASEAN (рис. 2.21), в т.ч. с ускорением сооружения межсистемных линий, преодолевающих водные пространства, оптимизации использования энергетических ресурсов, интеграции ВИЭ с достижением 15% в общем объеме генерации, развитием масштабных объектов ВИЭ (энергетические хабы) и др.

### **Роль технологических достижений**

Все более ощутимый вклад в развитие энергосистемы будущего вносят *технологические достижения*. Технологически и коммерчески освоены многие новые материалы, технологии и оборудование: проводники, высоковольтные кабели с сухой изоляцией, сухие трансформаторы, быстродействующие коммутационные аппараты (КА), управляемые шунтирующие реакторы (УШР), комплектные распределительные устройства (РУ) и др.

тельные устройства (КРУЭ, GIS), силовая электроника с созданием нового поколения преобразовательной техники, интеллектуальные и многофункциональные защиты, системы встроенной диагностики, микропроцессоры, датчики, системы интеллектуального учета (АМІ), развитые средства обработки и передачи данных и др. Основным результатом является снижение стоимости оборудования, повышение надежности, ремонтпригодности, увеличение межремонтного периода, возможность проведения ремонтов по состоянию, увеличение срока службы, максимальное использование возможностей оборудования и ЭЭС в целом.

Приведем несколько примеров по данным отчетов ИК СИГРЭ.

Очевидным прорывом являются достижения в создании *проводников нового поколения*. Новые материалы позволяют создать провода с высокопрочными сердечниками, исполнить специальную навивку; обеспечить высокотемпературное исполнение, адаптивные подвески, учитывающие конструкцию проводов, обеспечить противогололедные мероприятия, в т.ч. связанные с конструкцией проводов, полную защищенность ВЛ от молний и, что очень важно, снижение потерь электрического тока на 15–20% при том же сечении провода. Все это способствует созданию высоконадежных линий электропередачи. В свою очередь, обозначается важная тенденция ослабления зависимости надежности ВЛ от дальности передачи электрической энергии. Значительно расширяются горизонты создания электропередач для дальнего транспорта электрической энергии, для создания энергообъединений и взаимодействия больших ЭЭС.

По данным ИК А2 «Трансформаторы», важное значение имеет целый ряд инновационных исследований и решений в данной сфере [5, 6] – таких как:

- Передовая практика управления ресурсом
  - применение индексов состояния и ранжирование трансформаторов для принятия решений о продлении эксплуатации или замене оборудования;
  - послеаварийный анализ трансформаторов, исследование состояния изоляции при утилизации отработавших трансформаторов для улучшения оценок состояния и остаточного ресурса.
- Применение специального трансформаторного оборудования
  - масштабных макетов трансформаторов для подтверждения стойкости при коротком замыкании (КЗ) силовых трансформаторов большой мощности;
  - преобразовательных трансформаторов для передач постоянного тока высокого напряжения;
  - фазоповоротных трансформаторов для регулирования потоков мощности;
  - переменных и управляемых шунтирующих реакторов.

- Применение новых материалов с целью повышения экологической чистоты, взрыво-, пожаробезопасности и энергоэффективности
  - применение жидких диэлектриков, альтернативных традиционному трансформаторному маслу (например, натуральных эфиров);
  - повышение класса напряжения сухих трансформаторов вплоть до 110 кВ, разработка сухих трансформаторов на напряжения для применения в сетях среднего и высокого напряжения;
  - применение прорывных решений по активным материалам (применение высокотемпературной сверхпроводимости).

По данным ПК В1 «Изолированные кабели» [5, 6], основными темами для дискуссии на сессии стали опыт проектирования и строительства новых кабельных систем, повышение эффективности существующих кабельных систем, кабели для «сетей будущего». На данном этапе выделен ряд инновационных исследований и решений. Современной техникой для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена освоен уровень напряжений 500 кВ. Внимание сосредоточено на разработке дополнительных методик испытаний в дополнение к стандартным. В первую очередь это относится к кабелям с изоляцией из сшитого полиэтилена, работающим в схемах с преобразователями типа VSC-конвертеров; к кабелям с большим (2500–3000 мм<sup>2</sup>) сечением жил или с жилами, где применяются эмалированные проводники; к оффшорным кабелям, испытывающим динамическую нагрузку.

Важным признано направление, связанное с испытаниями после прокладки кабельных линий с целью проверки качества монтажа КЛ. Продолжает активно развиваться температурный мониторинг, особенно применительно к подводным КЛ.

При рассмотрении проблем, касающихся расчетов режимов работы кабельных линий, отмечалась необходимость разработки соответствующих методик для кабелей с броней, кабелей, предназначенных для прокладки на больших глубинах, а также для оффшорных подводных кабелей, поскольку график их нагрузки существенно колеблется по времени.

Созданы новые рабочие и целевые группы по таким проблемам, как ограничители перенапряжений и соединительные устройства (конструкции, испытания, эксплуатация, мониторинг); вопросы пожарной безопасности кабелей, проложенных в воздушной среде; определение мест повреждений подводных и подземных кабелей; предотвращение повреждений кабелей, связанных с прокладкой; поведение кабельных систем при больших природных воздействиях (землетрясение, буря, наводнение, пожар, оползень, изменение климата).

По данным ИК В4 «Системы постоянного тока высокого напряжения и силовая электроника», современный этап характеризуется прорывным развитием в данной сфере. Внедрение силовой электроники в электрических сетях является своего рода технологической рево-

люцией, т.к. обеспечивает тысячекратное (и более) увеличение быстродействия устройств управления и исполнительных механизмов за счет замены традиционных компонентов электронными [5]<sup>2</sup>. Линии электропередачи постоянного тока (ППТ) или вставки постоянного тока (ВПТ) высокого напряжения во многих случаях обладают значительными техническими и экономическими преимуществами перед эквивалентными по мощности электропередачами переменного тока. При определенной (критической) длине линии их полная стоимость (с учетом подстанций) сравнивается, а при длине линии больше критической ППТ становится экономически более выгодной. В настоящее время критическая длина ВЛ составляет 600–800 км, а кабельных линий (КЛ) – 30–50 км.

Сформировалась тенденция увеличения количества объектов постоянного тока, внедряемых в энергосистемах различных стран мира. Суммарная мощность существующих ППТ и ВПТ превосходит 100 ГВт, и к 2020 г. будут введены в эксплуатацию еще ППТ и ВПТ суммарной мощностью не менее 300 ГВт. Только в Китае к концу 2020 г. будут построены 44 ППТ общей мощностью более 200 ГВт.

Основные тенденции современного развития техники электропередачи постоянного тока и силовой электроники по состоянию на 2012–2014 гг. заключаются в следующем:

- создание дальних магистральных ППТ на напряжении  $\pm 500$  –  $\pm 1100$  кВ мощностью до 10–12 ГВт с тиристорными преобразователями тока;
- освоение технологий передачи постоянного тока на напряжение  $\pm 800$  кВ;
- промышленное освоение многоподстанционных (многотерминальных) ППТ на основе преобразователей напряжения;
- освоение единичной мощности преобразователей напряжения до 1000 МВт;
- создание ППТ и ВПТ с самокоммутируемыми преобразователями с последовательными конденсаторами;
- внедрение ППТ и ВПТ с модульными многоуровневыми преобразователями типа инверторов напряжения мощностью до 1000 МВт;
- сооружение ППТ ВН с подводными и подземными кабелями;
- широкое внедрение устройств компенсации реактивной мощности как традиционных, так и на базе технологии СТАТКОМ;
- интеграция больших ветроэлектростанций (ВЭС) в сети переменного тока;
- создание сетей постоянного тока;
- создание мощных установок и систем аккумулирования электроэнергии.

---

<sup>2</sup> По информации Л.В. Травина – эксперта ИК В4 СИГРЭ «Системы постоянного тока высокого напряжения и силовая электроника», секретаря ПК 22Ф «Силовая электроника» МЭК.

Проекты ППТ, вставок и статических тиристорных компенсаторов (СТК) становятся стандартными (например, ППТ  $\pm 500$  кВ, 3000 МВт в Китае). Разработанные универсальные блоки (модули высоковольтных тиристорных вентилей, системы управления, регулирования, защиты и автоматики, системы охлаждения, батареи конденсаторов и т.д.) используются как «кирпичи» для создания установок на нужные параметры, их производство не требует переналадки. Мощным инновационным проектом является ППТ УВН  $\pm 1100$  кВ Zhudong–Wuhan длиной 3200 км (Китай).

К техническим решениям добавилось применение модульных многоуровневых преобразователей напряжения на базе полностью управляемых силовых полупроводниковых приборов для ППТ и ВПТ, регулируемых конденсаторов и реакторов для гибких ЛЭП переменного тока – применение мощных фототиристоров (Siemens, Toshiba, Hitachi).

Появление мощных преобразователей напряжения имеет большое значение, так как они способны потреблять и генерировать не только активную, но и реактивную мощность. Важной инновацией является также создание надежного и эффективного выключателя постоянного тока, в т.ч. с механическим приводом.

Революционное значение имеет новая коммутационная техника, так как она фактически не имеет ограничений по коммутационному ресурсу, отличается высокой компактностью и надежностью, многолетним межремонтным периодом и в целом позволяет производить автоматические оперативные переключения в схемах подстанций, решать задачи автоматической реконфигурации электрических сетей на всех классах напряжения. Это позволяет значительно снизить эксплуатационные издержки и, что очень важно, обеспечить повышение управляемости при восстановлении электроснабжения в послеаварийных режимах и в целом минимизировать время нарушения электроснабжения.

Большой перспективой обладают системы встроенной диагностики, позволяющие решать вопросы по оценке состояния оборудования.

По данным ИК В5 «Релейная защита и автоматика» [5, 6], мировой опыт, который целесообразно учитывать при развитии релейной защиты (РЗ) в России, свидетельствует о том, что:

- разрабатываются более эффективные решения в области РЗА в связи появлением в электрических сетях целого ряда новых технологий и объектов – таких, как FACTS/SVC/продольной компенсации, вставок постоянного тока, фазопоротных трансформаторов; внедрением распределенной генерации включая ВИЭ и др.;

- в перспективе развитие ЭЭС потребует совершенствования систем автоматического восстановления ПС с использованием коммуникационных сетей и организацией высокоскоростного обмена данными на подстанции применительно к усовершенствованным электрическим сетям будущего;

– ключевые положения в эволюции технологии первичного оборудования заключаются в использовании нетрадиционных измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН), замене проводных соединений оптоволоконными, интеграции интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) и первичного оборудования;

– на первый план выступают проблемы организации удаленного доступа и кибербезопасности, автоматизированного получения и анализа данных, своевременного реагирования на изменение режима;

– результатом активного развития малой распределенной энергетики является необходимость повышения требований к РЗА, управляемости и наблюдаемости режимов распределительных сетей;

– использование данных синхронных векторных измерений для реализации функций релейной защиты и управления, предполагающих обеспечение высокого быстродействия. Синхронные векторные измерения представляют собой вид так называемой «глобальной» информации, которая позволит улучшить существующие решения в части дальнего резервирования, выявления качаний в ЭЭС, обнаружения перехода фрагментов сети в изолированный режим работы. При этом для решения задач РЗ должны быть использованы устройства векторных измерений, имеющие соответствующий класс точности;

– большое внимание уделяется использованию стандарта МЭК 61850 как уникального стандарта, направленного на обеспечение взаимной совместимости устройств различных производителей на коммуникационном, информационном и инженерном уровнях.

Большая группа новых технологий входит в стадию коммерческого освоения, в том числе технологии фотоэлектронного преобразования энергии, ветротурбины большой мощности, оборудования гибких электропередач (FACTS), системы накопления энергии аккумуляторного типа (СНЭ, BESS), сверхпроводниковых токоограничивающих устройств (ТОУ), микро-ГЭС, микро-ЭЭС (Microgrid), гибридных сетей переменного/постоянного тока, цифровых подстанций и подземных коммуникаций большой мощности, глобальных систем мониторинга переходных процессов в ЭЭС (СМПП, WAMS), системы управления спросом (Demand Response/Demand Side Management – DSM). Активно вводятся объекты постоянного тока, зарождаются сети постоянного тока, осваивается подземное (в городах) и подводное (особенно прибрежное) пространство для развития энергетической инфраструктуры, развиваются технологии и соответствующая электротранспортная инфраструктура, интегрируемая в ЭЭС.

Система WAMS представляет собой перспективное направление, являясь глобальной системой мониторинга и регистрации переходных процессов в ЭЭС, синхронизированных по времени, и позволяя в будущем совершенно по-новому отслеживать и прогнозировать развитие процессов в ЭЭС, а также являться информационной основой для управления этими процессами.

В ИК С4 СИГРЭ «Технические характеристики энергосистем» разработана шкала процессов в энергосистеме (рис. 2.22): от наносекунд (искровые процессы в изоляционной среде), микросекунд (быстрые переходные электромагнитные процессы) до дней.

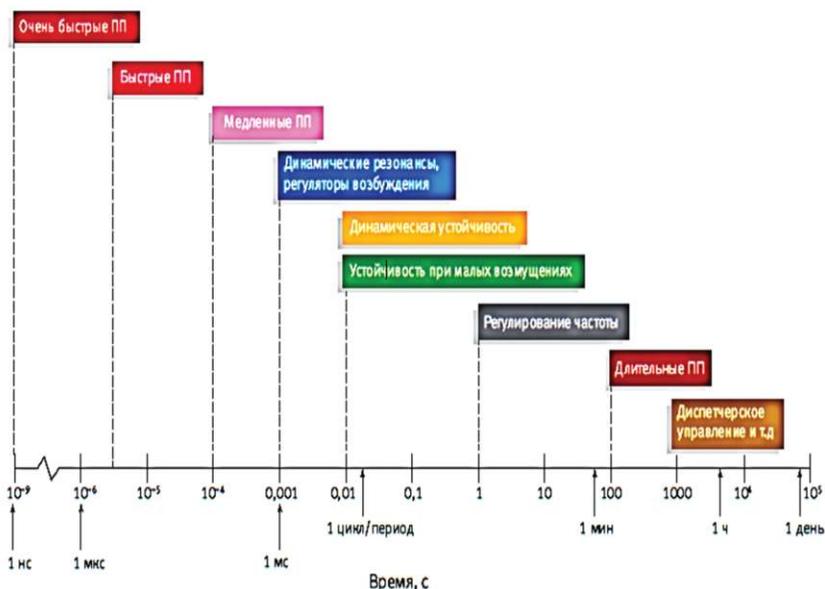


Рис. 2.22. Временные границы процессов в энергосистемах (применяется зарубежная терминология)

В этих диапазонах выстраиваются соответствующие технологии управления, включая в себя ограничение перенапряжений, ограничение ТКЗ, регулирование напряжения, регулирование частоты, выбор состава оборудования, планирование режимов, планирование развития и др.

### Нарастающее влияние интеграции ВИЭ в ЭЭС

Особое влияние на развитие ЭЭС оказывает интеграция электростанций на основе ВИЭ, объем которых в развитых странах занимает все большую долю в структуре генерирующих мощностей, опережая в ряде стран объемы вводов традиционной генерации. Например, в КНР общая мощность ВЭС составляла более 90 ГВт (на 2013 г.). Данная тенденция отражается в докладах представителей Японии (рис. 2.23) и Франции (рис. 2.24).

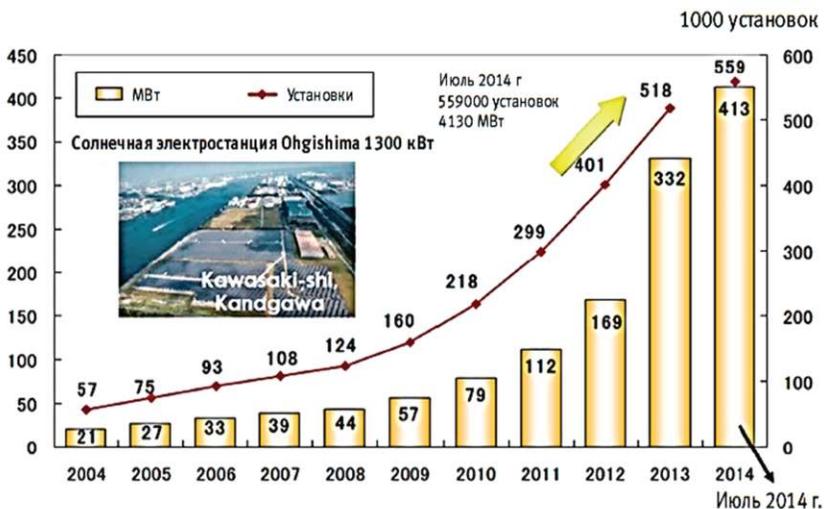


Рис. 2.23. Рост установленной мощности солнечных ЭС (ТЕРСО)

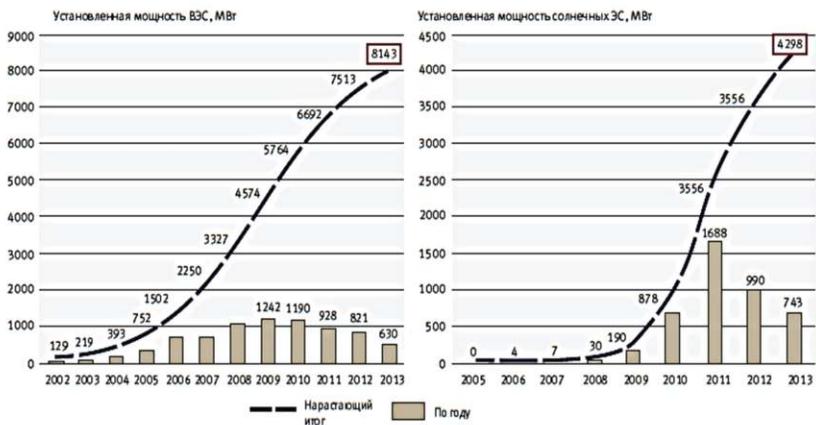


Рис. 2.24. Рост установленной мощности ВИЭ во Франции

Если на сессии 2012 г. был заявлен конфликт интересов, то на 45-й сессии значительное число дискуссионных вопросов было посвящено проблеме вытеснения традиционной генерации с рынков, значительной дополнительной нагрузке на традиционную генерацию, на распределительные и передающие сети ЭЭС, на деятельность TSO/DSO. Как правило, развитие генерации на основе ВИЭ субсидируется, в то же время собственники данной генерации не несут ответственности за снижение затрат на производство и обеспечение надеж-

ности работы энергосистемы. Независимо от сложившейся рыночной цены на электроэнергию собственники объектов ВИЭ получают плату по льготным тарифам, а производители электроэнергии на базе ВИЭ не имеют обязательств по балансированию ЭЭС. С ростом установленной мощности ВИЭ участились случаи формирования отрицательных цен на электроэнергию, произведенную на традиционных источниках. При этом потребность в маневренной резервной мощности растет. Все большее количество организаций высказывают обеспокоенность функционированием рынка электроэнергии, приводящим к убыточности традиционной генерации, в т.ч. ПГУ, и приостанавливающим инвестирование средств.

Вследствие непредсказуемого характера выработки электроэнергии на основе ВИЭ традиционная генерация должна обладать большей маневренностью (гибкостью). Это же относится и к электрическим сетям, перетоки по которым стали носить все более изменчивый характер. При этом существенно расширяется область управления системных/сетевых операторов. Так, по данным фирмы Amprion (Германия), в докладе *Klaus Kleinekorte* показано (рис. 2.25), что установленная мощность солнечных электростанций (СЭС) в Германии достигла приблизительно 34 ГВт, ВЭС – 32 ГВт.

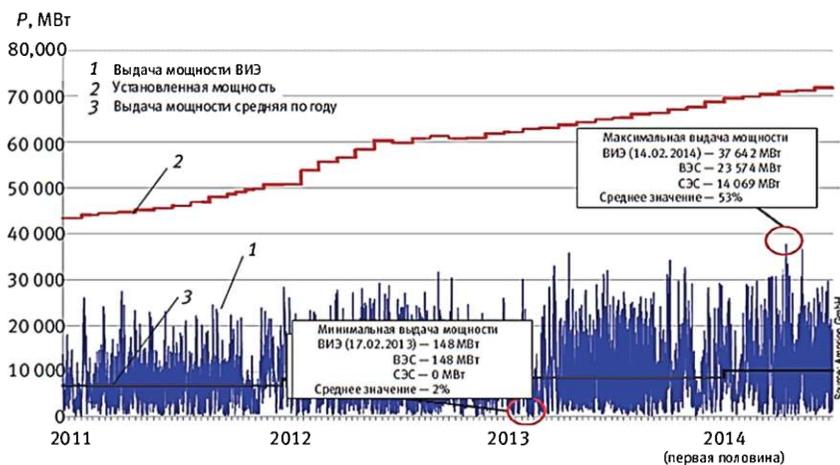


Рис. 2.25. Соотношение установленной и поставляемой в сеть мощностей ВИЭ

Это огромные объемы мощности, оказывающей непредсказуемое влияние на режимы работы ЭЭС не только Германии. Резко уменьшается эффективность работы традиционных электростанций вследствие снижения как числа часов работы с номинальной нагрузкой, так и их участия в покрытии пиковой составляющей дневного графика нагрузки ЭЭС. ВИЭ вытесняет с рынка традиционную

генерацию включая самые эффективные парогазовые установки. Уменьшение доли традиционной генерации может повлечь кардинальное ослабление устойчивости ЭЭС.

Приведенные примеры режимных ситуаций показывают, что максимально достигнутая рабочая мощность ВИЭ в Германии составила на ВЭС 23,67, на СЭС – 14,069 ГВт, что составляет не более 53% от всей установленной мощности объектов на основе ВИЭ (14.04.2014 г.). В то же время существуют периоды с жаркой погодой и отсутствием ветра, а также с холодной погодой, отсутствием при этом ветра и солнца, когда рабочая мощность ВИЭ близка к нулю и резервирование этих энергоисточников требуется осуществлять в полном объеме. В докладе заявлено о необходимости прекращения политики субсидирования развития «зеленой» генерации.

Под влиянием ВИЭ в Германии разработана новая энергетическая стратегия, включающая в себя создание четырех HVDC линий (вдоль трех коридоров) (рис. 2.26), которые будут выполнены в виде надстройки над существующими электрическими сетями переменного тока для передачи в южную часть Германии электроэнергии, полученной на ВЭС, расположенных на севере страны.

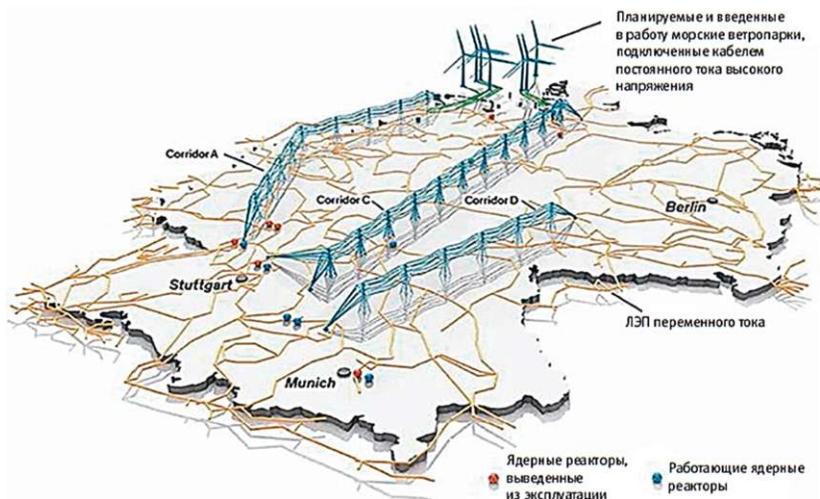


Рис. 2.26. Операторы сетей передачи Германии анонсировали строительство четырех HVDC линий (вдоль трех коридоров), которые пересекают имеющиеся электрические сети переменного тока, для передачи электроэнергии, полученной на ВЭС, расположенных на севере страны

Именно интеграция в энергосистему электростанций на основе ВИЭ и распределенной генерации (РГ) обуславливает развитие новых технологий включая ветряные турбины, фотоэлектронное преоб-

разование энергии, силовую электронику, накопители электрической энергии, электротранспорт с инфраструктурой заряда от электрической сети, управление спросом и др.

Проекты интеграции РГ (включая ВИЭ) в ЭЭС по мере нарастания их объемов приобретают все более *комплексный характер*, стимулируя и вовлекая в совместное использование новых технологий, в том числе в массовом порядке объединяются на совместную работу ВЭС, СЭС, системы накопления энергии (СНЭ) (рис. 2.27) под управлением специализированных систем SCADA (рис. 2.28). Интегрированная система управления накопителями электрической энергии (Battery SCADA) позволяет системному оператору осуществлять контроль множества распределенных накопителей электроэнергии как виртуальный большой накопитель электроэнергии.

Функции интегрированной системы – это регулирование частоты; обеспечение баланса активной мощности покрытия нагрузки; несение функций «вращающегося резерва».



Рис. 2.27. Концепция «Grid-Friendly Renewables»

В силу специфики работы объектов ВИЭ в составе ЭЭС возникают дополнительные задачи/проблемы системного характера, в том числе балансирование ЭЭС, обеспечение наблюдаемости ЭЭС и регулирования частоты, напряжения и перетоков мощности, поддержание резервов мощности, обеспечение устойчивости работы объектов ВИЭ при возмущениях в ЭЭС, а также при работе в изолированном режиме.

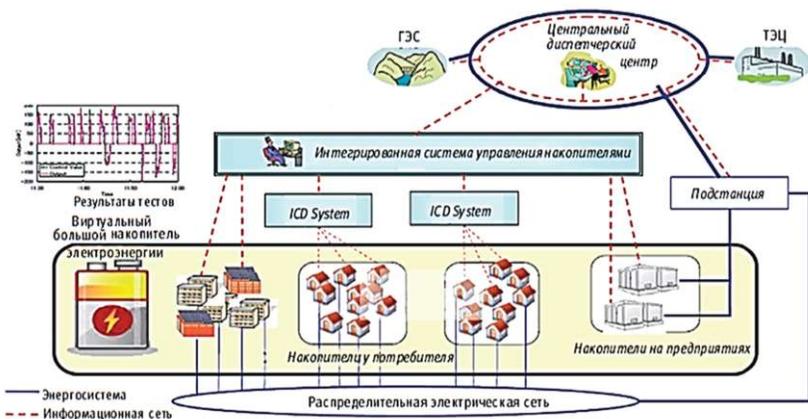


Рис. 2.28. Разработка интегрированной системы управления накопителями электрической энергии

Формируется новый класс задач технологического и рыночного развития энергосистем, связанных с вовлечением активных потребителей в процесс управления режимами энергосистем, активным характером распределительных электрических сетей, развитием подходов по прогнозированию и планированию режимов работы ЭЭС, выбору состава оборудования, управлению в рамках меняющихся границ контрольных зон (технологических и рыночных операторов).

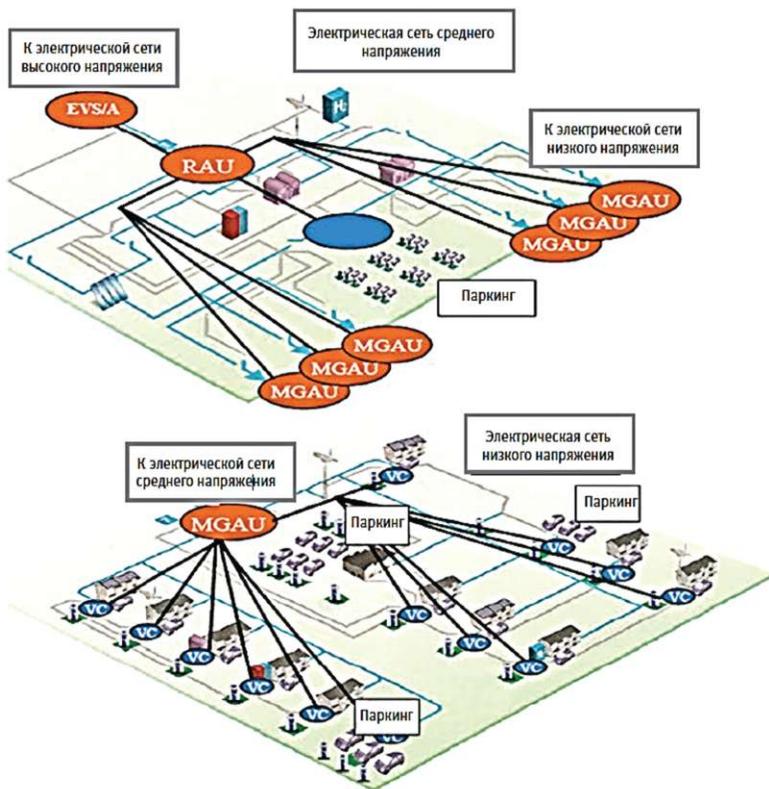
Особую роль приобретают распределительные электрические сети, которые становятся активными в связи с подключением к ним нарастающего множества источников РГ. Распределительные сети должны быть наблюдаемыми и управляемыми, а на последующих этапах – предельно гибкими для удовлетворения потребительского спроса с учетом требований надежности и качества электроснабжения (рис. 2.29).

На текущий момент для активного участия на рынке электроэнергии, а также в функционировании и планировании режимной работы ЭЭС объекты РГ не обладают достаточной мощностью и достаточной маневренностью; большинство объектов РГ невидимо для Системного оператора. Из этого следует, что для оптимальной интеграции источников РГ, в том числе электротранспорта, необходимо использовать новые модели управления.

Интеграция в ЭЭС энергоисточников на основе ВИЭ должна сопровождаться четкими условиями технологического присоединения к ЭЭС, в том числе это:

- условия пуска, синхронизации;
- регулирование активной мощности (скорость изменения, снижения нагрузки и др.);
- регулирование реактивной мощности и напряжения;

- режимы работы при изменении частоты в ЭЭС (допустимые диапазоны частоты);
- требования к релейной защите и автоматизации (РЗА), управлению и мониторингу;
- способность проходить через провалы напряжения;
- работа в изолированных режимах со сбалансированной нагрузкой;
- влияние на качество электроэнергии и др.



**Рис. 2.29. Формирование новой парадигмы развития распределительных сетей:**  
 RAU (regional aggregator unit) – агрегатор на региональном уровне; MGAU  
 (microgrid aggregator unit) – агрегатор на уровне микросети

Формируются задачи по обеспечению как наблюдаемости нарастающего множества источников РГ (что представляет значительные сложности для обработки и организации управления), так и наблюдаемости за активными потребителями, что является новой сверхсложной задачей управления.

В ЭЭС появляются новые объекты управления – такие, как виртуальные электростанции (VPP), активные потребители/просьюмеры, агрегаторы, виртуальные крупные накопители электроэнергии (VLB), энергетические хабы, гибридные системы, микроэнергосистемы, многопродуктовые энергетические системы.

### **Развитие систем накопления электроэнергии**

Большое внимание на сессии СИГРЭ уделено условиям применения систем накопления электроэнергии (СНЭ, BESS). Выделяются технологии накопления на базе электрохимических аккумуляторных батарей большой мощности. Ряд технических комитетов (C1, C5, C6) проводит исследования в данной области с формированием соответствующих рабочих групп. Обобщены области применения СНЭ на подстанциях, в распределительных сетях, для интеграции ВИЭ, в коммерческих/промышленных предприятиях, жилых помещениях потребителей в широком диапазоне мощности (от нескольких кВт до десятков МВт) с временем разряда от нескольких секунд до нескольких часов.

Вырабатываются рыночные механизмы стимулирования внедрения данной технологии, в том числе учитывающие дополнительные факторы – такие, как точность и скорость предоставления резерва при оказании услуг по обеспечению системной надежности (FERC, США).

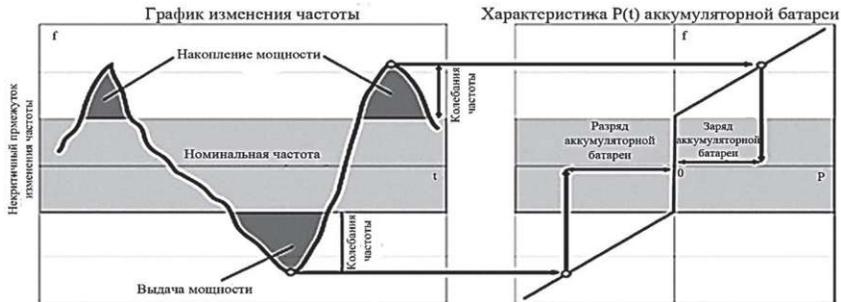
В рамках деятельности CIGRE, а также целого ряда ведущих международных энергетических организаций, корпораций и институтов, таких как IEC, IEA, IEEE, EPRI, ABB, TOSHIBA и др., проводятся масштабные исследования и разработки технологий накопления электроэнергии аккумуляторного типа – BESS. Наряду с ГАЭС BESS являются наиболее приоритетными технологиями накопления электроэнергии в масштабах ЭЭС.

Применение систем накопления электроэнергии позволяет:

- Выравнивать график нагрузки сети и демпфировать колебания мощности.
- Расширить доступную мощность (для покрытия пиковых нагрузок).
- Стабилизировать работу децентрализованных источников электрической энергии включая ВИЭ.
- Обеспечивать регулирование частоты в энергосистеме (рис. 2.30).
- Обеспечивать регулирование напряжения.
- Оптимизировать потребление электроэнергии у конечного потребителя.
- Обеспечивать участие крупных потребителей в программе «Управление спросом».
- Повышать надежность электроснабжения потребителей.
- Обеспечивать интеграцию электротранспорта в распределительную сеть.

- Обеспечивать надежное функционирование удаленных районов и изолированных энергосистем с малой инерцией.

Принцип регулирования частоты в энергосистеме основан на пропорциональном управлении с заданным системным оператором статизмом регулирования. Технология BESS превосходит традиционные генераторы в качестве предоставления услуг, так как она способна реагировать и полностью активировать резерв менее чем за 20 мс. Это может иметь важное значение для энергосистем с низкой инерцией.



**Рис. 2.30.** Регулирование частоты с помощью систем накопления электроэнергии на базе аккумуляторов большой емкости (BESS)

Отмечается нарастающее применение технологии BESS для оснащения подстанций, распределительных сетей, индивидуальных потребителей, решения задач интеграции ВИЭ в широкий диапазоне мощности: от десятков кВт до десятков МВт. Уровень развития литий-ионных технологий позволяет обеспечивать повышенные характеристики систем накопления электроэнергии на базе аккумуляторных батарей, в том числе:

- высокую плотность энергии;
- требуемую скорость заряда/разряда;
- широкий температурный диапазон;
- длительный срок эксплуатации;
- экологичность и безопасность.

Нарастает реализация крупных пилотных проектов BESS в рамках развития технологий интеграции ветропарков, Smart Grid/Microgrid, Smart City. Накопители электроэнергии создают новые возможности для развития рынков электроэнергии, предоставляя услуги по обеспечению надежности и качества электроснабжения. Работа систем накопления электроэнергии в составе ЭЭС должна подчиняться четким техническим требованиям по надежности и качеству функционирования как в нормальных, так и в аварийных режимах ЭЭС.

## Актуальные темы 46-й сессии СИГРЭ 2016 г.

На 46-й сессии СИГРЭ в 2016 г. были рассмотрены следующие предпочтительные темы:

- планирование с учетом всего жизненного цикла оборудования;
- оптимизация решений для ЭЭС при участии всех заинтересованных сторон;
- методы планирования с учетом интеграции объектов HVDC, прибрежных сетей и обеспечение технологического соответствия объектов ВИЭ для оказания системных услуг;
- управление ЭЭС с учетом РГ/ВИЭ;
- воздействие на ЭЭС ВЭС, СЭС, СНЭ;
- технический вызов и изменения в ЭЭС ввиду массового внедрения генерации на основе инверторов;
- моделирование HVDC и больших электростанций на основе ВИЭ при анализе переходных процессов;
- интеграция РГ и механизмов «управления спросом» в перспективные модели рынков электроэнергии;
- Smart City, Multy-Energy Systems, Microgrids, Hybrid Systems.

Параллельно с сессией СИГРЭ прошли мероприятия Международной электротехнической комиссии (МЭК) (General Session IEC, Токуо-2014), на которых заявлены те же глобальные вызовы, подтверждена актуальность развития стандартизации технологий Smart Grid (рис. 2.31) и необходимость активизации деятельности по новым направлениям. Это расширение идеологии Smart Grid и водородной энергетики (рис. 2.32), интеллектуальных городов (Smart City), интеллектуального мира (Smart World) как глобального направления инновационной деятельности, решающего социальные проблемы энергоснабжения, водоснабжения, загрязнения окружающей среды, здоровья, безопасности и др.

Представители СИГРЭ участвуют в управляющих органах МЭК, что обуславливает согласованные действия МЭК и СИГРЭ. Опыт рабочих групп СИГРЭ принят за основу деятельности технических комитетов МЭК, а технические брошюры СИГРЭ – за основу разрабатываемых международных стандартов.

Формируется новая практика инновационного развития энергосистем, включающая в себя реализацию мультитехнологичных проектов и их отработку в рамках построения Smart Grid для выделенных районов энергоснабжения, а также Smart City. Примечательным является пример проекта интеллектуального города Йокогама, Япония (рис. 2.33).

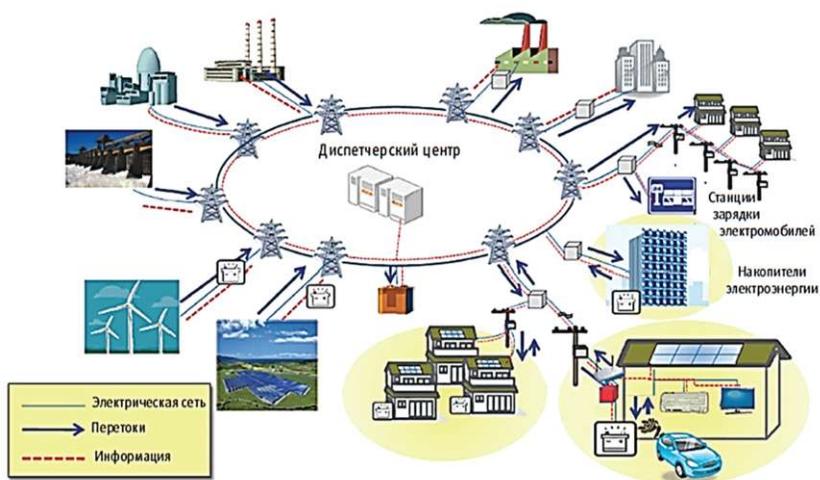


Рис. 2.31. Разработка интегрированной системы управления накопителями электрической энергии

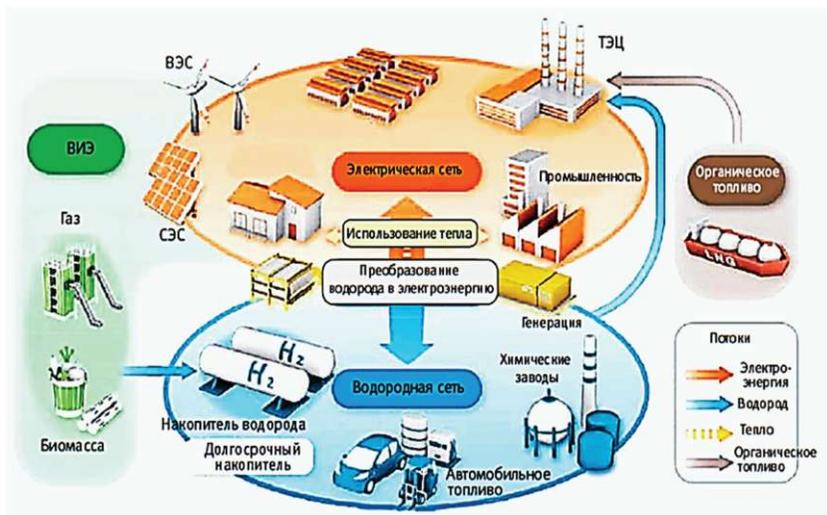


Рис. 2.32. Взаимодействие электроэнергетической системы с водородной сетью

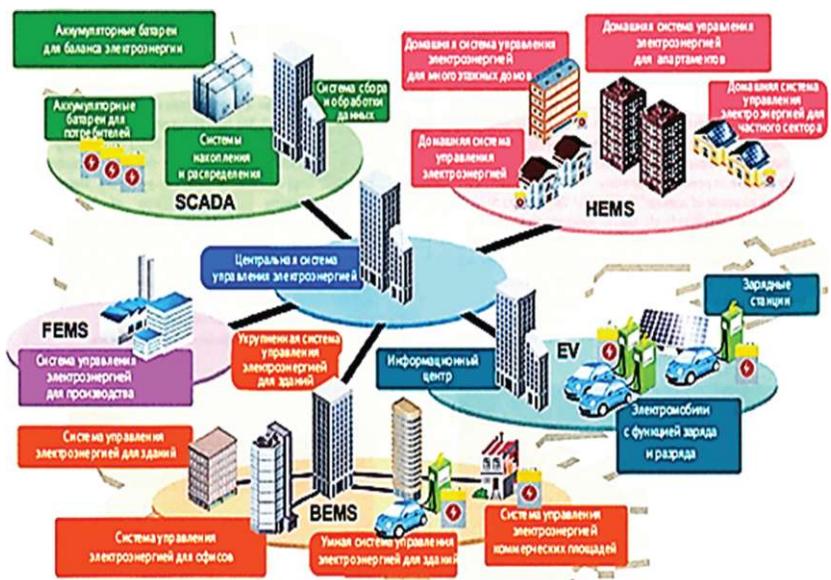


Рис. 2.33. Проект «Yokohama Smart City Project»  
(Коллоквиум СИГРЭ, Япония, 2013 г.)

Для реализации таких проектов образуются консорциумы заинтересованных сторон с широким участием энергокомпаний, производителей оборудования, научных, инжиниринговых и образовательных центров, властных структур. Переоснащается технологическая база исследовательских центров и обновляются образовательные программы технических университетов.

Специального внимания заслуживают условия приема энергии от ВИЭ в сеть и резервирования источников РГ на основе ВИЭ. В настоящее время в России предусматривается 100%-ное резервирование источников РГ на основе ВИЭ.

### Выводы

Современные вызовы и целый ряд достижений в сферах материалов, технологий, оборудования, систем управления формируют новый технологический уклад и обеспечивают эволюционное развитие электроэнергетических систем будущего. Формируется новый класс задач технологического и рыночного управления, в т.ч. обусловленный нарастанием объемов интеграции источников РГ/ВИЭ.

Внедрение технологических инноваций характеризуется комплексным подходом, объединяющим на достижение поставленных целей ряд (многообразие) технологий: интеграция РГ/ ВИЭ, накопление энергии, управление спросом, силовая электроника, Microgrid.

Осуществляется реализация все более крупных мегапроектов в сфере Smart Grid, Smart City.

Образуются консорциумы с широким участием бизнеса, властных структур, научных, инжиниринговых и образовательных центров, жителей в проектах Smart Grid, в т.ч. Smart City. Переоснащаются технологическая база исследовательских центров и образовательных программ технических университетов.

## Список рекомендуемой литературы

1. CIGRE 45-th Session // Set of papers. – 24–29 August. – 2014, Paris. [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

[http://www.cigre.org/papers/login\\_register\(redirect\\_node\\_id\)/56595/\(event\\_node\\_id\)/40308](http://www.cigre.org/papers/login_register(redirect_node_id)/56595/(event_node_id)/40308)

2. Vanzetta, J. Transition of the Electricity System from conventional generation to a dispersed and/or RES system // ELECTRA. – № 275. – August. – 2014. – P. 16–27.

3. Andersen, B. The Path Towards HVDC Grids // ELECTRA. – № 275. – August. – 2014. – P. 14–15.

4. Кучеров, Ю.Н. Обобщение мировых тенденций развития техники и технологий для больших электроэнергетических систем (по итогам 45-й сессии СИГРЭ 2014 г.) // Заседание Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики и Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», Москва, 10 декабря 2014 г. Презентация доклада. [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

[http://www.cigre.ru/activity/session/session\\_2014/docs/45\\_Session\\_results\\_report.pdf](http://www.cigre.ru/activity/session/session_2014/docs/45_Session_results_report.pdf)

5. Протокол совместного заседания Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики, Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» и Технического комитета РНК СИГРЭ по итогам 45-й сессии СИГРЭ 2014 г. № 10/14 от 10.12.2014 г., Москва.

6. Краткий обзор и обобщение докладов 45-й сессии СИГРЭ, Париж, Франция, 24-29 августа 2014 г. // Энергетика за рубежом. – Вып. 1–2. / под ред. А.Ф. Дьякова, Ю.Н. Кучерова. – 2015.

## **ШАКАРЯН** **Юрий Гевондович**

Научный руководитель ОАО «Научно-технический центр Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы».

Доктор технических наук, профессор. Действительный член Академии электротехнических наук, член Международной энергетической академии, лауреат премии РАН им. акад. П.Н. Яблочкова, заслуженный деятель науки России.

Автор 318 научных трудов, в т.ч. 11 книг, одного учебного пособия, 96 изобретений и патентов.



## **НОВИКОВ** **Александр Николаевич**

Главный специалист АО «НТЦ ФСК ЕЭС».

Автор 10 опубликованных работ (в соавторстве), 8 научных отчетов с изложением принципов и методов повышения энергоэффективности с помощью нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.



## **НОВИКОВ** **Николай Леонтьевич**

Заместитель научного руководителя ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС».

Действительный член Академии электротехнических наук РФ. Заслуженный работник Минтопэнерго РФ.

Доктор технических наук, автор более 120 научных работ, в т.ч. 3 монографий и 15 патентов. Специалист в области управления режимами электроэнергетических систем, член диссертационного ученого совета в Московском энергетическом институте и диссертационного ученого совета в ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС».



## **2.3. Устройства управляемых систем электропередачи переменного тока и рекомендации по их применению в электроэнергетических системах России**

### **Роль FACTS в решении актуальных проблем транспорта электроэнергии в ЕЭС России**

В ЕЭС/ЕНЭС в обеспечении надежного функционирования имеются проблемы, серьезно осложняющие работу электроэнергетической системы России. К числу основных из них относятся:

– Недостаточный уровень надежности передачи и распределения электроэнергии, обусловленный наличием «узких мест» в энергосистемах (недостаточной пропускной способностью ряда межсистемных и системообразующих связей).

– Недоиспользование пропускных способностей системообразующих связей, повышенные потери в сетях, вызванные неоднородностью электрических сетей и отсутствием соответствующих устройств регулирования.

– Недостаточный уровень управляемости энергосистем в нормальных, аварийных, послеаварийных и ремонтных режимах, связанный с практическим отсутствием устройств, обеспечивающих быстрое регулирование активной и реактивной мощности в широких пределах.

Передача и распределение электрической энергии в настоящее время осуществляются в основном по линиям переменного тока. Интенсивное строительство этих линий во второй половине XX в. в развитых странах привело к тому, что строить новые линии стало весьма затруднительно – главным образом из-за проблем, связанных с отводом земли. В то же время продолжающийся рост нагрузки в сложнозамкнутой сети требует увеличения пропускной способности существующих линий электропередачи и управления их режимами. В таких сетях возможны режимы, когда требуется принудительное распределение мощности между отдельными линиями.

На рис. 2.34 изображена упрощенная схема сетей 330–500–750 кВ ЕЭС России, где жирными линиями (полосками) показаны так называемые «узкие места». В настоящее время ограничена возможность параллельной работы ОЭС Сибири с Европейской частью ЕЭС, ограничена выдача мощности из Тюменской энергосистемы на Урал; недостаточными являются пропускные способности ряда сечений между ОЭС Центра и ОЭС Северного Кавказа со странами Закавказья; отсутствуют возможности осуществления параллельной работы ОЭС Сибири и ОЭС Востока и др. В ближайшей перспективе возможны ограничения в сечениях ОЭС Центра и ОЭС Средней Волги, в ОЭС Северо-Запада. Существуют ограничения по выдаче «запертых» мощностей ряда электростанций.



Имеет место неоптимальное распределение потоков мощности по параллельным линиям электропередачи различного класса напряжения. Следствием этого является недоиспользование существующих электрических сетей, рост потерь в сетях, увеличение затрат на передачу энергии.

Указанные проблемы могут быть решены при применении новой технологии – гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока, содержащих современные многофункциональные устройства.

В настоящее время разработан ряд устройств, позволяющих регулировать напряжение и реактивную мощность, изменять сопротивление линии переменного тока и управлять потоком мощности по ней, причем выполнять это практически безынерционно. Линии, оснащенные такими устройствами, получили название *управляемых (гибких) линий электропередачи*, или сокращенно – *управляемых линий*. В англоязычной литературе они называются «Flexible Alternating Current Transmission Systems – FACTS», термин введен в обращение Институтом электроэнергетики EPRI (США).

Гибкие линии позволяют:

- повысить пропускную способность существующих линий вплоть до теплового предела по нагреву проводов;
- обеспечить принудительное распределение мощности между линиями в сложной неоднородной сети в соответствии с требованиями диспетчера;
- повысить устойчивость системы.

Следует отметить, что начало работ в этом направлении было положено еще в 60-е гг. XX в., когда в ряде стран, в том числе в нашей стране, были развернуты исследования по статическим источникам реактивной мощности, обладающим большим быстродействием. Были исследованы различные типы таких устройств и созданы опытно-промышленные образцы некоторых из них. Эти устройства относятся к FACTS первого поколения. На рис. 2.35 приведена классификация устройств управляемых систем передачи переменного тока в электрических сетях. Широкому внедрению этих устройств препятствовало отсутствие необходимой элементной базы силовых электронных ключей (запираемых тиристоров, силовых транзисторов). В настоящее время такие полупроводниковые приборы разработаны и имеют достаточно высокие параметры, позволяющие решать поставленные задачи.

Устройства FACTS первого поколения (FACTS-1) основаны на применении тиристоров. Они обеспечивают регулирование напряжения (реактивной мощности), требуемую степень компенсации реактивной мощности в электрических сетях и в определенной степени повышают устойчивость работы ЭЭС.

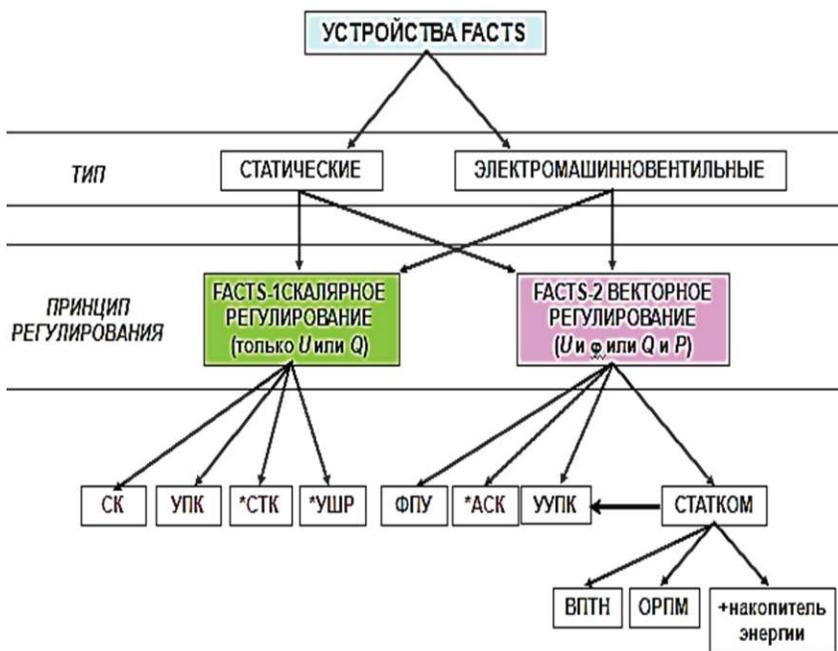


Рис. 2.35. Классификация устройств управляемых систем передачи переменного тока в электрических сетях

К новейшим устройствам FACTS второго поколения (FACTS-2) относят устройства, обеспечивающие регулирование режимных параметров на базе полностью управляемых приборов силовой электроники (IGBT-транзисторы, IGCT-тиристоры и др.). FACTS-2 обладают новым качеством регулирования – векторным, когда регулируется не только величина, но и фаза вектора напряжения электрической сети.

Важно отметить, что указанные свойства реализуются с высоким быстродействием, что делает применение FACTS-2 особенно эффективным в аварийных и послеаварийных режимах.

В России к устройствам FACTS относят также асинхронизированные машины [10–11], представляющие собой комплексы, состоящие из машин переменного тока и статических преобразователей частоты, и обладающих примерно теми же свойствами, что и статические устройства FACTS второго поколения (FACTS-2). Большим достижением отечественной науки и промышленности явились разработка и создание асинхронизированных турбогенераторов и компенсаторов, организация их серийного производства в ОАО «Силловые машины» – «Электросила» [10–11].

Проектом Концепции технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 г. и Положением о технической политике ПАО «ФСК ЕЭС» предусмотрено в качестве одной из основных электросетевых технологий создание и внедрение управляемых линий электропередач.

В настоящее время ведущие мировые производители электротехнического оборудования (АББ, Сименс, AREVA и др.) производят практически все основные типы оборудования FACTS, в том числе новейших (FACTS-2).

В программе развития электроэнергетики США на период до 2020–2030 гг. делается большой упор на расширение масштабов применения технологий FACTS первого и второго поколений. В странах ЕС также разрабатывается программа широкого применения новейших устройств FACTS в электрических сетях.

В СССР и в России были выполнены исследования и разработки, обеспечившие надежное и устойчивое функционирование ЕЭС СССР и ЕЭС России, созданы и внедрены соответствующее устройства FACTS первого поколения (FACTS-1). Из этих устройств отметим синхронные и статические компенсаторы реактивной мощности, управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы, устройства неуправляемой продольной компенсации, отдельные виды фазоворотных устройств.

### **Скалярное и векторное регулирование**

В отличие от электрических сетей постоянного тока электрические сети переменного тока характеризуются наличием фазового сдвига параметров режима (напряжений, токов), являющихся векторными величинами. Управление этими режимными параметрами также должно быть векторным, однако в практике управления часто регулируются лишь их величины – так называемое скалярное регулирование. При скалярном управлении регулируется только величина режимного параметра (например, напряжение или реактивная мощность) в электрических сетях посредством FACTS первого поколения, и поставленные задачи не решаются.

Из формулы мощности (рис. 2.36) следует, что принципиально воздействовать на значение можно, регулируя не только напряжение, что делается в настоящее время, но и значение сопротивления  $x$  и угла  $\delta$ .

Для простейшей электропередачи (рис. 2.36) максимальная мощность, передаваемая по линии, при заданных напряжениях  $U_1$  и  $U_2$  зависит от значений напряжений и сопротивлений  $x_1$ ,  $x_2$ ,  $x_c$ .

Напряжение линии электропередачи изменяется при изменении мощности тем сильнее, чем протяженнее линия электропередачи.

При  $P < P_{\text{нат}}$   $U > U_{\text{ном}}$  к линии должно быть подключено устройство, потребляющее реактивную мощность (эквивалентная индуктивность).

При  $P > P_{\text{нат}}$   $U < U_{\text{ном}}$  к линии должно быть дополнительно подключено устройство, генерирующее реактивную мощность (эквивалентная емкость).

При натуральной мощности  $P_{\text{нат}}$  напряжение на линии равно номинальному.

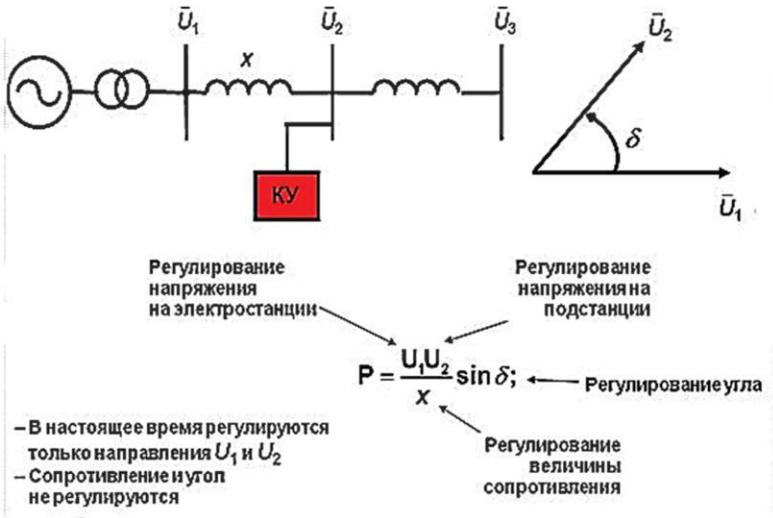


Рис. 2.36. Электроэнергетическая система с устройством FACTS

Натуральная мощность приблизительно в два раза меньше мощности, ограниченной по нагреву (рис. 2.37). Обычно напряжения и поддерживаются неизменными и равными номинальным значениям или в заданных ( $\pm 10\%$ ) пределах.

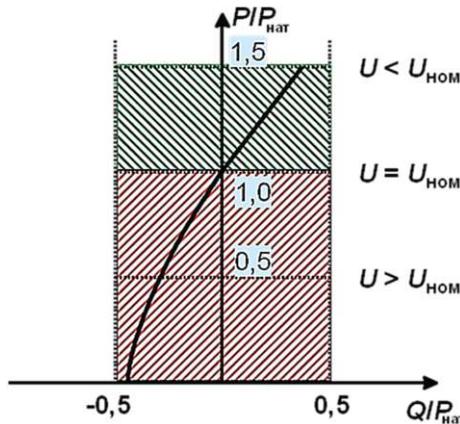


Рис. 2.37. Регулирование напряжения в энергосистеме

Следовательно, значение  $P_{\max}$  можно менять, изменяя (увеличивать), уменьшая значения сопротивлений  $x_1, x_2, x_c$  (рис. 2.38). Ниже будет рассмотрен способ изменения этих сопротивлений.

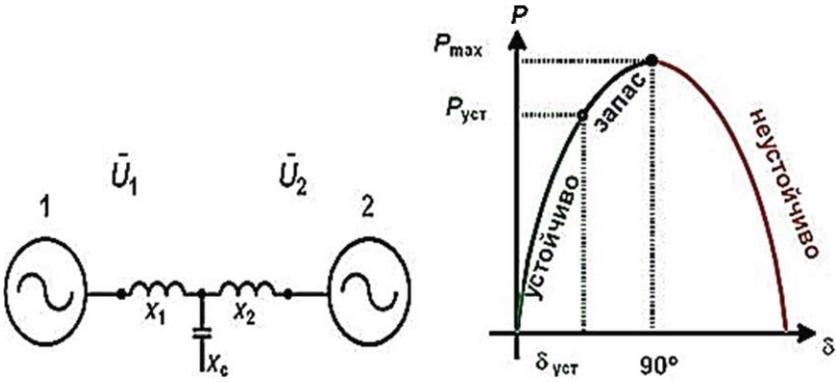


Рис. 2.38. Схема ЭЭС. Угловая характеристика

На рис. 2.39 представлены зависимости передаваемой по линии мощности от протяженности линии электропередачи, где показаны ограничения по устойчивости, нагреву проводов. Из рисунка следует, что с увеличением протяженности линии электропередачи основными ограничениями становятся ограничения по устойчивости.

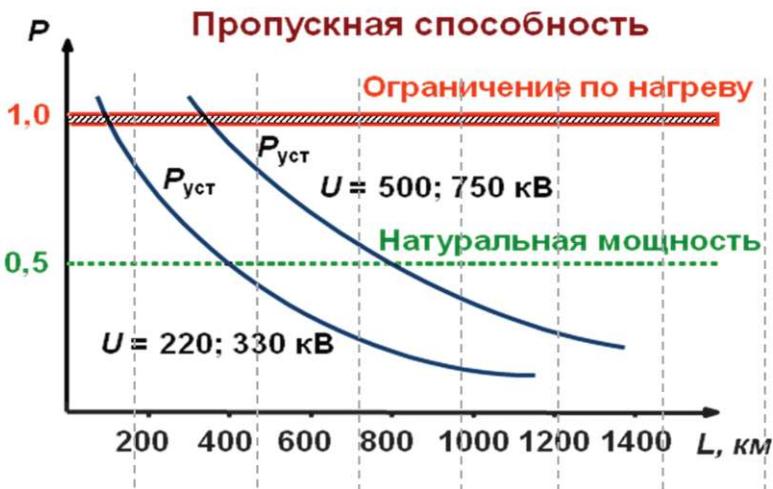


Рис. 2.39. Пропускная способность линий электропередач

Часто на практике параллельно прокладываются линии электропередачи различного класса напряжений: 110 кВ и 220 кВ; 220 кВ и 500 кВ; 330 и 750 кВ (рис. 2.40). При таком расположении раньше всего нагружаются по мощности линии электропередачи, имеющие более малое сопротивление, т.е. линии более низкого класса напряжения. Это ограничение «запирает» возможности передачи мощности по сечению большего класса напряжения, т.е. не до конца загруженной остается линия электропередачи более высокого класса напряжения, что демонстрируется на рис. 2.41.

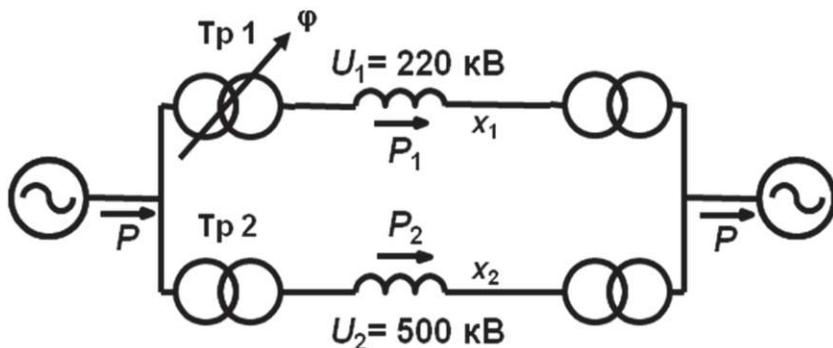


Рис. 2.40. Схема электроэнергетической системы с параллельными ЛЭП 220 кВ и 500 кВ

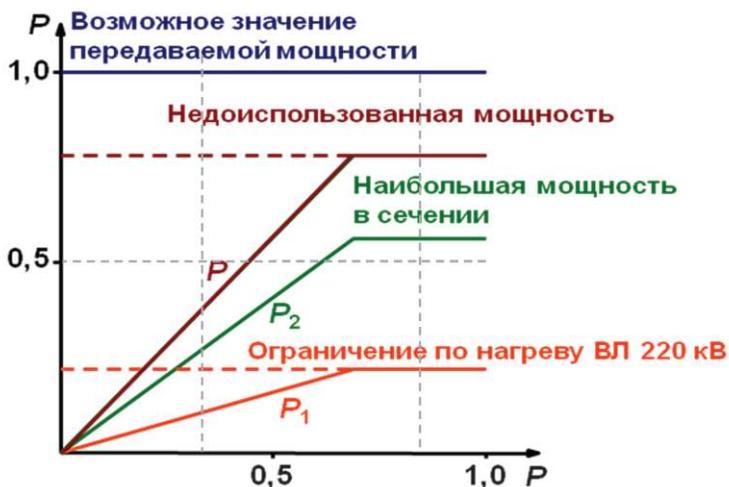


Рис. 2.41. Возможные значения передаваемой мощности

Устройства FACTS второго поколения обеспечивают регулирование (в больших пределах) не только этих напряжений, но и сопротивления  $x_1$  и угла  $\delta_1$ , причем можно обеспечить одновременное регулирование трех параметров сразу: напряжения  $U_K$ , сопротивления  $x_1$  и угла  $\delta_1$ . Такое регулирование носит название *векторного*.

Векторное регулирование обеспечивает:

- новое качество управления режимами работы электроэнергетических систем;
- регулирование не только величины напряжения, но и фазового угла;
- решение в полной мере проблемы функционирования электроэнергетических систем в отношении устойчивости, достигая своей цели, если оно быстродействующее.

Отметим еще одно важное обстоятельство. Поскольку регулирование величины и фазы напряжения и сопротивления  $x$  производится практически безынерционно, то можно говорить об увеличении загрузки существующих линий электропередачи большими значениями мощности, не опасаясь нарушения условий устойчивости. В определенных случаях благодаря этому удастся загрузить более полно уже существующие линии электропередачи, не сооружая новых.

Сравнивая условия существования устойчивых режимов при скалярном и векторном управлении, видим, что при векторном регулировании существенно возрастает площадь торможения (рис. 2.42 и 2.43).

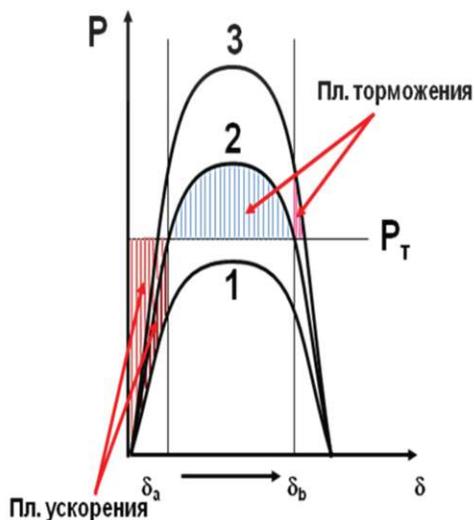


Рис. 2.42. Угловые характеристики при скалярном регулировании. Регулируется величина напряжения

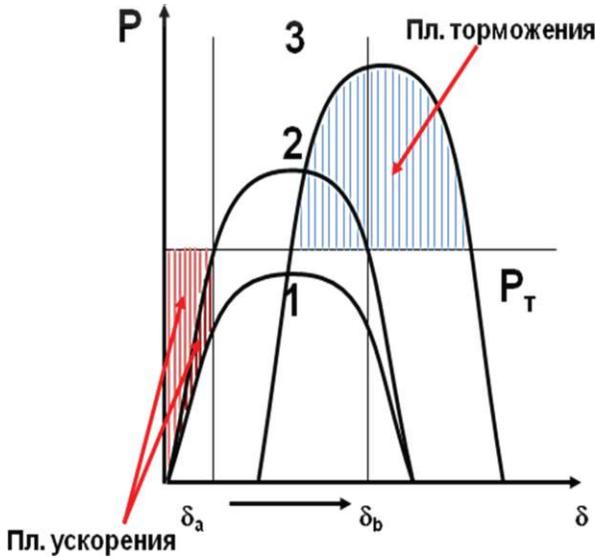


Рис. 2.43. Угловые характеристики при векторном регулировании.  
Регулируется величина и фаза напряжения

При векторном регулировании (рис. 2.44) в послеаварийном режиме может сохраниться динамическая устойчивость благодаря тому, что вектор  $\bar{U}_F$  перемещается, обеспечивая устойчивую работу передачи.

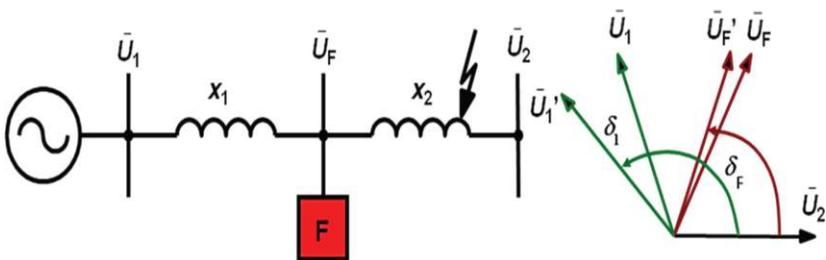


Рис. 2.44 Динамическая устойчивость ЭЭС с поперечной компенсацией  
при векторном регулировании

**Поперечная и продольная компенсация.** Схема электроэнергетической системы с поперечной компенсацией приведена на рис. 2.45.

Поперечная компенсация (ПК)

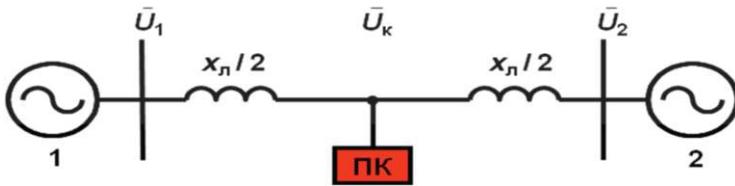


Рис. 2.45. Электроэнергетическая система с поперечной компенсацией

Потоки мощности между параллельно включенными линиями электропередачи можно изменять практически мгновенно посредством устройств FACTS второго поколения, включенных последовательно (рис 2.46).

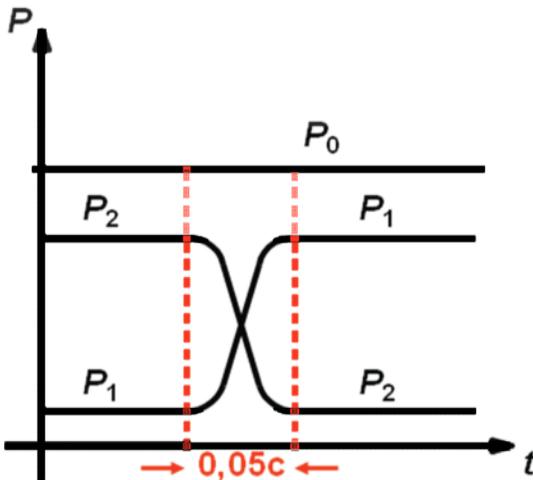
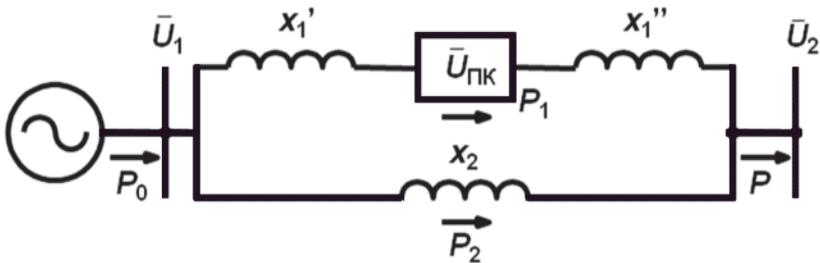


Рис. 2.46. Схема последовательного включения устройства компенсатора в одну из параллельных линий электропередачи

В соответствии с изложенным все устройства, способные управлять мощностью и пропускной способностью линий переменного тока, могут быть разделены на два типа. К первому из них относятся *устройства, предназначенные для регулирования и стабилизации напряжения в соответствующих узлах электрической сети или в промежуточных точках линии (скалярное регулирование); устройства, позволяющие изменять реактивное сопротивление линии.* Поскольку последнее является, главным образом, индуктивным сопротивлением, то оно может быть изменено путем последовательного включения в линию емкости или последовательного введения в линию напряжения, эквивалентного напряжению на этой емкости. К этому типу устройств относятся также *устройства, предназначенные для изменения угла фазового сдвига между напряжениями по концам линии (угла  $\delta$ ).* Такой сдвиг может быть выполнен путем введения в каждую фазу линии дополнительно регулируемого напряжения  $\Delta U_K$ , сдвинутого на угол  $\pm 90$  град. по отношению к напряжению данной фазы. Результирующее напряжение на выходе такого устройства сдвинется на угол, определяемый величиной вводимого напряжения, в сторону опережения или запаздывания. В результате угол  $\delta$  будет увеличен или уменьшен. В первом случае это приведет к увеличению передаваемой по линии мощности, во втором – к ее уменьшению.

Ко второму типу устройств, регулирующих мощность и пропускную способность линий переменного тока, относятся *устройства, позволяющие осуществлять комбинированное воздействие на линию, регулировать напряжение по величине, изменять фазный угол между напряжениями по концам линии и сопротивление линии.* Такое воздействие может быть осуществлено путем последовательного введения в линию некоторого дополнительного напряжения  $\Delta U_K$ , фаза которого по отношению к напряжению начала линии может изменяться от 0 до 360 эл град.

Возможности технической реализации упомянутых выше типов устройств рассмотрим ниже.

### Устройства FACTS-1

**Синхронные компенсаторы (СК).** Синхронный компенсатор – электрическая вращающаяся машина, работающая в режиме холостого хода, т.е. без активной нагрузки. Синхронный компенсатор – синхронная машина, идентичная по конструкции синхронному генератору, но в отличие от него – без турбины на одном с ним валу и, следовательно, без активной нагрузки. Синхронный компенсатор способен работать в режиме как генерации реактивной мощности (основной режим), так и ее потребления в определенных пределах, и предназначен для стабилизации напряжения в узле электрической сети, к которому он подключен.

Синхронные компенсаторы (СК) предназначены для стабилизации напряжения в точке подключения СК в пределах  $\pm 5\%$  номинального значения, а также для генерирования и потребления реактивной мощности, чем и объясняется их влияние на режим электроэнергетической системы (ЭЭС). Синхронные компенсаторы устанавливаются в тех точках ЭЭС, где *график нагрузки* меняется в широких пределах, в связи с чем существенно изменяется баланс реактивной мощности. Как правило, это *подстанции* 330–500 кВ, где СК присоединяется к шинам низшего напряжения 10–20 кВ. Минимальная длительно допустимая реактивная мощность СК, как правило, не ниже 50% номинальной мощности. Снижение потребляемой в этом режиме мощности сопровождается снижением ЭДС синхронной машины, и, как следствие, снижается запас устойчивой работы, чем и ограничивается минимальный уровень потребляемой реактивной мощности.

Синхронные компенсаторы достаточно широко используются в электроэнергетических системах. Комплекс, состоящий из синхронных машин и возбuditеля, обладает высокой перегрузочной способностью (2–3-кратная перегрузка по току в течение 30 с); применяется для регулирования напряжения и повышения пределов статической и динамической устойчивости, увеличения пропускной способности электропередачи.

**Устройства продольной компенсации (УПК).** Устройства продольной емкостной компенсации (УПК) линий применяются для уменьшения индуктивного сопротивления последних.

Установки продольной компенсации также получили применение в электроэнергетике ряда стран для увеличения пропускной способности линий электропередачи (рис. 2.47).

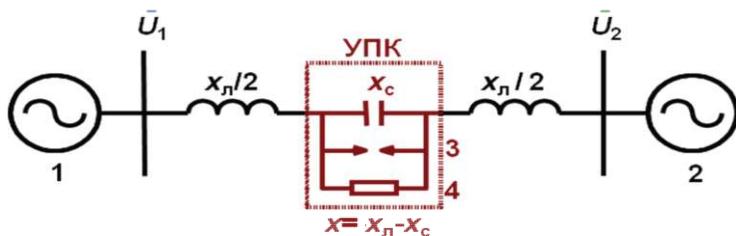


Рис. 2.47. Электроэнергетическая система с продольной компенсацией:

1, 2 – энергосистемы; 3 – шунтирующий разрядник;

4 – шунтирующий выключатель

С этой целью в линию последовательно включается конденсатор с сопротивлением  $x_c$ , которое, имея обратный знак по отношению к индуктивному сопротивлению линии, вычитается из последнего, в результате чего эквивалентное сопротивление линии уменьшается:

$$x_{\text{экв}} = x_l - x_c,$$

что равноценно уменьшению длины линии.

На практике этот конденсатор представляет собой конденсаторную батарею (КБ), включенную последовательно в каждую фазу линии и изолированную от земли. Обычно сопротивление КБ выбирается так, чтобы компенсировалось не все индуктивное сопротивление линии, а лишь какая-то его часть. Эта компенсированная часть общего сопротивления линии, отнесенная к общему сопротивлению, называется *степенью компенсации линии*.

В рабочих режимах линии, особенно при ее малых нагрузках, напряжение на выводах КБ может повышаться и существенно превосходить допустимые пределы. Для избежания этого на выводы КБ обычно включаются шунтирующие реакторы.

**Статические тиристорные компенсаторы (СТК).** Статические компенсаторы реактивной мощности (СКРМ) основаны на использовании управляемых посредством тиристорных преобразований реакторов и конденсаторных батарей (рис. 2.48). Статические компенсаторы, где реактор регулируется с помощью тиристорного ключа, получили название статических тиристорных компенсаторов (СТК). Большим недостатком такого регулирования является несинусоидальность тока реактора, что вынуждает принимать меры по компенсации токов высших гармоник.

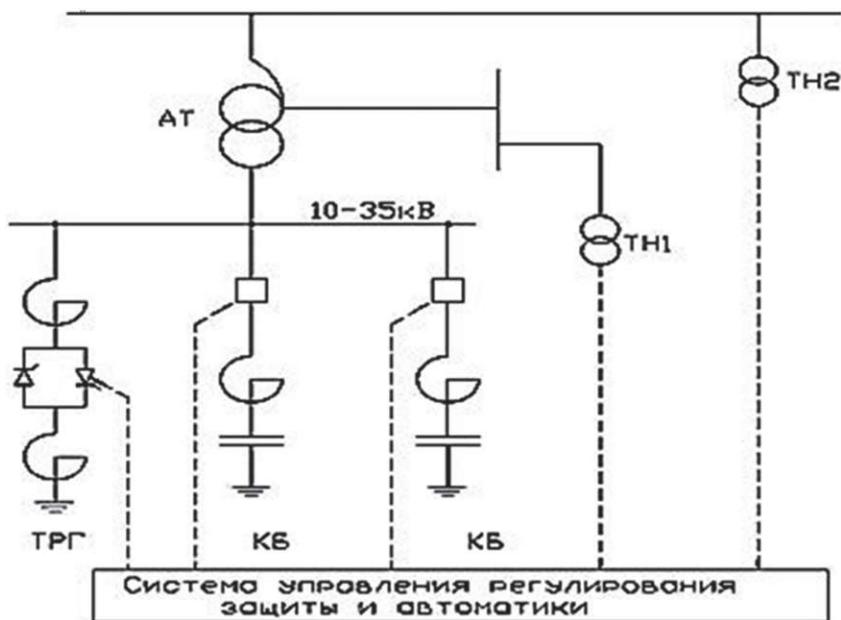


Рис. 2.48. Схема подключения СТК

При параллельном их включении мощность всего устройства равна алгебраической сумме мощностей реактора и КБ:

$$Q_{\Sigma} = Q_p - Q_{KB}.$$

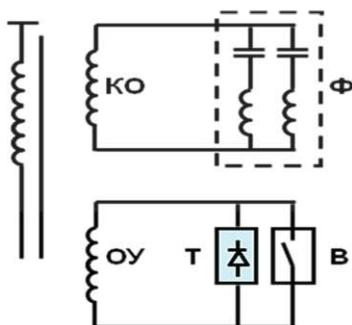
Изменяя мощность реактора или КБ, можно изменять мощность всего устройства. При этом можно получить как генерацию, так и потребление реактивной мощности таким устройством.

Если рассматривать регулируемый реактор и нерегулируемую КБ, то при равенстве их установленных мощностей результирующая мощность будет равна нулю. В процессе регулирования реактора его мощность снижается, и результирующая мощность будет носить емкостной характер. В пределе, когда мощность реактора будет близка к нулю, в сеть будет выдаваться только мощность КБ, т.е. эта схема может работать только в режиме генерации реактивной мощности.

Если данное устройство должно работать в режиме как генерации, так и потребления реактивной мощности, соотношение между мощностями реактора и КБ надо изменить. Мощность реактора в данном случае должна быть больше мощности КБ: например,  $Q_p = 2Q_{KB}$ . В этом случае результирующая мощность будет изменяться в диапазоне  $-1 \leq Q_{\Sigma} \leq 1$ .

Одной из существующих современных тенденций является замена СК на СТК.

**Управляемый шунтирующий реактор трансформаторного типа (УШРТ)** – модификация индуктивной части СТК при совмещении в одном устройстве трансформатора и реактора. Реактор способен работать только на поглощение реактивной мощности, обладая высоким быстродействием. Электрическая схема УШРТ приведена на рис. 2.49.



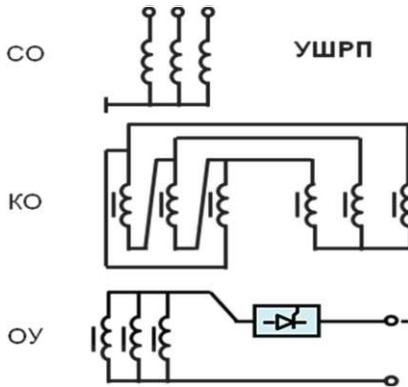
**Рис. 2.49. Управляемый шунтирующий реактор трансформаторного типа:**

СО – сетевая обмотка; КО – компенсационная обмотка;

ОУ – управляющая обмотка; Т – тиристорный преобразователь;

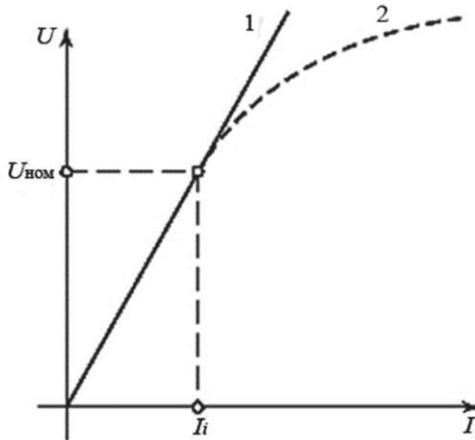
В – выключатель; Ф – фильтры высших гармоник

**Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы (УШРП).** Электрическая схема УШРП представлена на рис. 2.50.



**Рис. 2.50. Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы (УШРП):**  
 СО – сетевая обмотка; КО – компенсационная обмотка;  
 ОУ – управляющая обмотка

Статическая характеристика реактора со стальным сердечником при подмагничивании становится нелинейной (рис. 2.51), и изменяется его реактивное сопротивление.

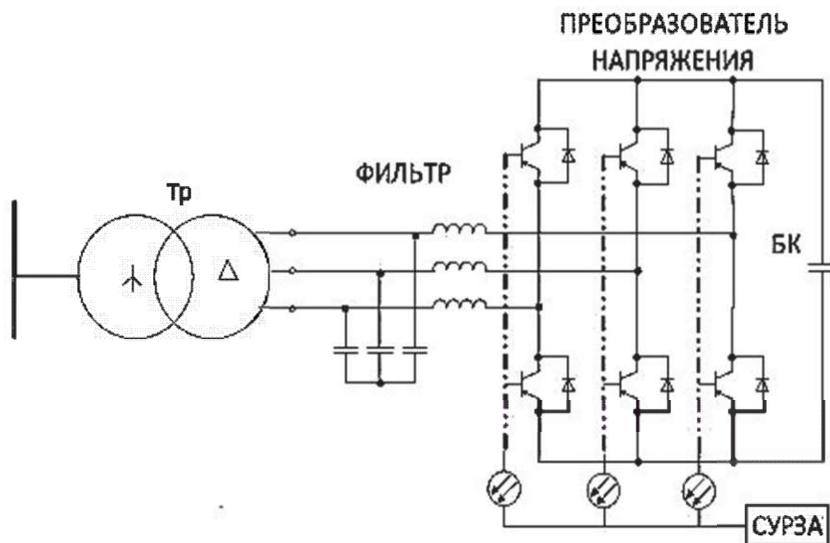


**Рис. 2.51. Статическая характеристика реактора со стальным сердечником**

Основные свойства УШРП – способность только поглощать избыточную реактивную мощность в сетях, относительно малое быстродействие, сравнительно невысокая стоимость. Это источник высших гармоник тока.

## Сетевые устройства FACTS-2 второго поколения на базе силовой электроники

**Компенсаторы реактивной мощности на базе преобразователя напряжения (СТАТКОМ).** Преобразователи, в которых используются полностью управляемые вентили силовые транзисторы или запираемые тиристоры, являющиеся основой построения СТАТКОМов (рис. 2.52). В этих полупроводниковых приборах, в отличие от неполностью управляемых вентилей, контролируется как момент открытия, так и момент закрытия путем воздействия на их систему управления. Кроме того, в схему входят и неуправляемые диоды. Такие преобразователи получили название *преобразователей напряжения* (ПН).



**Рис. 2.52. Компенсаторы реактивной мощности  
на базе преобразователя напряжения (СТАТКОМ)**

Принцип действия преобразователя напряжения основан на следующем. Из постоянного напряжения, неизменность которого обеспечивается конденсатором, с помощью соответствующих законов управления вентилями формируется несинусоидальное переменное напряжение на вентильной обмотке трансформатора. Вектор основной гармоники этого напряжения может изменять свое значение и фазу по отношению к вектору напряжения сети.

**Сопоставление СТАТКОМа и СТК.** Тиристорный преобразователь СТАТКОМа обеспечивает обмен реактивной мощностью между фазами сети. Благодаря этому СТАТКОМ способен как генерировать, так и потреблять реактивную мощность.

Поэтому:

- мощность тиристорного преобразователя СТАТКОМа на 20–30% больше мощности СТК;
  - мощность реакторов СТАТКОМа составляет 15–20%, а конденсаторов – 10–12% от полной мощности устройства;
  - мощность реакторов и конденсаторов СТК составляет по 100% мощности устройства;
  - при изменении напряжения сети СТАТКОМ автоматически и мгновенно изменяет реактивную мощность. Он обладает большим быстродействием, чем СТК;
  - стоимость СТАТКОМа на 25–30% выше, чем СТК.
- Схема включения СТАТКОМа приведена на рис. 2.53, а тиристорно-управляемого последовательного компенсатора – на рис. 2.54.

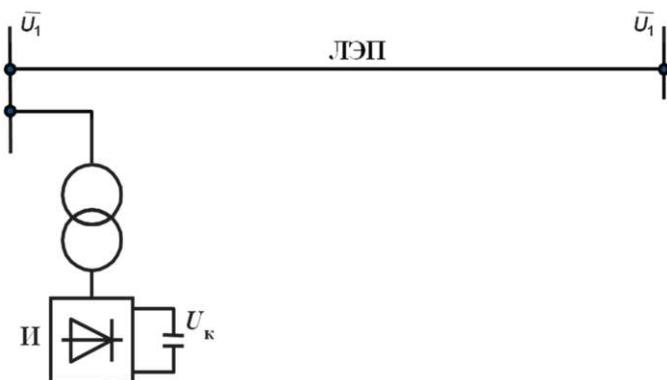


Рис. 2.53. Схема включения СТАТКОМ

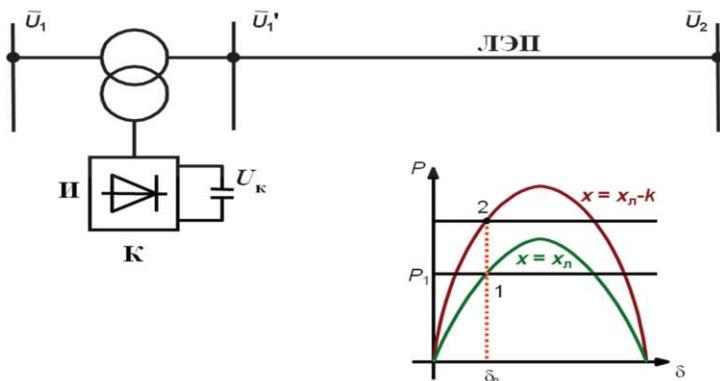


Рис. 2.54. Тиристорно-управляемый последовательный компенсатор (ТУПК)

**Устройства регулирования параметров сети.** Эти устройства предназначены для изменения сопротивления элементов сети (управление топологией сети), изменения пропускной способности сети, в том числе увеличения вплоть до ограничения по нагреву без нарушения условий устойчивости, перераспределения потоков мощности по параллельным линиям при изменении режимной ситуации.

Для перераспределения потоков мощности между линиями сложной сети требуется *регулируемая продольная компенсация*, причем управление сопротивлением линии должно осуществляться в темпе процессов, происходящих в электроэнергетической системе. Разработанные к настоящему времени приборы силовой электроники позволяют по-иному подойти к созданию быстродействующих устройств, предназначенных для регулирования режимов электрических сетей.

На рис. 2.55, 2.56 приведены функциональные схемы УУПК и ФПУ.

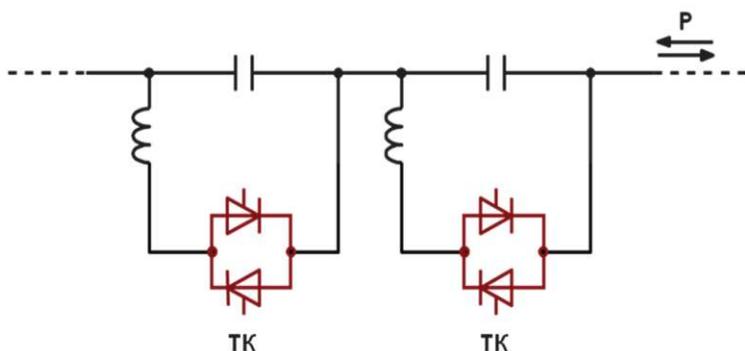


Рис. 2.55. Функциональная схема УУПК

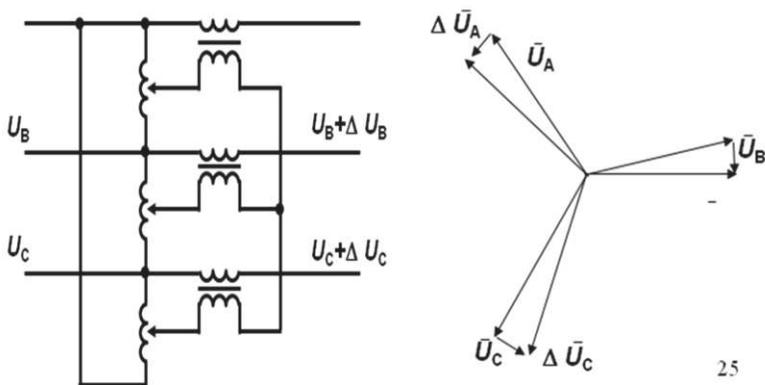


Рис. 2.56. Схема фазоворотного устройства

Управляемую продольную компенсацию линии можно осуществить, если изменить сопротивление конденсатора, включенного в линию.

При изменении степени компенсации линии любым способом будут изменяться и напряжения на выводах КБ, оставаясь практически всегда выше допустимых значений. Поэтому на выводах КБ необходимо включить шунтирующие реакторы для снижения этих напряжений до допустимых значений. Очевидно, эти реакторы также должны быть регулируемы.

К устройствам, позволяющим управлять мощностью, передаваемой по линии, относятся устройства, способные изменять фазный угол между напряжениями по концам линии – *фазопоротные устройства* (ФПУ). Такие устройства включаются в начале линии последовательно в каждую фазу.

Для создания ФПУ используется то обстоятельство, что напряжение каждой фазы сдвинуто по отношению к междуфазному напряжению двух других фаз на  $90^\circ$ . Схема ФПУ состоит из двух трансформаторов. Один из них представляет собой возбуждающий трансформатор, первичные обмотки которого соединены в треугольник и включены на междуфазные напряжения линии. К его вторичным обмоткам при соответствующих сочетаниях фаз подключаются с помощью тиристорных ключей первичные обмотки второго трансформатора, который и является собственно фазосдвигающим. Вторичные обмотки последнего включены последовательно в каждую фазу линии. Соединения обмоток этих двух трансформаторов предусматривают сдвиг на электрический угол  $90^\circ$  между напряжением данной фазы и напряжением последовательной обмотки.

В результате напряжение в начале линии представляет сумму двух напряжений: напряжения фазы и напряжения последовательной обмотки, сдвинутого по отношению к напряжению фазы на электрический угол  $90^\circ$ .

Угол  $\delta'$  между напряжениями по концам линии равен  $\delta' = \delta + \Delta\delta$ .

Угол  $\Delta\delta$  может регулироваться как по значению, так и по знаку. Поэтому угол  $\delta'$  может изменяться в желаемых пределах в сторону как увеличения, так и уменьшения, а значит, будет изменяться и передаваемая по линии мощность. При увеличении угла  $\delta'$  мощность будет увеличиваться, при уменьшении – уменьшаться. В то же время угол  $\delta$  между напряжениями  $U_1$  и  $U_2$  будет оставаться неизменным.

Изменение угла  $\Delta\delta$  производится средствами силовой электроники. Вторичная обмотка возбуждающего трансформатора состоит из нескольких отдельных секций, каждая из которых имеет разное количество витков и, следовательно, разное напряжение. Каждая из этих секций подключена к двум тиристорным ключам, один из которых работает при одной полярности секции, другой – при ее противоположной полярности. Через тиристорные ключи каждая из секций связана с первичной обмоткой трансформатора, включенного последовательно в линию.

**Объединенный регулятор потока мощности (ОРПМ).** Для создания управляемой (гибкой) линии необходимо использовать весь комплекс рассмотренных устройств, что скажется на экономических показателях линии и затруднит управление этим комплексом. Целесообразно иметь одно устройство, которое совмещало бы в себе выполнение всех упомянутых функций.

Преобразователи напряжения (ПН) могут быть использованы для создания гибких электропередач переменного тока. Такой преобразователь при отсутствии активной нагрузки в цепи постоянного тока может работать как управляемый источник или потребитель реактивной мощности. При этом он может быть включен параллельно в узле сети переменного тока, где требуется стабилизация напряжения, или в линию через последовательный трансформатор.

Преобразователь напряжения ПН через трансформатор включен параллельно линии в узле сети, к которому подключена линия (рис. 2.57).

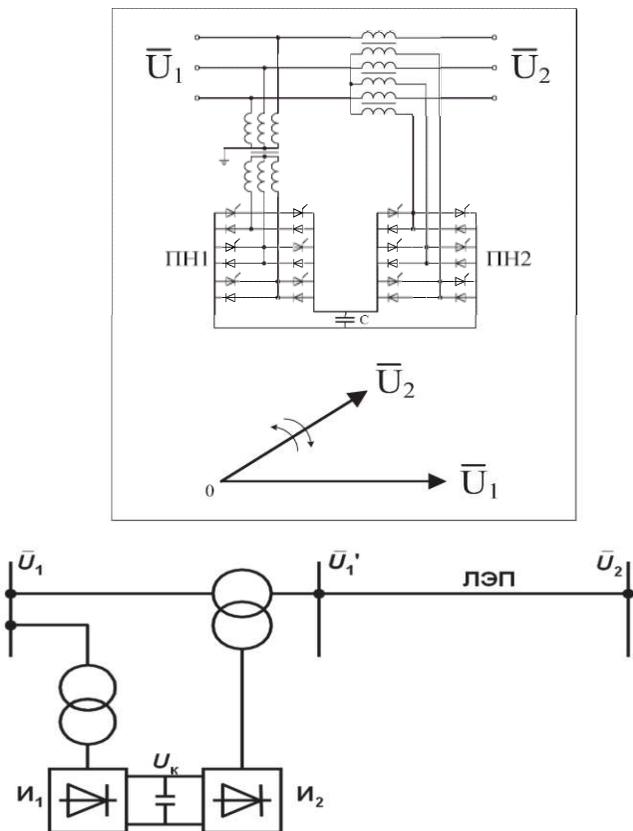


Рис. 2.57. Схема включения объединенного регулятора потока мощности (ОРПМ)

Здесь преобразователь выполняет роль синхронного компенсатора. В этом случае такой преобразователь называют *параллельным регулятором потоков мощности, или статическим компенсатором* (СТАТКОМ). Отметим, что СТАТКОМ можем использоваться не только в схемах управляемых линий, но и в других случаях, когда требуется стабилизировать напряжение в узлах сети.

Еще одна схема FACTS-2 является примером применения ПН, состоящим в том, что переменное напряжение преобразователя вводится в линию *последовательно* с помощью трансформатора, одна из обмоток которого включена в линию последовательно, к другой подключен сам преобразователь (рис. 2.58), причем такое включение может быть выполнено в любой точке линии: в ее начале, конце или на промежуточной подстанции. Здесь преобразователь, работая в режимах генерации или потребления реактивной мощности с помощью последовательной обмотки трансформатора, вводит в линию некоторое регулируемое напряжение  $\Delta U_K$ , сдвинутое по отношению к току линии на  $\pm 90^\circ$ , что эквивалентно *последовательному* включению емкости УПК или индуктивности.

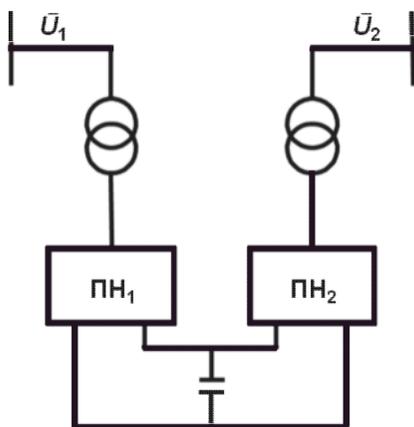


Рис. 2.58. Вставка постоянного тока (ВПТН) на базе СТАТКОМа

Изменение величины  $\Delta U_K$  будет эквивалентно изменению сопротивления  $x_k$  и, следовательно, общего сопротивления линии, что в свою очередь будет увеличивать или уменьшать ее пропускную способность. Это изменение будет регулируемым в зависимости от режима системы. При этом величина  $\Delta U_K$  должна изменяться пропорционально току линии, аналогично изменению напряжения на конденсаторах УПК. В этом случае во всех режимах работы линии будет сохраняться заданная степень компенсации. При необходимости степень

компенсации может изменяться по заданному закону, что также должно найти отражение в значении  $\Delta U_K$ . Поэтому в данном случае преобразователь должен быть оснащен регулятором, где входными величинами должны являться линии и закон изменения степени компенсации, а выходными – углы управления тиристорами преобразователя.

Введение в линию дополнительной индуктивности может оказаться полезным в режимах малых нагрузок для компенсации избыточной зарядной мощности линии. Отметим, что и в этом случае по причине указанного выше угла сдвига напряжения  $\Delta U_K$  по отношению к току активная мощность преобразователя равна нулю.

Таким образом, подобное включение преобразователя в линию аналогично применению управляемой УПК. В этом случае преобразователь называют *последовательным регулятором потоков мощности*.

Основное свойство – выходное напряжение ОРПМ – изменяется (регулируется) по модулю и фазе (векторное регулирование).

**Вставка постоянного тока (ВПТ).** Важная область применения ОПРМ при параллельном включении ПН<sub>1</sub> и ПН<sub>2</sub> в расщелку линии электропередачи – вставка постоянного тока, способная генерировать и потреблять реактивную мощность. В настоящее время в качестве преобразователей в электропередачах и вставках постоянного тока повсеместно используются статические управляемые вентилярные преобразователи. Эти преобразователи могут быть двух типов: преобразователи с неполностью управляемыми вентилями и преобразователи с полностью управляемыми вентилями.

К первому типу относится известная трехфазная мостовая схема. В этой схеме в качестве вентилей используются обычные тиристоры, у которых контролируется только момент их открытия путем подачи маломощного управляющего импульса на их управляющий электрод. Закрываются такие вентили при переходе протекающего в них тока через нуль, что происходит под воздействием иных факторов (не за счет подачи управляющего сигнала). Такие преобразователи обладают свойствами *преобразователей тока*.

В схеме ППТ электрическая энергия переменного тока, вырабатываемая генераторами передающей системы, преобразуется в энергию постоянного тока, в таком виде передана по линии, затем снова преобразуется, но уже в энергию переменного тока, и передается в приемную систему.

Преобразование электрической энергии осуществляется преобразователями П<sub>1</sub> и П<sub>2</sub>, связанными с передающей и приемной системами. Преобразователь, который преобразует энергию переменного тока от передающей системы в энергию постоянного тока, называется *выпрямителем*. Другой преобразователь, который получает энергию от выпрямителя и преобразует ее в энергию переменного тока, отдавая эту энергию в приемную систему, называется *инвертором*.

Преобразователи обладают свойством *реверсивности*: при необходимости изменения направления передачи мощности выпрямитель становится инвертором, а инвертор – выпрямителем.

Технические устройства выполняются на основе традиционных вставок постоянного тока (вставки на тиристорах).

В отличие от традиционной ВПТ вставки на базе СТАТКОМов не требуют установки дополнительных источников реактивной мощности; имеют повышенное быстродействие, высокую надежность и маневренность.

**Асинхронизированный компенсатор (АСК).** Технологию FACTS можно осуществлять с помощью не только статических устройств, но и вращающихся машин в комбинации с полупроводниковыми преобразователями. При этом собственно электрическая машина должна иметь не одну обмотку возбуждения, а две. В этом случае можно осуществить регулирование не только величины, но и фазы напряжения, а электрическая машина играет роль усилителя мощности, называясь асинхронизированной машиной.

По сравнению с синхронной асинхронизированная машина обладает большим диапазоном регулирования реактивной мощности, ограниченным лишь значениями номинальных токов статора и ротора и отсутствием ограничений по устойчивости.

Асинхронизированный компенсатор содержит на роторе две обмотки и специальную (векторную) систему регулирования возбуждения (рис. 2.59).

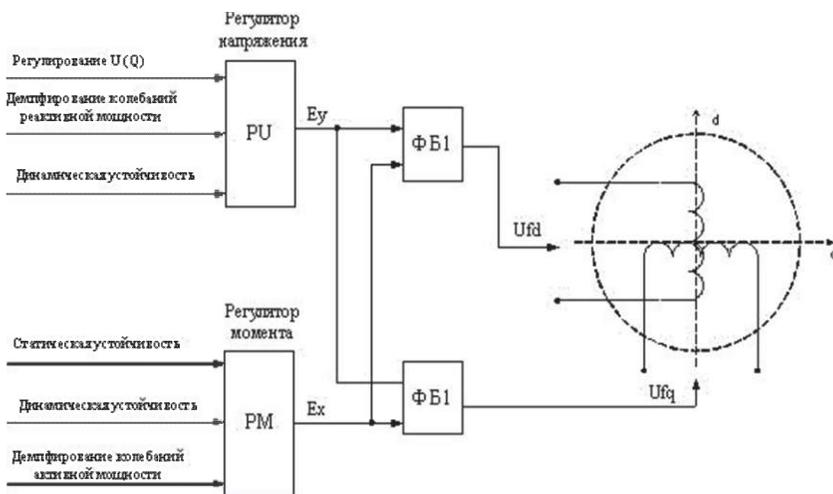


Рис. 2.59. Функциональная структура регулирования асинхронизированной машины

**Накопители электрической энергии.** Накопители электрической энергии являются важнейшим элементом будущих активно-адаптивных сетей. Они выполняют ряд функций: выравнивание графиков нагрузки в сети (накопление электрической энергии в периоды наличия избыточной (дешевой) энергии и выдачу в сеть в периоды дефицита), обеспечение в сочетании с устройствами FACTS повышения пределов устойчивости, обеспечение бесперебойного питания особо важных объектов, собственных нужд электростанций и подстанций, демпфирование колебаний мощности, стабилизации работы малоинерционных децентрализованных источников электрической энергии.

Разрешить эту ситуацию могли бы накопители энергии, запасующие энергию в периоды малого потребления и выдающие ее в «пиковое» время. До недавнего времени единственным приемлемым типом накопителя энергии являлись гидроаккумулирующие станции (ГАЭС). Однако энергоемкость и мощность существующих ГАЭС недостаточны по сравнению с требуемой маневренной мощностью, а их удельные энергетические параметры довольно низки. ГАЭС капиталоемки, затратны, требуют отчуждения больших площадей под водохранилища, и поэтому сооружение ГАЭС является сложной проблемой.

Накопители энергии делятся на электростатические, к которым относятся аккумуляторные батареи большой энергоемкости (АББЭ); накопители энергии на основе молекулярных конденсаторов; накопители энергии на основе низкотемпературных (охлаждение жидким гелем) сверхпроводников.

Все типы электростатических накопителей связываются с сетью через устройства силовой электроники – преобразователи тока или напряжения.

В настоящее время рядом зарубежных фирм начат выпуск и осуществляется довольно масштабное практическое применение СНЭ [11].

Молекулярные накопители проходят стадию создания и испытания опытных образцов. Сверхпроводниковый индуктивный накопитель энергии (СПИНЭ) – это одно из применений сверхпроводимости. Практическое применение в настоящее время нашли передвижные СПИНЭ сравнительно небольшой энергоемкости (до  $10^6$  дж.). Ожидается, что к 2025 г. будут созданы недорогие системы хранения энергии достаточной энергоемкости.

К электромашинным накопителям электроэнергии относятся два вида комплексов:

- синхронные машины с преобразователями частоты в первичной цепи маховиками на валу;
- асинхронизированные машины с маховиками на валу.

В настоящее время нет практических ограничений по созданию агрегатов первого типа мощности до 300–400 МВт и второго типа мощности 800–1600 МВт. Первый тип агрегатов имеет большой диапазон изменения скорости и большую способность использования кинетической энергии вращающихся машин, второй тип способен работать в диапазоне регулирования частоты вращения  $\pm 50\%$  от синхронной, имеет меньшую мощность преобразовательного устройства, чем в первом случае, обладает меньшей стоимостью и может быть выполнен на большую мощность. В России был разработан эскизный проект маховикового накопителя на основе асинхронизированной машины вертикального исполнения мощностью 200 МВт.

Выполнение накопителя энергии возможно на основе супермаховиков. Супермаховик изготавливается из сверхпрочного углеродного волокна, получаемого на основе нанотехнологий, и имеет удельную энергоёмкость 5–15 МДж/кг, или 1,4–4,17 кВт·ч/кг, что недостижимо для всех известных накопители энергии (электрохимические аккумуляторы, конденсаторы, пружины). Это объясняется тем, что супермаховик можно разогнать до огромных скоростей.

СТАТКОМ предназначен для управления напряжением, поскольку может быстро потреблять и выдавать реактивную мощность для стабилизации отклонения напряжения и делает его идеальным средством для создания схем связи накопителей энергии с ЭЭС (рис. 2.60).

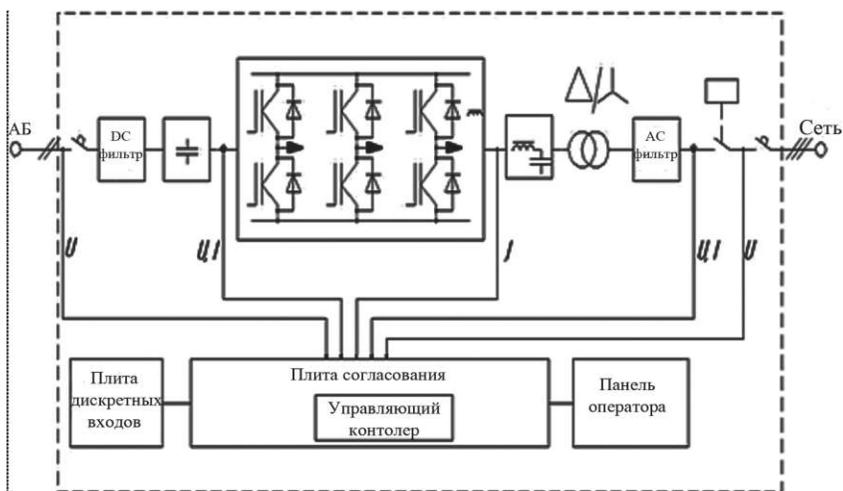


Рис. 2.60. Схема связи накопителей энергии с ЭЭС на базе СТАТКОМа

## Выводы

*Управляемые (гибкие) системы электропередачи переменного тока (FACTS) являются одной из наиболее перспективных электросетевых технологий. Суть ее состоит в том, что электрическая сеть из пассивного устройства транспорта электроэнергии превращается в устройство, активно участвующее в управлении режимами работы электрических сетей.*

Устройства управляемых (гибких) систем электропередачи переменного тока (FACTS) играют важную роль в повышении статической, динамической и результирующей устойчивости электроэнергетической системы. Благодаря быстрдействию описанных выше устройств они смогут изменять перетоки мощности по системообразующим связям и тем самым способствовать демпфированию колебаний роторов генераторов и повышению устойчивости системы.

Применение аппаратуры гибких линий позволит существенно изменить характеристики электроэнергетических систем и обойтись в ряде случаев без строительства новых линий для обеспечения передачи растущих потоков мощности, что стало в последнее время затруднительным в связи с целым рядом экономических, экологических и социальных проблем.

Устройства FACTS-1, реализующие скалярное регулирование режимных параметров, эффективны для обеспечения устойчивой и надежной передачи энергии переменным током по линиям электропередачи; обеспечения быстрого восстановления нормального режима после той или иной аварийной ситуации; предотвращения каскадного развития аварии («лавины» напряжения); обеспечения требуемого качества (уровня) напряжения и снижения потерь в электрических сетях и у потребителей.

Устройства, обеспечивающие компенсацию реактивной мощности FACTS-1, производство которых освоено отечественной промышленностью, широко используются в проектах строящихся и реконструируемых электросетевых объектов как основные устройства для обеспечения требуемого баланса реактивной мощности.

Основное влияние в настоящее время уделяется созданию и практическому применению в ЕЭС/ЕНЭС новейших устройств FACTS-2.

Новейшие устройства FACTS второго поколения (FACTS-2) основаны на базе полностью управляемых приборов силовой электроники (IGBT-транзисторы, IGBT-тиристоры и др.) и обеспечивают *быстродействующее векторное регулирование* режимных параметров. Благодаря такому регулированию FACTS-2 позволяют:

- повысить пропускную способность существующих линий вплоть до теплового предела по нагреву проводов;
- обеспечить принудительное распределение мощности в сложной неоднородной электрической сети в соответствии с требованиями диспетчера, что, в частности, позволяет увеличить в целом поток мощности в этом сечении, снизить потери мощности в электропередаче;

– повысить устойчивость системы;  
– обеспечить заданное регулирование (стабилизацию) уровней напряжения.

Ближайшими и важнейшими задачами в области FACTS является создание методики оценки системной эффективности и других нормативных документов для реализации масштабного внедрения в электроэнергетических системах России устройств и технологий FACTS, определение объектов их применения на период до 2020 г. для реализации технической политики до 2030 г., предусмотренных Концепцией технической политики ОАО РАО «ЕЭС России» и Положением технической политики ПАО «ФСК ЕЭС».

### Список рекомендуемой литературы

1. Основы современной энергетики: в 2 т. / под общ. ред. чл. корр. РАН Е.В. Аметистова. – 4-е изд. – М.: МЭИ, 2008.
2. Grid 2030: A National Version for Electricity's Second 100 Years. Office of Electric Transmission and Distribution, United State Department of Energy, July 2003.
3. European Smart Grids Technology Platform: Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future. European Commission, 2006.
4. Hingorani, Narain G Understanding FACTS. IEEE Press, 1999.
5. Худяков, В.В. Электропередачи постоянного тока и опыт их эксплуатации / В.В. Худяков. – М.: Издательство МЭИ, 1992.
6. Кошечев, Л.А. Электропередачи постоянного тока. Нужны ли они России? / Л.А. Кошечев // Электричество. – 1999. – № 3. – С. 29–36.
7. Кочкин, В.И. Режимы управляемых линий электропередачи / В.И. Кочкин, Ю.Г. Шакарян // Электричество. – 1997. – № 9. – С. 2–8.
8. Управляемые подмагничиванием электрические реакторы: сб. статей / под ред. А.М. Брянцева. – М.: Знак, 2004.
9. Кочкин, В.И. Управляемые линии электропередач / В.И. Кочкин, Ю.А. Дементьев // Электрические станции. – 1999. – № 2. – С. 31–38.
10. Шакарян, Ю.Г. Перспективы применения в ЕЭС России гибких (управляемых) электропередач переменного тока / В.В. Дорофеев, Ю.Г. Шакарян, В.И. Кочкин и др. // Электрические станции. – 2004. – № 8. – С. 10–13.
11. Шакарян, Ю.Г. Технологическая платформа (основные средства) Smart grid / Ю.Г. Шакарян, Н.Л. Новиков // Энергоэксперт – № 4. – 2009. – С. 30–37.

## ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

### Основные устройства управляемых систем передачи переменного тока в электрических сетях

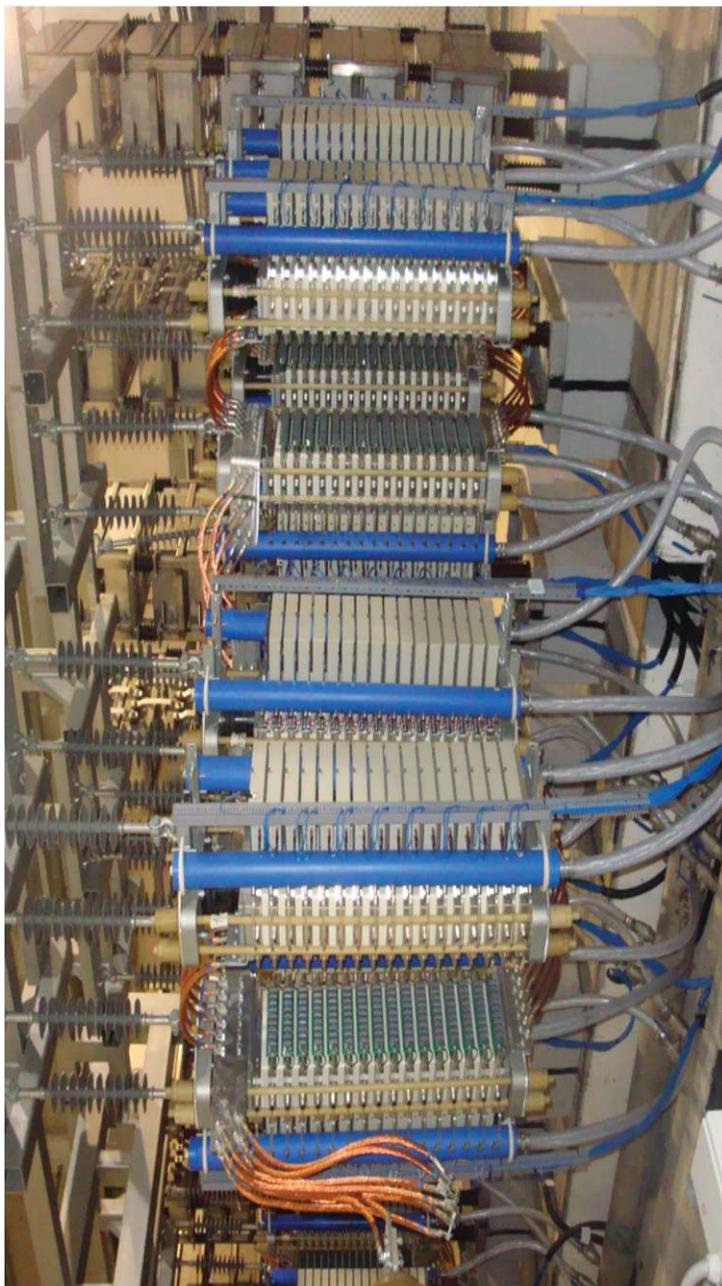
Наименование (рус.)	Обозначение (рус.)	Наименование (англ.)	Обозначение (англ.)
<i>Поперечные устройства</i>			
Статический тиристорный компенсатор	СТК	Static Var Compensator	SVC
Синхронный статический компенсатор реактивной мощности на базе преобразователя напряжения	СТАТКОМ	Synchronous static Compensator	STATCOM
Управляемый шунтирующий реактор с подмагничиванием	УШР	Magnetically controlled shunt reactor	MCSR
Асинхронизированный синхронный компенсатор	АСК	Asynchronous d synchronous condenser	ASC
<i>Продольные устройства</i>			
Неуправляемая продольная компенсация	УПК	Series capacitor	SC
Управляемая продольная компенсация	УУПК	Thyristor-controlled series capacitor	TCSC
<i>Продольно-поперечные устройства</i>			
Объединенный (параллельно-последовательный) регулятор потоков мощности	ОППМ	Unified Power Flow Controller	UPFC
Фазосдвигающий трансформатор, управляемый тиристорами	ФПУ	Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer	TCPST
<i>Устройства для объединения электроэнергетических систем</i>			
Вставка постоянного тока	ВПТ	Back-to-Back Scheme (Converter)	BtB



**Рис. 1. Асинхронизированный компенсатор типа АСК-100-4 мощностью 100 МВА на подстанции «Бескудниково»**



Рис. 2. СТК ± Мвар



**Рис. 3. П2.4 Компенсатор реактивной мощности на базе преобразователя напряжения (СТАТКОМ)**



Kokam's 56 Megawatt Energy Storage Project

Рис. 4. Накопитель энергии 56



Рис. 5. СНЭ. Мощность 1500 кВт (энергия 2500 кВт·ч)



## ЛОКТИОНОВ Сергей Викторович

Старший научный сотрудник, доцент кафедры «Электроэнергетические системы» НИУ МЭИ. Кандидат технических наук. Совмещает научно-исследовательскую деятельность с педагогической работой, читает курсы лекций для студентов НИУ МЭИ, а также для Центра подготовки и переподготовки «Электроэнергетика».

Является разработчиком алгоритмов определения углов регулирования фазосдвигающих трансформаторов по различным критериям.

Автор ряда научных статей и книг.

### **2.4. Применение и управление режимами с помощью фазорегулирующих трансформаторов в электрических сетях**

В последние несколько лет в мировой и отечественной литературе повышенное внимание уделяется проблеме управляемости энергосистем. С одной стороны, это обусловлено введением рыночных отношений в электроэнергетике и децентрализацией управления ряда энергообъединений, требующей повышения гибкости их работы, а с другой – появлением нового класса регулирующих устройств, базирующихся на применении силовой электроники.

Одной из наиболее перспективных электросетевых технологий является применение управляемых систем электропередачи FACTS. Суть этой технологии состоит том, что электрическая сеть из пассивного устройства транспорта электроэнергии превращается в устройство, активно участвующее в управлении режимами работы электрических сетей. Благодаря этому удается осуществлять стабилизацию напряжения, демпфировать низкочастотные колебания, повышать статическую и динамическую устойчивость, управлять значением пропускной способности линии электропередачи, перераспределять между параллельными линиями потоки мощности, оптимизируя их в установившихся режимах и снижая потери мощности, перенаправлять потоки по сохранившимся после аварий линиям электропередачи, не опасаясь нарушения устойчивости, тем самым обеспечивая повышение надежности электроснабжения потребителей. Применение устройств

FACTS позволяет в ряде случаев отказаться от сооружения новых линий электропередачи за счет большей загрузки уже существующих.

Большой интерес к перспективам применения устройств FACTS в Единой энергосистеме России обусловлен наличием таких проблем, как недостаточная пропускная способность системообразующих электрических сетей, слабая управляемость сетей и недостаточный объем устройств регулирования напряжения и реактивной мощности, неоптимальное распределение потоков мощности по линиям электропередачи разного класса напряжения.

Одним из известных и применяемых элементов, относящихся к FACTS-оборудованию, является фазосдвигающий трансформатор (ФСТ); в технической литературе применяется также название «фазорегулирующий трансформатор» (ФРТ). Это устройство, позволяющее осуществить преднамеренное поперечное регулирование напряжения, в результате чего изменяется угол между векторами напряжений по концам электропередачи (в которую включен ФСТ) и, как следствие, происходит желаемое изменение мощности, передаваемой по этой электропередаче, вне зависимости от параметров шунтирующих связей.

ФСТ способен перераспределять потоки мощности, оптимизируя их для снижения потерь мощности или по какому-то иному критерию. ФСТ помогает перенаправлять потоки мощности от производителя к потребителю в рыночных условиях по заранее заданному маршруту, обходя «узкие» места. Приведем краткий обзор применения ФСТ, основываясь на данных международных источников.

Механический ФСТ применяется около 25 лет. Предпринимались попытки создать тиристорно-управляемый ФСТ. В Великобритании для регулирования перетоков мощности в 1999 г. было введено в работу 13 ФСТ с поперечным регулированием. При этом пропускная способность основной сети 400 кВ и 275 кВ выросла на 22%. Рассматривая возможность внедрения ФСТ в электрическую сеть, разные страны или энергокомпании решали свои задачи. Учет их опыта и наработок будет интересен при рассмотрении возможности установки ФСТ в нашей стране.

В СССР была предпринята попытка применения трансформаторов поперечного регулирования (ТПР) на электропередаче 750 кВ Донбасс – Западная Украина. Для этого были изготовлены специальные трансформаторы для поперечного регулирования напряжения на автотрансформаторах (АТ) 750/330 кВ. Предполагалось, что это решение позволит не только повысить экономичность работы замкнутых сетей 330 кВ и 750 кВ, но и расширить возможности оперативного управления перетоками мощности по линиям 750 и 330 кВ, устраняя при необходимости перегрузку отдельных элементов, что окажет положительное влияние на повышение надежности работы схемы сети в целом.

Включение специального трансформатора в нейтраль АТ 750/330 кВ создает сдвиг фаз до  $12^\circ$ , что в конкретной электрической сети вызывает

изменение перетока мощности через АТ на 250–400 МВт. На трех подстанциях: Донбасской, Днепровской и Винницкой – было установлено четыре группы ТПР. Помимо снижения потерь энергии в сетях, при включении ТПР достигалось в ряде случаев ощутимое повышение пропускной способности сети. Однако реализация возможного эффекта от снижения потерь энергии в сетях за счет действия ТПР сдерживалась отсутствием условий нормальной эксплуатации ТПР, что было вызвано в первую очередь их аварийными или профилактическими отключениями. Причинами этих отключений являлись в основном производственные дефекты изготовленных ТПР.

Имеющийся опыт показал, что установка ТПР будет оправданной только при условии повышения качества изготовления и монтажа, а также организации оперативной текущей системы управления положением ТПР в текущих режимах. Вследствие переменного характера режима работы передачи 750/330 кВ исполнение трансформатора поперечного регулирования должно предусматривать возможность реверса поперечной ЭДС под нагрузкой. Установка ТПР на нескольких подстанциях сети, имеющей много контуров, требует специальной системы управления этими устройствами. Проведенные расчеты показали, что какие-либо простые и надежные критерии для изменения величины поперечной ЭДС на каждой подстанции в этих условиях получить невозможно. Для определения оптимальных значений поперечных ЭДС в каждом конкретном режиме необходим предварительный расчет режима всей сети 330–750 кВ с оптимизацией его по комплексным коэффициентам трансформации АТ 750/330 кВ. При этом серьезную проблему при управлении устройствами поперечного регулирования будет представлять необходимость контроля перетоков мощности по некоторым сильно нагруженным внутрисистемным линиям 330 кВ, чтобы нагрузка этих линий при изменении поперечных э.д.с. не превысила допустимого значения по условиям нагрева проводов.

По указанным выше причинам фазосдвигающие трансформаторы не получили распространения в ЕЭС России.

Проблемами ФСТ занимался Институт электроэнергетики Молдавской академии наук. Совместно с Запорожским трансформаторным заводом им был разработан ФСТ на 110 кВ, в частности, для плавки гололеда в Одесской области. Однако по причине распада СССР данный проект не был реализован.

Распад СССР и образование СНГ вызывает необходимость контроля и управления перетоками мощности на межгосударственных линиях электропередачи. Это может привести к попыткам осуществлять такое управление путем установки фазосдвигающих трансформаторов на границах государств. Такой прецедент создан на границе между Казахстаном и Россией.

Западная зона ЕЭС Казахстана имеет электрическую связь с Северной зоной по трем существующим ВЛ 220 кВ объединенной

энергосистемы Урала – Актюбинский энергоузел. Пропускная способность указанного сечения при его работе на напряжении 220 кВ составляет 600 МВт. Перевод одной из ВЛ на номинальное напряжение 500 кВ увеличит пропускную способность данного сечения до 1000 МВт. Все перечисленные линии электропередачи проходят в основном по территории России. РАО «ЕЭС России» и ФСК ЕЭС не дали своего согласия на транзит электроэнергии от Экибастузских ГРЭС в Западную зону ЕЭС Казахстана по указанным ВЛ.

Поскольку дефицит мощности в Актюбинском энергоузле в 2007 г. достиг 275 МВт, а к 2015 г. планировалось его увеличение до 600 МВт, правительство Казахстана приняло решение о строительстве ВЛ 500 кВ Северный Казахстан–Актюбинская область, трасса которой пройдет по территории республики. Строительство новой электропередачи 500 кВ, протяженность которой составляет около 500 км, при ее традиционном исполнении не позволит загрузить эту линию, так как она окажется «электрически шунтирована» линиями юга России. Поэтому возникла необходимость в установке устройства, позволяющего регулировать величину передаваемой мощности по этой электропередаче 500 кВ. Таким устройством является фазосдвигающий трансформатор, установка которого впервые на пространстве СНГ была реализована на межсистемной связи 500 кВ Северный Казахстан–Актюбинская область.

Проведенные расчеты электрических режимов полной схемы замещения ЕЭС Казахстана с учетом примыкающих сетей ОЭС Сибири и ОЭС Урала показали, что требуемое значение потока мощности по ВЛ 500 кВ достигается при угле фазового сдвига ФСТ, равном  $20^\circ$ .

В России первый тиристорно-управляемый ФСТ планировали установить в 2015–2016 гг. в районе Омска на подстанции Восход 220 кВ. Однако этот проект в настоящее время не реализован.

Проблема установки ФСТ возникала в Чехии. В прошлом межгосударственные линии электропередачи электрической сети Чехии использовались для передачи электроэнергии с Востока на Запад в рамках международного энергообъединения стран СЭВ. В настоящее время магистральные линии электропередачи Чехии, как и Словакии, загружены потоками мощности для межгосударственного обмена электроэнергией и мощность передается, главным образом, с Севера на Юг. Увеличение потоков мощности в направлении, на которое не были рассчитаны основные электрические сети при их построении, приводит к перегрузке линий электропередачи, к увеличению потерь и риска возникновения аварийных ситуаций. Обычные способы развития электрических сетей, основанные на реконструкции существующих линий электропередачи и строительстве новых линий, не являются достаточно быстрыми, и их реализация затруднена вследствие высокой стоимости, сложности в получении новых коридоров для ВЛ и наличия жестких экологических ограничений. ФСТ были

признаны наиболее эффективным средством с точки зрения времени, необходимого для их монтажа, и степени их воздействия на потоки мощности. Были рассмотрены следующие варианты:

1) ФСТ мощностью от 800 до 1000 МВА с диапазоном регулирования угла фазового сдвига  $\pm 30^\circ$  в сети 400 кВ;

2) ФСТ мощностью 400 МВА с диапазоном регулирования угла фазового сдвига  $\pm 35^\circ$  в сети 220 кВ.

В связи с высокими финансовыми затратами было рекомендовано разбить проект на две фазы. На первой фазе два ФСТ должны быть размещены в сети 400 кВ. После анализа опыта их эксплуатации еще два ФСТ предполагалось установить в сети 220 кВ, чтобы реализовать проект целиком.

Установка ФСТ приведет к существенному перераспределению потоков мощности не только в Чехии, но и в электроэнергетических системах (ЭЭС) других стран и прежде всего – в Польше. Это вызовет серьезные изменения как в загрузке линий электропередачи, так и в потерях мощности в сетях. Возникает риск перегрузки линий и даже выхода их из строя. Поэтому обстоятельства установки ФСТ в Чехии и возможности управления ими должны быть согласованы с системными операторами соседних стран.

Полная реализация проекта позволит увеличить потоки мощности в выгодном для Чехии направлении на 1000 МВт. Регулирование перетоков мощности даст возможность увеличить экспортные потоки мощности из Чехии в соседние государства.

Установка ФСТ намного выгоднее, чем организация международного координированного диспетчерского управления, реконструкция или строительство новых линий электропередачи. Затраты на ФСТ значительно меньше, чем на быстродействующие устройства FACTS. С другой стороны, стоимость ФСТ существенно превышает стоимость обычных трансформаторов, устанавливаемых в электрических сетях.

Проблема повышения эффективности работы основной электрической сети рассматривалась в Португалии. Отмечалось, что развитие электрической сети ограничивается экологическими и социальными факторами, затрудняющими строительство новых линий электропередачи. Решению указанных проблем может способствовать применение устройств FACTS, позволяющих перераспределять потоки мощности по линиям, оптимизировать работу ЭЭС и отложить необходимость в строительстве новых линий. Основная сеть Португалии содержит ВЛ напряжением 400 кВ и 220 кВ. Большой объем источников генерирующей мощности, мощность которых значительно превышает мощность местной нагрузки, находится в северо-восточной зоне Португалии. Поэтому мощность должна транспортироваться к основным центрам нагрузки: к городам Лиссабон, Порто и Коимбра.

Существующая конфигурация электрической сети Португалии базируется в основном на ВЛ 220 кВ, на которых наблюдаются перегрузки. Введение открытого рынка электроэнергии обострило эту ситуацию и увеличило число «узких мест». Для решения проблемы необходимо усилить либо ВЛ 400 кВ, либо ВЛ 220 кВ. Однако даже если построить новую линию 400 кВ, то вследствие неоднородности линии 400 кВ будут недогружены, а линии 220 кВ – перегружены.

Предлагается перенаправить потоки мощности по существующим линиям 400 кВ коридора «север–юг» к основным центрам нагрузки на юге и при этом снизить потери активной мощности. В данном проекте представляет интерес только управление перетоком активной мощности в установившемся режиме, поэтому построение линии 400 кВ с фазосдвигающим трансформатором оказывается более эффективным, чем использование других видов устройств FACTS. Кроме сокращения потерь мощности, ФСТ позволит разгрузить сеть 220 кВ. Высокая степень адаптируемости ФСТ очень важна ввиду неопределенности, связанной со строительством новых электростанций на возобновляемых источниках энергии.

В процессе выбора того или иного устройства FACTS учитываются различные аспекты: надежность, простота в обслуживании, стоимость устройства и его установки, перспективы дальнейшего развития.

Энергосистема Нидерландов имеет пять межсистемных линий электропередачи, связывающих ее с энергосистемами соседних стран: Бельгии и Германии. Южная часть страны ближе к центру сложнотоположенной электрической сети континентального европейского энергообъединения, чем северная часть. В связи с этим импорт мощности вызывает тяжелую загрузку южных линий электропередачи, поэтому были рассмотрены различные варианты решения этой проблемы. Строительство дополнительных линий электропередачи требует длительного времени; лучшим решением является установка фазосдвигающего трансформатора. Расположение ФСТ в г. Meeden дало возможность увеличить импорт в северной части страны, распределив нагрузку межсистемных линий электропередачи более равномерно. Практически потребовалось установить два ФСТ, поскольку межсистемная связь содержит двойной контур. В 2002 и 2003 гг. были установлены два ФСТ с диапазоном  $\pm 30^\circ$  и номинальной мощностью 1000 МВА. На немецкой стороне нидерландско-немецкой межсистемной линии электропередачи также установлен ФСТ с диапазоном  $\pm 12^\circ$  и номинальной мощностью 1200 МВА.

Либерализация рынка электроэнергии и возрастающая доля энергии, вырабатываемой на ветровых электростанциях, существенно увеличили перетоки мощности между странами, что привело к нескольким критическим эксплуатационным ситуациям. По этой причине в Бельгии планировалось установить два ФСТ в 2007 и 2008 гг. Два ФСТ необходимы, чтобы получить полный контроль над межсистемными линиями. Оба ФСТ будут иметь номинальную мощность

1400 МВА и угловой диапазон  $\pm 25^\circ$ . Кроме того, еще один ФСТ будет установлен на бельгийско-французской границе, чтобы облегчить решение местных проблем. Его параметры: номинальная мощность 400 МВА, диапазон регулирования от  $-15^\circ$  до  $+3^\circ$ .

Планируется, что существующие и устанавливаемые ФСТ значительно увеличат пропускную способность межсистемных связей, что будет способствовать развитию торговли электроэнергией между соседними странами.

Системные операторы Нидерландов и Германии достигли договоренности об усилении межгосударственных электрических связей между двумя странами. Было решено к 2012 г. построить новую межсистемную связь на нидерландско-немецкой границе. Наибольшее приращение пропускной способности обеспечивают вариант строительства двухцепной линии 400 кВ и вариант с дополнительной установкой ФСТ в линии и модернизация существующего ФСТ. Однако технико-экономическое сопоставление этих вариантов показывает, что выгода от приращения пропускной способности, полученная в результате установки нового ФСТ и модернизации существующего ФСТ, недостаточна, чтобы окупить затраты на сооружение и модернизацию этих ФСТ. Поэтому был сделан вывод о том, что наиболее целесообразным является строительство новой межгосударственной высоковольтной ВЛ.

На выбор места включения и параметры регулирующего трансформатора влияет критерий установки ФСТ. Это хорошо просматривается на примере энергосистемы Швейцарии. В зависимости от принятого критерия (снижение потерь мощности, обеспечение критерия по надежности n-1 или иного критерия) получатся различные места установки ФСТ и разное их количество.

Электрическая сеть 380/220 кВ швейцарской энергосистемы имеет сложнзамкнутую топологию с относительно маленькими средними длинами линий электропередачи 50–100 км. По сети 220 кВ осуществляется передача электроэнергии внутри страны, в то время как электрическая сеть 380 кВ используется главным образом для международных обменов мощностью и играет очень важную роль в энергообъединении UCTE. По линиям швейцарской энергосистемы осуществляется значительный обмен мощности между Францией, Германией и Италией. С введением открытого рынка электроэнергии и отменой госконтроля за торговлей происходит увеличение обменов мощностью по причине конкуренции между генерирующими компаниями и из-за контрактов, заключенных непосредственно между производителями и потребителями электроэнергии. Если эти обмены не регулируются, могут появиться проблемы с перетоками мощности и некоторые линии могут оказаться перегруженными. Перед открытием рынка регулирование потоками мощности осуществлялось главным образом диспетчерскими службами. В условиях либерализации этот вид контроля с осуществлением учета ограничений по пропускной

способности связей подчинен рынку услуг. В связи с этим системный оператор должен иметь способ более эффективно использовать линии электропередачи, управляя перетоками мощности, для чего могут быть использованы ФСТ.

Было рассмотрено несколько возможных сценариев увеличения дополнительного обмена мощностью между Германией и Италией с учетом тепловых ограничений и ограничений по напряжению. В результате исследований определены оптимальное число, мощность, диапазоны регулирования и расположение фазосдвигающих трансформаторов. Целью установки ФСТ является увеличение обменной мощности от Германии к Италии при соблюдении эксплуатационных ограничений. Установка ФСТ позволяет увеличить пропускную способность электрической сети, управляя перетоками мощности. Первый ФСТ обеспечивает дополнительный обмен мощности, равный 900 МВт. При увеличении числа фазосдвигающих устройств их эффективность уменьшается. Достаточный обмен мощностью достигается при установке четырех устройств.

В исследовании было также рассмотрено решение другой задачи: проведен выбор фазосдвигающих устройств, чтобы обеспечить выполнение критерия надежности n-1. По очереди рассмотрено отключение каждой линии и каждого трансформатора и выбрано оптимальное наименьшее число ФСТ, их мощность, диапазон регулирования и расположение, позволяющие снять перегрузки и избежать недопустимого снижения напряжения во всех рассмотренных ситуациях. При отключении одной из линий или одного из трансформаторов происходят перегрузки 18 линий, расположенных в трех зонах, т.е. критерий n-1 не выполняется. Любой перегрузки позволяет избежать установка четырех ФСТ. При этом расположение этих ФСТ не соответствует расположению предыдущих ФСТ, соответствующему работе всех линий и всех трансформаторов при наибольшем возможном перетоке мощности из Германии в Италию.

Далее было проведено еще одно исследование, целью которого является обеспечение более полного управления потоками мощности в районе швейцарско-итальянской границы для устранения любых перегрузок, в том числе обусловленных неправильно выбранными настройками ФСТ. Для обеспечения максимального контроля потоков на межгосударственных линиях электропередачи необходимо установить восемь ФСТ. В результате проведенного исследования был сделан вывод о том, что необходимо координировать настройки различных ФСТ с учетом критерия n-1 (при отключении линий).

В данной работе также была рассмотрена методология выбора оптимального расположения и координированной настройки фазосдвигающих трансформаторов в энергосистеме. Результаты исследований свидетельствуют об эффективности применения ФСТ для швейцарской электрической сети. Оптимальное расположение ФСТ

позволяет увеличить активную мощность, передаваемую от Германии к Италии. Было определено число ФСТ, без которых не может быть обеспечена достаточная обменная мощность. Эффективность координированной настройки нескольких ФСТ зависит из топологии электрической сети. Организация правильной координированной настройки позволяет с помощью ФСТ обеспечить передачу требуемой мощности при выполнении критерия  $n-1$  (отключение линии электропередачи).

В России также проводились исследования по определению оптимального места расположения ФСТ по критерию минимальных потерь активной мощности – в частности, одним из авторов данного издания.

При планировании установки ФСТ необходимо провести тщательную технико-экономическую экспертизу. Необходима стратегия развития данных сетей, четкая продуманность и выверенность решений. Например, опыт установки ФСТ в электрической сети 230 кВ США недалеко от подстанции Кайента оказался неудачным, поскольку при последующем строительстве линий электропередачи 345 кВ и 500 кВ вследствие перераспределения потоков мощности этот ФСТ оказался неэффективным и ненужным.

При работе с ФСТ возникают два основных вопроса: поиск оптимального места его установки по тем или иным критериям и определение угла регулирования ФСТ. Установка и управление ФСТ требуют принятия выверенных и четких решений. Одной из целей установки ФСТ является снижение потерь активной мощности путем перераспределения ее потоков между ветвями замкнутых контуров. Особенно это эффективно, когда речь идет о транзитных линиях высокого напряжения, шунтируемых линиями более низкого напряжения. Например, линия номинальным напряжением 500 кВ шунтируется линией 220 кВ. Проблемой является поиск оптимального места установки ФСТ в контуре, а также нахождение оптимального угла регулирования по критерию минимальных потерь мощности.

Было много попыток создания алгоритма нахождения оптимального места установки ФСТ, и предлагались различные методики: по наибольшему реактивному сопротивлению ветви, по наибольшему значению производной, взято по углу регулирования и т.д. Однако все они имели определенные недостатки. Так, некоторые методики не учитывали сопротивление самого ФСТ, а оно значительно и сопоставимо с сопротивлением линии, в которое он включен. Наибольшее затруднение вызвало нахождение оптимального угла регулирования ФСТ. Во всех предлагаемых методиках поиск угла осуществлялся методом перебора. Аналитическое выражение угла отсутствовало во всех методиках. Это создавало неудобство, тем более если ставятся амбициозные задачи по созданию тиристорно-управляемого ФСТ. В таком случае поиск угла регулирования методом перебора будет явно неудачным решением. Такие ФСТ потребуют создания программного обеспечения, и метод перебора здесь явно неуместен.

Впервые была получена аналитическая формула нахождения оптимального угла регулирования ФСТ по критерию минимальных потерь на основе совершенно иной методики, которую ранее не применяли исследователи данной проблемы. Решалась практическая задача, как надо перераспределить потоки мощности в контуре, чтобы получить минимальное значение потерь активной мощности. В основу исследования был положен принцип существования баланса мощности в узле. Принималось, что мощность нагрузки узла постоянна. Если подтекающие или оттекающие мощности по ветвям изменились за счет перераспределения потоков мощностей в контуре вследствие работы ФСТ, то их сумма все равно равна мощности нагрузки узла, которая остается неизменной. Составлялись уравнения мощностей по принципу «было–стало», затем они решались, находился оптимальный угол ФСТ, и с его помощью рассчитывались потери активной мощности в контуре.

В процессе вывода формулы были получены интересные результаты. Во-первых, подтвердилось одно из допущений при выводе формулы оптимального угла регулирования о том, что значения напряжений в узлах сильно не меняются, так как для снижения потерь активной мощности в контуре требуется установить небольшое значение угла регулирования ФСТ. В сетях высокого номинального напряжения допускается раздельное регулирование активной и реактивной мощности. Активные сопротивления элементов электрических сетей высокого напряжения намного меньше реактивных, поэтому распределение реактивных мощностей определяется в основном уровнями напряжения, а активных мощностей – фазными углами векторов напряжений. Следовательно, величину активной мощности можно регулировать с помощью угла сдвига между векторами напряжения, а реактивную мощность с помощью величины модуля напряжения. Этим свойством пользуются при применении ФСТ.

Изменяя угол между векторами напряжения с помощью ФСТ, мы практически не затрагиваем модуль напряжения в узлах. Таким образом, ФСТ воздействует в основном на потоки активной мощности, и лишь опосредованно, в силу изменения этих потоков, – на значение напряжения в узлах. Поэтому допущение о незначительном изменении значений напряжений в узлах (считая их постоянными) при выводе формулы можно считать правомерным.

Выяснилось также, что сильное влияние оказывает реактивное сопротивление ФСТ на изменение потоков мощности. Нельзя пренебрегать в расчетах таким значительным сопротивлением, потому что оно по сути является продольным реактором и перераспределяет активную мощность своим реактивным сопротивлением. Если представлять ФСТ как идеальный регулятор, не обладающий своим сопротивлением, то становится все равно, куда устанавливать в контуре такой регулятор: в линию 220 кВ или в линию 500 кВ. Однако в действительности это не так. Реальный, обладающий сопротивлением ФСТ лучше устанавливать в линию меньшего напряжения.

Поэтому необходимо учитывать перераспределение активной мощности за счет реактивного сопротивления ФСТ путем введения дополнительных уравнений, учитывающих данный эффект. В процессе вывода формулы оптимального угла регулирования выяснилось, что можно пренебречь зарядными мощностями линий (представленных в виде шунтов), что практически не оказывало влияния на значение угла регулирования, потому что зарядные мощности линий влияют на модуль вектора напряжения в узлах, а не на его фазу. Воздействие ФСТ на перетоки мощности по ветвям ограничено в основном своим контуром, в который он включен. Это было видно по величинам производных взятых как изменения взаимного угла векторов напряжений от величины угла регулирования ФСТ. Чем дальше ветви или контур от ФСТ, тем меньше значения производных. Это значит, что влияние ФСТ на перераспределение потоков активной мощности в ветвях уменьшается по мере их удаления от места его установки. Поэтому при анализе влияния ФСТ можно рассматривать не всю систему, а только сам контур и основные значимые ветви, примыкающие к нему. Это сильно упрощает задачу, но в то же время предъявляет повышенные требования к точности эквивалентирования системы. В проводимых исследованиях оптимальное место установки ФСТ определялось по критерию минимума потерь активной мощности. Сами потери активной мощности находились с помощью рассчитанного аналитическим способом значения угла регулирования ФСТ. В процессе дальнейшего исследования режимов работы электрической сети с ФСТ возникла другая практическая задача: ФСТ уже установлен в ветви, и требуется найти значение угла, при котором в определенной ветви контура обеспечивается требуемой переток активной мощности. Найти угол регулирования ФСТ можно методом перебора. Но можно, применив данную методику, и с помощью уравнений мощности аналитически рассчитать значение угла ФСТ, который нужно будет установить для получения интересующего значения потока мощности в нужной ветви. Таким образом, предложенная методика оказалась универсальной. Кратко рассмотрим данную методику.

Для вывода уравнений, позволяющих определить оптимальный угол и место установки фазосдвигающего трансформатора по критерию минимальных потерь, воспользуемся известными уравнениями мощности. Для этого рассмотрим ветвь (рис. 2.61), мощности в начале и конце которой определяются как

$$P = U_1^2 y \sin \alpha + U_1 U_2 y \sin(\delta - \alpha); \quad (2.1)$$

$$P' = -U_2^2 y \sin \alpha + U_1 U_2 y \sin(\delta + \alpha), \quad (2.2)$$

где  $y = \frac{1}{\sqrt{R^2 + X^2}}$ ;  $\alpha = \arctg \frac{R}{X}$ ;  $U_1, U_2$  – модули напряжения в начале и в конце ветви соответственно;  $\delta$  – угол между векторами напряжения  $U_1$  и  $U_2$ .



Рис. 2.61. Мощности в начале и в конце ветви

Значение потерь мощности в ветви определяется как

$$\Delta P = P - P' \quad (2.3)$$

или через (2.1) и (2.2):

$$\begin{aligned} \Delta P &= U_1^2 y \sin \alpha + U_1 U_2 y \sin(\delta - \alpha) + U_2^2 y \sin \alpha - U_1 U_2 y \sin(\delta + \alpha) = \\ &= y \sin \alpha (U_1^2 + U_2^2) + U_1 U_2 y [\sin(\delta - \alpha) - \sin(\delta + \alpha)]. \end{aligned} \quad (2.4)$$

Произведем разложение разности синусов, получим

$$\Delta P = y \sin \alpha (U_1^2 + U_2^2) - 2U_1 U_2 y \sin \alpha \cos \delta = y \sin \alpha (U_1^2 + U_2^2 - 2U_1 U_2 \cos \delta), \quad (2.5)$$

где

$$\sin \alpha = \sin(\operatorname{arctg} \frac{R}{X}) = \sin(\arcsin \frac{R/X}{\sqrt{1 + (R/X)^2}})$$

или

$$y \sin \alpha = \frac{R/X}{\sqrt{(R^2 + X^2)[1 + (R/X)^2]}} = \frac{R}{\sqrt{(R^2 + X^2)(R^2 + X^2)}} = \frac{R}{R^2 + X^2}. \quad (2.6)$$

Потери активной мощности в ветви с помощью (6) выражаются в виде:

$$\Delta P = \frac{R}{R^2 + X^2} (U_1^2 + U_2^2 - 2U_1 U_2 \cos \delta).$$

Выражение для потерь мощности для любой схемы, состоящей из любого количества ветвей при отсутствии в ней регулирующих элементов (или для начального режима при угле регулирования ФСТ  $\theta = 0^\circ$ ), можно записать в общем виде, обозначив  $i$  как начало ветви, а  $j$  — как ее конец:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\Sigma}^{(0)} &= \sum_{\substack{i=1 \\ j=1}}^n \frac{R_{ij}}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} (U_i^2 + U_j^2 - 2U_i U_j \cos \delta_{ij}^{(0)}) = \\ &= \sum_{\substack{i=1 \\ j=1}}^n y_{ij} \sin \alpha_{ij} (U_i^2 + U_j^2 - 2U_i U_j \cos \delta_{ij}^{(0)}), \end{aligned} \quad (2.7)$$

где  $i = 1, \dots, n; j = 1, \dots, n; i \neq j$ .

Рассмотрим одноконтурную схему с установленным ФСТ во второй ветви (угол  $\theta_2$ ) и постоянной нагрузкой  $P_n$ , приведенной на рис. 2.62. Будем считать, что верхняя ветвь с  $R_1, X_1$  — это линия 500 кВ, а нижняя ветвь контура с  $R_2, X_2$  — линия 220 кВ.

### Параметры схемы

$Z_1, \text{ Ом}$	$Z_2, \text{ Ом}$	$Z_{\text{ФРТ}}, \text{ Ом}$	$Y_1 \cdot 10^{-6}, \text{ См}$	$Y_2 \cdot 10^{-6}, \text{ См}$
$1,233 + j19,96$	$19,6 + j84$	$3 + j30$	$14,4 + j8,26$	$16,6 + j532$

Пусть сопротивления трансформатора и ветви 500 кВ приведены к нижней стороне 220 кВ путем деления на квадрат коэффициента трансформации и обозначены как суммарные  $R_1, X_1$  (табл. 2.1).

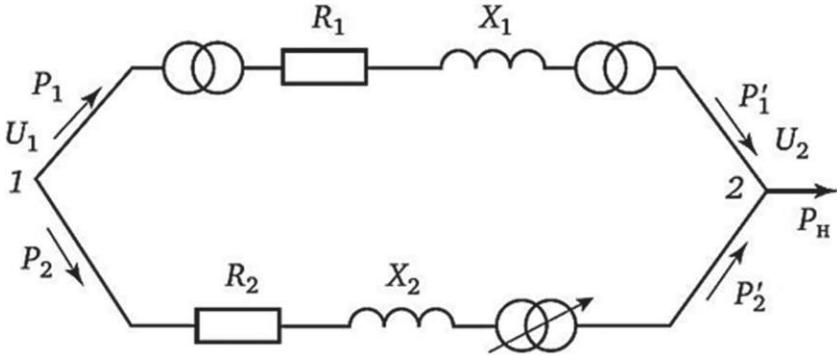


Рис. 2.62. Одноконтурная схема

Значения выражения для мощностей конца ветвей имеют вид:

$$P = P'_1 + P'_2 = -U_2^2 y_1 \sin \alpha_1 + U_1 U_2 y_1 \sin(\delta + \alpha_1) - U_2^2 y_2 \sin \alpha_2 + U_1 U_2 y_2 \sin(\delta + \theta_2 + \alpha_2), \quad (2.8)$$

где

$$y_1 = \frac{1}{\sqrt{R_1^2 + X_1^2}}; \quad \alpha_1 = \arctg \frac{R_1}{X_1}; \quad (2.9)$$

$$y_2 = \frac{1}{\sqrt{R_2^2 + X_2^2}}; \quad \alpha_2 = \arctg \frac{R_2}{X_2};$$

$U_1, U_2, \delta$  определяются аналогично;

$\theta_2$  – угол управления (регулирования) ФРТ.

Суммарные потери активной мощности контура равны сумме потерь активной мощности по ветвям контура с учетом (2.4):

$$\begin{aligned} \Delta P_{\Sigma} = \Delta P_1 + \Delta P_2 = & y_1 \sin \alpha_1 (U_1^2 + U_2^2 - 2U_1 U_2 \cos \delta) + \\ & + y_2 \sin \alpha_2 [U_1^2 + U_2^2 - 2U_1 U_2 \cos(\delta + \theta_2)]. \end{aligned} \quad (2.10)$$

Из (2.10) значение производной от потерь активной мощности по углу регулирования ФРТ  $\theta_2$  имеет вид:

$$\begin{aligned} \frac{d\Delta P_{\Sigma}}{d\theta_2} = & 2U_1U_2y_1 \sin \alpha_1 \sin \delta \frac{d\delta}{d\theta_2} + \\ & + 2U_1U_2y_1 \sin \alpha_2 \sin(\delta+\theta_2) \left( \frac{d\delta}{d\theta_2} + 1 \right). \end{aligned} \quad (2.11)$$

При  $\theta_2 = 0$  с учетом (2.9) получим

$$\begin{aligned} \frac{d\Delta P_{\Sigma}}{d\theta_2} \Big|_{\theta_2=0} = & 2U_1U_2 \frac{R_2}{R_2^2 + X_2^2} \sin \delta_0 + \\ & + 2U_1U_2 \sin \delta_0 \left( \frac{d\delta}{d\theta_2} \frac{R_1}{R_1^2 + X_1^2} + \frac{R_2}{R_2^2 + X_2^2} \right). \end{aligned} \quad (2.12)$$

При выводе выражения для производной принимаем допущение, что модуль напряжения не зависит от изменения угла  $\theta_2$

$\left( \frac{dU}{d\theta_2} = 0 \right)$ . Для данной схемы это справедливо – мы считаем, что

$U_1 = \text{const}$  поддерживается генератором, а узел 2 – это шины бесконечной мощности  $U_2 = \text{const}$ . Заметим, что в более общем случае этим допущением можно также воспользоваться для упрощения вычислений. Обоснование применения данного допущения давалось выше. В дальнейшем из анализа расчетов для различных схем следует, что модуль напряжения незначительно зависит от изменения угла  $\theta_2$ ,

поэтому производной  $\frac{dU}{d\theta_2}$  можно пренебречь ввиду ее малости.

Данное допущение не вносит сколько-нибудь значимой погрешности и не изменяет общую качественную картину.

Для определения численного значения производной нам необходимо выразить неизвестную величину  $\frac{d\delta}{d\theta_2}$  через известные пара-

метры режима и схемы. Остальные члены выражения для производной берутся из начального режима и определяются из структуры схемы.

Для определения производной  $\frac{d\delta}{d\theta_2}$  по углу регулирования, как

говорилось выше, воспользуемся принципом существования баланса мощности в узле. Это значит, что в начальный момент в узле существовал баланс мощности: сколько подтекало к узлу мощности, столько и оттекало. После регулирования произошло перераспределение мощности в контуре, и в узле установился новый баланс мощ-

ности. Разность между начальными и новыми значениями соответствующих мощностей, текущих по ветвям, дадут значения изменений (приращений) этих мощностей. Из этого тождества можно будет выразить искомую производную.

Для определения  $\frac{d\delta}{d\theta_2}$  воспользуемся тем, что по условию

нашей задачи  $P_n = \text{const}$ . Тогда при изменении угла  $\theta_2$  происходит перераспределение перетока мощности в контуре. Пусть  $\theta_2$  имеет отрицательную величину (запирает вторую ветвь) и тем самым уменьшает переток активной мощности по второй ветви, загружая верхнюю, первую ветвь. Но суммарная величина есть  $P_n = \text{const}$ . Поскольку уменьшение  $P'_2$  равно увеличению  $P'_1$ , то можно записать, что приращение активной мощности в одной ветви равно ее уменьшению в другой. Обозначим подтекающую мощность в начальный момент индексом «0», а после регулирования – без индекса, тогда согласно рис. 2 принцип «было–стало» имеет вид:

$$P'_1(0) + P'_2(0) = P_n, P'_1 + P'_2 = P_n, P'_1(0) - P'_1 + P'_2(0) - P'_2 = P_n - P_n = 0.$$

Используя (2), получим после сокращений

$$U_1 U_2 y_1 \sin(\delta_0 + \Delta\delta + \alpha_1) - U_1 U_2 y_1 \sin(\delta_0 + \alpha_1) = U_1 U_2 y_2 \sin(\delta_0 + \alpha_2) - U_1 U_2 y_2 \sin(\delta_0 + \Delta\delta + \theta_2 + \alpha_2), \quad (2.13)$$

где  $\delta_0$  – начальный угол между векторами  $U_1$  и  $U_2$ , т.е.  $\delta_{12}$ ;  $\Delta\delta$  – приращение угла  $\delta_{12}$  под действием регулятора.

Далее, сократив напряжения, имеем

$$y_2 \sin(\delta_0 + \Delta\delta + \theta_2 + \alpha_2) - y_2 \sin(\delta_0 + \alpha_2) = y_1 \sin(\delta_0 + \alpha_1) - y_1 \sin(\delta_0 + \Delta\delta + \alpha_1).$$

Применим тригонометрические преобразования и допущения, используемые в математике. После упрощений выражение имеет вид:

$$y_2 \sin(\delta_0 + \alpha_2) - y_2 \sin(\delta_0 + \alpha_2) + y_2 \cos(\delta_0 + \alpha_2)(\Delta\delta + \theta_2) = y_1 \sin(\delta_0 + \alpha_1) - y_1 \sin(\delta_0 + \alpha_1) - y_1 \cos(\delta_0 + \alpha_1)\Delta\delta;$$

$$\Delta\delta [y_1 \cos(\delta_0 + \alpha_1) + y_2 \cos(\delta_0 + \alpha_2)] = -y_2 \cos(\delta_0 + \alpha_2) \theta_2,$$

откуда, переходя к производным, получим

$$\begin{aligned} \frac{\Delta\delta}{\theta_2} &= \frac{d\delta}{d\theta_2} = \frac{-y_2 \cos(\delta_0 + \alpha_2)}{y_2 \cos(\delta_0 + \alpha_2) + y_1 \cos(\delta_0 + \alpha_1)} = -\frac{1}{1 + \frac{y_1 \cos(\delta_0 + \alpha_1)}{y_2 \cos(\delta_0 + \alpha_2)}} = \\ &= -\frac{1}{1 + \frac{\cos(\delta_0 + \alpha_1)}{\cos(\delta_0 + \alpha_2)} \sqrt{\frac{R_2^2 + X_2^2}{R_1^2 + X_1^2}}}, \end{aligned} \quad (2.14)$$

где  $\alpha_1 = \arctg \frac{R_1}{X_1}$ ;  $\alpha_2 = \arctg \frac{R_2}{X_2}$ ;  $\delta_0$  – начальный угол между  $U_1$  и  $U_2$ .

Для определения оптимального угла ( $\theta^{\text{опт}}$ ) ФРТ, который соответствует режиму минимума потерь активной мощности в контуре, приравняем к нулю производную (2.11):

$$\frac{d\Delta P_{\Sigma}}{d\theta_2} = 2U_1U_2y_1\sin\alpha_1\sin\delta \frac{d\delta}{d\theta_2} + 2U_1U_2y_2\sin\alpha_2\sin(\delta+\theta_2) \left( \frac{d\delta}{d\theta_2} + 1 \right) = 0;$$

$$U_1U_2y_1\sin\alpha_1\sin\delta \frac{d\delta}{d\theta_2} + U_1U_2y_2\sin\alpha_2\sin(\delta+\theta_2) \left( \frac{d\delta}{d\theta_2} + 1 \right) = 0.$$

Раскладывая  $\sin(\delta_0 + \Delta\delta + \theta) = \sin(\delta_0 + \Delta\delta)\cos\theta + \cos(\delta_0 + \Delta\delta)\sin\theta$  и принимая во внимание допущения, что синус равен аргументу, а косинус равен единице, получим

$$y_1\sin\alpha_1(\delta_0 + \Delta\delta) \frac{d\delta}{d\theta_2} + y_2\sin\alpha_2 \left( \frac{d\delta}{d\theta_2} + 1 \right) (\delta_0 + \Delta\delta + \theta_2) = 0.$$

Принимая  $\Delta\delta = \theta_2 \frac{d\delta}{d\theta_2}$  с учетом (9), запишем:

$$\frac{R_1}{R_1^2 + X_1^2} \frac{d\delta}{d\theta_2} \left[ \delta_0 + \theta_2 \frac{d\delta}{d\theta_2} \right] + \frac{R_2}{R_2^2 + X_2^2} \left( \frac{d\delta}{d\theta_2} + 1 \right) \left[ \delta_0 + \theta_2 \left( \frac{d\delta}{d\theta_2} + 1 \right) \right] = 0$$

или

$$\theta_2 \left[ \frac{R_1}{R_1^2 + X_1^2} \left( \frac{d\delta}{d\theta_2} \right)^2 + \frac{R_2}{R_2^2 + X_2^2} \left( \frac{d\delta}{d\theta_2} + 1 \right)^2 \right] -$$

$$- \delta_0 \left[ \frac{R_1}{R_1^2 + X_1^2} \frac{d\delta}{d\theta_2} + \frac{R_2}{R_2^2 + X_2^2} \left( \frac{d\delta}{d\theta_2} + 1 \right) \right];$$

$$\theta_2^{\text{опт}} = - \frac{\delta_0 \left[ \frac{R_1}{R_1^2 + X_1^2} \frac{d\delta}{d\theta_2} + \frac{R_2}{R_2^2 + X_2^2} \left( \frac{d\delta}{d\theta_2} + 1 \right) \right]}{\left( \frac{R_1}{R_1^2 + X_1^2} \right) \left( \frac{d\delta}{d\theta_2} \right)^2 + \frac{R_2}{R_2^2 + X_2^2} \left( \frac{d\delta}{d\theta_2} + 1 \right)^2}. \quad (2.15)$$

Значение оптимального угла ( $\delta$ ) между векторами  $U_1$  и  $U_2$  в режиме наименьших потерь активной мощности определяется как

$$\delta_{\text{опт.2}} = \delta_0 + \theta_2^{\text{опт}} \cdot \frac{d\delta}{d\theta_2}; \quad (2.16)$$

$$\delta_{\text{опт.ij}} = \delta_{0ij} + \theta_{ij}^{\text{опт}} \frac{d\delta_{ij}}{d\theta_{ij}}, \quad (2.17)$$

где  $i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, n; i \neq j$ .

Суммарные потери активной мощности в оптимальном режиме (минимум потерь) для контура, состоящего из двух ветвей, равны

$$\Delta P_{\Sigma}^{\text{опт}} = \frac{R_1}{R_1^2 + X_1^2} \left[ U_1^2 + U_2^2 - 2U_1U_2 \cos\delta_2^{\text{опт}} \right] +$$

$$+ \frac{R_2}{R_2^2 + X_2^2} \left[ U_1^2 + U_2^2 - 2U_1U_2 \cos(\delta_2^{\text{опт}} + \theta_2^{\text{опт}}) \right].$$

Для контура, состоящего из множества ветвей, принимая за  $i$  начало ветви, за  $j$  – ее конец, можно записать выражение суммарных потерь мощности в оптимальном режиме:

$$\Delta P_{\Sigma}^{\text{опт}} = \sum_{\substack{i=1 \\ j=1 \\ i \neq j}}^n y_{ij} \sin \alpha_{ij} (U_i^2 + U_j^2 - 2U_i U_j \cos \delta_{ij}^{\text{опт}}) + \\ + y_{kl} \sin \alpha_{kl} (U_k^2 + U_l^2 - 2U_k U_l \cdot \cos(\delta_{kl}^{\text{опт}} + \theta_{kl})),$$

где  $i = 1, \dots, n; j = 1, \dots, n; i \neq j, k \neq l; n \geq k; n \geq l; ij \neq kl; ij \neq lk$ . (2.18)

При рассмотрении данного контура мы считали фазосдвигающий трансформатор идеальным, т.е. не имеющим сопротивления. Считаем, что ФСТ просто создает фазовый сдвиг в контуре, не внося никаких других изменений в параметры схемы. Тогда величина потерь активной мощности от места установки идеального ФСТ в различных ветвях не зависит. Это можно доказать аналитически. Если установить ФСТ в первую ветвь, то получим такой же угол регулирования по модулю. Очевидно, что  $\theta_1^{\text{опт}}$  и  $\theta_2^{\text{опт}}$  – это один и тот же угол, но имеющий разный знак. Ветвь 220 кВ запирается (разгружается) – знак угла отрицательный, ветвь 500 кВ загружается – знак угла в этой ветви положительный. Оптимальное место установки ФСТ в контуре определяется по минимуму потерь активной мощности, для идеального ФСТ место установки безразлично, а с учетом сопротивления ФСТ – уже нет.

Как уже отмечалось, серьезной ошибкой многих исследований было то, что реактивное сопротивление ФСТ не учитывалось, а оно является значительным и, строго говоря, меняется в зависимости от изменения угла регулирования. Поэтому на основании сделанных допущений в проводимых исследованиях ФСТ будет вводиться в схему замещения в виде постоянного продольного сопротивления  $Z_{\Phi} = R_{\Phi} + jX_{\Phi}$  с комплексным коэффициентом трансформации, а создаваемый с помощью ФСТ фазовый сдвиг в контуре – углом регулирования  $\theta^{\circ}$ . При включении ФСТ в схему и изменении угла регулирования от  $\theta = 0^{\circ}$  до его оптимального значения  $\theta^{\text{опт}}$  модули напряжений в узлах сети будут считаться постоянными и равными значениям напряжений в исходном режиме без ФСТ согласно сделанным допущениям. Расчеты по определению параметров режима сети с ФСТ проводятся по линеаризованным уравнениям. Учет сопротивления ФСТ обязывает начинать анализ режима работы сети с начального режима, который был до включения ФСТ.

Пусть какой-либо узел  $m$  многоконтурной схемы электрической сети связан с несколькими ветвями, по которым активная мощность подтекает к данному узлу или оттекает от узла. В любой момент в узле сохраняется баланс мощности. Это значит, что изменение мощности в какой-либо ветви схемы приводит к изменению мощности в остальных ветвях. При этом сумма изменений мощностей в ветвях, связанных с данным узлом  $m$ , равна нулю.

При записи уравнения баланса мощности в узле  $m$  примем следующие обозначения. Присвоим параметрам исходного режима (режима до включения ФСТ) индекс «ои». Параметрам режима с включенным в ветвь  $mk$  ФСТ с углом регулирования  $\theta_{mk} = 0^\circ$  присвоим индекс «о», при этом проводимости  $y_{mk}$  и углу  $\alpha_{mk}$  ветви с ФСТ присвоим индекс «ф». ФСТ за счет своего сопротивления перераспределяет потоки мощности по ветвям. Поэтому можно записать уравнение баланса мощности в узле  $m$  по принципу «было (до включения ФСТ)–стало (после включения ФСТ с углом  $\theta_{mk} = 0^\circ$ )». Для оттекающей от узла  $m$  мощности используем выражение (2.1), для подтекающей мощности – выражение (2.2). В общем виде уравнение баланса активной мощности в узле  $m$  имеет вид:

$$\begin{aligned}
 & -U_m^2 y_{mk} \sin \alpha_{mk} \mp U_m U_k y_{mk} \sin (\delta_{mk}^{\text{ои}} \mp \alpha_{mk}) + U_m^2 y_{mk\phi} \sin \alpha_{mk\phi} \mp \\
 & \mp U_m U_k y_{mk\phi} \sin (\delta_{mk}^{\text{ои}} \mp \alpha_{mk\phi} + \Delta \delta_{mk}^{\text{о}}) - U_m^2 \sum_l y_{ml} \sin \alpha_{ml} + \\
 & + U_m \sum_l [\mp U_l y_{ml} \sin (\delta_{ml}^{\text{ои}} \mp \alpha_{ml})] + U_m^2 \sum_l y_{ml} \sin \alpha_{ml} - \\
 & - U_m \sum_l [\mp U_l y_{ml} \sin (\delta_{ml}^{\text{ои}} \mp \alpha_{ml} + \Delta \delta_{ml}^{\text{о}})] = 0, \quad (2.19)
 \end{aligned}$$

где  $l$  – множество номеров узлов, непосредственно связанных с узлом  $m$  линиями или трансформаторами,  $l \neq k$ ; верхний знак («+» или «-») соответствует оттекающей от узла  $m$  мощности, а нижний знак соответствует подтекающей к узлу мощности; если ветвь, в которую включен ФСТ, не связана с рассматриваемым узлом  $m$ , в выражении следует принять  $y_{mk\phi} = 0$ ;

$$\Delta \delta_{mk}^{\text{о}} = \delta_{mk}^{\text{о}} - \delta_{mk}^{\text{ои}}; \quad \Delta \delta_{ml}^{\text{о}} = \delta_{ml}^{\text{о}} - \delta_{ml}^{\text{ои}}.$$

Раскладывая сумму аргументов синуса и полагая, что  $\sin \Delta \delta_{mk}^{\text{о}} \approx \Delta \delta_{mk}^{\text{о}}$ ,  $\cos \Delta \delta_{mk}^{\text{о}} \approx 1$ ,  $\sin \Delta \delta_{ml}^{\text{о}} \approx \Delta \delta_{ml}^{\text{о}}$ ,  $\cos \Delta \delta_{ml}^{\text{о}} \approx 1$ , запишем линеаризованное в точке исходного установившегося режима уравнение, в котором приращения взаимных углов  $\Delta \delta_{mk}^{\text{о}}$ ,  $\Delta \delta_{ml}^{\text{о}}$  выступают как неизвестные.

Раскрывая выражение под знаком  $\sin$ , поделив (2.19) на  $U_m$  и перенеся в правую часть члены уравнения, не содержащие неизвестные, после преобразований получим уравнение баланса мощности в узле  $m$ :

$$\begin{aligned}
 & \mp U_k y_{mk\phi} \cos (\delta_{mk}^{\text{ои}} \mp \alpha_{mk\phi}) \Delta \delta_{mk}^{\text{о}} + \sum_l [\mp U_l y_{ml} \cos (\delta_{ml}^{\text{ои}} \mp \alpha_{ml}) \Delta \delta_{ml}^{\text{о}}] = \\
 & = U_m (y_{mk\phi} \sin \alpha_{mk\phi} - y_{mk} \sin \alpha_{mk}) \mp U_k [y_{mk} \sin (\delta_{mk}^{\text{ои}} \mp \alpha_{mk}) - \\
 & - y_{mk\phi} \sin (\delta_{mk}^{\text{ои}} \mp \alpha_{mk\phi})], \quad (2.20)
 \end{aligned}$$

где, как и в выражении (2.19), верхний знак («+» или «-») соответствует оттекающей от узла  $m$  мощности в исходном режиме, а нижний знак соответствует подтекающей к узлу мощности. Если ветвь, в

которую включен ФСТ, не связана с рассматриваемым узлом  $m$ , в выражении (2.20) следует принять  $y_{mk} = y_{mk\phi} = 0$ .

Предложенная методика позволяет анализировать работу еще одного вида оборудования – продольного реактора. Уравнение (2.20) позволяет определить новое потокораспределение активной мощности в результате воздействия реактивного сопротивления продольного реактора. Однако если у нас многоконтурная система, то количество неизвестных, равное числу ветвей, превышает количество уравнений, равное числу  $n$  узлов без балансирующего узла ( $n = N - 1$ , где  $N$  – число узлов в схеме). Поэтому необходимо добавить недостающие уравнения – уравнения фазового сдвига в контуре. Их количество равно числу  $K$  независимых контуров. При записи каждого дополнительного уравнения суммирование производится по ветвям, образующим контур, ставится знак «+», если произвольно выбранное направление обхода контура совпадает с направлением активной мощности в данной ветви в исходном режиме, и знак «-», если они не совпадают:

$$\sum (\pm \Delta\delta_{pq}^{\circ}) = 0, p \neq q, \quad (2.21)$$

где  $p$  и  $q$  – номера узлов по концам ветвей, входящих в рассматриваемый независимый контур.

Полученная система из  $n$  линеаризованных уравнений вида (2.20) и  $K$  уравнений вида (21) может быть решена методом Гаусса или иным способом.

При изменении угла регулирования  $\theta_{mk}$  ФСТ происходит перераспределение мощности, поэтому, используя (19), можно аналогично записать систему уравнений, учитывающих изменения угла регулирования ФСТ:

$$\begin{aligned} & \mp U_m U_k y_{mk\phi} \sin(\delta_{mk}^{\circ} \mp \alpha_{mk\phi}) \mp U_m U_k y_{mk\phi} \sin(\delta_{mk}^{\circ} \mp \alpha_{mk\phi} + \Delta\delta_{mk} + \theta_{mk}) + \\ & + U_m \sum_l [\mp U_l y_{ml} \sin(\delta_{ml}^{\circ} \mp \alpha_{ml})] - \\ & - U_m \sum_l [\mp U_l y_{ml} \sin(\delta_{ml}^{\circ} \mp \alpha_{ml} + \Delta\delta_{ml})] = 0. \end{aligned} \quad (2.22)$$

Полагая, что  $\sin\Delta\delta_{mk} \approx \Delta\delta_{mk}$ ,  $\cos\Delta\delta_{mk} \approx 1$ ,  $\sin\Delta\delta_{ml} \approx \Delta\delta_{ml}$ ,  $\cos\Delta\delta_{ml} \approx 1$ , и продифференцировав члены выражения по  $\theta_{mk}$ , после преобразований получим

$$\begin{aligned} & \mp U_k y_{mk\phi} \cos(\delta_{mk}^{\circ} \mp \alpha_{mk\phi}) \frac{d\Delta\delta_{mk}}{d\theta_{mk}} + \\ & + \sum_l [\mp U_l y_{ml} \cos(\delta_{ml}^{\circ} \mp \alpha_{ml}) \frac{d\Delta\delta_{ml}}{d\theta_{mk}}] = \\ & = \pm U_k y_{mk\phi} \cos(\delta_{mk}^{\circ} \pm \alpha_{mk\phi}). \end{aligned} \quad (2.23)$$

Если ветвь, в которую включен ФСТ, не связана с рассматриваемым узлом  $m$ , в выражении (2.23) следует принять  $y_{mk\phi} = 0$ .

Дополним недостающее количество уравнений уравнениями фазового сдвига по контуру, также продифференцировав их по  $\theta_{mk}$ . Для одного из независимых контуров это дополнительное уравнение имеет вид:

$$\sum (\pm \frac{d\Delta\delta_{pq}}{d\theta_{mk}}) = 0, p \neq q, \quad (2.24)$$

где ставится знак «+», если произвольно выбранное направление обхода контура совпадает с направлением активной мощности в ветви в исходном режиме, и знак «-», если не совпадает;  $p$  и  $q$  – номера узлов по концам ветвей, входящих в данный независимый контур.

Решив полученную линеаризованную систему уравнений методом Гаусса, найдем неизвестные производные  $d\Delta\delta_{ij}/d\theta_{mk}$ .

Используя выражение (2.5), выведем выражения для определения оптимального угла регулирования  $\theta_{mk}^{opt}$  в общем виде. Полагая, что

$$\delta_{ij}^{opt} \approx \delta_{ij}^o + \theta_{mk}^{opt} \cdot \frac{d\Delta\delta_{ij}}{d\theta_{mk}}; \quad \delta_{mk}^{opt} \approx \delta_{mk}^o + \theta_{mk}^{opt} \frac{d\Delta\delta_{mk}}{d\theta_{mk}}, \quad (2.25)$$

получим выражение для ветвей с ФСТ и без него:

$$\frac{d\Delta P_{\Sigma}}{d\theta_{mk}} = \sum_{i,j=1}^n \frac{d\Delta P_{ij}}{d\theta_{mk}} + \frac{d\Delta P_{mk}}{d\theta_{mk}} = 2 \sum_{i,j=1}^n U_i U_j y_{ij} \sin\alpha_{ij} \sin(\delta_{ij}^o + \theta_{mk}^{opt} \frac{d\Delta\delta_{ij}}{d\theta_{mk}}) \frac{d\Delta\delta_{ij}}{d\theta_{mk}} + 2U_m U_k y_{mk\phi} \sin\alpha_{mk\phi} \sin(\delta_{mk}^o + \theta_{mk}^{opt} \frac{d\Delta\delta_{mk}}{d\theta_{mk}} + \theta_{mk}^{opt}) (\frac{d\Delta\delta_{mk}}{d\theta_{mk}} + 1) = 0.$$

Принимая допущения

$$\sin(\delta_{ij}^o + \theta_{mk}^{opt} \frac{d\Delta\delta_{ij}}{d\theta_{mk}}) \approx \delta_{ij}^o + \theta_{mk}^{opt} \frac{d\Delta\delta_{ij}}{d\theta_{mk}};$$

$$\sin(\delta_{mk}^o + \theta_{mk}^{opt} \frac{d\Delta\delta_{mk}}{d\theta_{mk}} + \theta_{mk}^{opt}) \approx \delta_{mk}^o + \theta_{mk}^{opt} \frac{d\Delta\delta_{mk}}{d\theta_{mk}} + \theta_{mk}^{opt};$$

получим

$$\sum_{i,j=1}^n U_i U_j y_{ij} \sin\alpha_{ij} (\delta_{ij}^o + \theta_{mk}^{opt} \frac{d\Delta\delta_{ij}}{d\theta_{mk}}) \frac{d\Delta\delta_{ij}}{d\theta_{mk}} + U_m U_k y_{mk\phi} \sin\alpha_{mk\phi} (\delta_{mk}^o + \theta_{mk}^{opt} \frac{d\Delta\delta_{mk}}{d\theta_{mk}} + \theta_{mk}^{opt}) (\frac{d\Delta\delta_{mk}}{d\theta_{mk}} + 1) = 0,$$

откуда получаем выражение в общем виде для оптимального угла регулирования ФРТ, установленного в ветви  $mk$ :

$$\theta_{mk}^{opt} = \frac{-U_m U_k y_{mk\phi} \delta_{mk}^o (\sin\alpha_{mk\phi}) (\frac{d\Delta\delta_{mk}}{d\theta_{mk}} + 1) - \sum_{i,j=1}^n U_i U_j y_{ij} \delta_{ij}^o (\sin\alpha_{ij}) \frac{d\Delta\delta_{ij}}{d\theta_{mk}}}{U_m U_k y_{mk\phi} (\sin\alpha_{mk\phi}) (\frac{d\Delta\delta_{mk}}{d\theta_{mk}} + 1)^2 + \sum_{i,j=1}^n U_i U_j y_{ij} (\sin\alpha_{ij}) (\frac{d\Delta\delta_{ij}}{d\theta_{mk}})^2}, \quad (2.26)$$

где  $i \neq j$ ;  $ij \neq mk$ ;  $m \neq k$ ;  $\phi$  – обозначение ветви с ФСТ.

При расчете оптимального угла регулирования с учетом сопротивления ФСТ получаются разные оптимальные углы регулирования и соответственно разные потери активной мощности. Поэтому ветвь установки, а также номинальное значение напряжения данного участка уже имеют значение. В таблицах 2.2 и 2.3 приведены значения потерь активной мощности и оптимальных углов регулирования для одноконтурной схемы, изображенной на рис. 2.62, при учете и без учета сопротивления ФСТ (идеальный ФСТ). Как следует из таблицы 2.2, одинаковые значения потерь мощности и угла регулирования подтверждают, что в случае идеального ФСТ место его установки безразлично. Расчет осуществлялся по программе RastrWin (методом перебора) и по формуле (2.26).

Таблица 2.2

**Потери активной мощности и оптимальные углы регулирования для идеального ФСТ**

ФСТ, в ветви	Способ расчета	$\frac{d\delta}{d\theta}$	$\frac{d\Delta P}{d\theta}$	$\theta_{\text{опт}}$ , град.	$\delta_{\text{опт}}$ , град.	$\Delta P_{\Sigma}^{(0)}$ , МВт	$\Delta P_{\Sigma}^{\text{опт}}$ , МВт
220 кВ	RastrWin	-0,176	54,54	-16,5	23,14	33,60	25,72
	Формула	-0,175	54,25	-16,24	22,91	33,59	25,73
500 кВ	RastrWin	-0,826	-55,1	16,5	6,65	33,60	25,73
	Формула	-0,825	-54,25	16,24	6,67	33,58	25,73

В случае реального ФСТ (табл. 2.3) складывается другая ситуация. Общая картина резко изменяется, если учитывать сопротивление ФСТ как добавочное к  $Z_1$  или  $Z_2$ , в зависимости от места установки ФСТ. Место установки имеет значение. Из таблицы 2.3 также следует, что оптимальный режим наступает при включении ФСТ в ветвь 220 кВ при угле регулирования  $\theta = -15,5^\circ$ ;  $\Delta P_{\Sigma}^{\text{опт}} = 25,924$  МВт; при включении в ветвь 500 кВ режим наступает при  $\theta = 20^\circ$ ;  $\Delta P_{\Sigma}^{\text{опт}} = 38,348$  МВт. Это значит, что включение ФСТ в ветвь 220 кВ дает больший выигрыш по потерям.

Таблица 2.3

**Потери активной мощности и оптимальные углы регулирования для реального ФСТ**

Ветвь	$d\delta/d\theta$	$d\Delta P/d\theta$	$\theta^{\text{опт}}$ , град.	$\delta^{\text{опт}}$ , град.	$\Delta P_{\Sigma}^{\text{опт}}$ , МВт	$\delta_0$ , град.	$\Delta P_0$ , МВт
220 кВ	-0,138	34,85	-15,5	23,336	25,924	21,099	30,764
500 кВ	-0,788	-62,25	20	9,722	38,348	25,087	48,872

Следующий вывод, который можно сделать, – это влияние индуктивного сопротивления на перераспределение потоков мощности в контуре. Увеличение индуктивного сопротивления ветви 220 кВ за счет сопротивления ФСТ снижает неоднородность. Следствием этого является перераспределение потоков мощности между ветвями контура. Увеличилось  $Z_2$ , а значит,  $R_2/X_2$  уменьшилось и стало стремиться к  $R_1/X_1$ . На этом принципе «работает» продольный реактор, который помогает, уменьшая неоднородность, снижать потери мощности в схеме. В таблице 2.4 представлены значения перепадов мощности по ветвям при установке идеального и реального ФСТ в ветвях 220 кВ. Из нее следует, что мощность перераспределилась из ветви 220 кВ в ветвь 500 кВ. Это сразу привело к снижению общих потерь даже при отсутствии регулирования ( $\theta = 0^\circ$ ). Потери начального режима уменьшились с 33,604 МВт (табл. 2.4) до 30,764 МВт.

Таблица 2.4

### Значения потерь активной мощности

Параметр	$P^{(0)}_{500 \text{ кВ}}, \text{ МВт}$	$P^{(0)}_{200 \text{ кВ}}, \text{ МВт}$	$\Delta P_{\text{нач}}, \text{ МВт}$	$\Delta P_{\Sigma \text{опт}}, \text{ МВт}$
Идеальный ФСТ	836,9	195,27	33,604	25,72
Реальный ФСТ	876,96	152,24	30,764	25,924

ФСТ регулирует режим не только своим сопротивлением, но и изменением угла сдвига фаз напряжений. Это дает двойной эффект управления и позволяет реактивным сопротивлением и углом регулирования добиться большого снижения потерь. Для получения такого же снижения потерь одним только продольным реактором необходимо его большее значение.

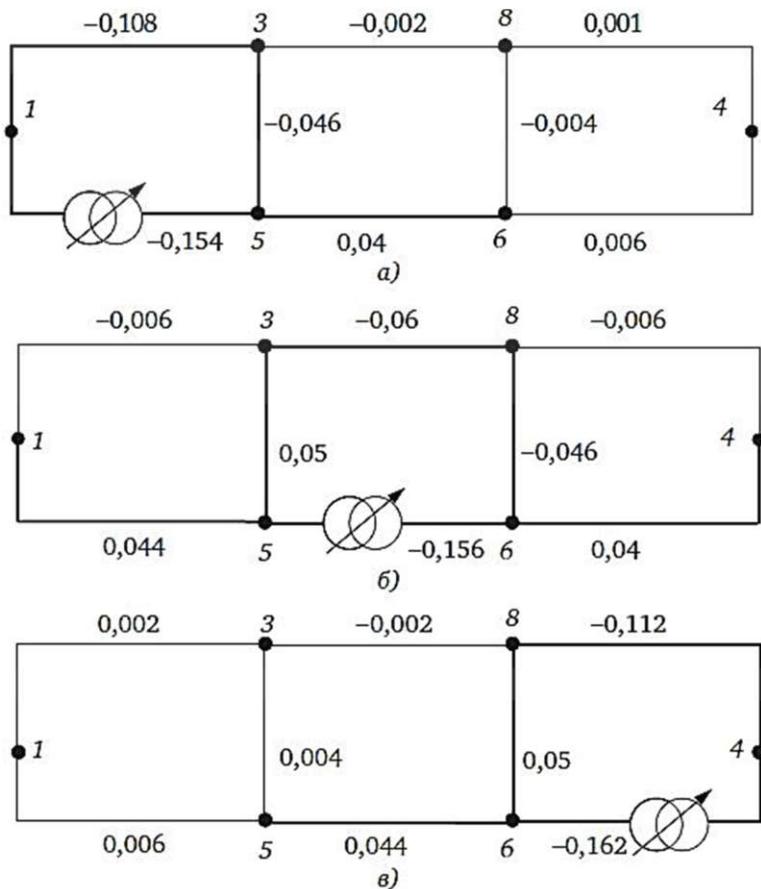
Анализ многоконтурных схем показал степень влияния ФСТ на перераспределение потоков активных мощностей в ветвях. Это хорошо демонстрирует пример трехконтурной схемы (рис. 2.63, табл. 2.5). Производные по углу уменьшаются тем быстрее, чем дальше находится ветвь от места установки ФСТ.

Таблица 2.5

### Значения производных

ФСТ в ветви	$\frac{d\delta_{13}}{d\theta}$	$\frac{d\delta_{15}}{d\theta}$	$\frac{d\delta_{35}}{d\theta}$	$\frac{d\delta_{38}}{d\theta}$	$\frac{d\delta_{56}}{d\theta}$	$\frac{d\delta_{86}}{d\theta}$	$\frac{d\delta_{84}}{d\theta}$	$\frac{d\delta_{64}}{d\theta}$	$\theta^{\text{опт}}, \text{ град.}$
1-5	-0,108	-0,154	-0,046	-0,002	0,04	-0,004	0,001	0,006	-12,5
5-6	-0,006	0,044	0,05	-0,06	-0,156	-0,046	-0,006	0,04	-6,5
6-4	0,002	0,006	0,004	-0,002	0,044	0,05	-0,112	-0,162	-7,5

Таблица 2.5 подтверждает предположение о том, что при установке ФСТ в ветви 1–5 можно не рассматривать ветви 3–8, 8–6, 8–4, 6–4. При установке ФСТ в ветвь 5–6 можно не учитывать ветви 1–3, 8–4. При установке ФСТ в ветвь 6–4 можно исключить из рассмотрения ветви 1–3, 1–5, 3–5, 3–8. Производные этих ветвей на порядок меньше по сравнению с производными других ветвей при соответствующей установке ФСТ.



**Рис. 2.63. Значение производных по ветвям трехконтурной схемы при разном включении ФСТ:**

а) в ветвь 1–5; б) в ветвь 5–6; в) в ветвь 6–4

Не рассчитывая всю сложную схему сети, а используя только ее фрагмент, можно сделать вывод о целесообразности установки ФСТ в ту или иную ветвь одного из контуров схемы по критерию минимальных потерь активной мощности. При этом получается достаточно точ-

ное значение оптимального угла регулирования ФСТ. При определении места установки ФСТ и его оптимального угла регулирования достаточно рассмотреть фрагмент схемы сети, содержащей ветви контура, в который включен ФСТ, и ветви контуров, примыкающих к контуру с ФСТ. Это важный вывод, помогающий облегчить работу со сложной многоконтурной схемой, насчитывающей много узлов. Такой подход значительно сокращает объем исходных параметров для определения оптимального места установки ФСТ.

Следующая важная практическая задача, которая была решена, – это нахождение угла регулирования ФСТ для обеспечения заданного перетока активной мощности в определенной ветви для случая, когда ФСТ уже установлен. Разработанная методика позволяет это сделать.

Рассмотрим одноконтурную схему с отбором мощности, изображенную на рис. 2.64.

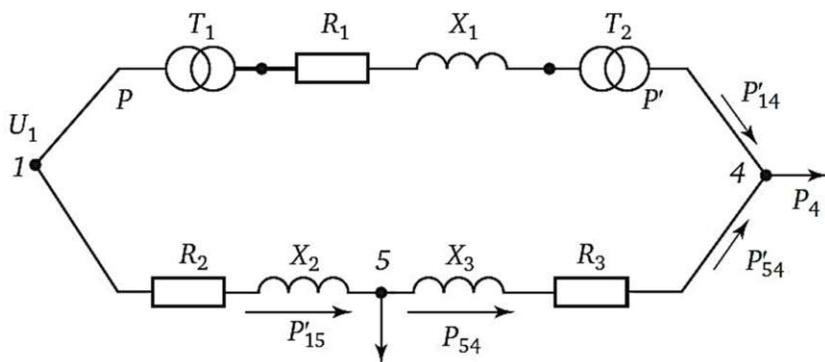


Рис. 2.64. Одноконтурная схема с промежуточным отбором мощности

Нагрузка узла 5 равна  $S_{н5} = 150 + j50$  МВ·А, нагрузка узла 4 равна  $P_4 = 1000$  МВт. Параметры схемы взяты из таблицы 2.1. Сопротивление верхней ветви (500 кВ) равно сопротивлению  $Z_1$  в предыдущей схеме на рис. 2.63, а значение сопротивления каждой из нижних ветвей (220 кВ) равно половине сопротивления из предыдущей схемы

$Z_2 = Z_3 = \frac{Z_{220\text{кВ}}(2)}{2}$ . Фазосдвигающий трансформатор, обладающий сопротивлением  $Z = 3 + j30$  Ом, включен в ветвь 1–5 схемы. Его сопротивление приплюсовывается к сопротивлению той ветви, в которую включен ФРТ. Модули напряжений  $U_1$  и  $U_4$  принимаем постоянными. Рассмотрим задачу, при которой необходимо обеспечить переток активной мощности по ветви 1–4, равный  $P'_{14} = 999,3$  МВт. Воспользовавшись разработанной методикой, составим систему уравнений для нахож-

дения угла регулирования и приращений взаимных углов. В зависимости от того, где задана мощность, в начале или в конце ветви, записывается одно из уравнений (2.1) или (2.2). В данной задаче мощность задана в конце линии 1–4, поэтому она равна

$$P'_{14} = 999,3 = -U_4^2 y_{14} \sin \alpha_{14} + U_1 U_4 y_{14} \sin (\delta_{14}^0 + \Delta \delta_{14} + \alpha_{14}), \quad (2.27)$$

где  $\delta_{14}^0$  – начальный угол при установленном в контуре ФСТ и при его угле регулирования  $\theta = 0^\circ$ .

В общем виде это уравнение имеет вид (2.1) или (2.2) в зависимости от того, подтекающая или оттекающая это мощность, а также от того, установлен или нет в ней ФСТ. Если ФСТ в ней отсутствует, то в формуле  $\theta = 0^\circ$  и все параметры берутся без индекса «ф»:

$$P'_{ij} = \mp U_i^2 y_{ij\phi} \sin \alpha_{ij\phi} + U_i U_j y_{ij\phi} \sin (\delta_{ij}^0 \mp \alpha_{ij\phi} + \Delta \delta_{ij} + \theta), \quad (2.28)$$

где  $i, j$  – номер начала и конца ветви.

Для двух узлов 4 и 5 (исключая балансирующий) составляем систему уравнений. В узле 4 – две подтекающие мощности по линиям, в узле 5 одна мощность подтекает, вторая оттекает от узла нагрузки.

Запишем уравнения баланса «было–стало».

Для узла 4:

$$P'_{14}^{(0)} + P'_{54}^{(0)} = P_{гр}, \quad P'_{14} + P'_{54} = P_{гр}, \quad P'_{14}^{(0)} - P'_{14} + P'_{54}^{(0)} - P'_{54} = P_{гр} - P_{гр} = 0.$$

После подстановки выражений вида (1) и (2) с учетом направлений мощностей «к узлу–от узла», выполнив сокращения подобных членов, запишем для фиксированного значения  $P'_{14}$ :

$$P'_{14} = 999,3 = P'_{14}^{(0)} + U_4 \cdot U_5 \cdot y_{45} \cdot \sin(\delta_{45}^0 + \alpha_{45}) - U_4 \cdot U_5 \cdot y_{45} \cdot \sin(\delta_{45}^0 + \alpha_{45} + \Delta \delta_{45}), \quad (2.29)$$

где  $P'_{14}^{(0)}$  – мощность, протекающая по ветви в исходном режиме.

Для узла 5:

Так как в линии 1–5 установлен ФСТ, то параметры ветви 1–5 вводим в уравнение с индексом «ф» и добавляем угол  $\theta$ .

Если в узле 4 обе мощности подтекали по линиям к узлу, то в узле 5 одна мощность подтекает, вторая оттекает, а линия с фиксированным перетоком мощности не соединяется с узлом 5, то выражения приобретут иной вид – аналогично (2.22):

$$P'_{15}^{(0)} - P'_{45}^{(0)} = P_{гр}, \quad P'_{15} - P'_{45} = P_{гр};$$

$$P'_{15}^{(0)} - P'_{15} - P'_{45}^{(0)} + P'_{45} = P_{гр} - P_{гр} = 0;$$

$$U_5 U_1 y_{15\phi} \sin (\delta_{15}^0 + \alpha_{15\phi}) - U_5 U_1 y_{15\phi} \sin (\delta_{15}^0 + \alpha_{15\phi} + \Delta \delta_{15} + \theta) - U_5 U_4 y_{45} \sin (\delta_{45}^0 - \alpha_{45}) - U_5 U_4 y_{45} \sin (\delta_{45}^0 - \alpha_{45} + \Delta \delta_{45}) = 0. \quad (2.30)$$

Для определения  $\Delta\delta_{15}$  и угла  $\theta$  не хватает дополнительного уравнения. Для многоконтурной системы количество неизвестных, равное числу ветвей, превышает количество уравнений, равное числу  $n$  узлов без балансирующего узла ( $n = N - 1$ , где  $N$  – число узлов в схеме). Поэтому необходимо аналогично, как это делалось ранее, добавить недостающие уравнения – уравнения фазового сдвига в контуре (2.21). Их количество равно числу  $K$  независимых контуров. При записи каждого дополнительного уравнения суммирование производится по ветвям, образующим контур, и ставится знак «+», если произвольно выбранное направление обхода контура совпадает с направлением активной мощности в данной ветви в исходном режиме, и знак «-», если не совпадает.

Для нашей схемы уравнение (2.21) имеет вид:

$$\Delta\delta_{54} + \Delta\delta_{15} - \Delta\delta_{14} = 0 \quad (2.31)$$

Решив систему уравнений, образованную из (2.29–2.31), получим значения угла ФСТ, который надо установить, чтобы по линии 1–4 протекало 999,3 МВт. Расчет по программе RastrWin, выполненный методом перебора, показал, что для достижения данной величины перетока активной мощности надо установить угол ФСТ  $\theta = -10^\circ$ . При ручном расчете по приведенной методике получено значение  $\theta = -9,7^\circ$ . Как видим, значения получились близкими.

Таким образом, можно сделать следующие выводы.

В условиях либерализации и реформирования электроэнергетики в энергосистемах различных государств возрастают требования к повышению управляемости электрических сетей. В связи с этим при построении электрических сетей начинают все более широко применяться устройства FACTS и, в частности, фазосдвигающие трансформаторы. Применение таких устройств может оказаться оправданным в условиях жестких требований к отводу земли под строительство новых линий электропередачи и электростанций, роста электрических нагрузок. В связи с либерализацией электроэнергетики фазосдвигающие трансформаторы применяются не только для повышения пропускной способности сложнзамкнутой сети (ФСТ в Великобритании), но и для управления межгосударственными перетоками мощности (установленные ФСТ в Германии и Нидерландах, ФСТ в Казахстане, проекты установки ФСТ в Чехии и Швейцарии), а также для перераспределения потоков мощности с целью разгрузки сетей более низкого напряжения и уменьшения потерь (проект в Португалии). Имеются даже предложения использовать ФСТ для обеспечения критерия надежности n-1 при отключении линии электропередачи (проект в Швейцарии). При использовании ФСТ для существенного изменения потоков мощности могут уменьшаться потери в одних участках электрической сети, но существенно увеличиваться в других. В сопредель-

ных государствах это может приводить не только к увеличению потерь, но и к перегрузке линий электропередачи. Поэтому установка ФСТ на границах между государствами должна обязательно согласовываться с системными операторами соседних стран.

Для значительного изменения потоков мощности в сложнзамкнутой сети оказывается необходимой установка нескольких ФСТ (четыре – в проекте Чехии, шесть – в Нидерландах, восемь – в швейцарском проекте). Это связано с большими затратами и, кроме того, вызывает проблему координации настроек этих ФСТ при изменении режимов и топологии сети.

При рассмотрении включения ФСТ в сеть необходимо учитывать режим его работы. Возможно применение механически регулируемого ФСТ вместо дорогих тиристорно-управляемых. При проектировании сетей необходимо учитывать перспективу дальнейшего развития, проводить сравнение затрат на установку ФРТ с затратами на иное FACTS оборудование или на строительство новой линии. Погоня за сиюминутной выгодой при использовании устройств FACTS вместо строительства новых линий электропередачи может дать кратковременный выигрыш, но обернуться большими финансовыми потерями в будущем при изменении ситуаций в энергосистеме. Поэтому необходимо тщательно обосновывать применение устройств FACTS, принимая во внимание не только краткосрочную, но и долгосрочную перспективу развития электрической сети.

Время монтажа ФСТ, как показала практика, составляет только 12–18 мес., что обычно несоизмеримо меньше времени, требующегося для реконструкции сети или прокладки новых линий электропередачи. Это может оказаться решающим фактором при выборе способа повышения пропускной способности линий электропередачи в условиях рыночных отношений. Применение ФСТ для управления режимами электрических сетей и выполнения ими своих функций предъявляет спрос на разработку методик для обеспечения нахождения оптимального места их установки в зависимости от решаемых задач, а также определения необходимого угла регулирования при различных применениях ФСТ. Предложенная методика позволяет по параметрам схемы и исходного установившегося режима в результате безытеративных расчетов определять наилучшее место установки ФСТ по критерию минимума потерь активной мощности и находить аналитическим способом оптимальный угол ФСТ, а также рассчитывать угол регулирования ФСТ для обеспечения необходимого потока активной мощности в одной из ветвей контура.

## Список рекомендуемой литературы

1. Nyati, S. Design issues for a single core transformer thyristor controlled phase-angle regulator / S. Nyati, M. Etzmann, J. Kappanman ect. // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1995. – Vol. 110. – № 4. – Pp. 2013–2019.
2. Зарубежные энергообъединения / А.Ф. Бондаренко, Н.В. Лисицын, Ф.Я. Морозов, А.А. Окин, В.А. Семенов; под ред. В.А. Семенова. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.
3. Ершевич, В.В. Некоторые итоги разработки и внедрения поперечного регулирования в сетях 750-330 кВ. / В.В. Ершевич, А.Г. Крайз, Л.Ф. Кривушкин // Электричество. – 1972. – № 2. – С. 15–18.
4. Фазоповоротный трансформатор впервые в СНГ применен в Казахстане / Е. Евдокунин, Р. Николаев, А. Исаков и др. // Новости электротехники. – 2007. – № 6 (48). – С. 38–41.
5. Ptacek, J. Possibilities of applying phase shifting transformers in the electric power system of the Czech republic / J. Ptacek, P. Modlitba, S. Vnoucek // CIGRE. – 2006. P. 2–203.
6. Castro, RUI M.G., Medeiros Pinto, J.M. Feasibility study on the application of FACTS technologies to enhance the operation of the Portuguese transmission system in a scenario with renewable energy sources // CIGRE. – 2002. – P. 14–119.
7. Verboomen, J., Spaan, F.J., Schavemaker, P.H. Method for Calculating Total Transfer Capacity by Optimising Phase Shifting Transformer Settings // CIGRE. – 2008. – P. 1–111.
8. Optimal location and coordinated control of FACTS devices in the swiss power system / S. Gerbex, D. Orzan, A. Oudalov ect. // CIGRE. – 2004. – P. 4–205.
9. Локтионов, С.В. Разработки алгоритма для выбора места установки фазорегулирующего трансформатора в энергосистеме / С.В. Локтионов, С.Ю. Сыромятников // Вестник МЭИ. – 2003. – № 1. – С. 41–49.
10. Мисриханов, М.Ш. Опыт внедрения технологии FACTS за рубежом. Ч. 1. / М.Ш. Мисриханов, В.Ф. Ситников // Энергохозяйство за рубежом. – 2007. – № 2. – С. 27–48.
11. Локтионов, С.В. Разработка алгоритма для выбора мест установки фазорегулирующих трансформаторов в электрических сетях: автореферат дис. канд. техн. наук / С.В. Локтионов. – М.: МЭИ, 2003. – С. 20.
12. Солдатов, В.А. Экспериментальное исследование параметров и режимов линии электропередачи с управляемой продольной компенсацией / В.А. Солдатов, Л.П. Калинин, М.В. Киорсак и др. // Электрические станции. – 2001. – № 9. – С. 46–50.



## **ЛЯНЗБЕРГ Андрей Владимирович**

Заместитель начальника отдела электрических режимов ПАО «ФСК ЕЭС».

Работает над вопросами обеспечения качества электроэнергии, корректной оценки пропускной способности основного оборудования и надежности работы ЕНЭС.

Кандидат технических наук, автор ряда статей в научных журналах.

### **2.5. Автоматизация технологического управления единой электрической сети России**

Основой централизованного электроснабжения России и гарантией ее энергетической безопасности является Единая энергетическая система России (ЕЭС России), созданная в процессе развития электроэнергетики СССР, которая остается самым крупным в мире централизованно управляемым энергообъединением. Создание ЕЭС, как и других энергообъединений мира, продиктовано необходимостью надежного электроснабжения потребителей при одновременном повышении его экономичности (снижения капиталовложений и эксплуатационных затрат, требуемых для потребителей снабжения электроэнергией).

Автоматизированная система технологического управления – система управления диспетчерско-технологической и производственно-технологической деятельностью ПАО «ФСК ЕЭС» (далее – ФСК), являющегося оператором Единой национальной электрической сети (ЕНЭС), обеспечивающая всестороннюю поддержку процессов сбора, обработки и использования технологической информации (о режимах электрических сетей, состоянии сетевых объектов и их оборудования, средств и систем управления).

Автоматизированная система технологического управления (АСТУ) ФСК предназначена для повышения эффективности функционирования всего производственно-технологического комплекса ЕНЭС (прежде всего – экономичности и надежности преобразования, передачи и распределения электроэнергии) за счет обеспечения максимальной эффективности деятельности персонала путем комплексной автоматизации процессов сбора, обработки, хранения, передачи информации, принятия решений и реализации функций технологического управления, осуществляемой на базе современных программно-технических средств автоматизации, вычислительной техники и информационных технологий.

Концепция оперативно-технологического управления (ОТУ) в ФСК представляет собой комплекс мер по управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электросетевого хозяйства, включающий в себя выполнение неоперационных и операционных функций, осуществляемых ФСК:

- в соответствии с диспетчерскими командами (распоряжениями, разрешениями) АО «СО ЕЭС» (далее – СО) – в отношении ЛЭП, оборудования и устройств подстанций, относящихся к объектам диспетчеризации;

- самостоятельно либо в координации с территориальными сетевыми организациями, потребителем – в отношении ЛЭП, оборудования и устройств, не относящихся к объектам диспетчеризации.

Задачами ОТУ являются:

- обеспечение надежного функционирования объектов ЕНЭС и выполнения заданных СО технологических режимов работы ЛЭП, оборудования и устройств объектов ЕНЭС;

- обеспечение надлежащей эксплуатации объектов ЕНЭС;

- обеспечение технологической оснащенности и готовности оперативного персонала к выполнению диспетчерских команд (распоряжений) СО и команд (подтверждений) оперативного персонала Центра управления сетями филиала ФСК – ПМЭС (ЦУС ПМЭС);

- обеспечение снижения числа технологических нарушений, связанных с ошибочными действиями оперативного персонала;

- во взаимодействии и по согласованию с СО – участие в разработке и реализации программ развития ЕНЭС в целях повышения надежности передачи электрической энергии, наблюдаемости и управляемости сети, обеспечения качества электрической энергии;

- планирование мероприятий по ремонту, вводу в эксплуатацию, модернизации/реконструкции и техническому обслуживанию ЛЭП, электросетевого оборудования и устройств на предстоящий период;

- разработка в соответствии с требованиями СО, согласование и утверждение в установленном порядке графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии и осуществление фактических действий по вводу аварийных ограничений по диспетчерской команде (распоряжению) СО;

- выполнение заданий СО по подключению объектов электросетевого хозяйства ФСК и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии под действие противоаварийной автоматики.

За уровнями организационной структуры блока ОТУ закрепляются следующие функции:

- Исполнительный аппарат (ИА) ФСК – информационно-аналитические функции;

- Головной центр управления сетями филиала ФСК – МЭС (ГЦУС) – информационно-аналитические и неоперационные функции;

- ЦУС ПМЭС – неоперационные и операционные функции;
  - персонал подстанций – операционные функции;
- Типовая структура ОТУ приведена на рис. 2.65.  
Основной целью лекции является ознакомление слушателей:
- с целью, задачами и структурой АСТУ ФСК.
  - функциональностью основных комплексов АСТУ;
  - текущим состоянием и перспективами развития АСТУ ФСК.

Непрерывный рост электропотребления, возрастающие требования к надежности и качеству электроснабжения, увеличение мощности и числа распределенных источников «зеленой» энергии – эти факторы определяют тенденции развития электроэнергетики во всем мире включая Россию.

С другой стороны, стремительное развитие средств автоматизации создает новые возможности по управлению энергосистемами и позволяет приступить к созданию электрических сетей будущего, так называемых SmartGrid, или «активно-адаптивных сетей», т.е. сетей нового поколения, основанных на мультиагентном принципе организации и управления ее функционированием и развитием в целях обеспечения эффективного использования всех ресурсов (природных, социально-производственных и человеческих) для надежного, качественного и эффективного энергоснабжения потребителей за счет гибкого взаимодействия всех ее субъектов (всех видов генерации, электрических сетей и потребителей) на основе современных технологических средств и единой интеллектуальной иерархической системы управления.



Рис. 2.65. Типовая структура ОТУ в ФСК

На рис. 2.66 представлена упрощенная схема энергосистемы, соответствующая концепции «умной сети». ФСК, являясь лидером инновационного развития в российской электроэнергетике, наряду с применением традиционных и отработанных решений по автоматизации активно разрабатывает и внедряет новые технологии, направленные на повышение управляемости и надежности работы ЕНЭС.

Перевод ЕНЭС в формат активно-адаптивной сети приведет к решению таких проблем, как:

- 1) повышение надежности;
- 2) адаптация к изменениям перетоков мощности, обусловленных изменением генерации и потребления;
- 3) снижение потерь электроэнергии при передаче электроэнергии;
- 4) усиление технико-экономического эффекта от расположения в различных часовых поясах;
- 5) снижение влияния объектов энергетики на экологию;
- 6) комбинированное развитие электрической и информационных сетей.



Рис. 2.66. Упрощенная схема энергосистемы, соответствующая концепции «умной сети»

Цель создания АСТУ в ЕНЭС – автоматизация технологического управления ЕНЭС для повышения надежности, экономичности и безопасности работы сети. АСТУ ФСК при этом должна обеспечить:

- получение достоверной текущей технологической информации, необходимой для автоматизации различных видов деятельности ФСК;
- комплексную автоматизацию бизнес-процессов оперативно-технологического управления сетями (включая участие в оперативно-диспетчерском управлении режимами функционирования ЕНЭС под руководством СО) и поддержания электрических сетей ФСК в надлежащем состоянии;
- информационную поддержку развития ЕНЭС, обеспечивающую адекватность характеристик электрических сетей (в первую очередь – в части пропускной способности).

Функционально АСТУ ФСК можно разделить на следующие основные классы (блоки производственных процессов) (рис. 2.67):

1. В классе «*Технологическое обеспечение управления развитием электрических сетей ЕНЭС*» рассматриваются производственные процессы формирования и ежегодного уточнения схемы развития ЕЭС и ЕНЭС и региональных схем развития, а также разработки схем выдачи мощности для подключения к сетям ЕНЭС новых источников генерации и схем внешнего электроснабжения – для подключения новых потребителей. Для указанных процессов концепция предусматривает реализацию соответствующих автоматизированных систем, осуществляющих формирование и ведение необходимых баз (банков) данных, и требуемую аналитику.

2. В классе «*Технологическое управление функционированием электрических сетей ЕНЭС*» рассматриваются вопросы автоматизации решения задач, намеченных утвержденной ФСК концепцией оперативно-технологического управления ЕНЭС, а также другими организационно-распорядительными документами компании, определившими методологию и порядок создания центров управления сетями (ГЦУС МЭС и ЦУС ПМЭС) ФСК.

3. В классе «*Технологическое управление эксплуатацией электрических сетей ЕНЭС*» основное внимание сосредоточено на вопросах развития систем оценки технического состояния электросетевого оборудования. Для этих целей проанализированы задачи мониторинга и диагностики состояния основного электротехнического оборудования ПС и ЛЭП, а также техники вторичных цепей: релейной защиты (РЗ), противоаварийной автоматики (ПА), средств автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП), системы сбора и передачи (технологической) информации (ССП(Т)И) и др.

Также должна быть предусмотрена совокупность проектов создания (развития) соответствующих подсистем АСТУ:

- планирования и управления процессами технического обслуживания и ремонтов (ТОиР) включая перспективную задачу перехода на «ТОиР по состоянию оборудования»;

- контроля и анализа качества выполнения ТОиР;

- управления аварийным резервом оборудования (оптимизация количества и размещения оборудования аварийного резерва по типам и маркам на основе сведений о распределении характеристик и показателей надежности оборудования по географическим зонам; подбор идентичного по техническим характеристикам оборудования при отсутствии прямого аналога).

4. Класс «*Технологическое обеспечение работы с клиентами (генерирующими компаниями и потребителями) и рынком электроэнергии и мощности*». Для автоматизации решения производственных и организационно-технических задач технологического присо-

единения объектов к сетям ЕНЭС соответствующие департаменты и службы ФСК используют автоматизированную систему учета и контроля заявок на технологическое присоединение (АС ЗТП). Концепция предусматривает реализацию интеграционного проекта взаимодействия АС ЗТП и технологических подсистем АСТУ в целях повышения эффективности работ по развитию сетей ЕНЭС, в частности, поддержки процессов создания схем внешнего электроснабжения и схем выдачи мощности. В части производственных процессов обеспечения услуг по передаче электроэнергии потребителям предусматривается использование данных автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АПИС КУЭ) и данных по фактическим и нормированным потерям электроэнергии в целях создания в составе АСТУ подсистемы мониторинга и факторного анализа распределения потерь, и в итоге – минимизации потерь в электрических сетях ЕНЭС.



Рис. 2.67. Функциональное разделение АСТУ ФСК на основные классы

При этом каждый раз для решения данных проблем необходимо рассматривать активы ФСК как различные по своему типу объекты, а именно:

- строительные;
- элементы работы всей ЕЭС;
- отдельно взятые технические объекты;
- элементы ОРЭМ.

Для этого в рамках создания АСТУ ФСК должен решать ряд задач:

- перспективное планирование сети;
- автоматизация объектов (АСУ ТП, ССПТИ);
- оперативно-технологическое управление сетью;

- оценка технического состояния оборудования;
- планирование ТО и ремонтов;
- автоматизация КУЭ и управление потерями;
- автоматизация финансового и технического учета активов;
- стратегическое управление активами (аналитика).

Среди всех бизнес-процессов ФСК (и его филиалов) АСТУ охватывает множество процессов, непосредственно относящихся к сбору, обработке, анализу и использованию информации о режимах и состоянии электрических сетей. В этом смысле АСТУ – часть единой корпоративной информационной системы управления ФСК (КИСУ) в целом, в рамках которой интегрируются все средства поддержки основных бизнес-процессов компании, в том числе информационно-технологические и управляющие системы. Место АСТУ в составе КИСУ ФСК иллюстрирует рис. 2.68.

Создаваемая АСТУ строится как распределенная иерархическая система, обеспечивающая согласованное функционирование средств автоматизации, связи и вычислительной техники на следующих уровнях:

- высший (центральный) уровень – уровень департаментов (служб) исполнительного аппарата ФСК (ИА ФСК);
- уровень служб МЭС (ГЦУС);
- региональный уровень – уровень ПМЭС/ЦУС ПМЭС с соответствующими службами;
- объектный уровень – ПС напряжением 220–750 кВ, а также соответствующие ЛЭП ЕНЭС.

Роль подсистем нижнего уровня АСТУ играют системы сбора, обработки и передачи технологической информации о режимах, состоянии оборудования ПС и прилегающих ЛЭП и технологических событиях (как оперативной – ССПИ, так и неоперативной – ССПТИ). При создании на подстанциях ЕНЭС АСУ ТП функции ССПИ и ССПТИ выполняются средствами, входящими в их состав; кроме того, в составе АСУ ТП подстанций ЕНЭС обеспечивается возможность непосредственного управления оборудованием ПС как с автоматизированного рабочего места (АРМ) оперативного персонала ПС, так и из соответствующего ЦУС ПМЭС, в операционную зону которого входит данная ПС (при переходе к эксплуатации подстанции без постоянного дежурства на ней оперативного персонала). На вышестоящих уровнях АСТУ осуществляется поддержка процессов управления функционированием и эксплуатацией сетей и обеспечивается автоматизация основных функций оперативно-технологической и производственно-технической деятельности служб на основе технологической информации, получаемой от подстанций.

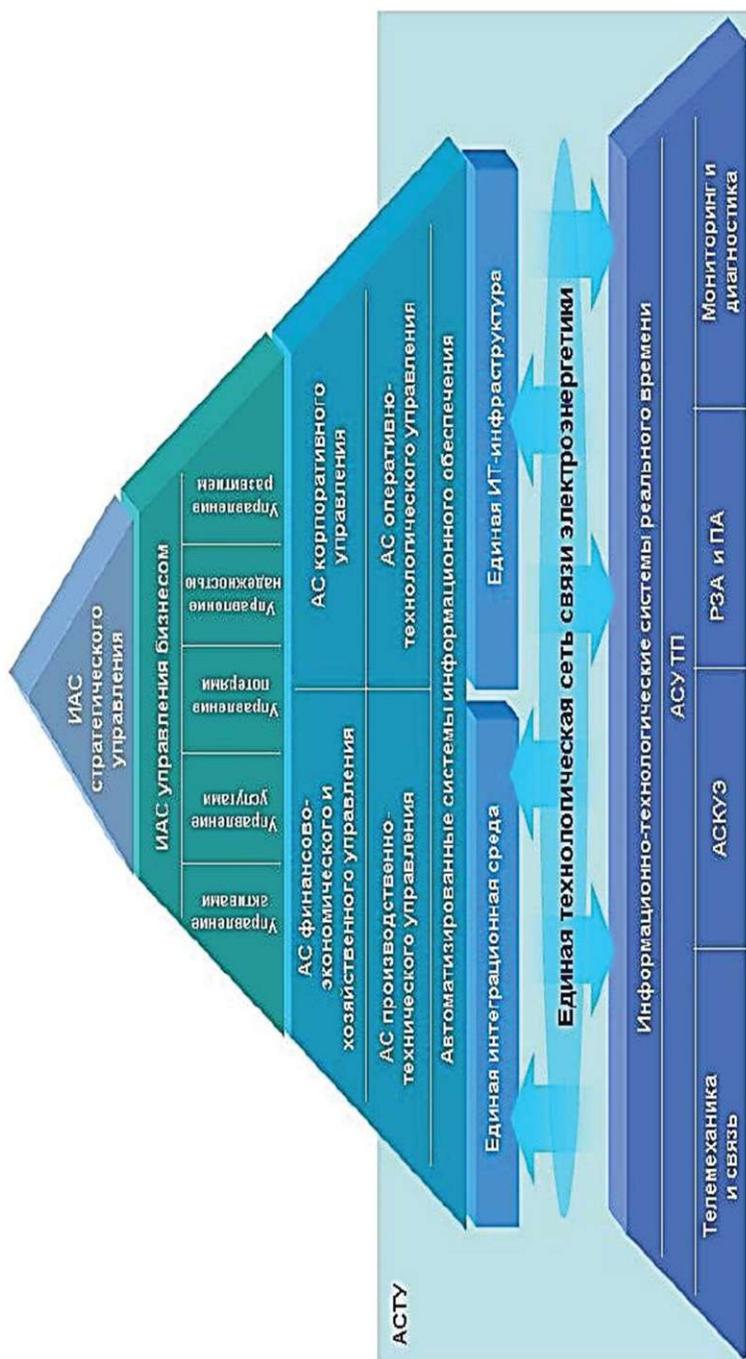


Рис. 2.68. Место АСТУ в составе КИСУ ФСК

В целевой архитектуре АСТУ в части производственных процессов управления эксплуатацией ЕНЭС выделяются следующие автоматизируемые производственные процессы:

1) мониторинг, диагностика и оценка текущего состояния оборудования на основе телеметрии и проводимых в ФСК дважды в год контрольных измерений. Функция АСТУ заключается в следующем:

- мониторинг и диагностика оборудования ПС, ВЛ;
- мониторинг и анализ загрузки оборудования ПС и ВЛ;
- мониторинг, расчет и анализ показателей качества электроэнергии;
- мониторинг уровня напряжения в контрольных пунктах (КП);
- мониторинг уровня надежности оборудования и электро-снабжения;

• мониторинг и анализ уровня потерь;

2) техническое обслуживание и ремонт предполагают:

- формирование расчетных моделей для планирования ТОиР;
- планирование мероприятий ТОиР;
- организацию и управление работами ТОиР;
- контроль выполнения работ по ТОиР, оценку качества ТОиР;

3) управление аварийным резервом оборудования, где при помощи АСТУ решаются задачи:

- подборки аналога из оборудования АР;
- расчета необходимого количества оборудования АР;
- оптимизации размещения и доставки оборудования АР;

4) управление эксплуатацией техники вторичных цепей при участии АСТУ в решении задач:

- управление эксплуатацией средств РЗА, ПА;
- контроль, учет и анализ технического состояния оборудования информационно-технологических и управляющих систем, средств и систем связи, инженерных и вспомогательных систем;
- расчет и ведение уставок и конфигураций средств РЗА;
- контроль, учет и анализ технического состояния и работы средств РЗА и ПА;
- анализ аварийных событий и процессов.

На подстанциях ЕНЭС внедряются средства и системы мониторинга, обеспечивающие непрерывный (автоматический) контроль состояния под рабочим напряжением для силовых автотрансформаторов (рис. 2.69) и шунтирующих реакторов:

- параметров электроэнергии (токи, напряжения, активные, реактивные мощности,  $\cos\varphi$ );
- физико-химических характеристик трансформаторного масла (газо- влажностного содержания трансформаторного масла);
- качества изоляции вводов (абсолютных значений тангенса угла диэлектрических потерь  $\tan\delta$  и емкости изоляции);

- уровня частичных разрядов;
  - температуры верхних слоев масла на входе и выходе охладителей;
  - технологической защиты и сигнализации, систем охлаждения и устройств РПН.
- Кроме того, активно используется контроль состояния следующих видов электрооборудования:
- высоковольтных вводов 110 кВ и выше – по изменению  $\tan\delta$  и емкости изоляции;
  - трансформаторов тока 330 кВ и выше – по изменению  $\tan\delta$  и емкости изоляции;
  - ограничителей перенапряжений – по току проводимости, значению и количеству токов срабатывания;
  - выключателей и разъединителей – по коммутационному ресурсу;
  - проходных вводов, вводов силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов 110 кВ и выше и трансформаторов тока 330 кВ и выше – по изменению  $\tan\delta$  и емкости изоляции;
  - электрогазового оборудования, кабельных вводов, измерительных трансформаторов 110 кВ и выше – для оценки (непрерывной или периодической) эксплуатационного состояния указанного оборудования (должны использоваться акустические методы контроля, в том числе с автономным питанием и системой передачи информации по радиоканалу);
  - оборудования оперативного постоянного тока, собственных нужд ПС.

С этой целью предусматривается создание (развитие) подстанционных систем мониторинга, осуществляющих сбор, обработку (включая определение текущего/остаточного ресурса электрооборудования), организацию хранения и передачи (доступа) полученной информации в центры анализа и обработки данных (уровни ПМЭС, МЭС, ИА ФСК) для использования в существующих автоматизированных системах и создаваемых подсистемах АСТУ, а также создание в указанных центрах подсистем диагностики и оценки технического состояния оборудования.

Помимо мониторинга оборудования ПС, в ФСК решается и задача создания корпоративной системы управления пространственно-распределенными ресурсами (КСУПР). Например, на рис. 2.70 приведены формы представления результатов аэросканирования ВЛ: двух- и трехмерные модели ВЛ, трассы с учетом окружающих объектов (поросль, пересечение двух ВЛ).

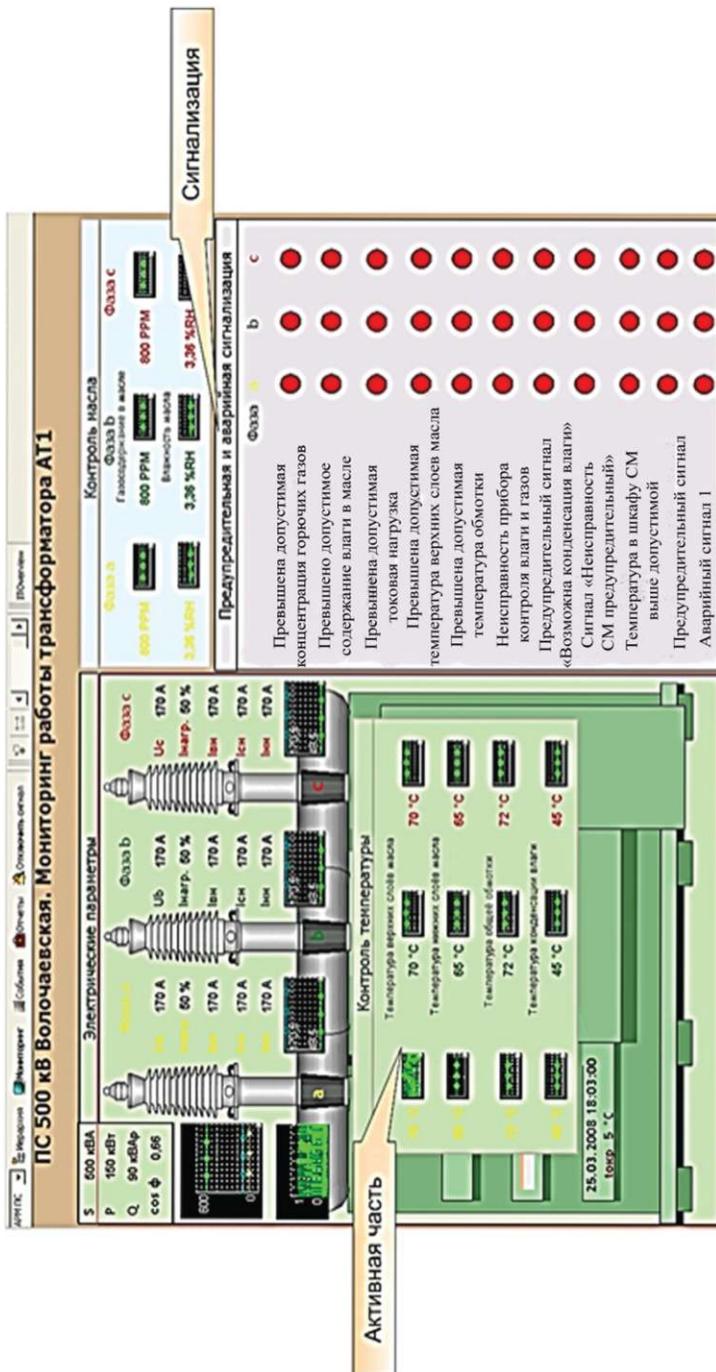
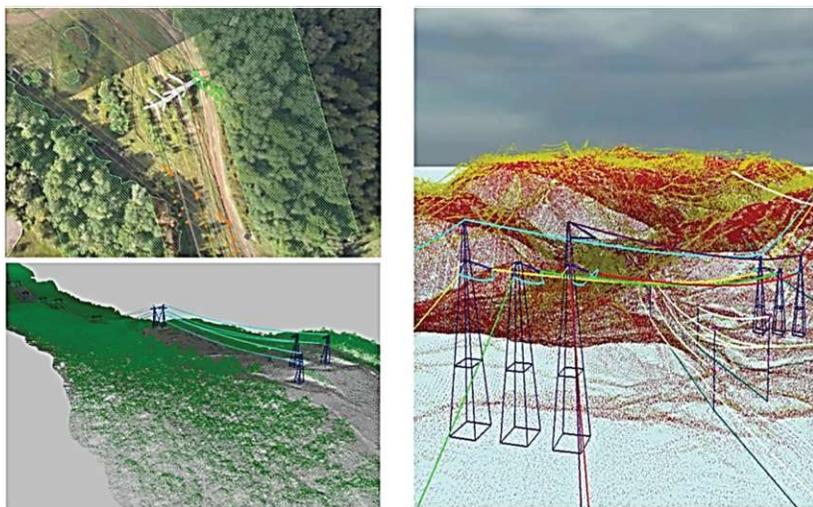


Рис. 2.69. Мониторинг текущего состояния трансформатора



**Рис. 2.70. Форма представления результатов аэросканирования ВЛ**

Для оборудования ЛЭП поддержка процессов эксплуатации должна осуществляться следующими системами:

1. *«Автоматический непрерывный контроль нагрузки на ВЛ»* – контроль текущих значений нагрузки на ВЛ в выбранных точках; определение характера отложений (гололед, снег, изморозь и т.д.) и количественных параметров отложений (вес, диаметр муфты и пр.); вычисление скорости нарастания отложений и предельного времени, оставшегося до начала плавки отложений, исходя из прочности конкретной ВЛ; обнаружение состояния ВЛ, при котором возможно начало «пляски» проводов (тросов); контроль температуры провода при плавке гололедных отложений; обнаружение отклонения любой опоры в анкерном пролете от вертикальной оси, возникшего вследствие разных причин (наезда транспорта, хищения уголка, оттяжек, просадки грунта, пожаров, обрыва проводов, линейной арматуры и т.п.).

2. *«Автоматизированный мониторинг текущего состояния оборудования ВЛ»* – внедрение технологии ввода на электронные носители текущих результатов обходов ВЛ и данных средств объективного (аппаратного) контроля, в том числе магнитометрического и сейсмоакустического – для определения состояния опор; дефектоскопического – для контроля внешней изоляции ВЛ, оттяжек, анкерных креплений; тепловизионного – для определения пробоя, соединения проводов, изоляции и арматуры, мониторинга кабельных линий; унификации интерфейсов ввода – вывода данных для всех видов используемых носителей (АРМ обходчика, приборы контроля). Разработка и внедрение в службах МЭС и ПМЭС локальных баз данных по получаемым в электронном виде результатам обходов.

На основе данных систем реализуются подсистемы:

1. *«Геотехнический мониторинг, управление и прогнозирование состояния конструкции и фундаментов опор ВЛ»*. Подсистема должна позволять в реальном времени:

- получать точные данные о напряженно-деформированном состоянии объекта;
- контролировать положение и смещение элементов конструкции под воздействием внешних и внутренних факторов;
- осуществлять мониторинг температурных и гидрологических режимов, а также локальных движений грунтов оснований;
- контролировать сейсмическую активность при размещении объекта в сейсмоопасном районе;
- получать указанную информацию в автоматическом режиме без участия эксплуатационного персонала с передачей в ЦУС данных для последующего анализа и выработки рекомендаций по безопасной эксплуатации объекта. С этой целью подсистема должна контролировать такие параметры объекта, как напряжения, линейные и угловые перемещения критических точек конструкции опоры ЛЭП; спектр и интенсивность вибрации конструкции; линейные и угловые перемещения (сдвиг, оседание) фундаментов и грунтов оснований; параметры сейсмических колебаний грунтов оснований и конструкции; уровень грунтовых вод; температура грунтов; метеорологические параметры (температура, влажность, давление, скорость и направление ветра, интенсивность осадков) и др.

2. *«Учет и анализ текущего состояния основных элементов и трасс ЛЭП и ремонтпригодности оборудования ЛЭП»*. Подсистема должна обеспечивать поддержку персонала служб МЭС и ПМЭС, осуществляющих управление эксплуатацией оборудования ЛЭП, при решении задач:

- учета и анализа работы оборудования ЛЭП, в том числе отказов, в течение всего периода эксплуатации;
- учета и анализа результатов мониторинга состояния основных элементов ЛЭП, в том числе отклонений элементов ЛЭП от нормативного состояния;
- сравнительного анализа данных обследования различных элементов ЛЭП и состояния трасс в целях определения критических по надежности пролетов и элементов оборудования ЛЭП;
- учета и анализа фактов произошедших отключений с фиксацией материалов расследования отключения;
- учета результатов выполненных работ по реконструкции, модернизации и техническому перевооружению ЛЭП;
- анализа ремонтпригодности оборудования ЛЭП и целесообразности продолжения эксплуатации/замены оборудования ЛЭП;
- формирования приоритетов проведения мероприятий ТОиР на основании результатов диагностики и оценки состояния, роли оборудования в энергосистеме, регламентов планово-предупредительных мероприятий ТОиР.

3. «Ретроспективный анализ надежности линий». Подсистема осуществляет:

- оценку функций распределения отказов для основных видов оборудования ЛЭП;
- подготовку массивов данных для анализа надежности ЛЭП включая оценки периодов приработки, стабильной работы и роста отказов;
- анализ динамики развития отклонений элементов ЛЭП от нормативного состояния;
- прогнозирование остаточного ресурса элементов ЛЭП;
- сравнительный анализ данных наземных обследований состояния элементов ЛЭП;
- выявление изменений состояния трасс ЛЭП, в том числе динамики роста растительности;
- анализ сценариев отказов, на основе которых формируются, например, предложения по оптимальному размещению аварийного резерва оборудования ЛЭП, с помощью логико-вероятностных моделей и анализа графов;
- расчеты структурной надежности с помощью как стандартных методов, основанных на анализе топологии сети и позволяющих локализовать критические с точки зрения надежности элементы ЛЭП, так и современных методов, использующих теорию случайных дискретных структур, позволяющих выявлять источники возможных отказов и своевременно принимать меры по устранению причин или минимизации последствий отказов.

Интеграция видеонаблюдения в систему АСТУ позволяет минимизировать случаи нарушений некачественной эксплуатации энергообъектов (отсутствие допуска бригад или формальное выполнение требований Правил охраны труда – ПОТ) и несвоевременного выполнения работ (рис. 2.71).

Кроме того, видеонаблюдение является одной из составляющих реализации функций телеуправления коммутационными устройствами (КУ) в ЕНЭС, подтверждая факт прохождения команды и оценку фактического состояния КУ.

Целевая архитектура АСТУ в ФСК в части задач управления функционированием ЕНЭС строится исходя из необходимости обеспечения функционирования создаваемых или развивающихся ЦУС ПМЭС/ГЦУС МЭС.

При этом основной целью рассматриваемого развития ГЦУС МЭС и ЦУС ПМЭС является построение и ввод в эксплуатацию во всех ЦУС программно-технических комплексов (ПТК), отвечающих требованиям утвержденной Концепции системы оперативно-технологического управления объектами ЕНЭС в ФСК, а также обеспечивающих возможность эффективного участия ЦУС в решении задач технологического управления функционированием, эксплуатацией и развитием сетей ЕНЭС.

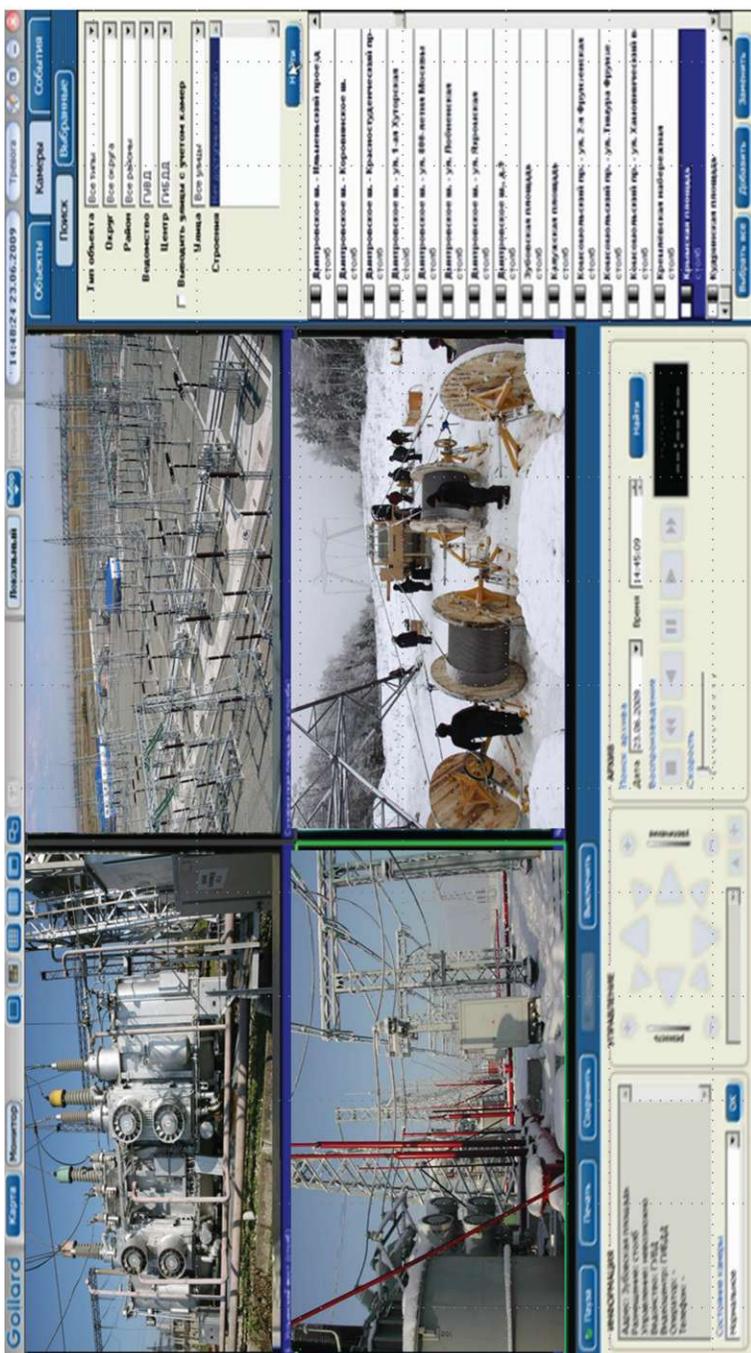


Рис. 2.71. Управление безопасностью объектов ЕНЭС на основе видеонаблюдения

К числу функциональных подсистем автоматизированной системы диспетчерско-технологического управления (АСДТУ) относятся подсистемы мониторинга, анализа режимов и состояния сетей, управления, обеспечивающие как операционные и неоперационные функции оперативно-технологического управления сетями, так и участие (совместно с филиалами СО) в решении задач оперативно-диспетчерского управления энергосистемами.

Следует отметить, что к задачам АСДТУ ФСК относится также поддержка персонала служб ОТУ и электрических режимов в решении проблем, связанных с участием в организации ТОиР, в свою очередь базирующихся на результатах мониторинга и анализа режимов и состояния сетей. Кроме того, к технологическому управлению функционированием электрических сетей ЕНЭС следует отнести и задачи АСТУ, связанные с поддержкой/построением автоматически функционирующих систем управления, среди которых следует выделить системы управления режимом сети по напряжению и реактивной мощности.

Целевая архитектура АСТУ в части производственных процессов, отнесенных к блоку «Технологическое управление функционированием электрических сетей ЕНЭС», и соответствующий состав функциональных подсистем АСТУ показаны на рис. 2.72.

Решение задач оперативного мониторинга и анализа текущего состояния сети, а также собственно оперативно-технологического управления сетями достигается следующими функциональными подсистемами, реализуемыми в составе базового ПТК ОТУ:

1) сбора данных и диспетчерского управления (SCADA система), включающей в себя средства обмена данными с АСУ ТП/ССПИ, ССПТИ подстанций, обработки и хранения данных, регистрации событий, человеко-машинного интерфейса, формирования отчетов и т.п.;

2) мониторинга текущего состояния электрической сети (EMS/DMS):

- анализ топологии подведомственных электрических сетей (Topology processor);

- оценка состояния электрических сетей (Steady State Estimator);

- анализ режимов электрических сетей (Transmission Network Analysis);

- расчет и анализ потокораспределения в электрических сетях;

- мониторинг уровней напряжения в контрольных точках сети;

- анализ режимной надежности электрических сетей (Reliability Analysis & Network Analysis);

- оперативное формирование расчетных моделей электрических сетей;

- фиксация и анализ нештатных ситуаций и произошедших аварий (Contingency Analysis);
  - расчеты и анализ токов коротких замыканий (ТКЗ) – возможных и произошедших;
  - определение пропускной способности сетей, выявление «узких мест»;
  - контроль пределов режимных параметров по данным телеизмерений и результатам расчета;
  - расчет аварийных и предупредительных пределов, ограничений;
  - контроль, расчет и прогнозирование электропотребления;
  - определение места повреждения на ВЛ (ОМП);
- 3) управления производством переключений (NMS):
- телеуправление коммутационными аппаратами и устройствами РПН на подстанциях; поддержка блокировки команд телеуправления;
  - автоматизированное создание программ и бланков переключений, моделирование перед выполнением;
  - автоматизированное выполнение переключений (по утвержденным бланкам/программам) с автоматическим контролем допустимости переключений;
  - ведение (формирование и контроль прохождения) заявок на работы по ТОиР;
  - режимная проработка заявок (в том числе моделирование);
  - ведение баз данных переключений оборудования, в том числе базы данных планового отключения оборудования, базы данных по аварийным отключениям электросетевых элементов ЕНЭС и технологическим нарушениям;
- 4) управления работами по ремонтам (OMS):
- планирование, мониторинг и учет отключений;
  - ведение ремонтных схем и соответствующих моделей;
  - прогнозирование объема и длительности ремонтных работ;
  - планирование и распределение работ между выездными бригадами;
  - контроль за бригадами на объектах и за их передвижениями и т.п.;
- 5) тренажером диспетчера (DTS), включающим в себя тренажер по переключениям и режимный тренажер, с возможностью использования актуальной модели сети и воспроизведения архивных данных реальных аномальных режимов.

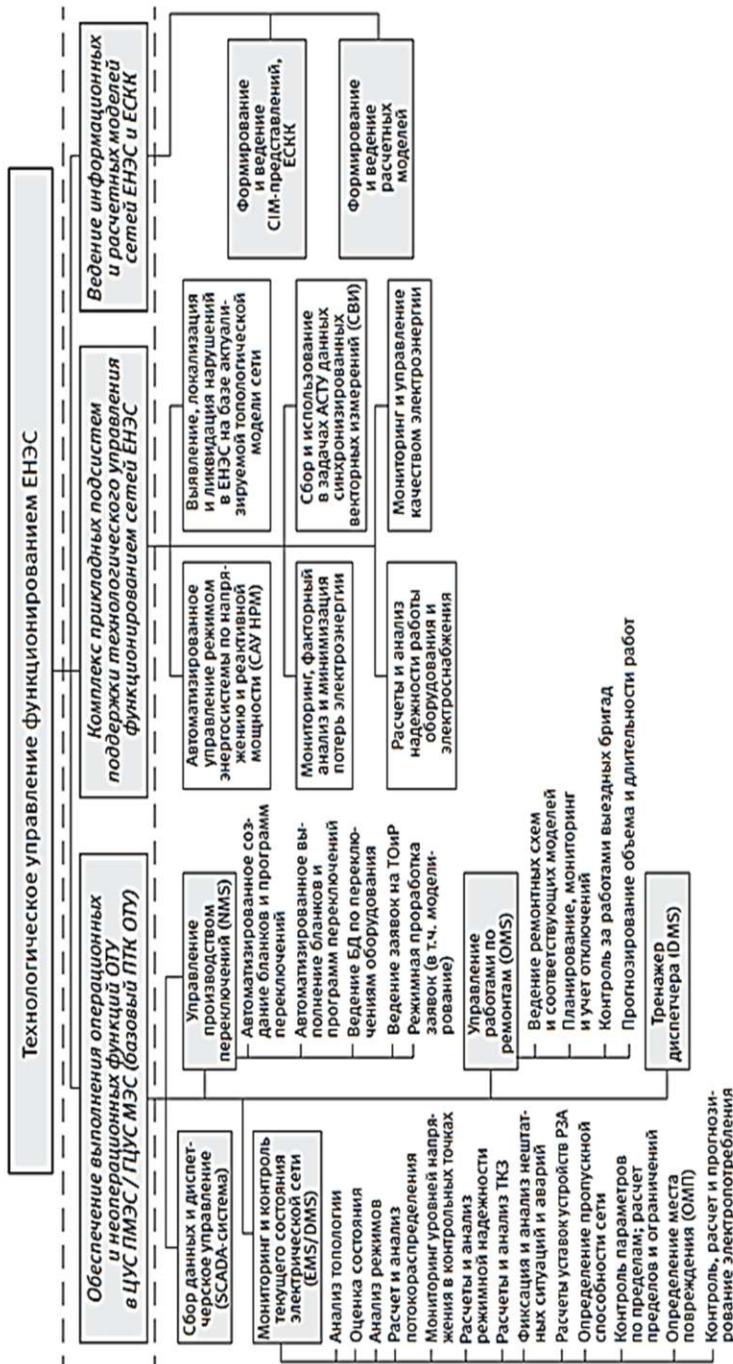


Рис. 2.72. Архитектура АСТУ в части управления функционированием ЕНЭС

Остановимся на ведении информационных СИМ-моделей.

Общая информационная модель (Common Information Model – СИМ, ОИМ) как подход к интеграции автоматизированных систем в электроэнергетике впервые была предложена в рамках исследовательской инициативы Калифорнийским институтом EPRI около 20 лет назад. Эта инициатива вылилась в серию стандартов Международной электротехнической комиссии (МЭК) 61970/61968. Такой подход позволяет строить сложные автоматизированные системы, состоящие из множества подсистем, поддерживающих вышеуказанные стандарты и работающих совместно и согласованно как единая система, а также развивать автоматизированные системы управления в той части, где это необходимо, не меняя всю систему целиком. Это экономит средства, с одной стороны, и развивает рынок разработки приложений – с другой. При этом разрабатываемые автоматизированные системы взаимозаменяемы, что освобождает заказчика от жесткой зависимости от одного поставщика и также позволяет экономить средства, подбирая и оплачивая только нужную функциональность.

При создании АСТУ за основу принимаются открытые стандарты МЭК, а также методически и технически связанные с ними стандарты других международных организаций. При построении АСТУ важнейшим инструментом является единство информационных, в том числе расчетных, моделей электрических сетей. В качестве основы для создания указанных моделей применяется стандартизованная МЭК (МЭК 61968, 61970) СИМ-модель электроэнергетики, которая призвана решать следующие основные задачи:

- объектное описание ЕНЭС – обеспечение общей семантики при организации доступа к данным и при обмене информацией между системами (между подсистемами в составе АСТУ, между АСТУ и другими корпоративными системами в составе КИСУ, между АСТУ и автоматизированными системами внешних организаций – АО «СО ЕЭС», НП «АТС», РСК);

- описание логической структуры, содержащей полную и непротиворечивую информацию об объектах электрических сетей ЕНЭС и энергосистем в целом включая их объектное, графическое и топологическое представление.

Для формализации требований к подсистемам АСТУ в части описания оборудования, топологии, сигналов необходимо наличие соответствующего стандарта ФСК, включающего в себя эталонный профиль информационной модели ЕНЭС и описывающего требования к созданию единого информационного пространства, предоставляющего достоверную информацию, однозначно понимаемую и обрабатываемую всеми автоматизированными системами — компонентами АСТУ, а также взаимодействующими с ней внешними автоматизированными системами.

Одной из информационных основ АСТУ является разрабатываемая Единая система классификации и кодирования (ЕСКК), призванная обеспечить информационную совместимость смежных подсистем и систем, и тем самым – создание единого информационного пространства, не зависящего от способов и средств реализации автоматизированных процедур. Разработанный стандарт ЕСКК будет применяться при создании автоматизированных информационных систем и систем управления (включая АСТУ), в которых осуществляется сбор, обработка, хранение и использование информации, получаемой от различных энергообъектов. Отвечающая требованиям подсистем АСТУ система классификации, кодирования и идентификации информации должна охватывать не только все электросетевые объекты ЕНЭС и их оборудование (основное и вспомогательное), но и программно-технические средства подсистем, используемые на всех уровнях иерархии управления, а также соответствующие информационные потоки. Используемая в АСТУ система классификации и кодирования гармонизируется с адаптированной к условиям и особенностям ЕНЭС общей информационной моделью (СИМ-профилем ЕНЭС).

Основные общие принципы классификации, кодирования и идентификации электросетевых объектов и их оборудования (в том числе контролируемого и управляемого средствами подсистем АСТУ) должны быть едиными не только для подсистем АСТУ, но и для всех действующих и разрабатываемых в настоящее время корпоративных систем управления ФСК (КИСУ, КСУПР, АИИС КУЭ и др.)

Предлагаемая концепция по ведению информационных моделей в рамках ФСК нацелена именно на решение задач унификации, снижения затрат на интеграцию, эксплуатацию и развитие имеющихся и будущих автоматизированных систем. С этой целью создаются информационные модели территориальных электрических сетей для приложений, обеспечивающих решение технологических задач

Указанные ранее стандарты МЭК позволяют разделять информацию об электросетевом оборудовании (ЛЭП, трансформаторы, коммутационные аппараты, средства компенсации реактивной мощности и т.п.) на такие категории, как:

- информация об измерениях параметров режима (токи, напряжения, мощности);
- паспортные данные и технические характеристики оборудования;
- данные о текущем состоянии оборудования, характеризующие его готовность выполнять свои функции;
- данные об отклонении эксплуатационных параметров за предельно допустимые значения и их длительность, токи отключения, число включений/отключений и другие, определяемые видом оборудования;
- данные об испытаниях и проведенных ремонтных работах;

- документированная информация (руководства, инструкции и т.д.).

Исходными данными для построения информационной модели сети или электросетевого объекта являются:

- электрическая схема нормального режима;
- классификационные таблицы и методика построения уникальных идентификаторов объектов, оборудования, измерений, сигналов и документов;
- профиль модели, определяющий классы, атрибуты и отношения между ними в схеме информационной модели; стандарты в области информационных технологий (с точностью до версий), следование которым является обязательным в процессе проектирования, внедрения и эксплуатации системы управления.

Общий состав СИМ-модели приведен на рис. 2.73.

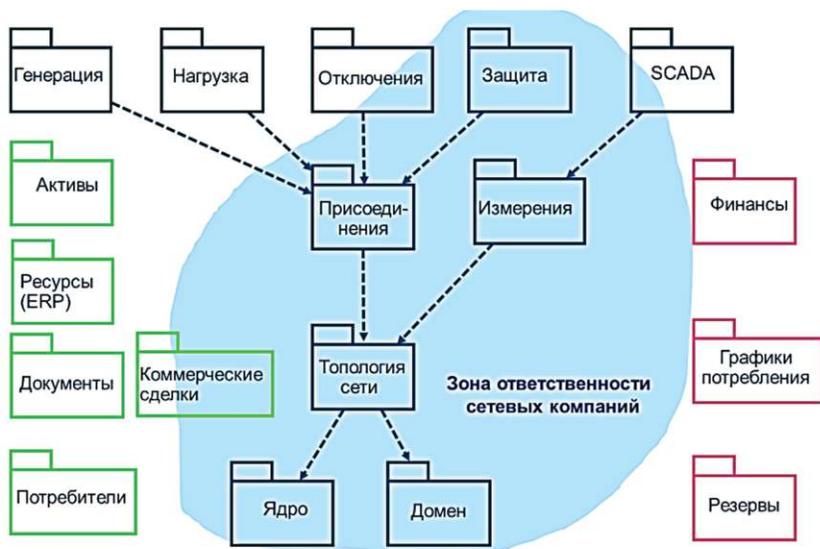


Рис. 2.73. Общий состав СИМ-модели

В информационной модели каждая установленная единица оборудования определяется, с одной стороны, как элемент «токопроводящей» модели «шины–выключатель» (МЭК 61970), с другой стороны – как некоторый «актив» или элемент модели оборудования, определенный такими переменными, как год установки, заводской номер, тип и т.п. Процесс построения общей информационной модели ЕНЭС должен быть реализован иерархически – в соответствии с топологической схемой сети и иерархией подразделений ФСК, а именно: информационная модель ЕНЭС в целом, информационные модели сетей уровней технологического управления МЭС и ПМЭС, модели подстанций.

В перспективе в ФСК предусмотрена интеграция с автоматизированными системами НП «АТС» и СО с использованием технологии СИМ (рис. 2.74).

Для НП «АТС» задача унификации технологий обмена данными с субъектами рынка и СО имеет еще одну отличительную особенность. К указанным выше задачам стандартизации способов представления информации и технологий обмена добавляется задача обеспечения достоверности данных коммерческого учета. Решению этой задачи НП «АТС» уделяет большое внимание, но до настоящего времени в полном объеме она не решена. Однако продолжающееся развитие технологий СИМ-моделирования и в целом АСТУ в энергетике постепенно приводит к автоматизации процессов, и самое главное – к повышению надежности электроснабжения потребителей наряду со снижением эксплуатационных расходов.

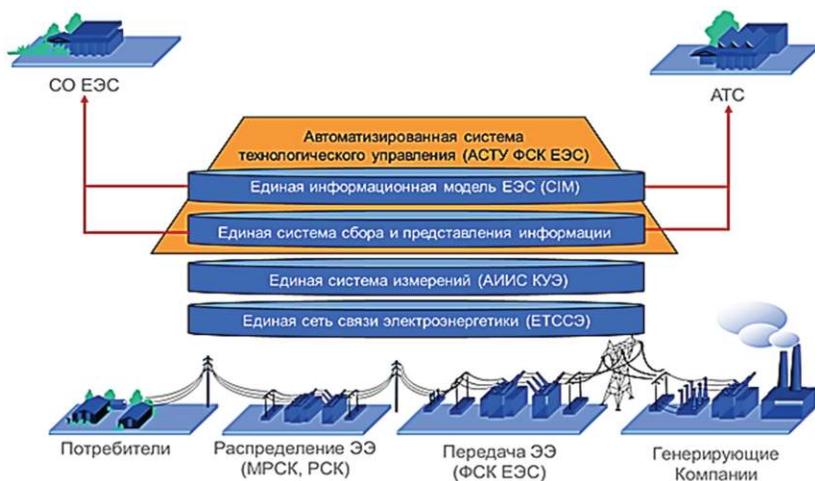


Рис. 2.74. Роль АСТУ ФСК в работе рынка

## Список рекомендуемой литературы

1. Основные направления реформирования электроэнергетики Российской Федерации, одобренные Постановлением Правительства Российской Федерации от 11 июля 2001 г. № 526.
2. Стандарт МЭК 61970: «Интерфейс прикладных программ системы управления производством и передачей электроэнергии».
3. Стандарт МЭК 61968: «Стандарты интерфейсов системы управления распределением».
4. Сборник научно-технических статей сотрудников Группы компании «Россети». – Москва, 2017.

Стандарты МЭК 61968/61970 требуют, чтобы описываемым оборудованию и информации были присвоены уникальные имена. Поэтому еще одной фундаментальной основой общего информационного пространства для автоматизированных систем электроэнергетики является использование единой, гармонизированной с CIM-моделью ЕНЭС, системы классификации, кодирования и идентификации оборудования, компонентов систем управления, данных измерений (в том числе параметров режима и состояния оборудования), паспортной и условно-постоянной информации (ЕСКК).

Следует иметь в виду, что разработка универсальной системы классификации и идентификации, предназначенной для применения при создании больших информационных и управляющих систем технологического управления, не отменяет, а дополняет используемые методики классификации и идентификации, которые по-прежнему можно использовать в рамках существующих систем управления.

Таким образом, создаваемая ЕСКК по своему назначению должна быть системой многоцелевого использования. С одной стороны, ЕСКК должна позволять однозначно определять принадлежность конкретных энергообъектов (ПС, ЛЭП) и единиц оборудования (трансформаторов, шин, коммутационных аппаратов и т.п.) к заранее выделенным классам, выбор которых определяется спецификой решаемых с помощью системы задач.

Примером могут служить задачи, связанные с учетом оборудования, в рамках которых достаточно фиксировать принадлежность конкретного объекта к классификационной группе, и нет необходимости различать объекты внутри группы. При этом кодирование заключается в присвоении выбранным классификационным группам некоторых формальных имен (кодов) по определенным правилам.

Для решения задач оперативно-технологического управления необходима не только классификация конкретных контролируемых и управляемых объектов, но и формализованное выделение конкретного объекта (единицы оборудования и при необходимости – связанных с ней сигналов) внутри классификационной группы. Поэтому создаваемая ЕСКК должна быть также и системой однозначной идентификации.

ЕСКК разрабатывается с учетом следующих основных требований:

- единство системы обозначений для всех видов электросетевых объектов;
- достаточная емкость и возможность детализации внутри объектных систем и агрегатов;

- однозначность идентификации любого объекта в пределах системы и связанных с ним данных;
- устойчивость используемых идентификаторов – единство обозначения объектов классификации и маркировки на всех фазах жизненного цикла технического продукта: при проектировании;
  - внедрении (сооружении), эксплуатации, сопровождении, модернизации (реконструкции) энергообъектов, выводе из эксплуатации;
  - возможность встраивания подсистем и технических продуктов в системы, разработанные другими организациями, без изменения этих подсистем и документации;
  - возможность представления системы в разных аспектах, независимо от ее сложности;
  - однозначность и корректность выполнения запросов для получения различных данных и документов при машинной обработке (на этапе проектирования и в процессе эксплуатации);
  - возможность гармонизации с другими системами классификации;
  - обеспечение возможности сохранения действующих локальных обозначений;
  - возможность алгоритмизации.

В соответствии со стандартом МЭК 61346 для однозначной идентификации объекта (технического продукта) применяется буквенно-цифровая система кодирования.

Буквенный код основан на системе классификации, которая должна обеспечивать иерархическую классификацию типов объектов (независимо от реального положения в системе объекта данного типа).

Цифровые (счетные) коды, как правило, определяют конкретные экземпляры данного типа объекта, определенного буквенным классификационным кодом.

ЕСКК должна устанавливать правила присвоения идентификаторов с использованием классификационных кодов и принятых в ней методик их использования для всех электросетевых объектов. Пример такого вида идентификации оборудования приведен на рисунке приложения.

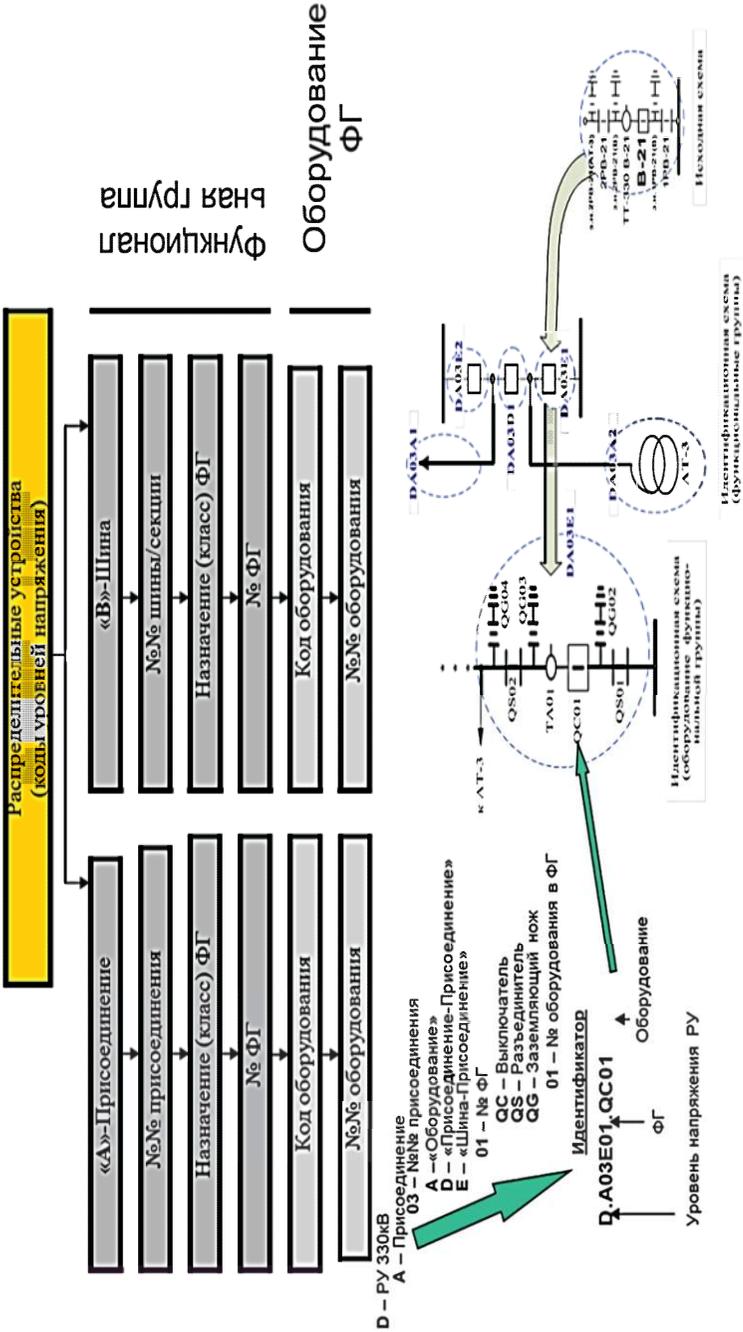


Рис. Корпоративный стандарт идентификации оборудования ЕНЭС

## ПОЛУДНИЦЫН Павел Юрьевич

Начальник департамента спроса на электрическую энергию и мощность Единого центра компетенции АО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ». Кандидат технических наук.

Принимает участие в разработке основных документов по перспективному развитию электроэнергетики (Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики, Схема и программа развития ЕЭС России на семилетний период, Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации, Схем выдачи мощности электростанций и Схем внешнего электроснабжения потребителей). Также принимает участие в научно-исследовательских работах и разработке нормативно-технических документов отрасли.



### **2.6. Использование электропередач и вставок постоянного тока в России и за рубежом**

#### **Использование объектов постоянного тока в России**

В Советском Союзе первые фундаментальные исследования преобразователей переменного тока в постоянный были проведены во Всероссийском энергетическом институте (ВЭИ) в конце 20-х гг. XX века. В начале 30-х годов проводилась разработка и освоение производства одноанодных ртутных вентилях, ртутных выпрямителей для тяговых подстанций метро, электричек и шахтных подъемников. Были выполнены исследования схем и режимов преобразовательных установок различного назначения, в т.ч. для нужд черной и цветной металлургии, химической промышленности и электрофицированного транспорта. К концу 30-х гг. в ВЭИ был разработан и изготовлен шестианодный вентиль на напряжение 25 кВ, ток 1000 А. Тогда же были начаты работы по созданию одноанодного высоковольтного вентиля.

По мере формирования отдельных энергосистем страны уже в 30-е гг. оценивалась возможность создания объединенных энергосистем за счет использования передач постоянного тока высокого напряжения. Для решения задачи первоочередным мероприятием являлось создание экспериментальных баз и сооружение опытной передачи постоянного тока (ППТ).

В 1941 г. по заданию Наркомата электростанций был разработан проект электропередачи постоянного тока длиной 160 км на ртутных вентилях мощностью 2 МВт. К этому времени отечественная промышленность обладала возможностью их изготовления, так же, как и другого необходимого оборудования. Данный проект не был реализован, т.к. началась Великая Отечественная война.

После окончания войны вопрос восстановления энергосистемы страны был одним из основных в ходе этапного восстановления народного хозяйства. В октябре 1945 г. было принято решение о создании Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянного тока высокого напряжения (НИИПТ). Ключевой проблемой института для создания передачи постоянного тока являлось создание надежного вентиля. В работу были вовлечены многие ведущие ученые страны из разных областей.

### **ПТТ ±100 кВ Кашира–Москва**

В период 1946–1950 гг. советскими инженерами были разработаны высоковольтные ртутные вентили для биполярной ПТТ ±100 кВ Кашира–Москва. Ввод электропередачи в опытно-промышленную эксплуатацию состоялся в 1950 г. Мощность передачи составляла 30 МВт. Электропередача состояла из кабельно-воздушной линии суммарной протяженностью 112 км, а также двух преобразовательных подстанций.

Электропередача предназначалась для исследований и испытаний оборудования, а также для накопления опыта и обучения персонала. Кроме того, она использовалась и в промышленных целях, создавая дополнительную связь между Каширской ГРЭС и электрической сетью Мосэнерго.

Передача могла работать по симметричной схеме при напряжении полюса относительно земли 100 кВ, а также по схеме с заземлением одного из полюсов и по монополярной схеме, при которой обратным проводником является земля. В последних случаях напряжение рабочего полюса относительно земли составляло 200 кВ.

С 1952 г. в условиях длительной эксплуатации на электропередаче проходили испытания образцы мощных ртутных вентилях, разрабатываемых для дальних электропередач. С 1955 г. схема передачи была преобразована с целью изучения работы двухмостовой схемы, используемой впоследствии в проектируемой передаче по направлению Волгоград–Донбасс. На ПТТ Кашира–Москва впервые была показана приемлемость последовательного соединения вентилях в плече моста и последовательного соединения мостов для повышения напряжения линии постоянного тока. Были впервые опробованы выключатели постоянного тока, новые способы регулирования ПТТ и другие научные разработки. ПТТ Кашира–Москва была выведена из эксплуатации в 1987 г. в связи с исчерпанием ресурса оборудования.

### **ПТТ ±400 кВ Волгоград–Донбасс**

Вторым крупным проектом с применением технологии постоянного тока в СССР является ПТТ ±400 кВ Волжская ГЭС – Михайловская. Проектирование данной электропередачи пропускной способностью 720 МВт осуществлялось в конце 50-х гг. Основное ее назначение – передача порядка 4 млрд кВт·ч от Волжской ГЭС в промышленные районы Донбасса.

Ввод электропередачи в эксплуатацию осуществлялся этапами с постепенным увеличением напряжения и мощности. В 1962 г. электропередача была включена на напряжение 100 кВ по монополярной схеме с параллельным соединением обоих полюсов и возвратом тока через землю. Выход электропередачи на проектные показатели был осуществлен в 1965 г. Необходимо отметить, что ППТ Волжская ГЭС–Михайловская обладала наилучшими параметрами для того времени, а напряжение  $\pm 400$  кВ для систем постоянного тока было использовано впервые в мировой практике.

Схема электропередачи при полном развитии состояла из восьми каскадно-включенных мостов (по четыре в каждой из двух полупедей) на ртутных вентилях на каждой преобразовательной подстанции. Схемы подстанций предусматривали возможность работы электропередачи в реверсном режиме с напряжением полюса линии от 100 кВ до 400 кВ за счет изменения количества работающих мостов. В каждый мост входило по 12 рабочих ртутных одноанодных вентилях типа ВР-9 (130 кВ, 900 А, 10 МВт), разработанного в ВЭИ. Воздушная линия состояла из двух полюсов (северный и южный) с проводами марки АСО-2х712 в каждом полюсе. Протяженность электропередачи – 473 км.

В конце 70-х г. четыре из восьми мостов южной полупедей Волжской подстанции были модернизированы, в результате чего ртутные вентили были заменены на тиристорные. Недостаточное финансирование для дальнейшей реконструкции привело к тому, что с 1982 г. фактическая мощность ППТ была ограничена 180 МВт из опасения возникновения чрезвычайных ситуаций в связи с повышенной пожароопасностью при работе мостов с ртутными вентилями.

В середине 80-х гг. была намечена модернизация преобразовательных мостов с заменой ртутных вентилях на тиристорные. Предполагалось комплектовать тиристорные вентили из модулей блоков, разработанных для ППТ Экибастуз–Тамбов и в течение ряда лет эксплуатировавшихся на испытательных центрах в Белом Расте и Тольятти. Однако было модернизировано только два моста северной полупедей Волжской подстанции. Это позволило с 1988 г. эксплуатировать ППТ Волжская ГЭС–Михайловская с параметрами  $\pm 200$  кВ, 360 МВт, но не гарантировало ее высокую надежность в основном ввиду устаревшего оборудования на ПС Михайловская.

К началу XXI в. состояние силового оборудования ПС Михайловская уже не позволяло обеспечить нагрузку передачи выше 150–180 МВт, а устойчивой рабочей мощностью считалась мощность 90 МВт.

В первой декаде XXI в. НИИПТ были проведены исследования по оценке возможности комплексной модернизации электропередачи для возобновления режима ее работы до проектных показателей. Исследования выявили необходимость полной замены преобразовательного оборудования по обоим концам ППТ, а также замены большого количества изоляторов линии, в результате чего стоимость мероприятий по модернизации оказалась достаточно высокой.

Кроме экономического фактора, возможность реконструкции ППТ Волжская ГЭС–Михайловская должна была также определяться инициативой со стороны Украины, в зоне эксплуатационной ответственности которой оказалась ПС Михайловская после распада Советского Союза. Ввиду избытков мощности по причине спада экономики обоих государств потребности в усилении межгосударственных связей между Россией и Украиной отсутствовали. Поэтому вопрос о реконструкции ППТ оставался открытым.

Альтернативно рассматривались возможности использования участка ППТ Волжская ГЭС–Михайловская, проходящей по российской территории, для формирования линии переменного тока. Однако данное направление также не получило дальнейшего развития, в том числе и по экономическим причинам.

В последние годы, вплоть до июля 2014 г. (до начала боевых действий на востоке Украины), линия находилась под охранным напряжением и не эксплуатировалась. Планировался окончательный вывод линии из эксплуатации с последующим демонтажом оборудования.

Электропередача Волгоград–Донбасс сыграла важную роль для дальнейшего развития технологий передачи электроэнергии постоянного тока, а опыт, накопленный отечественной промышленностью по созданию специализированного оборудования, позволил в дальнейшем приступить к реализации ППТ Экибастуз–Тамбов и ВПТ Россия–Финляндия.

### **ППТ ±750 кВ Экибастуз–Тамбов**

В середине 60-х гг. была обоснована целесообразность использования энергетического потенциала топливных ресурсов Экибастузского угольного бассейна в Казахстане. Для этого планировалось сооружение топливно-энергетического комплекса, включающего в себя несколько крупных угольных электростанций установленной мощностью до 4000 МВт каждая. Выработанную на них электрическую энергию и мощность предполагалось использовать для развития Казахстана, а также планировалось осуществлять частичную ее передачу в Центральный регион страны за счет сооружения высоковольтных передач постоянного и переменного тока.

В качестве передачи постоянного тока рассматривалась линия ±750 кВ Экибастуз–Центр пропускной способностью 6000 МВт протяженностью 2430 км. Сооружение приемной подстанции было намечено в районе г. Тамбова. Режим работы электростанций предполагался в базовом режиме с числом часов использования передачи до 7000 ч, что позволило бы передавать до 42 млрд кВт·ч в Центральный регион.

В 1967 г. издается Постановление Совета Министров СССР «О сооружении линии электропередачи постоянного тока 1500 кВ Экибастуз–Центр». Разработка технического проекта электропередачи была закончена в 1972 г. В соответствии с ним для электропередачи предполагалось использовать одноанодные ртутные вентили отече-

ственного производства. Ввод электропередачи Экибастуз–Тамбов в эксплуатацию предполагался в четыре этапа с постепенным увеличением напряжения и передаваемой мощности с достижением проектных показателей в 1980 г.

Ограничение финансирования не позволило начать строительство ППТ  $\pm 750$  кВ Экибастуз–Тамбов вплоть до 1979 г. В этих условиях с учетом последних достижений науки и техники усилия инженеров были перенаправлены на разработку нового преобразовательного оборудования на базе полупроводниковой техники. Было разработано несколько модификаций высоковольтных тиристорных вентилях. Предпочтение было отдано тиристорным вентилям на основе световой лазерной системы управления и водяной системы охлаждения, разработанной ВЭИ. Единичный тиристор по своим параметрам (4,2 кВ, 1250 А) превосходил все ранее выпускаемые в СССР. Преобразовательное оборудование было успешно испытано в испытательных центрах в Белом Расте и Тольятти, где в этих целях в 1979 г. был введен в эксплуатацию мощный испытательный стенд.

К 1991 г. было сооружено около 40% передачи, в том числе изготовлено и испытано силовое оборудование преобразовательных подстанций. С распадом Советского Союза стройка практически прекратилась. Снижение темпов строительства электропередачи явилось результатом развивающегося экономического кризиса. В дальнейшем было произведено распределение данного объекта в собственность между Россией и Казахстаном по территориальному признаку.

По причине эксплуатационных издержек недостроенной электропередачи постоянного тока Экибастуз–Тамбов, а также из-за старения силового подстанционного оборудования в 1995 г. возник вопрос о целесообразности завершения строительства данного объекта. В результате ревизии недостроенного объекта был выявлен факт частичного демонтажа ранее реализованного оборудования, особенно на территории Казахстана. Была произведена оценка инвестиций для завершения строительства; выполнены системные исследования для оценки целесообразности сооружения ППТ  $\pm 750$  кВ Экибастуз–Центр со сниженной пропускной способностью до 3000 МВт, которые показали возможную ее необходимость не ранее 2010 г.

Дополнительно рассматривался вопрос об использовании уже сооруженных участков электропередачи для сооружения ППТ  $\pm 750$  кВ Тамбов–Челябинск. Однако и от данного решения пришлось отказаться ввиду высокой стоимости объекта и ограниченного финансирования со стороны государства в условиях кризисной ситуации в стране. Данное решение также было обусловлено необходимостью возобновления прерванных отношений с заводами-изготовителями по поставке недостающего оборудования для преобразовательной подстанции Тамбовская, новой преобразовательной подстанции Челябинская и ВЛ  $\pm 750$  кВ. Ситуация осложнялась тем, что значительная часть изготовителей оборудования уже находилась за пределами России. При этом некото-

рые предприятия уже перепрофилировали свое производство либо ликвидировали участки по производству оборудования, предназначенного специально для ППТ. Таким образом, затягивание сроков вводов ППТ грозило нарушением ее сохранности.

Для обеспечения эффективности уже реализованных участков на российской территории рассматривалась возможность их модернизации в линию переменного тока напряжением 500 кВ между ПС Газовая и ПС Красноармейская. Из нескольких возможных вариантов модернизации линии было рекомендовано выделить из каждого полюса линии постоянного тока, состоящего из пяти проводов марки АС 1200/67, две фазы линии переменного тока, состоящей из трех проводов в фазе. Третью фазу предполагалось формировать из оставшихся четырех проводов, при этом каждая из двух пар врезалась в гирлянду изоляторов бывшего полюса. В результате на каждой гирлянде изоляторов полюса было бы подвешено полторы фазы линии переменного тока. Проверочные расчеты по механической прочности конструкции и электромагнитному полю подтвердили техническую возможность такой модернизации. По ряду причин данные исследования также не получили дальнейшего распространения. В итоге было принято решение о демонтаже и утилизации ранее построенных участков линии электропередачи и преобразовательного оборудования.

#### **ВПТ Россия–Финляндия**

Параллельно с работами над ППТ Экибастуз–Центр осуществлялись работы по сооружению ВПТ Россия (СССР)–Финляндия. Сооружение данной связи было связано с двухсторонним межгосударственным соглашением о сотрудничестве в области электроэнергетики, заключенным в 1974 г. В соответствии с данным соглашением предусматривались поставки электроэнергии в объеме до 4 млрд кВт·ч в Финляндию.

Для решения данной задачи была разработана вставка постоянного тока в районе г. Выборга, которая обеспечила связь электрической сети напряжением 330 кВ со стороны России и 400 кВ со стороны Финляндии. Первые три преобразовательных блока мощностью 355 МВт каждый были введены в эксплуатацию в 1981–1984 гг. В 2000 г. для увеличения объемов энергии, поставляемой на экспорт, был введен в эксплуатацию четвертый блок, в результате чего пропускная способность вставки достигла 1400 МВт.

Для реализации данной ВПТ был использован блочный принцип ее конфигурации, что позволяло обеспечить режим работы преобразовательных блоков в пределах расчетных условий в случае отключения одного из них. Кроме этого такой подход позволял использовать унифицированное оборудование, что способствовало упрощению схемы ВПТ и позволило осуществлять поэтапный ввод мощности без вмешательства в работу действующего оборудования. В настоящее время ВПТ Россия–Финляндия в Выборге продолжает успешно эксплуатироваться.

### **Вставка несинхронной связи (ВНС) на ПС 220 кВ Могоча**

До недавнего времени ОЭС Востока работала в изолированном режиме от остальной части ЕЭС России. Это было связано с наличием протяженных и слабых связей по сети напряжением 220 кВ между ОЭС Сибири и ОЭС Востока, работа которых в замкнутом режиме была затруднительна по условиям сохранения устойчивости.

Для обеспечения возможности параллельной работы ОЭС Востока с ЕЭС России, обеспечения надежного электроснабжения потребителей, расположенных вдоль Байкало–Амурской магистрали, а также для нормализации уровней напряжения в сети 220 кВ было принято решение о создании ВНС пропускной способностью 200 МВт на подстанции 220 кВ Могоча (Забайкальский край).

Каждый из двух модулей ВНС (по 100 МВт каждый) реализован на основе преобразователей напряжения по типу СТАТКОМ, использующих полностью управляемые биполярные силовые транзисторы с изолированным затвором (Insulated Gate Bipolar Transistors – IGBT). Для данного объекта было использовано преимущественно отечественное оборудование. Объект был введен в промышленную эксплуатацию в 2016 г.

В постсоветский период проектными организациями, в т.ч. АО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ», ОАО «НИИПТ» и др., совместно был выполнен ряд работ, в которых для решения поставленной задачи рассматривалась возможность сооружения в ЕЭС России объектов постоянного тока. Ниже приведено краткое описание объектов постоянного тока, рассматриваемых в данных работах.

### **Выдача мощности Эвенкийской (Туруханской) ГЭС**

Сооружение Эвенкийской ГЭС предполагалось на реке Нижняя Тунгуска в 120 км от впадения ее в Енисей. Ввод в эксплуатацию данного гидроузла рассматривался как альтернатива вводам на новых крупных электростанциях в ОЭС Урала, использующих органическое топливо. Установленная мощность станции при ее полном развитии должна была достигнуть к 2020 г 6000 МВт при годовой выработке электроэнергии 22 млрд кВт·ч. К 2030 г. предполагалось увеличение установленной мощности станции до 8000 МВт при среднемноголетней выработке 45,6 млрд кВт·ч.

С учетом прогнозируемых высоких темпов развития страны выдача мощности Эвенкийской ГЭС предусматривалась в направлении ОЭС Урала (в дефицитные районы энергосистемы Тюменской области), а также в район г. Челябинска.

В качестве альтернативы усиления сети переменного тока напряжением 500 кВ рассматривалась целесообразность выдачи мощности Эвенкийской ГЭС за счет передачи постоянного тока, а также их сооружение в совокупности с усилением сети переменного тока.

Рассматривалось сооружение к 2020 г. двух ППТ  $\pm 500$  кВ пропускной способностью 2500 МВт каждая с пунктами приема на ПС

Холмогорская (~800 км) и ПС Тарасовская (~600 км). Вслед за 2020 г. при увеличении мощности Эвенкийской ГЭС до 8000 МВт дополнительно предусматривалось сооружение ППТ ±750 кВ Эвенкийская ГЭС–Челябинская (~2200 км) для передачи 3000 МВт в ОЭС Урала. Выбор точки приема ППТ на территории ОЭС Урала осуществлялся с учетом возможности объединения рассматриваемой ППТ с предполагаемой в перспективе ППТ ±750 кВ Урал–Центр, сооружение которой также предполагалось в период до 2030 г.

Использование линий постоянного тока позволяло обеспечить передачу больших объемов мощности на протяженные расстояния при отсутствии проблем, связанных с устойчивой работой станции. Кроме того, становилось возможным использование на станции гидрогенераторов с изменяемой частотой тока. Это исключало необходимость использования сменных рабочих колес гидротурбин при изменении напора воды по мере наполнения водохранилища гидроэлектростанции. Использование изменяемой частоты вращения гидротурбин в широком диапазоне напоров обеспечивало повышение КПД их работы при напорах, значительно меньших, чем расчетные, на период работы станции до момента заполнения водохранилища на проектный уровень.

Проект не был реализован ввиду отсутствия положительного решения по сооружению Эвенкийской ГЭС, в т.ч. по причине высокой стоимости проекта, а также несоответствия фактических темпов развития экономики страны прогнозным значениям.

### **Выдача мощности Балтийской АЭС**

Сооружение Балтийской АЭС установленной мощностью  $2 \times 1200$  МВт предполагалось на территории Калининградской области. Данная электростанция рассматривалась в основном как ориентированная на экспорт мощности и электроэнергии в страны Западной, Центральной и Северной Европы, а также как альтернативный источник электроснабжения потребителей Калининградской области с учетом увеличения в долгосрочной перспективе потребности в мощности области. В качестве основных потенциальных стран-импортеров рассматривались страны Балтии, Польша, Германия и Швеция.

Ввиду технологических особенностей функционирования энергосистем синхронное объединение энергосистем ЕЭС России и стран Европы по сети переменного тока является невозможным (кроме стран Балтии, которые исторически работают синхронно с ЕЭС России). Таким образом, для обеспечения возможности передачи мощности и электроэнергии в европейские страны рассматривалось сооружение объектов постоянного тока.

Для обеспечения возможности передачи мощности в объеме до 600 МВт в Польшу планировалось сооружение недалеко от г. Мамоново вставки постоянного тока с дальнейшим экспортом электроэнергии на территории Польши по сети переменного тока напряжением 400 кВ.

Передача мощности в объеме до 1000 МВт в Германию (Швецию) предполагалась за счет сооружения кабельно-воздушной ПЛТ  $\pm 500$  кВ протяженностью  $\sim 600\text{--}800$  км, большая часть которой должна была пролегать по дну Балтийского моря. Сооружение преобразовательной подстанции на территории Калининградской области для обеспечения экспорта в данном направлении рассматривалось как в непосредственной близости от Балтийской АЭС, так и на побережье Балтийского моря. Для передачи мощности внутри энергосистемы Калининградской области предусматривалось соответствующее усиление сети напряжением 330 кВ.

В настоящее время проект заморожен по причине отсутствия долгосрочных контрактов на поставку электроэнергии и мощности от Балтийской АЭС со стороны потенциальных европейских стран-импортеров.

### **Выдача мощности Северной АЭС**

Сооружение Северной АЭС установленной мощностью  $2 \times 1150$  МВт предполагалось на территории Томской области. В соответствии с «Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2020 года» (2008 г.) ввод станции в эксплуатацию предполагался в период 2015–2020 гг.

Решение по сооружению новой АЭС в данном регионе было сформировано с учетом целесообразности использования существующей инфраструктуры после полной остановки в 2008 г. Сибирской АЭС, работающей для нужд Сибирского химического комбината.

Выдача мощности первого блока Северной АЭС предполагалась в сеть переменного тока напряжения 220–500 кВ для покрытия дефицита мощности Томского региона. С вводом второго энергоблока Северной АЭС в качестве альтернативы усилению сети переменного тока напряжением 500 кВ рассматривалось сооружение ПЛТ  $\pm 500$  кВ Северская АЭС–Белозерная ( $\sim 900\text{--}1000$  км) пропускной способностью 1000 МВт для обеспечения передачи мощности в Тюменскую энергосистему с возможностью увеличения ее пропускной способности в перспективе до 2000 МВт.

Линия постоянного тока  $\pm 500$  кВ Северская АЭС–Белозерная позволяла создать новую управляемую связь между ОЭС Сибири и ОЭС Урала по территории Российской Федерации, что также способствовало улучшению энергетической безопасности регионов и снижало зависимость от транзита электрической энергии через сети Казахстана.

Проект не был реализован. В настоящее время окончательное решение по сооружению Северной АЭС не принято, в т.ч. по причине протестов жителей области ввиду отсутствия решения ряда проблем, связанных с экологической безопасностью региона.

### **Выдача мощности Мезенской ПЭС**

Сооружение Мезенской приливной электростанции (ПЭС) установленной мощностью 4000–8000 МВт рассматривалось на севере Европейской части Российской Федерации в Мезенском заливе Белого моря (на северо-востоке от г. Архангельска).

Мезенская ПЭС требует создания уникальных гидротехнических сооружений в море в отдалении от берега. При мощности станции 8000 МВт количество гидроагрегатов составляет 2000 ед., а протяженность плотины порядка – 16 км. Годовая выработка электроэнергии составляет 38,5 млрд кВт·ч. Электроэнергия на ПЭС вырабатывается за счет водотока морской воды, возникающего в результате приливов и отливов.

Режим работы приливной станции является импульсно-периодическим, что крайне неблагоприятно для энергосистемы и потребителей. В течение суток наблюдаются четыре фазы изменения мощности: от нуля до максимального значения. При этом ежедневно рабочие пики сдвигаются по времени примерно на 50 мин. Наибольший период изменения мощности – 28 суток. При этом выработка энергии любого месяца одинакова и постоянна из года в год, что позволяет заблаговременно и достоверно спрогнозировать режим работы ПЭС.

Для адаптации режима работы Мезенской ПЭС в ЕЭС России рассматривалось изменение режимов работы ряда крупных гидростанций Волжско-Камского каскада, а также сооружение дополнительных гидроаккумулирующих станций (ГАЭС) в ОЭС Центра и ОЭС Средней Волги. Эти мероприятия позволяли обеспечить прием и эффективное использование энергии от Мезенской ПЭС в полном объеме.

С учетом мощности станции и ее удаленности от районов потребления мощности и электроэнергии выдача мощности Мезенской ПЭС предусматривалась линиями постоянного тока. Рекомендовалось сооружение двух биполярных ППТ  $\pm 500$  кВ пропускной способностью около 4000 МВт, каждая с точками приема в ОЭС Центра: ПС ПТ Михайловская и ПС ПТ Владимирская. Протяженность рассматриваемых передач постоянного тока оценивалась в диапазоне 1300–1600 км.

Проект не был реализован по причине его высокой стоимости, крайне сложных условий сооружения Мезенской ПЭС, а также сложной схемы организации режимов работы комплекса в составе ЕЭС России.

### **Повышение надежного электроснабжения потребителей Сочинского энергорайона**

Для обеспечения возможности развития инфраструктуры в районе г. Сочи и обеспечения ее надежного внешнего электроснабжения, в т.ч. в связи с проведением здесь XXII Зимних Олимпийских игр в 2014 г., возникла потребность передачи в рассматриваемый дефицитный энергорайон дополнительной мощности.

При практически полном исчерпании своей пропускной способности фактическая схема внешнего электроснабжения региона обладала рядом недостатков. Так, существенным недостатком было то, что внешнее электроснабжение дефицитного по мощности региона осуществляется по линиям электропередачи переменного тока напряжением 110–220 кВ, одновременное отключение которых возможно с высокой вероятностью.

Причиной такой ситуации является специфические ландшафтные и климатические условия прохождения трасс линий электропередачи. На достаточно протяженном участке наблюдаются резкие суточные колебания температуры воздуха, в результате чего образуется наледь на проводах. В совокупности с сильными ветровыми нагрузками это неоднократно приводило к обрывам линий электропередачи и необходимости ограничения электроснабжения потребителей региона г. Сочи. Отключение линий электропередачи возможно по причине схода снежных лавин на участках трассы, проходящих в горных условиях, что также снижает надежность внешнего электроснабжения региона. Для решения данной проблемы в качестве одного из вариантов рассматривалась возможность сооружения по дну Черного моря кабельной линии постоянного тока  $\pm 150$  кВ Джубга–Псоу (160 км) пропускной способностью до 700 МВт. Кроме решения основной задачи, сооружение электропередачи постоянного тока Джубга–Псоу позволило бы обеспечить регулирование потоков активной и реактивной мощности в электрической сети переменного тока, а также снизить загрузку на сеть переменного тока в послеаварийных схемах.

Проект ППТ Джубга–Псоу не был реализован. Надежность внешнего электроснабжения района г. Сочи была обеспечена за счет сооружения новых объектов генерации в рассматриваемом регионе: Джубгинской ТЭС (198 МВт), Адлерской ТЭС (360 МВт) и за счет расширения Сочинской ПГУ-ТЭЦ путем установки дополнительной ПГУ-80 МВт.

### **ППТ $\pm 300$ кВ Ленинградская АЭС-2–Выборгская**

Ввод в эксплуатацию кабельно-воздушной линии постоянного тока  $\pm 300$  кВ Ленинградская АЭС-2–Выборгская протяженностью  $\sim 130$  км (в т.ч.  $\sim 30$  км по дну Финского залива) пропускной способностью 1000 МВт предполагался к вводу второго энергоблока Ленинградской АЭС-2.

Данная электропередача за счет принудительного перераспределения мощности позволит существенно разгрузить сложившуюся полукольцевую структуру основной электрической сети переменного тока, обеспечивающей внешнее электроснабжение г. Санкт-Петербурга и его пригородов, снизив тем самым транзитные потоки мощности от ЛАЭС-2 в направлении ПС Выборгская, от которой через вставку постоянного тока осуществляются экспортные поставки мощности и электроэнергии в Финляндию.

Образование кольцевой структуры сети позволит повысить надежность внешнего электроснабжения г. Санкт-Петербурга, а также исключить необходимость сооружения дополнительных линий электропередачи в северо-западной части города и в направлении Карельского перешейка, где наблюдается рост электрических нагрузок.

Проект не был реализован. Положительное решение о сооружении объекта было отложено в связи с высокой стоимостью объекта и снижением объемов поставок электроэнергии в Финляндию в последние годы.

### **Развитие электрических транспортных связей Сибирь–Европейская часть страны**

Исследования по оценке целесообразности сооружения межсистемных связей большой пропускной способности по направлению Сибирь–Европейская часть страны проводились неоднократно как в советский, так и в постсоветский периоды.

В 90-е гг. XX в. рассматривалась возможность использования энергетического потенциала Сибири, а именно конденсационных электростанций, работающих на углях Кузбасса и канско–ачинского бассейна, в т.ч. Березовская ГРЭС-1,2 (до 6400 МВт каждая), Западно–Сибирская и Восточно–Сибирская ГРЭС (4000–4800 МВт), комплекс из 2–4 Абанских ГРЭС мощностью по 6400 МВт каждая. Сооружение данных станций с последующей передачей их мощности в Европейскую часть страны (ОЭС Урала, ОЭС Центра и ОЭС Средней Волги) рассматривалось в качестве альтернативы перевозки топлива из рассмотренных угольных месторождений для аналогичных угольных электростанций, сооружаемых в центральной части страны. Стратегия увеличения доли угольных электростанций в общей структуре генерирующих мощностей страны была более приоритетной, чем развитие газовых электростанций, исходя из сложившейся на тот момент конъюнктуры цен на топливо.

Объемы планируемой передаваемой мощности из ОЭС Сибири в западном направлении рассматривались в достаточно большом диапазоне, предельное значение которого достигало 20 ГВт. Для обеспечения возможности передачи таких объемов предполагалось усиление сети за счет электропередач переменного тока напряжением 1150 кВ, а также за счет сооружения передач постоянного тока  $\pm 500$  кВ,  $\pm 750$  кВ пропускной способностью 2–8 ГВт. Протяженность передач постоянного тока в зависимости от точки приема варьировалась в диапазоне 2000–5000 км.

По причине спада в экономике страны в начальный постсоветский период в ЕЭС России образовались существенные избытки мощности. Поэтому сооружение новых крупных электростанций на тот период было нецелесообразным.

В начале 2000-х гг. вновь вернулись к вопросу о целесообразности сооружения крупных электростанций в ОЭС Сибири, однако в гораздо меньших объемах, чем это рассматривалось ранее. Предполагалось расширение ряда существующих станций (Березовской ГРЭС-1, Назаровской ГРЭС, Харанорской ГРЭС, Беловской ГРЭС, Южно–Кузбасской ГРЭС, Гусиноозерской ГРЭС). Кроме этого,

предусматривалось сооружение новой, Богучанской ГЭС, а также максимальное использование потенциала существующих крупных гидростанций Сибири.

Мощность и энергия электростанций Сибири рассматривались в качестве альтернативы сооружению новых газовых и атомных электростанций в Центральной части России. Предельные значения потоков мощности из ОЭС Сибири должны были составить не более 6 ГВт, для передачи которых рассматривались варианты усиления сети переменным током напряжением 1150 кВ, а также за счет реализации связей на постоянном токе: ППТ  $\pm 750$  кВ Кадатская–Челябинская (2000 МВт,  $\sim 2000$  км), а также ППТ  $\pm 750$  кВ Кадатская–Тамбовская (4000 МВт,  $\sim 3700$  км).

Развитие атомной энергетики и парогазовых технологий способствовали реализации новых вводов на электростанциях Центрального региона, в результате чего его потребность в мощности и электроэнергии была обеспечена за счет собственных станций. Таким образом, вопрос о реализации передач большой пропускной способности между ОЭС Сибири и Европейской частью страны стал неактуальным.

В 2008 г. при разработке Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики рассматривался вопрос о сооружении к 2030 г. ППТ  $\pm 750$  кВ по направлению ОЭС Центра–ОЭС Урала протяженностью порядка 1900 км пропускной способностью до 3000 МВт для обеспечения режимных потоков мощности внутри ЕЭС России. При условии незначительного дисбаланса мощности между ОЭС, входящими в состав ЕЭС России, а также с учетом высокой стоимости данной передачи решение о ее сооружении было отложено на более дальнюю перспективу.

### **Проекты реализации экспорта электрической энергии и мощности из ЕЭС России**

*Экспорт в Китай.* В начале XXI в. в Китае были отмечены повышенные темпы развития экономики, в результате чего возрос спрос на электрическую энергию и мощность. Для обеспечения растущей потребности в электроэнергии Китай рассматривал альтернативные возможности его покрытия, в т.ч. за счет импорта из смежных государств.

Для оценки возможности экспортного энергетического потенциала регионов Сибири и Дальнего Востока в России были проведены системные исследования. В соответствии с ними рассматривались возможности реализации широкомасштабного экспорта из России в Китай с передачей до 70 млрд кВт·ч. Реализация таких объемов энергии была возможна только при условии сооружения ряда новых генерирующих объектов и/или при расширении некоторых существующих электростанций.

В качестве основных рассматривались такие крупные электростанции ОЭС Сибири, как Березовские ГРЭС-1,2 (до 6400 МВт каждая),

Абанская ГРЭС (6400 МВт), Иркутская ГРЭС (4000 МВт как на газе, так и на угле), Харанорская ГРЭС (до 3100 МВт), каскад Нижнеангарских ГЭС (3580 МВт), Мокская ГЭС (1200 МВт), а также Эвенкийская ГЭС (до 12000 МВт).

В ОЭС Востока рассматривалась возможность сооружения новых крупных электростанций: Ургальской ГРЭС (2400 МВт), Свободненской ГРЭС (2400 МВт), Приморской АЭС (до 4000 МВт). Также предполагалось освоение гидропотенциала Дальнего Востока за счет реализации ряда гидростанций на реках Учур, Ниман, Тимптон, Гилой.

Поставки электроэнергии предполагалось осуществлять в материковую часть Китая в район г. Шеньян, удаленный от российской границы на 1100–1200 км. Ввиду различных особенностей функционирования энергосистем России и Китая, а также с учетом дальности передачи и экспортных объемов энергии реализация проектов возможна только за счет передач постоянного тока.

Для исключения зависимости от смежных государств проходные трассы линий электропередачи постоянного тока рассматривались только по территории России и Китая. При этом в целях обеспечения требований по надежности со стороны Китая рассматривались биполярные электропередачи пропускной способностью не более 3000 МВт. В зависимости от комбинаций экспортно-ориентированных электростанций в работе рассматривались ППТ  $\pm 750$  кВ протяженностью 1500–4200 км.

С 2013 г. группой компаний, входящих в «Интер РАО», рассматривается вопрос о сооружении на территории Амурской области Ерковецкой ТЭС, работающей на буром угле, установленной мощностью 1200 МВт. Также обсуждается вопрос о возможности расширения станции в перспективе до 5000–8000 МВт. Производимую на Ерковецкой ТЭС электроэнергию планируется передавать по линии постоянного тока напряжением  $\pm 800$  кВ протяженностью  $\sim 2000$  км в дефицитный район города Пекин. Окончательное решение по вопросу сооружения Ерковецкой ТЭС пока не принято.

По состоянию на 01.01.2016 г. экспорт электроэнергии в Китай осуществлялся из ОЭС Дальнего Востока по сети переменного тока: двух ВЛ 220 кВ Благовещенская–Айгунь, одной ВЛ 220 кВ Благовещенская–Хэйхэ и одной ВЛ 500 кВ Амурская–Хэйхе. На подстанции Хэйхе связь энергосистем России и Китая осуществляется посредством вставки постоянного тока.

*Экспорт в Иран и Турцию.* В 2004–2005 гг. были выполнены исследования по оценке мероприятий, необходимых для увеличения объемов экспорта мощности в Иран до 1200 МВт при увеличении объемов экспортируемой электроэнергии до 5–6,5 млрд кВт ч. Экспорт планировалось осуществлять с территории Европейской части России: ОЭС Средней Волги, ОЭС Центра и ОЭС Юга (на момент выполнения работы ОЭС Северного Кавказа).

Для обеспечения внутренней потребности, а также для обеспечения экспорта электроэнергии в Иран вариативно рассматривалась целесообразность сооружения новых крупных станций: Мордовской ГРЭС (до 2000 МВт), Астраханской ГРЭС (до 1000 МВт), Краснодарской ГРЭС (до 1350 МВт), а также расширение Балаковской АЭС до 5000–6000 МВт.

В качестве альтернативы усиления электрической сети переменного тока рассматривались варианты использования передач постоянного тока напряжением  $\pm 500$  кВ пропускной способностью 1000–1500 МВт. В качестве приемной точки электропередачи постоянного тока в Иране рассматривались подстанции в районе городов Тебриз и Тегеран. В качестве отправных точек рассматривались подстанции в районе городов Балаково, Волгоград, Астрахань. В зависимости от вариантов протяженность передачи постоянного тока составляла 1200–2200 км. Дополнительно были рассмотрены варианты прохождения передачи постоянного тока по дну Каспийского моря (длина морского участка составляла до 1000 км).

Для обеспечения возможности покрытия дефицита мощности в южных республиках Северного Кавказа России также рассматривалась возможность организации отбора мощности (до 500 МВт) через промежуточную подстанцию постоянного тока.

В качестве страны-импортера в работе альтернативно рассматривалась Турция. Для обеспечения экспорта в данном направлении предполагалось сооружение подводной кабельной линии постоянного тока напряжением  $\pm 500$  кВ Джубга (Россия)–Самсун (Турция) протяженностью порядка 370 км. Объем передаваемой мощности по линии постоянного тока оценивался в диапазоне 1000–2000 МВт в зависимости от энергетической ситуации страны-импортера. Передача дополнительных объемов мощности из центральных регионов России в южные районы предусматривала усиление сети переменного тока за счет сооружения дополнительных линий электропередачи напряжением 330–500 кВ.

*Освоение энергетического потенциала о. Сахалин.* В шельфовой части острова Сахалин расположен ряд крупных месторождений нефти и газа. Все месторождения шельфа относятся к категории крупных. В их числе наиболее крупные: по запасам природного газа и конденсата – Лунское, а по запасам нефти – Аркутун-Дагинское. На территории области также открыто и исследовано более 60 месторождений угля, выделенных по географическому положению в четыре угленосных района: Александровский, Углегорский, Южный и Центральный. Наиболее крупные разведанные запасы угля, пригодные для открытой разработки, сосредоточены в основном на четырех месторождениях: Вахрушевском, Новиковском, Бошняковском и Солнцевском.

Крупные запасы углеводородов на острове делают Сахалин привлекательным с точки зрения использования его энергетического

потенциала как для развития самого острова, так и для размещения на нем крупных электростанций с последующей организацией экспорта электроэнергии и мощности. В качестве новых объектов генерации рассматривалось сооружение двух электростанций: на газе мощностью до 4000 МВт в районе населенного пункта Ноглики; на угле мощностью до 2000 МВт вблизи Солнцевского угольного разреза.

В качестве основного направления организации экспортных потоков мощности и энергии с острова Сахалин рассматривалась Япония. Отсутствие в Японии собственных природных энергетических ресурсов приводит электроэнергетику страны к высокой степени зависимости от их импорта. В этих условиях импорт электрической энергии может рассматриваться как альтернатива сооружению новых электростанций. Это становится наиболее актуальным, если учитывать негативные экологические последствия сооружения новых энергоблоков на углеводородном топливе на территории Японии.

В Японию рассматривалась электропередача только на постоянном токе при двух различных точках приема мощности: на побережье о. Хоккайдо и в северной части о. Хонсю (в Токийской энергосистеме). В последнем случае преобразовательная подстанция с побережья о. Хоккайдо переносится на расстояние 590 км, из которых 30 км – протяженность кабельной линии через пролив между островами Хоккайдо и Хонсю.

В зависимости от месторасположения новых электростанций и преобразовательных подстанций суммарная протяженность электропередачи Сахалин – Япония находится в диапазоне 500–900 км. Для передачи мощности в Японию до 6000 МВт рассматривалась электропередача напряжением  $\pm 500$  кВ, в т.ч. и в квадрупольном исполнении. Реализация данного проекта позволила бы осуществлять экспортные поставки в Японию в объеме до 24 млрд кВт·ч.

Дополнительно рассматривалась целесообразность сооружения на первом этапе связи между Сахалином и ОЭС Востока пропускной способностью до 1000 МВт. Оценивалась возможность ее реализации как на постоянном, так и на переменном токе (в случае прохождения трассы линии через пролив Невельского). В качестве приемных подстанций на материке рассматривались ПС 500 кВ: Хехцир и Комсомольская. Протяженность электропередачи составляла порядка 910 км в случае ее прохождения через пролив Невельского и около 660 км в случае ее прохождения через Татарский пролив.

Проект электропередачи Сахалин–Япония не был реализован. В настоящее время на острове Сахалин в рамках государственного соглашения о разделе продукции функционируют два крупных проекта: «Сахалин-1» и «Сахалин-2», осуществляющих освоение шельфовых нефтегазовых месторождений. В 2009 г. на юге Сахалина был введен в эксплуатацию завод по производству сжиженного природного газа. Ведется строительство второго завода, ввод в эксплуатацию которого намечен на 2019 г. Добываемые на шельфе нефть и газ преимущественно ориентированы на экспорт.

*Многоподстанционная ППТ Восток–Запад.* В 90-е гг. прошлого столетия проводились исследования по оценке эффективности объединения энергосистем стран Балтийского региона. Анализ энергетической ситуации на момент проведения исследований показал, что Россия, Эстония, Литва, Дания являлись странами-экспортерами электроэнергии, а Финляндия, Латвия, Беларусь и Германия – странами-импортерами. На этой основе были намечены основные направления обмена электрической энергии и мощности между государствами Балтийского региона. Величины экспорта и импорта электроэнергии между странами должны были определяться в основном такими причинами, как условия функционирования в регионе рынка электроэнергии, условия работы существующих в странах атомных электростанций, экономичность экспорта электроэнергии по сравнению с производством на собственных электростанциях, экологическая обстановка в отдельных регионах.

В качестве одного из сценариев объединения энергосистемы России с энергосистемами стран Западной Европы рассматривался вариант сооружения МППТ  $\pm 500$  кВ Восток–Запад. Суммарная протяженность электропередачи составляла порядка 1700 км. Преобразовательные подстанции электропередачи предполагалось разместить на территории России (районы г. Смоленска и г. Калининграда), Белоруссии (северная часть страны), Литвы (район г. Игналина), Польши (район г. Грудзенз), а также в Германии (район г. Вустермарк и г. Вале). Пропускная способность МППТ должна была составить на первом этапе 2000 МВт, на втором этапе – до 4000 МВт за счет сооружения второй цепи, т.е. модернизация линии в квадрупольную.

Высоковольтная система постоянного тока должна была обеспечить возможность обмена электрической энергией между странами региона Балтийского моря, не имеющими общей географической границы, гибкость управления данными потоками в условиях незначительного влияния на загрузку сети переменного тока. Дополнительными преимуществами данной передачи являлись:

- возможность осуществления краткосрочных обменов мощностью, например, в аварийных ситуациях;

- возможность обмена пиковой мощностью для реализации эффекта от совмещения графиков нагрузки энергосистем, расположенных в разных часовых поясах;

- улучшение баланса между выработкой гидроэлектростанций, подверженных сезонным и ежегодным колебаниям из-за обеспеченности приточности, и выработкой электроэнергии на тепловых электростанциях Балтийского региона.

## **Использование ВПТ для снижения уровней токов короткого замыкания**

В соответствии с прогнозами развития центральных регионов страны, разработанными в конце первого десятилетия нынешнего столетия, предполагался ввод генерирующего и электросетевого оборудования в энергосистеме Московской области. Исследования результатов реализации таких планов выявили резкое ухудшение проблемы роста токов короткого замыкания в электрической сети.

Системная авария 2005 г. в Московском регионе стала причиной проведения масштабной реконструкции электрической сети региона в период 2005–2010 гг. В результате существенно увеличилась суммарная мощность автотрансформаторов 500/220 кВ. Это способствовало резкому увеличению максимального уровня токов короткого замыкания к 2010 г., особенно в сети 110–220 кВ (с 40 кА до 60 кА).

Для обеспечения соответствия отключающей способности коммутационного оборудования фактическим значениям токов короткого замыкания потребовалось проложить деление сети, при этом суммарное количество точек деления в регионе составляло около 120 ед.

С учетом намеченного ввода новых объектов энергетики в регионе при отсутствии проведения каких-либо дополнительных мероприятий уровень токов короткого замыкания на большинстве подстанций напряжением 110–220 кВ к 2020 г. превысил бы 80 кА, а в некоторых случаях достигал бы 100 кА. Для решения проблемы в качестве одного из сценария рассматривалась возможность использования вставок постоянного тока. Предполагалось разделить энергосистему города (с учетом ее ближайших пригородов) по сети 220 кВ на четыре соизмеримые по мощности части. Связь данных сегментов между собой должна была осуществляться по сети 500 кВ, а также через ВПТ пропускной способностью суммарной мощностью 2000–3000 МВт, установленных в сети 220 кВ.

Такое решение с учетом предполагаемых вводов генерирующих и сетевых объектов в перспективе позволяло снижать уровни токов короткого замыкания в сети до приемлемого уровня, а также повышать гибкость управления потоками мощности в энергосистеме. Высокая стоимость преобразовательных подстанций, а также трудности с размещением ВПТ ввиду отсутствия свободных территорий на подстанциях в черте города не позволили в дальнейшем выбрать данный путь развития.

В качестве экономически приемлемого и технически реализуемого варианта решения рассматриваемой проблемы было отдано предпочтение развитию сети с учетом ее эффективного деления, в том числе за счет вывода в резерв в нормальной схеме отдельных линий электропередачи. В наиболее проблемных точках также предусматривалась установка токоограничивающих реакторов.

Схематичное расположение реализованных и рассматриваемых к реализации объектов постоянного тока на территории России и смежных государств представлено на рис. 2.75.



## **Использование передач и вставок постоянного тока в мировой практике**

В мировой практике использование технологии постоянного тока для решения задачи передачи электрической энергии на дальние расстояния получает свое развитие с середины XX в. Данное обстоятельство в основном было обусловлено необходимостью объединения отдельных энергоузлов в энергосистемах по мере их развития, а также увеличением мощности электростанций и их удаленности от основных узлов нагрузки.

Более экономичная технология передачи электрической энергии по сети переменного тока, особенно освоение новых классов напряжения (1952 г. – 380 кВ, Швеция; 1959 г. – 500 кВ, СССР; 1969 г. – 765 кВ, США), успешно решала большинство задач в процессе развития энергосистем. Это в определенной степени замедлило темпы развития технологии передачи электрической энергии постоянным током. Однако в некоторых случаях использование технологии постоянного тока оказалось технически целесообразным или единственно возможным решением.

Первые проекты электропередач постоянного тока были сооружены на основе ртутных вентилях. Мировая промышленность выпускала ртутные вентили до 1970 г. Позднее, с развитием технологий, ртутные вентили заменили высоковольтные тиристорные вентили, что существенно повысило надежность и безопасность эксплуатации электропередач постоянного тока. Ряд объектов постоянного тока на ртутных вентилях функционировали до конца XX в., до их реконструкции.

Развитие технологий в области постоянного тока осуществлялось в направлении унификации оборудования, упрощения схем и состава оборудования, поиска оптимальных решений с целью улучшения технических показателей при преобразовании тока, а также снижения стоимости преобразовательного оборудования и подстанции постоянного тока в целом. Одним из ключевых направлений являлось улучшение характеристик тиристорных вентилях и удешевление технологии их промышленного производства.

В связи с появлением биполярных транзисторов с изолированным затвором (insulated-gate bipolar transistor – IGBT) в системах передачи постоянного тока стали использовать широтно-импульсную модуляцию (pulse-width modulation – PWM) и преобразователи напряжения (voltage source converter – VSC). В 1997 г. в Швеции был осуществлен первый коммерческий проект с использованием данной технологии. Основными ее преимуществами является независимое управление активной и реактивной мощностью; отсутствие необходимости установки дополнительных средств компенсации реактивной мощности; малое количество высших гармоник на преобразователе; отсутствие проблем, связанных с нарушением коммутации. В силу конструктивных особенностей преобразовательная подстанция данного типа в отличие от передач постоянного тока на преобразователях тока занимает

гораздо меньше места, что существенно уменьшает ее стоимость. Для работы преобразователей нет необходимости в поддержании какого-либо заданного уровня напряжения и частоты со стороны переменного тока, в связи с чем электропередачи постоянного тока на их основе можно использовать для осуществления запуска энергосистем «с нуля».

Ввиду сложности управления передачи со стороны постоянного тока в аварийных ситуациях, а также более высокого уровня потерь мощности в преобразователях в настоящее время система на базе преобразователей напряжения пока не получила широкого распространения на дальних воздушных линиях, а применяется в кабельных линиях постоянного тока пропускной способностью до 1000 МВт. В настоящее время ведутся исследования, направленные на устранение данных недостатков, разработка модульного многоуровневого преобразователя позволяет частично решить проблему.

Основными компаниями, производящими оборудование для высоковольтных объектов постоянного тока в мире, являются АВВ (Швеция), Siemens (Германия), Alstom (Великобритания); японские компании Toshiba, Hitachi, Mitsubishi, а также китайские производители, которые в последнее десятилетие значительно укрепили свое положение на мировом рынке, особенно в области исследований и разработок оборудования ультравысокого напряжения.

В настоящее время в мире насчитывается более 140 объектов постоянного тока (ППТ и ВПТ) высокого напряжения суммарной пропускной способностью, превышающей 160 ГВт. Ниже представлены наиболее характерные проекты мировой практики использования передач и вставок постоянного тока.

*Европа.* Использование передач постоянного тока в Европе в основном связано с преодолением больших водных преград и направлено на объединение энергосистем европейских государств.

Первая ППТ  $\pm 100$  кВ в Европе протяженностью 90 км пропускной способностью 20 МВт была введена в эксплуатацию в 1954 г. (через четыре года после ввода в эксплуатацию ППТ  $\pm 100$  кВ Кашира–Москва). Электропередача обеспечивала электрическую связь острова Готланд (Швеция) с материковой частью страны. Данная связь успешно функционировала до 1986 года, после чего была выведена из эксплуатации. Взамен были сооружены две более новые связи: одна – в 1983 г., а другая – в 1987 г.

В настоящее время в Европе насчитывается более 20 электропередач постоянного тока, в основном кабельного исполнения. Наиболее крупными из них являются ППТ между Англией и Францией (Gross Channel, 2000 МВт), Данией и Норвегией (Skagerrak 1–4, 1700 МВт), Эстонией и Финляндией (EastLink 1, 2, 1000 МВт), Швецией и Литвой (NordBalt, 700 МВт), Великобританией и Норвегией (BritNed, 1000 МВт). Практически все объекты Европы на постоян-

ном токе, введенные в эксплуатацию за последние пять лет, реализованы на базе преобразователей напряжения.

Наиболее протяженной кабельной линией постоянного тока в Европе является связь между Норвегией и Нидерландами – 580 км (NorNed, 700 МВт), которая была введена в эксплуатацию в 2008 г.

В перспективе усиление межсистемных связей между энергосистемами европейских государств будет продолжаться, в т.ч. за счет сооружения электрических связей между Великобританией и Норвегией, Францией и Италией, Норвегией и Германией, Исландией и Великобританией.

В рамках проекта трансконтинентального объединения энергосистем в перспективе предполагается сооружение ряда электропередач между странами Европы и Африки.

Схематичное расположение реализованных и планируемых к реализации объектов постоянного тока на территории государств Европы представлено на рис. 2.76.



Рис. 2.76. Схематичное расположение реализованных и планируемых к реализации объектов постоянного тока на территории государств Европы (красный цвет – действующие объекты; синий – планируемые объекты)

**Ближний Восток.** С 2005 г. реализуется проект объединения энергосистем стран Персидского залива (Кувейта, Саудовской Аравии, Бахрейна, Катара, ОАЭ и Омана). Объединение энергосистем осуществляется за счет протяженной (~850 км) двухцепной связи переменного тока напряжением 400 кВ. Для обеспечения возможности совместной работы энергосистемы Саудовской Аравии (60 Гц) с другими странами Персидского залива, работающей на частоте 50 Гц, в 2008 г. была введена в эксплуатацию ВПТ Al Fadhili 3×600 МВт в восточной части Саудовской Аравии.

В стадии разработки находится проект по сооружению ППТ ±660 кВ Bahra–Dhuruma (3500 МВт) в Саудовской Аравии. Электропередача протяженностью порядка 770 км усилит пропускную способность между регионами и позволит обеспечить передачу дополнительных объемов мощности и электроэнергии.

**Африка.** В XX в. на Африканском континенте были введены две протяженные электропередачи постоянного тока.

ППТ ±533 кВ Cahora–Bassa между Республикой Мозамбик и ЮАР (1920 МВт, 1420 км) предназначена для выдачи мощности ГЭС Кахора Басса (крупнейшей ГЭС в Африке мощностью 2075 МВт). Линия была введена в эксплуатацию в 1974–1979 гг. В период 1985–1997 гг. линия не эксплуатировалась по причине гражданской войны в Республике Мозамбик и последующего периода восстановления объектов энергетики.

ППТ ±500 кВ Inga–Shaba (1120 МВт, 1700 км) связывает гидротехнический комплекс Инга в устье реки Конго с восточным регионом страны – провинцией Шаба. Ввод линии в эксплуатацию был осуществлен в 1982 г. До ввода в 2010 г. новой электропередачи ±800 кВв Китае данная электропередача оставалась самой протяженной в мире.

Проект ППТ ±350 кВ Caprivi Link в Намибии предусматривает создание связи между центральным и восточным (на границе с Замбией) районами. Проектная пропускная способность электропередачи – 600 МВт, протяженность – 950 км. В монополярном режиме линия была введена в эксплуатацию в 2010 г. Связь позволяет обеспечить доступ к гидроресурсам Замбии, Зимбабве и Мозамбика, а также надежный транзит электроэнергии между восточной и западной частями Южно-Африканского региона.

Схематичное расположение реализованных и планируемых к реализации объектов постоянного тока на Африканском континенте и в странах Персидского залива представлено на рис. 2.77.

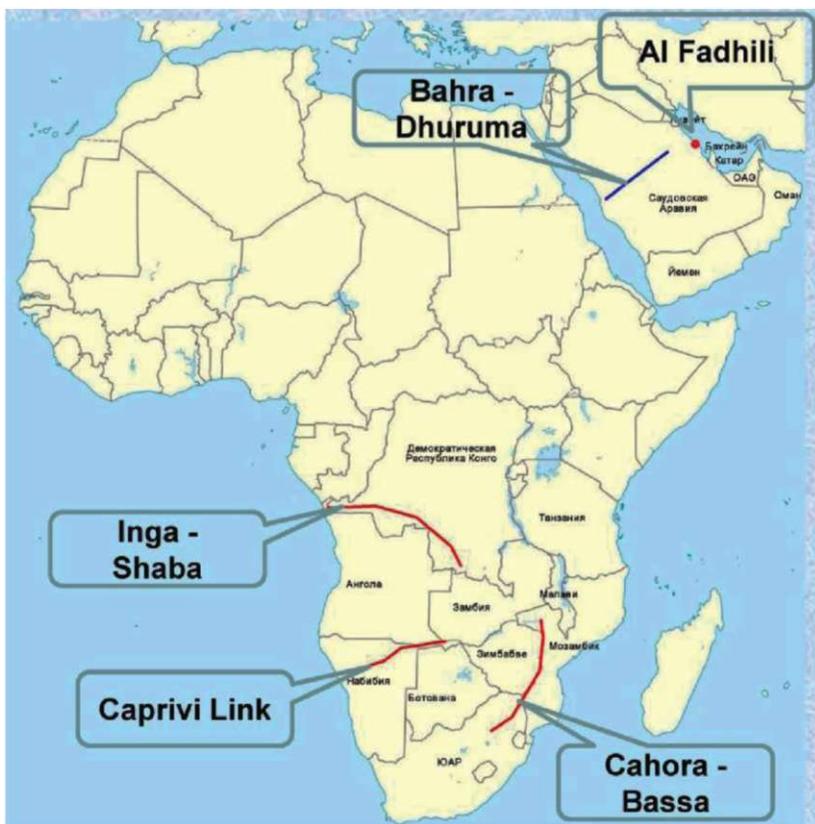


Рис. 2.77. Схематичное расположение реализованных и планируемых к реализации объектов постоянного тока на Африканском континенте и в странах Персидского залива (красный цвет – действующие объекты; синий – планируемые объекты)

**Канада, США.** Система электропередачи Nelson River в Канаде включает в себя две электропередачи постоянного тока. Первая ППТ  $\pm 464$  кВ (895 км) пропускной способностью 1854 МВт была введена в эксплуатацию в 1977 г.; вторая ППТ  $\pm 500$  кВ (940 км) пропускной способностью 2000 МВт эксплуатируется с 1978 г. на напряжении  $\pm 250$  кВ, а с 1985 г. – на напряжении  $\pm 500$  кВ. Электропередачи осуществляют выдачу мощности крупных ГЭС суммарной мощностью порядка 3,6 ГВт на реке Нельсон в канадской провинции Манитоба. Рассматривается вопрос о сооружении дополнительной ППТ  $\pm 500$  кВ (1384 км), которая свяжет подстанции Keewatinohk (на севере) и Riel (на юге). Третья связь по данному направлению, проходящая по иной трассе, улучшит надежность работы двух систем и позволит передать дополнительные объемы электроэнергии по направлению «Север-юг».

В рамках энергетической стратегии развития провинции Альберта (Канада) с 2010 г. ведутся работы по сооружению двух ППТ  $\pm 500$  кВ: Genesse–Langdon и Heartland–West Brooks, которые обеспечат возможность передачи электроэнергии крупных ветропарков из южной части провинции на север. Проектная пропускная способность каждой из линий 2000 МВт, протяженность – 350 и 485 км.

В конце 60-х гг. в США была введена в эксплуатацию электропередача  $\pm 400$  кВ Pacific DC Intertie (PDCI) (1440 МВт, 1358 км). Впоследствии, после многочисленных модернизаций, напряжение электропередачи было увеличено до  $\pm 500$  кВ, а пропускная способность – до 3100 МВт. Работы, осуществляемые в период 2015–2016 гг., должны улучшить показатели электропередачи до  $\pm 560$  кВ, 3800 МВт. Электропередача PDCI в основном обеспечивает поставки дешевой электроэнергии в район Лос-Анджелеса (штат Колумбия) за счет использования гидроэнергетических ресурсов реки Колумбия штата Орегон. ППТ  $\pm 500$  кВ Intermountain (785 км) является второй крупной электропередачей, осуществляющей передачу мощности в район Лос-Анджелеса; в эксплуатации находится с 1986 г. Электропередача обеспечивает передачу электроэнергии от угольных и ветряных электростанций в штате Юта. Изначально пропускная способность электропередачи составляла 1920 МВт; в 2010 г. за счет модернизации была увеличена до 2400 МВт.

С 1977 г. эксплуатируется ППТ  $\pm 250$  кВ Square Butte (500 МВт, 750 км), связывающая штаты Северная Дакота и Дулут. Электропередача усиливает электрические сети переменного тока, а также обеспечивает устойчивость и гибкость работы энергосистемы.

На северо-востоке США с 1979 г. функционирует ППТ  $\pm 400$  кВ Underwood–Dickinson (CU-Project), связывающая Северную Дакоту и штат Миннесоту. Электропередача пропускной способности 1000 МВт обеспечивает выдачу мощности от угольной электростанции Creek в Северной Дакоте.

Для обеспечения внешнего электроснабжения потребителей г. Сан-Франциско и передачи дополнительных объемов пиковой мощности в 2010 г. была введена в эксплуатацию подводная кабельная ППТ  $\pm 200$  кВ между пригородом Питцбурга и Сан-Франциско протяженностью 85 км. Линия постоянного тока позволяет передать в район Сан-Франциско дополнительно до 400 МВт.

В 2007 г. в США был реализован проект ППТ 500 кВ Neptune (660 МВт) между Сейвилл (штат Нью Джерси) и Нассау (Лонг Айленд), состоящий из подводного кабеля протяженностью 105 км. Реализация проекта позволила увеличить объемы поставок электроэнергии в Лонг-Айленд и улучшить экономические показатели за счет увеличения конкуренции на рынке электроэнергии.

Для обеспечения независимой работы энергосистем широкого распространение в Северной Америке также получили вставки постоянного тока. В настоящее время эксплуатируется 18 ВПТ суммарной

мощностью более 5 ГВт. Наиболее крупными из них являются ВПТ Châteauguay (1000 МВт), связывающая сети США и Канады; ВПТ Welsh (600 МВт) в Техасе и ВПТ Ridgefield (660 МВт) в Нью-Джерси.

В перспективе в США планируется реализация проекта Tres Amigas, позволяющего объединить восточное, западное энергообъединения и энергосистему Техаса, увеличить возможности использования возобновляемых источников электроэнергии и повысить надежность энергосистемы страны в целом. Проект включает в себя создание трех ППТ пропускной способностью до 5 ГВт каждая.

Схематичное расположение реализованных и планируемых к реализации объектов постоянного тока на территории Канады и США представлено на рис. 2.78.

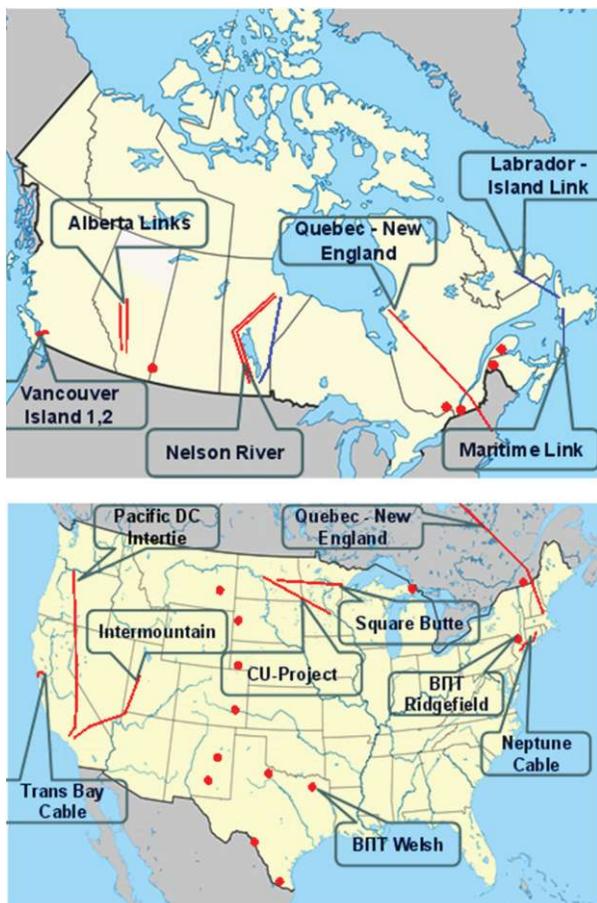


Рис. 2.78. Схематичное расположение реализованных и планируемых к реализации объектов постоянного тока на территории Канады и США (красный цвет – действующие объекты; синий – планируемые объекты)

**Бразилия.** Реализация крупномасштабных объектов постоянного тока в Латинской Америке связана с сооружением крупных гидроузлов на реках Парана, Мадейра и Шингу. Первым из таких объектов является ГЭС Итайпу на реке Парана, расположенная на границе Бразилии и Парагвая. Строительство станции началось в начале 80-х гг. XX в., последние два дополнительных блока были введены в 2007 г. Установленная мощность электростанции составляет 14 ГВт ( $20 \times 700$  МВт). В силу превышения расчетного напора мощность генераторов достигает 750 МВт в течение более чем половины времени работы, поэтому фактически мощность станции достигает 15 ГВт. До 2007 г. ГЭС Итайпу являлась крупнейшей в мире электростанцией по мощности и годовой выработке электроэнергии. В 2008 г. установленная мощность ГЭС «Три ущелья» в Китае превысила номинальную мощность ГЭС Итайпу.

Эксплуатация ГЭС Итайпу ведется совместно Бразилией и Парагваем. Девять генераторов подключены к сети Парагвая, работающей на 50 Гц, а остальные генераторы работают на энергосистему Бразилии с частотой 60 Гц. Ввиду малой потребности в мощности и электроэнергии энергосистемой Парагвая лишняя энергия импортируется в Бразилию, в т.ч. через ВПТ Ascaray.

Для передачи мощности в дефицитные районы штата Сан-Паулу в Бразилии от ГЭС Итайпу были сооружены две ППТ  $\pm 600$  кВ (данный класс напряжения был освоен впервые в мировой практике) протяженностью 900 км пропускной способностью 3150 МВт каждая. Ввод в эксплуатацию данных ППТ состоялся в 1985 и 1987 гг. Выдача мощности станции также осуществляется по высоковольтной сети переменного тока напряжением 765 кВ, частично шунтирующей электропередачи постоянного тока.

Второй крупный проект с использованием передач постоянного тока связан с сооружением на реке Мадейра каскада низконапорных ГЭС, включающим в себя две крупные электростанции: ГЭС Санту Антониу мощностью 3600 МВт и ГЭС Жирау мощностью 3750 МВт, – ввод в эксплуатацию которых был осуществлен в период 2012–2016 гг.

Для передачи мощности в юго-восточную часть страны были сооружены две ППТ  $\pm 600$  кВ протяженностью около 2400 км пропускной способностью 3150 МВт каждая. Для связи станций с прилегающей к ней сетью переменного тока и частичного отбора мощности в районе размещения ГЭС была сооружена двухмодульная ВПТ суммарной мощностью 800 МВт. Ввод объектов в эксплуатацию осуществлялся поэтапно в период 2012–2016 гг.

Третий проект связан со строительством ГЭС Белу-Монти на реке Шингу на севере Бразилии. Проектная установленная мощность станции составляет 11,2 ГВт. Строительство ГЭС было начато в 2011 г. В 2016 г. были введены первые два блока (из 20 проектных). Достижение проектных показателей станцией планируется к 2020–2021 гг.

Для выдачи мощности ГЭС Белу-Монти предусматривается сооружение двух ППТ  $\pm 800$  кВ пропускной способностью 4000 МВт каждая. Отправной точкой обеих электропередач намечена ПС 500 кВ Xingu в районе размещения ГЭС. Приемные точки расположены в южной части страны: ПС 500 кВ Estreito и ПС 500 кВ Terminal Rio. Протяженность ППТ составляет 2100–2400 км. Ввод в эксплуатацию первой ППТ (до ПС Estreito) планируется в 2018 г., а второй ППТ – в период 2020–2021 гг. Дополнительно предусматривается усиление сети переменного тока напряжением 500 кВ по направлению «Север-юг» страны.

Таким образом, к 2020 г. по сети постоянного тока в юго-восточный район страны планируется осуществлять передачу в общей сложности до 19 ГВт мощности.

В 2000–2002 гг. между Аргентиной и Бразилией была введена в эксплуатацию межсистемная связь 500 кВ пропускной способностью 1000 МВт. На стороне Аргентины линия присоединена к электрической сети с частотой 50 Гц, на стороне Бразилии – 60 Гц. Связь энергосистем осуществляется за счет ВПТ Garabi (Бразилия) пропускной способностью  $2 \times 550$  МВт.

Схематичное расположение реализованных и планируемых к реализации объектов постоянного тока на территории Бразилии представлено на рис. 2.79 а.



а



б

**Рис. 2.79. Схематичное расположение реализованных и планируемых к реализации объектов постоянного тока на территории Бразилии (а) и Японии (б)**  
(красный цвет – действующие объекты; синий – планируемые объекты)

**Япония.** Энергосистема Японии состоит из двух частей, которые используют различные частоты переменного тока. Граница раздела двух частей расположена в середине острова Хонсю. В восточной части энергосистемы используется частота 50 Гц, а в западной – 60 Гц. Данная ситуация сложилась исторически вследствие того, что энергетические компании восточной части осуществляли импорт генерирующего оборудования из Европы, а компании западной части – из США.

Объединение двух частей энергосистем состоялось в 1965 г. с вводом в эксплуатацию ВПТ Sakuma мощностью 300 МВт. В 1993 г. на ВПТ была проведена реконструкция с заменой ртутных вентиляей на тиристорные. Для усиления восточной и западной частей энергосистемы в период 1970–2006 гг. были сооружены дополнительные ВПТ (Shin-Shinano 1, 2, Higashi-Shimitzu), в результате чего общая пропускная способность была увеличена до 1200 МВт.

Землетрясение и авария на АЭС Фукусима-1 в 2011 г. выявили, что имеющейся пропускной способности между восточной и западной частями энергосистемы недостаточно. Для усиления связей в перспективе планируется дополнительное расширение существующих ВПТ Higashi-Shimitzu и Sakuma на 900 МВт, а также сооружение новой ППТ Tokyo-Chubu пропускной способностью 900 МВт.

Кроме ВПТ, обеспечивающих связь двух частей энергосистем с разными частотами, в западной части энергосистемы Японии с 1999 г. функционирует ВПТ Minami-Fumitsu (300 МВт), которая используется для регулирования потоков мощности в сети переменного тока.

В Японии также функционирует ППТ  $\pm 250$  кВ Kii-Channel (1400 МВт, 51 км, в т.ч. 44 км – кабельная линия через пролив), обеспечивающая выдачу мощности от крупных электростанций в энергосистему, а также ППТ  $\pm 250$  кВ Hokkaido-Honsyuu (600 МВт, 168 км, в т.ч. 44 км – кабельная линия через пролив), связывающая энергосистемы о. Хонсю и о. Хоккайдо.

Схематичное расположение реализованных и планируемых к реализации объектов постоянного тока на территории Японии представлено на рис. 2.79 б.

**Австралия и островные государства.** В 1965 г. в Новой Зеландии была введена в эксплуатацию ППТ  $\pm 250$  кВ Benmore-Haywards (600 МВт), которая объединила Северный и Южный острова. Протяженность электропередачи составляет 610 км. В последствии электропередача была реконструирована, в результате чего ее напряжение было увеличено до  $\pm 350$  кВ, а пропускная способность – до 1400 МВт. Электропередача позволяет повысить надежность работы энергосистем обоих островов, а также эффективно использовать гидроресурсы Южного острова и потенциал ветряных электростанций Северного острова.

Для обеспечения электроснабжения потребителей острова Чеджудо (Южная Корея) в электроэнергии к 1996 г. была сооружена

ППТ  $\pm 180$  кВ Naenam–Cheju (300 МВт, 100 км), связавшая остров с материковой частью.

В 1998 г. на Филиппинах была введена в эксплуатацию монополярная ППТ 350 кВ Leyte–Luzon, соединяющая геотермальные электростанции (мощностью порядка 700 МВт) на острове Лейте и южную часть острова Лусон. Протяженность электропередачи составляет 432 км, пропускная способность – 440 МВт.

Между Таиландом и Малазией в 2001 г. сооружена ППТ 300 кВ Таиланд–Малайзия (TNB and EGAT) протяженностью 110 км пропускной способностью 300 МВт. Электропередача позволяет оптимизировать работу обеих энергосистем за счет достижения ряда системных эффектов; осуществляет работу в монополярном режиме.

Монополярная ППТ 400 кВ Basslink связывает материковую часть Австралии с островом Тасмания. Протяженность электропередачи – 355 км, в т.ч. 290 – км кабельный участок. ППТ позволяет обеспечить передачу с материка на остров до 630 МВт и поддержание напряжения и частоты в допустимых пределах при возникновении аварийных ситуациях в энергосистеме острова Тасмания. Ввод электропередачи в эксплуатацию был осуществлен в 2006 г.

В 2016 г. начато строительство ППТ  $\pm 500$  кВ Ява–Суматра (3000 МВт) протяженностью 517 км, которая обеспечит связь между островами Ява и Суматра в Индонезии. Электропередача предназначена для передачи мощности от угольных ТЭС, сооружаемых в южной части Суматры. Ввод в эксплуатацию электропередачи намечен на 2018 г.

**Индия.** Энергосистема Индии состоит из пяти частей (север, юг, запад, восток и северо-восток). Концепция развития энергосистемы Индии исторически предусматривала асинхронное объединение отдельных частей энергосистемы за счет применения вставок и передач постоянного тока. С начала 90-х гг. прошлого века посредством ВПТ постепенно были объединены северная и западная части (ВПТ Vinhyachal, 500 МВт), западная и южная части (ВПТ Chandrapur, 1000 МВт), восточная и южная части (ВПТ Gazuwaka, 1000 МВт), восточная и северная части (ВПТ Sasaram, 500 МВт).

Первой опытно-промышленной электропередачей в стране является ППТ  $\pm 100$  кВ Sileru–Barsoor протяженностью 196 км между западной и южной частями энергосистемы. Электропередача эксплуатировалась с 1989 по 2014 гг. После появления более мощных связей электропередача была выведена из эксплуатации.

Первая электропередача постоянного тока  $\pm 500$  кВ Richand–Dadri протяженностью 814 км введена в эксплуатацию в 1990 г. Электропередача пропускной способностью 1500 МВт предназначена для передачи мощности от крупной угольной ТЭС Rihand в северную часть энергосистемы. В настоящее время в Индии функционируют шесть электропередач постоянного тока напряжением  $\pm 500$  кВ суммарной пропускной способностью около 12 ГВт.

Осуществляется строительство ППТ  $\pm 800$  кВ Чампа–Kurukshetra протяженностью около 1300 км. Электропередача позволит усилить электрические связи между северной и западной частями энергосистемы. В перспективе предполагается дальнейшее усиление электрической сети энергосистемы за счет сооружения дополнительных передач постоянного тока напряжением  $\pm 800$  кВ.

Схематичное расположение реализованных и планируемых к реализации объектов постоянного тока на территории Индии представлено на рис. 2.80.



Рис. 2.80. Схематичное расположение реализованных и планируемых к реализации объектов постоянного тока на территории Индии (красный цвет – действующие объекты; синий – планируемые объекты)

*Китай.* В 90-е гг. прошлого века в Китае была принята стратегия, направленная на дальнейшее развитие энергосистемы страны с учетом широкомасштабного развития протяженной сети переменного и постоянного тока высокого и ультравысокого напряжения. Этому предшествовало множество факторов. В условиях интенсивно развивающейся экономики в стране необходимо было строить новые электростанции. При этом основные энергетические ресурсы страны

(гидроресурсы, уголь) существенно удалены от центров нагрузки. Сооружение новых электростанций, работающих на угле, в районах с высоким спросом мощности и электроэнергии становилось экономически невыгодным ввиду резко возрастающих объемов перевозок угля. Ситуация также осложнялась ухудшением экологической обстановки в центральных и восточных регионах страны (Пекин, Тяньцзинь, Хэбэй) за счет увеличения вредных выбросов в атмосферу при сжигании электростанциями угольного топлива. Все это послужило обоснованием пути развития электроэнергетики Китая, когда генерация и центры нагрузок находятся на значительном расстоянии друг от друга, а оптимальное использование энергоресурсов достигается посредством объемных передач электроэнергии и мощности по высоковольтной сети переменного и постоянного тока.

В 1989 г. в Китае была завершена реализация первой ППТ  $\pm 500$  кВ протяженностью 1045 км пропускной способностью 1200 МВт от ГЭС Гэчжоуба (первого крупного гидротехнического проекта на реке Янцзы) в восточные регионы страны (Шанхай). Ввод линии в эксплуатацию позволил осуществить несинхронное объединение энергосистем Центрального и Восточного Китая. После завершения строительства ГЭС Санься («Три ущелья»), выше по течению реки Янцзы, ГЭС Гэчжоуба стала контррегулирующим гидроузлом для этой более мощной ГЭС, что позволяет снизить сетевые ограничения в работе ГЭС «Три ущелья».

Строительство ГЭС «Три ущелья» началось в 1992 г., полное завершение строительства и ввод в официальную эксплуатацию состоялись в 2012 г. Установленная мощность электростанции – 22,5 ГВт ( $32 \times 700 + 2 \times 50$  МВт). Проектная выработка электроэнергии – 100 млрд кВт·ч в год.

Электрическая энергия от ГЭС «Три ущелья» по передачам постоянного тока передается в Центральную и Восточную части Китая, а также в провинции Чунцин и Сычуань. В рамках данного проекта были реализованы три электропередачи постоянного тока напряжением  $\pm 500$  кВ пропускной способностью 3000 МВт каждая: «Три ущелья»–Чанчжоу (860 км), «Три ущелья»–Гуандун (940 км), «Три ущелья»–Шанхай (1050 км), которые были введены в эксплуатацию в период 2003–2006 гг. В совокупности с сетями переменного тока это позволило создать в южной части энергосистемы Китая мощную гибридную сеть.

За последнее десятилетие Китай успешно реализовал ряд глобальных проектов по созданию электрической сети ультравысокого напряжения. Построены четыре экспериментальные базы (переменного и постоянного тока ультравысокого напряжения, высокогорная, инженерно-машиностроительная) и два исследовательских центра моделирования больших электрических сетей и комплексного проектирования передач постоянного тока.

Производители оборудования в Китае за счет осуществления технических заимствований, освоения иностранных технологий, технического сотрудничества и собственных инноваций сами овладели технологиями производства силового высоковольтного оборудования для передач постоянного тока. Демонстрационный проект ППТ  $\pm 660$  кВ Нинся–Шаньдун (1333 км, 4000 МВт) был полностью реализован Китаем самостоятельно. Объект был введен в эксплуатацию в биполярном режиме в 2011 г.

В 2009–2010 гг. впервые в мировой практике были введены в эксплуатацию электропередачи постоянного тока на напряжении  $\pm 800$  кВ Юннань–Гуандун (5000 МВт, 1418 км) и Сянцзяба–Шанхай (6400 МВт, 1890 км). ППТ предназначены для передачи в восточные регионы страны мощности от каскада ГЭС (Санцзяба, Силоду и др.), сооружаемых на реке Цзинша суммарной установленной мощностью 18,6 ГВт.

В 2012 г. состоялся ввод в эксплуатацию ППТ  $\pm 800$  кВ Цзиньпин–Сучжоу пропускной способностью 7200 МВт протяженностью 2095 км, которая является самой протяженной электропередачей в мире (на 2016 г.). Пропускная способность передач постоянного тока  $\pm 800$  кВ Хами–Чжэнчжоу и Силоду–Чжецзян, введенных в эксплуатацию в 2014 г, была увеличена до 8000 МВт.

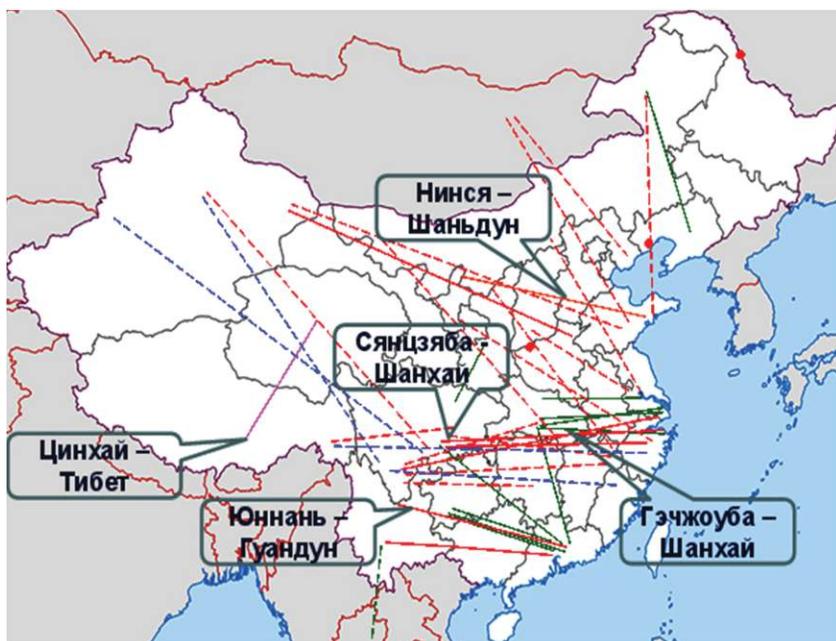
Активно ведутся исследования и разработки в направлении создания электропередачи постоянного тока напряжением  $\pm 1100$  кВ. Проект первой такой электропередачи предусматривает создание связи северо-западной и центральной частей энергосистемы Китая и планируется к реализации к 2020 г.

К 2020 г. Китай планирует дополнительно ввести около 30 электропередач постоянного тока, в результате чего их суммарная пропускная способность должна увеличиться до 270 ГВт.

Схематичное расположение реализованных и планируемых к реализации объектов постоянного тока на территории Китая представлено на рис. 2.81.

В развитии энергосистем большинства стран мира за последнее десятилетие существенно повысилась тенденция использования возобновляемых источников энергии на базе ветряной и солнечной генерации. Для обеспечения устойчивой работы электростанций данного типа и исключения их негативного влияния на энергосистему широко применяются преобразователи и электропередачи постоянно тока на базе преобразователей напряжения. Их использование позволяет присоединить ветропарки, расположенные на морских шельфах (офшорах), к энергосистеме.

Технологически мощность от ветроустановок по кабельной сети переменного тока поступает на преобразовательную подстанцию, расположенную на морской платформе, которая связана с преобразовательной подстанцией на суше кабелем постоянного тока.



**Рис. 2.81. Схематическое расположение реализованных и планируемых к реализации объектов постоянного тока на территории Китая**  
 (сплошные линии – действующие объекты;  
 пунктирные линии – планируемые объекты;  
 цветом выделены отличия ППТ по классам напряжения)

В период 2012–2016 гг. к энергосистемам европейских стран был подключен ряд крупных ветропарков в Северном море. Присоединение их к энергосистеме обеспечивается радиальными линиями постоянного тока. Крупными реализованными проектами являются BorWin 1, 2; DolWin 1; HelWin 1, 2. Они обеспечивают присоединение ветряных установок суммарной мощностью более 3 ГВт. В процессе реализации также находятся проекты BorWin 3; DolWin 2, 3; SylWin 1, которые дополнительно обеспечат присоединение около 3,5 ГВт ветропарков. Линии постоянного тока в данных проектах в большинстве случаев используют класс напряжения до  $\pm 400$  кВ, а их единичная протяженность достигает 200 км.

Кроме присоединения офшорных ветропарков к энергосистеме, электропередачи постоянного тока также используются для обеспечения внешнего электроснабжения промышленных морских платформ. Такой проект был реализован в Норвегии в 2005 г.: для электроснабжения морской платформы Troll A, включающего в себя ППТ  $\pm 60$  кВ протяженностью 68 км для обеспечения передачи до 84 МВт мощности.

С целью обеспечения энергобезопасности Европы, учитывая тенденции изменения климата, многие ученые, исследовательские институты и правительственные учреждения высказали предложения о создании в Европе электрической сети сверхвысокого напряжения – «Super Grid». Данная концепция предусматривает создание развитой кольцевой сети постоянного тока, которая обеспечит связи энергосистем разных государств и расширит возможности использования электростанций на базе возобновляемых источников электроэнергии. Для решения задачи требуется создание многоподстанционных (много-терминальных) систем постоянного тока. Это послужило увеличению количества исследований по данному направлению. На сегодняшний день мировая практика имеет ограниченное количество реализованных проектов многотерминальных ППТ.

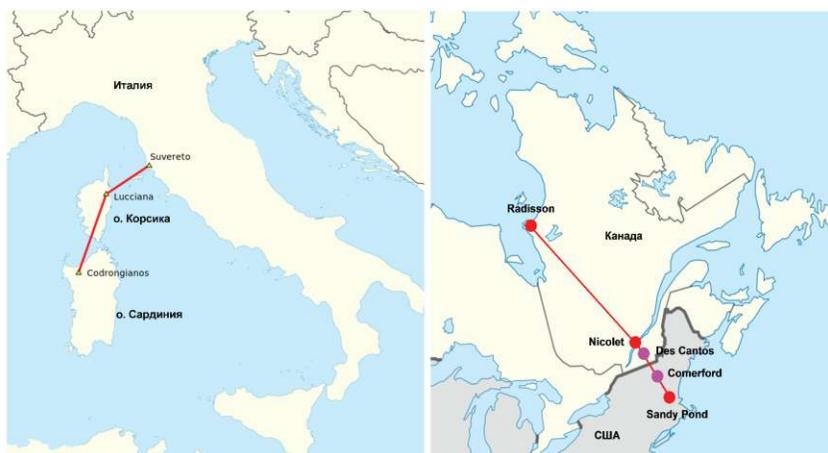
Первая трехподстанционная электропередача эксплуатируется в Европе с 1988 г. (ППТ 200 кВ SAKOI, 500 МВт), обеспечивая обмен электрической энергией между материковой частью Италии, островами Корсика и Сардиния.

Между Канадой и США функционирует мощная трехподстанционная электропередача постоянного тока  $\pm 450$  кВ Квебек–Новая Англия (2200 МВт, 1480 км). По ней осуществляется передача мощности от ГЭС Ла-Гранде II из района залива Джеймс (Канада) в районы Монреаля (Канада) и Бостона (США). Электропередача была введена в эксплуатацию в начале 90-х г. прошлого века. Изначально электропередача состояла из пяти преобразовательных подстанций, две из которых (Des Cantons и Comerford) были выведены из эксплуатации в 2007 г.

В 2013–2014 гг. в Китае для обеспечения электроснабжения островных территорий были введены в эксплуатацию трехтерминальная ППТ  $\pm 160$  кВ Nanao (32 км) и пятитерминальная ППТ  $\pm 200$  кВ Zhoushan (134 км).

В 2016 г. в Индии введен в эксплуатацию первый этап (один полюс) первой в мире трехтерминальной электропередачи напряжением  $\pm 800$  кВ NER/ER–NR/WR проектной пропускной способностью 6000 МВт. Электропередача протяженностью 1728 км связывает северо-восточную, восточную и северную (в районе Агры) части энергосистемы, что позволит в перспективе активно использовать гидро-ресурсы северо-восточного региона страны.

На рис. 2.82 представлено схематичное расположение действующих многотерминальных передач постоянного тока. Совершенствование технологий способствует более широкому распространению электропередач постоянного тока в мировой практике, и эта тенденция, вероятно, будет усиливаться в перспективе. Это способствует созданию мощных энергосистем и транснациональных объединений.



ППТ Италия–о. Корсика–о. Сардиния

ППТ Канада–США



ППТ Nanao (Китай)

ППТ Zhoushan (Китай)

**Рис. 2.82. Действующие многотерминальные передачи постоянного тока**

На начальном этапе находится формирование Европейско-Средиземноморского энергетического сотрудничества с размещением объектов ветровой и солнечной генерации в прибрежных районах Северной Африки, восточного и европейского побережья Средиземного моря и дальнейшей передачей электроэнергии по линиям постоянного тока в энергосистему Европы, Северной Африки и Ближнего Востока.

В перспективе также – возможность использования гидроресурсов рек Центральной и Юго-восточной Африки с последующей передачей энергии по сети постоянного тока в страны Европы и Ближнего Востока.

Рассматриваются возможности создания межгосударственных электропередач постоянного тока в Азиатском и Тихоокеанском регионах. В первую очередь это создание электрических связей между энергосистемой Китая и энергосистемами смежных государств.

В последнее время возникает вопрос о возможности создания транснациональных объединений энергосистем между Китаем и Россией, Казахстаном, Монголией, Вьетнамом, Мьянмой и Северной Кореей. Также рассматривается создание энергетического кольца, включающего в себя энергосистемы России, Японии, Южной Кореи и Китая. Планируется реализация проекта CASSA-1000, предусматривающего связи постоянного тока между Таджикистаном, Афганистаном и Пакистаном. В перспективе возможно создание связей постоянного тока между энергосистемами островных государств азиатского региона.

В 2011 г. Китай выступил с предложением о создании большого коридора для континентальной электропередачи на постоянном токе между Китаем и Европой. Учитывая наметившиеся тенденции объединения мировых энергосистем, не следует исключать возможность создания в отдаленной перспективе и ППТ между Евразийским и Североамериканским континентами. В настоящее время такие предложения рассматриваются на уровне экспертных групп.

## Список рекомендуемой литературы

1. Основы современной энергетики / под общ. ред. Е.В. Амелистова. 6-е изд. Т. 2. Современная электроэнергетика / под ред. А.П. Бурмана и В.А. Строева. – М.: Издательский дом МЭИ, 2016.

2. Рыжов, Ю.П. Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения / Ю.П. Рыжова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007.

3. Электрические сети сверх- и ультравысокого напряжения ЭЭС России. Теоретические и практические основы / под общ. ред. чл.-корр. РАН А.Ф. Дьякова. Т. 3. Электропередачи переменного тока специального исполнения. Электропередачи и вставки постоянного тока. – М.: НТФ «Энергопрогресс» Корпорации «ЕЭЭК», 2012.

4. Предложения по реконструкции ППТ Волгоград–Донбасс. – ОАО «НИИПТ», 2001.

5. Глобальное энергетическое объединение / Лю Чжэнья: пер. с китайского; науч. ред. перевода Ю.В. Шаров, П.Ю. Коваленко, К.А. Осинцев. – М.: Издательский дом МЭИ, 2016.

6. Электрические сети ультравысокого напряжения переменного и постоянного тока / Лю Чжэнья: пер. с китайского А.В. Островского / под общ. ред. Ю.В. Шарова. – М.: Издательство МЭИ, 2015.

7. Материалы работ, выполненных АО «Институт «ЭНЕРГО-СЕТЬПРОЕКТ», в период 1991–2016 гг.

8. Материалы конференции CIGRE, 2000–2016 гг.

9. Презентационные материалы компаний Siemens и ABB по реализованным объектам постоянного тока.



## **БАХМИСОВ Олег Владимирович**

Инженер-электроэнергетик, предприниматель.

Окончил аспирантуру кафедры «Электроэнергетические системы» НИУ МЭИ, подготовил диссертацию по тематике моделирования газовых турбин и парогазовых установок для расчётов электрических режимов. Принимает участие в исследованиях, связанных с энергетическими рынками, распределенной генерацией, применением технологии блокчейн в энергетике, консультирует российские энергетические компании.



## **КУЗНЕЦОВ Олег Николаевич**

Доцент, заведующий НИЛ «Проблемы энергетических систем» кафедры «Электроэнергетические системы» НИУ МЭИ.

Кандидат технических наук.

Ведёт преподавательскую деятельность и выполняет научные исследования в области моделирования, установившихся режимов и устойчивости электроэнергетических систем.

## **2.7. Моделирование газотурбинных и парогазовых установок, исследование их влияния на протекание электромеханических переходных процессов в ЭЭС**

### **Общие положения**

В условиях рыночной энергетики высокий КПД крупных газотурбинных и парогазовых установок (ГТУ, ПГУ) является стимулом строительства энергоблоков данного типа для генерирующих компаний [1]. Более половины вновь сооружаемых энергетических мощностей используют ГТУ и ПГУ, а в некоторых странах эта величина к 2005 г. достигла 90%. Процесс увеличения доли газовых турбин (ГТ) происходит и в Единая Энергетическая Система России, где выработавшие ресурс ТЭС с паровыми турбинами заменяются на ГТУ и ПГУ. Вводимые механизмы сокращения мощности вынужденной генерации значительно увеличат долю новых электростанций в составе генерирующей мощности, большую часть которых составляют ГТУ и ПГУ.

Особенности современного энергетического рынка заставляют рассматривать резервы регулирования как ресурс, ценный с технической и экономической точек зрения. Дефицит установленной мощности

в энергосистемах европейских стран вместе с избытком мощности возобновляемых источников энергии (ВИЭ) приводит к необходимости применения дополнительных мер по поддержанию системной надежности. Значение электростанций с ГТ в поддержании частоты в энергосистеме возрастает, а в некоторых странах ГТУ и ПГУ становятся основным ресурсом регулирования частоты.

Увеличивающаяся доля генерирующих агрегатов на базе ГТ обуславливает необходимость повышения точности моделирования ГТ в переходных процессах электроэнергетической системы (ЭЭС), а также учета значимых особенностей данного типа генерации, что позволит корректно оценить влияние генерирующих агрегатов этого типа на устойчивую работу системы в целом.

### **Особенности моделирования ГТУ и ПГУ в ЭЭС**

При исследовании процессов в ЭЭС наибольший интерес представляют режимы параллельной работы электрической станции с энергосистемой. Если исключить из модели регулятора алгоритмы, связанные с пуском и работой ГТ до синхронизации агрегата с энергосистемой, появляется возможность упростить модель ГТ и регулятора. После синхронизации основным режимом работы системы регулирования ГТ является режим поддержания мощности с коррекцией по частоте, дополнительным – режим регулирования скорости вращения [2]. В более современных системах регулирования также могут быть заложены отдельные алгоритмы для работы на изолированную нагрузку [3]. Скорость сброса и набора мощности ограничивается регуляторами допустимой температуры, ускорения и скорости вращения с заданными ограничениями темпа и пределами изменения параметров.

Поскольку любой генерирующий агрегат имеет свои индивидуальные характеристики, параметры моделей должны актуализироваться для каждого моделируемого агрегата. Дефицит необходимых исходных данных для моделирования ГТУ и ПГУ в основном связан с неполной информацией о системах регулирования газовых турбин иностранного производства. В случае, когда структурные схемы регуляторов ГТ, КУ и ПТ не предоставляются производителем, требуется идентификация характеристик оборудования по результатам натурных экспериментов. Определение параметров и верификация моделей ГТ может проводиться по данным измерений с использованием прогнозирующих моделей [4, 5].

Проводимая модернизация основного оборудования электрических станций или изменение алгоритмов управления должны найти отражение в модели. Например, установка быстродействующего входного направляющего аппарата (ВНА) приводит к росту темпа изменения мощности и должна обязательно учитываться, то же самое

относится к повышению производительности компрессора. Впрыск воды или пара для увеличения массового расхода рабочего тела дает возможность кратковременного увеличения мощности, а значит, изменяет динамические характеристики ГТ.

Характеристики ГТ изменяются в зависимости от частоты. При понижении частоты в энергосистеме производительность ГТ падает вследствие уменьшения потока воздуха, создаваемого компрессором. Эта особенность ГТ усиливает начальное снижение частоты и может служить причиной развития аварийной ситуации в ЭЭС.

Для увеличения надежности работы ЭЭС существует практика определения нормативных требований к установкам на базе ГТ [6]. Такие требования обычно заключаются в поддержании более высокой мощности ГТ при пониженных частотах по сравнению с естественной характеристикой мощности ГТ, как показано на рис. 2.83. Производители улучшают маневренные характеристики оборудования для соответствия этим требованиям. При отсутствии установленных требований генерирующие компании не стремятся улучшать маневренные характеристики ГТ, если дополнительные вложения не компенсируются при оказании услуг по поддержанию системной надежности.

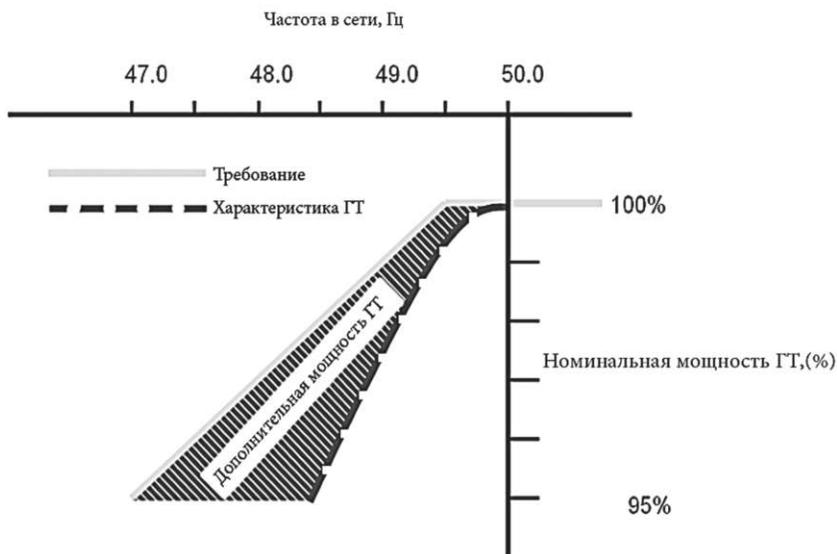


Рис. 2.83. Требования к работе ГТ в ЭЭС



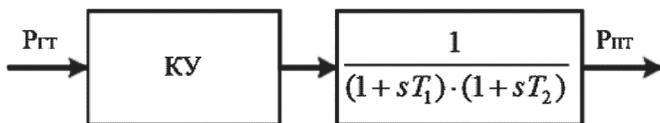


Рис. 2.85. Принципиальная схема модели паровой турбины ПГУ

### Верификация моделей ГТУ И ПГУ

Поскольку любой генерирующий агрегат имеет свои индивидуальные характеристики, параметры моделей должны актуализироваться для каждого моделируемого агрегата. Чтобы подтвердить адекватность созданной модели, исходному объекту необходимо идентифицировать характеристики исходного объекта и верифицировать модель по результатам экспериментов в стационарных и переходных режимах.

На рис. 2.86 и 2.87 представлены изменения частоты вращения и мощности турбины при увеличении уставки по частоте на 1 Гц. Величина изменения мощности, показанная на рис. 2.88, определяется заданным статизмом регулятора скорости, а скорость изменения мощности должна соответствовать параметрам, установленным производителем. Система регулирования ГТ обладает малой инерционностью, изменение мощности ГТ начинается через 0,2 сек. после подачи на регулятор управляющего сигнала.

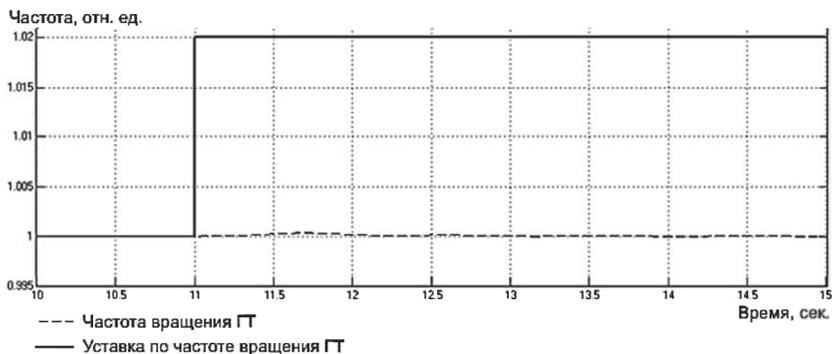


Рис. 2.86. Величина уставки по частоте и частота вращения ГТ

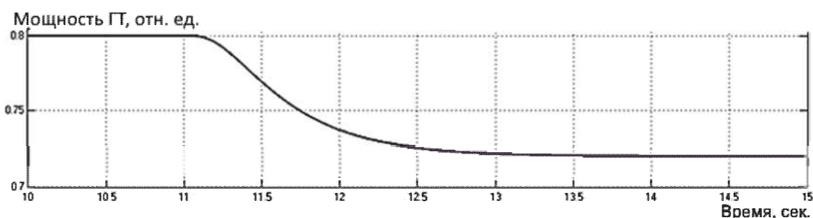
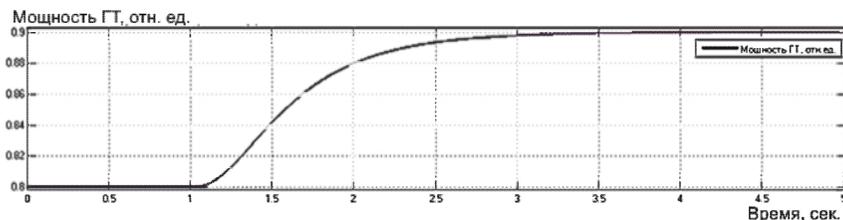


Рис. 2.87. Изменение мощности ГТ при изменении уставки по частоте

Моделирование изменений задания по мощности энергоблока позволяет проверить, насколько правильно модель воспроизводит заданный производителем темп снижения и набора мощности. На рис. 2.88 показан график изменения активной мощности газовой турбины при увеличении уставки по мощности на 0,1 отн. ед.



**Рис. 2.88.** Изменение мощности ГТ при изменении уставки по мощности

Аналогичные эксперименты проводятся для ряда заданных изменений уставок по частоте и активной мощности. Такая проверка является базовой при выборе и настройке модели, тогда как моделирование процессов в ЭЭС с помощью расчетных программ позволяет выявить различия в функциональных характеристиках моделей. Эксперименты с использованием упрощенных моделей ГТУ и ПГУ могут проводиться на этапе предварительного выбора технических решений, их результаты позволяют уточнить технические условия на поставку оборудования.

Наибольшую сложность представляет верификация модели ЭЭС с электростанциями на базе ГТ для исследования длительных процессов с последовательностью аварийных событий. Такие возмущения практически невозможны в энергосистеме по причине установленных систем противоаварийного управления и защит.

### **Модели, применяемые для моделирования ГТ в составе ЭЭС**

Расчеты переходных процессов различной длительности в ЭЭС с ПГУ и ГТУ при изменениях нагрузки и приложении нормативных аварийных возмущений выполнены в программном комплексе DIgSILENT Power Factory. При проведении исследований применена модель синхронного генератора с регулятором возбуждения сильного действия. Модели ГТ устанавливаются на генерирующий агрегат в тестовой схеме поочередно, чтобы избежать взаимного влияния на динамические характеристики. Настройки регуляторов ГТ выбраны идентичными.

Исследование проведено на примере двухмашинной тестовой схемы «станция–приемная система», показанной на рис. 2.89. На станции установлен ГА мощностью 178,5 МВт, мощность которого

передается по двухцепной линии электропередачи (ЛЭП) 220 кВ длиной 200 км в систему ( $U_c = 110$  кВ). К системе подключена нагрузка мощностью 1500 МВт. В качестве тестовых возмущений использовались включение/отключение от системы дополнительной нагрузки мощностью 200 МВт или коротком замыкании (КЗ) вблизи шин станции.

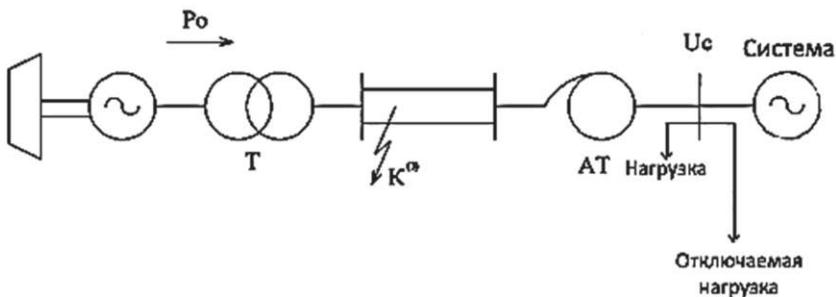


Рис. 2.89. Двухмашинная тестовая схема

Для сравнения характеристик моделей GAST и GAST2A проведено сопоставление динамики регулирования ГТ при изменении нагрузки агрегата. Модель GAST является одной из самых простых моделей ГТ для исследования процессов в ЭЭС и не содержит регуляторов температуры и ускорения, которые имеются в GAST2A. При использовании модели GAST2A пренебрегают влиянием ВНА и принимают постоянной уставку температурного регулятора. Результаты представлены на рис. 2.90 и 2.91.

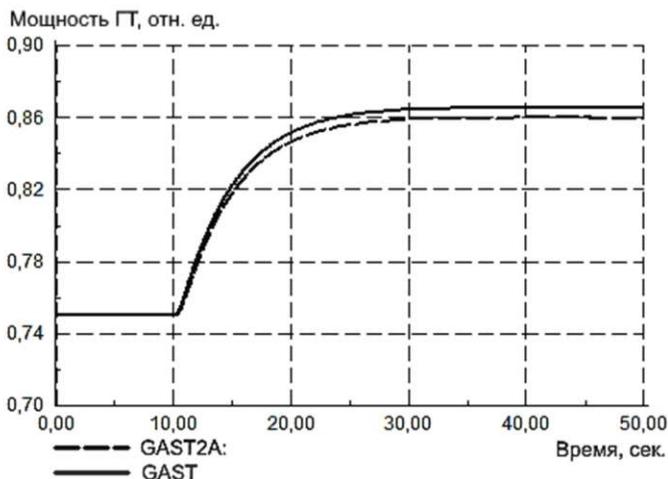


Рис. 2.90. Изменение активной мощности ГТУ при повышении нагрузки

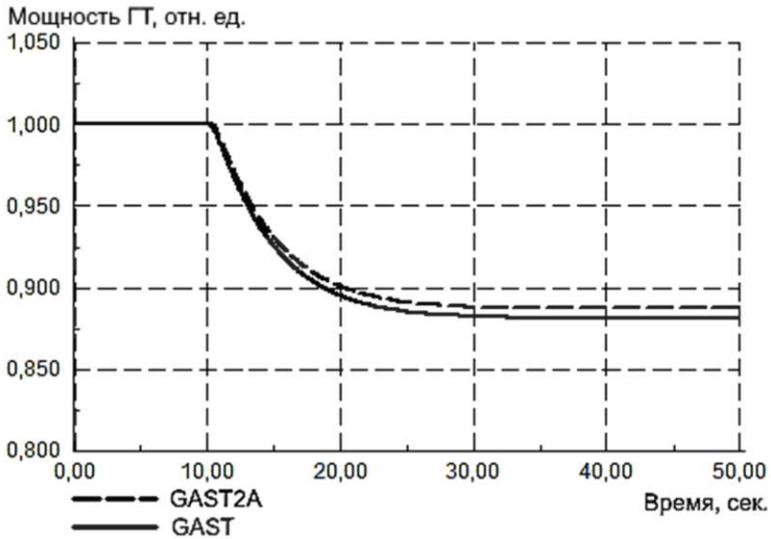


Рис. 2.91. Изменение активной мощности ГТУ при сбросе нагрузки

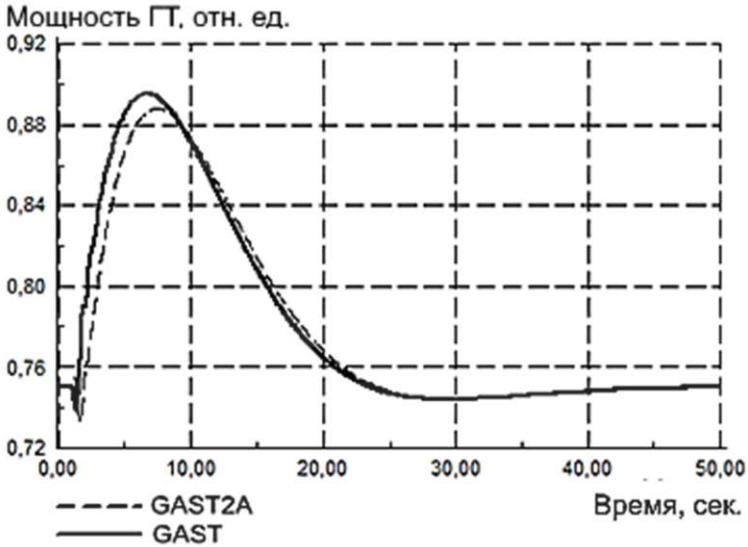


Рис. 2.92. Изменение активной мощности в моделях турбин GAST и GAST2A при проходящем КЗ длительностью 0,25 сек.

На рис. 2.92 приведено сравнение изменения механической мощности ГТ для моделей GAST и GAST2A в переходном процессе при проходящем КЗ длительностью 0,25 сек.

Как следует из рис. 2.90–2.92, несмотря на то, что GAST является одной из самых простых моделей, она демонстрирует хорошее соответствие с моделью GAST2A.

В России ГТУ большой мощности нашли широкое применение в составе ПГУ. Для корректного моделирования ПГУ необходимо отразить динамические характеристики ГТ, в том числе при значительных отклонениях частоты, и смоделировать связь паротурбинной установки (ПТУ) и ГТУ через КУ с учетом постоянных времени паровых объемов.

По причине большой постоянной времени КУ изменение мощности ПТ при работе в режиме скользящего давления будет оказывать влияние только в длительных процессах порядка минут и десятков минут.

Достаточно отобразить динамических характеристик КУ с помощью апериодического звена с соответствующей постоянной времени.

Для выбора конкретной модели необходим дальнейший анализ характеристик исследуемых переходных процессов, однако общая методика такого выбора модели не разработана.

Кроме того, отдельного рассмотрения заслуживают особенности регулирования и систем защиты ГТ, которые оказывают влияние на процессы в ЭЭС. Для систематизации описания различных моделей ГТ в табл. 2.6 приведено сравнение основных моделей, описание которых встречается в литературе, выполненное на основе работы [5].

### **Характерные особенности ГТ, влияющие на ход электромеханических переходных процессов**

К характерным особенностям ГТУ и ПГУ, которые требуют внимания при исследовании электромеханических переходных процессов, относятся:

1. Снижение мощности ГТ при работе с частотой вращения, отличной от номинальной и особенности работы технологических систем ГТ при отклонении частоты в ЭЭС.

2. Отличия регулировочной способности ГТ открытого цикла и цикла ПГУ.

3. Снижение устойчивости горения при резком изменении нагрузки ГТ, вызванном возмущениями в ЭЭС.

4. Ограниченный регулировочный диапазон и повышение уровня выбросов и снижение КПД ГТ при частичных нагрузках.

## Сравнение основных особенностей моделей ГТ

Наименование модели	GAST	GAST2A	Rowen	IEEE	Связанностью от частоты	GIGRE	GGOV1
Источник	[9]	[9]	[8]	[10]	[11]	[7]	[9]
Конфигурация установки	Модель одноконтурной ГТ	Модель одноконтурной ГТ	Модель одноконтурной ГТ	Модель одноконтурной ГТ	Модель одноконтурной ГТ	Модель ПГУ	Может использоваться для моделирования ГТ или любой тепловой станции
Возможность использования в составе модели ПГУ	Нет	Нет	Да	Да	Да	Да	Нет
Моделирование ГТ и регуляторов	Совмещенное	Совмещенное	Совмещенное	Раздельное	Раздельное	Совмещенное	Совмещенное
Представление ГТ	Упрощенное, два алгебраических уравнения и звеня чистото запаздывания	Упрощенное, два алгебраических уравнения и звеня чистото запаздывания	Упрощенное, два алгебраических уравнения и звеня чистото запаздывания	Подробное, с учетом термодинамики	Упрощенное, два алгебраических уравнения и звеня чистото запаздывания	Передаточная Функция второго порядка	Линейные передаточные функции без подробного термодинамического представления
Моделирование ВНА	Нет	Нет	Да	Да	Да	Нет	Нет
Моделирование регулятора ускорения	Нет	Да	Да	Нет	Да	Да	Да
Расчет теплоты расхода выхлопных газов	Нет	Нет	Да	Да	Да	Нет	Нет
Расчет давления на выходе из компрессора	Нет	Нет	Нет	Нет	Да	Нет	Нет

Рассмотрим каждую из данных особенностей более подробно.

В энергосистемах с дефицитом активной мощности и вероятностью значительных снижений частоты требуется моделирование зависимости максимальной мощности ГТ от частоты в ЭЭС.

При понижении частоты в энергосистеме производительность ГТ падает вследствие уменьшения потока воздуха, создаваемого компрессором. Эта особенность ГТ усиливает начальное снижение частоты в ЭЭС и может служить причиной развития аварийной ситуации.

Пример зависимости максимальной мощности ГТ от частоты представлен на рис. 2.93.

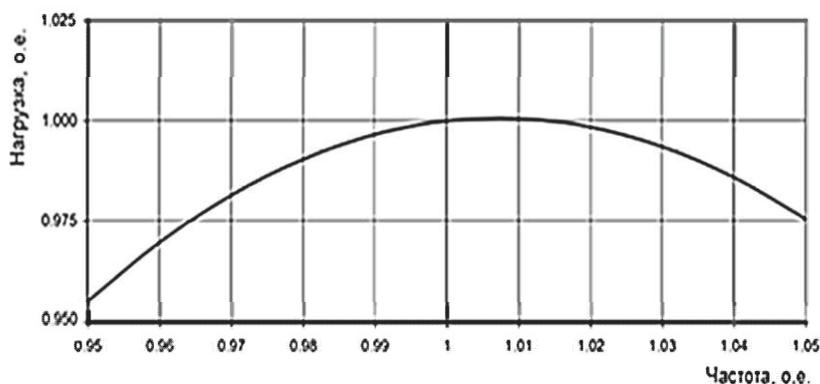


Рис. 2.93. Зависимость производительности ГТ от частоты вращения [7]

В большинстве случаев ГТУ работает в узком частотном диапазоне, поэтому не требуется воспроизведение статической характеристики момента турбины от скорости во всем скоростном диапазоне, как она представляется для нерегулируемой машины. Однако при глубоких снижениях частоты (более 1 Гц) зависимость максимальной мощности от частоты отличается от линейно-пропорциональной и не может быть смоделирована путем умножения сигнала открытия топливного клапана на текущее значение скорости в относительных единицах.

Значительное отклонение скорости вращения (более 5% от номинальной) не может быть реализовано из-за действия ограничительных регуляторов, которые отключают генерирующий агрегат от энергосистемы.

Изменение частоты в системе в широких пределах, а также значительный темп изменения частоты вращения агрегата могут привести к срабатыванию защитной автоматики ГТ, настройки которой предоставляются производителем оборудования. Срабатывание технологических защит ГТ возможно при глубоких снижениях частоты в результате неуспешного действия систем ПА, установленных в ЭЭС, или при длительной работе со сниженной частотой.

При работе ГТ в ЭЭС России производители ГТ должны обеспечить соответствие требованиям АО «СО ЭЭС» по устойчивой работе на пониженной частоте. Эксплуатация турбин на пониженной частоте под нагрузкой (с генератором, включенным в сеть) допускается при введении соответствующих ограничений по времени, пример приведен в табл. 2.7.

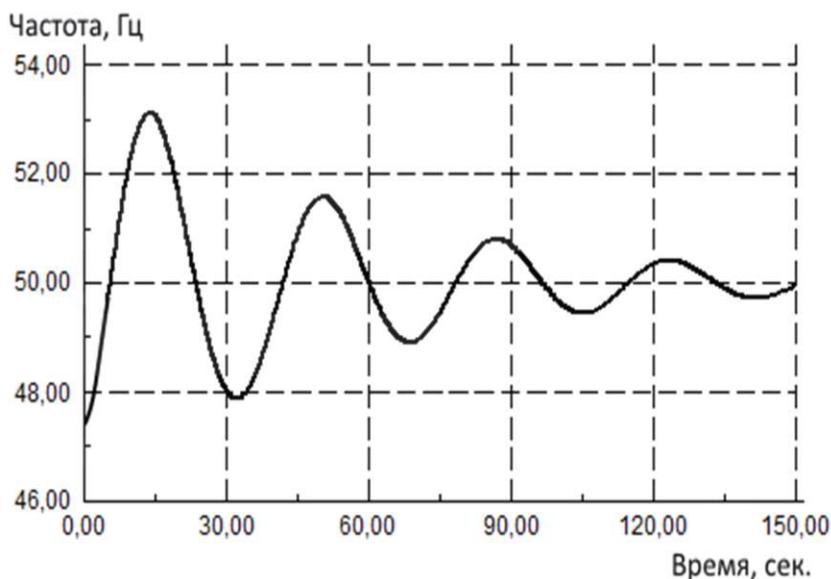
Таблица 2.7

#### Ограничение времени эксплуатации одновальной ГТ по частоте

Диапазон частот	Ограничение времени эксплуатации
Ниже 51,5 до 47,5 Гц включительно	без ограничения
Ниже 47,5 до 47,0 Гц включительно	не более 40 сек.
Ниже 47,0 до 46,0 Гц включительно	не более 1 сек.
Ниже 46,0 Гц	эксплуатация запрещена

Возможность срабатывания технологических защит ГТ показана далее на примере эксперимента в тестовой схеме. Чтобы обеспечить условия срабатывания технологической автоматики ГТ в модельных экспериментах, предполагается, что автоматика АЧР не сработала. Было воспроизведено действие второй ступени ЧДА с уставкой 47,5 Гц – выделение станции на изолированную работу с небалансом активной мощности.

Срабатывание ЧДА и выделение ГТ на изолированный энерго-район со сбалансированной нагрузкой приводят к возрастанию частоты в энергорайоне до 53 Гц. Изменение частоты электрического тока в системе в переходном процессе показано на рис. 2.94.



**Рис. 2.94. Скорость вращения ротора генератора ГТ при выделении на изолированный район**

Технологическая защита ГТ действует на отключение агрегата от сети при превышении или снижении значения частоты уставки с учетом выдержки времени. Таким образом, в данном случае высока вероятность срабатывания технологической защиты блока от повышения частоты, которая действует на отключение генератора. При анализе переходных процессов длительностью более 1 сек. необходимо принимать во внимание особенности технологической автоматики и защиты ГТ, которые не отражены в рассматриваемых моделях. Такими критериями обычно являются текущая величина загрузки генератора, скорость снижения мощности генератора, скорость увеличения частоты вращения.

При значительной доле ГТУ и ПГУ в ЭЭС следует обращать внимание как на особенности работы ГТ при сниженных частотах, так и на отличия процесса регулирования ГТ открытого цикла и ГТ в составе ПГУ. Представлено сравнение моделей ГТ, работающих в открытом цикле и в составе ПГУ. Изменение частоты в переходном процессе при повышении частоты показано на рис. 2.95, изменение мощности турбины – на рис. 2.96, изменение температуры – на рис. 2.97.

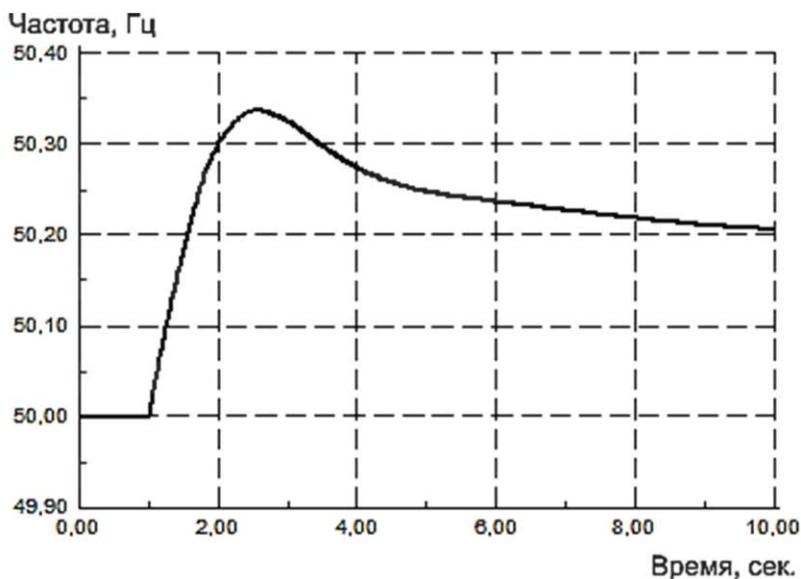


Рис. 2.95. Изменение частоты в ЭЭС

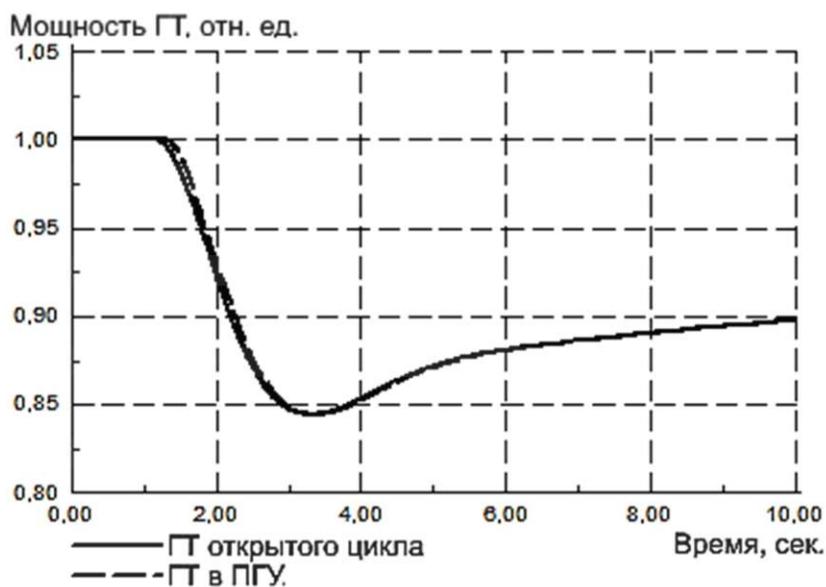


Рис. 2.96. Изменение мощности ГТ при повышении частоты в ЭЭС

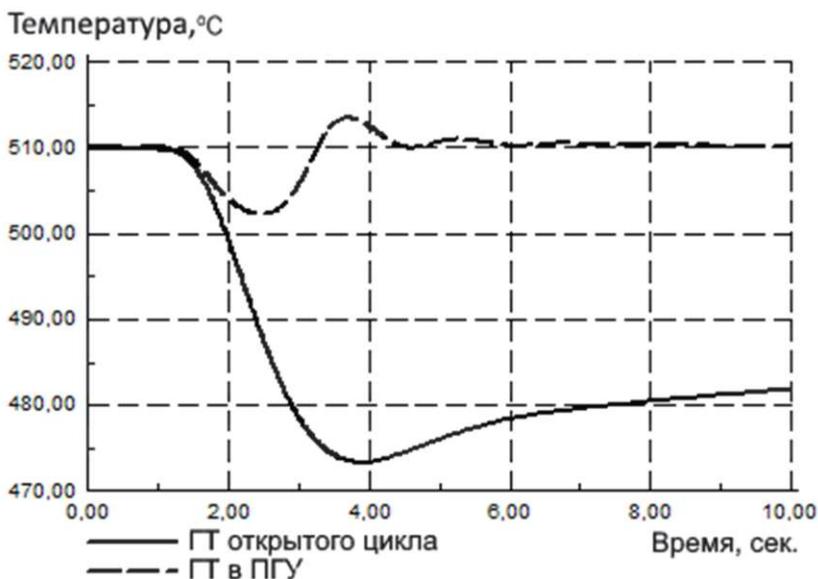


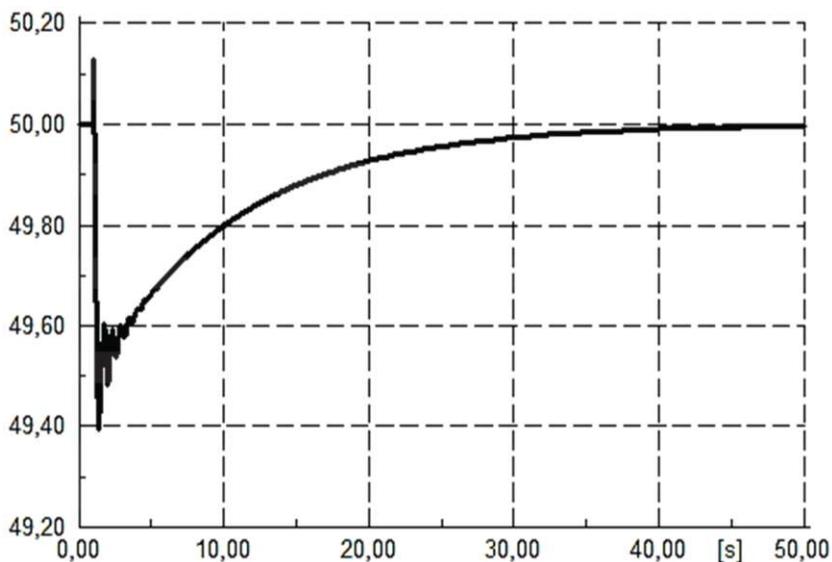
Рис. 2.97. Изменение температуры на выходе из ГТ при повышении частоты в ЭЭС

При моделировании ПГУ требуется учет влияния ВНА. Регулирование расхода воздуха позволяет поддерживать температуру на выходе из ГТ для увеличения эффективности цикла при частичных нагрузках. Несмотря на то, что характер изменения мощности идентичен, величина изменения температуры отходящих газов ПГУ изменяется под воздействием регулируемого ВНА.

Анализ осциллограмм аварийных процессов показывает, что воздействие на системы регулирования мощных одновальных ГТ не могут оказать существенного влияния на динамическую устойчивость системы, что обусловлено сравнительно низкой скоростью изменения мощности большинства ГТ, установленных в ЭЭС России. Основным влияющим фактором на условия динамической устойчивости системы является инерционная постоянная агрегата.

Интересной особенностью ГТ является нарушение режима нормального горения при резком изменении нагрузки ГТ или сильных возмущениях в ЭЭС, например, длительных КЗ. В отдельных случаях увеличение производительности компрессора при повышении частоты вращения ротора турбины из-за быстрого сброса нагрузки приводит к срыву факела, а перевод турбины в режим регулирования скорости вращения – к его погасанию вследствие резкого закрытия топливного клапана и недостаточной степени устойчивости горения.

На рис. 2.98 представлено изменение частоты агрегата в переходном процессе, вызванном длительным коротким замыканием. КЗ вызывает меньшее по абсолютной величине отклонение частоты, чем при отключении нагрузки, однако скорость возрастания частоты в этом случае выше.



**Рис. 2.98. Изменение скорости вращения ротора турбины в переходном процессе, вызванном КЗ**

Несмотря на то, что ГТ ПГУ сохраняет устойчивость в обоих процессах, для оценки вероятности нарушения стабильного горения в КС ГТ требуется количественный анализ амплитуды и скорости изменения частоты в переходном процессе, при последующих консультациях с производителем оборудования.

После снятия возмущения частота быстро восстанавливается до номинального значения, при этом подача топлива в КС возрастает. Однако ограничение регулировочного диапазона ВНА приводит к уменьшению соотношения «газ-воздух», сопровождающемуся быстрым увеличением температуры. Зависимость изменения температуры выхлопных газов ГТ при КЗ показана на рис. 2.99.

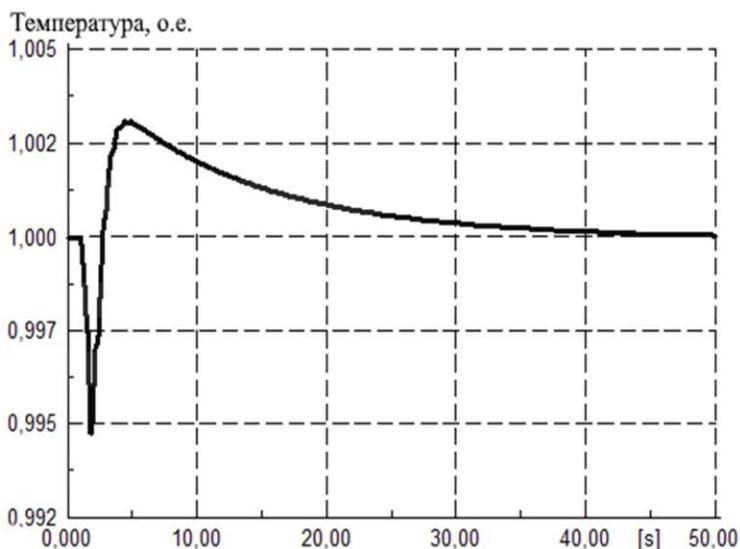


Рис. 2.99. Изменение температуры выхлопных газов ГТ при КЗ

Большой перепад температуры выхлопных газов в течение короткого отрезка времени может приводить к срабатыванию защиты ГТ, поскольку такое изменение температуры свидетельствует о неустойчивом горении.

### Оценка влияния характеристик ГТ на переходные процессы со значительными отклонениями частоты в ЭЭС

Подробное отражение характеристик ГТУ и ПГУ является важным для точного воспроизведения реакции агрегатов на отклонения частоты в ЭЭС.

Как отмечалось выше, зависимость максимальной мощности турбины от скорости вращения отражена косвенно, через снижение уставки температурного регулятора. Однако для качественных исследований можно провести линейную аппроксимацию зависимости и реализовать функциональную зависимость от частоты путем ограничения положения топливного регулятора. Предполагается, что ГТ работает на газообразном топливе и для поддержания давления газа в магистрали не используются дополнительные средства, производительность которых зависит от частоты в системе. В дополнение к этому, поскольку производительность ГТУ и ПГУ зависит от условий окружающей среды, влияние температуры  $T_a$  и давления атмосферного воздуха  $P_a$  на сигнал регулятора скорости может быть отражено с помощью дополнительной функции  $f(P_a, T_a)$ . Эмпирический выбор коэффициентов в этом случае упрощен по сравнению с корректировкой коэффициентов функций  $f_1$  и  $f_2$ . Схема модели представлена на рис. 2.100.

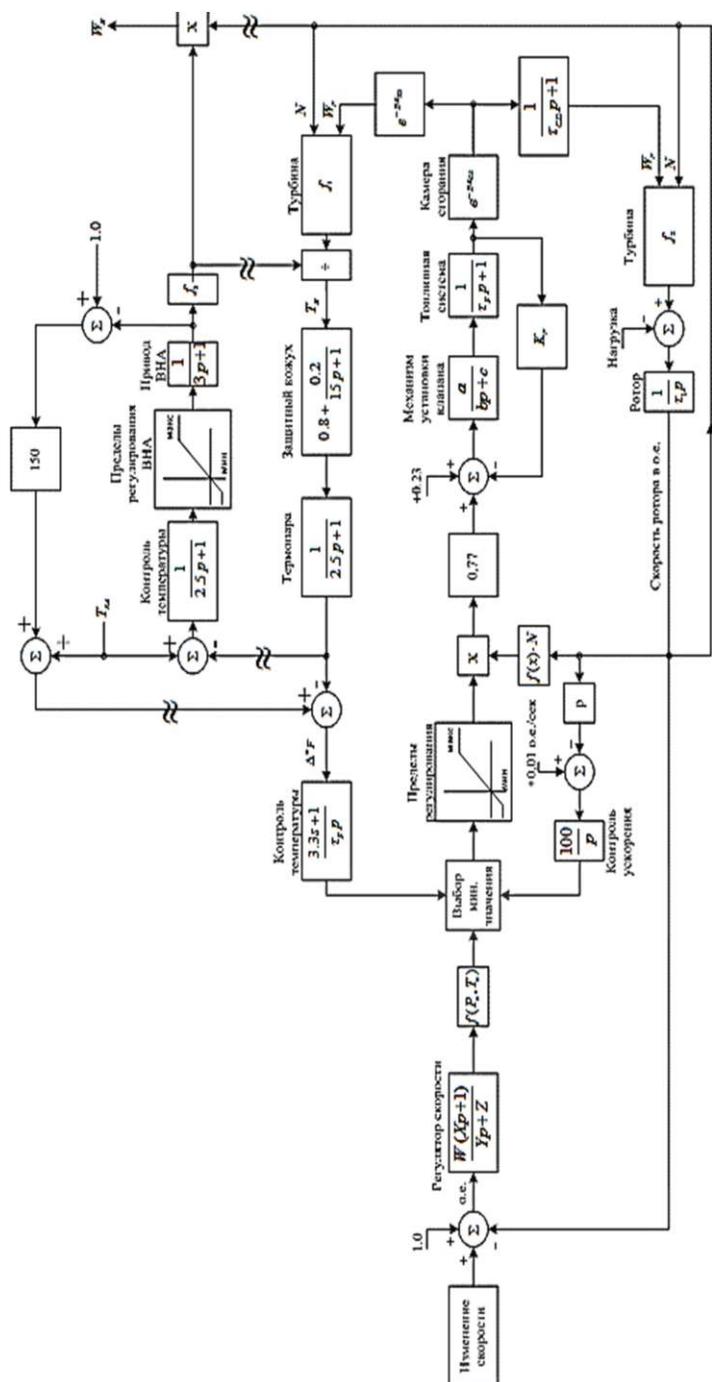


Рис. 2.100. Доработанная модель ГТ цикла ПГУ

При работе на частичных нагрузках снижение мощности ГТ, обусловленное снижением частоты, может быть компенсировано большим открытием ВНА, скорость набора мощности определяется скоростью регулирования ВНА. Однако большинство ПГУ эксплуатируется с номинальной нагрузкой для обеспечения высокого значения КПД агрегата. В этом случае изменение расхода топлива для увеличения мощности ГА приведет к росту температуры выхлопных газов, и сигнал регулятора температуры превысит сигнал регулятора скорости в устройстве выбора минимального значения управляющего воздействия. Таким образом, расход топлива будет уменьшен, так же, как и вырабатываемая мощность. Этот факт может влиять на регулирование частоты в системе с энергоблоками ГТУ и ПГУ, которые работают с нагрузками, близкими к номинальным.

Исследование влияния увеличения доли ПГУ на характер изменения частоты в системе проводилось на тестовой 14-узловой 5-генераторной схеме IEEE, показанной на рис. 2.101.

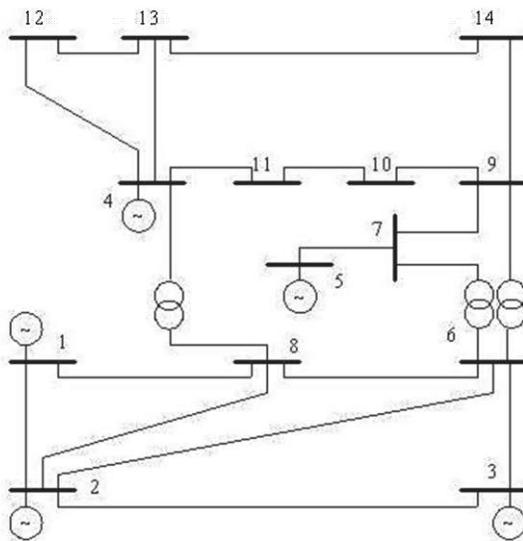


Рис. 2.101. 14-узловая тестовая схема IEEE

Все генераторы в расчетной схеме представлены математической моделью на основе уравнений Парка-Горева, с системами возбуждения, АРВ и регуляторами турбин. Отсутствующая и недостающая информация о динамических свойствах и параметрах моделей генераторов, турбин и блоков автоматики исследуемой энергосистемы принималась на основании экспертных оценок и исходных данных схемы.

В исследованиях динамической устойчивости принято допущение о постоянном значении мощности нагрузки в ходе рассматриваемого переходного процесса.

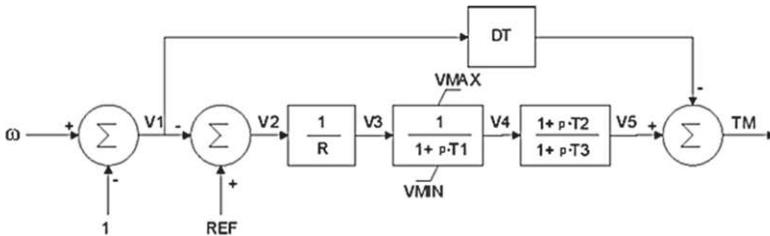
В узлах 1, 2 и 3 расположены электрические станции одинаковой мощности. Данные ГА приведены в табл. 2.8

Таблица 2.8

**Параметры генераторов в узлах 1, 2, 3 тестовой схемы IEEE**

$P_{\text{ГНОМ}}, \text{МВт}$	$\cos\varphi_{\text{НОМ}}$	$U_{\text{ГНОМ}}, \text{кВ}$	$N_{\Gamma}$	$X''_d$ о.е.	$X'_d$ о.е.	$X_d$ о.е.	$T_J$ сек.
63	0,8	10,5	1	0,153	0,224	1,199	10

Постоянная инерции ГА электростанций в узлах 1, 2 и 3 принята одинаковой и равной 10 сек., чтобы исключить эффект демпфирования снижения частоты за счет большей постоянной инерции ГТ по сравнению с ПТ. В исходном режиме агрегаты в узлах 1, 2 и 3 представлены простейшей моделью ПТ TGOV1, которая показана на рис. 2.102.



**Рис. 2.102. Модель ПТ TGOV1 [12]:**

$\omega$  – скорость вращения;  $R$  – коэффициент статизма,  $REF$  – уставка по мощности;  $T_1$  – постоянная времени котла;  $T_2, T_3$  – постоянные времени паровых объемов ПТ;  $V_{MAX}$  – максимальное значение нагрузки турбины;  $V_{MIN}$  – минимальное значение нагрузки турбины;  $DT$  – коэффициент демпфирования;  $T_M$  – механический момент на валу турбины; переменными  $V_{1...5}$  обозначены выходы соответствующих звеньев модели

Коэффициент статизма регуляторов скорости ПТ и ГТ принят равным 5%. При последующих расчетах модели ПТ агрегатов в узлах 2 и 3 заменялись на модели ПГУ. Таким образом, доля ПГУ в составе генерирующих мощностей ЭЭС возросла с 27,5 до 82,5%.

Были проведены численные эксперименты, которые показывают влияние учета зависимости мощности ГТ от частоты в ЭЭС. Возмущением, приводящим к дефициту генерирующей мощности, служило отключение энергоблока в системе.

На рис. 2.103 показано изменение частоты в системе при отключении станции мощностью 20 МВт в узле 5.

На рис. 2.104 показано изменение мощности ПГУ в узле 1, изменение мощности ПТ в узле 3 и температура выхлопных газов ГТ ПГУ, все в относительных единицах. Видим, что со снижением частоты снижается мощность ПГУ и повышается температура выхлопных газов. При повышении температуры на 10% от номинальной мощность ГТ резко снижается под действием ограничения температурного режима, что снижает резерв мощности в ЭЭС, необходимый для восстановления частоты.

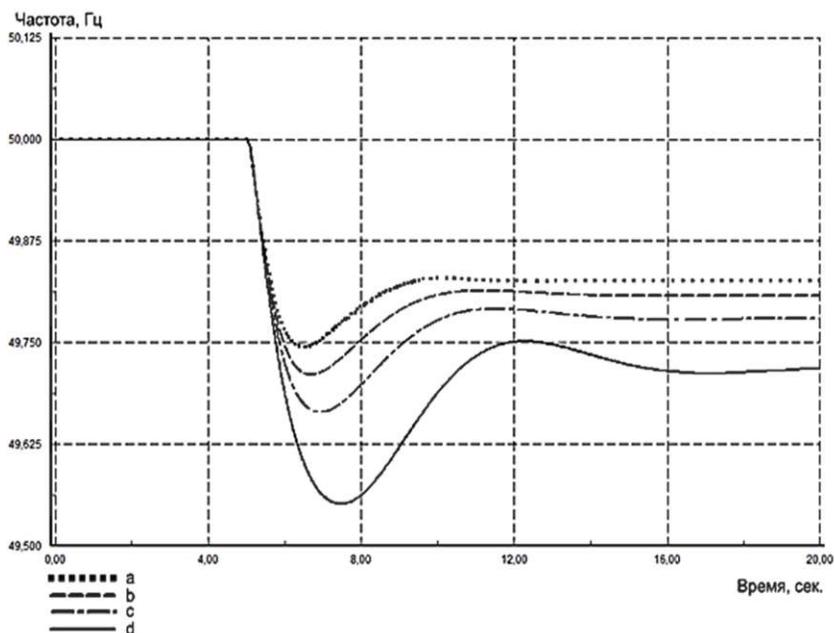
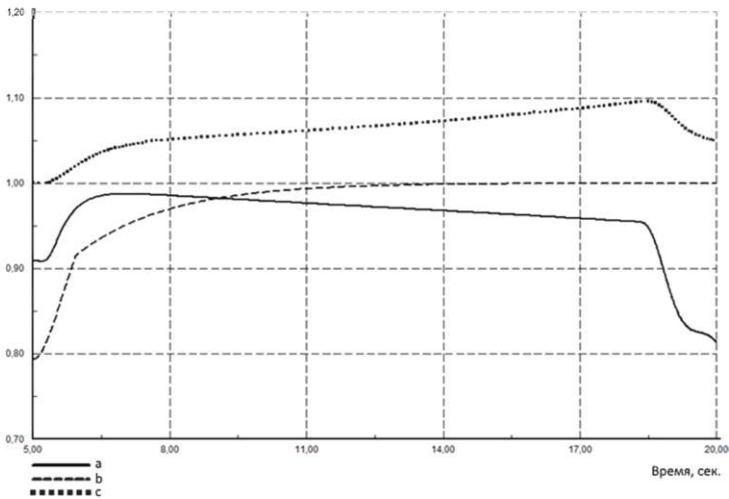
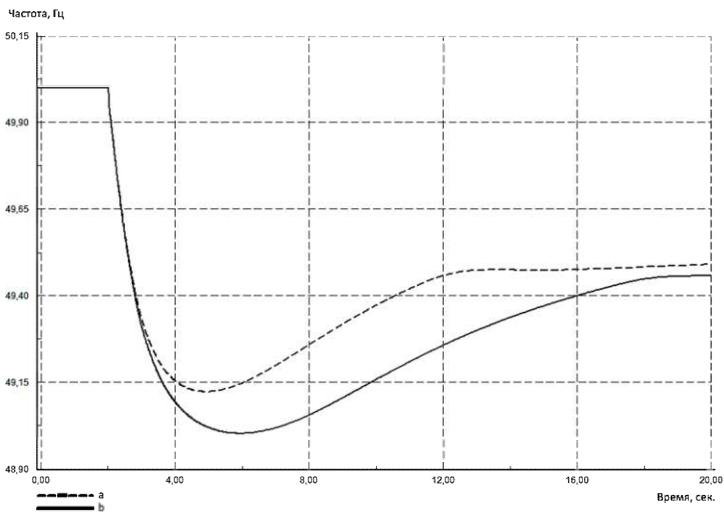


Рис. 2.103. Снижение частоты в системе при отключении ГА в узле 5: а – нет установок ПГУ в системе; б – одна ПГУ; в – две ПГУ; г – три ПГУ



**Рис. 2.104.** Изменение мощности электростанций при отключении ГА в узле 2:  
 а – мощность ПГУ в узле 1; б – мощность ПТ в узле 3;  
 в – температура выхлопных газов

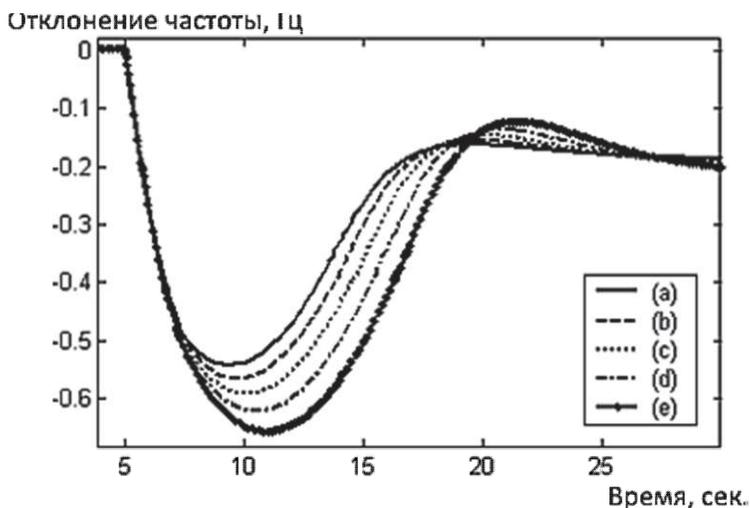
В экспериментах, показанных на рис. 2.105, зависимость от частоты в первом случае учитывалась упрощенно и принималась линейно-пропорциональной, а во втором случае использовалась зависимость, показанная на рис. 2.92.



**Рис. 2.105.** Изменение частоты в системе при отключении станции:  
 а – линейная зависимость мощности ГТ от частоты;  
 б – нелинейная зависимость мощности ГТ от частоты

Как показано на рис. 2.103, амплитуда снижения частоты при учете зависимости мощности ГТ от частоты увеличивается на 5%. Вместе с провалом частоты при увеличении доли энергоблоков ПГУ в ЭЭС возрастает вероятность срабатывания систем АЧР. Это может служить сигналом для переоценки существующих объемов резерва мощности и методических рекомендаций АО «СО ЕЭС» в энерго-районах с высокой долей ПГУ после проведения дополнительных расчетов с учетом фактических режимов ЭЭС.

Аналогичные результаты были получены при моделировании ПГУ в системе с суммарной установленной мощностью генерации, равной 3300 МВт [13]. При увеличении количества установок ПГУ в ЭЭС, установленная мощность каждой из которых составляет 300 МВт, максимальное снижение частоты в системе увеличивалось, как показано на рис. 2.106.



**Рис. 2.106. Снижение частоты в системе при скачкообразном увеличении нагрузки на 10%:**

a – нет установок ПГУ в системе; b – одна ПГУ; c – две ПГУ; d – три ПГУ; e – четыре ПГУ

В работе [14] моделировалась реакция различных типов электростанций на КЗ. Для моделирования использовалась 39 узловая схема Новой Англии (New England-39). Как показано на рис. 2.107, мощность паровой турбины снижается на 6%, в то время как мощность ПГУ снижается на 12%. Это объясняется тем, что при повышении частоты действие регулятора температуры ГТ становится определяющим, приводя к снижению расхода топлива и последующему снижению мощности ГТ.

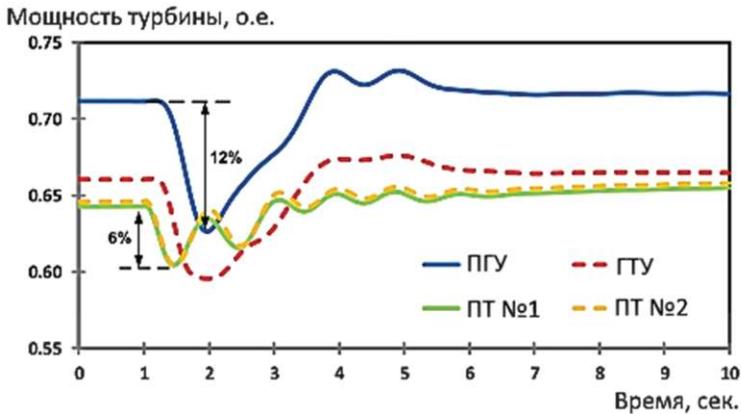


Рис. 2.107. Изменение мощности турбины при КЗ

Величина отклонения частоты определяется нагрузкой электростанций в доаварийном режиме и конфигурацией системы, в том числе объемом резерва мощности в системе. Несмотря на существующие в реальной энергосистеме различия уровней загрузки электростанций на базе ПГУ, в условиях рыночной необходимости увеличения выработки электроэнергии и увеличения КПД генерирующие компании преимущественно эксплуатируют энергоблоки в режиме, близком к номинальной нагрузке. Эксперимент показывает, что увеличение доли ПГУ, работающих с номинальной нагрузкой, негативно сказывается на возможности регулирования частоты в системе. В энергосистемах с высокой долей ПГУ и ГТУ увеличивается вероятность отключения потребителей при срабатывании устройств АЧР и чувствительных к изменениям частоты агрегатов вследствие уменьшенного резерва регулирования, если к ГТУ и ПГУ не предъявляются дополнительные системные требования.

Таким образом, показано, что характеристики ГТ должны учитываться при планировании развития энергосистемы, оказывая влияние на необходимый объем резервов.

### Повышение значимости ГТ для регулирования частоты при интеграции ВИЭ в ЭЭС

В европейских странах льготный режим покупки электроэнергии, вырабатываемой на электростанциях на базе ВИЭ, и преимущественный порядок подключения данных станций к электрическим сетям привели к удорожанию резервов мощности в ЭЭС, предпосылкам создания рынков мощности и необходимости регулирования станций на органическом топливе, в том числе на базе ГТ.

Необходимость такого регулирования плохо соотносится с существующими ограниченными возможностями регулирования ГТ:

высоким значением минимальной нагрузки ГТ, повышением выбросов и снижением КПД ГТ при частичных нагрузках.

Таким образом, существует очевидное противоречие между регулировочными способностями ГТ и рыночными условиями, в которых повышение маневренных характеристик ГТ или улучшение экологических показателей могут быть неоправданными с экономической точки зрения.

Необходимость изменения мощности ГТ для регулирования частоты ставит под сомнения усилия по снижению уровня выбросов за счет увеличения доли ВИЭ. Для компенсации стохастического характера выработки ВИЭ необходимы глубокие разгрузки ГТ в ночные периоды и работа с пониженным уровнем нагрузки в течение суток. Останов отдельных ГТ для поддержания низкого уровня выбросов потребует больших вложений в усиление межсистемных связей, управление спросом и повышение объема резервов.

### **Выводы**

Рассмотрены значимые при исследовании переходных процессов в ЭЭС характеристики ГТ и особенности выбора моделей. Подробное моделирование ГТ не подходит для исследования процессов в ЭЭС по двум причинам. Во-первых, подбор всего необходимого для такого моделирования чрезвычайно трудоемок. Во-вторых, контуры управления, связанные с внутренними параметрами газотурбинного двигателя, незначительно влияют на процессы в системе.

Наиболее простые модели могут применяться при работе ГТУ на ЭЭС, значительно превосходящую электростанцию по мощности. При этом влияние отдельной ГТ на отклонение частоты в системе минимально, однако доля ГТ в прилегающей ЭЭС при таком допущении должна быть незначительной. В кратковременных электромеханических переходных процессах не является излишним упрощением задать мощность ГТ постоянной, т.е. не включать модель турбины и регулятора скорости в динамическую модель агрегата. Динамические характеристики ГТ не могут оказать существенного влияния на переходной процесс, поскольку обладают малой скоростью регулирования. Основным сигналом регулирования является рассогласование по скорости вращения, величина которого значительна только при затяжных КЗ, возникающих при отказах коммутационного оборудования или неправильной работе релейной защиты и автоматики. Большее влияние на динамическую устойчивость оказывает механическая постоянная инерции агрегата, алгоритмы аварийного управления и защиты, в том числе критерии перевода газовой турбины из режима поддержания мощности в режим регулирования скорости вращения.

Простейшие модели ГТ отражают линейную зависимость мощности ГТ от частоты вращения. При отклонении частоты от номинальной более чем на 1 Гц отличия действительной и линеаризованной характеристики становятся значительными, что служит ограничением в применении подобных моделей. Отметим, что моделирование генерирующего агрегата без учета модели турбины становится менее точным в связи с неуклонным повышением скорости регулирования мощных одновальных газовых турбин.

Точность представления ГТУ должна возрастать с увеличением длительности исследуемого процесса и величины приложенных возмущений, при этом решающее значение имеет адекватное моделирование системы автоматического регулирования ГТ.

Моделирование электромеханических переходных процессов при больших возмущениях подтверждает необходимость уточнения модели ГТ для точного отражения свойств объекта в рассматриваемой схеме ЭЭС, а для учета влияния систем автоматического управления энергоблоков требуется количественный анализ изменения режимных параметров в переходном процессе.

Для моделирования ГТ в ЭЭС при проведении исследования режимов работы электрических станций при их параллельной работе с большой системой, где учет влияния отклонений частоты не требуется, подходят модели GAST, GAST2A. Модели описывают нормальный режим работы ГТ с приемлемой точностью, хотя и не отражают точные характеристики конкретного агрегата. Подробное отражение характеристик ГТУ и ПГУ важно для точного воспроизведения реакции агрегатов на отклонения частоты в ЭЭС. Выбор модели ГТУ и ПГУ является многоступенчатым процессом и требует не только учета конструкции ГТ и алгоритмов работы регулятора, но и количественного анализа результатов расчетов переходных процессов в ЭЭС. Предварительным этапом расчета является проверка соответствия основных характеристик модели каталожным данным объекта. Основным преимуществом последовательного подхода к созданию модели является сокращение требуемого объема исходных данных; уточнять настройки и увеличивать количество рассматриваемых алгоритмов работы систем регулирования требуется только в отдельных случаях. Это уменьшает трудоемкость и сокращает время, необходимое для проверки устойчивости работы станции при всех нормативных возмущениях.

Рассмотренные особенности ГТ и, как следствие, необходимость их отражения в моделях определяются не только видом ГТ, но и характеристиками энергосистемы, в которых работает данная установка. Основными критериями выбора модели остаются сравнительное значение мощности приемной системы, т.е. влияние конкретной

электростанции на ход переходного процесса, и его длительность. Проведенный анализ показывает, что особенности ГТУ и ПГУ требуют большего внимания в условиях дефицита активной мощности в ЭЭС, наличия сетевых ограничений или высокой доли ВИЭ. Оценка дополнительного увеличения маневренности ГТУ и ПГУ, а также поддержания частоты в ЭЭС с помощью впрыска пара или воды в тракт ГТ, пережога топлива, использования регулировочных возможностей ПТ требует дополнительного анализа с учетом условий отдельно взятого энергетического рынка.

## Список рекомендуемой литературы

1. PJM defends market structure, cautions against state intervention in new report. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.utilitydive.com/news/pjm-defends-market-structure-cautions-against-state-intervention-in-new-re/419014/>. [Дата обращения: 12.05.2016 г.].
2. Катаев, А. Рынок мощности. Изменение модели при переходе от дефицита к избытку / А. Катаев, Ф. Опачий // Энерго-Рынок. – № 7. – 2016.
3. Balaghi Enalou H. and E. Abbasi Soreshjani. A detailed governor-turbine model for heavy-duty gas turbines with a careful scrutiny of governor features // IEEE Trans. Power Syst. – Vol. 30. – № 3. – P. 1435–1441. – 2015.
4. Yee, S.K. Overview and comparative analysis of gas turbine models for system stability studies / S.K. Yee, J.V. Milanovic and F.M. Hughes // IEEE Trans. – Power Syst. – Vol. 23. – № 1. – P. 108–118. – 2008.
5. Shalan, H. Comparative Study on Modeling of Gas Turbines in Combined Cycle Power Plants / H. Shalan, M. Hassan, and A. Bahgat // In Proceedings of the 14 th International Middle East Power Systems Conference (MEPCON'10). – 2010. – P. 970–976.
6. Fallis, A.G. Grid requirements on CCGT plants. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.cigre.org/var/cigre/storage/original/application/2a65278599fd0774f23cd0377c2b3809.pdf>. Дата обращения: 01.04.2016.
7. CIGRE Task Force C4.02.25. Modeling of Gas Turbines and Steam Turbines in Combined Cycle Power Plants. – December. – 2003.
8. Rowen, W.I. Simplified Mathematical Representations of Heavy-Duty Gas Turbines / J. Eng. Power. – Vol. 105. – № 83. – P. 865. – 1983.
9. Dynamic Models Package «Standard-1». GMB Dynamic Models for PSS® Software Product Suite, Revision 1.7. October 2012. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/services/power-transmission-distribution/power-technologies-international/software-solutions/BOSL\\_Controllers\\_Standard-1.pdf](http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/services/power-transmission-distribution/power-technologies-international/software-solutions/BOSL_Controllers_Standard-1.pdf) [Дата обращения: 01.01.2016 г.].

10. Working Group on Prime Mover and Energy Supply Models for System Dynamic Performance Studies. Dynamic models for combined cycle plants in power system studies // IEEE Trans. Power Syst. – Vol. 9. – № 3. – P. 1698–1708. – 1994.
11. Kunitomi, K., Kurita, A. Okamoto, H. Modeling Frequency Dependency of gas turbine output. Power Eng. Soc. Winter Meet. – 2001. – IEEE. Vol. 2. – P. 678–683. 2001.
12. Turbine-Governor Models, Standard Dynamic Turbine-Governor Systems in NEPLAN Power System Analysis Tool.
13. Lalor, G. and O'Malley, M. Frequency control on an island power system with increasing proportions of combined cycle gas turbines // IEEE Bol. PowerTech – Conf. Proc. – Vol. 4. – P. 228–234. – 2003.
14. Meegahapola, L. and Flynn, D. Characterization of Gas Turbine Lean Blowout During Frequency Excursions in Power Networks // IEEE Trans. Power Syst. – Vol. P. – № 99. – P. 1–11. – 2014.

---

---

## § 3. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ СНИЖЕНИЯ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

---

---



### ВОРОТНИЦКИЙ Валерий Эдуардович

Главный научный сотрудник АО «НТЦ  
ФСК ЕЭС».

Доктор технических наук, профессор. Действительный член Академии электротехнических наук, заслуженный работник Единой энергетической системы России, заслуженный работник Топливо-энергетического комплекса, почетный энергетик Минтопэнерго РФ.

Автор 210 научных трудов, в том числе 7 книг, 11 отраслевых инструкций по вопросам повышения энергетической эффективности электрических сетей, автоматизации управления ими.

### 3.1. Тенденции развития техники и технологий повышения энергетической эффективности передачи и распределения электроэнергии

Основные направления энергосбережения и повышения энергетической эффективности в электрических сетях рассмотрены в работах [1, 2, 3]. В данном разделе представлены основные тенденции технологического развития в мире в целом, а также отдельные перспективные мероприятия по снижению потерь, обеспечению качества электроэнергии в электрических сетях и повышению надежности электроснабжения потребителей.

#### **Смена технологических укладов – объективная закономерность и ключевой фактор инновационного развития**

В 20-е гг. XX в. российским ученым-экономистом Н.Д. Кондратьевым на основе анализа различных факторов, влияющих на изменения мировой экономики, показано, что эти изменения носят циклический, колебательный характер. Период колебаний составляет 40–60 лет [4].

За рубежом циклы Кондратьева называют волнами процветания (англ. prosperity), в отечественной литературе – технологическими укладами [5, 6]. Основой каждого цикла является одна или несколько ключевых технологий, оказывающих принципиальное влияние на обновление производственных процессов и выпуск новых видов техники.

Каждый технологический уклад имеет четыре периода:

- процветание – начало развития новых ключевых технологий;
- рецессия – период широкого распространения ключевых технологий;

- депрессия – конец фазы быстрого роста производства;

- экспансия – зарождение новых ключевых технологий.

На сегодняшний день выделяют пять технологических укладов, прогнозируя наступление шестого и активно обсуждая перспективы седьмого технологического укладов.

**Первый уклад** (1770–1830 гг.) возник на основе развития ключевых технологий и машин в текстильной промышленности с использованием энергии воды. В эти годы уже имелись паровые машины, но широкого применения они еще не нашли.

**Второй уклад** (1830–1880 гг.) характеризуется изобретением парового двигателя и ускоренным развитием на его основе железнодорожного транспорта, парового судоходства, механического производства во всех отраслях промышленности.

**Третий уклад** (1880–1920 гг.) основывался на изобретении электродвигателя, трансформатора, техники по производству и передаче электрической энергии, на ее использовании в промышленном производстве, на начале развития тяжелого машиностроения и электротехнической промышленности, на новых открытиях в области химии. Внедрены радиосвязь, телеграф; появились первые автомобили. Начали формироваться крупные фирмы, картели, синдикаты, тресты, монополии, банковский и финансовый капиталы.

**Четвертый уклад** (1930–1990 гг.) базировался на изобретении двигателя внутреннего сгорания с интенсивным развитием на его основе автомобильной и такторной промышленности. Продолжалось развитие электроэнергетики с использованием нефти, газа, угля, созданием национальных и межгосударственных энергообъединений. Начало и развитие реактивной авиации, межконтинентальных ракет на химическом топливе, освоение космического пространства. Использование атомной энергии сначала в военных, а затем и в мирных целях. Развитие средств связи, телевидения. Начало применения компьютеров и программного обеспечения. Организация массового промышленного производства на основе конвейерной технологии. Появление транснациональных и межнациональных компаний, осуществляющих прямые инвестиции в рынки различных стран.

**Пятый уклад** (1980–2035 гг.) опирается на достижения в области микроэлектроники, силовой электроники, информатики, биотехнологий, геномной инженерии, новых материалов, мобильной спутниковой связи, систем навигации, лазерной техники, всемирной информационной системы, новых нетрадиционных источников энергии. Осуществляется переход к единой компьютерной сети крупных и мелких компаний, к интеллектуальным системам управления технологическими процессами, к управлению энергопотреблением с использованием технологий «Умный дом», «Умный город», с расширением применения распределенных и возобновляемых источников и накопителей электроэнергии.

**Шестой уклад** (2025–2075 гг.) будет характеризоваться развитием робототехники, нанотехнологий, систем искусственного интеллекта, глобальных информационных сетей, интегрированных систем. Получат дальнейшее развитие гибкая автоматизация производства и технологических процессов; космические технологии; производство материалов с заранее заданными свойствами; биотехнологии, основанные на достижениях молекулярной биологии и геномной инженерии; наномедицина, управление наследственностью; атомная промышленность. Потребление природного газа будет дополнено расширением использования водорода в качестве экологически чистого энергоносителя. Существенно расширится применение возобновляемых источников энергии и сверхпроводимости, средств хранения мощности и энергии. Наконец, возможны революционные изменения в создании компактных и мощных термоядерных реакторов на быстрых нейтронах, управление которыми будет осуществляться дистанционно с помощью автоматических компьютерных систем. Такие реакторы могут стать основой создания сети малых АЭС для освоения Арктики и Антарктики, создания атомных поездов, атомных плавающих городов, космических кораблей с ядерными двигателями для полетов на Луну, Марс, Венеру и другие планеты. Реакторы на быстрых нейтронах позволят осуществить замкнутый ядерный топливный цикл с минимумом ядерных отходов.

Наметились некоторые признаки седьмого технологического уклада, который может начаться уже к концу XXI в.

**Седьмой уклад** будет формироваться с учетом необходимости резкого роста энергопотребления человечеством Земли. Это потребует: развития космической энергетики, в том числе орбитальных солнечных электростанций, а также систем беспроводной передачи электроэнергии; промышленной добычи гелия-3 на Луне и Уране; переноса энергоемкой промышленности в космос; колонизации человечеством других планет для расширения жизненного пространства.

Приведенные выше продолжительность технологических укладов, их временные границы достаточно условны. Переход той или иной страны к новому технологическому укладу не отменяет

созданные ранее экономически эффективные производства. Вместе с тем из характеристик укладов и наметившихся перспектив их развития следует, что переход любой страны к следующему технологическому укладу, ее конкурентоспособность на мировом уровне целиком и полностью зависят от уровня ее технологического развития, развития промышленности, науки, экономики, человеческого капитала, социальных условий жизни людей.

Ключевой технологией, начиная с третьего уклада, которая на все последующие годы существования человечества на Земле остается доминирующей, стала технология производства, передачи и потребления электроэнергии, развития на ее основе всех отраслей промышленности во всем мире. Электроэнергия является универсальным энергоресурсом жизнеобеспеченности и комфорта населения планеты, экономического развития стран и народов на многие годы.

Кратко рассмотрим основные этапы, тенденции и перспективы развития электроэнергетики в мире и в России на обозримую перспективу.

### **Электроэнергия – основа благосостояния и благополучия существования человечества**

Как следует из приведенных выше характеристик технологических укладов, колебательного процесса их зарождения и появления новых ключевых технологий, каждый из следующих укладов формируется в процессе научных исследований отдельных талантливых ученых или их коллективов, в результате открытий, которые порой долгое время не принимаются широкой научной общественностью и с трудом пробивают себе дорогу к признанию и широкому промышленному внедрению. В результате многие изобретения и открытия появляются задолго до того, как становятся инновационными техниками и технологиями. Этим, в частности, в какой-то мере можно объяснить достаточно большую продолжительность и «инерционность» технологических укладов, составляющую 40–60 лет.

Ярким примером отмеченного может служить история зарождения и развития электротехники и основанных на ней техники и технологий производства, передачи и распределения электроэнергии, создания и внедрения электротехнических приборов и аппаратов, используемых в промышленности и в быту. С этой историей можно познакомиться в целом ряде источников литературы, в том числе [7, 8]. Она начинается с VI в. до н.э. с описания древнегреческим мыслителем Фалесом Милетским способности янтаря (давшего название электричеству) после натирания шерстью притягивать легкие предметы. Лишь в 1600 г. английским физиком Вильямом Гильбертом наблюдения Милетского были развиты. Показано, что не только янтарь обладает свойством притягивать сухую соломинку при

натурности, но и множество минералов: алмаз, сапфир, опал и др. Им изобретен прообраз электроскопа под названием «версор». С этого времени за 400 с лишним лет (а в истории человечества это мгновение) электротехника, благодаря усилиям многих ученых и инженеров всего мира, в том числе и России, сумела отдельные открытия, разработки и конструкции превратить в глобальные электроэнергетические системы, преобразившие человеческую цивилизацию, развившие способности людей, давшие им надежду на долгую и счастливую жизнь. Невозможно в пределах одной лекции перечислить всех основоположников и создателей электротехники как науки. Но самые известные из них – Стефан Грей, Шарль Бюфе, Бенджамин Франклин, Михаил Ломоносов, Георг Рихман, Франц Ульрих Эпинус, Шарль Кулон, Луиджи Гальвани, Алессандро Вольта, Василий Петров, Гемфри Деви, Хендрик Антон Лоренц, Андре Мари Ампер, Ханс Кристиан Эрстед, Георг Симон Ом, Джозеф Генри, Майкл Фарадей, Эмилий Христианович Ленц, Джеймс Прескотт Джоуль, Джеймс Клерк Максвелл, Генрих Герц, Густав Роберт Кирхгоф, Джозеф Джон Томсон, Джордж Вестингауз, Вернер фон Сименс, Томас Эдисон, Марсель Депре, Никола Тесла, Николай Бенардос, Александр Попов, Александр Лодыгин, Павел Яблочков, Михаил Доливо-Добровольский, Карл Круг, Дмитрий Лачинов и многие другие.

В статье «Миссия науки» в сентябре 1800 г., опубликованной в журнале «Free Press Detroit» [9], гениальный ученый, конструктор и инженер Никола Тесла написал: «...Во всех проявлениях, придающих возвышенный характер современному интеллектуальному развитию, электричество, развитие науки об электричестве является мощной движущей силой. Наука об электричестве открыла для нас истинную природу света, обеспечила нас бесчисленными бытовыми и точными приборами и в огромной степени прибавила точности нашему знанию. Наука об электричестве показала нам более глубокую связь, существующую между совершенно разными силами и явлениям и, таким образом, подвела нас к новому пониманию вселенной и ее воздействия на наши органы чувств. Главное же в том, что наука об электричестве своей притягательностью, своими перспективами огромных свершений, поразительных возможностей, особенно в гуманистическом аспекте, заручилась энергетической поддержкой творческого работника; ибо где есть такая сфера деятельности, в которой его Богом данные способности принесли бы большую пользу близким, чем эта неисследованная, почти девственная сфера, где, как в тихом лесу, тысяча голосов отвечает на каждый зов?!». В той же лекции Тесла говорит о миссии электрической и любой науки, о ее самоотверженности, о ее духе, «который заставляет людей любой профессии и положения работать не столько ради какой-либо материальной выгоды или

вознаграждения – хотя рассудок может внушить и это, – сколько, главным образом, ради успеха, ради удовольствия его достижения и ради благ, которые они, возможно, смогут дать своим соотечественникам. Сейчас вперед устремляются люди, которые творят чудеса каждый в своей области, чьей главной целью и радостью жизни является приобретение и распространение знаний, люди, которые намного выше всего земного, люди, на чьем знамени начертано: Все выше! Вперед и выше!». Слова эти более актуальны сегодня, когда всеми средствами навязывается идеология именно материальной выгоды, материального благополучия как мерила жизненной успешности. Стоит, очевидно, вдуматься в эти слова, чтобы быть достойными лучших представителей электротехников прошлого.

В конце упомянутой лекции Никола Тесла говорит: «...среди всего множества быстро развивающихся исследовательских областей, отраслей промышленности, новых и старых, есть одна, доминирующая над всеми остальными по важности, – одна, которая имеет величайшее значение для благополучия и благосостояния, если не сказать существования, человечества. Это передача электрической энергии. Не имеет значения, что мы пытаемся сделать, не имеет значения, в какую область мы направляем свои усилия, мы живем за счет энергии... Если мы хотим избавиться от бедности и страданий, если мы хотим дать каждому достойному индивидууму все, что необходимо для безопасной и комфортной жизни, дать всем, за исключением, пожалуй, добровольных бездельников, нам потребуется больше механизмов, больше энергии. Энергия – наша главная опора, первоисточник нашей материальной активности. Развитие и благосостояние, процветание науки, прогресс всей человеческой расы регулируется доступной нам энергией... Мы не можем довольствоваться усовершенствованием паровых двигателей или изобретением новых аккумуляторов, но должны изыскивать возможности получения энергии из неисчерпаемых запасов...».

Сказанное 100 лет назад в полной мере подтверждается в наши дни: в частности, в идеях, исследованиях и практических результатах работ современного американского предпринимателя, инженера-изобретателя, инвестора, владельца трех компаний: Tesla (электромобили), Solar City (солнечные батареи, возобновляемые источники и накопители энергии), Space X (новые космические технологии, космические корабли многоразового использования). Илона Маска многие причисляют к наследникам одновременно Стива Джобса и Леонардо да Винчи. Вот лишь некоторые его высказывания относительно инновационного развития в целом и энергетики в частности:

• «...если хотите сделать что-нибудь по-настоящему инновационное, надо сосредоточиться на анализе фундаментальных принципов и не мыслить по аналогии. Аналогии относятся к прошлому...

Если правила мешают прогрессу, нужно бороться с такими правилами;

- хорошие идеи всегда сначала кажутся безумными, а потом – нет;
- я почти уверен, что основным источником производства электроэнергии будет солнечная энергия... Чтобы обеспечить энергией все Соединенные Штаты Америки, достаточно от 150 до 200 квадратных километров солнечных панелей. На все США можно использовать кусочки одного штата – Юты;
- если посмотреть на скорость, с которой совершенствуются батареи, очевидно, что это неизбежно – будущее станет полностью электрическим...».

Кратко рассмотрим динамику и перспективы развития электроэнергетики в России и мире, автоматизированных систем управления энергетическими сетями и их режимами, современные нормативные требования, цели и задачи инновационного развития ответственных электрических сетей.

### **Динамика, тенденции и перспективы развития электроэнергетики в России и в мире**

За период с 1913 по 2016 гг. (100 с небольшим лет) установленная мощность электростанций в России выросла с 1141 мВт до 236344 мВт [10], т.е. в 207 раз, а суммарное производство электроэнергии увеличилось с 1947 млн кВт·ч до 1048460 млн кВт·ч, т.е. почти в 540 раз (табл. 3.1). Создана Единая энергетическая система (ЕЭС) и Единая национальная электрическая сеть (ЕНЭС) России. Общая протяженность воздушных и кабельных линий электропередачи магистрального электросетевого комплекса напряжением до 1150 кВ составляет около 131 тыс. км, общее количество трансформаторных подстанций напряжением 35 кВ и выше, находящихся в эксплуатации ПАО «ФСК ЕЭС», составляет почти 900 ед. В распределительных электрических сетях, находящихся на балансе распределительных сетевых компаний ПАО «Россети», общая протяженность воздушных и кабельных линий 0,4–220 кВ составляет более 2 млн км, общее количество трансформаторных подстанций 6–220 кВ превышает 460 тыс. ед. Вместе с тем в силу природно-климатических условий России по ряду технических и экономических причин около 2/3 ее территории пока остается без централизованного электроснабжения. Эти территории с малой плотностью проживающего на них населения получают тепло и электроэнергию в основном от дизельных электростанций, работающих на привозном топливе. Стоимость электроэнергии на этих территориях достигает 100 руб/кВт·ч по сравнению с центральными районами, где она находится в пределах 3–4 руб/кВт·ч.

**Динамика установленной мощности электростанций  
и производства электроэнергии в России и СССР  
за 1913-2016 гг. [10]**

Год	Установленная мощность электростанции, МВт	Прирост	Производство электроэнергии, млн кВт·ч	Прирост
1913	1141	–	1947	–
1920	1009	0,88	1223	0,63
1930	2875	2,85	8368	6,84
1935	6923	2,41	26288	3,14
1940	11193	1,62	48309	1,88
1941	6645	0,59	46671	0,97
1945	11124	1,67	43257	0,92
1950	19614	1,76	91226	2,1
1960	66700	3,40	292300	3,2
1970	166200	2,49	740900	2,53
1980	266700	1,60	1293900	1,74
1990 (СССР)	348000	1,30	1728000	1,33
2006 (Россия)	205321	–	963945	–
2016 (Россия)	236344	1,15	1048460	1,08

В последние годы в мировой электроэнергетике активизировались интеграционные процессы по формированию межгосударственных электрических связей (МГЭС), энергообъединений (МГЭО) и энергетических рынков. Основная движущая сила этих интеграционных процессов – достижение целого ряда экономических эффектов, которые были очевидными и реальными еще в годы создания ЕЭС СССР и ЕЭС России. К ним относятся повышение надежности работы объединенных энергосистем (ОЭС); снижение резервной установленной мощности электростанций за счет разновременности максимумов нагрузки; повышение эффекта от оптимизации режимов по активной и реактивной мощности ОЭС. С развитием рынков электроэнергии к перечисленным эффектам добавились получение дополнительных доходов от торговли электроэнергией; расширение торговли электроэнергией между странами. Весьма важным фактором целесообразности расширения электроэнергетической интеграции между странами становится вовлечение в энергобалансы стран источников возобновляемой энергии (гидравлической, ветровой и солнечной). Привлекательной, в частности, становится использование потенциала солнечной энергетики в Африке и Австралии и ветровой энергетики в прибрежных районах Америки, Западной Европы, России для покрытия дефицитов мощности в промышленно развитых регионах Земли в режимах максимума нагрузки.

Интеграционные процессы в мировой электроэнергетике и возможная роль ЕЭС России в формировании Евразийского и глобального энергообъединения рассмотрены в ряде публикаций, в том числе в разделах данного издания. Общий мировой объем установленной мощности электростанций и потребления электроэнергии по МГЭО и МГЭС по состоянию на 2013 г. представлен в табл. 3.2 [12].

Таблица 3.2

**Общий мировой объем установленной мощности  
и потребления электроэнергии**

Наименование МГЭО, МГЭС	Количество государств	Установленная мощность, ГВт	Электропотребление, ТВт·ч	Общий объем торговли, ТВт·ч
ENTSO –Е	35	1008,889	3269,864	810,031
Западное Северно- Американское МГЭО	3	311,700	1167,600	64,877
Восточное Северно- Американское МГЭО	2	900,900	3336,100	95,098
Южно- Американское МГЭА	10	262,700	1127,000	99,240
Южно- Африканское МГЭА	12	58,387	321,777	52,430
Восточно- Африканское МГЭА	11	50,246	238,892	2,795
МГЭО Юго- Восточной Азии (АСЕАН)	10	199,286	783,709	26,991
МГЭО ОЭС/ЕЭС (республики бывшего СССР), в т.ч. Россия	15	365,858	1493,703	85,117
		236,344	1048,460	22,795
Всего	98	3167,839	11777,405	1236,58

Из таблицы следует, что около 50% государств мира уже вошли в состав межгосударственных электрических связей и энергообъединений. Суммарная установленная мощность электростанций,

работающих параллельно в этих МГЭС и МГЭО, составляет 52% от суммарной установленной мощности в мире. Суммарное потребление электроэнергии в объединенных энергосистемах составляет около 55% от суммарного мирового электропотребления. Общий объем межгосударственной торговли электроэнергии составляет около 10,5%. Складывающиеся тенденции формирования межгосударственных энергообъединений свидетельствуют об их дальнейшем развитии в сторону создания глобального суперэнергообъединения, строительства подводных высоковольтных кабельных линий межсистемных связей постоянного тока между континентами и странами. Россия при этом, благодаря своему географическому положению, успешному многолетнему опыту создания и управления Единой электроэнергетической системой на территории бывшего СССР, должна стать в глобальном МГЭО своеобразным энергомостом между энергообъединениями Европы и Азии. Очевидно при этом, что создание глобального МГЭО потребует жесткой международной координации диспетчерских систем, принятия и неукоснительного выполнения международных стандартов технологического управления электроэнергетическими комплексами различных стран, развитой системы учета электроэнергии как внутри стран, так и на межгосударственном уровне.

Интеграционные процессы в мировой электроэнергетике требуют безусловного учета общемировых тенденций в развитии отечественных автоматизированных систем управления режимами магистральных и распределительных электрических сетей, тенденций развития распределенной генерации и возобновляемых источников энергии. Необходимо будет учитывать бурное развитие информационных технологий, силовой электроники, микроэлектроники, средств связи и передачи информации, робототехники. Все это признаки пятого технологического уклада, в котором находятся, активно работают и взаимодействуют многие промышленно развитые страны. По большинству технологий Россия также стремится не отставать от мировых трендов и достижений, а по некоторым позициям вырывается вперед, как это было на четвертом технологическом укладе в советский период развития отечественной электроэнергетики. Кратко рассмотрим основные тенденции развития автоматизированных систем управления отечественными электрическими сетями и их режимами.

### **Основные тенденции развития автоматизированных систем управления электрическими сетями и их режимами**

Современные автоматизированные системы управления отечественными электрическими сетями и их режимами, как основа будущих интеллектуальных электроэнергетических систем, появились не на пустом месте. Активные работы по их созданию были начаты в СССР в середине XX в.

Уже в начале 60-х гг. в нескольких ОДУ, Московской и Донбасской энергосистемах были установлены отечественные ЭВМ первого поколения типа «Урал». К этому времени уже были разработаны первые методы и алгоритмы по расчету потокораспределения, устойчивости, оптимизации режимов работы электрических сетей и энергосистем. К концу 60-х гг. эти алгоритмы, реализованные в виде первых промышленных программ, стали применяться в практике работы энергопредприятий.

В эти годы в технических вузах, на их энергетических кафедрах, начали проводиться занятия по основам вычислительной техники, методам моделирования, математическим методам расчета и оптимизации режимов электрических сетей и систем, автоматизированным системам управления (АСУ) в энергетике. Появились соответствующие подразделения по автоматизированным системам диспетчерского управления (АСДУ) в диспетчерских и эксплуатационных подразделениях энергетических организаций, в проектных и научно-исследовательских организациях. Таким образом, с самого начала было установлено тесное взаимодействие между научными, проектными и производственными специалистами по поиску оптимальных решений в создании АСДУ. Наиболее активное участие на первых этапах этого создания приняли Минэнерго СССР, ЦДУ ЕЭС СССР, ВНИИЭ, ВЦГТУ, Энергосетьпроект, Сельэнергопроект, ОРГРЭС, Теплоэнергопроект, Гидроэлектропроект, БелЭНИН, ряд подразделений АН СССР, множество других организаций и отраслевых министерств.

70-е годы XX в. стали временем активной работы по созданию АСДУ на всех уровнях: от ЦДУ ЕЭС, объединенных диспетчерских управлений (ОДУ) до АСДУ предприятий и районов электрических сетей (ПЭС и РЭС).

В 1971 г. на научном совете «Энергетика и электрификация» Государственного комитета по науке и технике (ГКНТ) СССР были намечены этапы развития и структура АСДУ, соответствующая сложившейся в те годы иерархии системы диспетчерского управления: ЦДУ ЕЭС, зональные управляющие вычислительные центры при ОДУ, управляющие вычислительные центры энергосистем, АСУТП электростанций и подстанций, АСДУ ПЭС и РЭС.

В 1972 г. на сессии Отделения физико-технических проблем энергетике АН СССР, посвященной теории и практике создания АСДУ ЕЭС, была подтверждена намеченная в ГКНТ СССР структура АСДУ и определены основные направления научного-исследовательских работ по созданию АСДУ, в том числе развитие теории и методов оптимального управления режимами энергосистем; структура математического и программного обеспечения АСДУ; разработка методов достоверизации режимных параметров и оценивания состояния, анализа потокораспределения, сходимости и быстродействия расчетных алгоритмов; методов оптимизации установившихся режимов по активной и реак-

тивной мощности; методов расчета и анализа статической и динамической устойчивости энергосистем; оптимальной структуры и методов формирования информационных потоков и объемов информационной базы АСДУ [13].

Результаты работы сессии были опубликованы в 1972 г. в статье В.А. Веникова «О задачах научно-технических разработок, связанных с проблемой АСДУ ЕЭС СССР» [14]. Решение сессии послужило началом масштабных научных и проектных работ по АСУ и АСДУ. В 1975 г. на ВДНХ СССР было проведено одно из первых всесоюзных совещаний «Автоматизированные системы управления электрическими сетями», на котором были подведены итоги начала работ по проблеме, намечены пути дальнейшего их развития практически на всей территории Советского Союза. В 1979 г. специалистами ЦДУ ЕЭС, МЭИ и ВНИИЭ была выпущена монография «Электрические системы. Автоматизированные системы управления режимами энергосистем» [15].

Таким образом, в 60–70-е гг. XX в. на основе теснейшего взаимодействия научных, проектных и эксплуатационных организаций, координации этого взаимодействия и финансовой поддержки со стороны государства были заложены основы построения в СССР иерархической многоуровневой автоматизированной системы управления в электроэнергетике страны.

Параллельно с разработкой методов, алгоритмов и программ управления совершенствовались и развивались отечественная вычислительная техника, средства и системы телемеханики, связи, сбора и передачи информации. В результате уже в 1981 г. были введены в эксплуатацию АСДУ в 20 энергосистемах страны с использованием в основном универсальных ЭВМ и управляющих ЭВМ третьего поколения типа ЕС-1055, Видеотон 1010Б, М-6000, ЕС-1010 и СМ-1. АСУ ТП на электростанциях к этому времени уже были внедрены на 124 энергоблоках и на 18 ГЭС.

К концу 1985 г. на предприятиях и организациях отрасли в эксплуатации находилось 904 ЭВМ, в том числе 508 управляющих, из них 84 ЭВМ – уже третьего поколения. В эксплуатации функционировали 61 АСДУ в энергосистемах, 21 АСДУ в электрических сетях, 176 АСУТП энергоблоков и 22 АСУТП электростанций [13]. В 1989 г. были утверждены два важных нормативных документа: «Основные научно-технические требования к созданию интегрированной отраслевой автоматизированной системы управления Минэнерго СССР (ИАСУ Энергия)» [16] и «Основные положения по созданию АСУ ПЭС» [17]. В 1994 г. утверждены Основные научно-технические требования к созданию и развитию интегрированных автоматизированных систем управления предприятий электрических сетей (ИАСУ ПЭС). В 1998 г. утверждены такие же требования к ИАСУ районов электрических сетей (РЭС). Эти документы послужили основой для активизации работ по автоматизации управления эксплуатацией и режимами распределительных электрических сетей.

В 1990 г. АСДУ функционировало в ЦДУ ЕЭС, во всех ОДУ и практически во всех энергосистемах. Более 40 АСДУ действовали в электрических и 5 – в тепловых сетях. АСУ ТП были созданы на 190 энергоблоках и 25 электростанциях [13].

В постсоветский период (90-е гг. XX в. и до настоящего времени) развитие автоматизированных систем диспетчерского управления и управления электрическими сетями всех уровней номинального напряжения осуществлялось в условиях реформирования электроэнергетики, ликвидации региональных энергосистем, создания отдельных структур генерации, диспетчерского управления, электросетевой инфраструктуры, энергосбытовых компаний. Нельзя сказать, что эти реформы полностью пошли на пользу эффективности внедрения и развития ИАСУ «Энергия». В частности, возникла необходимость создавать в электрических сетях свои диспетчерские центры управления сетями (ЦУСы) параллельно диспетчерским центрам Системного оператора. Появилось множество расчетных моделей электрических сетей: у Системного оператора, в федеральной сетевой компании, у администратора торговой системы, в энергосетьпроекте, других организациях. Осуществлялся перевод на современную вычислительную технику, средства телемеханики, связи, сбора, передачи и отображения информации. Началось создание вычислительных сетей, включающих в себя ПЭВМ, серверы и рабочие станции. Параллельно развивались и совершенствовались автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ), особенно на оптовом рынке электроэнергии. Появилось множество программно-технических комплексов (ПТК) для решения различных задач управления, информационно не связанных между собой, с необходимостью подготовки исходных данных для расчетов с помощью каждого ПТК в отдельности. Планы по созданию унифицированной единой базы данных для комплексного управления и развития электрическими сетями и энергосистемами, к сожалению, до сих пор не реализованы. Предпринимался ряд попыток в качестве интегрирующей информационной основы использовать геоинформационные системы (ГИС) с их графическими и технологическими слоями. Но практика показала, что такая интеграция, создание первичной базы данных, ее поддержка и актуализация требуют значительных затрат, времени и соответствующей квалификации персонала для эффективного применения.

Сегодня в промышленно развитых странах достаточно широко и успешно функционируют программные пакеты, предназначенные для обеспечения работы в реальном времени систем сбора данных, их обработки, дистанционного управления и предоставления информации диспетчерам для принятия оперативных решений. Эти пакеты с аббревиатурой SCADA/EMS/DMS, разработанные еще на концепциях прошлого века, активно рекламируются и предлагаются заказ-

чикам, получив внедрение в ряде российских электросетевых и диспетчерских подразделений. Пакеты содержат практически одинаковый набор функциональных подсистем. Для систем управления распределением электроэнергии (DMS) к таким подсистемам относятся [18]:

- формирование моделей электрических сетей;
- оценка состояния;
- анализатор топологии сети;
- расчет потоков распределения;
- расчет потерь мощности и электроэнергии в сети;
- расчет законов (уставок) регулирования напряжением и реактивной мощности;
- мониторинг режимных параметров электрических сетей – телеизмерения токов, напряжений, активных и реактивных мощностей, показателей качества электроэнергии;
- управление последовательностью переключений и восстановлением электроснабжения после аварии;
- оценка показателей надежности электроснабжения;
- расчет токов короткого замыкания;
- определение места повреждения участка сети;
- прогноз нагрузок;
- отображение конфигурации электрических сетей, их коммутационного состояния, телеизмерений, результатов расчета на оперативных, расчетных и картографических схемах с различной степенью подробности в зависимости от требований пользователей;
- тренажеры диспетчера.

Наметилась тенденция интеграции баз данных SCADA/EMS/DMS и АИИС КУЭ для оперативного мониторинга показателей энергетической эффективности: надежности, качества и экономичности электроснабжения, в том числе потерь электроэнергии в электрических сетях (см. раздел 3.2).

К сожалению, перечисленный список функциональных подсистем в российских электрических сетях и диспетчерских управлениях внедряется трудно, с большими разочарованиями по поводу реально полученного эффекта. Главная проблема состоит в недостоверности, нестабильности оперативных исходных данных и, соответственно, результатов расчетов, а в ряде случаев – и в отсутствии этих данных для ряда задач в российских условиях. Достоверизация данных, обеспечение наблюдаемости режимов электрических сетей достаточным объемом информации (особенно в распределительных электрических сетях) требуют согласованных, квалифицированных и заинтересованных действий различных подразделений электросетевых компаний: от электромонтеров, метрологов до начальников этих подразделений. И это все в условиях, когда каждое подразделение и каждый его работник загружены «своими» должностными обязанностями.

Подробно с проблемами АСУ, АСДУ и путями их решения можно ознакомиться, в частности, в работе [18]. Следует заметить, что планируемые к разработке и внедрению в ближайшие 20–30 лет интеллектуальные системы управления электрическими сетями и энергосистемами намного сложнее упомянутых выше SCADA-систем. Их практическая реализация в российских условиях потребует обязательного учета всего прошлого опыта внедрения ИАСУ «Энергия», новых подходов к управлению режимами электрических сетей в условиях децентрализации электроснабжения потребителей, обеспечения более жестких требований к надежности, качеству и эффективности электроснабжения. Потребуется качественно новые специалисты по новым информационным системам и программному обеспечению, специалисты-системотехники, способные в комплексе решать сложные взаимосвязанные задачи оперативного и эксплуатационного управления, развития электрических сетей; специалисты по системам администрирования и киберзащиты сложных взаимосвязанных баз данных. Подготовка таких специалистов – дело электротехнических вузов и системы повышения квалификации персонала, которые в сегодняшних российских условиях не вполне соответствуют современным требованиям, в основном по причине явно недостаточного финансирования со стороны государства и энергокомпаний.

### **Нормативные требования и перспективы инновационного развития электрических сетей и систем управления ими**

Основные цели, задачи и приоритетные направления инновационного развития электрических сетей определены политикой инновационного развития, энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «Россети» (далее – Политика), утвержденной Советом директоров компании в апреле 2014 г.

Как следует из самого названия Политики, электросетевая компания не разделяет энергосбережение, повышение энергетической эффективности и инновационное развитие электрических сетей. Это совершенно правильный подход, соответствующий передовой мировой практике. Без инновационного развития электросетевой инфраструктуры, повышения квалификации и мотивации персонала компании невозможно получить ощутимые реальные результаты по повышению энергетической и экономической эффективности передачи и распределения электроэнергии на уровне передовых мировых достижений. Базовыми принципами Политики являются:

**Целенаправленность** – последовательность четких краткосрочных и среднесрочных целей и приоритетов, обеспечивающих достижение стратегических целей.

**Комплексная эффективность** – ориентация на обеспечение улучшения экономических, энергетических, экологических и других показателей эффективности на протяжении всего жизненного цикла объектов электросетевого комплекса.

**Ориентация на практическую реализацию** – внедрение новых технологий, наилучших доступных природоохранных практик и технологий, новых практик и компетенций, реинжиниринг бизнес-процессов.

**Клиентоориентированность** – совершенствование интерфейсов взаимодействия с пользователями сети, обеспечение взаимного доверия, ориентация на совершенствование существующих и формирование новых сервисов для пользователей сети за счет собственных усилий и создания условий развития новых сервисов на стороне клиентов и партнеров.

**Открытость** – расширение возможностей взаимодействия с внешней средой.

**Технологическое лидерство** – достижение передового мирового и отечественного уровня технологического развития и экологической безопасности.

**Проблемоориентированность** – решение существующих и ранее не решенных задач в электросетевом комплексе, а также решение перспективных проблем.

Практическая реализация всей совокупности этих принципов направлена на обеспечение надежности, качества, эффективности и безопасности электрических сетей и электроснабжения потребителей.

**Цель инновационного развития** – переход к электрической сети нового технологического уклада с качественно новыми характеристиками надежности, эффективности, доступности, управляемости и клиентоориентированности. Достижение указанной цели должно основываться на решении следующих задач:

- определение приоритетов и обеспечение рационального многоаспектного выбора инноваций, разрабатываемых и внедряемых в интересах компании;

- обеспечение разработки и внедрения передовых технологий, создание условий для реализации инновационных проектов;

- автоматизация объектов электрических сетей и исключение «ручного» управления (переход к необслуживаемым активам);

- тиражирование существующих апробированных инновационных решений и практик в сфере основной производственной деятельности;

- распространение передовых решений на электросетевой комплекс;

- создание эффективной системы управления инновационным развитием (экосистемы) и необходимой нормативно-правовой базы;

– обеспечение «дружелюбного интерфейса» с пользователями электрической сети;

– создание условий для развития инновационных и новых научно-инженерных компетенций специалистов путем развития систем подготовки персонала (опережающая подготовка, участие в создании интегрированных программ подготовки на стыке энергетики, информационных технологий, наук об управлении).

Приоритетными направлениями инновационной деятельности являются:

**новые технологии и решения** – деятельность в области создания новых видов материалов, изоляции, оборудования, участвующего в основных бизнес-процессах компании (токоограничители, управляемые устройства, изоляторы-разрядники, оборудование на высокотемпературной сверхпроводимости, новые среды дугогашения и изоляции, силовая электроника);

**необслуживаемые активы** – создание оборудования и материалов с минимальными затратами в течение жизненного цикла и минимизация человеческого фактора (полная автоматизация подстанций, применение необслуживаемого оборудования на всем протяжении жизненного цикла: трансформаторы в распределительных сетях, опоры, провода);

**цифровизация процессов управления** – переход от аналогового к цифровому принципу управления релейной защитой и противоаварийной автоматикой (РЗ и ПА), автоматизированной системой управления технологическими процессами (АСУТП); учета электроэнергии и связи (переход от аналоговых систем передачи информации к цифровым – применение цифровых измерительных трансформаторов, векторных регистраторов режима, оборудование цифровых сетей, переход к цифровой подстанции);

**децентрализация управления** – развитие принципов взаимодействия в децентрализованных системах управления между элементами и системами электрических сетей (интеллектуализация элементов сети, внедрение децентрализованных систем управления, активных устройств и оборудования, выбор оптимальной топологии сети, интеграция виртуальной электростанции);

**активность и адаптивность электрических сетей** – развитие свойств сети для повышения устойчивости к возмущениям в сети и автоматического восстановления нормального режима работы (адаптивные устройства РЗА, системы регулирования, логическая автоматика, цифровая online-модель сети);

**системная инженерия бизнес-процессов** – проектирование новых и реинжиниринг существующих бизнес-процессов с точки зрения комплексной эффективности (управление производственными активами, жизненным циклом систем, системы менеджмента, клиентские сервисы, практики бережливого производства);

**инновационность управления персоналом (непрерывное образование персонала)** – внедрение актуальных для современных условий технологий управления человеческими ресурсами.

Во исполнение и развитие Политики в 2016 г. утверждена Программа инновационного развития ПАО «Россети» на период 2016–2020 гг. с перспективой до 2025 г. (протокол Совета директоров от 30.12.2016 г. № 250) (далее – Программа). В Программе выделены следующие приоритетные направления.

1. Масштабное внедрение цифровых подстанций напряжением 35–110 (220) кВ.

2. Создание и развитие цифровых электрических сетей с распределенной системой автоматизации и управления, на новом качественном технологическом уровне объединяющей электрические сети, потребителей и производителей электроэнергии в единую автоматизированную систему. Принципиальным отличием таких сетей является наличие присоединенных к ним распределенных источников электроэнергии, принадлежащих потребителям (наличие «активных потребителей»).

3. Переход к комплексной оптимизации эффективности бизнес-процессов и автоматизации систем управления, создание модели сети с единым стандартом данных, управления оперативными работами в сетях, расчета и оптимизации режимов сетей и т.п.

4. Применение новых технологий и материалов в электрических сетях (композитных материалов, сверхпроводимости, применение постоянного тока при передаче электроэнергии по сетям среднего и низкого номинального напряжения).

Ожидаемые эффекты от реализации Программы – это:

- достижение плановых значений индикаторов Программы, соответствующих в сопоставимых условиях современному уровню передовых электросетевых компаний промышленно развитых стран;

- формирование технологических основ электрических сетей нового технологического уклада;

- повышение энергоэффективности, в том числе надежности и качества электроснабжения потребителей, снижение потерь электроэнергии в электрических сетях [19].

Одним из комплексных проектов, который по духу и сути полностью соответствует и Политике, и Программе инновационного развития ПАО «Россети», является одобренная Правительством РФ национальная технологическая инициатива (НТИ) «Энерджинет». Утверждена и реализуется Дорожная карта НТИ «Энерджинет» (далее – Дорожная карта). Ее координацию осуществляет Минэнерго России, а в практической реализации активное и непосредственное участие принимает ПАО «Россети».

Поставлена амбициозная задача Дорожной карты: достичь к 2035 г. объема выручки российских компаний на глобальном рынке (в первую очередь – в БРИКС и развивающихся странах) комплексных систем и сервисов интеллектуальной энергетики не менее 40 млрд долл. в год, в том числе занять доли рынка на приобретенных сегментах:

- надежные и гибкие распределительные сети – 10–12%;
- интеллектуальная распределенная энергетика – 3–6%;
- потребительские сервисы – 3–6%.

Намечено три этапа реализации Дорожной карты, а именно:

2016–2020 гг. – создание цифровой инфраструктуры и сервисов по реализации пилотных проектов на основе имеющихся научно-технических заделов;

2016–2025 гг. – разработка практических технологий по созданию адаптивной инфраструктуры и сервисов в энергетике, реализация пилотных проектов на базе новых технологий;

2016–2030 гг. – инициация проведения исследований по темам создания самоорганизующихся инфраструктур и сервисов.

На каждом из трех этапов предусматриваются развитие нормативно-правовой базы, стандартов, образовательных программ, разработка и внедрение мероприятий по продвижению продуктов, сервисов и компаний на рынках целевых стран в соответствии с результатами работ по этапам.

В Дорожной карте предполагается реализация следующих технологических и социальных трендов, практически полностью соответствующих Политике инновационного развития, энергосбережения и повышения энергетической эффективности ПАО «Россети»:

1. «Цифровизация» инфраструктуры – внедрение систем интеллектуального учета энергетических потоков, систем распределенной автоматизации, систем оперативного контроля состояния оборудования и качества энергоснабжения, потерь электроэнергии, формирование цифровых моделей для оптимального управления функционированием и развитием электрических сетей.

2. Глубокая децентрализация производства энергии – вовлечение в энергосистему распределенных генерирующих источников (в т.ч. ВИЭ), оптимальное сочетание централизованной и децентрализованной (автономной) энергетики, внедрение эффективных (окупаемых) накопителей электроэнергии.

3. Переход к интеллектуальному управлению и инжинирингу – внедрение интеллектуальных киберфизических устройств, методов искусственного интеллекта для автоматического управления процессами.

4. Расширение инвестиционной базы – масштабное привлечение частных инвестиций, внедрение нового поколения экономических инструментов и технологий.

5. Обеспечение новых социальных практик и возможностей для конечных потребителей, сервисных организаций и регуляторов – использование открытых данных и открытых сервисных платформ, применение Интернета вещей, новых моделей взаимодействия потребителей и энергоснабжающих организаций.

Практическая реализация перечисленных трендов позволит перейти к энергетике нового уклада – Интернету энергии, т.е. к энергетике в которой между потребителями и энергоснабжающими организациями осуществляется беспрепятственный энергетический и информационный обмен.

Более подробно о целях, задачах структуре и реализации НТИ «Энерджинет», о цифровизации российской электроэнергетики можно узнать в [20, 21].

Как видим, Политика, Программа и Дорожная карта НТИ «Энерджинет» – это документы, направленные в основном на среднесрочные и долгосрочные периоды развития автоматизированных систем управления электрическими сетями и их режимами, но с опорой на существующую систему управления.

Уточнение и детализация основных принципов и задач Программы в части технологического управления сформированы в «Концепции создания автоматизированной системы технологического управления (АСТУ) распределительных сетей» [22] (далее – Концепция). Вопросы создания и развития АСТУ магистральных электрических сетей рассмотрены в разделе 2.5.

Основные цели Концепции – это:

- формирование комплексного подхода к автоматизации процессов технологического управления на объектах ДЗО ПАО «Россети» на основе обобщения передового опыта;

- определение целевой модели интегрированной автоматизированной системы технологического управления ДЗО ПАО «Россети»;

- создание основы для формирования планов развития систем технологического управления, обеспечивающей эффективное использование средств, выделяемых на автоматизацию технологических процессов;

- уточнение и детализация основных принципов единой технической политики ПАО «Россети» в области автоматизации технологического управления;

- определение основных направлений совершенствования нормативно-технической базы в области АСТУ.

Основные задачи АСТУ представлены на рис. 3.1.

Основные задачи АСТУ, решаемые при автоматизации бизнес-процессов технологического управления	Обеспечивающие системы АСТУ
<p><b>БП: Оперативно-технологическое и ситуационное управление</b></p> <p>Сбор, обработка, отображение и хранение оперативной технологической информации</p> <p>Анализ аварийных сообщений, выявление, локализация мест повреждений</p> <p>Ликвидация технологических нарушений в работе оборудования и сети</p> <p>Управление производством переклочений (удаленно или через ОДУ)</p> <p>Координированное управление режимом сети по напряжению и реактивной мощности</p> <p>Оперативное планирование состояния сети</p> <p>Организация и контроль работ ОДУ</p> <p>Поддержка функционирования Call-центра</p> <p>Ведение оперативных журналов, оповещения о событиях и действиях</p> <p>Обучение оперативного персонала</p> <p>Мониторинг оперативной обстановки и поддержки штатной деятельности</p> <p>Поддержка безопасности и визуального мониторинга сетевых объектов</p> <p>Мониторинг внешней информационной среды, местоданных</p>	<p><b>Управление информационными моделями</b></p> <p><b>Управление информационной безопасностью</b></p> <p><b>Управление пространственно-распределенной географической информацией</b></p> <p><b>Обеспечение обмена данными между подсистемами АСТУ на разных уровнях иерархии</b></p> <p><b>Обеспечение информационного обмена с внешними информационными системами</b></p>
<p><b>БП: Производственно-техническое управление</b></p> <p>Планирование и ведение заявок на выполнение ТОиР</p> <p>Поддержка организации и управления работами ТОиР</p> <p>Контроль исполнения и оценка качества ТОиР</p> <p>Мониторинг параметров оборудования ПС и ЛЭП</p> <p>Диагностика и расчет и регистрация показателей надежности работы оборудования</p> <p>Управление резервом оборудования</p>	<p><b>БП: Реализация услуг по передаче ЭЭ, баланс 3Э</b></p> <p>Расчет, контроль и анализ объемов оказанных услуг по передаче ЭЭ, баланс 3Э</p> <p>Коммерческий и технический учет ЭЭ</p> <p>Нормирование и учет потерь ЭЭ</p> <p>Локализация очагов технологических потерь</p> <p>Поддержка работы на ОРЗМ</p> <p>Прогноз отпуска ЭЭ, балансов ЭЭ</p> <p>Мониторинг и анализ качества ЭЭ</p> <p>Контроль и планирование надежности электроснабжения</p> <p>Управление спросом на ЭЭ</p>
<p>Мониторинг и оценка технического состояния РЗА и вторичного оборудования</p> <p>Анализ, учет и расследование аварийных событий</p> <p>Управление обслуживанием РЗА и вторичного оборудования</p> <p>Выбор уставок и обеспечение чувствительности, селективности и быстродействия РЗА</p> <p>Обеспечение работы сетевых и гропонирующей аппаратуры</p>	<p><b>БП: Реализация услуг по технологическому присоединению</b></p> <p>Формирование ТУ по заявкам потребителей и технологические присоединения</p> <p>Технологическое присоединение распределенной генерацией</p> <p><b>БП: Управление развитием сети</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Повышение пропускной способности сети и загрузки существующего оборудования</li> <li>• Разработка мероприятий по снижению потерь</li> <li>• ТСО вариантов развития сети и технологий</li> </ul>
<p><b>Задачи АСТУ уровня энергообъектов</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Мониторинг параметров РЗА</li> <li>• Мониторинг параметров оборудования</li> <li>• Регистрация аварийных событий и процессов</li> <li>• Измерение электромеханики и мощности</li> <li>• Измерение показателей КЗ</li> </ul>	<p><b>БП: Реализация услуг по технологическому присоединению</b></p> <p>Формирование ТУ по заявкам потребителей и технологические присоединения</p> <p>Технологическое присоединение распределенной генерацией</p> <p><b>БП: Управление развитием сети</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Повышение пропускной способности сети и загрузки существующего оборудования</li> <li>• Разработка мероприятий по снижению потерь</li> <li>• ТСО вариантов развития сети и технологий</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Формирование специализации</li> <li>• Измерение параметров электрического режима</li> <li>• Обеспечение обмена информацией на объекте и между уровнями управления</li> <li>• Мониторинг аварийных событий</li> </ul>	<p><b>БП: Реализация услуг по передаче ЭЭ, баланс 3Э</b></p> <p>Расчет, контроль и анализ объемов оказанных услуг по передаче ЭЭ, баланс 3Э</p> <p>Коммерческий и технический учет ЭЭ</p> <p>Нормирование и учет потерь ЭЭ</p> <p>Локализация очагов технологических потерь</p> <p>Поддержка работы на ОРЗМ</p> <p>Прогноз отпуска ЭЭ, балансов ЭЭ</p> <p>Мониторинг и анализ качества ЭЭ</p> <p>Контроль и планирование надежности электроснабжения</p> <p>Управление спросом на ЭЭ</p> <p><b>БП: Реализация услуг по технологическому присоединению</b></p> <p>Формирование ТУ по заявкам потребителей и технологические присоединения</p> <p>Технологическое присоединение распределенной генерацией</p> <p><b>БП: Управление развитием сети</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Повышение пропускной способности сети и загрузки существующего оборудования</li> <li>• Разработка мероприятий по снижению потерь</li> <li>• ТСО вариантов развития сети и технологий</li> </ul>

Рис. 3.1. Основные задачи АСТУ [22]

## **Перспективы применения техники и технологий для снижения потерь электрической энергии в электрических сетях**

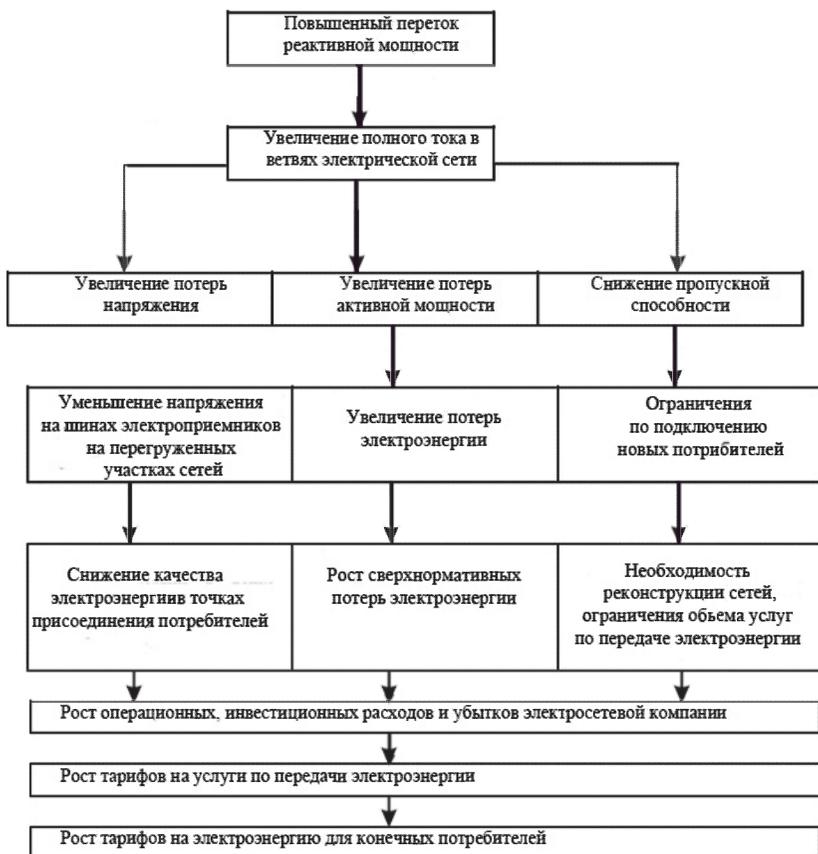
Потери электроэнергии в электрических сетях России в абсолютном исчислении по экспертным оценкам [1, 2, 3] составляют около 120 млрд кВт·ч. в год, или примерно 12% от отпуска электроэнергии в сеть. Это в 2,5–3 раза выше, чем в электрических сетях промышленно развитых стран. В отдельных отечественных распределительных электрических сетях относительные потери достигают 40–50%, около 70–80% которых относятся к нетехническим (коммерческим) потерям. Энергетические обследования электрических сетей показывают, что потенциал снижения потерь имеется как в магистральных (220 кВ и выше), так и особенно в распределительных сетях (0,4–110 кВ). Задача снижения потерь электроэнергии является комплексной. Она теснейшим образом связана с задачами обеспечения надежности и качества электроснабжения потребителей, повышения пропускной способности и устойчивости работы электрических сетей. Типовой перечень мероприятий по снижению потерь достаточно хорошо известен [2]. Очевидно, что только традиционными методами и средствами достичь мирового уровня потерь электроэнергии в электрических сетях невозможно. Необходимо учитывать общемировые тенденции развития техники и технологий передачи и распределения электроэнергии (см. разд. 2 применительно к магистральным электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС»); перспективы создания интеллектуальных электрических сетей и энергосистем; перспективы развития существующих автоматизированных систем технологического управления электрическими сетями и их режимами, систем учета электроэнергии; тенденции создания новых конструкций проводов, кабелей, трансформаторов, компенсирующих устройств, другого электросетевого оборудования, позволяющих снизить потери в сетях.

Ниже рассматриваются лишь некоторые виды инновационного оборудования, которые могут быть успешно использованы или уже используются преимущественно в распределительных электрических сетях 0,4–110 кВ.

### **Компенсация реактивной мощности**

Компенсация реактивной мощности во всем мире является одним из наиболее эффективных мероприятий, одновременно влияющих на потери и уровни напряжения в электрических сетях и их пропускную способность.

Дополнительные к оптимальным потоки реактивной мощности в электрических сетях приводят к увеличению полного тока на отдельных участках и к соответствующему росту потерь напряжения, потерь мощности и электроэнергии; снижению пропускной и нагрузочной способности линий и трансформаторов. В итоге все это отрицательно сказывается на экономике электросетевых предприятий и тарифах на электроэнергию для конечных потребителей (рис. 3.2).



**Рис. 3.2. Последствия повышенных перетоков реактивной мощности**

Задача оптимального управления реактивной мощностью и регулированием напряжения в электрических сетях 0,4–750 кВ должна решаться комплексно, с использованием всех имеющихся в электроэнергетической системе России средств компенсации и регулирования их реактивной мощности, а также средств регулирования напряжения, в том числе:

- средств и систем автоматического регулирования возбуждения (АРВ) синхронных и асинхронизированных генераторов электрических станций;
- синхронных, асинхронизированных и статических тиристорных компенсаторов (СК и СТК), АСК;
- регулируемых и нерегулируемых батарей статических конденсаторов (БСК);

- регулируемых и нерегулируемых шунтирующих реакторов;
- быстродействующих статических компенсаторов реактивной мощности (СТАТКОМ);
- линейных и регулировочных трансформаторов;
- трансформаторов и автотрансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН);
- средств автоматического управления регулирования напряжения (АРН) на трансформаторах и автотрансформаторах;
- фазоповоротных устройств компенсации;
- средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности крупных потребителей электроэнергии и т.п.

Классификация сетевых устройств компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения представлена на рис. 3.3, где: ШР – шунтирующие реакторы; БСК – батареи статических конденсаторов; ФПУ – фазоповоротное устройство; ПК – продольная компенсация; УПК – управляемая продольная компенсация; ТРГ – тиристорно-реакторная группа; СТАТКОМ – быстродействующий статический компенсатор; УШРТ – управляемый тиристорами шунтирующий реактор; ОРПМ – объединенный регулятор перетока мощности; ВПТН – вставка постоянного тока на основе преобразователя напряжения; СК – синхронный компенсатор; АСК – асинхронизированный компенсатор; АСКМ – АСК с маховиком на валу.

Определение мощности и мест установки тех или иных устройств компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения – задача технико-экономическая. Для ее оптимального решения необходим учет текущих и перспективных нормальных, ремонтных и послеаварийных режимов работы электрических сетей.

Следует различать подходы к управлению потоками реактивной мощности и управлению напряжением в замкнутых распределительных электрических сетях 0,4–35 кВ и в замкнутых сетях напряжения 110–750 кВ. В первом случае ставится задача оптимизации загрузки электрических сетей реактивной мощностью с целью минимизации потерь активной мощности и электроэнергии и обеспечения нормирования уровней напряжения в точках поставки электроэнергии. Здесь чем ближе к точкам потребления электроэнергии будут устанавливаться компенсирующие устройства, тем, как правило, выше их экономическая эффективность [24].

В замкнутых электрических сетях напряжение 110, и особенно 220 кВ и выше, средства компенсации реактивной мощности используются в основном для обеспечения системной надежности, устойчивости, гибкости управления единой энергетической системой, пропускной способности магистральных линий электропередачи, поддержания заданных диспетчером уровней напряжения в конкретных точках, а также для оптимизации потерь мощности и электроэнергии в системообразующей электрической сети при условии выполнения всех технологических и диспетчерских требований и режимных ограничений [2, 3].



**Рис. 3.3. Классификация сетевых устройств компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения**

Очевидно, что задачи компенсации реактивной мощности в распределительных и системообразующих электрических сетях в значительной степени связаны между собой. Чем меньше уровень компенсации в распределительных электрических сетях, тем больше реактивной мощности необходимо доставлять из сетей более высокого напряжения потребителям; тем выше потери мощности в сетях, ниже уровни напряжения, пропускная способность линий и трансформаторов, жестче ограничения по подключению к сетям новых потребителей и т.п. С другой стороны, чем хуже оптимизированы режимы в питающей сети 220–750 кВ, тем больше проблем возникает с обеспечением необходимого качества электроэнергии в присоединенных распределительных сетях в точках поставки электроэнергии.

Участниками процесса оказания услуг по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях являются, как правило, три субъекта: электросетевая компания, энергосбытовая компания – гарантирующий поставщик и приемник электроэнергии. Взаимоотношения между этими субъектами по оказанию услуг по компенсации реактивной мощности регламентированы целым рядом нормативных документов. Что касается оптимизации реактивной мощности и уровней напряжения в замкнутых электрических сетях 220–750 кВ,

здесь участников этой оптимизации значительно больше. К ним относятся ПАО «ФСК ЕЭС», АО «СО ЕЭС», генерирующие компании и принадлежащие им электрические станции, крупные потребители оптового рынка электроэнергии, подключенные к шинам подстанций 220–750/6–10 кВ. Взаимоотношения между этими участниками в части оказания услуг по компенсации реактивной мощности в действующих нормативных документах практически не урегулированы. Более того, в силу различных целей и задач, определенных коммерческими правилами оптового рынка, цели и задачи по оптимизации реактивной мощности в электрических сетях 220–750 кВ не только не совпадают, но часто противоречат друг другу. В результате эффективность этой оптимизации оказывается явно недостаточной.

### Столбовые трансформаторные подстанции 6(10)/0,4 кВ

Основные цели применения малогабаритных столбовых трансформаторных подстанций (СТП) 6(10)/0,4 Кв – это:

- повышение надежности и качества электроснабжения потребителей;
- снижение потерь электроэнергии в электрических сетях 0,4 кВ;
- повышение пропускной способности электрической сети.

Достижение этих целей обеспечивается применением упрощенных схем подключения потребителей (рис. 3.4); современных высоконадежных силовых трансформаторов небольшой мощности; коммутационного оборудования в сети 6–10 кВ с функциями дистанционного управления и мониторинга собственного состояния; оборудования для защиты трансформаторов от грозовых и коммутационных перенапряжений; современных приборов учета электрической энергии.

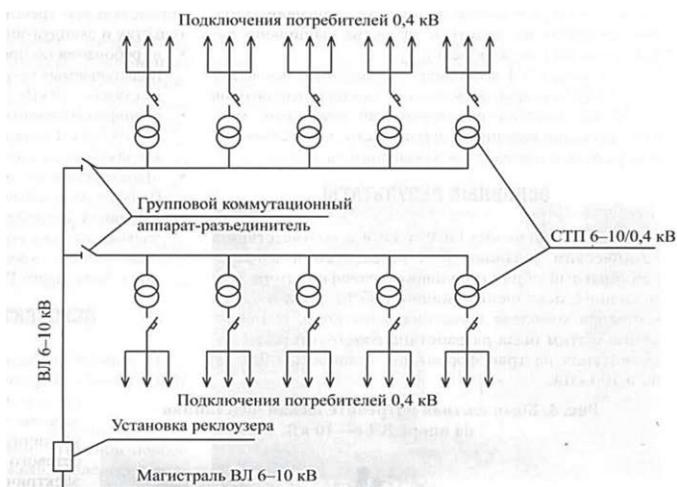


Рис. 3.4. Однолинейная схема подключения СТП 6-10/0,4 кВ по упрощенной схеме присоединения

При применении СТП в населенном пункте распределение электрической энергии потребителям осуществляется по ВЛ 6–10 кВ, на опорах которой монтируются трансформатор, ограничитель перенапряжения, мачтовый рубильник 0,4 кВ, шкаф управления и учета, а также выполняется основное и повторное заземление. Оборудование, компактно смонтированное на опоре ВЛ 6–10 кВ, в целом образует комплектную потребительскую подстанцию, через которую осуществляется подключение потребителей электрической энергии (рис. 3.5).

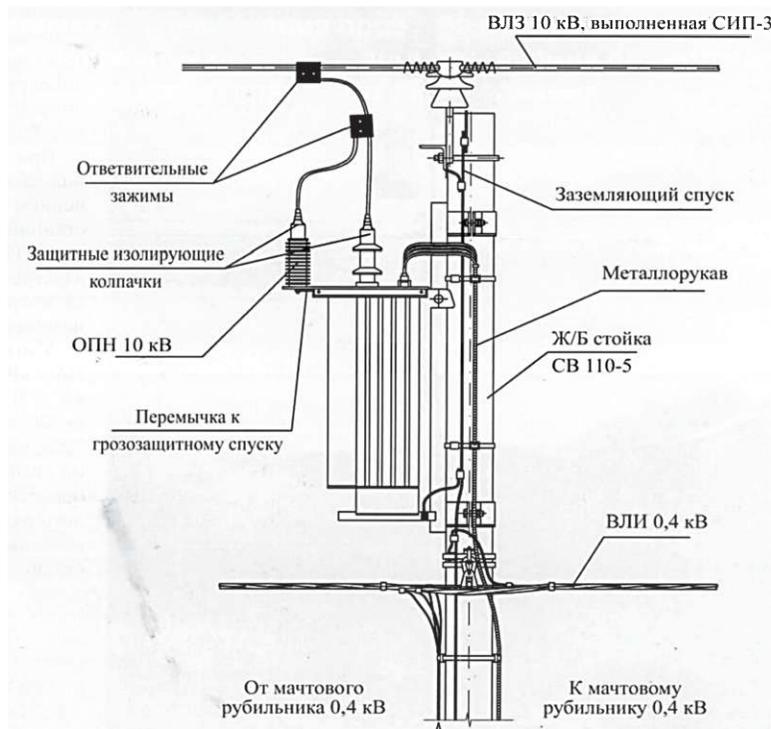


Рис. 3.5. Структурные элементы СТП 6-10/0,4 кВ [25]

При реализации данного технического и схемного решения повышается надежность электроснабжения потребителей за счет исключения из конструкции СТП наиболее повреждаемых элементов сети, таких, как высоковольтные разъединители и предохранители. Вместо указанного защитного оборудования предусмотрено применение реклоузеров, устанавливаемых на отпайках от магистралей ВЛ 6–10 кВ и обеспечивающих их защиту до устанавливаемых СТП.

Увеличение доли ВЛ 6–10 кВ, прокладываемых по населенному пункту, и, как следствие, значительное сокращение протяженности ВЛ 0,4 кВ позволяют адаптировать электрические сети населен-

ного пункта к росту нагрузок в расчетный период эксплуатации электрической сети и создавать резерв мощности для технологических присоединений. Одновременно с этим достигается снижение суммарных потерь электроэнергии в сети 0,4 кВ за счет сокращения их строительной длины, а также практически исключается вероятность несанкционированного отбора электрической энергии.

В настоящее время выполнен ряд пилотных проектов по внедрению СТП в практику эксплуатации распределительных электрических сетей. Разработаны проекты нормативной и проектной документации по реализации схем СТП, представленных на рис. 4 и 5.

### Инновационная электрическая сеть 0,95 кВ

Развитие электрической сети 0,4 кВ путем ее перевода на 0,95 кВ технически и экономически оправдано, когда:

- нетехнические (коммерческие) потери электроэнергии составляют более 30–40% от отпуска в сеть конкретного фидера;
- длина головного участка линии составляет более 0,4 км;
- значительное снижение напряжения в электрически удаленной точке – более 20%;
- длина фидера – более 2,5 км;
- плотная жилая застройка при большом количестве классических ТП 6–10/0,4 кВ;
- отсутствует вариант строительства питающих линий 6–10 кВ (отпаек) для подключения проектируемых ТП в условиях расширения границы жилых зон;
- населенный пункт имеет динамично развивающуюся жилую застройку.

Практическая реализация перевода на 0,95 кВ осуществляется с применением индивидуальных трансформаторов 0,95/0,23 кВ и 0,95/0,4 кВ по схеме (рис. 3.6).

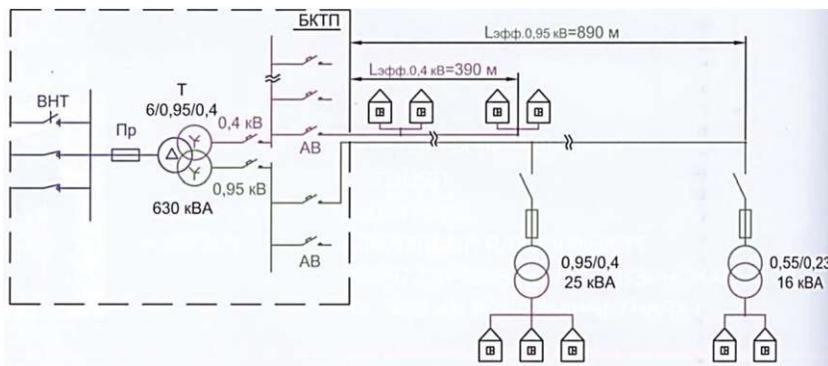


Рис. 3.6. Принципиальная схема сети 0,95 кВ

Применение сетей напряжением 0,95 кВ обеспечивает:

- снижение технических потерь электрической энергии;
- снижение коммерческих потерь электрической энергии;
- повышение качества электрической энергии у потребителей;
- повышение пропускной способности сети;
- возможность увеличения количества подключаемых потребителей без ухудшения качества электроэнергии.

В настоящее время реализованы пилотные проекты по переводу электрической сети на 0,95 кВ в г. Богородске Нижегородской области (ОАО «МРСК Центра и Приволжья») и в одном из РЭС МРСК Северо-Запада.

### **Энергоэффективные распределительные трансформаторы**

Как известно, физический износ распределительных электрических сетей в среднем по России уже превысил 70%. Более половины парка силовых трансформаторов требует замены. Потери электроэнергии в трансформаторах составляют около 27% от суммарных потерь электроэнергии в электрических сетях 0,4–110 кВ, в том числе нагрузочные потери – 10,6%, холостого хода – 16,6%. В абсолютном исчислении суммарные годовые потери электроэнергии в трансформаторах распределительных электрических сетей составляют около 14 млрд кВт·ч.

Ежегодно перед электросетевыми организациями стоит задача замены физически изношенных силовых трансформаторов, в первую очередь с целью повышения надежности их работы, а также с целью снижения потерь мощности и электроэнергии.

В условиях дефицита денежных средств на модернизацию и реконструкцию электрических сетей электросетевые организации руководствуются нормами потерь, установленными ГОСТ 11920-85 и ГОСТ 52719-2007. В этих стандартах нормы потерь холостого хода и короткого замыкания трансформаторов требуют ужесточения хотя бы до уровня современных требований стандартов Европейского союза, которые выше отечественных. Для замены в России, как правило, выбираются трансформаторы с наименьшей ценой при прочих равных условиях и оценкой простого срока окупаемости капиталовложений на замену трансформатора без учета капитализации потерь электроэнергии в трансформаторе за весь его жизненный цикл (срок его эксплуатации). Такой упрощенный подход приводит к тому, что пока не находят широкого применения современные трансформаторы с уменьшенными потерями холостого хода и короткого замыкания. Ряд заводов в промышленно развитых странах и уже в России выпускает (или готов выпускать) такие трансформаторы с магнитопроводами из аморфных (нанокристаллических) сплавов. Эти трансформаторы, по данным энергетических компаний США и Японии, окупаются примерно за 3 года.

Передовыми странами в мире по производству нанокристаллических материалов являются:

США – 80 тыс. т/год, ЕС – 40 тыс. т/год, Китай – 35 тыс. т/год, Индия – 15 тыс. т/год, Южная Корея – 3 тыс. т/год, Турция – 1 тыс. т/год. Россия существенно отстает: 0,4 тыс. т/год – в 200 раз меньше, чем в США. Для производства энергоэффективных трансформаторов в России требуется увеличить производство аморфных сталей до 25–30 тыс. т/год, т.е. в 60–80 раз.

Для активизации работ по применению энергоэффективного оборудования постановлением Правительства РФ от 17.06.2015 г. № 600 утвержден перечень объектов и технологий высокой энергетической эффективности, в который вошли, в частности, и силовые трансформаторы 6(10)/0,4 кВ со сниженными потерями.

В развитие этого постановления применительно к упомянутым трансформаторам ПАО «Россети» распоряжением от 12.04.2017 г. № 198р утвержден стандарт организации «Трансформаторы силовые распределительные 6–10 кВ мощностью 63–2500 кВА. Требования к уровню потерь холостого хода и короткого замыкания».

Целями ввода в действие стандарта являются:

- унификация и стандартизация требований к уровням потерь холостого хода и короткого замыкания в силовых распределительных трансформаторах 6–10 кВ;

- снижение потерь электроэнергии в распределительной сети 6–10 кВ;

- выдача рекомендаций для формирования конкурсной документации при организации закупок распределительных силовых трансформаторов и создание условий для широкого использования в электросетевом комплексе энергоэффективного оборудования;

- выдача рекомендаций заводам-изготовителям при разработке и производстве оборудования для нужд электросетевого комплекса.

При вводе в эксплуатацию новых силовых трансформаторов мощностью от 63 до 2500 кВА напряжением 6–10 кВ стандартом рекомендовано включать в состав испытаний измерения потерь холостого хода для трансформаторов мощностью до 1000 кВА и измерения потерь короткого замыкания для трансформаторов мощностью от 3 до 2500 кВА с целью контроля соответствия фактических значений потерь холостого хода и потерь короткого замыкания требуемому классу энергоэффективности.

В соответствии со стандартом закупка распределительных трансформаторов должна осуществляться *с учетом оценки стоимости потерь электроэнергии на протяжении всего нормативного срока службы трансформатора*. Выполнение этого требования позволит электросетевым компаниям более обоснованно подходить к расчету экономической эффективности более дорогих, но более энергоэффективных трансформаторов [27].

## Распределительные трансформаторы ТМГСУ с симметрирующими устройствами

Наличие в четырехпроводных сетях 0,4 кВ большого количества однофазных электроприемников вызывает неравномерность загрузки фаз. Основной причиной искажения (перекоса) фазных напряжений являются неуравновешенные потоки нулевой последовательности в магнитопроводе и, как следствие, увеличение сопротивления нулевой последовательности трансформаторов со схемой соединения «звезда-звезда» с нулем [28].

Для снижения влияния неравномерности загрузки фаз Минским электротехническим заводом (МЭТЗ) было предложено оборудовать трансформаторы симметрирующими устройствами. Эти устройства состоят из последовательно соединенных витков, которые в виде бандажа уложены сверху на все три обмотки ВН трансформатора. Один конец компенсирующих витков соединяется с нулевой точкой обмоток НН, а второй выведен на крышку бака трансформатора.

Витки укладываются и соединяются по определенной схеме с таким расчетом, чтобы ток нулевого провода, равный утроенному значению тока нулевой последовательности, протекая по ним, создавал встречные компенсирующие потоки нулевой последовательности в магнитной цепи трансформатора. При этом суммарный поток нулевой последовательности должен быть равен нулю, значительно снижается сопротивление нулевой последовательности ( $Z_0$ ), устраняется смещение нулевой точки и снижается искажение системы фазных напряжений.

Оборудование трансформаторов симметрирующими устройствами может осуществляться на заводах-изготовителях и на ремонтных базах энергосистем. Первые трансформаторы были оборудованы такими устройствами в условиях ремонтных мастерских ПЭС в 1989 г. и успешно эксплуатируются до настоящего времени. Расчеты показали, что затраты на оборудование трансформаторов I и II габаритов симметрирующими устройствами окупаются в среднем за 0,6 года только за счет снижения потерь электроэнергии без учета других положительных факторов.

Выравнивая систему фазных напряжений, трансформаторы ТМГСУ эффективно решают исключительно важную задачу – обеспечение потребителей качественной электроэнергией. При наличии в сети нелинейных нагрузок (например, сварочных аппаратов, газоразрядных ламп и т.д.) форма кривой изменения выходного напряжения серьезно искажается. Для потребителя это выражается в скачках напряжения, которые приводят к тому, что КПД различных электроприборов, питающихся от этой сети, снижается, устройства потребляют большой ток, сильнее нагреваются и в итоге могут вовсе выйти из строя и даже стать причиной пожара.

Пониженное сопротивление нулевой последовательности трансформатора ТМГСУ обеспечивает высокую чувствительность за-

щиты от коротких замыканий. Система безошибочно распознает короткое замыкание, сопровождающееся небольшим током, и срабатывает мгновенно, локализуя поврежденный сегмент. Таким образом, повышается защищенность самого трансформатора и безопасность всей электросети. Как следствие, в сетях с трансформаторами ТМГСУ значительно снижается вероятность возникновения пожаров.

Трансформаторы ТМГСУ мощностью до 250 кВА наиболее эффективны при использовании на небольших участках, малых предприятиях, в сельском хозяйстве.

### **Энергоэффективные провода воздушных ЛЭП**

Одним из традиционных мероприятий по снижению технических потерь электроэнергии в электрических сетях, особенно на перегруженных линиях электропередачи или на линиях с ожидаемым резким увеличением нагрузки, является замена проводов на провода с большим сечением. При этом, очевидно, главным критерием выбора сечения проводов является повышение пропускной способности сетей на расчетный период и надежности электроснабжения потребителей. Снижение потерь в данном случае – сопутствующий, как правило, эффект от внедрения мероприятия. Практика показывает, что увеличение сечения проводов ЛЭП часто влечет за собой необходимость замены существующих опор электросетей новыми, рассчитанными на более высокие механические нагрузки, или строительство новых ЛЭП. Последнее может быть затруднено особенно при пролегании трассы ВЛ в густонаселенном районе и в малонаселенных районах охраняемых земель – таких, как национальные парки, заповедники и другие зоны с запретом на строительство. Попытки разработать провода, сочетающие в себе высокую механическую прочность и малый вес без снижения пропускной способности, привлекли интерес различных компаний. В результате были разработаны и внедрены в ряде электрических сетей новые конструкции проводов ВЛ повышенной прочности, пропускной способности и электрической проводимости.

В проводах нового поколения используются материалы, обладающие высокими электрическими и механическими характеристиками (термообработанные алюминий и алюминиевые сплавы с добавками редкоземельных металлов, алюминий-циркониевые термостойкие сплавы) в соответствии с международными и европейскими стандартами: МЭК 62219 (2002), МЭК 60004 (2007), МЭК 60121 (1960), EN 60889 (1987), EN 50183 (2000). Применение композитных материалов в качестве несущего сердечника позволяет добиться уникальных свойств у проводов нового поколения.

В России планируется производство проводов с марками, представленными в табл. 3.3 [29].

## Марки проводов

Наименование	Марка	Конструкция	Материалы	Основные преимущества
Провод с композитным сердечником	ACC	Компактная, из трапециевидных проволок, с композитным сердечником	Термообработанный алюминий, сердечник из композитного материала на основе углеродных волокон	Повышенная пропускная способность (в 2 раза), повышенная проводимость, повышенная надежность
Провода типа Z	AAAZ AACSRZ	Компактная, наружные слои из проволок Z-образного профиля	Алюминиево-магниево-кремниевый сплав, сердечник из стальной оцинкованной проволоки или из алюминиевого сплава	Повышенная надежность, стойкость к снетоналипанию, обледенению, к механическим повреждениям
Термостойкие провода с зазором	GZTACSR	Компактная, из трапециевидных проволок, с зазором вокруг стального сердечника	Алюминиево-циркониевый сплав, сердечник из стальной оцинкованной проволоки	Повышенная пропускная способность (в 2 раза)
Провод повышенной проводимости	AAAC UNC	Пронизвольная	Алюминиевый сплав, наружный слой из термообработанного алюминия	Меньше потери, выше проводимость

**Композитные провода марки АССС.** Высокоэффективные провода с АССС (Aluminium Composite Core Conductor – алюминиевый провод с композитным сердечником) являются новинкой для российского электроэнергетического рынка. Это инновационная технология американской компании СТС с применением композитного материала из углеродного волокна – карбоновых нитей, которые значительно легче и прочнее стали.

Основные преимущества проводов АССС заключается в том, что они:

- позволяют удвоить номинальный ток и увеличить пропускную способность линии в 2 раза;
- позволяют сократить потери в линии и связанные с ними выбросы в атмосферу на 20–30%;
- легче по сравнению с проводами АС аналогичного эффективного сечения на 50–60%;
- обеспечивают меньшие стрелы провеса, что позволяет увеличивать длины пролетов линии, использовать анкерные опоры меньшей высоты или меньшее количество опор;
- не подвержены коррозии;
- позволяют снизить нагрузку на опоры при обледенении и ветровых нагрузках, что повышает надежность и долговечность работы ЛЭП.

Высокотехнологичные провода типа Z с улучшенными механическими характеристиками – это:

• AAACZ (All Aluminium Alloy Conductor, Z-type) – провод из алюминиевого сплава, в котором 1-2 внешних слоя выполнены из проволок Z-образного сечения.

• AACSRZ (Aluminium Alloy Conductor Steel Reinforced, Z-type) – провод из алюминиевого сплава со стальным сердечником, 1-2 внешних слоя провода выполнены из проволок Z-образного сечения.

Использованные проволоки Z-образного профиля дают возможность получить наружный слой практически идеально гладким. При этом достигаются значительное уменьшение коэффициента аэродинамического сопротивления и более плотная компоновка. С одной стороны, при сравнении проводов равного эффективного сечения опоры на линиях и сами провода типа Z испытывают меньшие механические напряжения, что снижает риски выхода линии из строя при возникновении повышенных нагрузок в виде шквалистых ветров и гололедно-изморозевых отложений. С другой стороны, данная конструкция более компактна и позволяет увеличить эффективное сечение провода, а значит, снизить потери и повысить пропускную способность ВЛ.

Провода повышенной проводимости AAAC UHC (All Aluminium Alloy Conductor, Ultra High Conductivity – провода из алюминиевого сплава и повышенной проводимости) могут иметь различные конструкции, но в их наружном слое используется материал с минимальным электрическим сопротивлением – термообработанный алюминий.

Применение проводов нового поколения позволяет решать основные проблемы электросетей. Это повышение надежности, бесперебойности энергоснабжения, сокращение потерь и увеличение пропускной способности. Использование проводов нового поколения приводит к снижению потерь линий электропередач до 30% и увеличению их пропускной способности в 1,5–2 раза. Замена имеющихся проводов на провода нового поколения позволяет достичь экономии за счет более низких потерь около 98 тыс. руб. на 1 км линии в год, и за счет дополнительной передаваемой мощности – 150–250 млн руб. на линию в год.

Следует отметить, что реализация полномасштабных инновационных проектов, таких, как Smart Grid, невозможна без проводов нового поколения, которые являются инновационным решением, основанным на новых технологиях и материалах, сырье высокого качества.

С целью снижения переменных потерь электроэнергии в воздушных и кабельных линиях электропередачи при их реконструкции, повышении пропускной способности и новом строительстве рекомендовано применять провода и кабели с погонными активными сопротивлениями постоянному току, которые должны быть не выше представленных в табл. 3.4.

Таблица 3.4

#### **Перспективные активные сопротивления постоянному току проводов и кабелей**

Наименование проводов и кабелей	$U_{\text{ном}}$ , кВ	Марка	Сопротивление постоянному току, не более, Ом/км
Кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена	110	–	0,122
	220	–	0,122
Провод сталеалюминиевый	110–750	АС 240/32	0,1210
		АС 300/39	0,098
		АС 330/43	0,089
		АС 400/66	0,102
		АС 400/51	0,075

**Микролегированные медные провода САС для воздушных ЛЭП. [30].** Все более широкое применение возобновляемых источников электроэнергии (ВИЭ) предъявляет повышенные требования к пропускной способности воздушных ЛЭП в условиях весьма высокой нестабильности работы этих источников. В ряде случаев эти требования могут быть удовлетворены только за счет применения сравнительно дорогих микролегированных медных проводов там, где даже рассмотренные в предыдущем разделе композитные провода не выдерживают возможные перепады нагрузок.

Если при выборе конструкции и материала провода исходить не из минимизации объема инвестиций, а из минимизации стоимости жизненного цикла линии электропередачи, то в условиях передачи электроэнергии от ветро- и солнечных электростанций медные провода вполне могут оказаться конкурентоспособными по сравнению с новыми композитными проводами. Медные провода по сравнению с алюминиевыми имеют следующие преимущества:

- высокое сопротивление меди ползучести при высоких температурах;
- отсутствие необходимости усиления опор воздушных линий электропередачи ввиду ненужности упрочняющего стального сердечника;
- большая электрическая проводимость и меньший скин-эффект;
- возможность нанесения гидрофобных покрытий, снижающих потери на корону и предотвращающих повышенную коррозию.

Все перечисленные преимущества следует учитывать при выборе сечения, конструкции и материала провода воздушных ЛЭП.

### **Перевод городских электрических сетей 6–10 кВ на 20 кВ**

Техника и технология передачи электроэнергии по электрическим сетям 20 кВ не являются новыми для большинства промышленно развитых стран, которые выполнили переход на напряжение 20 кВ еще в середине XX в. В России в электрических сетях 6–10 кВ крупных городов и мегаполисов отмечается постоянный рост нагрузки и ее плотности. В ряде случаев в ближайшем будущем эти сети уже не смогут обеспечить необходимую пропускную способность, надежность и качество электроснабжения потребителей. Одним из перспективных решений является перевод действующих электрических сетей 6–10 кВ на 20 кВ. Этому вопросу в России уделяется все большее внимание. Лидерами и инициаторами развития сетей 20 кВ в мегаполисах являются ПАО «МОЭСК» и АО «ОЭК» (г. Москва). Несмотря на значительные и достаточно эффективные усилия по переводу электрических сетей г. Москвы на напряжение 20 кВ, общая доля затрат на этот перевод от общего объема финансирования пока составляет лишь 10%. На период с 2020 по 2030 гг. ожидается рост этого показателя до 15–20% [31].

Опыт применения электрических сетей 20 кВ в крупных городах и мегаполисах показал, что такое применение должно основываться на тщательном технико-экономическом обосновании для каждого конкретного случая. Перевод действующих электрических сетей 6–10 кВ на 20 кВ и строительство новых сетей 20 кВ позволяют:

- в 2–2,5 раза увеличить пропускную способность сетей;
- в пределах той же площади территории сократить количество трансформаторных мощностей;
- при прочих равных условиях повысить надежность и качество электроснабжения потребителей, снизить потери электроэнергии в сети;

- исключить возможность дефицита мощности и снять ограничения по технологическому присоединению потребителей.

Расчеты показывают, что одним из главных эффектов перевода электрических сетей 6–10 кВ и 20 кВ является кратное снижение потерь электроэнергии в сети при сопоставимых затратах на ее строительство. Это следует, в частности, из табл. 3.5, в которой приведены результаты сравнительных расчетов потерь и затрат на строительство на участке электрической сети города Екатеринбурга.

Таблица 3.5

### Результаты сравнительных расчетов участка электрической сети г. Екатеринбурга

Показатель	Единица измерения	Численное значение показателя по уровням напряжения, кВ		
		20	10	6
Годовые потери электроэнергии в сети	кВт ч	121135	477355	13220999
Затраты на строительство сетей в ценах 2017 г.	тыс. руб.	943760	1102707	1450324

Для перевода действующих сетей на 20 кВ необходимо выполнение следующих условий [31]:

- наличие на питающих центрах 220–110 кВ резервов мощности и соответствующих трехобмоточных трансформаторов 220/20/6–10 кВ; 110/20/6–10 кВ;

- разработка подробной программы развития сетей 20 кВ на конкретной территории с известными перспективами роста электрической нагрузки и с технико-экономическим обоснованием построения и развития сетей 20 кВ.

Следует учитывать при этом, что:

- оборудование, применяемое при строительстве ВЛ 10 кВ, в большинстве случаев рассчитано на напряжение 24 кВ (имеется возможность использовать заложенный в оборудование резерв по допустимому напряжению);

- конструктивно ВЛ 20 кВ ничем не отличаются от ВЛ 10 кВ; соответственно нет дополнительных требований к эксплуатационному персоналу;

- использование КЛ 20 кВ, как правило, эффективно для питания нагрузки, удаленной от центра питания на расстояние до 50 км, если коэффициент мощности нагрузки близок к единице. При больших расстояниях и низких коэффициентах мощности может потребоваться увеличение напряжения до 35 кВ.

Одновременно с переводом основного оборудования сетей на напряжение 20 кВ внедряются новые технологии управления их режимами, в том числе с использованием средств автоматического определения и выделения поврежденных участков сети при возникновении технологических нарушений, автоматического повторного включения в работу исправного оборудования.

Внедряются также новые устройства АВР, интеллектуальные РЗА, замкнутые сети 0,4 кВ, современные телемеханические системы для оперативного контроля состояния коммутационного оборудования и телеизмерений, датчики повреждения кабелей с дистанционной передачей и отображением данных. Большое внимание уделяется современным средствам диагностики оборудования сетей 20 кВ, к которым относятся:

- рентгенография;
- тепловизионное, ультрафиолетовое и ультразвуковое обследование;
- методы и средства испытаний, диагностики КЛ и определения мест повреждения в них.

Активизации и более широкому внедрению новых техники и технологий электрических сетей 20 кВ в крупных городах и мегаполисах должно сопутствовать создание и развитие нормативной базы по стандартизации:

- технических требований к созданию, развитию и эксплуатации электрических сетей 20 кВ;
- методов и средств испытания и диагностики сетей 20 кВ;
- современных методов и средств интеллектуального контроля и управления сетями 20 кВ в нормальных и послеаварийных режимах.

Требуется также актуализация таких документов, как ПУЭ, ПТЭ и т.п., в части учета современных тенденций и направлений инновационного развития распределительных электрических сетей.

**Распределенные генерирующие источники:  
газотурбинные и парогазовые установки,  
возобновляемые источники энергии,  
космические солнечные электростанции  
и беспроводная передача электроэнергии**

*Газотурбинные и парогазовые установки.* Развитие распределенной генерации (РГ) в России, в отличие от многих стран мира, происходит пока в основном не за счет строительства объектов генерации на базе возобновляемых источников энергии (солнечные, ветряные, геотермальные, малые ГЭС, приливные и т.п.). Ежегодный рост вводов объектов РГ в России осуществляется за счет тепловых электростанций с газотурбинными (ГТУ), газопоршневыми (ГПУ) и дизельными (ДЭС) установками. Они подключаются к распределительным электрическим сетям или сетям внутреннего электроснабжения промыш-

ленных предприятий. Часть объектов РГ используется для электро- и теплоснабжения коммунально-бытовых потребителей путем преобразования котельных в мини-ТЭЦ.

Производство электрической в дополнение к тепловой энергии повышает КПД использования топлива и приносит собственникам мини-ТЭЦ дополнительную прибыль. На мини-ТЭЦ, как правило, используются импортные газотурбинные и газопоршневые агрегаты установленной мощностью менее 20 МВт. Только в 2011–2012 гг. на территории России было введено оборудование РГ общей мощностью 1200 МВт. В Москве и Московской области в период с 2007 по 2014 гг. выданы технические условия на присоединение оборудования РГ к электрическим сетям ОАО «МОЭСК» общей мощностью около 300 МВт. Имеется явная тенденция роста доли РГ в объеме централизованного энергоснабжения. Для этого имеется ряд объективных причин, в основном экономического характера, а именно:

- значительная стоимость услуг по передаче и распределению электроэнергии, в том числе стоимость потерь электроэнергии в электросетях;

- сложности или отсутствие экономической целесообразности технологического присоединения к электрическим сетям;

- необходимость повышения надежности электроснабжения потребителя;

- доступность газовой инфраструктуры с необходимыми объемами поставки природного газа для строительства собственного объекта РГ;

- стремление собственников предприятий получить дополнительную прибыль за счет использования когенерационных и тригенерационных установок.

Как показала практика внедрения и эксплуатации первых в России объектов РГ, это внедрение позволяет электросетевой организации:

- ликвидировать перегрузку трансформаторов подстанций;
- осуществить технологическое присоединение потребителей без реконструкции питающей сети и замены трансформаторов;

- снизить потери электроэнергии в электрической сети;

- повысить качество и надежность электроснабжения потребителей.

Вместе с тем без должной подготовки к внедрению и тщательной проработки технических решений по внедрению объектов РГ может возникнуть и уже часто возникает ряд проблем, в том числе:

- рост уровней токов короткого замыкания в распределительных сетях с последующим отключением генераторов малой мощности по причине выхода из синхронизма, срабатывание автоматики частотной разгрузки, регулирования напряжения, ограничения снижения напряжения;

- механические повреждения генераторов по причине воздействия ударных электромагнитных моментов при возникновении многофазных КЗ и АПВ во внешней электрической сети;

- необходимость перенастройки и установок релейной защиты и автоматики в распределительной сети, к которой подключается РГ, и т.п.

Для успешного решения перечисленных проблем при технологическом присоединении объекта РГ и его параллельной работе с энергосистемой необходимо тесное взаимодействие собственников генерирующих устройств (ГУ); производителей ГУ; проектной организации; распределительной сетевой компании; филиала АО «СО ЕЭС».

Некоторые особенности моделирования характеристик газотурбинных и парогазовых установок и учета их влияния на протекание электромеханических переходных процессов в электрических системах рассмотрены в разделе 2.7.

Важнейший вопрос, требующий решения при параллельной работе объектов РГ и энергосистем, – тарифное регулирование такой работы, обеспечение взаимовыгодного взаимодействия собственников объектов РГ и энергоснабжающих организаций, направленного на повышение энергетической эффективности, надежности и качества энергоснабжения потребителей без дополнительной нагрузки на тарифы.

***Возобновляемые источники энергии (ВИЭ).*** Кроме активно развивающейся распределительной генерации на основе газотурбинных и парогазовых установок, появляется множество дополнительных генерирующих источников малой мощности с использованием ветрогенераторов, солнечных панелей, биотоплива и т.п., подключаемых к распределительным электрическим сетям.

Для развития ВИЭ и их широкого внедрения существуют те же причины, что для внедрения газотурбинных и парогазовых установок, а также ужесточение экономических требований к электроэнергетике как источнику атмосферных загрязнений; исчерпание запасов природных топливно-энергетических ресурсов.

По экспертным оценкам, применительно к сегодняшнему потреблению энергии запасы нефти на Земле истощатся через 40–45 лет, запасы газа – через 60 лет, запасы угля – через 130 лет. Запасов ядерного топлива для традиционных современных АЭС хватит в среднем на 36 лет, а при использовании реакторов на быстрых нейтронах – на 1000 лет [32].

При этом следует иметь в виду, что:

- по мере истощения запасов органического топлива его добыча становится все более дорогой, что приводит к росту тарифов на энергоресурсы;

- запасы органического топлива неравномерно распределены по странам и континентам, и их использование носит зачастую не только

коммерческий, но и политический характер, существенно влияя на энергетическую и национальную безопасность тех стран, в которых эти запасы недостаточны;

- сегодня из 7 млрд чел., проживающих на Земле, 18% (1260 млн чел.) не имеют доступа к электричеству [33]. 70% территории России не имеют централизованного электроснабжения. Огромные ее территории с малой плотностью населения получают тепло- и электроэнергию от дорогих автономных дизельных станций;

- атомная энергетика, обладая наибольшими запасами (при соответствующем развитии технологий с непредсказуемыми сроками их практической реализации), способна лишь частично заменить потребность в энергоресурсах. Развитие атомной энергетики в мире сдерживается отсутствием маневренности АЭС, необходимостью захоронения отходов работы станций, экологических рисков («синдром» Чернобыля и Фукусимы). По этим причинам многие страны начинают закрывать АЭС, активно разрабатывают «зеленые» источники энергии с заменой недостающих и все более дорогих органических топливно-энергетических ресурсов на возобновляемые.

Наиболее быстрыми темпами внедряются генерирующие мощности, использующие солнце, ветер и биотопливо. При этом налажены производство и ввод в работу мелких установок до 10 кВт не только для бытовых потребителей и частных хозяйств, но и для крупных энергокомплексов мощностью в десятки мегаватт. К началу 2010 г. в мире действовали сотни солнечных электростанций (СЭС) общей мощностью около 23 ГВт. В настоящее время СЭС установлены более чем в 100 странах мира. Крупнейшим производителем фотоэлектрических панелей в мире является Китай. Он производит ежегодно около 60% панелей в мире (23 ГВт в 2012 г. и 26 ГВт в 2013 г.). В 2012 г. в Китае установлено 200 МВт фотоэлектрических панелей, а в целом на конец 2012 г. – 3,3 ГВт. Тем не менее Китай занимает пока 6-е место в мире после Германии, Италии, Японии, Испании и Франции. Индия в середине 2015 г. увеличила свои планы по вводу мощностей фотоэлектрических установок к 2022 г. с 20 до 100 ГВт [33].

Интенсивное сооружение ветряных электростанций (ВЭС) началось в конце XX в. По прогнозам, к 2020 г. общая установленная мощность ВЭС в мире должна увеличиться до 682 ГВт. Планируется, что к 2050 г. половина потребляемой в Европейском союзе электроэнергии будет производиться от энергии ветра. Уже в 2015 г. ВЭС в Европейском союзе выработали 315 ТВт·ч. электроэнергии, что составило 11,4% общего потребления, из которых 274,5 ТВт·ч. – наземные ВЭС (9,9%) и 40,6 ТВт·ч. – морские (1,5%). Лидером в использовании энергии ветра является Дания. В последние годы ВЭС морского базирования развиваются особенно активно. Наибольшие

капиталовложения в 2016 г. в эти ВЭС – в Великобритании (10,4 млрд евро), Германии (2,5 млрд евро), Дании (999 млн евро), Финляндии (121 млн евро) [33].

Параллельно с солнечной и ветроэнергетикой получает существенное развитие биоэнергетика – производство топливных гранул пеллет в качестве топлива. Пеллеты чаще всего используются для эффективного обогрева домов и малых предприятий, а также в качестве топлива для малых промышленных котлов. Основными поставщиками пеллет в Европу являются США, Канада и Россия: экспорт пеллет только из США и Канады в 2014 г. в денежном выражении составил более 500 и 220 млн долл. соответственно. При этом 7,5% этого экспорта приходится на Великобританию для топлива ТЭС, что связано с планами Великобритании по переводу ряда топливных станций с угля на биомассу [31].

Очевидно, что одними из возобновляемых энергетических источников являются гидроэлектростанции. Большие планы по увеличению генерирующих мощностей на ГЭС и передачи их мощности в энергодефицитные районы имеются в странах Юго-Восточной Азии: Китая, Мьянмы, Лаоса, Тайланда, Камбоджи, Вьетнама, Индонезии.

Согласно прогнозам Международного энергетического агентства предполагается, что в 2020 г. производство возобновляемой энергии в мире достигнет 7400 ТВт·ч, что составляет 27% от общего объема производства 27165 ТВт·ч. Без учета ГЭС в 2014 г. доля ВЭ от общего производства составляла 94%, а с ГЭС – 22,4%. В России планируется к 2020 г. увеличить долю развития энергетики на ВИЭ до 4,5% от суммарного объема производства электроэнергии (без учета больших ГЭС) [32].

Возможные направления и потенциал развития ВИЭ в России на период до 2024 г. [32]:

1. Малые ГЭС (МГЭС) суммарной мощностью 50-250 МВт. Проблемы широкого внедрения связаны с отсутствием региональных программ развития МГЭС; нормативной базы в части механизма возврата инвестиций; современных отечественных производств оборудования.

2. СЭС суммарной мощностью 0,5–1,5 ГВт. Рынок СЭС активно развивается. Имеется нормативная база для выполнения коммерческих проектов; есть производственные мощности для изготовления оборудования. Необходимы дальнейшие исследования по снижению стоимости солнечных панелей и повышению их КПД.

3. ВЭС суммарной мощностью до 700 МВт. Проблемы внедрения связаны с отсутствием реальных площадок под ветропарки (регионы с большими ветроресурсами находятся на больших расстояниях от центров потребления электроэнергии); сложностями согласования

проектов; отсутствием отечественного оборудования ВЭУ мегаваттного класса; высокими рисками инвестиций и их возврата инвестору.

4. ГеоТЭС (геотермальные теплоэлектростанции) суммарной мощностью 10–100 МВт. Основной регион внедрения – Камчатка. Проблемы внедрения связаны с инвестиционными возможностями региона и всеми проблемами, аналогичными МГЭС и ВЭС.

5. Автономные энергокомплексы на базе ВИЭ – ветро-солнечно-дизельные электростанции (ВСДЭС). Наиболее перспективная область применения ВСДЭС – развитие районов Арктики, Крайнего Севера, Дальнего Востока без централизованного энергоснабжения. По экспертным оценкам, ориентировочная потребность России в таких автономных энергокомплексах составляет около 5000 типовых модулей общей мощностью не менее 1500 МВт [32]. Для этих модулей уже разработаны основные технические решения и опытно-промышленные образцы, определены области их применения. Необходимо создание и испытание оборудования в условиях Крайнего Севера при критически низких температурах и возможных обледенениях конструкций энергокомплексов.

На сегодняшний день далеко не все в России разделяют мнение о целесообразности развития в стране распределенной генерации и возобновляемых источников энергии. С точки зрения получения прибылей «здесь и сейчас» такая позиция является понятной. Чем больше потребителей будет уходить из централизованного энергоснабжения, тем эти прибыли будут меньше. Но с точки зрения нарастающего дефицита обеспечения энергией будущих поколений населения России, с учетом все большего отрицательного влияния традиционной электроэнергетики на ухудшающийся климат Земли человечество вынуждено искать и использовать новые источники энергии и эффективные способы ее передачи потребителям.

*Состояние и тенденции развития солнечной космической энергетики в промышленно развитых странах и России.* Из всех возобновляемых источников энергии наибольшим потенциалом, как известно, обладает солнечная энергия, которая постепенно выходит на первый план [34, 35]. Ежесекундно на Землю попадает в энергетическом эквиваленте  $1,2 \cdot 10^{14}$  кВт мощности, т.е. за год –  $38 \cdot 10^{20}$  кВт·ч электроэнергии, что в  $10^8$  раз больше, чем сегодня потребляется в мире. Запасов энергии Солнца хватит на 5 млрд лет. Количество солнечной энергии, поступающей на Землю, превышает энергию всех имеющихся мировых запасов нефти, газа, угля и других энергетических ресурсов. Это и понятно, ведь они сформировались и формируются под воздействием Солнца. Использование всего лишь 0,0125% солнечной энергии могло бы обеспечить все сегодняшние потребности мировой энергетики, а использование 0,5% – полностью покрыть

потребности в будущем. Главная задача для человечества Земли – разработать экономически приемлемые методы, средства, технику и технологии сбора этой энергии и передачи ее потребителям. Один из путей решения этой задачи – использование наземных солнечных панелей, которые находят все большее применение (см. предыдущий раздел). Основной их недостаток – сильная зависимость от освещенности Земли, от облачности, времени суток и т.п. Если разместить эти солнечные панели выше облаков в Космосе на околоземной орбите и передать накопленную энергию на Землю экономичным способом, то проблемы с освещенностью и неравномерностью получения энергии от солнечных батарей будут успешно решены.

Идея космической солнечной электростанции впервые была высказана на заре космической эры еще в 1968 г. американским ученым и инженером – доктором Питером Эдвардом Гейзером. За последние 50 лет космические технологии, технологии аккумулирования солнечной энергии, лазерной и сверхвысокочастотной передачи энергии шагнули далеко вперед.

Многие страны, в том числе Россия, все больше понимают приближение угроз мирового дефицита энергии в ближайшие 50–100 лет и необходимость использования альтернативных видов энергии, в первую очередь – солнечной энергии, а также разработки беспроводных способов передачи энергии, и не только понимают, но вкладывают значительные финансовые средства в конкретные проекты и научные исследования. Часть из этих исследований открыта и периодически публикуется, часть – закрыта, т.к. имеет целью создание военных оборонных и наступательных вооружений. Наиболее активно работы по созданию солнечных орбитальных электростанций (СОЭС) ведутся в Японии, которая уже приняла соответствующие государственные программы по разработке и созданию СОЭС. Одна из пяти таких национальных программ с объемом финансирования 21 млрд долл. США предполагает завершение работ по СОЭС мощностью 1,0–1,6 ГВт к 2040 г. В соответствии с этой программой в 2018–2020 гг. намечено провести испытания в Космосе технологий создания СОЭС и передать электроэнергию на искусственный остров, создаваемый в Токийском заливе. На этом острове планируется установить 5 млрд антенн для приема СВЧ-излучения.

В университетах Киото и Осаки изготовлена аппаратура для демонстрации беспроводной СВЧ-передачи электроэнергии мощностью 1 кВт с орбиты на землю. Схема передачи в общем виде представлена на рис. 3.7.

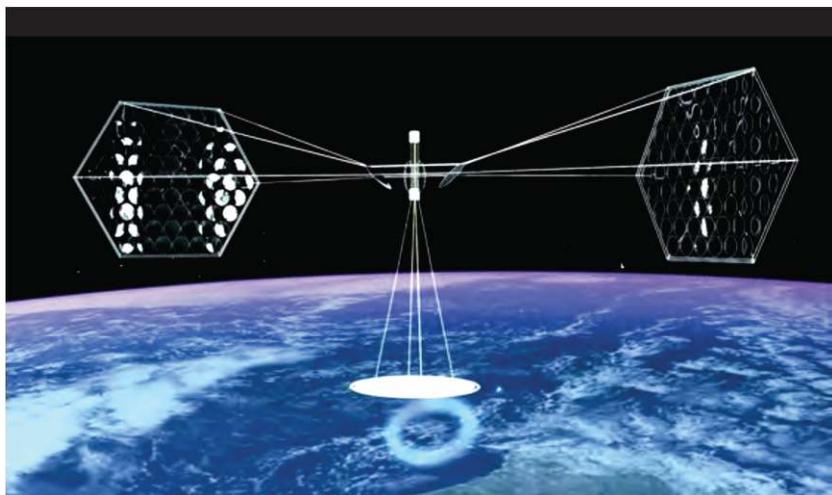


Рис. 3.7. Схема передачи электроэнергии на землю [34]

В соответствии с японским проектом Space Solar Power System (SSPS) предполагается развертывание на геостационарной орбите полей из солнечных панелей общей площадью на 4–6 км<sup>2</sup>. Произведенная этими панелями электроэнергия будет доставляться на Землю с помощью либо микроволнового излучения, либо мощного высокоэффективного лазера. Иллюстрации к японскому проекту SSPS представлены на рис. 3.8 и 3.9, к американскому проекту SSPS-Alpha – на рис. 3.10.

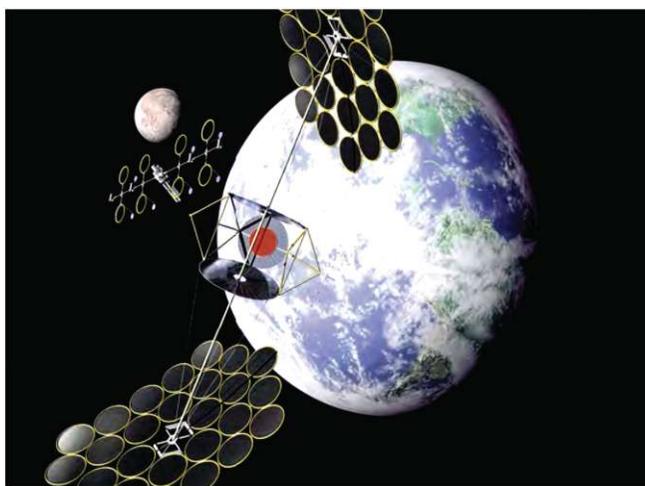
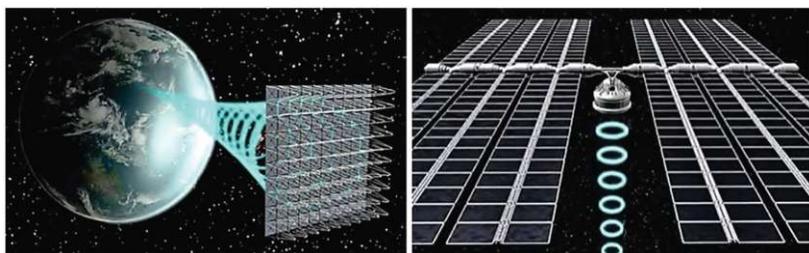
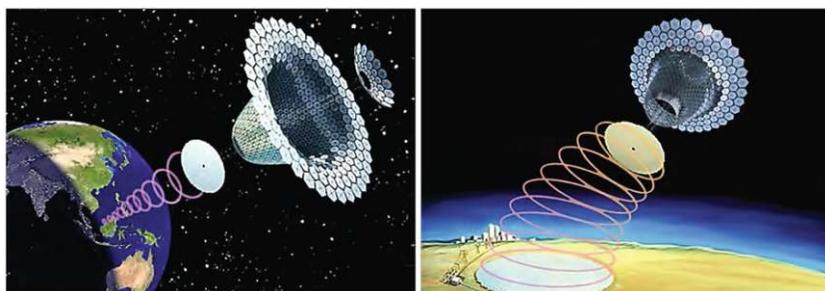


Рис. 3.8. Японский проект Space Solar Power System (SSPS) [34]



**Рис. 3.9** Варианты полей из солнечных батарей для японского проекта Space Solar Power System (SSPS) [34]



**Рис. 3.10.** Американский проект солнечной космической электростанции SSPS-Alpha компании Artemis Innovation Management Solutions [34]

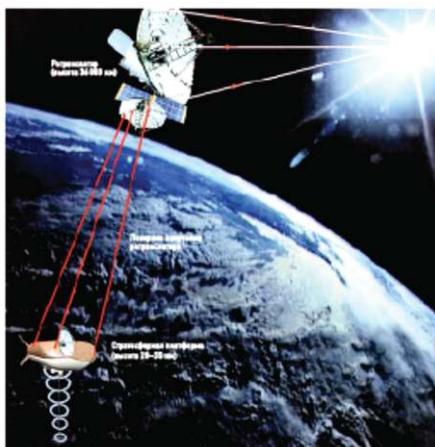
«Национальная программа разработки и создания солнечной электростанции Японии» утверждена парламентом страны. Ее осуществление поручено Министерству экономики, торговли и промышленности с участием Союза промышленников Японии; Агентства аэрокосмических исследований; пяти государственных университетов Токио, Киото, Осаки, Кобэ и Хоккайдо. Практическая реализация проекта солнечной орбитальной электростанции поручена двум промышленным концернам и 16 крупным фирмам-разработчикам и производителям оборудования. Тайвань, Тайланд и Вьетнам получили гранты от Японии для проведения отдельных исследований по проекту. Индия, Великобритания, Канада и Израиль добиваются государственного финансирования программ, аналогичных японским, и подготовили соответствующие документы. Очевидно, что и Китай не останется в стороне от выполнения этих работ. В России также проводятся разработки по созданию техники и технологии СОЭС, размещаемых:

- на низких околоземных орбитах (проект НПО им. С.А. Лавочкина);
- на геостационарной орбите (проект ЦНИИМаш);
- на Луне с использованием орбитальных ретрансляторов энергии (проект ГНЦ ФГУП «Центр Келдыша»);
- на точках Лагранжа (проект РКК «Энергия»).

Одним из перспективных проектов по распределенной двухступенчатой солнечной аэрокосмической энергетической системе является проект, разработанный в МИРЭА.

Основная идея ретрансляции солнечной энергии по этому проекту состоит в том, что:

- преобразование солнечного света в постоянный ток осуществляется на геостационарной орбите на высоте 36 тыс. км на ретрансляторе;
- с геостационарной орбиты с помощью лазерного излучения постоянный ток передается на стратосферную платформу на микроволновый высокоэффективный генератор с КПД выше 90%, размещаемый на высоте 20–35 км на околоземной орбите;
- со стратосферной платформы микроволны сквозь радиопрозрачную атмосферу передаются на поверхность Земли с преобразованием микроволн в ток промышленной частоты с помощью средств силовой электроники с КПД 80–90%. Схема концепции системы беспроводной передачи электроэнергии с геостационарной орбиты на Землю представлена на рис. 3.11.



**Рис. 3.11. Концепция системы беспроводного энергообеспечения объектов через лазерный канал [34]**

Такая система обладает одним из существенных преимуществ – независимостью от влияния облачности на рассеивание передаваемой энергии, т.к. микроволны беспрепятственно проникают через эту облачность. Существует множество вариантов двухступенчатых способов передачи электроэнергии из Космоса на Землю и технических средств практической реализации этих вариантов [34, 35]. Большинство из них находятся в стадии разработки и исследования. Вместе с тем уже сегодня становится ясно, что в наши дни начинает формироваться энергетика седьмого технологического уклада, о которой 100 лет назад мечтал Никола Тесла и которая уже начинает претворяться в жизнь.

Кроме альтернативы традиционным энергетическим источникам, тепловым атомным гидроэлектростанциям, в обозримом будущем космические солнечные электростанции с системой беспроводной (лазерной и СВЧ) передачи электроэнергии смогут эффективно использоваться для энергоснабжения удаленных и труднодоступных районов при отсутствии централизованного энергоснабжения (районов Крайнего Севера России, Центральной Сибири, Канады, Гренландии, Арктики и Антарктиды, пустынь, мест стихийных бедствий и катастроф); решения проблем пиковых нагрузок; энергоснабжения Луны и Марса, космических аппаратов; решения задач астероидной опасности и т.п. [35]. В целом решение всех этих задач направлено в первую очередь на обеспечение многих поколений населения Земли экологически чистой энергией в объемах, необходимых для комфортного проживания.

**Зарядная инфраструктура для электромобилей.** Зарядные станции для электромобилей при их достаточном развитии можно рассматривать как одну из разновидностей распределенной генерации с возможным потреблением электроэнергии в часы минимума нагрузки. Старт развитию зарядной инфраструктуры для электротранспорта в России дан в феврале 2012 г. открытием первой очереди зарядных станций для электромобилей в рамках пилотного проекта «МОЭСК-EV». В настоящее время в единую сеть объединены более 40 заправочных станций в Москве и Московской области. Основные цели реализации проекта «МОЭСК-EV» – это:

- улучшение экологической ситуации в г. Москве;
- повышение эффективности использования распределительных электрических сетей за счет использования управляемой распределенной нагрузки;
- повышение коэффициента заполнения суточного графика нагрузки за счет смещения спроса в часы минимума нагрузки;
- развитие инфраструктуры с обратной связью с потребителями, как элемента реализации стратегии внедрения интеллектуальных сетей.

С точки зрения влияния зарядной инфраструктуры на потери электроэнергии в электрических сетях это влияние аналогично влиянию накопителей электроэнергии: потери электроэнергии снижаются по мере выравнивания (уменьшения коэффициента формы) графика нагрузки энергосистемы. В часы минимума нагрузки (ночные часы) аккумуляторы автомобилей заряжаются и нагрузка растет. В часы максимума нагрузки часть накопленной в аккумуляторах электроэнергии может быть отдана в сеть энергосистемы, пик нагрузки при этом уменьшается.

Анализ графика развития рынка электромобилей в мире и в России показывает, что этот рынок уже в ближайшие годы будет активно

развиваться, и к этому развитию нужно готовиться заранее. В частности, в Японии к 2020 г. электромобили будут составлять до 20% от общей доли новых проданных машин, в США и Франции будет более 1 млн электромобилей, в Китае – около 5 млн. По оценке отечественных экспертов, в г. Москве и Московской области объем продаж электромобилей к 2020 г. может составить от 100 до 29 тыс. шт., что составляет от 1 до 3% от общего парка машин. Уже сегодня электромобили продаются в 18 городах и 38 дилерских центрах России. В МРСК Центра разработаны два конструктивных решения КТП 10/0,4 кВ со встроенными зарядными станциями в бетонном корпусе для городского размещения и киоскового типа для загородных территорий. Предусмотрена возможность ограничения мощности зарядной станции при перегрузке трансформатора. Эти решения позволяют развивать зарядную инфраструктуру вдоль транспортных магистралей, в населенных пунктах, на существующих топливно-заправочных станциях и в удаленных точках заправки. Уже ведутся работы по установке зарядных станций в Белгородской, Воронежской, Липецкой, Тверской, Ленинградской областях и др.

В настоящее время основным фактором, сдерживающим пока развитие рынка электромобилей, является стоимость, в первую очередь – аккумуляторов сравнительно большой емкости. Анализ динамики снижения этой стоимости показывает, что к 2020 г. цена аккумуляторных батарей, используемых в электромобилях и подзаряжаемых гибридах (работающих и на бензине, и на электричестве), может снизиться на 45%, а стоимость самих машин – на 30–40%. При этом цена электромобиля будет все более приближаться к цене традиционного автомобиля с бензиновым или дизельным двигателем.

Необходимо заметить, что параллельно с развитием индивидуального электромобильного и гибридного транспорта активно будет развиваться общественный транспорт на базе электробусов, для которых необходимо создавать дополнительную зарядную инфраструктуру.

Практика создания и внедрения первых зарядных станций показала, что, кроме технического оснащения этих станций, необходим большой объем работ по разработке и вводу в эксплуатацию программного обеспечения управления сетью зарядных станций; реализации алгоритмов интеллектуального управления зарядной инфраструктурой (резервированию, биллингу, ограничению использования в часы максимума нагрузок, участию в графиках аварийной разгрузки и т.п.); внесению изменений и дополнений в нормативно-правовые акты Российской Федерации, постановления Правительства РФ, решения органов исполнительной власти; организации бизнес-процессов функционирования зарядной инфраструктуры, рынка предоставления услуг по зарядке электромобилей и взаимовыгодного взаимодействия всех

участников этого рынка (производителей, энергокомпаний, потребителей, эксплуатирующих организаций, операторов рынка.

**Накопители электроэнергии [35,38].** Один из фундаментальных недостатков электроэнергии как энергоресурса заключается в невозможности на современном уровне технологического развития компактного, долгосрочного, без потерь и в больших количествах накопления электромагнитной энергии. В каждый момент производство электроэнергии должно быть равно ее потреблению. Это создает значительные технологические проблемы в обеспечении надежного, устойчивого и качественного электроснабжения потребителей.

К настоящему времени имеется достаточно большой опыт работ и применения различных типов и конструкций накопителей энергии. К ним относятся:

- гидроаккумулирующие станции (ГАЭС);
- пневматические (подземного аккумулирования сжатого воздуха);
- тепловые;
- химические аккумуляторы – свинцово-кислотные (L/A lead-acid); со щелочным электролитом (NiCd и др.); литий-ионные (Li-ion); натрий-серные (NaS);
- маховиковые или кинетические накопители;
- сверхпроводниковые индуктивные накопители энергии (СПИНЭ);
- проточные ванадиевые редокс-накопители (VR);
- водородные накопители;
- суперконденсаторы.

Накопители электроэнергии позволяют:

- осуществить выравнивание графиков нагрузки в сети и тем самым снизить в среднем на 11% переменные потери в ней (накопление электрической энергии в периоды избыточной электроэнергии и выдача в сеть в периоды дефицита);
- увеличить рабочий диапазон звена постоянного тока с целью обеспечения динамических нагрузок;
- демпфировать или существенно сократить нерегулярные колебания активной мощности в межсистемных линиях электропередачи, повысить пропускную способность линий электропередачи, повысить качество электроэнергии в точках ее поставки;
- обеспечить бесперебойное питание как собственно подстанций и электрических сетей (собственные нужды), так и особо ответственных потребителей;
- обеспечить стабильную и устойчивую поставку электроэнергии от децентрализованных и возобновляемых источников, работающих как автономно, так и в составе электрической сети.

Проведенный анализ показал, что наиболее перспективными для решения перечисленных задач являются аккумуляторные батареи большой энергоемкости (АББЭ) и накопители энергии на основе суперконденсаторов (СК), присоединяющиеся к сети посредством устройств силовой электроники.

При этом АББЭ, обладая достаточно длительным действием, достигающим несколько часов, не имеют необходимого быстродействия, а СК при достаточно высоком быстродействии не способны обеспечить длительное аккумулялирование и выдачу электрической энергии.

Одно из перспективных решений по повышению быстродействия и энергоемкости накопителя – попытка объединения АББЭ и СК в так называемый гибридный накопитель электроэнергии (ГНЭ).

В состав гибридных накопителей электроэнергии должны входить:

- аккумуляторные батареи большой энергоемкости;
- суперконденсаторы большой мощности;
- устройства сопряжения АББЭ и СК с сетью (силовые преобразователи, система управления ГНЭ).

Устройство сопряжения с сетью (УСС) должно выполнять целый ряд функций – таких, как:

- прием электроэнергии из сети в виде переменного тока и преобразование его в постоянный;
- преобразование электроэнергии постоянного тока, накопленной в АББЭ и СК, в электроэнергию переменного тока заданного качества;
- выдача электроэнергии переменного тока в сеть либо автономному потребителю.

Необходимо отметить, что соотношение СК и АББЭ в составе гибридного накопителя определяется требованиями, предъявляемыми конкретными условиями (объектами) их применения.

Разработка и внедрение гибридных накопителей энергии позволят наиболее полно удовлетворить все требования, предъявляемые к накопителям энергии, и успешно решить одну из ключевых задач создания интеллектуальных электроэнергетических систем – накопление энергии.

Сравнительные характеристики накопителей различных типов и мощности представлены в табл. 3.6 [35]. Более подробный анализ конструкций, областей и перспектив применения накопителей различного назначения приведен в работах [36–39].

**Сравнительные характеристики накопителей  
различных типов и мощности**

Тип накопителя	КПД, %	Удельные кап. затраты		Уд. энергоёмкость, Дж/м <sup>3</sup>	Мощность и энергия накопителя	Степень разработки
		долл/кВт	долл/кВт·ч			
ГАЭС (гидроаккумулирующие)	65–75	1600 агрегат	2–15	10000	200–2000 МВт 600–6000 МВт·ч	Созданы и используются для выравнивания графиков нагрузки
Пневматические (сж. воздух и газотурбина)	65–75	1500 агрегат	3–10	1000000	200–1000 МВт 200–800 МВт·ч	Первая демонстрация в ФРГ в 1977 г.
Тепловые	70–80	150–250	15–25	100000	50–200 МВт 50–200 МВт·ч	Разработаны технические предложения
Химические аккумуляторы свинцово-кислотные	60–75	125	1000	100000	20–30 МВт 20–30 МВт·ч	Имеют практическое применение
Химические аккумуляторы нового типа	70–80	125	800–1200	100000	20–50 МВт 20–100 МВт·ч	Имеют практическое применение
Маховиковые	70–85	500 агрегат	50–100	1000000	10–150 МВт 10–50 МВт·ч	Имеют практическое применение
Маховиковые (супер)	70–85	500 агрегат	50–100	1000000	10–150 МВт 10–50 МВт·ч	
Маховиковые (СМ)	70–85	500 агрегат	50–100	1000000	150 МВт 1 МВт·ч	
Маховиковые (АСМ)	70–85	160 агрегат	50–100	1000000	200 МВт 0,1 МВт·ч	
СПИНЭ 1000 МВт·ч	85–95	125 преобразователь	1000	1000000	1000 МВт 6000 МВт·ч	
СПИНЭ 100 МВт·ч	85–95	125 преобразователь	4000	1000000	До 250 МВт 100 МВт·ч	
СПИНЭ 20 МВт·ч	85–95	125 преобразователь	7000	1000000	До 250 МВт 20 МВт·ч	
СПИНЭ 10 МВт·ч	85–95	125 преобразователь	40000	1000000	До 50 МВт 1 МВт·ч	
СПИНЭ 0,1 МВт·ч	85–95	125 преобразователь	125000	1000000	До 50 МВт 0,1 МВт·ч	

**Сверхпроводящие линии и трансформаторы, генераторы, токоограничители [39-43].** Различают два вида сверхпроводников:

- низкотемпературные сверхпроводящие проводники (НТСП) с температурой перехода в сверхпроводящее состояние ниже 25 К ( $-257\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) и эксплуатируемые при температурах жидкого гелия ( $-268,95\text{ }^{\circ}\text{C}$ );

- высокотемпературные сверхпроводящие проводники (ВТСП) с температурой перехода в сверхпроводящее состояние выше 25 К, способные эффективно работать вблизи температуры жидкого азота 77,4 К ( $-195,75\text{ }^{\circ}\text{C}$ ). Жидкий азот при этом выполняет функцию не только хладагента, но и диэлектрика.

Первые НТСП были созданы около 50 лет назад. Опыт разработок ВТСП насчитывает около 30 лет. За эти годы созданы два поколения ВТСП, которые существенно ускорили работы по практическому внедрению сверхпроводимости и легли в основу достаточно широкого ряда электротехнических устройств на основе ВТСП: силовых кабелей, трансформаторов, токоограничителей, индуктивных накопителей энергии, электрических генераторов и двигателей. Рассмотрим некоторые из них.

**ВТСП – силовые кабели.** В настоящее время широким фронтом ведутся работы по созданию, внедрению и развитию силовых сверхпроводящих кабельных линий на основе ВТСП переменного и постоянного тока (ВТСП КЛ). Обе системы тока имеют свои предпочтительные области применения. Те и другие могут использоваться для:

- замены традиционных КЛ на сверхпроводящие с целью увеличения передаваемой мощности в 2–4 раза по существующим кабельным каналам;

- замены магистральных воздушных ЛЭП напряжением 110–500 кВ на ВТСП КЛ среднего напряжения с высвобождением дорогой земли в мегаполисах;

- выдачи мощности в трудных географических условиях крупных генерирующих источников непосредственно с шин генераторного напряжения в распределительную сеть энергоёмких потребителей, когда не могут использоваться высоковольтные воздушные и кабельные линии.

ВТСП КЛ постоянного тока, выполняя те же функции, что и переменного тока, позволяют дополнительно обеспечивать ограничение токов короткого замыкания и управление потоками мощности. Эти дополнительные функции особенно важны в решении современных проблем электрических сетей таких мегаполисов, как Москва и Санкт-Петербург. К проблемам относятся высокая плотность нагрузки электрических сетей и стоимость земли, которые необходимо учитывать в схемах развития электросетей; повышенные требования к надежности и качеству электроснабжения потребителей, в том числе

к многократному резервированию и соответствующему усложнению управляемости электрическими сетями и их режимами; рост токов короткого замыкания в электрических сетях, что предъявляет повышенные требования к коммутационным аппаратам, снижает их срок службы.

ВТСП КЛ постоянного тока обеспечивают:

- питание подстанций глубокого ввода с целью покрытия дефицита мощности и обеспечения электроснабжения энергоемких потребителей в электрических сетях мегаполисов без увеличения токов КЗ;

- создание кольцевых связей на среднем напряжении между подстанциями без увеличения токов КЗ для регулирования нагрузки и повышения надежности электроснабжения потребителей.

Использование в ВТСП КЛ в качестве хладагента жидкого азота с его диэлектрической прочностью, сравнимой с трансформаторным маслом, позволяет сократить толщину изоляционного слоя и уменьшить габариты высоковольтного кабеля при прочих равных условиях.

Помимо компактных размеров и решения перечисленных проблем, ВТСП КЛ обеспечивают:

- сокращение потерь электроэнергии в КЛ примерно в два раза (с учетом расхода электроэнергии на систему охлаждения сверхпроводника, на преобразование переменного тока в постоянный и инвертирование в переменный);

- практическое отсутствие электромагнитного поля вне кабеля;

- отсутствие тепловыделения в связи с тем, что рабочая температура сверхпроводника очень низка, а ВТСП КЛ снабжены теплоизоляцией весьма высокого уровня, что обеспечивает повышение пожарной и экологической безопасности.

Перечисленные преимущества ВТСП КЛ, подтвержденные как в процессе научных исследований, так и при опытно-промышленном внедрении, привлекают внимание все большего количества стран и энергокомпаний, в том числе США, Японии, Китая, Южной Кореи, Европы.

В России по инициативе и при финансировании ПАО «ФСК ЕЭС» в рамках программы НИОКР была создана ВТСП КЛ постоянного тока, которая успешно прошла в 2017 г. приемо-сдаточные испытания в АО «НТЦ ФСК ЕЭС».

Конструкция сверхпроводящего кабеля приведена на рис. 3.12. Подробнее ее описание, области применения и результаты испытания приведены в работах [40–41].

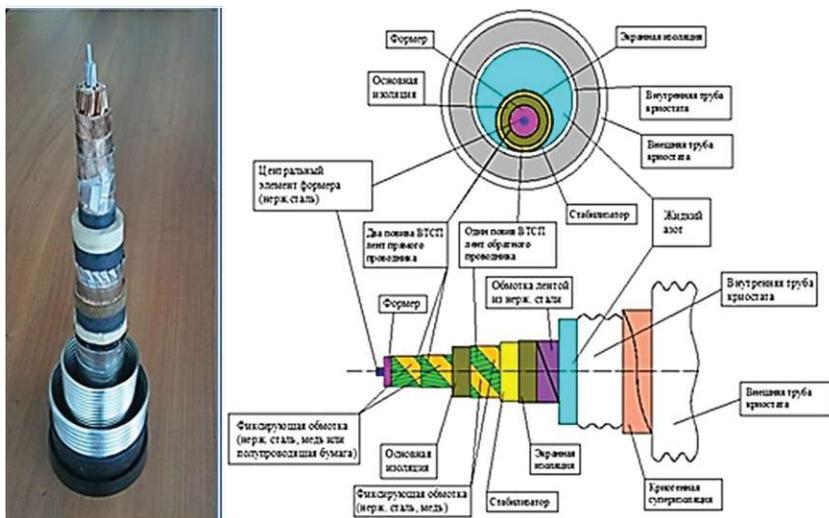


Рис. 3.12. Конструкция сверхпроводящего кабеля

ВТСП постоянного тока предназначена для установки в энергосистему Санкт-Петербурга для соединения ПС 330 кВ Центральная и ПС 220 кВ РП-9 на среднем напряжении. Длина кабеля составляет 2500 м с пятью соединительными муфтами, петля прокатки жидким азотом – 5 км. Эти параметры являются рекордными среди существующих проектов ВТСП в мире. Номинальное напряжение на стороне постоянного тока составляет 20 кВ, расчетный номинальный ток – 2,5 кА, номинальная мощность – 50 МВт.

Схема включения ВТСП КЛ постоянного тока в электрическую сеть Санкт-Петербурга представлена на рис. 3.13.

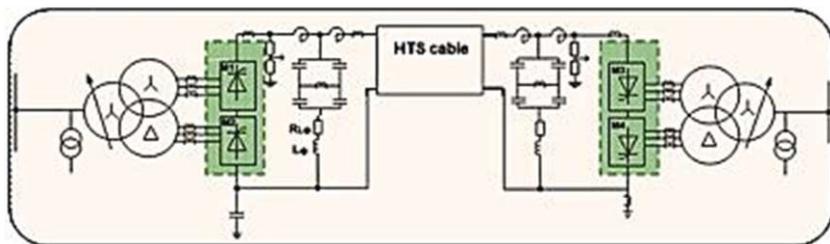


Рис. 3.13 Схема включения ВТСП КЛ с преобразователями в электрическую сеть Санкт-Петербурга

Ввод в схему ВТСП КЛ (HTS cable) постоянного тока позволяет реализовать реверсивный поток мощности между подстанциями 330 и 220 кВ, обеспечить повышение надежности электроснабжения потребителей без возникновения недопустимых (аварийных) режимов и без увеличения токов КЗ.

Потери мощности в ВТСП КЛ постоянного тока включают в себя четыре составляющие:

- в преобразователях – около 2% от мощности линии;
- связанные с теплопритоками через токовводы – около 10 Вт при номинальном токе;
- связанные с теплопритоками в холодную зону через криостат – в среднем 20 Вт/м, т.е. 50 кВт на всю длину кабеля;
- потери мощности на передачу по сверхпроводящему проводнику кабеля – не более 1% от передаваемой мощности при номинальном токе.

Таким образом, суммарные потери мощности в ВТСП КЛ постоянного тока ориентировочно не должны превышать 3% от передаваемой номинальной мощности. Испытания кабеля продолжатся в 2018–2019 гг. Ввод в опытную эксплуатацию в Санкт-Петербурге намечен на 2020 г.

**ВТСП – системы ограничения токов короткого замыкания (ВТСП СОР).** ВТСП СОР представляют собой токоограничивающие устройства, включаемые в защищаемую часть сети. Основное преимущество ВТСП СОР заключается в возможности иметь существенное низкое сопротивление по сравнению с эксплуатируемыми токоограничительными реакторами в нормальном режиме и практически безынерционно увеличивать его до требуемой величины при коротком замыкании. Это позволяет использовать ВТСП СОР в сетях с целью снижения ударных значений токов короткого замыкания (КЗ), координации токов КЗ с отключающей способностью коммутационной аппаратуры. Уникальные свойства сверхпроводящих материалов позволяют создать ограничители токов КЗ, не имеющие аналогов среди традиционных электротехнических устройств.

Основные существующие и перспективные схемы устройств для ограничения токов КЗ, в том числе ВТСП СОР, представлены на рис. 3.14 [41].

Основные направления применения систем ограничения токов в электрических сетях среднего напряжения – это защита вводных и отходящих присоединений, использование в схемах секционирования при параллельной работе оборудования на подстанциях; повышение качества электроэнергии и уровня безопасности оборудования.

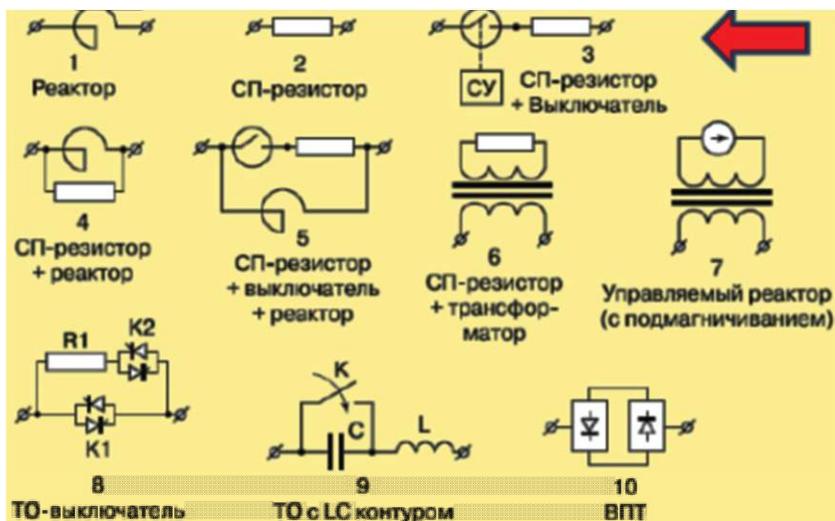


Рис. 3.14. Основные существующие и перспективные устройства для ограничения токов КЗ [42]

**ВТСП-трансформаторы.** ВТСП-трансформаторы могут быть совместимы с существующим оборудованием электрических сетей и их защитными устройствами. Нагрузочные потери в ВТСП-трансформаторах при нормальном токе могут быть уменьшены на 80–90% по сравнению с традиционными. Замена масла жидким азотом и уменьшенные размеры позволяют повысить экологическую и пожарную безопасность и устанавливать такие трансформаторы в помещениях. Уменьшение массы облегчает условия транспортирования, особенно для больших трансформаторов, включая охлаждающее устройство, а также способствует снижению материалоемкости.

ВТСП-трансформаторы обладают также рядом других привлекательных свойств: например, пониженным значением реактанса трансформатора (25% от традиционных). Это положительно влияет на условия устойчивости электроэнергетических систем и увеличивает возможности по регулированию реактивной мощности. ВТСП-трансформаторы обладают также токоограничивающей способностью. Созданы опытные образцы ВТСП-трансформаторов напряжением 20 кВ мощностью до 10 МВА.

**ВТСП-генераторы.** Одно из наиболее перспективных направлений разработки ВТСП-синхронных генераторов – их применение на ветроэлектростанциях. ВТСП позволяет при одних и тех же скоростях вращения уменьшить диаметр статора на 20% (рис. 3.15). Создан опытно-промышленный образец ВТСП ветрогенератора General Electric мощностью 2,5 МВт.

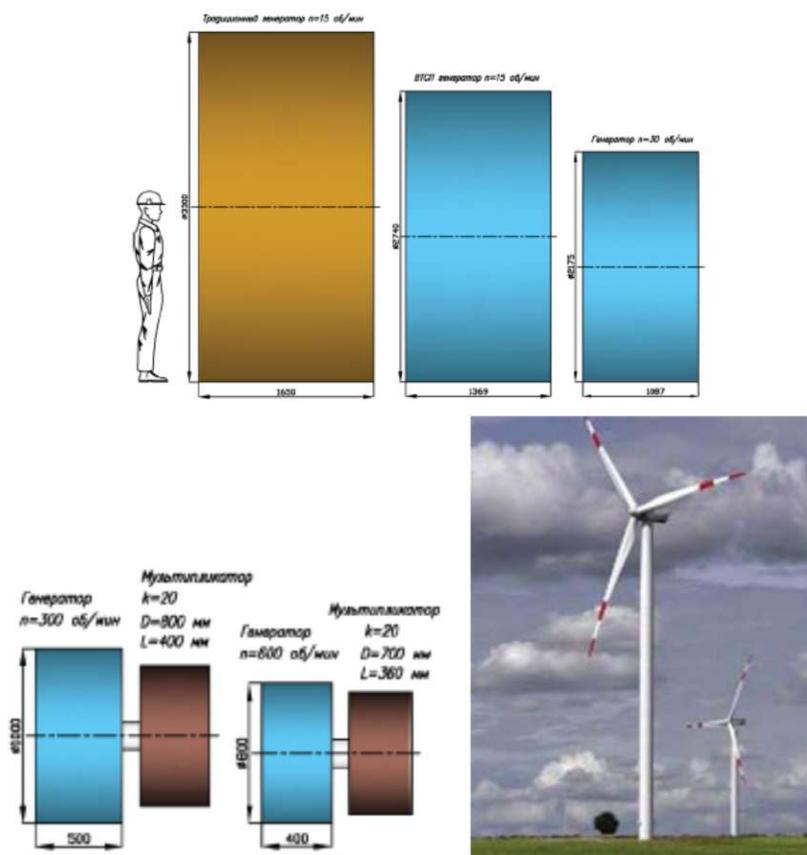


Рис. 3.15. Установка с ВТСП-генератором GE (2,5 МВт)

**Сверхпроводниковые индуктивные накопители энергии (СПИНЭ)**[36-39]. Крупные достижения в области нанотехнологий (создание ВТСП-проводников второго поколения) и совершенствование криогенной техники позволяют надеяться на существенное снижение затрат при создании систем хранения электроэнергии, что может внести революционные изменения в конструкции и условия эксплуатации энергосистем. СПИНЭ могут находить применение в электроэнергетике как одно из эффективных средств повышения режимной надежности и устойчивости электроэнергетических систем. При этом выделяются такие свойства индуктивных накопителей, как быстрдействие, высокий КПД, возможность полной автоматизации ввода и вывода энергии, большая удельная энергоемкость, регулирование активной и реактивной мощности. Перспективны СПИНЭ и как источники питания мощных импульсных устройств.

### *Система интеллектуального учета электроэнергии [2, 44].*

Учет энергетических ресурсов, в том числе электрической энергии, является основой энергосбережения и повышения энергетической эффективности страны. Без организации должной системы достоверного учета поступившей в электрические сети, отпущенной из сетей и полезно потребленной электроэнергии невозможно рассчитать балансы электроэнергии по сети в целом и ступеням напряжения, технические и фактические потери электроэнергии, а также выявить места «очагов потерь» для выработки мероприятий по их снижению. Наконец, невозможно обоснованно определить реальный эффект внедрения энергосберегающих мероприятий. Словом, чтобы эффективно экономить электроэнергию, ее нужно точно измерять.

Передовой зарубежный и отечественный опыт показывает, что наиболее перспективным путем совершенствования системы коммерческого учета электроэнергии на оптовом и розничном рынках является автоматизация - создание и внедрение автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) с постепенным переходом к полнофункциональной модели Smart Metering, как части интеллектуальной электрической сети Smart Grid.

К сожалению, широко используемые в российских и зарубежных публикациях понятия «интеллектуальные измерения» (Smart Metering), «интеллектуальный учет», «интеллектуальный счетчик», «интеллектуальная сеть» (Smart Grid) не имеют строгих определений и допускают различные толкования. При этом в различных странах эти понятия трактуют по-разному. С другой стороны, в ходе разработки техники и технологий Smart Metering, пилотного внедрения и тиражирования были установлены шесть некоторых общих основных признаков, а именно:

- наличие дополнительных функциональных возможностей приборов интеллектуального учета, в том числе измерение мощности за короткие периоды, контроль коэффициента мощности, измерение времени, даты и длительности провалов и отсутствия питающего напряжения, показателей качества электроэнергии;

- самодиагностика счетчиков и наличие защиты от хищения электроэнергии, в том числе фиксация в журнале событий вскрытия кожуха, крышки клемной колодки, воздействий сильного магнитного поля и других воздействий как на счетчик, так и на его информационные входы и выходы;

- возможность управлять нагрузкой и функция подачи команд на включение и отключение электрических приборов;

- предоставление потребителям и энергоснабжающим организациям возможности выбирать вид тарифа в зависимости от объема и профиля потребления электроэнергии;

- адаптивное управление потребителями – в частности, временное ограничение потребления в «пиковые» часы; веерное управление потребителями для повышения надежности энергосистемы;

- интеграция измерений учета всех энергоресурсов потребителя (тепла, воды, газа) для минимизации расходов на их оплату и создания единых центров учета всех энергоресурсов.

На сегодняшний день, несмотря на значительные усилия и затраты на совершенствование и автоматизацию системы учета электроэнергии в России, лишь около 9% этой системы отвечают всем перечисленным выше признакам.

Опыт показал, что для систем интеллектуального учета энергоресурсов особое значение имеют вопросы защиты от несанкционированного доступа баз данных, программного обеспечения, средств связи и передачи информации. В этом направлении и в России, и за рубежом в настоящее время ведутся активные работы. Вопрос становится особенно актуальным при применении приборов учета со встроенными силовыми реле и возможностью дистанционного ограничения потребления.

Задача сегодня состоит в том, чтобы в первую очередь разработать соответствующую нормативную базу, определить регионы и электросетевые организации для первоочередного внедрения интеллектуального учета электроэнергии. Следует также принять своевременные меры для снижения получения отрицательного эффекта рисков. Эти меры в своей основе должны иметь:

- тщательное обследование существующей системы учета;
- анализ балансов, технических и фактических потерь электроэнергии, метрологическое обеспечение приборов учета электроэнергии;

- всестороннее технико-экономическое обоснование проектов создания и внедрения интеллектуального учета;

- разработку нормативной базы внедрения системы учета электроэнергии и внутренних корпоративных регламентов по организации ее эксплуатационного обслуживания, актуализации и ведения баз данных, их администрирования и защиты от несанкционированного доступа;

- интеграцию системы с другими задачами для повышения ее технологичности, окупаемости и снижения стоимости обслуживания.

Как уже отмечалось, внедрение интеллектуального учета является основой и первым этапом перехода к построению «умной» электрической сети, к разработке технологических решений «Умный город», «Умный дом», «Активный потребитель».

## Зарубежный опыт по снижению

### технических и нетехнических потерь электрической энергии

*Основные цели, принципы и этапы энергосбережения и повышения энергетической эффективности в электрических сетях промышленно развитых стран.* Международный опыт энергосбережения, в том числе снижения потерь электроэнергии в электрических сетях, свидетельствует о том, что в мире существуют общие принципы и подходы к решению этой важнейшей проблемы, которая с каждым годом становится все более актуальной. Эти принципы находят отражение в международных и национальных нормативно-правовых актах и стандартах, отраслевых нормах, технической и энергетической политике и регламентах и сводятся в основном к следующему.

Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях – часть общей задачи энергосбережения и повышения энергетической эффективности в электроэнергетике. Основные цели решения этой задачи – сдерживание роста цен на потребление энергоресурсов, охрана окружающей среды, обеспечение живущего населения планеты и будущих поколений количеством энергии, необходимым для комфортного проживания. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности – часть культуры любой страны. Чем эта культура выше, тем более развита экономика страны, ее техническая и технологическая инфраструктура, тем выше ответственность ее общества, более ощутимы результаты в энергосбережении и в обеспечении достойной жизни членов этого общества.

Энергосбережение и повышение энергетической эффективности – системная проблема. Ее решение должно быть комплексным, включая в себя вопросы нормативного, организационного, информационного, технического, технологического, экономического, профессионально-подготовительного и образовательного обеспечения.

Энергосбережение и повышение энергетической эффективности – также технико-экономическая проблема. Не любое энергосбережение экономически выгодно и технически возможно. Для выбора соответствующих мероприятий и очередности их внедрения необходим тщательный технический и экономический анализ: от проектирования развития объектов энергосбережения до оперативного управления.

Энергосбережение и повышение энергетической эффективности можно назвать клиентомотивированной проблемой. Ее решение должно основываться не на узких корпоративных целях получения прибыли сегодня, а на учете на долговременную перспективу взаимной выгоды всех участников процесса, в первую очередь – потребителей энергоресурсов, которые являются конечными плательщиками реализации энергосберегающей политики. При этом задача энергосбережения и повышения энергетической эффективности должна решаться путем активного взаимодействия энергоснабжающих организаций и потребителей.

Таким образом, энергосбережение и повышение энергетической эффективности – непрерывная проблема, требующая постоянных усилий, внимания и улучшения результатов с учетом собственного накопленного опыта и анализа лучших международных и отечественных практик. За многие годы эти практики выработали стандартный порядок действий (этапов) в разработке и реализации программ энергосбережения: постановка целей и задач энергосбережения; измерения, расчет и анализ; выбор и реализация энергосберегающих мероприятий; контроль результатов внедрения и действия по дальнейшему улучшению этих результатов. Перечисленные этапы отражены в нашем широком распространении за рубежом и в России стандарте ISO 50001 по системе энергетического менеджмента.

Важнейшим из этапов энергоменеджмента (системы управления энергосбережением) является этап измерений, расчета и анализа текущего состояния вопроса о энергосбережении на предприятии. От тщательности и достоверности выполнения этого этапа в конечном счете зависит весь результат работы в целом.

Применительно к снижению потерь электроэнергии в электрических сетях этот этап основывается на так называемом структурированном подходе. Чем подробнее, обоснованнее и точнее известна структура технических и нетехнических потерь электроэнергии с их разбивкой по оборудованию сетей, уровням напряжения, участкам сетей, структурным подразделениям, динамике по времени суток, месяцам, кварталам и годам, тем эффективнее и более целенаправленными будут мероприятия по снижению потерь. При этом первоочередное значение на этапе измерений, расчетов и анализа приобретают точность и оперативность измерений и расчетов балансов и технических потерь электроэнергии, мониторинг и анализ выхода фактических значений потерь за допустимые пределы. Всем эти вопросам в передовых промышленно развитых странах уделяется особенно большое внимание. Приведем опыт отдельных стран в снижении технических и нетехнических потерь электроэнергии в электрических сетях, основанный на рассмотренных принципах и структурных составляющих потерь [2, 44, 45].

**Компенсация реактивной мощности.** В ряде стран в системе расчета тарифов на мощность или электроэнергию с целью стимулирования установки компенсирующих устройств введены поправочные коэффициенты, зависящие от коэффициента мощности нагрузки. В частности, в Индии, при  $\cos\varphi > 0,995$  вводится скидка 7%, при  $\cos\varphi < 0,9$  вводится штраф 2%. Кроме того, существуют две составляющие тарифа: за активную и полную потребленную энергию. Чем ближе  $\cos\varphi$  к единице, тем меньше полная потребляемая мощность и, соответственно, плата за нее.

В Италии и Великобритании введены тарифы за потребление реактивной энергии, отраженные в табл. 3.7 и 3.8.

Таблица 3.7

**Тарифы за потребление реактивной энергии (Италия)**

cosφ	Больше 0,9	0,9...0,8	Меньше 0,8
tgφ или Q/P	Меньше 0,5	0,5...0,75	Больше 0,75
Тариф за потребление реактивной энергии, евро/кВар·ч			
Низкое напряжение	0	0,032	0,042
Среднее напряжение	0	0,015	0,019

Таблица 3.8

**Тарифы за потребление реактивной энергии (Великобритания)**

cosφ	Больше 0,9	Меньше 0,9
tgφ или Q/P	Меньше 0,5	Больше 0,5
Тариф за потребление реактивной энергии, фунт/кВар·ч		
Низкое напряжение	0	0,0056
Среднее напряжение	0	0,0036

Для России по аналогии с развитыми зарубежными странами целесообразно на законодательном уровне ввести тарифы за потребление (выдачу) реактивной энергии для крупных потребителей или систему скидок и надбавок за оплату потребленной электроэнергии в зависимости от величины коэффициента мощности. Необходимо также разработать порядок расчета и закрепления в бухгалтерской отчетности электросетевых организаций экономического эффекта от внедрения компенсирующих устройств и энергосберегающих мероприятий. Это позволит более активно внедрять данные мероприятия и официально использовать полученный эффект для возврата экономленных денежных средств инвесторам или для их использования на дальнейшее энергосбережение, если мероприятие внедрено из собственной прибыли.

**Применение энергоэффективных распределительных трансформаторов.** Все больше зарубежных стран при замене физически изношенных и морально устаревших трансформаторов устанавливают новые с уменьшенными потерями холостого хода и короткого замыкания с сердечниками из аморфных сплавов. При этом, несмотря на значительно более высокую стоимость таких трансформаторов по сравнению с традиционными, они оказываются более выгодными, если учитывать так называемые капитализированные потери электроэнергии за весь срок службы трансформатора – стоимость его владения. В частности, в 2007 г. Министерство энергетики США (U.S. Department of Energy, DDE) утвердило новые требования к эффективности распределительных трансформаторов, вступившие в силу с 01.01.2010 г. В США – более 50 млн распределительных трансформаторов (80% у энергокомпаний и 20% у потребителей).

При анализе работы сетей региона Pacific Northwest (Северо-западное тихоокеанское побережье США) было установлено, что потери в распределительных трансформаторах составляют более 30% от суммарных технических потерь, в то время как доля трансформаторов, питающих ПС, – всего 20%. Поэтому замена физически и морально изношенных распределительных трансформаторов – это значительный резерв снижения потерь в сетях.

*Энергоэффективные провода воздушных линий электропередачи, кабельные линии среднего и низкого напряжения как основа интеллектуальных электрических сетей.* Все больше стран применяют на новых и реконструируемых воздушных линиях электропередачи провода повышенной механической прочности и электрической проводимости. Особенно актуально это на длинных переходах через реки, в местах с неблагоприятными климатическими условиями (повышенными потерями на корону), на участках сетей с существенно неравномерными графиками нагрузки и т.п.

Вместе с тем все больше европейских стран в последние годы осуществляют замену воздушных линий электропередачи 1–100 кВ на подземные кабельные линии. Лидер такой замены – французская компания ERDF, которая после 2000 г. 98% линий среднего напряжения проложила под землей. При этом с целью повышения надежности электроснабжения потребителей и сокращения длительности перерывов электроснабжения сеть 0,4 кВ из радиального переводится в режим кольцевого с разомкнутыми резервными переключениями. Основные причины такого перевода – это:

- повышение надежности и безопасности электроснабжения по подземным кабельным линиям;
- уменьшение воздействия на окружающую среду и освобождение территорий под строительство ВЛ;
- непрерывное снижение затрат на строительство новых подземных линий;
- снижение потерь в линиях.

Удорожание стоимости кабельных линий компенсируется учетом стоимости ее владения, которая при прочих равных условиях оказывается меньше, чем стоимость внедрения воздушных линий электропередачи.

*Газоизолированные линии.* Высокая пропускная способность и низкий уровень потерь дают возможность осуществлять прямое подключение газоизолированных линий (ГИЛ) к ВЛ, продолжая линию под землей. ГИЛ производства Siemens длиной 4 км была проложена в туннеле гидроаккумулирующей электростанции в немецком регионе Шварцвальд в 1975 г. Проверка после 30 лет эксплуатации показала, что все компоненты находятся в отличном состоянии и система будет надежно работать еще многие годы. В 2010 г. была введена в работу ГИЛ длиной около 1 км в аэропорту Франкфурта-на Майне.

**Воздушные линии и линии передачи постоянного тока на сверхдальние расстояния.** Потери в воздушных линиях передачи электроэнергии на постоянном токе при сверхвысоком напряжении (HVDC) включают в себя потери в линии и потери в преобразователях переменного тока в постоянный. Потери в оконечных преобразователях составляют примерно 1,0–1,5% от передаваемой мощности. Поскольку реактивная мощность на постоянном токе не передается, то потери в линии являются меньшими по сравнению с переменным током. Согласно исследованиям компании АВВ практически во всех случаях при передаче одной и той же мощности на сверхдальние расстояния (более 500 км) общие потери при передаче постоянного тока были меньше, чем в линиях переменного тока.

Китайская компания China Southern Power Grid в период 2010–2013 г. построила линию постоянного тока, соединяющую группу ГЭС в провинции Юньнань с центрами нагрузок в провинции Гуандун. Линия протяженностью 1418 км работает на напряжении  $\pm 800$  кВ и способна передавать 5000 МВт. Эффективность обеспечивается за счет сокращения потерь при передаче на 40% по сравнению с линией переменного тока аналогичной мощности.

В августе 2014 г. в Бразилии введена в работу самая длинная в мире линия HVDC, соединяющая новую гидроэлектростанцию на реке Мадейра с центром нагрузок на юго-востоке страны. Протяженность линии составляет 2375 км, напряжение –  $\pm 600$  кВ, пропускная способность – 7100 МВт. Потери в линии примерно на 50% меньше, чем у аналогичной ЛЭП переменного тока. Проект реализован консорциумом компаний АВВ, испанской Abengoa Group и бразильской Abengoa Construção Brasil. Более подробное описание зарубежного опыта развития электрических сетей постоянного тока сверхвысокого и ультравысокого напряжения дано в разделах 2.1 и 2.6.

**Сверхпроводниковые кабельные линии электропередачи переменного тока.** Одна из первых ВТСП КЛ включена в реальную сеть в 2006 г. в штате Огайо США. Общая продолжительность работы под нагрузкой составила более 35000 ч. Длина кабеля – 200 м, номинальное напряжение – 132 кВ, номинальный ток – 3кА, номинальная мощность – 69 МВА.

В городе Йокогама (Япония) в 2012 г. включена в работу ВТСП КЛ длиной 250 м. Номинальное напряжение составило 66 кВ, номинальный ток – 1,75 кА, номинальная мощность – 20 МВА. Потери мощности в фазе при 2 кА составляют 1 Вт/м.

В 2014 г. в г. Эссене (Германия) в реальную сеть города включена ВТСП КЛ для связи между двумя подстанциями последовательно с токоограничителем. Длина кабеля – 100 м, номинальное напряжение – 10 кВ, номинальный ток – 2,4 кА, номинальная мощность – 40 МВА. Расчетные токи КЗ составляют до 20 кА, ограниченный ток – не более 5 кА. Проект позволил вывести из эксплуатации один силовой трансформатор 40 МВА и высоковольтную линию 110 кВ.

**Сверхпроводниковые кабельные линии электропередачи постоянного тока.** В 2011 г. в Китае реализован проект ВТСП КЛ IEE CAS для электроснабжения подстанции, питающей алюминиевое производство. Длина кабеля составляет 362 м, номинальное напряжение – 1,3 кВ, номинальный ток – 10 кВ, номинальная мощность – 10 МВт.

В 2014 г. в Южной Корее ВТСП КЛ постоянного тока напряжением 80 кВ с передаваемой мощностью 500 МВт и длиной 500 м включена в работу в энергосистему острова Чеджу. Имеются планы по созданию кабелей постоянного тока на 30, 180 и 250 кВ с передаваемой мощностью до 10 ГВт.

В 2015–2016 гг. на острове Хоккайдо (Япония) реализованы две фазы проекта ВТСП КЛ 10 кВ постоянного тока длиной 500 м на первом этапе с номинальным током 5 кА и передаваемой мощностью 100 МВт, и длиной 100 м, на втором этапе – с номинальным током 2,5 кА и передаваемой мощностью 50 МВт. Планируется размещение на острове Хоккайдо третьей ВТСП КЛ длиной 10 км.

Более чем 10-летний опыт внедрения и эксплуатации опытно-промышленных ВТСП КЛ переменного и постоянного тока подтвердил перспективность их практического использования в электроэнергетике уже в обозримом будущем [40]. Для этого необходимо:

- продолжить исследования, направленные на поиск путей снижения стоимости сверхпроводников, криогенной техники и НИОКР, повышение эффективности криогенного оборудования и тепловой изоляции;
- создать и внедрить стандарты по производству и нормам испытания ВТСП-оборудования;
- преодолеть консерватизм энергокомпаний по внедрению новой техники.

Этот опыт также дает надежду на то, что сверхпроводниковые линии электропередачи не только помогут решить актуальные проблемы электроснабжения потребителей в мегаполисах на сравнительно коротких протяженностях и на среднем номинальном напряжении, но могут стать частью будущих магистральных электрических сетей. Здесь наиболее перспективным видится применение ВТСП КЛ для связи несинхронизированных энергосистем, для протяженных подводных кабельных линий постоянного тока в межгосударственных энергообъединениях.

В целом, кроме рассмотренных выше направлений снижения технических потерь электроэнергии в электрических сетях, в зарубежных странах внедряется практически весь набор традиционных мероприятий, известных и применяемых в России. При этом заметим, что эффект от внедрения капиталоемких мероприятий по снижению технических потерь электроэнергии, как правило, невелик и не превышает 3–5% от суммарной величины технических потерь, не окупаясь в приемлемые сроки только за счет снижения потерь.

Этот эффект для большинства таких мероприятий является сопутствующим наряду с эффектом от повышения пропускной способности сетей, надежности и качества электроснабжения потребителей.

#### ***Опыт снижения нетехнических потерь электроэнергии.***

Основные резервы снижения фактических потерь электроэнергии в электрических сетях за рубежом, так же, как и в России, заключаются в снижении нетехнических потерь. При этом нетехнические потери имеют место, как правило, в тех странах и электросетевых компаниях, где фактические потери превышают 8–10%. Если относительные потери ниже указанного уровня, необходимо принимать постоянные меры по поддержанию потерь на достигнутом уровне. Ослабление усилий неизбежно приводит к росту хищений электроэнергии, недопустимым погрешностям приборов учета и фактических потерь в целом. Как показывает анализ, стратегическим направлением снижения нетехнических потерь электроэнергии и их поддержания на минимальном уровне во всем мире является автоматизация учета электроэнергии с исключением человеческого фактора из процесса сбора и обработки показаний счетчиков электроэнергии, защита приборов учета и измерительных цепей от несанкционированного доступа к ним с целью хищения электроэнергии.

В последние годы с созданием и развитием интеллектуальных активно-адаптивных электрических сетей (Smart Grid) в качестве их информационной базы и одной из главных составляющих получили широкое развитие автоматизированные интеллектуальные системы учета электроэнергии (Smart Metering). Ниже представлен обзор развития и эффективности внедрения интеллектуального учета электроэнергии в ряде зарубежных стран.

**Италия.** Один из лидеров и первопроходцев в области внедрения Smart Metering – компания Enel, создавшая в 2000–2005 гг. систему автоматизированного учета электроэнергии Telegestore. Система состоит из трех основных частей: дистанционной системы учета, системы управления абонентами и системы предоставления дополнительных услуг. В качестве коммуникационной среды для передачи информации была использована распределительная сеть низкого напряжения (PLC-технология), а также телекоммуникационная сеть общего пользования. В состав системы Telegestore входят счетчики электроэнергии, концентраторы, модемы, центральная система и операционный зал.

В процессе реализации данного проекта было заменено и установлено более 33 млн счетчиков; установлено 350 тыс. концентраторов; осуществлены инвестиции в сумме 2 млрд евро. В проекте участвовали более 15000 чел.; 650 региональных фирм по замене счетчиков; 5 предприятий, производящих приборы учета в Европе и Азии; более 50 поставщиков компонентов для счетчиков. По оценке

компания Enel, ежегодная экономия благодаря вводу в работу системы Telegestore составила 500 млн евро, срок окупаемости инвестиций – примерно 5 лет. Удалось взять под контроль более 3 млн неплательщиков, что привело к снижению нетехнических потерь электроэнергии.

**Швеция.** Интересная система дистанционного учета электроэнергии внедрена во втором по величине шведском городе Гетеборге с населением около 0,5 млн чел. Компания Göteborg Energi объединила 265 тыс. приборов учета в сеть при помощи 8 тыс. концентраторов. Для объединения концентраторов в систему учета Amir (производства корейской компании Nuri Telecom) используется связь GPRS или оптическое волокно, а для соединения приборов учета с концентраторами применен североамериканский стандарт беспроводной связи ZigBee. При реализации проекта установлены однофазные счетчики производства General Electric, трехфазные – Aidon и Kamstrup. После ввода автоматизированной системы учета в эксплуатацию компания Göteborg Energi создала отдельную бизнес-единицу для оказания новых коммерческих услуг. Проект реализован в период 2007–2011 гг., срок его окупаемости составляет около 15 лет.

Уже в 2003 г. шведское правительство обязало компании к июлю 2009 г. перейти на счетчики электроэнергии, обеспечивающие автоматическое ежемесячное снятие показаний. Учитывая большое количество операторов систем распределения электроэнергии, с 2003 г. в стране реализовали большое число проектов по установке интеллектуальных счетчиков. В итоге на создание национальной сети интеллектуальных счетчиков потребовалось около 150 проектов общим объемом около 15 млн евро, в рамках которых было установлено около 5 млн интеллектуальных счетчиков.

**Франция.** Реализация демонстрационного проекта Pilot Linky началась в 2007 г. Было установлено 300000 интеллектуальных счетчиков. С основой на результатах пилотной фазы проекта осуществляется подготовка проекта по созданию национальной сети. Активная фаза проекта предполагает установку 35 млн интеллектуальных счетчиков – ожидаемые инвестиции составят около 4 млн евро. С января 2012 г. планируется установка только электронных счетчиков, количество которых к концу 2016 г. должно составить 95% от общего количества счетчиков.

**Мальта.** Установка интеллектуальных счетчиков на Мальте началось в 2008 г. в рамках пятилетнего пилотного проекта, предполагающего установку 250000 счетчиков. Пилотный проект, в котором используется технология итальянской компании Enel, нацелен на выявление возможных проблем перед планируемой заменой всех счетчиков электроэнергии и расхода воды.

**Финляндия.** В Финляндии установка интеллектуальных счетчиков также идет полным ходом. Новый законодательный акт по рынку электроэнергетики (акт № 66/2009 по составлению отчетов по электроснабжению и измерению электроэнергии) требует, чтобы все точки потребления с током свыше 63А были оснащены дистанционными счетчиками, снимающими показания ежечасно. По приблизительным оценкам Министерства труда и экономики, суммарные расходы на установку счетчиков составят 565–940 млн евро (для 2,2 млн потребителей, которые пока не имеют ANR-системы автоматического считывания показаний приборов учета).

**Великобритания.** Национальную программу внедрения интеллектуальных счетчиков в Великобритании планируется завершить в 2020 г., инвестиции составят более 11 млрд евро. В 2014 г. Объединенный исследовательский центр ЕС при сотрудничестве с Генеральной дирекцией Европейской комиссии по энергетике провел сравнительный анализ рентабельности проектов интеллектуального учета электроэнергии. Результаты этого анализа опубликованы в отчете «Оценка процесса внедрения систем интеллектуального учета в странах ЕС-27». Согласно этому отчету в целом в ЕС приняли решение о внедрении систем интеллектуального учета электроэнергии к 2020 г. 16 стран: Австрия, Дания, Эстония, Финляндия, Греция, Ирландия, Италия, Люксембург, Мальта, Нидерланды, Польша, Румыния, Испания, Швеция и Великобритания. Германия, Латвия и Словакия на основании экономических расчетов приняли решение о выборочном внедрении систем Smart Metering. Бельгия, Чехия и Литва решили не проводить масштабное внедрение системы интеллектуального учета в связи с отрицательным результатом анализа рентабельности. Португалия сообщила, что не удовлетворена полученными результатами.

Таким образом, в целом по ЕС положительные результаты получены более чем в 2/3 государств, где ведутся активные работы по внедрению Smart Metering. Для установки 200 млн средств интеллектуального учета в странах ЕС до 2020 г. и охвата около 72% европейских потребителей этими средствами потребуются дополнительные инвестиции в размере 35 млрд евро, что в рублях составляет около 2600 млрд руб.

Следует заметить, что работы по установке средств интеллектуального учета электроэнергии ведутся не только в Европе, но и в странах других континентов: Бразилии, Индии, Китае, Японии, США, Канаде и многих других.

Одним из направлений снижения нетехнических потерь электроэнергии за счет уменьшения количества неоплаченной электроэнергии является внедрение систем предоплаты. Такие системы активно используются в Германии, США, Великобритании и других странах.

## Выводы

1. Повышение энергетической эффективности электрических сетей является частью комплексной проблемы по выполнению нормативов надежности, качества и экономичности передачи и распределения электроэнергии. Для обеспечения этих нормативов на уровне современных требований и передовых мировых достижений необходимы разработка и внедрение инновационных техники и технологий.

2. Развитие и промышленное внедрение инноваций носит объективный циклический характер, включающий в себя зарождение идей и научных открытий; разработку опытно-промышленных образцов; широкое внедрение новых ключевых технологий в отраслях промышленности, в том числе в электроэнергетике; моральное и физическое старение техники и технологий; появление новых технологий и т.д. Чем короче эти циклы, тем более конкурентоспособны отдельные государства на мировых рынках, тем эффективнее их экономика, тем выше жизненный уровень граждан этих государств.

3. Энергетика – базовая отрасль экономики. От уровня ее развития решающим образом зависит экономика государств в целом, их национальная и энергетическая безопасность, социальные условия жизни населения, развитие и эффективность отраслей промышленности.

4. Инновационное развитие энергетики в целом и электросетевого комплекса в частности должно основываться на активной поддержке государством и бизнесом отраслевой и фундаментальной науки, системы специального высшего образования, повышения квалификации персонала. Увеличение человеческого капитала в электроэнергетике должно развиваться и совершенствоваться в приоритетном порядке одновременно с техникой и технологиями управления энергетической эффективностью в отрасли.

5. Внедрение инновационных технологий и техники в электрических сетях – не самоцель, а средство для более эффективного решения конкретных задач оптимального управления режимами и эксплуатационным обслуживанием сетей и их развитием, обеспечения приемлемых для потребителей тарифов на услуги по передаче электроэнергии. Внедрение инноваций должно быть технико-экономически обоснованным, опираясь на опыт передовых отечественных и зарубежных электросетевых предприятий.

6. Одновременно с разработкой и внедрением инновационных техники и технологий в электроэнергетике, которые, как правило, дороже традиционных, должны развиваться и совершенствоваться методы системной оценки ожидаемого и фактического технико-экономического эффекта от внедрения инноваций. Эти методы должны основываться на тщательном мониторинге и анализе результатов внедрения новой техники и технологий в демонстрационных проектах и широкой практике.

## Список рекомендуемой литературы

1. Воротницкий, В.Э. Основные направления энергосбережения и повышения энергетической эффективности в электрических сетях / В.Э. Воротницкий // Сб. лекций «Современное состояние и перспективы развития электроэнергетики». – М.: Машиностроение, 2014. – С. 380.
2. Воротницкий, В.Э. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в электрических сетях / В.Э. Воротницкий. – М.: «Интехэнерго-Издат»; «Теплоэнергетик», 2016. – С. 336.
3. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Единой национальной электрической сети / О.М. Бударгин, Р.Н. Бердников, М.Б. Шимко и др. – ОАО «ФСК ЕЭС»; ООО ИПК «Платина», 2003. – С. 162.
4. Кондратьев, Н.Д. Большие циклы конъюнктуры и теория предвидения / Н.Д. Кондратьев. – М.: Экономика, 1920.
5. Глазьев, С.Ю. Стратегия опережающего развития России в условиях глобального кризиса / С.Ю. Глазьев. – М.: Экономика, 2010. – С. 255.
6. Воронков, Э.Н. Возобновляемая энергетика должна стать ключевым фактором нового экономического цикла / Э.Н. Воронков // Изв. Академии электротехнических наук РФ. – Вып. – 18. – 2016. – Декабрь.
7. Марченко, В.И. К 100-летию выхода в свет книги А.А. Эйхенвальда «Электричество»: Первый отечественный фундаментальный учебник о природе и практическом применении электричества // Изв. Академии электротехнических наук РФ. – № 1. – 2011.
8. Шателен, М.А. Русские электротехники. – ГЭИ, 1950.
9. Тесла, Н. Статьи. – Самара: Издательский дом «Агни», 2008.
10. Развитие электроэнергетики в России в 1920–1991 гг. и формирование оптового рынка электроэнергии в ЕЭС России в 1989–2000 гг. / Б.Д. Сюткин, М.К. Получальников. – М.: Издательский дом МЭИ, 2016. – С. 186.
11. Положение ОАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе». Утв. Советом директоров ОАО «Россети» (протокол от 23.10.2013 г. – № 138).
12. Подковальников, С.В. Интеграционные процессы в мировой электроэнергетике и возможная роль ЕЭС России в формировании Евразийского и глобального энергообъединения / С.В. Подковальников, В.А. Савельев, Л.Ю. Чудинова // Электро. – № 2. – 2017.
13. Семенов, В.А. Мне повезло в жизни: Единая энергетическая система России. Воспоминания старейших энергетиков: сб. статей / под ред. П.С. Непорожного и А.Н. Семенова. – М.: Энергоатомиздат, 1988.
14. Веников, В.А. О задачах научно-технических разработок, связанных с проблемой АСУ ЕЭС СССР / В.А. Веников // Изв. АН СССР. – Энергетика и транспорт. – № 2. – 1972.
15. Электрические системы. Автоматизированные системы управления режимами энергосистем: монография / В.А. Богданов, В.А. Веников, Я.Н. Лугинский и др. / под ред. В.А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1979.

16. Основные научно-технические требования к созданию интегрированной отраслевой автоматизированной системы управления Минэнерго СССР (ИАСУ Энергия) // СПО «Союзтехэнерго». – М., 1989.
17. Основные положения по созданию АСУ ПЭС // СПО «Союзтехэнерго». – М., 1989. РД 34.08.501-89.
18. Нестеренко, В.Л. Оперативно-информационные комплексы и системы технологических задач / В.Л. Нестеренко, Ю.Д. Карасев // Энергоэксперт. – № 2. – 2013.
19. Софьин, В.В. ПИР на весь электросетевой комплекс / В.В. Софьин, Д.С. Капустин, А.Е. Туманин // Энергоэксперт. – 2017. – № 3. – С. 22–24.
20. Материалы круглого стола «Умная инфраструктура «Энерджинет» как будущее российской экономики». ПАО «Россети» // «Эксперт–медиахолдинг»; Агентство стратегических инициатив. – М., Президент-отель, 28.06.2016.
21. Цифровой переход в электроэнергетике России: Экспертно-аналитический доклад / под общ. ред. В.Н. Княгинина, Д.В. Холкина. – Центр стратегических разработок. – М., 2017.
22. Кужеков, С.С. Концепция создания АСТУ распределительных сетей. Основные направления. – Презентация ПАО «Россети», 25.06.2015 г.
23. Гвоздев, Г.В. Статические устройства управления режимами энергосистем / Г.В. Гвоздев, А.В. Дроздов, В.И. Кочкин и др. // Электрические станции. – № 5. – 2011.
24. Воротницкий, В.Э. Эффективность компенсации намагничивающего тока и минимальной нагрузки распределительных трансформаторов сельскохозяйственного назначения / В.Э. Воротницкий, А.З. Красновский, В.Г. Пекелис и др. // Электрические станции. – 1987. – № 6. – С. 60–63.
25. Инновационная деятельность ОАО «Россети» // Электроэнергия. Передача и распределение: Спецвыпуск. – 2014. – Декабрь.
26. Князев, В.В. Энергоэффективная технология передачи электрической энергии на напряжении 0,95 кВ / В.В. Князев // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2016. – № 5 (38). – С. 42–45.
27. Савинцев, Ю.М. Энергоэффективные распределительные трансформаторы: проблемы и надежды / Ю.М. Савинцев, Р.Н. Карамутдинов, В.А. Боков // Бизнес-навигатор [www.energo gazeta.ru](http://www.energo gazeta.ru). – 2010. – Июнь.
28. Трансформатор с симметрирующим устройством доказал свою эффективность // Рынок электротехники. – № 4. – 2008.
29. Боков, Г.С. Новые идеи для воздушных линий электропередачи / Г.С. Боков // Энергоэксперт. – 2015. – № 1. – С. 10–19.
30. Фернандо, Нуньо. Микролегированные медные провода для воздушных линий электропередачи // Кабель-news. – 2014. – № 5. – С. 42–47.
31. III Всероссийская конференция «Технико-экономические аспекты развития электрических сетей 20 кВ» // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2017. № 4 (34). – С. 18–26.

32. Елистратов, В.В. Возобновляемая энергетика / В.В. Елистратов // 3-е изд., доп. – СПб.: Изд-во Политех. ун-та, 2016. – С. 424.
33. Баторшин, В.А. Успехи альтернативной энергетики за рубежом / В.А. Баторшин, В.Р. Котлер // Энергохозяйство за рубежом. – 2017. – № 2 (91). – С. 21–28.
34. Аэрокосмическая энергетика как ключ к решению проблем национальной безопасности Российской Федерации. Вып. 1. – 2017. – Сентябрь.
35. Райкунов, Г.Г. Перспективы, проблемы и пути создания лазерных космических электростанций / Г.Г. Райкунов, В.А. Комков, В.К. Сысов и др. // Изв. Академии наук. Энергетика. – 2017. – № 2. – С. 165–175.
36. Новиков, Н.Л. Система аккумулирования электроэнергии для обеспечения надежности работы ЭЭС / Н.Л. Новиков, А.Н. Новиков // Энергоэксперт. – 2017. – № 2. – С. 34–42.
37. Новиков Н.Л. Мировой опыт эксплуатации электрохимических систем накопления энергии за период 2014–2016 гг. / Н.Л. Новиков, А.Н. Новиков, А.Д. Гейснер // Энергоэксперт. – 2017. – № 3. – С. 26–32.
38. Сон, Э.Е. Гибридная система накопления энергии / Э.Е. Сон, К.К. Деньщиков, А.З. Жук и др. // Энергоэксперт. – 2017. – № 4. – С. 47–53.
39. Моржин, Ю.И. Инновационно-революционные сверхпроводники / Ю.И. Моржин, Ю.Г. Шакарян, В.Э. Воротницкий // Инновации в электротехнике. – 2008. – № 2. – С. 56–59.
40. Сытников, В.Е. Состояние работ по созданию сверхпроводящих кабельных линий в России и мире. Краткий обзор / В.Е. Сытников // Энергия единой сети. – 2017. – № 1 (30). – С. 14–27.
41. Корсунов, П.Ю. Сверхпроводящие кабели. Проект ВТСП КЛ по соединению ПС 330 кВ Центральная и ПС 220 кВ РП-9 в Санкт-Петербурге / П.Ю. Корсунов, Т.В. Рябин, В.Е. Сытников // Энергия единой сети. – 2017. – № 3 (32). – С. 28–36.
42. Панцирный, В. Инновационная энергетика (сверхпроводниковая индустрия) / В. Панцирный // ОАО «Русский сверхпроводник». Презентация. – Обнинск, 03.07.2013.
43. Теоретические основы, методы и модели управления большими электроэнергетическими системами. – М.: АО «ФСК ЕЭС», 2015.
44. Воротницкий, В.Э. Потери электроэнергии в электрических сетях: анализ и опыт снижения / В.Э. Воротницкий // НТФ «Энергопрогресс». – 2006 [Библиотека электротехники. Приложение к журналу «Энергетик». – Вып. 4(88)]. – 104 с.
45. Могиленко, А.В. Снижение потерь электроэнергии. Опыт разных стран / А.В. Могиленко // Новости электротехники. – 2014. – № 6 (90). – С. 48–51.

## **ВОРОТНИЦКИЙ Валерий Эдуардович**



Главный научный сотрудник АО «НТЦ ФСК ЕЭС».

Доктор технических наук, профессор. Действительный член Академии электротехнических наук. Заслуженный работник Единой энергетической системы России, заслуженный работник топливно-энергетического комплекса, почетный энергетик Минтопэнерго РФ.

Автор 210 научных трудов, в том числе 7 книг, 11 отраслевых инструкций по вопросам повышения энергетической эффективности электрических сетей, автоматизации управления ими.

## **ЗАСЛОНОВ Сергей Викторович**



Генеральный директор ООО «Энергоэксперт-сервис», ведущий программист.

Соавтор публикаций в научных журналах, более 20 докладов на семинарах и конференциях по направлению «Расчет и нормирование потерь электроэнергии».

## **КАЛИНКИНА Маргарита Анатольевна**



Начальник отдела энергоэффективных технологий в ЭСХ АО «НТЦ ФСК ЕЭС».

Кандидат технических наук, член Комиссии Министерства энергетики РФ по утверждению нормативов потерь электроэнергии.

Автор и соавтор более 30 публикаций в научных и отраслевых журналах и более 30 докладов на семинарах и конференциях по направлению «Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии и повышение энергетической эффективности».

## **СЕВОСТЬЯНОВ Алексей Владимирович**



Технический директор ООО «ЭНТЕЛС». Ведущий специалист в области разработки и поставки программно-аппаратных комплексов для энергетики и ЖКХ, внедрению систем автоматизации в различных областях промышленности, энергетики и жилищно-коммунальном хозяйстве.

## **3.2. Автоматизированная система оперативного мониторинга потерь и качества электроэнергии в электрических сетях**

### **Задачи, решаемые автоматизированной системой оперативного мониторинга**

Задачи мониторинга должны охватывать все объекты транспорта электроэнергии и мощности с целью получения полной картины баланса электроэнергии на этапах ее распределения, передачи и потребления включая балансы по объектам, уровням напряжения, секциям шин и собственным нуждам.

Задачи мониторинга потерь электроэнергии и качества электроэнергии могут быть решены на базе единой системы.

Целевыми задачами мониторинга потерь электроэнергии являются:

– мониторинг параметров режимов электропотребления в точках поставки на границе балансовой принадлежности (ГБП) с потребителями, а также в точках технического учета электроэнергии в электрической сети в оперативном режиме, на основе информации, получаемой в темпе процесса с установленных на присоединениях подстанций средств измерений всех видов;

– оперативный контроль текущего уровня фактических потерь при транспорте электроэнергии на участках сети, которые обеспечены средствами измерений и/или учета электроэнергии;

– повышение точности и обоснованности результатов расчетов структурных составляющих балансов электроэнергии, технических и нетехнических потерь электроэнергии в сетях в соответствии с уровнем обеспеченности их средствами измерений и/или учета электроэнергии;

– выявление мест и анализ причин повышенных технических и нетехнических потерь мощности и электроэнергии в сетях в целях принятия оперативных мер по их снижению;

– повышение качества исходной информации для планирования и реализации организационных и технических мероприятий по снижению технических и нетехнических потерь электроэнергии в электрических сетях;

– повышение эффективности использования технологической информации, предоставляемой средствами автоматизации в целях мониторинга, коммерческого и технического учета электроэнергии в сетях;

– переход от контроля уровня потерь в электрической сети в целом к определению объекта с очагом потерь;

– формирование «карты потерь электроэнергии» на основе непрерывных расчетов технических потерь и формирования балансов электроэнергии с автоматическим оформлением результатов контроля.

Целевыми задачами мониторинга качества электроэнергии являются [1, 2]:

- мониторинг текущего состояния качества передаваемой электроэнергии, выявление проблемных участков и анализа причин отклонения показателей качества электроэнергии;

- принятие технических и инвестиционных решений при подключении новых потребителей и разработке программ по модернизации и развитию сетей;

- переход от контроля качества электрической энергии в отдельной точке присоединения к контролю и анализу в масштабах энергорайона;

- выявление «виновников» и определение степени их влияния на ухудшение качества электроэнергии;

- формирование «карты качества электроэнергии» на основе непрерывных измерений с автоматическим оформлением результатов контроля;

- автоматизированное выявление нарушений нормативов на качество электроэнергии и причин данных нарушений;

- разработка оперативных и перспективных мероприятий по повышению качества электроэнергии в сети;

- объективное и конструктивное взаимодействие с потребителями по вопросам качества электроэнергии;

- разработка (актуализация) нормативно-правовой базы электроэнергетики России, направленной на повышение качества электроэнергии.

Для решения целевых задач мониторинга должна быть разработана соответствующая автоматизированная система (далее – Система мониторинга).

Система мониторинга предназначена для автоматизации решения в оперативном цикле управления сетевым комплексом заданного перечня задач по выявлению и локализации объектов и участков электрической сети 0,4–220 кВ с уровнем фактических, технических и нетехнических потерь электроэнергии выше предварительно заданных нормируемых значений на основе выполнения регулярных расчетов по определению и анализу основных структурных составляющих потерь, с ненормативными показателями качества электроэнергии. Система мониторинга должна обеспечивать выполнение комплекса функций по сбору, верификации, синхронизации по времени, хранению, обработке, анализу, отображению и приему-передаче информации, требуемой для решения комплекса задач.

Источниками информации для Системы мониторинга должны являться уже эксплуатируемые в подразделениях сетевых компаний информационно-технологические автоматизированные системы и специализированные программно-технические комплексы (ПТК), в которых хранятся и обрабатываются измеренные и расчетные данные

о значениях контролируемых параметров режима сети и электропотребления, собираемые с устройств телемеханики, терминалов микропроцессорной релейной защиты и автоматики, приборов учета электроэнергии, устройств контроля показателей качества электроэнергии, которые установлены и введены в эксплуатацию на объектах электрической сети 220–0,4 кВ. Приоритетными источниками информации должны быть интеллектуальные приборы учета, уже включенные в систему автоматизации сетевого предприятия.

Формирование системы мониторинга невозможно без использования современных средств измерения. Основными элементами для мониторинга потерь и показателей качества является интеллектуальный прибор учета, который передает необходимый набор телематических данных для контроля потерь, расчета, мониторинга балансов, выявления аварийных событий на объектах (отключение счетчика, воздействие на счетчик, нарушение параметров и характеристик в режимах электроснабжения). Любые средства измерения не подходят для задач учета – необходим набор информационных данных, работающий в требуемом классе точности, в едином формате расчетов и синхронизированный в системе единого времени.

Система мониторинга должна обеспечивать автоматизацию бизнес-процессов и информационную поддержку принятия управленческих решений персоналом профильных структурных подразделений филиалов и исполнительного аппарата сетевых компаний, которые участвуют в решении задач планирования, расчета, анализа и осуществления мероприятий по снижению технических и нетехнических потерь электроэнергии. Это участие имеет следующие направления производственно-технологической деятельности:

- ведение оперативного информационного массива учетных показателей, участвующих в расчетах для контроля нормируемых величин, с привязкой их к объектам и элементам информационной модели электрической сети;

- выявление и локализация объектов, участков и зон контролируемой сети 220–0,4 кВ, в которых структурные составляющие технических и нетехнических потерь электроэнергии выше заданных нормируемых значений;

- оперативная регистрация и уведомление персонала о возникающих очагах потерь, корректировка планов работы оперативного персонала по их устранению;

- планирование работ и формирование адресных маршрутов по выявлению бездоговорного и/или безучетного потребления электроэнергии в сетях Общества;

- планирование работ и формирование адресных маршрутов по проверке работы установленных на ПС, РП, ТП приборов коммерческого или технического учета электроэнергии при выявлении фактов недостоверности учетных данных;

– формирование адресных заданий техническим службам ПЭС/РЭС на проверку технического состояния и/или режима работы силового оборудования, установленного в зонах и участках сети, в которых уровень технических потерь систематически превышает допустимое значение;

– планирование организационных и технических мероприятий, направленных на повышение эффективности оказания услуг по передаче электроэнергии по электрическим сетям, а также оценка технико-экономического эффекта от их реализации.

Особенно важным является оперативность выявления возникающих очагов потерь. Для этого необходимо, чтобы Система мониторинга выдавала на схему сети в режиме on-line сигналы о возникновении очагов потерь (например, превышение фактических небалансов над допустимым их значением, недопустимая загрузка трансформаторов, отключение или некорректная работа средств измерения и прочее) и отклонении режимных параметров от их значений в нормальных режимах. На их основании необходимо формировать пакет управляющих воздействий, которые должны в оперативном режиме выявлять и устранять эти очаги потерь. В большинстве случаев при выявлении отклонений в более поздний период, например, в конце месяца, задача поиска нарушения теряет свою актуальность.

Реализация указанных выше требований позволит персоналу сетевых компаний в границах своей территориальной ответственности осуществлять:

– анализ данных по транспорту и отпуску электроэнергии в сеть;

– мониторинг результатов расчета потерь электрической энергии на основе данных средств измерений;

– мониторинг режимных параметров электрической сети с точки зрения минимизации потерь электрической энергии;

– контроль ограничения электроснабжения потребителей и ведение реестра проблемных абонентов, задерживающих оплату за электроэнергию;

– контроль актуальности расчетных схем сети и исходных данных для расчета режимов и потерь в сети;

– выдачу предписаний на выполнение мероприятий по ликвидации «очагов» потерь электрической энергии;

– контроль за выполнением мероприятий по снижению потерь электрической энергии с оценкой эффективности их внедрения.

Можно сказать, что Система мониторинга – это осуществление организации обмена необходимой информацией между базами данных (БД) двух и более программно-технических комплексов (ПТК), систем визуализации, систем сбора и хранения данных.

Описанная Система мониторинга, как сказано выше, должна создаваться на базе уже эксплуатируемых в сетевой компании ПТК, систем визуализации и хранения данных.

В настоящее время в ПАО «ФСК ЕЭС» для ЕНЭС в рамках пилотного объекта внедрена Система мониторинга на четырех предприятиях МЭС: Хабаровское, Амурское, Забайкальское, Красноярское [1, 2]. Уже сейчас она позволяет осуществлять сбор, обработку, хранение и предоставление результатов, в т.ч.:

- формирование стандартных протоколов контроля КЭ;
- расчет статистических характеристик измеренных параметров;
- приведение измеренных параметров к единому базовому напряжению;
- расчет суммарных векторов токов гармоник и симметричных составляющих;
- расчет эквивалентных токов гармоник и симметричных составляющих;
- оценку закономерностей регулирования напряжения;
- сопоставление событий по КЭ с изменениями схемы и режимов работы сети (по данным ОИК);
- расчет энергий искажений.

Для распределительного комплекса сегодня в первую очередь необходимо осуществлять сбор, обработку и анализ отклонения напряжения от его номинального значения для сети 0,4 и 6(10) кВ; потерь напряжения в узлах сети 0,4 и 6(10) кВ.

К сбору и анализу остальных показателей качества необходимо приступить в дальнейшем.

### **Описание Системы мониторинга оперативного мониторинга уровня потерь и показателей качества электроэнергии**

В разделе рассмотрена Система мониторинга для распределительного сетевого комплекса, организованная на базе системы сбора, хранения и обработки данных «SCADA система ЭНТЕК»; ПТК «РТП 3» для расчета, анализа и снижения потерь электроэнергии; цифровых приборов учета; контроллеров «УСПД ЭНТЕК».

«SCADA система ЭНТЕК». «SCADA система ЭНТЕК» [3] – система для АСКУЭ, телемеханики, АСУ ТП, MES, задач учета и диспетчеризации объектов энергетики, промышленности, ЖКХ и зданий. В ней реализованы средства и методы разработки проектов, обеспечивающие сокращение трудозатрат и повышение надежности создаваемой системы. Система легко масштабируется до проектов, исчисляющих число объектов автоматизации сотнями и тысячами.

«SCADA система ЭНТЕК» охватывает цикл разработки проектов автоматизации от технологического программирования микропроцессорных контроллеров до создания рабочих мест верхнего уровня различной специализации. Открытые интерфейсы коммуникации – такие, как OPC DA и МЭК 60870-5-101/104, использование баз данных SQL позволяют легко осуществлять двунаправленную

передачу информации между «SCADA системой ЭНТЕК» и приложениями сторонних производителей.

Основные функции системы – это:

- сбор и регистрация первичной информации о ходе технологического процесса;

- обработка информации по алгоритмам пользователя;

- предоставление информации в форме мнемосхем технологического процесса;

- оперативное, диспетчерское управление;

- ведение истории технологического процесса;

- просмотр и анализ хода технологического процесса;

- формирование отчетной документации;

- экспорт оперативной и исторической информации в WEB;

- сигнализация и регистрация событий и нарушений в ходе технологического процесса;

- регистрация всех действий операторов;

- механизм настройки прав пользователей.

Основные особенности системы заключаются в следующем.

- Получение данных от контроллеров диспетчеризации, телемеханики и учета (КП – контролируемый пункт) происходит с использованием стандартных протоколов телемеханики МЭК 870-5-101/104. Также возможно получение данных от внешних источников по стандарту OPC DA.

- «SCADA система ЭНТЕК» является полноценным инструментом для проведения полного цикла работ по настройке сбора данных и управлению, заданию алгоритмов обработки, формированию сигналов тревог, настройке баз данных истории, формированию технологических и оперативных схем отображения информации. При этом не требуются знания и квалификация программиста, все работы могут быть проведены специалистом уровня инженера АСУ. Для разработки пользовательского интерфейса имеется большая библиотека готовых тематических объектов для отображения оперативной и исторической информации (электрические аппараты, тренды телеизмерений), а также объектов общего характера (изображения, фигуры, графики, кнопки и пр.).

- Сервер сбора данных «SCADA системы ЭНТЕК» является одновременно шлюзом протокола МЭК 870-5-104 и предоставляет возможность транспорта данных телемеханики и телеуправления от нижнего уровня (уровня КП и ДП РЭС) в систему телемеханики верхнего уровня (ДП ПЭС). Таким образом, возможно создание распределенных и иерархических систем телемеханики с организацией двустороннего обмена телеинформацией и выдачей транзитных команд телеуправления. Дополнительно для интеграции с классическими системами АСУ ТП сервер «ЭНТЕК» может выступать в качестве источника данных по стандарту OPC DA.

– Клиент-серверная архитектура взаимодействия модулей «SCADA системы ЭНТЕК» позволяет в рамках локальной сети предприятия создавать серверные станции и автоматизированные рабочие места пользователей в любой комбинации. В качестве транспортного протокола используется протокол TCP/IP. Типовая схема организации станций представляет собой один АРМ сервера телемеханики, в небольших проектах совмещенный с рабочим местом диспетчера, и любое число клиентских рабочих станций: главного инженера, начальника службы учета и пр. Имеется механизм разграничения прав пользователей для обеспечения защиты функций редактирования и управления.

*Программный комплекс РТП.3.* Программный комплекс РТП 3 (далее – РТП 3) предназначен: для расчета режимных параметров, технических потерь мощности и электроэнергии; обоснования нормативных потерь электроэнергии в электрических сетях 0,4–220 кВ; для расчета допустимых и фактических небалансов, количества неучтенной электроэнергии в сети; расчета эффективности некоторых мероприятий по снижению потерь [4]. РТП 3 соответствует требованиям действующих нормативных документов [5], что подтверждается соответствующим сертификатом (рис. 3.16, 3.17).

РТП 3 используется для решения следующих задач в электрических сетях 0,4–220 кВ:

- расчет установившегося режима с определением токов и потоков мощности в ветвях, уровней напряжения в узлах, коэффициентов загрузки линий и трансформаторов в разомкнутых и замкнутых электрических сетях;

- расчет потерь мощности и электроэнергии в разомкнутых и замкнутых электрических сетях;

- расчет потерь электроэнергии за любой расчетный период в зависимости от имеющейся исходной информации: средних нагрузок, наибольших потерь мощности и оперативных расчетов, по обобщенной информации – для сетей 0,4 кВ;

- расчет потерь электроэнергии за год с распределением их значений по месяцам в замкнутых сетях методом характерных суток;

- оценка режимных последствий оперативных переключений в ремонтных и послеаварийных режимах электрических сетей;

- расчет потерь электроэнергии в дополнительном оборудовании: в приборах учета (измерительных трансформаторах тока и напряжения, счетчиках прямого включения), в вентильных разрядниках, шунтирующих реакторах, синхронных компенсаторах, в ограничителях перенапряжений, в устройствах присоединения ВЧ-связи, в соединительных проводах и сборных шинах подстанций;

- расчет потерь электроэнергии на корону и от токов утечки по изоляторам воздушных линий;

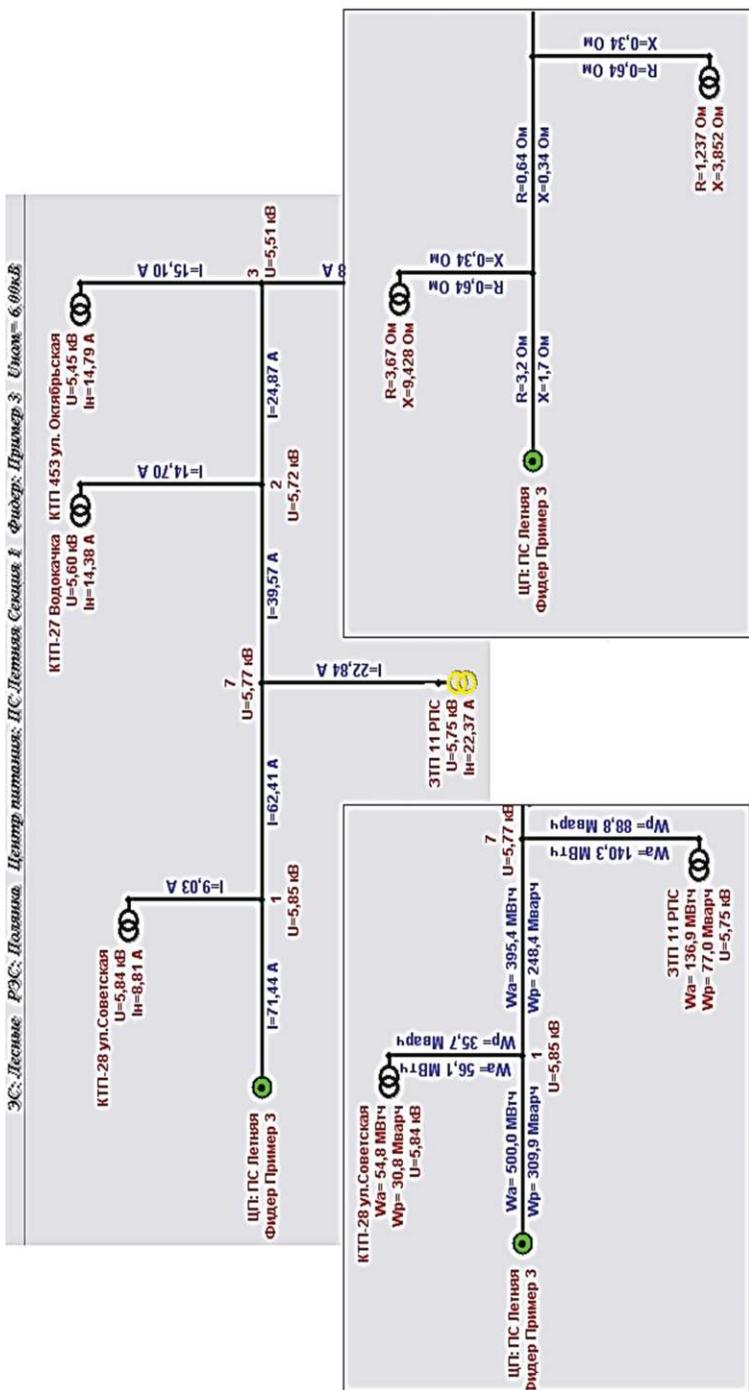


Рис. 3.16. Примеры экранных форм РТП 3 (схемы сети с результатами расчетов)

Наименование структурных составляющих		Численные значения по ступеням напряжения															
		ВН			СН I			СН II			НН			Всего			
тыс. кВт·ч	% от отпуска	% от потерь	тыс. кВт·ч	% от отпуска	% от потерь	тыс. кВт·ч	% от отпуска	% от потерь	тыс. кВт·ч	% от отпуска	% от потерь	тыс. кВт·ч	% от отпуска	% от потерь	тыс. кВт·ч	% от отпуска	% от потерь
АО-Энерго	АО	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р
Структура потерь электроэнергии																	
Расчетный период																	
Структура потерь электроэнергии АО Расчетный период г.																	
Отпуск электроэнергии в сеть	1 054 514,257		274 090,290			898 729,088			269 715,608			1 084 887,900					
Условно-постоянные потери электроэнергии	11 065,811	1,05	6 249,586	2,28	41,13	11 451,074	2,86	59,28	1 225,416	0,45	5,82	23 991,887	2,76	36,38			
Холодный ход трансформаторов	8 074,280	0,77	35,76	4 992,966	1,82	32,86	8 963,569	2,24	46,40			22 030,816	2,03	28,19			
Корона в ВЛ	965,095	0,09	4,23									965,095	0,09	5,00			
Потери от токов утечки	1 314,835	0,12	5,82	834,161	0,30	5,49	1 761,676	0,44	9,12			3 910,872	0,36	5,00			
Изоляция в КЛ						34,064	0,01	0,18				34,064	0,00	0,04			
ПТ	36,867	0,00	0,17	31,333	0,01	0,21	16,567	0,00	0,09	6,583	0,00	0,03	93,350	0,01	0,12		
ПН	459,333	0,04	2,03	266,400	0,10	1,75	239,400	0,06	1,24			964,133	0,09	1,23			
Счетчики												1 218,833	0,45	5,79	1 218,833	0,11	1,56
Шунтирующие реакторы																	
СПТС	154,000	0,01	0,68	99,000	0,04	0,65	420,085	0,11	2,17			673,085	0,06	0,86			
Ветильные разрядники	59 400	0,01	0,26	22 932	0,01	0,15	15 603	0,00	0,08			97 935	0,01	0,13			
ОПН	1 980	0,00	0,01	0,273	0,00	0,00	0,011	0,00	0,00			2 264	0,00	0,00			
УПВЧ	9 020	0,00	0,04	1 520	0,00	0,01	0,100	0,00	0,00			10 640	0,00	0,01			
Компенсирующие устройства																	
Расход электроэнергии на собственные нужды																	
Переменные потери электроэнергии	11 509,266	1,09	50,96	8 944,851	3,26	59,87	7 866,882	1,97	40,72	19 839,415	7,36	94,18	48 160,434	4,44	61,62		
Трансформаторы	1 836,914	0,17	8,14	1 777,531	0,65	11,70	1 163,349	0,29	6,02			4 777,795	0,44	6,11			
Линии	9 672,372	0,92	42,84	7 167,320	2,61	47,17	6 703,533	1,68	34,70	19 839,415	7,36	94,18	43 382,640	4,00	55,51		
ТОР																	
Суммарные технические потери электроэнергии	22 576,097	2,14	100,00	15 193,437	5,54	100,00	19 317,966	4,83	100,00	21 064,831	7,81	100,00	78 152,321	7,20	100,00		
Метрологическая составляющая потерь																	
Суммарные потери электроэнергии	22 576,097	2,14	100,00	15 193,437	5,54	100,00	19 317,966	4,83	100,00	21 064,831	7,81	100,00	78 152,321	7,20	100,00		

Рис. 3.17. Примеры экранных форм РТП 3 (результаты расчета по одному фидеру и структура технологических потерь электроэнергии в совокупности электрических сетей)

Сводные результаты расчета потерь электроэнергии по заданным нагрузкам	
Потери мощности Потери электроэнергии	
Наименование линии Село	
Номинальное напряжение линии, кВ 0,38	
Наименование расчетного периода Май 2015 г.	
Расчетный период, часов 744	
Коэффициент заполнения графика, о.е. 1,333	
Коэффициент допустимых потерь, о.е. 1,130	
Температура, °С 20	

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	не на балансе			всего
			ССО	ССП		
1	Прием электроэнергии в сеть	тыс. кВт·ч	-	-	-	150,000
		тыс. кВт·ч	-	-	-	49,303
2	Отдача электроэнергии из сети, всего	расчет тыс. кВт·ч	0,000	0,000	0,000	0,000
		тыс. кВт·ч	0,000	0,000	0,000	0,000
2.1	в том числе: расход электроэнергии	расчет тыс. кВт·ч	0,000	0,000	0,000	0,000
		тыс. кВт·ч	0,000	0,000	0,000	0,000
2.2	Технические потери электроэнергии	расчет тыс. кВт·ч	0,000	0,000	0,000	0,000
		тыс. кВт·ч	0,000	0,000	0,000	0,000
3	Отпуск электроэнергии в сеть	расчет тыс. кВт·ч	0,000	0,000	0,000	150,000
		тыс. кВт·ч	-	-	-	49,303
4	Полезный отпуск электроэнергии, всего	расчет тыс. кВт·ч	-	-	-	129,894
		тыс. кВт·ч	-	-	-	46,169
4.1	в том числе: расход электроэнергии	расчет тыс. кВт·ч	-	-	-	129,894
		тыс. кВт·ч	-	-	-	46,169
4.2	Технические потери электроэнергии	расчет тыс. кВт·ч	-	-	-	0,000
		тыс. кВт·ч	-	-	-	0,000
6	Технические потери электроэнергии	тыс. кВт·ч	-	-	-	20,106
	% от отпущена в сеть		-	-	-	13,40

Рис. 3.17. Продолжение

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	на балансе		не на балансе		итого
			ССО	ССП	потребителя	итого	
1	Потери активной электроэнергии в линиях	тыс. кВт·ч	20,106	0,000	0,000	0,000	20,106
2	Потери реактивной электроэнергии в линиях	тыс. квар·ч	3,133	0,000	0,000	0,000	3,133
3	Расчетная активная нагрузка в узлах	тыс. кВт·ч	129,894	0,000	0,000	0,000	129,894
4	Расчетная реактивная нагрузка в узлах	тыс. квар·ч	46,169	0,000	0,000	0,000	46,169
5	Количество абонентов	аб.	12	0	0	-	12
6	Количество узлов в линии	штук	-	-	-	-	-
7	Количество воздушных участков	штук	20	0	0	0	20
8	Количество кабельных участков	штук	3	0	0	0	3
9	Общее количество участков	штук	23	0	0	0	23
10	Длина воздушных участков (по трассе)	м	396	0	0	0	396
11	Длина кабельных участков (по трассе)	м	45	0	0	0	45
12	Суммарная длина участков (по трассе)	м	441	0	0	0	441
13	Коэффициент связи отн. потерь мощности и отн. потерь напряжения	о.е.	-	-	-	-	0,841
14	Коэффициент разветвления	о.е.	-	-	-	-	0,798
15	Сечение головного участка	мм <sup>2</sup>	-	-	-	-	50
16	Длина головного участка	м	-	-	-	-	40
17	Длина магистрала	км	-	-	-	-	0,215
18	Длина дугофазных и трехфазных ответвлений	км	-	-	-	-	0,060
19	Длина однофазных ответвлений	км	-	-	-	-	0,166
20	Эквивалентная длина линии	км	-	-	-	-	0,278
21	Эквивалентное сопротивление линии	Ом	0,069	0,000	0,000	0,000	0,069
22	Отношение нагрузочных потерь в линии к суммарной длине линии	тыс. кВт·ч/км	45,591	0,000	0,000	0,000	45,591
23	Максимальные относительные потери напряжения	%	-	-	-	-	11,07
24	Отношение суммарных потерь к приему электроэнергии в сеть	%	13,40	0,00	0,00	0,00	13,40

Рис. 3.17. Окончание

- расчет потерь электроэнергии в изоляции кабельных линий;
- формирование сводной таблицы норматива потерь электроэнергии по уровням напряжения с делением на структурные составляющие технологических потерь по каждому структурному подразделению сетевой компании;
- формирование баланса мощности и электроэнергии по электрической сети с учетом балансовой принадлежности элементов (определение приема электроэнергии в сеть, отдачи электроэнергии из сети, отпуска электроэнергии в сеть, фактических и технических потерь электроэнергии, трансформации электроэнергии в сеть смежного напряжения, потребленной электроэнергии);
- расчет допустимого и фактического небалансов и количества неучтенной электроэнергии в электрических сетях с учетом допустимой метрологической составляющей потерь электроэнергии (используются показания приборов учета, фиксирующие прием электроэнергии в сеть, передачу электроэнергии в собственную электрическую сеть смежных уровней напряжения и по границе балансовой принадлежности);
- расчет снижения потерь мощности и электроэнергии от внедрения мероприятий по замене проводов, кабелей и силовых трансформаторов, вводу в работу батарей статических компенсаторов, разукрупнению электрических сетей (используется соответствующее моделирование электрических сетей);
- формирование отчетных таблиц в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

По результатам использования РТП 3 в действующих электрических сетях проводится постоянная работа по совершенствованию его сервисных возможностей. В настоящее время в программном комплексе предусмотрены:

- предоставление пользователю на выбор нескольких методов расчета нормативных технологических потерь электроэнергии – от оценочных расчетов до поэлементных в зависимости от имеющейся исходной информации;
- расчеты режимных параметров электрической сети по данным измерений нагрузок разных временных интервалов – от получаса до года;
- подготовка по результатам расчета выходных форм отчетности для обоснования нормативов и целевых показателей технологических потерь электроэнергии;
- прозрачность и наглядность использования исходных данных для расчета и анализа полученных результатов расчета;
- аналитическая проверка используемых исходных данных и полученных результатов расчета на корректность;
- оценка исходных данных и результатов расчета потерь на предмет корректности и наличия недопустимых ошибок – путем автоматического использования фильтров исходных данных и результатов расчета с установленными допустимыми их диапазонами;

- сравнительная оценка объема и состава оборудования сформированной базы данных для выполнения расчетов с объемом и составом оборудования структурных подразделений и сетевой компании в целом по данным официальной отчетности.

Для корректного формирования структурных составляющих баланса мощности и электроэнергии каждый элемент сети имеет соответствующую балансовую принадлежность (на балансе текущего структурного подразделения, на балансе смежного структурного подразделения, на балансе смежной сетевой организации, на балансе потребителя).

За годы использования РТП 3 в сетевых филиалах множества компаний создана, выверена и постоянно актуализируется база данных по схемным и режимным параметрам линий, трансформаторам, собственным нуждам подстанций, прочему электросетевому оборудованию электрических сетей 0,4–220 кВ, потерям и балансам электроэнергии с разбивкой по месяцам. С целью повышения достоверности расчетов потерь в соответствии с перечисленными выше регламентами проводится систематическая проверка (балансировка) базы данных АИИС КУЭ по активной и реактивной электроэнергии по отдельным присоединениям. После такой проверки полученные данные используются для поэлементных расчетов потерь в каждой линии и трансформаторе. Поэлементные расчеты используются для выбора и оценки эффективности мероприятий по снижению потерь, в частности, по компенсации реактивной мощности, оптимизации режимов электрических сетей, установке энергоэффективного оборудования.

Таким образом, практика показала, что уже на первых этапах главным эффектом внедрения РТП 3 является наведение порядка в проведении сбора, подготовки и анализа исходной информации; создание баз данных по результатам расчетов режимов, потерь и балансов электроэнергии в сетях, по их динамике по месяцам за ряд лет. Эти базы данных являются расчетной основой для выявления «очагов» технических и нетехнических потерь и выбора мероприятий по их снижению. Вместе с тем ясно, что при «ручном» сборе и подготовке данных для расчетов могут быть ошибки, на выявление и устранение которых требуется дополнительное время. Как показывает передовой зарубежный и отечественный опыт, стратегическим путем исключения этих ошибок является автоматизация расчетов путем стыковки вычислительных программных комплексов, в том числе РТП 3, с оперативно-информационным комплексом (ОИК) и автоматизированной информационно-измерительной системой коммерческого учета электроэнергии (АПИС КУЭ). Такая стыковка позволяет повысить не только достоверность, но и оперативность исходной информации, а также самих результатов расчета потерь.

## Организация обмена данными между «SCADA системой ЭНТЕК» и РТПЗ

Схема передачи данных между описанными выше комплексами представлена на рисунке 3.18. Обмен данными осуществлен в следующем порядке:

1. «SCADA система ЭНТЕК» формирует запрос в виде XML-файла, в котором указывается идентификатор фидера, расчетный период (сутки, несколько суток, месяц) и расчетный интервал (3 мин, 0,5 ч).
2. РТПЗ, получив XML-файл запроса, запрашивает у «SCADA система ЭНТЕК» необходимые данные для расчета (активная и реактивная мощности, уровни напряжения).
3. «SCADA система ЭНТЕК» с использованием своих библиотек передает в РТПЗ режимные параметры для расчета технических потерь в разрезе расчетного интервала за расчетный период.
4. РТПЗ считает технические потери электроэнергии (выполняются расчеты режимов по графикам нагрузок).
5. РТПЗ передает данные для вывода на схему диспетчера в обменный XML-файл (в настоящее время передаются технические потери, допустимый небаланс и максимальные потери напряжения).
6. «SCADA система ЭНТЕК» выводит результаты на мнемосхему диспетчера.

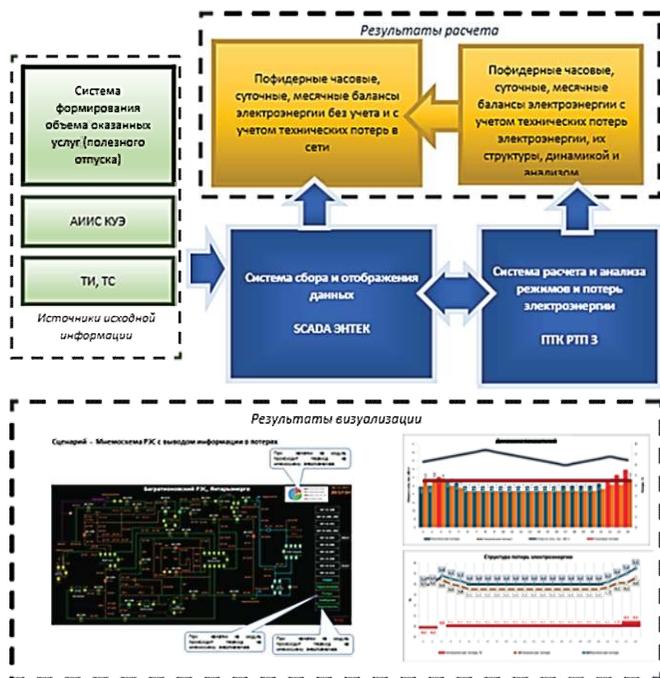


Рис. 3.18. Функциональная схема взаимодействия ПТК «SCADA система ЭНТЕК» и ПТК «РТПЗ» при осуществлении мониторинга

## Экранные формы Системы мониторинга потерь и качества электроэнергии

Табличная визуализация результатов мониторинга потерь с заданными параметрами цветового отображения: фактические, технические, нетехнические потери, максимальные потери напряжения – представлена на рис. 3.19. Порядок сбора данных для табличной визуализации представлен на рис. 3.20.

Название	Потери электроэнергии, %					Максимальные потери напряжения, %
	от отпуска в сеть			от фактических потерь		
	Фактические	Технические	Неучтенные	Технические	Неучтенные	
АО	15,99	7,65	7,16	47,85	44,76	
ЭС Лесные	15,99	7,65	7,16	47,85	44,76	
РЭС Полянка	15,99	7,65	7,16	47,85	44,76	
ЦП ПС Звездная	53,62	3,89	49,73	7,26	92,74	
ЦП ПС Зеленая	9,73	8,55	1,18	87,85	12,15	
Секция 1	9,73	8,55	1,18	87,85	12,15	
Фидер Пример 2	9,73	8,55	1,18	87,85	12,15	5,67
ТП КТП 2515	31,54	12,12	16,19	38,43	51,34	7,63
Город	17,80	6,52	8,93	36,66	50,15	7,06
Село	33,83	13,05	17,40	38,59	51,45	7,63
ЦП ПС Камыш	7,26	2,57	4,69	35,36	64,64	
Секция 1	7,26	2,57	4,69	35,36	64,64	
Фидер Озерный	7,26	2,57	4,69	35,36	64,64	3,24
ТП ЭТП 199	60,51	28,25	29,20	46,68	48,25	38,16
Конюшня	4,21	0,48	2,17	11,44	51,67	0,35
Деревня	97,31	47,10	47,98	48,41	49,31	38,16
Высокий	74,63	36,86	35,54	49,39	47,63	36,92
Полевой1	93,93	46,60	43,75	49,62	46,58	37,06
Вспышка	27,31	9,79	13,64	35,84	49,94	5,94

**Рис. 3.19.** Пример экранной формы РТП 3 (мониторинг потерь)

Для формирования сводного уровня потерь электроэнергии по сети 6(10)–0,4 кВ необходимо выполнить расчеты балансов электроэнергии с определением технических потерь, уровней напряжения в узлах, допустимого и фактического небалансов, неучтенной электроэнергии. На каждом уровне (ЦП, РЭС, ПЭС и пр.) происходит суммирование результатов расчетов всех структурных составляющих потерь. Максимальные потери напряжения представляются в таблице только по уровню 6(10)–0,4 кВ. При этом по сети 6(10) кВ в таблицу записываются максимальные потери напряжения по сети 6(10) кВ без учета сети 0,4 кВ.

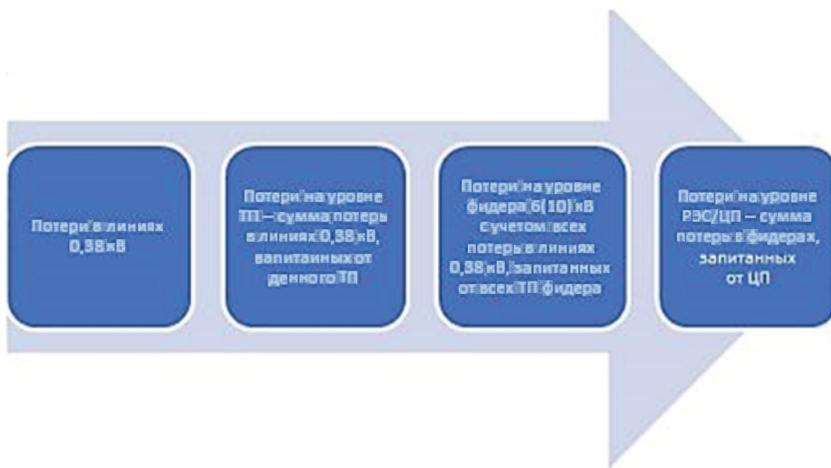


Рис. 3.20. Порядок формирования результатов расчетов для табличной визуализации

На рис. 3.20–3.23 представлены экранные формы ПТК «РТП 3» Системы мониторинга по объектам (фидера, ТП, РЭС).

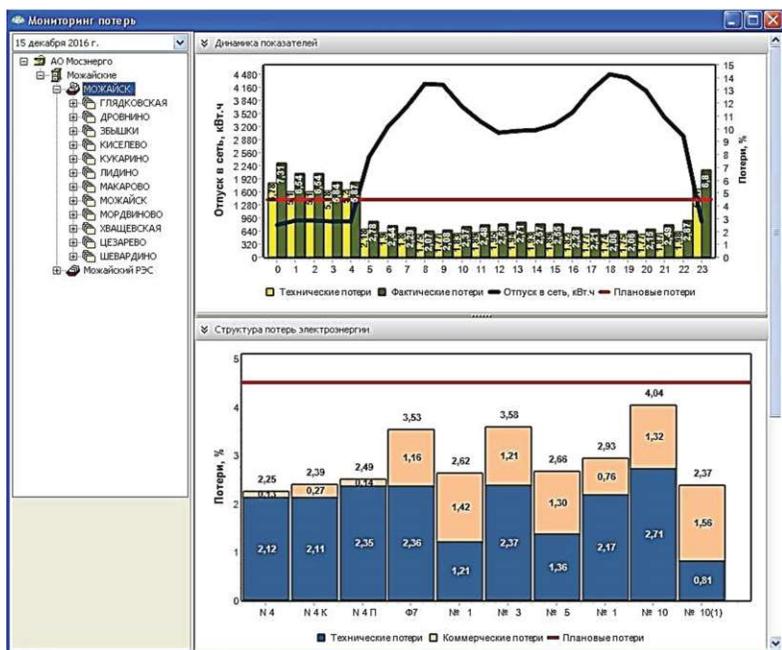


Рис 3.21. Экранная форма ПТК «РТП 3» Системы мониторинга (динамика фактических и технических потерь, отпуска в сеть)

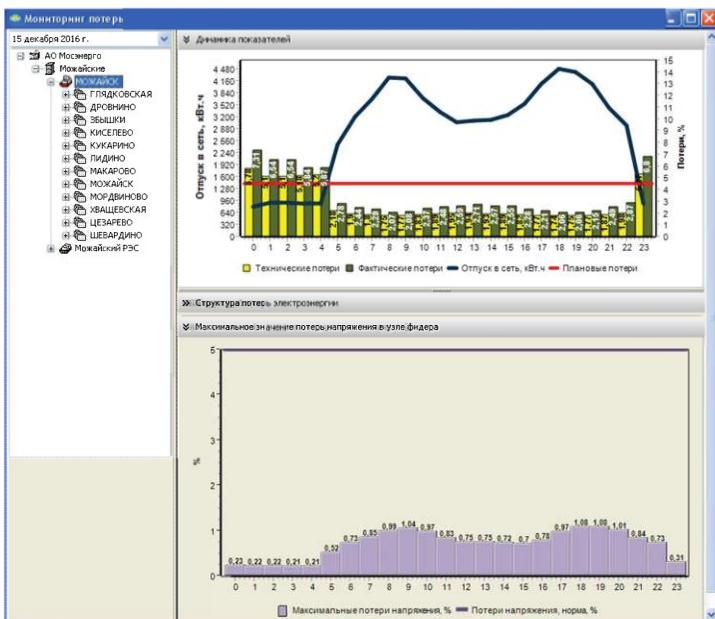


Рис. 3.22. Экранная форма ПТК «РТП 3» Системы мониторинга (динамика максимальных потерь напряжения, отпуска в сеть)

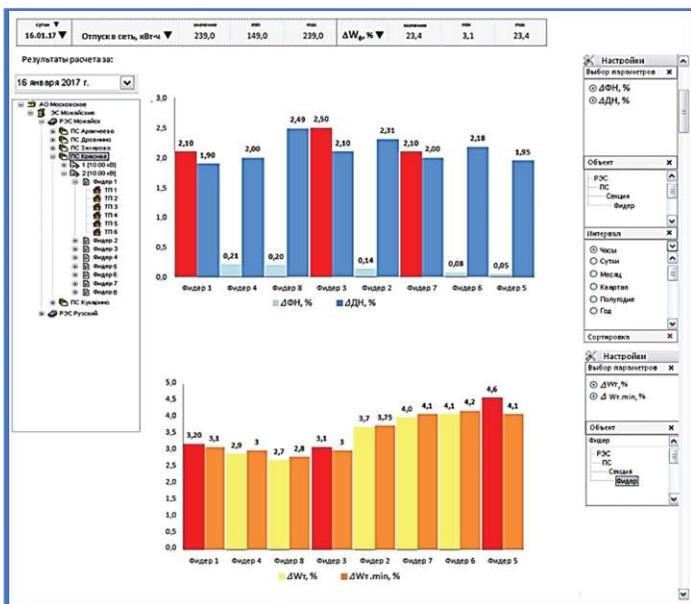


Рис. 3.23. Экранная форма ПТК «РТП 3» Системы мониторинга (динамика допустимого и фактического небалансов, фактических технических потерь и минимально возможных технических потерь)

Из рисунков следует, что Система мониторинга позволяет сигнализировать диспетчеру о превышении уровня потерь над нормативным значением. Визуализация динамики изменения структуры потерь электроэнергии в разрезе ПС/РЭС/фидер позволяет адресно определить источник недопустимого уровня потерь электроэнергии и оперативно дать задание бригаде по выявлению и локализации причины изменения уровня потерь.

В недалеком будущем автоматизированная система мониторинга может стать одной из подсистем интеллектуальной электрической сети и будет включать в себя системы мониторинга не только потерь и показателей качества электроэнергии, но и надежности электроснабжения [6].

### **Этапы развития Системы мониторинга оперативного мониторинга уровня потерь и показателей качества электроэнергии**

Этапы развития Системы мониторинга потерь электроэнергии обусловлены наполнением исходными данными (статистика) и уровнем их автоматизации.

1. *Исходный этап* – помесечный, поквартальный, ежегодный расчет технологических потерь электроэнергии в электрических сетях 0,4–10 кВ в целом по ПЭС, РЭС, центрам питания и распределительным линиям с определением структурных составляющих технологических потерь, допустимых небалансов электроэнергии.

1.1. Отпуск электроэнергии в сеть 0,4 кВ определяется как разность между отпуском в сеть 6–10 кВ и рассчитанными техническими потерями в элементах сети 6–10 кВ.

1.2. Ввод исходной информации – вручную.

2. *Первый этап* (внедрение системы мониторинга в режиме реального времени) – почасовой, посуточный, помесечный, поквартальный, ежегодный расчет технологических потерь (далее см. описание Исходного этапа).

2.1. Ввод исходной информации:

– схемная информация – вручную;  
– информация о почасовых значениях электроэнергии, отпущенной в электрическую сеть каждого фидера 6–10 кВ, вводится автоматически по данным цифровых приборов учета.

2.2. Перечень исходной информации тот же, что в исходном этапе, но с заменой ручного ввода данных об отпущенной электроэнергии в сеть 6–10 кВ на автоматизированный ввод по данным цифровых приборов учета.

При отсутствии информации об объемах электроэнергии, отпущенной из сети (на вводах ТП, у потребителей), фактические потери электроэнергии в заданном интервале времени в целях их мониторинга не могут быть определены и приравниваются к рассчитанному технологическим.

3. *Второй этап* – в дополнение к исходной информации первого этапа добавляются данные цифровых приборов учета на вводах на стороне 0,4 кВ каждого ТП сначала по отдельным фидерам 6–10 кВ, затем по отдельным центрам питания 110/35/6–10 кВ, и в конечном виде – по РЭС в целом.

На втором этапе в дополнение к задачам, решаемым на предыдущем этапе, появляется возможность расчетного оперативного определения:

- фактических потерь по фидерам 6–10 кВ, где есть полный учет электроэнергии по ТП, как разности отпуска электроэнергии в сеть фидера и суммарного отпуска энергии в сеть 0,4 кВ всех ТП;

- уточненных значений технических потерь в сети 6–10 кВ с учетом реальной загрузки распределительных трансформаторов и структуры технических потерь;

- допустимых и фактических небалансов электроэнергии по каждому фидеру 6–10 кВ, где есть данные цифровых приборов учета;

- уточненных почасовых значений технических потерь в сети 0,4 кВ по реальному отпуску электроэнергии в эту сеть по данным цифровых приборов учета, питающихся от конкретного трансформатора, а не в целом по сети (оперативные расчеты);

- ТП, на которых предположительно может присутствовать бездоговорное и безучетное потребление электроэнергии. Определяется по статистике превышения расхода электроэнергии над предыдущим значением, существенным отклонением и пр. Также ТП можно определять по величине завышенных сверхдопустимых фактических небалансов электроэнергии (нетехнических потерь) и отклонениям от средних значений почасовых значений профилей нагрузки ТП (по накопленным статистическим данным), профилей нагрузок питающего центра;

- небалансов электроэнергии между расчетным полезным отпуском электроэнергии потребителям, присоединенным к сети 0,4 кВ, (определяемым как разность между отпуском в сеть 0,4 кВ по данным цифровых приборов учета и техническими потерями в сети 0,4 кВ) и полезным отпуском электроэнергии потребителям по данным Энергосбыта. Так может быть определена величина нетехнических потерь электроэнергии по каждому ТП.

4. *Третий этап* – в дополнение к исходной информации второго этапа добавляются данные цифровых приборов учета по головным участкам отдельных или всех фидеров 0,4 кВ.

На третьем этапе в дополнение к задачам, решаемым на предыдущем этапе, появляется возможность уточненного оперативного расчета технологических потерь в отдельных или во всех фидерах 0,4 кВ. При оснащении цифровыми приборами учета всех отходящих фидеров 0,4 кВ может быть рассчитан фактический и допустимый небаланс электроэнергии на стороне 0,4 кВ ТП.

5. *Четвертый этап* – в дополнение к исходной информации третьего этапа добавляются данные цифровых приборов учета по всем счетчикам абонентов, присоединенных к сети 0,4 кВ.

На четвертом этапе в дополнение к задачам, решаемым на третьем этапе, появляется возможность расчета допустимых и фактических небалансов электроэнергии по каждому фидеру 0,4 кВ и локализации бездоговорного и безучетного потребления по статистике превышения потребления электроэнергии над средним по каждому абоненту.

В настоящее время, с учетом реального объема оснащения цифровыми приборами учета и средствами передачи данных в режиме *on-line* в распределительных сетях, разработанная Система мониторинга позволяет реализовать первый этап мониторинга потерь электроэнергии.

По мере развития информационной обеспеченности разработанный и уже реализованный механизм позволит без доработок реализовать все остальные этапы мониторинга потерь электроэнергии.

#### **Методы выявления узлов с предположительно возможным бездоговорным и безучетным потреблением**

Система мониторинга позволяет адресно выявлять узлы с высокими небалансами такими методами, как:

– воздействие магнитного поля на счетчик электроэнергии аппаратным способом (по датчикам воздействия магнитного поля с передачей сигнала на диспетчерский пульт через ОИК АСДУ, SCADA ЭНТЕК);

– сравнение расчетного параметра нагрузки на ТП или в узлах (мощность, уровень напряжения) с его измеренным значением.

При наличии статистики потребления Система мониторинга для выявления узлов с высокими небалансами позволяет использовать следующие методы:

– анализ динамики роста нагрузки на ТП и/или в узлах с потреблением в контролируемые часы либо по динамике роста падения напряжения на шинах 0,4 кВ ТП в те же часы и по сравнению этой динамики с динамикой фактических небалансов электроэнергии по фидеру в целом;

– анализ графиков нагрузки потребителей и выявление отклонений от статистических закономерностей.

#### **Условия повышения практической значимости внедрения Системы мониторинга**

В ближайшие годы сетевым компаниям предстоит большая работа по выполнению уже намеченных целевых показателей и поддержанию в дальнейшем фактических потерь электроэнергии на технико-экономически обоснованном уровне, соответствующем мировым достижениям.

Для этого необходимы:

- активизация работ по увеличению доли собственного учета электроэнергии на розничном рынке, по автоматизации этого учета путем широкого внедрения цифровых приборов учета, установки «выносного» приборного учета и учета на границах балансовой принадлежности с использованием «интеллектуальных счетчиков» с функцией управления нагрузкой потребителей;

- увеличение доли автоматизированных приборов учета в точках поставки, в максимальной близости к границе баланса. При этом необходимо выполнение следующих задач:

- узлы учета должны работать в требуемом классе точности и передавать достоверные данные;

- передача телематической информации от приборов учета должна осуществляться в оперативном режиме, обеспечивая оптимальные функции для реализации задач оперативного контроля, анализа и необходимых расчетов;

- узлы учета должны быть приняты в качестве расчетных, элементы средств измерения, входящие в состав узла учета, должны быть поверены;

- дальнейшее совершенствование системы премирования персонала с дифференцированным вознаграждением за снижение потерь;

- совершенствование работы по выявлению и взысканию неучтенного электропотребления, реструктуризация дебиторской задолженности, претензионно-исковой работы;

- разработка, развитие и внедрение системы мониторинга потерь и качества электроэнергии;

- формирование объема оказанных услуг по передаче электроэнергии (мощности) силами сетевой компании.

- обеспечение единства информации от приборов учета в точках поставки между потребителем, сбытовой компанией и сетевой компанией.

Необходимо обеспечить солидарную ответственность и четкое взаимодействие электросетевой и энергосбытовой организаций в части достоверного определения отпущенной потребителям электроэнергии, расчета балансов и нетехнических потерь электроэнергии с целью выявления «очагов» этих потерь и их ликвидации.

Главные пути организации такого взаимодействия заключаются в следующем:

- организация недискриминационного обмена данными приборов учета электроэнергии, установленных на всех уровнях, от потребителей до приборов технического учета в электросетях между всеми участниками процесса учета, расчета и анализа балансов потерь и потребления электроэнергии;

- автоматизация учета электроэнергии и по возможности включение «человеческого фактора» в сборе и обработке информации об отпущенной в сеть и потребленной электроэнергии;

- создание единых баз данных с привязкой потребителей к электрическим сетям для расчета фактических балансов электроэнергии по всем структурным составляющим;

- развитие интегрированных систем учета, расчета технических и нетехнических потерь, балансов и показателей качества электроэнергии в полнофункциональные интеллектуальные системы учета электроэнергии как части интеллектуальной электрической сети;

- внедрение единой CIM IEC 61968/61970 модели сети, доступ к которой обеспечивается для всех участников рынка электроэнергетики;

- передача информации от приборов учета инициативно, с оптимальной дискретностью для решения всего комплекса задач;

- расчеты режимов, расчеты потерь, выявление аварийных ситуаций;

- контроль и регистрация отклонений текущих графиков нагрузок потребителей от их ожидаемых прогнозных и/или фактических;

- на основании информации, формируемой автоматизированной системой – формирование практики устранения потерь.

Необходимо также совершенствование федерального законодательства и правоприменительной практики в части:

- развития и возможностей широкого внедрения энергосервисных контрактов для практической реализации программ снижения потерь электроэнергии в электрических сетях, снижения рисков энергосервисных компаний по возврату денежных средств от полученной экономии;

- совершенствования тарифной политики путем сохранения в тарифах на электроэнергию полученной экономии от снижения потерь и предоставления возможности электросетевым организациям использования денежных средств от этой экономии для дальнейшего снижения потерь, повышения энергетической эффективности передачи и распределения электроэнергии;

- предоставления возможности электросетевым организациям включения в инвестиционную составляющую тарифов затрат на совершенствование системы учета электроэнергии и создания собственного учета на границах балансовой принадлежности;

- разработки и утверждения на федеральном уровне единых методик расчета фактических балансов и потерь электроэнергии, прогнозных балансов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, расчета фактической эффективности мероприятий по снижению потерь электроэнергии;

- совершенствования методов расчета и нормирования потерь электроэнергии с учетом передового отечественного и зарубежного опыта. При этом нормирование потерь электроэнергии с учетом должно рассматриваться не только как составляющая тарифного регулирования, но и как стимулирующая основа для снижения потерь, обеспеченная финансовыми средствами по этому снижению.

## Список рекомендуемой литературы

1. Нестеров, И.М. Технические решения, реализованные в проекте создания Системы мониторинга и управления качеством электроэнергии в границах филиалов ПАО «ФСК ЕЭС»-МЭС Сибири и МЭС Востока / И.М. Нестеров // Презентация. – 2017.

2. Большаков, О.В. ПАО «ФСК ЕЭС». Система мониторинга качества электроэнергии в ЕНЭС / О.В. Большаков, В.В. Конищев, А.А. Минин и др. // Международная научно-практическая конференция «Управление качеством электрической энергии». – 2016.

3. Презентационные материалы разработчиков системы  
<http://www.entels.ru/>

4. Современное состояние и перспективы развития электроэнергетики / А.Ф. Бондаренко, В.Э. Воротницкий, И.Н. Задирако, М.А. Калинкина и др.; под ред. Ю.В. Шарова. – М.: Машиностроение. – 2014. – 380 с.: ил.

5. Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям. Утв. приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. № 326. Зарегистрировано в Минюсте России от 12 февраля 2009 г. № 13314.

6. Воротницкий, В.Э. Программно-технический комплекс автоматизированной системы энергоэффективного управления эксплуатацией и развитием распределительных сетей / В.Э. Воротницкий, М.А. Калинкина, И.А. Паринов и др. // Энергоэксперт. – 2012. – № 2. – С. 24–31.

## СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Andersen, B. The Path Towards HVDC Grids / B. Andersen // ELECTRA. – № 275. – August 2014. – P. 14–15.
2. Balaghi Enalou H. A detailed governor-turbine model for heavy-duty gas turbines with a careful scrutiny of governor features / H. Balaghi Enalou and E. Abbasi Soreshjani // IEEE Trans. Power Syst. – 2015 – Vol. 30 – №. 3. – P. 1435–1441.
3. CIGRE 45-th Session / Set of papers. 24-29 August 2014, Paris [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.cigre.org/papers/login\\_register/\(redirect\\_node\\_id\)/56595/\(event\\_node\\_id\)/40308](http://www.cigre.org/papers/login_register/(redirect_node_id)/56595/(event_node_id)/40308).
4. European smart grids technology platform: Vision and strategy for europe's electricity networks of the future // European Commission. – 2006.
5. Grid 2030: A national Version for Electricity's second 100 years // Office of electric transmission and distribution: United State Department of energy. – July 2003.
6. Hingorani, Narain G. Understanding FACTS // IEEE Press. – 1999.
7. Makoklyuev, B.I. Methods and instruments for power consumption forecasting in electric power companies / B.I. Makoklyuev, A.S. Polizharov, A.V. Antonov // 5th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives. – 2015 – P. 268–271.
8. Meegahapola, L. Characterization of Gas Turbine Lean Blowout During Frequency Excursions in Power Networks / L. Meegahapola and D. Flynn // IEEE Trans. – Power Syst. – 2014. – №. 99. – P. 1–11.
9. Ten Year Network Development Plan 2016 // <http://tyndp.entsoe.eu/>
10. Vanzetta, J. Transition of the Electricity System from conventional generation to a dispersed and/or RES system / J. Vanzetta // ELECTRA. – № 275. – August 2014. – P. 16–27.
11. Verboomen, J. Method for Calculating Total Transfer Capacity by Optimising Phase Shifting Transformer Settings / J. Verboomen, F.J. Spaan, P.H. Schavemaker // CIGRE. – 2008. – P. 1–111.
12. Александров, А.С. О некоторых проблемах надежности и живучести электростанций с парогазовыми установками / А.С. Александров, В.В. Жуков, В.А. Кузьмичев. – Энергетик. – № 12. – 2012.

13. Артемьев, А.А. Разработка и внедрение комплекса обработки метеоданных СО ЭЭС (АС «Метео») / А.А. Артемьев, А.В. Антонов, А.С. Полижаров и др. // Сборник докладов III Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи». – Екатеринбург. – 2012. – С. 123–127.

14. Баринов, В.А. Развитие региональных энергообъединений и их интеграция в глобальную электрическую сеть / В.А. Баринов, В.А. Исаев, Н.В. Лисицын // Электро. – 2016. – № 3. – С. 2–7.

15. Баринов, В.А. Перспективы развития Единой национальной (общероссийской) электрической сети России на период до 2030 г. / В.А. Баринов, В.Ф. Лачугин, Н.В. Лисицын // Электро. – 2013. – № 1. – С. 2–10.

16. Бахмисов, О.В. Методика моделирования газотурбинных и парогазовых установок большой мощности при исследовании процессов в ЭЭС / О.В. Бахмисов, О.Н. Кузнецов // Электричество. – № 5. – 2016.

17. Бахмисов, О.В. Экспериментальное сравнение и выбор моделей газотурбинных и парогазовых установок для исследования процессов в ЭЭС / О.В. Бахмисов, О.Н. Кузнецов // Электричество. – № 9. – 2016.

18. Боков, Г.С. Новые идеи для воздушных линий электропередачи / Г.С. Боков // Энергоэксперт. – № 1. – 2015. – С. 10–19.

19. Виноградов, А.Ю. Моделирование систем регулирования газотурбинных установок для обеспечения их надежной параллельной работы с ЭЭС России / А.Ю. Виноградов, А.С. Герасимов, А.В. Козлов и др. // Электрические станции. – № 11. – 2015.

20. Волков, Э.П. Направления развития энергетического хозяйства и ЕНЭС России и ее интеграция в глобальную электрическую сеть / Э.П. Волков, В.А. Баринов, В.А. Исаев и др. // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2016. – № 5. – С. 1–11.

21. Воронков, Э.Н. Возобновляемая энергетика должна стать ключевым фактором нового экономического цикла / Э.Н. Воронков // Известия Академии электротехнических наук РФ. – Вып. 18. – 2016. – Декабрь.

22. Воротницкий, В.Э. Потери электроэнергии в электрических сетях: анализ и опыт снижения / В.Э. Воротницкий // НТФ «Энергопрогресс». – 2006 [Библиотека электротехники. Приложение к журналу «Энергетик». Приложение к журналу «Энергетик». – Вып. 4(88)]. – С. 104.

23. Воротницкий, В.Э. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в электрических сетях / В.Э. Воротницкий. – М.: «Интехэнерго-Издат»; «Теплоэнергетик», 2016. – С. 336.

24. Воротницкий, В.Э. Эффективность компенсации намагничивающего тока и минимальной нагрузки распределительных трансформаторов сельскохозяйственного назначения / В.Э. Воротницкий, А.З. Красновский, В.Г. Пекелис и др. // Электрические станции. – № 6. – 1987. – С. 60–63.

25. Гвоздев, Г.В. Статические устройства управления режимами энергосистем / Г.В. Гвоздев, А.В. Дроздов, В.И. Кочкин и др. // Электрические станции. – № 5. – 2011.

26. Глазьев, С.Ю. Стратегия опережающего развития России в условиях глобального кризиса / С.Ю. Глазьев. – М.: Экономика, 2015.

27. Глобальное энергетическое объединение / Лю Чжэнья: пер. с китайского, науч. ред. перевода Ю.В. Шаров, П.Ю. Коваленко, К.А. Осинцев. – М.: Издательский дом МЭИ, 2016.

28. Договор об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников Содружества Независимых Государств от 25.11.1998 г.

29. Зысин, Л.В. Парогазовые и газотурбинные тепловые электростанции: учеб. пособие / Л.В. Зысин. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2010. – С. 368.

30. Инновационная деятельность ОАО «Россети» // Электроэнергия. Передача и распределение: Спецвыпуск. – 2014. – Декабрь.

31. Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям. Утверждено приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. № 326. Зарегистрировано в Минюсте России 12 февраля. – 2009. – № 13314.

32. Катаев, А. Рынок мощности. Изменение модели при переходе от дефицита к избытку / А. Катаев, Ф. Опачный // ЭнергоРынок. – № 7. – 2016.

33. Кириенко, Е.И. Анализ современного состояния практики планирования режимов энергосистем на уровне ЦДУ ЕЭС. Особенности планирования в условиях конкурентного рынка // Е.И. Кириенко, С.А. Майоров // Сб. докладов Всероссийской научно-технической конференции «Управление режимами единой энергосистемы России». – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2002.

34. Князев, В.В. Энергоэффективная технология передачи электрической энергии на напряжении 0,95 кВ // Электроэнергия. Передача и распределение. – № 5 (38). – 2016. – С. 42–45.

35. Кондратьев, Н.Д. Большие циклы конъюнктуры и теория предвидения / Н.Д. Кондратьев. – М.: Экономика, 1920.

36. Кочкин, В.И. Режимы управляемых линий электропередачи / В.И. Кочкин, Ю.Г. Шакарян // Электричество. – 1997. – № 9. – С. 2–8.

37. Кочкин, В.И. Управляемые линии электропередачи / В.И. Кочкин, Дементьев Ю.А. // Электрические станции. – 1999. – № 2. – С. 31–38.

38. Кошчев, Л.А. Электропередачи постоянного тока: Нужны ли они России? / Л.А. Кошчев // Электричество. – 1999. – № 3. – С. 29–36.

39. Краткий обзор и обобщение докладов 45-й сессии СИГРЭ, Париж, Франция, 24–29 августа 2014 г. Энергетика за рубежом. Выпуск 1–2; под ред. А.Ф. Дьякова и Ю.Н. Кучерова. – 2015.

40. Кучеров, Ю.Н. Обобщение мировых тенденций развития техники и технологий для больших электроэнергетических систем (по итогам 45-й Сессии СИГРЭ 2014) / Ю.Н. Кучеров // Заседание Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики и Научно-технической коллегии НП«НТС ЕЭС», Москва, 10 декабря 2014 г. Презентация доклада [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

[http://www.cigre.ru/activity/session/session\\_2014/docs/45\\_Session\\_results\\_report.pdf](http://www.cigre.ru/activity/session/session_2014/docs/45_Session_results_report.pdf)

41. Локтионов, С.В. Разработки алгоритма для выбора места установки фазорегулирующего трансформатора в энергосистеме / С.В. Локтионов, С.Ю. Сыромятников // Вестник МЭИ. – 2003 – № 1. – С. 41–49.

42. Макоклюев, Б.И. Анализ и планирование электропотребления / Б.И. Макоклюев. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – С. 296.

43. Макоклюев, Б.И. Технология обработки данных режимных параметров и технико-экономических показателей на основе облачных компьютерных технологий / Б.И. Макоклюев, А.С. Полижаров, А.В. Антонов // Сборник научных статей «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». Вып. 66. Актуальные проблемы надежности систем энергетики / отв. ред. Н.И. Воропай, М.А. Короткевич, А.А. Михалевич. – Минск: БНТУ. – 2015. – С. 454.

44. Макоклюев, Б.И. Формирование и планирование электропотребления, балансов электроэнергии Дальневосточной энергетической компании (ДЭК) / Б.И. Макоклюев, А.А. Артемьев, А.В. Антонов и др. // Энергорынок. – № 6. – 2009.

45. Материалы работ, выполненных АО «Институт ЭНЕРГО-СЕТЬПРОЕКТ», в период 1991–2016 гг.

46. Мисриханов, М.Ш. Опыт внедрения технологии FACTS за рубежом. Ч. 1 / М.Ш. Мисриханов, В.Ф. Ситников // Энергохозяйство за рубежом. – 2007. – № 2. – С. 27–48.

47. Могиленко, А.В. Снижение потерь электроэнергии. Опыт разных стран / А.В. Могиленко // Новости электротехники – № 6 (90). – 2014. – С. 48–51.

48. Моржин, Ю.И. Инновационно-революционные сверхпроводники / Ю.И. Моржин, Ю.Г. Шакарян, В.Э. Воротницкий // Инновации в электротехнике. – № 2. – 2008. – С. 56–59.

49. Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии. Методика определения величины и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков от 13.10.2006 г.

50. Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии. Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков активной мощности от 23.10.2016 г.

51. Основы современной энергетики / под общ. ред. Е.В. Амелистова. 6-е изд. Т. 2. Современная электроэнергетика / под ред. А.П. Бурмана и В.А. Строева. – М.: Издательский дом МЭИ, 2016.

52. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2016 г. // [http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2017/ups\\_rep2016.pdf](http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2017/ups_rep2016.pdf)

53. Полижаров, А.С. Иерархическая система прогнозирования / А.С. Полижаров, А.В. Антонов, Б.И. Макоклюев и др. // Сборник докладов III Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи». – Екатеринбург. – 2012. – С. 346–350.

54. Полижаров, А.С. Опыт разработки и внедрения иерархической системы прогнозирования электропотребления (ИСП) СО ЕЭС / А.С. Полижаров, А.В. Антонов, Э.А. Алла и др. // Энергоэксперт. – 2010. – № 6. – С. 64–66.

55. Положение о порядке оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации ЦДУ.

56. Постановление Правительства РФ от 15 апреля 2014. № 308 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Социально-экономическое развитие Дальнего Востока и Байкальского региона».

57. Постановление Правительства РФ от 9 августа 2016. № 757 «О внесении изменений в государственную программу Российской Федерации «Социально-экономическое развитие Дальнего Востока и Байкальского региона».

58. Предложения по реконструкции ППТ Волгоград–Донбасс / ОАО «НИИПТ», 2001.

59. Программно-технический комплекс автоматизированной системы энергоэффективного управления эксплуатацией и развитием распределительных сетей / В.Э. Воротничкий, М.А. Калинин, И.А. Паринов и др. // Энергоэксперт. – 2012. – № 2. – С. 24–31.

60. Протокол совместного заседания Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики, Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» и Технического комитета РНК СИГРЭ по итогам 45-й сессии СИГРЭ 2014. – № 10/14 от 10.12.2014 г., Москва.

61. Рыжов, Ю.П. Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения / Ю.П. Рыжов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007.

62. Савинцев, Ю.М. Энергоэффективные распределительные трансформаторы: проблемы и надежды / Ю.М. Савинцев, Р.Н. Карамутдинов, В.А. Боков // *www.energogazeta.ru*. – 2010. – Июнь.

63. Совалов, С.А. Режимы Единой энергосистемы / С.А. Совалов. – М.: Энергоатомиздат, 1983.

64. Современное состояние и перспективы развития электроэнергетики: Сборник лекций / под ред. Ю.В. Шарова / А.Ф. Бондаренко, В.Э. Воротницкий, С.В. Локтионов и др. // М.: Машиностроение, 2014. – С. 378.

65. Соглашение между Концерном «Белэнерго», ГАО «Latvenergo», РАО «ЕЭС России», АО «Eesti Energia» и АО «Lietuvos Energija» о параллельной работе энергосистем от 7 февраля 2001 г.

66. Стандарт организации АО «СО ЕЭС» «Резервы активной мощности Единой Энергетической Системы. Определение объемов резервов активной мощности при краткосрочном планировании».

67. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем».

68. СТО 17230282.27.040.002-2008. Газотурбинные установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. Дата введения – 2008-10-01.

69. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2016–2022 гг. Утверждена приказом Минэнерго России от 01.03.2016 г. № 147.

70. Схема территориального планирования Российской Федерации в области энергетики. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 01.08. 2016 г. № 1634-р.

71. Сытников, В.Е. Состояние работ по созданию сверхпроводящих кабельных линий в России и мире: краткий обзор / В.Е. Сытников // *Энергия единой сети*. – № 1 (30). – 2017. – С. 14–27.

72. Теоретические основы, методы и модели управления большими электроэнергетическими системами. – М.: АО «ФСК ЕЭС», 2015.

73. Трансформатор с симметрирующим устройством доказал свою эффективность // *Рынок электротехники*. – № 4. – 2008.

74. Управляемые подмагничиванием электрические реакторы // Сб. статей / под ред. А.М. Брянцева. – М.: Знак, 2004.

75. Фернандо Нуньо. Микролегированные медные провода для воздушных линий электропередачи // «Кабель-news». – № 5. – 2014. – С. 42–47.

76. Худяков, В.В. Электропередачи постоянного тока и опыт их эксплуатации / В.В. Худяков. – М.: Издательство МЭИ, 1992.

77. Шакарян, Ю.Г. Перспективы применения в ЕЭС России гибких (управляемых) электродо передач переменного тока / В.В. Дорофеев, Ю.Г. Шакарян, В.И. Кочкин и др. // Электрические станции. – 2004. – № 8. – С. 10–13.

78. Шакарян, Ю.Г. Технологическая платформа (основные средства) Smart grid / Ю.Г. Шакарян, Н.Л. Новиков // Энергоэксперт. – 2009. – № 4. – С. 30–37.

79. Электрические сети сверх- и ультравысокого напряжения ЕЭС России. Теоретические и практические основы / под общ. ред. чл.-корр. РАН А.Ф. Дьякова. Т. 3. Электропередачи переменного тока специального исполнения. Электропередачи и вставки постоянного тока. – М.: НТФ «Энергопрогресс» Корпорации «ЕЭЭК», 2012.

80. Электрические сети ультравысокого напряжения переменного и постоянного тока / Лю Чжэнья: пер. с китайского А.В. Островского; под общ. ред. Ю.В. Шарова. – М.: Издательство МЭИ, 2015.

81. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Единой национальной электрической сети / О.М. Бударгин, Р.Н. Бердников, М.Б. Шимко и др. – ОАО «ФСК ЕЭС»; ООО ИПК «Платина», 2003. – С. 162.

*Учебное издание*

**Бондаренко** Александр Федорович, **Баринов** Валентин Александрович,  
**Басов** Александр Андреевич, **Бахмисов** Олег Владимирович,  
**Воротницкий** Валерий Эдуардович, **Заслонов** Сергей Викторович,  
**Калинкина** Маргарита Анатольевна, **Кучеров** Юрий Николаевич,  
**Кузнецов** Олег Николаевич, **Локтионов** Сергей Викторович,  
**Лянзберг** Андрей Владимирович, **Макоклюев** Борис Иванович,  
**Новиков** Николай Леонтьевич, **Новиков** Александр Николаевич,  
**Полудницын** Павел Юрьевич, **Севастьянов** Алексей Владимирович,  
**Утц** Станислав Андреевич, **Шакарян** Юрий Гевондович

# СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Учебник

Редактор В.И. Марковская  
Компьютерная верстка Ю.И. Захаровой  
Дизайн обложки Д.А. Николаевой

---

Подписано в печать 16.05.2018	Формат 60×90/16	
Бумага мелованная	Печать офсетная	Гарнитура Таймс
Усл.печ. л. 25,5	Тираж 350 экз.	Заказ №

---

Оригинал-макет подготовлен в РИО НИУ «МЭИ».  
111250, г. Москва, ул. Красноказарменная, д. 14.  
Отпечатано в типографии НИУ «МЭИ».  
111250, г. Москва, ул. Красноказарменная, д. 13.

**Для заметок**