



УЧРЕДИТЕЛИ:  
МИНИСТЕРСТВО ТОПЛИВА И ЭНЕРГЕТИКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ,  
РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ,  
НТФ «ЭНЕРГОПРОГРЕСС»,  
ФЕДЕРАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ  
И ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ ОБЩЕСТВ

Издается  
с января 1930 года

ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

# Электрические станции 4 2002

## Содержание

### ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

- 2 **Коган Ф. Л.** Научно-технические проблемы и программные задачи повышения эффективности регулирования частоты и мощности в ЕЭС России в условиях конкурентного рынка
- 9 **Бондаренко А. Ф., Герих В. П., Кучеров Ю. Н., Тихонов Ю. А., Чемоданов В. И., Шакарян Ю. Г., Шаров Ю. В.** Проблемы и задачи синхронного объединения ЕЭС России с европейскими энергосистемами
- 20 **Фотин Л. П.** К определению научно-технических проблем и программных задач повышения эффективности регулирования частоты и мощности в ЕЭС России в условиях конкурентного рынка
- 36 **Комаров А. Н., Бондаренко А. Ф.** Регулирование частоты в энергосистемах России в современных условиях
- 44 **Протокол** совместного заседания НТС РАО России и НС РАН ПНБЭСЭ по теме: «Научно-технические проблемы и программные задачи повышения эффективности регулирования частоты и мощности в ЕЭС России в условиях конкурентного рынка»
- 57 **Заключение** экспертной комиссии
- 60 **Тузлукова Е. В.** Анализ параллельной работы ЕЭС России с энергосистемами Восточной и Западной Европы по условиям статической устойчивости

### СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ХОЗЯЙСТВЕННОГО МЕХАНИЗМА В ОТРАСЛИ

- 63 **Карпов В. Б., Богомолова Л. Ф.** Опыт работы АО Мосэнерго в области лицензирования

### ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

- 67 **Дьяков А. Ф., Канцедалов В. Г., Берлявский Г. П., Злепко В. Ф., Гринь Е. А.** Новые подходы к оценке ресурса стареющего энергооборудования электростанций и модульные принципы создания диагностической аппаратуры

- 79 **Мергенов В. В., Шульгин В. Д., Коротовских А. И.** Опыт внедрения и эксплуатации рыбозащитного устройства Владимирской ТЭЦ

### Минеральная часть топлива, шлакование, загрязнение и очистка котлов

- 82 **Алехнович А. Н., Богомолов В. В.** Влияние схем сжигания и режимов на шлакование. Трехступенчатое сжигание
- 85 **Васильев В. В., Гребеньков П. Ю., Майданик М. Н., Порозов С. В., Орлов В. Г., Никитин Н. В., Демб Э. П., Сокач Г. П., Веселов О. Н., Кукарцев С. В., Эйхман Е. В.** Очистка топочных экранов котла П-67
- 88 **Майданик М. Н., Щелоков В. И., Пухова Н. И.** Проектирование и схемы наружной очистки поверхностей нагрева котлов «ЗиОМАР»
- 91 **Алехнович А. Н., Артемьева Н. В., Богомолов В. В., Родионов В. А.** Результаты исследований шлакующих свойств углей на огневом стенде УралВТИ

### ИСТОРИЧЕСКИЕ ВЕХИ И СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

- 99 **Жевтяк С. П.** Южноуральской ГРЭС – 50 лет
- 103 **Шварц А. Л.** Освоение головного блока 200 МВт на Южноуральской ГРЭС
- 104 **Воспоминания** М. Б. Гервица

### ОБМЕН ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ОПЫТОМ

- 107 **Иващенко В. Е., Савкун Л. З., Воронова Т. С., Рубцов А. В.** Прибор для определения общего газосодержания в трансформаторном масле

### ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

- 109 **Файбисович Д. Л.** Энергетика Австралии

\* \* \*

- 112 **Кощев Л. А.** (К 70-летию со дня рождения)
- 113 **Семенов Ю. К.** (К 70-летию со дня рождения)

## ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

28 ноября 2001 г. состоялось совместное заседание Бюро Научно-технического совета РАО “ЕЭС России” и Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики по теме: “Научно-технические проблемы и программные задачи повышения эффективности регулирования частоты и мощности в ЕЭС России в условиях конкурентного рынка”, на котором присутствовали 113 чел.

На совместном заседании выступили: со вступительным словом председатель НТС РАО “ЕЭС России” и Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики, чл.-кор. РАН **А. Ф. Дьяков**; с докладом “Научно-технические проблемы и программные задачи повышения эффективности регулирования частоты и мощности в ЕЭС России в условиях конкурентного рынка” **Ф. Л. Коган**, канд.техн.наук, заместитель главного инженера ОАО “Фирма ОРГРЭС”; с заключением экспертной комиссии: **Ю. Н. Кучеров**, доктор.техн.наук, начальник Департамента научно-технической политики и развития РАО “ЕЭС России”.

В обсуждении доклада приняли участие представители РАО “ЕЭС России”, ЦДУ ЕЭС России, ОДУ Северо – Запада, ОДУ Центра, ОДУ Республики Беларусь, ДЦ “Балтия”, Мосэнерго, ВТИ, ЗАО Интеравтоматика, Исполкома Электроэнергетического совета СНГ, НИИ экологических проблем энергетики.

Далее публикуется подборка статей по этой тематике ведущих специалистов ОРГРЭС, РАО “ЕЭС России”, ЦДУ ЕЭС России, ВНИИЭ, протокол совместного заседания НТС РАО “ЕЭС России” и Научного совета РАН и заключение экспертной комиссии по докладу ОРГРЭС.

## Научно-технические проблемы и программные задачи повышения эффективности регулирования частоты и мощности в ЕЭС России в условиях конкурентного рынка

Коган Ф. Л., канд. техн. наук

### Фирма ОРГРЭС

Известно, что частота электрического тока является важнейшим параметром режима работы энергосистемы и одним из основных показателей качества электроэнергии. С точки зрения задачи, рассматриваемой Научно-техническим советом РАО “ЕЭС России”, подчеркнем те аспекты, которые определяют важность поддержания ее номинального значения и точности регулирования в ЕЭС России в условиях конкурентного рынка в отличие от ситуации, которая имела место в предшествующие годы.

В принципе, начиная с 50-х и до начала 90-х годов системам автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ) уделялось у нас большое внимание. Однако при интенсивном развитии Единой энергосистемы Советского Союза, а затем и Восточно-европейского объединения “Мир” задачи обеспечения надежности работы ЕЭС на огромной территории при большом количестве слабых связей, посредством которых создавалось объединение энергосистем, задачи сохранения в работе частей объединения при разрыве этих связей, а также экономичности работы оборудования решались зачастую в ущерб качеству регулирования частоты.

Для удержания частей объединения при нарушении устойчивости или разрыве слабых связей широко испо-

льзовалась противоаварийная системная автоматика, в том числе САОН, а в отделившихся частях действовала автоматическая частотная разгрузка, массово отключавшая потребителей во имя сохранения системы в работе.

Кроме того, в условиях ограниченных резервов мощности задаваемое для ЕЭС рабочее значение частоты зачастую отличалось от ее номинального значения. Было введено понятие, так называемой, “базовой частоты”, т.е. частоты, которая отличалась от номинальной, но должна была поддерживаться в течение достаточно длительного времени по заданию ЦДУ. Стабильность частоты в нормальных режимах была и остается, с точки зрения сегодняшних мерок, неудовлетворительной.

Правилами технической эксплуатации электростанций и сетей вплоть до 15-го издания 1995 г. ответственность за поддержание частоты в ЕЭС возлагалась только на диспетчера ЦДУ. Диспетчеры энергосистем и начальники смен электростанций отвечали в соответствии с ПТЭ за выполнение заданий по рабочей мощности электростанций и несение ими заданной нагрузки без учета требования по изменению мощности при изменении частоты.

Подчеркнем, что такое положение могло существовать и быть терпимым только в условиях централизованного управления экономикой страны и централизованного диспетчерского управления, при котором интересы потребителей учитывались зачастую не в первую очередь, а приказы диспетчера носили безапелляционный характер.

В условиях реструктуризации энергетики эти принципы вошли в противоречие с принципами договорных отношений акционерных обществ (АО-энерго) как между собой, так и с ФОРЭМ. Уже в течение длительного времени они перекладывают обязанность восстановления нормального режима с тех, кто виновен в его нарушении, через диспетчеров ОДУ и ЦДУ на тех, кто вынужден из-за этого по приказу менять свой режим и нести дополнительные затраты, не получая за это компенсации. С дальнейшим же развитием рыночных отношений в электроэнергетике, по мере создания генерирующих компаний, эти проблемы существенно обостряются.

В самом деле, все потребители электроэнергии территориально остаются там же, где они находятся сегодня. И в тех же районах, где и раньше, они будут терпеть убытки в случаях нарушения энергоснабжения из-за действия САОН при угрозе нарушения устойчивости системы, или при выделении именно **территориальной** части ЕЭС с понижением частоты и действиях АЧР. Выделение части ЕЭС с частотой, выше номинальной, также чревато возможностью развития аварийной ситуации в выделенном **территориальном** районе.

А генерирующие компании с целью более полного использования рыночных стимулов для их функционирования и развития создаются не по территориальному признаку, а по принципу объединения в каждой из них тепловых электрических станций примерно равного суммарного потенциала, но сооруженных подчас достаточно далеко друг от друга, каскадов гидроэлектростанций в бассейнах рек (гидрогенерирующие компании) и, наконец, Росэнергоатом, объединяющий все атомные электростанции страны независимо от места их расположения.

Но дело не только и даже не столько в том, как найти виновника и кто должен платить за нарушение режима, когда оно уже произошло. В условиях развивающегося рынка существенно возрастает роль стабильности частоты, поскольку она является показателем эффективности первичного регулирования во всех частях объединения и соответственно способности единой энергосистемы противостоять распространению небалансов из одних частей объединения в другие. Это не только повышает надежность работы ЕЭС, но и позволяет уменьшать мощность вращающегося резерва в различных частях объединения. Поэтому существенно возрастает роль первичного регулирования частоты, которое сегодня в ЕЭС не организовано и носит хаотический характер.

Актуальность рассматриваемой проблемы еще более возросла при постановке на повестку дня задачи расширения рынка электроэнергии на Запад и с этой целью подготовки ЕЭС России к включению на параллельную синхронную работу с энергообъединениями

Центральной и Западной Европы. Это определяется тем, что при организации синхронной параллельной работы энергосистем разных стран, образующих межгосударственное объединение, одной из основных проблем является именно проблема поддержания в них единой частоты с высокой точностью и регулируемых обменов между ними электрической энергии и мощности.

В Западно-европейском объединении UCTE (Union for Coordination of Transmission of Electricity) действуют одинаковые для всех его участников требования к системам первичного, вторичного и третичного регулирования частоты. При этом первичному регулированию уделяется особое внимание именно потому, что оно обеспечивает ограничение распространения небалансов из одних частей объединения в другие и высокую стабильность частоты. К первичному регулированию привлекаются практически все агрегаты традиционных тепловых электростанций, ГЭС, ГАЭС и АЭС.

При вторичном регулировании осуществляется требование полного покрытия небаланса каждого района (практически каждой энергосистемы или иногда трех – четырех энергосистем с одной “ведущей”) за счет собственной генерации.

Это означает, что небаланс мощности, возникший в любой части энергообъединения, автоматически покрывается в процессе первичного регулирования (в течение 30 с) с определенным статизмом по частоте за счет изменения генерации во всех энергосистемах, работающих параллельно, а вторичное регулирование в течение примерно 15 мин компенсирует оставшийся небаланс, восстанавливает исходную частоту, перетоки мощности и резервы первичного регулирования. При этом в районе, где возник небаланс мощности, он полностью компенсируется за счет соответствующей генерации этого территориального района.

Подчеркнем, что столь жесткое нормирование не надумано. Оно потребовалось при создании Западно-европейского объединения в условиях отсутствия там централизованного диспетчерского управления, при включении на параллельную работу энергосистем государств Европы, каждое из которых было самообеспеченным по генерируемой мощности и обладало значительными запасами пропускной способности связей с учетом критерия  $(n-1)$ , а нередко и  $(n-2)$ .

Напротив, ЕЭС СССР, а затем и энергообъединение “Мир”, включавшие в себя порядка 100 энергосистем, развивались как единый технологический комплекс, в котором места сооружения электростанций и трассы межсистемных линий электропередачи выбирались исходя из целесообразности рационального использования топливно-энергетических ресурсов и развития производства всего крупнейшего региона. Централизованное планирование и централизованное диспетчерское управление позволяли выгодно использовать преимущества такого развития.

Однако это способствовало тому, что сегодня в ЕЭС России около 70% энергосистем являются дефицитными и зачастую объединены между собой слабыми связями, что существенно усугубилось с распадом Советского Союза. Для иллюстрации такого положения достаточно сказать, что как в 1999, так и в 2000 гг.

из 11 технологических нарушений в энергосистемах ЕЭС России, которые получили свое развитие из-за набросов мощности с последующим снижением частоты до 47 – 45 Гц и даже ниже, только в одном случае причиной наброса стала частичная потеря генерации, а в 10 случаях причиной было ослабление связи, вызванное отключением ВЛ, хотя общий баланс мощности в объединении не изменялся.

В условиях рынка указанные обстоятельства, безусловно, осложняют обеспечение надежной и устойчивой работы ЕЭС, если образуемые генерирующие компании будут просто, как говорится, “тянуть одеяло на себя”. Требуется новые подходы, поскольку усиление роли диспетчера, безусловно, в наших условиях необходимое на обозримый период, не сможет быть осуществлено без широкого использования экономических стимулов. Поэтому эти факторы должны учитываться уже сегодня при разработке нормативной базы реформирования отрасли, при определении взаимоотношений генерирующих компаний между собой и с ФОРЭМ, при отработке правил работы и механизмов функционирования конкурентного оптового рынка электроэнергии.

В организационно-техническом плане большую роль сыграли и продолжают играть приказы РАО “ЕЭС России” № 368 от 3 июля 2000 г. “О мероприятиях по выполнению на электростанциях требований ПТЭ по регулированию частоты” и № 553 от 15 октября 2001 г. “О первичном регулировании частоты в ЕЭС России”.

Необходимость выпуска этих приказов определялась результатами обследования электростанций, которое Фирма ОРГРЭС организовала и провела в 1998 – 1999 гг. Обследование показало, что требования в части автоматизации режима, которые с 1995 г. содержатся в Правилах технической эксплуатации электростанций и сетей, практически повсеместно не выполняются:

на тепловых электростанциях не включены в эксплуатацию устройства автоматического регулирования, обеспечивающие работу котлов в регулировочном режиме и изменение их производительности при отклонении частоты в нормальном и аварийном режимах. На всех обследованных энергоблоках 200, 300 и 500 МВт действующие системы автоматического регулирования котлов используются только в базовом режиме, а нагрузка в пределах регулировочного диапазона периодически изменяется вручную оператором по диспетчерскому графику. Автоматическое регулирование нагрузки в переменных режимах не освоено;

на всех блоках 300, 500 и 800 МВт с пылеугольными котлами, а также на многих газомазутных блоках 200 и 300 МВт в работе постоянно, а вовсе не в стерегушем режиме, находятся регуляторы “до себя”, которые подавляют воздействие регуляторов частоты вращения турбин;

на ряде блоков 300 МВт режим скользящего давления применяется при полностью открытых регулирующих клапанах турбины как наиболее экономичный режим для блока и электростанции, но не учитывающий интересы энергосистемы;

частотные корректоры в системах регулирования мощности энергоблоков 300 и 800 МВт имеют зону нечувствительности от 49,5 до 50,2 Гц, в пределах кото-

рой регуляторы мощности препятствуют действиям регуляторов частоты вращения турбин, зона нечувствительности которых на порядок меньше;

значительная часть гидроагрегатов ГЭС, особенно поворотно-лопастного типа, из-за повышенных протечек масла в системе регулирования гидротурбин эксплуатируется с завышенной зоной нечувствительности по частоте и сниженным быстродействием, а в ряде случаев – на ограничителе открытия;

существующие на ГЭС системы ГРАМ морально и физически устарели и эксплуатируются с динамическими и статическими характеристиками, не соответствующими нормативным, а на некоторых ГЭС вообще выведены из эксплуатации.

Приказом № 368 всем руководителям АО-энерго и АО электростанций РАО “ЕЭС России” предписано проанализировать существующее положение, разработать и осуществить мероприятия, обеспечивающие участие всех электростанций в первичном регулировании частоты в соответствии с требованиями ПТЭ и других директивных документов. Фирмой ОРГРЭС подготовлено и разослано в энергосистемы и на электростанции информационное письмо [1] с указаниями по реализации на ТЭС этого приказа.

Планы мероприятий представлены от 62 из 72 АО-энерго по 309 электростанциям и 24 электростанциями РАО “ЕЭС России”. 65 электростанций заявили о готовности к полноценному участию в первичном регулировании, в том числе 26 ТЭЦ, 4 ГРЭС и 35 ГЭС. Однако они должны подтвердить свою готовность проведением испытаний по направленной им методике.

В то же время 116 ТЭС сообщили о невозможности для себя принимать участие в первичном регулировании. Необходимо отметить, что к их числу относятся практически все ТЭЦ Мосэнерго и Ленэнерго, мотивировавшие это тем, что часть турбин этих ТЭЦ оборудована встроенными пучками в конденсаторах, а остальные турбины постоянно работают в режиме с отсеченными ЧНД, так как это наиболее экономичный для них режим.

Учитывая, что общая выработка электроэнергии на ТЭЦ составляет около 50% суммарной выработки электроэнергии тепловых электростанций, вопрос об их привлечении к первичному регулированию следует совместно с ЦДУ дополнительно рассмотреть, так как техническая возможность для этого есть, а территориально эти ТЭЦ размещены так, что вряд ли ОЭС Центра и Северо-Запада могут обойтись без их участия в регулировании.

С другой стороны, приходится констатировать, что значительная часть запланированных электростанциями мероприятий по объективным причинам и не могла быть выполнена в срок, первоначально установленный приказом № 368 (к июлю 2001 г.), поскольку для их выполнения потребовалась замена или приобретение новой аппаратуры и совершенствование регулирующих органов. Дело в том, что в 90-х годах СРМ частично или полностью были законсервированы, а на ряде блоков с переходом на новую аппаратную базу демонтированы.

Кроме того, практически все разработанные ранее технические решения были ориентированы на доста-

точно “грубое” поддержание частоты в условиях ограниченных резервов мощности, что не противоречило действовавшим тогда нормам. Поэтому многие электростанции запросили продление сроков выполнения приказа № 368 и рекомендаций ИП ОРГРЭС. И это пришлось учесть. В связи с этим был подготовлен приказ № 553, в соответствии с которым генеральным директорам АО-энерго и АО электростанций предписано под личную ответственность обеспечить поэтапное выполнение мероприятий в сроки, утвержденные Департаментом электрических станций, с полным завершением до ноября 2002 г.

Это означает, что по прошествии этого срока ЦДУ сможет дать команду об уменьшении зоны нечувствительности корректоров частоты на большинстве электростанций страны до величины, равной зонам нечувствительности регуляторов скорости соответствующих турбин, т.е. на порядок. Это позволит оценить системный эффект от широкого участия электростанций в первичном регулировании частоты в ЕЭС России и уточнить оптимальный объем мероприятий, которые необходимо выполнить дополнительно для обеспечения надежной работы ЕЭС в условиях рынка, а также и для согласования характеристик на сечении Восток-Запад с энергообъединениями Центральной и Западной Европы.

Считаем необходимым особо подчеркнуть мобилизующую и, если хотите, психологическую роль упомянутых приказов. Большое значение для эксплуатационного персонала и руководителей всех уровней имеет сам факт признания необходимости поддержания частоты, как одного из важнейших показателей качества и надежности работ энергосистем.

Сегодня это видно из поступающих в ОРГРЭС отчетов о выполняемых мероприятиях. Завтра это должно облегчить решение проблемы обеспечения эффективного регулирования частоты в ЕЭС, поскольку, чем больше электростанций будет участвовать в первичном регулировании частоты, тем меньшим окажется воздействие ее колебаний на каждый энергоблок, меньшим будет износ регулирующих органов и колебания перетоков по связям между энергосистемами.

В этом плане нельзя не коснуться необходимости участия в регулировании частоты атомных электростанций. На Западе АЭС широко и активно участвуют в этом процессе. Задача привлечения российских АЭС к системному регулированию до настоящего времени практически не рассматривалась, возможность их привлечения руководством Росэнергоатома оспаривается, однако требует обсуждения и принятия решений. Это становится особенно актуальным в связи с планируемым увеличением удельного веса атомных электростанций в общей установленной мощности электростанций страны.

Следующим этапом в решении проблемы организации полноценного как первичного, так и вторичного регулирования частоты в ЕЭС России является размещение на ряде специально выделенных электростанций нормированных резервов мощности первичного и вторичного регулирования. С этой целью, по нашему мнению, следует в каждой ОЭС, относительно сбалансированной по генерируемой мощности и нагрузке,

определить специфичный для этого территориального объединения набор электростанций различных типов (газомазутные или пылеугольные ГРЭС, ТЭЦ, ГЭС, АЭС – независимо от форм собственности), для размещения на них резервов первичного и вторичного регулирования.

На этих электростанциях необходимо, в первую очередь, выполнить мероприятия по совершенствованию систем регулирования с доведением до требуемых показателей **территориального объединения в целом**. В этом плане остановимся на двух, по нашему мнению, определяющих обстоятельствах, связанных с тем, что рассматриваемую задачу приходится решать, не дожидаясь технического перевооружения нашей энергетики и существенного усиления существующих в ЕЭС России слабых связей.

Первое из этих обстоятельств связано с тем, какого типа электростанции целесообразно привлекать к нормированному регулированию в каждом территориальном объединении в первую очередь. Этот выбор определяется разной степенью готовности электростанций различных типов к работе в переменных режимах, состоянием и работоспособностью их автоматических систем и соответственно ожидаемой эффективностью их участия в нормированном первичном регулировании, автоматизации на них вторичного регулирования и минимизацией необходимых для этого затрат. Факторы, определяющие подходы к такому выбору, подробно рассмотрены в [2].

Например, в *европейской части страны* основные мощности размещены на ГРЭС с газомазутными энергоблоками 300 МВт, которые и целесообразно, в первую очередь, использовать для регулирования. При этом на них придется размещать резервы как первичного, так и вторичного регулирования, поскольку в маловодный период мощности ГЭС европейской части страны для этого не хватает.

Однако вовсе не обязательно, как это показывает опыт Германии, размещать резервы первичного и вторичного регулирования на одних и тех же энергоблоках. Выборочное размещение резервов повысит экономичность работы электростанций. Следует также заметить, что режим скользящего давления, который у нас широко используется и затрудняет первичное регулирование, обеспечивает возможность работы энергоблоков с высокими средними скоростями изменения нагрузки, поскольку при этом снимаются турбинные ограничения. Поэтому целесообразно дополнительно проработать вопрос о возможности использования режима скользящего давления для вторичного и третичного регулирования.

На *Северном Урале* – это, в первую очередь, газомазутные блоки 800 МВт, наиболее подготовленные на ТЭС к маневренному использованию, а в *Сибири* в многоводный период гидроэлектростанции могут использоваться как для вторичного, так и для первичного регулирования.

Возможность полноценного использования пылеугольных блоков для регулирования частоты осложняется у нас рядом причин, связанных, в первую очередь, с обеспечением устойчивой работы котлов на неоднотипном топливе, хотя в ряде европейских стран пыле-

угольные блоки составляют основную часть парка, используемого на ТЭС как для первичного, так и для вторичного регулирования частоты. При этом там, в отличие от нас, подготовке топлива постоянно уделяется большое внимание.

Диапазон регулирования нагрузки наших пылеугольных блоков вдвое меньше, чем газомазутных, длительность переходных процессов в 1,5 – 2 раза больше, управление подачей топлива в котел намного сложнее и менее надежно, а временами вообще ненадежно из-за некондиционного топлива, поступающего на станцию. Блоки с пылеугольными котлами оснащены сложными системами пылеприготовления, качество и надежность работы которых недостаточно высоки, а регулировочные характеристики нестабильны, особенно при сегодняшней разноразмерности топлива.

Уровень автоматизации технологических процессов на этих блоках также значительно ниже, чем газомазутных. Тем не менее, в тех районах, где без этого нельзя будет обойтись, придется идти на затраты, связанные с необходимостью решения этих проблем. В остальных случаях, по-видимому, будет достаточно убрать на них турбинные ограничения и обеспечить только первичное регулирование без поддержки котлов.

Наконец, около 50% установленной мощности тепловых электростанций составляют у нас, в отличие от Запада, ТЭС с теплофикационными турбинами.

На турбинах, работающих в конденсационном и комбинированном режимах (во втором случае давление пара в теплофикационном отборе регулируется диафрагмой), имеются определенные запасы на регулирование мощности, которые могут быть использованы при первичном регулировании. Турбоагрегаты ТЭЦ, работающие в теплофикационном режиме с закрытой диафрагмой на отборе, когда любые изменения расхода пара через турбину отражаются на температуре сетевой воды, к первичному регулированию частоты без принятия специальных мер привлекаться не могут.

С другой стороны, во многих территориальных регионах нельзя обойтись без привлечения теплофикационных электростанций к первичному регулированию. Многие ТЭЦ уже сегодня используются при регулировании мощности в энергосистемах по диспетчерскому графику. Следовательно, там, где на ТЭЦ окажется необходимым размещать резервы первичного или вторичного регулирования, нужно планировать такие режимы их работы и выполнить мероприятия по обеспечению участия в регулировании как турбо-, так и котлоагрегатов.

Основные генерирующие мощности ЕЭС России размещены на тепловых электростанциях. Однако наиболее маневренными являются ГЭС и ГАЭС, так как гидроагрегаты имеют широкий диапазон и высокие скорости изменения нагрузок, а также минимальное время набора нагрузки, пуска и останова агрегатов. На большинстве ГЭС имеются системы группового регулирования активной мощности (ГРАМ), выполняющие функции АРЧМ. Выделенные для автоматического регулирования ГЭС управляются по каналам телемеханики от центральной координирующей системы ЦДУ ЕЭС России или из ОДУ. Поэтому в настоящее время ГЭС, в первую очередь, используются для автоматиче-

ского вторичного и для третичного регулирования частоты в ЕЭС.

В 2000 г. на ГЭС произведено 22,9% электроэнергии, выработанной всеми электростанциями России. Попутно заметим, что среди 100 действующих ГЭС имеется только одна гидроаккумулирующая станция – Загорская ГАЭС Мосэнерго с шестью гидроагрегатами мощностью по 200 МВт. Отсутствие ГАЭС в других районах страны является сегодня одним из существенных факторов, осложняющих задачу ведения режима в ЕЭС России.

Большая часть ГЭС России готова к участию в первичном регулировании частоты. Основное оборудование гидроагрегатов ГЭС не имеет, как правило, технических ограничений на изменение мощности. Неучастие в регулировании связано лишь с отсутствием четко выраженных требований и материального стимулирования.

Динамические свойства гидроагрегатов не позволяют эффективно регулировать частоту во всем спектре ее колебаний. Минимальный период эффективно подаваемых колебаний частоты ограничивается в основном значением постоянной времени инерции водоводов. Из-за этого и по некоторым другим специфическим причинам такие ГЭС, как Волжские, не могут подавлять колебания частоты с периодом менее 40 – 60 с, а при периоде колебаний частоты 20 – 30 с их реакция может даже привести к увеличению колебаний. Для предотвращения этого явления используется мертвая зона.

Однако колебания частоты с указанным периодом имеют небольшую амплитуду (как правило,  $\pm 0,02 - 0,03$  Гц), а это практически та самая мертвая зона, которая и нормирована в УСТЕ. В современных регуляторах вводят регулируемую мертвую зону по частоте.

Полноценное участие гидроэлектростанций во вторичном регулировании частоты в ЕЭС России, основой которого они являются и будут оставаться, связана с необходимостью совершенствования систем ГРАМ. При создании этих систем в Советском Союзе был разработан и серийно производился центральный регулятор ЦР на базе интегральных микросхем. Этим типом регулятора оснащено большинство ГЭС, но прошло уже более 10 лет, как он снят с производства и его нечем заменить, а установленная аппаратура давно устарела. Поэтому является актуальным создание регуляторов ГРАМ нового поколения.

С учетом особенностей каждого территориального объединения следует решать и вопрос о привлечении АЭС к процессу регулирования. Там, где без этого можно обойтись, по-видимому, не следует размещать резервы вторичного и значительные резервы первичного регулирования на действующих блоках атомных электростанций. Однако необходимо изменить регламенты тех АЭС, которые неоправданно требуют разгрузки своих блоков при понижении частоты в системе. И надо обеспечить участие АЭС в первичном регулировании частоты с поддержкой реакторов.

К слову, подчеркнем, что если бы эффективно действовало первичное регулирование частоты на Рефтинской ГРЭС и на Белоярской АЭС, то оказалась бы не-

возможной известная уральская авария, которая произошла в сентябре 2000 г. с погашением Белоярской атомной.

Второй из указанных ранее факторов состоит в том, что системы автоматического регулирования энергоблоков, на которых будут размещены резервы первичного и вторичного регулирования, должны обеспечивать формирование сложных алгоритмов управления, рассчитанных на работу энергоблоков в различных эксплуатационных режимах с учетом возможных ограничений и различных комбинаций использования вспомогательного оборудования. Реализация таких систем на традиционной аналоговой аппаратуре практически невозможна. Необходим переход на программно-технические средства.

На Западе, в том числе в бывших странах СЭВ, интегрирующихся в УСТЕ, подавляющее число турбоагрегатов уже оснащено электрогидравлическими системами (взамен механогидравлических), которые позволяют осуществить нормированную реакцию на отклонение частоты при зоне нечувствительности меньше  $\pm 10$  мГц. Несмотря на отставание российские заводы для новых турбин или при их модернизации идут этим же путем.

Так, АО ЛМЗ совместно с фирмой Siemens и ЗАО Интеравтоматика разработаны технические решения, которые включают в себя реконструкцию гидромеханической системы регулирования турбины с превращением ее в электрогидравлическую и модернизацию основных контуров регулирования котла.

По утверждению разработчиков эта система полностью удовлетворяет требованиям УСТЕ. Стоимость такой реконструкции объявлена порядка 500 тыс. дол. США. Мы считаем, что при новом строительстве применение, безусловно, целесообразно, а вот на действующих электростанциях – только при реконструкции основного оборудования с целью его совершенствования и при условии продления срока службы не менее чем на 15 – 20 лет. Стоимость такой реконструкции, по-видимому, может быть оценена величиной не менее 2,5 – 3 млн. дол. США, и тогда становятся оправданными указанные затраты на модернизацию САР.

АО УралОРГРЭС совместно с ЛМЗ и Екатеринбургским отделением фирмы “Прософт” выполнена разработка электронной части системы регулирования турбины К-800-240 на базе серийно выпускаемых отечественных и зарубежных технических средств широкого применения. Эта микропроцессорная система реализует как функции ЭЧСР-М по регулированию частоты и мощности в нормальных и аварийных режимах, так и ряд дополнительных функций и обеспечивает возможность работы с зоной нечувствительности по частоте  $\pm 10$  мГц.

Стоимость системы около 200 тыс. дол. США. Для блоков 800 МВт, которые еще не выработали свой расчетный ресурс, такая стоимость представляется вполне оправданной. Опытный образец системы с мая 2001 г. работает на блоке 800 МВт ст. № 4 Сургутской ГРЭС в пассивном режиме (информация, сигнализация, имитация процесса управления) без серьезных замечаний и может быть основой как для тиражирования на блоках

800 МВт ГРЭС-2, так и для использования при теплепереворужении блоков 200 МВт Сургутской ГРЭС-1.

А что делать на газомазутных блоках мощностью 300 МВт и ниже, уже проработавших по 30 лет, для которых тем не менее полноценное техническое перевооружение пока по финансовым соображениям невозможно? Фирма ОРГРЭС предложила для них микропроцессорную систему регулирования частоты и мощности САУМ-300ГМ с использованием аппаратуры КВИНТ-5 (НИИ Теплоприбор). Ожидается, что эта система позволит обеспечить удовлетворительные динамические характеристики первичного регулирования, а ее стоимость составит порядка 100 тыс. дол.

В настоящее время в соответствии с приказом № 368 опытный образец системы реализуется на блоке № 6 Костромской ГРЭС. По завершении этой работы и по результатам испытаний и опытной эксплуатации можно будет принять решение о целесообразности применения этой системы на аналогичных блоках этой и других электростанций.

Улучшение регулирующих свойств ГЭС европейской части страны ограничивается, в первую очередь, возможностями гидромеханических регуляторов гидротурбин. Кардинальным решением проблемы является замена гидромеханических регуляторов электрогидравлическими.

Задача вторичного регулирования частоты решается на ГЭС через системы группового регулирования активной мощности ГРАМ, которые используются и в процессе первичного регулирования. Многолетний опыт эксплуатации систем ГРАМ с центральным регулятором подтвердил их высокую эффективность, однако аппаратная часть давно устарела.

Кроме того, при создании на ГЭС АСУТП ГРАМ должна выполняться как одна из ее подсистем. В настоящее время опыт решения задач ГРАМ в составе АСУТП весьма ограничен. По существу только Воткинская ГЭС имеет АСУТП, в которой решаются задачи ГРАМ, однако и там она выполнена на физически и морально устаревшем ПТК типа М-6000.

К настоящему времени ОРГРЭС проработана возможность создания микропроцессорного ЦР и разработано техническое задание на модернизацию системы ГРАМ Волжской ГЭС (г. Волгоград), которая в соответствии с приказом № 368 выбрана в качестве первоочередного объекта для внедрения этой системы.

Предстоит выбрать технические средства для реализации системы с возможностью ее интегрирования в создаваемую АСУТП ГЭС и в 2002 г. намечаются монтаж, отладка и испытания системы.

По данным ЦДУ, кроме Волжских ГЭС, к вторичному регулированию в европейской части страны следует привлечь также Саратовскую, Чебоксарскую, Нижнекамскую и Воткинскую ГЭС. Для этих электростанций придется организовать систему телеуправления от центральной координирующей системы ЦДУ ЕЭС России. Кроме того, для решения проблемы вторичного регулирования в периоды неэффективности ГЭС потребуются автоматизация, организация телеуправления и привлечение к автоматическому вторичному регулированию ряда энергоблоков тепловых электростанций.

С этой целью нами разработаны предложения по замене технических средств телемеханики для АРЧМ. Эту работу также следует активизировать. В ЦКС ЦДУ ЕЭС России и регуляторах ОДУ потребуются доработки для воздействия помимо ГЭС на энергоблоки тепловых электростанций и дополнительные каналы телеконтроля и телеуправления.

Наконец, еще раз подчеркнем, что рыночные условия диктуют необходимость использования экономических факторов для компенсации затрат генерирующим компаниям и электростанциям, которые будут обеспечивать нормированное первичное и вторичное регулирование частоты в ЕЭС России как в оплату за размещение на них резервов (поскольку это снижает экономичность их работы), так и за выдачу ими дополнительной мощности в процессе регулирования, а также для компенсации затрат в связи с относительно повышенным износом оборудования.

В этом плане интересно проанализировать опыт Польши и Восточной Германии при подготовке их к интегрированию в УСТЕ. В Польше PSE имеет контракты с каждой электростанцией, в которых, в частности, определен тариф оплаты отдельно за установленную мощность с надбавкой за располагаемую и с более высокой надбавкой за контрактную мощность. При этом последняя поставлена в зависимость от степени "нужности" данной электростанции для PSE. В этих контрактах были заданы требования, которым должна удовлетворять после реконструкции каждая электростанция для ее участия в первичном и вторичном регулировании, и согласованы повышенные тарифы на электроэнергию, отпускаемую этими электростанциями после удовлетворения ими предъявленных требований.

На основе указанных контрактных условий каждая электростанция самостоятельно решала проблемы переустройства систем регулирования своих энергоблоков. При этом всюду понадобилась определенная реконструкция основного и вспомогательного оборудования. Более того, реконструкция, выполненная на электростанциях, как правило, была направлена не только на удовлетворение требований обеспечения первичного и вторичного регулирования, но и обеспечила модернизацию основного оборудования с продлением его ресурса до 2015 г. и удовлетворение современных экологических требований.

Представляет большой интерес принятая в VEAG (это – Восточно-Германская энергетическая компания) процедура привлечения электростанций к первичному и вторичному регулированию в энергосистеме и в объединении УСТЕ. С этой целью диспетчерский центр VEAG ежегодно объявляет тендер на участие в системном регулировании с указанием необходимых резервов первичного и вторичного регулирования и требований, которые должны быть при этом выполнены.

В тендере, вообще говоря, могут участвовать, помимо VEAG и BEWAG, любые другие энергосистемы. При достаточно сильных связях это могут быть как энергосистемы западной части Германии, так, например, и Польши, которая продает на рынок УСТЕ электроэнергию, вырабатываемую каменноугольными электростанциями по сравнительно низким ценам.

После определения задания Департамент электростанций VEAG сам определяет, какие из его электро-

станций и какими энергоблоками должны участвовать в первичном и вторичном регулировании, согласовывая принятые решения с ЦДС. При этом он исходит из задачи достижения максимального КПД по энергокомпаниям в целом.

Исходя из этого принципа и учитывая наличие в энергосистеме достаточно большого резерва мощности, для наиболее экономичных современных энергоблоков устанавливается базовый режим работы без непрерывного участия в регулировании, несмотря на их подготовленность к участию как в первичном, так и во вторичном регулировании на основе всех требований УСТЕ. С этой целью на них вводится достаточно большая зона нечувствительности системы регулирования по частоте.

Таким образом, к активному участию в системном регулировании привлекаются менее экономичные электростанции и энергоблоки, для которых это участие является одним из условий выхода на рынок и продажи электроэнергии. При этом для удобства и повышения экономичности аналогичные энергоблоки участвуют, как правило, или только в первичном, или только в автоматическом вторичном регулировании. Очевидно, что такой порядок дает возможность не держать на одних и тех же блоках одновременно резерв первичного и вторичного регулирования, что также повышает экономичность. Подробнее опыт Польши и Восточной Германии в этой части описан в [2].

У нас, к сожалению, во многих сечениях до их усиления придется продолжать ограничивать перетоки мощности, а это будет существенно влиять как на выбор электростанций для их первоочередной подготовки к нормированному участию в первичном и вторичном регулировании, так и на технические решения по осуществлению вторичного регулирования.

Это требует постановки задачи детальной проработки этих вопросов институтом Энергосетьпроект с активным участием ЦДУ ЕЭС России и всех ОДУ. При этом одновременно должна решаться задача скорейшего усиления связей в наиболее ответственных сечениях ОЭС и ЕЭС в целом.

Необходимо пересмотреть действующие и разработать новые нормативные документы, связанные с привлечением ТЭС, ГЭС и АЭС к первичному и вторичному регулированию частоты и обменной мощности. Следует также организовать осуществление мероприятий, предусмотренных проектом отраслевой программы подготовки электростанций ЕЭС России к участию в регулировании частоты в соответствии с требованиями, удовлетворяющими условиям синхронной параллельной работы с энергообъединениями Центральной и Западной Европы, которая предложена ЦДУ, Фирмой ОРГРЭС, ВТИ, ВНИИЭ, НИИПТ и институтом Теплоэлектропроект [2].

С осуществлением рассмотренных мероприятий поддержание и регулирование частоты в ЕЭС России может быть обеспечено на уровне мировых стандартов. В этом случае, при наличии доброй воли партнеров и при обеспечении связей по линиям электропередачи включение крупнейших энергообъединений Востока и Запада на синхронную параллельную работу становится возможным независимо от сроков и темпа технического перевооружения нашей электроэнергетики.



## Список литературы

1. Коган Ф. Л., Касьянов Л. Н., Ительман Ю. Р. Рекомендации по реализации на ТЭС приказа РАО "ЕЭС России" № 368 от 03 / VII 2000 г. "О мероприятиях по выполнению на электростанциях требований ПТЭ по регулированию частоты". Информационное письмо № ИП-06-2000(Э). М.: СПО ОРГРЭС, 2000.
2. Научно-технические проблемы и программные задачи эффективности регулирования частоты и мощности в ЕЭС России в условиях конкурентного рынка / Коган Ф. Л., Ительман Ю. Р., Касьянов Л. Н., Киселев Г. С. – В кн.: Проблемы совершенствования регулирования частоты в ЕЭС России в условиях конкурентного рынка и программные задачи РАО "ЕЭС России" по подготовке к параллельной синхронной работе энергосистем СНГ и Балтии с Западно-европейским энергообъединением. М.: СПО ОРГРЭС, 2002.

## Проблемы и задачи синхронного объединения ЕЭС России с европейскими энергосистемами

**Бондаренко А. Ф.**, инж., **Герих В. П.**, канд. техн. наук, **Кучеров Ю. Н.**, доктор техн. наук, **Тихонов Ю. А.**, **Чемоданов В. И.**, кандидаты техн. наук, **Шакарян Ю. Г.**, доктор техн. наук, **Шаров Ю. В.**, канд. техн. наук

### ЦДУ ЕЭС России – РАО "ЕЭС России" – ВНИИЭ

В последние годы РАО "ЕЭС России" проведена большая работа по улучшению технических стандартов функционирования ЕЭС России, восстановлена параллельная работа энергосистем стран СНГ и ОЭС Балтии. Стратегически важно дальнейшее развитие энергообъединения, создание условий для расширения обменов электроэнергией и мощностью и реализации межсистемных эффектов, развитие торговли, гармонизация правил и принятие единых стандартов, постепенное формирование единого энергетического пространства и межгосударственного рынка электроэнергии и мощности.

Организация совместной работы энергосистем и энергообъединений на оси Восток–Запад соответствует общим интеграционным процессам в Европе и является взаимовыгодной для всех участников с Востока и с Запада, особенно находящихся на стыке Восточного и Западного энергообъединений.

На Западе, на основе UCTE (до 2001 г. UCPTE) формируется Трансевропейская синхронная объединенная электроэнергетическая система (TESIS). К первоначально входившим в UCTE энергосистемам 12 государств континентальной Западной Европы (Бельгия, Германия, Испания, Франция, Греция, Италия, Югославия, Лихтенштейн, Нидерланды, Австрия, Португалия, Швейцария, 460 ГВт, 2000 ТВт·ч в год) в настоящее время присоединилось и работает параллельно энергообъединение CENTREL (Венгрия, Польша, Словакия и Чехия, 60 ГВт, 300 ТВт·ч в год), в ближайшее время планируется включить энергосистемы Румынии, Болгарии и "остров Бурштынской ГРЭС".

На Востоке, на основе ЕЭС России восстановлена параллельная работа энергосистем практически в границах ЕЭС СССР плюс параллельно работающее энергообъединение Средней Азии (300 ГВт).

Эти два энергообъединения суммарной установленной мощностью около 800 млн. кВт при отсутствии географических препятствий и при наличии мощных и простаивающих электрических связей напряжением 750 – 400 – 220 кВ пропускной способностью более 7000 МВт в настоящее время практически не взаимодействуют.

Выполненные в разные годы, начиная с конца 70-х, отечественные и международные исследования [1 – 13

и др.] рассматривали различные варианты взаимодействия энергообъединений от режимов с выделением "островов" нагрузки или генерации с одной из сторон и применения вставок и передач постоянного тока до синхронного объединения. При этом во многих работах показана техническая возможность синхронного объединения и его экономическая целесообразность.

Возможности обменов электроэнергией между странами в режимах островной и радиальной работы незначительны и не соответствуют потребностям экономики соседних стран, поэтому эти режимы могут рассматриваться в качестве начальных этапов взаимодействия, которые важны как сами по себе, так и для перспективного его развития с переходом на новый качественный уровень.

Рассмотренное в ряде работ сооружение ППТ Россия – Германия при наличии неиспользуемых линий в настоящее время экономически не оправдано. ВПТ так же, как "островные" режимы, могут использоваться на начальных этапах взаимодействия, но вариант с ВПТ, рассматриваемый как временное решение, является до-рогим.

Синхронное объединение в наибольшей степени способствует экономической и технологической интеграции партнеров и в связи с этим имеет долгосрочное стратегическое преимущество перед другими видами взаимодействия. Достоинством синхронного объединения является обеспечение наиболее свободного, равноправного доступа партнеров к общему рынку электроэнергии.

Для Восточного энергообъединения в составе параллельно работающих энергообъединений и энергосистем стран СНГ и Балтии включение на синхронную работу с TESIS означает принятие определенной ответственности за постоянное поддержание на согласованном уровне качества электроэнергии и надежности. Это требует совершенствования функционирования с поэтапным переходом на новый технологический уровень, обеспечивающий, в частности, большую степень автоматизации управления, более строгое поддержание заданных характеристик элементов, выполнение международных экологических нормативов, требований по ядерной безопасности и др.

Выполненные в рамках международной программы TACIS исследования по синхронному объединению Восток – Запад (EREG 9601, 1999 г.) обосновали экономически выгодные значения мощности, передаваемой с Востока на Запад, на уровне нескольких гигаватт – в зависимости от принятых цен на топливо и других условий. Следует отметить, что реализация экономических выигрышей затрудняется жесткой конкуренцией среди производителей на европейском рынке, необходимостью передачи электроэнергии на дальние расстояния с транзитом по территориям третьих стран. Поэтому нельзя рассчитывать на достижение значительного объема экспорта электроэнергии сразу после перехода на синхронную работу. Однако, кроме экспорта, возможна реализация межсистемных эффектов за счет совмещения графиков электрической нагрузки, совмещения резервов мощности, рационального использования имеющихся энергоресурсов и структуры генерирующих мощностей при сезонном и суточном обмене электроэнергией, аварийной взаимопомощи, качественного повышения инерционности энергообъединения с соответствующим снижением отклонений частоты от номинальной при нарушениях баланса мощности и др.

Реализация объединения энергосистем Востока и Западной Европы требует решения проблем технического, экономического и политического характера как внутри Восточного энергообъединения, так и с западной стороной. При этом политические и юридические аспекты, особенно по взаимодействию с Западом, являются приоритетными, поскольку обеспечивают возможность (или эффективность) сотрудничества по другим вопросам.

В настоящее время международная активность по этой проблеме повысилась. Европейская комиссия, деятельность которой в значительной степени направлена на либерализацию электроэнергетического рынка, поддерживает направление работ, благодаря которому можно будет замкнуть неиспользуемые электрические связи с Восточным энергообъединением при соответствующем расширении границ общеевропейского рынка.

В ноябре 2001 г. проведено совместное заседание секции стратегии развития электроэнергетики и международных энергетических проектов и секции управления режимами ЭЭС, средств и систем диспетчерского и технологического управления в электроэнергетике НТС РАО “ЕЭС России” по теме: “Проблемы синхронного объединения ЭЭС России с европейскими энергосистемами”.

На заседании секций заслушаны и обсуждены доклады Энергосетьпроекта, ЦДУ ЭЭС России, ВНИИЭ и ОРГРЭС, подводящие итоги работ последних лет, в которых конкретизированы результаты предыдущих исследований и сформулированы предложения по реализации синхронной работы энергообъединений Востока и Запада. Следует отметить высокий уровень инженерных знаний и понимания технических проблем, которые необходимо решить для синхронизации энергообъединений с минимальными затратами.

Также в ноябре 2001 г. на совместном заседании Бюро НТС РАО “ЕЭС России” и Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики рассмотрены “Научно-технические проблемы и программные задачи повышения эффек-

тивности регулирования частоты и мощности в ЭЭС России в условиях конкурентного рынка”. В докладе в основном представлена работа ОРГРЭС по наиболее актуальному аспекту совершенствования регулирования частоты и мощности – привлечению ТЭС к регулированию частоты и мощности. Доклад освещает также ход работ по выполнению приказов № 368 и 553 РАО “ЕЭС России” об активизации участия электростанций в первичном регулировании частоты в ЭЭС России.

Содержащиеся в протоколе заседания Бюро НТС рекомендации предполагается использовать для корректировки планов НИОКР, среднесрочных инвестиционных планов РАО “ЕЭС России” и программ технического перевооружения ТЭС и ГЭС для подготовки технологической инфраструктуры электроэнергетики, в первую очередь, к работе в условиях конкурентного рынка, а также к синхронной параллельной работе с энергообъединением стран Западной Европы.

Далее приводится обзор выполненных работ и основных результатов по техническим аспектам синхронного объединения.

**Обобщение выполненных работ по проблеме организации совместной работы энергообъединений Востока и Запада.** Вопросы сотрудничества Восточной и Западной Европы в области электроэнергетики рассматриваются уже в течение нескольких десятков лет как в плане общей торговли энергоресурсами с поставками природного газа и нефти из России, так и экспорта электроэнергии.

*Международные исследования.* Первые исследования условий объединения энергетических систем европейских стран были проведены в рамках Постоянной комиссии СЭВ по электроэнергии в период 1970 – 1980 гг. В соответствии с планом работы комиссии в 1976 – 1977 гг. Секретариатом СЭВ с участием специалистов СССР был подготовлен и в 1977 г. представлен на 37 заседание секции I сводный доклад “Исследование вопроса о возможности объединения энергетических систем стран Восточной и Западной Европы”.

В докладе, подготовленном специалистами СССР при участии европейских стран СЭВ, рассмотрены вопросы параллельной работы ЭЭС СССР и ОЭС стран СЭВ (объединение “Мир”) в связи с вводом первой межгосударственной ВЛ 750 кВ Украина – Венгрия. При расширении границ энергообъединения Восточной Европы появляются техническая возможность и экономические предпосылки для объединения энергосистем Западной и Восточной Европы. Рассмотрены отдельные технические и экономические аспекты объединения.

Координацию работ в этом направлении частично принял на себя ЕЭК ООН. В отчете ЕЭК ООН “Некоторые соображения к проекту организации работ по проблемам, связанным с проведением исследований, касающихся развития международного объединения энергосистем” (1977 г.) отмечена актуальность проблемы объединения энергосистем Восточной и Западной Европы, определены требования к информационному обеспечению для выполнения анализа технических и экономических проблем объединения.

В докладе, подготовленном Секретариатом ЕЭК ООН “Экономические и технические проблемы, связанные с объединением энергосистем стран Восточной

и Западной Европы” (отчет ЕЭК ООН, 1979 г.), рассмотрены вопросы технической возможности объединения энергосистем Восточной и Западной Европы с сооружением электропередач переменного или постоянного тока Восток – Запад. Экономическая эффективность объединения энергосистем может основываться на экспорте электроэнергии из Восточного региона, сокращении резервов мощности в обеих энергообъединениях, реализации эффекта совмещения графиков нагрузки.

Учитывая актуальность этой проблемы, вопросы обмена электроэнергией между энергосистемами стран Восточной и Западной Европы были включены в повестку дня XI конгресса МИРЭК, проходившего в сентябре 1980 г. В докладе “Электрическая связь между Восточной и Западной Европой, потенциал обмена электроэнергией между Востоком и Западом в Европе” (отчет ЕЭК ООН, 1981 г.) указывалось, что возможный обмен электроэнергией между объединениями Восточной и Западной Европы может составить 40 – 50 млрд. кВт·ч при мощности 7 – 10 млн. кВт (расчетный этап 1990 г.). В качестве технических решений рассматривалось сооружение ВЛ 1150 кВ переменного тока, передач  $\pm 750$  кВ постоянного тока, вставок постоянного тока. Отмечена актуальность продолжения исследований по объединению энергосистем Востока и Запада.

В изучении проблемы Восток – Запад участвуют также CIGRE, UNIPEDE (сейчас EURELECTRIC) и UCPTЕ (сейчас UCTE).

В CIGRE в 1985 г. образован специальный комитет № 39 по эксплуатации и управлению большими энергосистемами. На обсуждение комитета неоднократно выносились вопросы объединения Восток – Запад.

UNIPEDE совместно с UCPTЕ создали в 1990 г. Международную рабочую группу SYSTINT (SYSTem INTegration, сегодня – это рабочая группа EURELECTRIC и UCTE) по вопросам развития энергосистем и их объединений. Эта рабочая группа выполняет следующие задачи:

- осуществляет на регулярных встречах обмен информацией о планах, прогнозах развития энергосистем;
- рассматривает технические, организационные и экономические аспекты развития энергосистем;
- оценивает стратегии развития и оказывает поддержку соответствующих исследований;
- отслеживает проводимые исследования и принимаемые технические решения через доклады (сообщения) своих членов;
- выпускает периодические материалы по вопросам объединения энергосистем и их развития;
- взаимодействует с Комиссией Евросоюза и СИГРЭ.

В работе SYSTINT участвует, как правило, один представитель от страны, заседания проводятся 2 раза в год.

SYSTINT сыграла существенную роль в присоединении CENTREL к UCTE.

Члены SYSTINT в самом начале деятельности сформулировали позицию об отсутствии технических ограничений на расширение синхронных зон.

Национальные компании России, Украины и стран Балтии постоянно принимали участие в работе SYSTINT. На заседаниях регулярно рассматривалась ситуация в

ЕЭС б. СССР (UPS further development), докладывались и обсуждались исследования параллельной работы Восток – Запад. Важно отметить, что в период 1991 – 1995 гг. Россией и Германией (ЦДУ ЕЭС России и Preussen Elektra) была разработана и обсуждена программа испытаний синхронной работы Восток – Запад [3].

Международная рабочая группа SYSTECH (в составе UNIPEDE, UCPTЕ, CDO IPS, SUDEL, NORDEL, COMELEC) опубликовала доклад “Техническая координация между электрическими компаниями в расширенном энергообъединении” (Париж, 1996 г., 28 мая). В докладе, в частности, сделан важный вывод о том, что с расширением синхронной зоны обязательно создание централизованных диспетчерских надстроек. Взаимодействие и координация могут быть осуществлены соседствующими компаниями при децентрализованном диспетчерском управлении.

В последние годы по вопросам синхронного объединения Восток – Запад были выполнены три работы по программе TACIS EC.

1. Программа TACIS-Phare “Техническое изучение интерфейса между расширенной энергосистемой Западной Европы и ее восточными соседями” (Preussen Elektra AG – Bayernwerk AG – EDF – RWE Energie AG, 1997 г.).

Выполненная работа являлась первым этапом исследования по объединению энергосистем TESIS и UPS (ЕЭС России, ОЭС Балтии, Беларуси, Украины и Молдовы). Рассмотрена возможность использования сечения Восток – Запад (сетевые связи 220 – 400 – 750 кВ между TESIS и UPS) для обмена электроэнергией в ближайший период при несинхронном режиме работы объединений с выделением генераторов и островов нагрузки, а также с применением ВПТ при учете закрытия Игналинской АЭС (Литва) и присоединения ОЭС Балтии к UCTE с отделением от ЕЭС России.

2. Программа TACIS-Phare “Исследование технических условий совместной работы энергосистем UCPTЕ, Восточной Европы и Центральной Азии” (заключительный отчет Preussen Elektra AG – IREL, 1997 г.). Дан анализ условий объединения энергосистем Востока и Запада. Показано, что, принимая во внимание условия формирования ЕЭС, проблему создания Трансевропейского энергообъединения следует рассматривать не как расширение UCPTЕ, а как организацию совместной работы двух крупнейших энергообъединений Востока и Запада по совместно разработанным условиям и принципам, учитывающим взаимный богатый опыт эксплуатации. Представлена развернутая программа исследований и организационных мероприятий.

3. Программа TACIS – EREG 9601 “Синхронное объединение Восток – Запад. Возможность и целесообразность”. Консорциум энергетических компаний EDF (Франция), TRACTEBEL (Бельгия), RWE (Германия), CEZ (Чехия) при участии со стороны России ЦДУ ЕЭС России, института Энергосетьпроект и ВНИИЭ, 1998 – 1999 гг.

В работе было выполнено исследование условий синхронной связи энергетических объединений TESIS и UPS.

Рассмотрены экономические вопросы, регулирования частоты и мощности, регулирование напряжения и

реактивной мощности, пропускная способность сечения Восток – Запад, динамические процессы при возмущениях, организация оперативной работы. Выполнен расчетный анализ и даны общие рекомендации по требованиям и организации регулирования частоты и мощности в объединении Восток – Запад, а также по организации диспетчерского управления.

В заключение рекомендуется продолжить работы по синхронному объединению UPS и TESIS.

Под эгидой EURELECTRIC и РАО “ЕЭС России” в Москве, 28 – 29 октября 1999 г. был проведен международный семинар по объединению энергосистем. Целью семинара была презентация результатов проекта TACIS – EREG 9601. Большой интерес к семинару (более 150 участников из Европы, Азии и Африки) привел к тому, что, хотя центральной темой семинара была развернутая презентация результатов исследования параллельной работы Восток – Запад, завязалась дискуссия о выборе между постоянным и переменным током.

В резюме семинара отмечена техническая осуществимость синхронного объединения Восток – Запад, что требует для своей реализации некоторого времени и затрат. Поэтому в ближайшей перспективе могут быть использованы “островные” режимы со связями переменного тока и вставки постоянного тока для реализации отдельных сделок, если это будет востребовано рынком электроэнергии, и одновременно можно шаг за шагом подготавливать синхронное объединение.

Необходимо отметить, что и Россия (А. Б. Чубайс), и Украина (С. Д. Сердюк), и Беларусь (А. И. Козловский) заявили, что синхронное объединение Восток – Запад является стратегической задачей.

*Исследования и организационные мероприятия в России.* В последние годы выполнены три крупные исследовательские работы по заказу РАО “ЕЭС России”.

**НИР-1.** Предложения к программе экспорта электроэнергии из России на период до 2020 г. (Энергосеть-проект, 1998 – 1999 гг.).

Разработаны предложения к программе экспорта электроэнергии в период 2000 – 2020 гг. из России в страны СНГ, Северной, Центральной и Западной Европы, Ближнего Востока и Азии, включая регион Дальнего Востока. Особое внимание уделено вопросам расширения взаимодействия и налаживания устойчивой работы с энергосистемами стран СНГ, расширения экспорта из ЕЭС России в страны Западной Европы, Турцию, Китай и Японию по сетям переменного и/или постоянного тока. Даны предложения по возможности максимального использования пропускной способности существующих межгосударственных связей. Рассмотрены вопросы синхронной работы энергосистем России, Украины, Беларуси, Молдовы с энергообъединением UCTE – CENTREL.

**НИР-2.** Обследование ведущих тепловых и гидроэлектростанций ЕЭС России (Фирма ОРГРЭС, Урал-ОРГРЭС, ЮгОРГРЭС), 1988 – 1999 гг. [8].

В рамках работы выполнено обследование состояния основного оборудования и систем автоматического регулирования на 16 блочных ТЭС ОЭС Центра, Урала и Северного Кавказа, а также Волжской и Воткинской ГЭС, привлекаемых для вторичного регулирования частоты и мощности в ЕЭС. Получены представительные материалы по 10 из 37 блоков 150 МВт, 16 из 76 блоков

200 МВт, 54 из 77 блоков 300 МВт, 4 из 100 блоков 500 МВт, 9 из 14 блоков 800 МВт.

Обследование показало, что на ТЭС требования ПТЭ в части автоматического регулирования частоты повсеместно не выполняются: как правило, не включены в работу системы автоматического регулирования, обеспечивающие работу блоков в регулировочном режиме и изменение их производительности при изменении частоты вращения турбин, постоянно находятся в работе регуляторы давления пара “до себя”, практически выведены из работы частотные корректоры регуляторов мощности блоков и др.

Группа инженеров ОРГРЭС познакомилась с опытом модернизации систем регулирования угольных блоков ТЭС в Польше (PSE) и Германии (VEAG).

**НИР-3.** Анализ и разработка согласованных принципов оперативного и автоматического управления режимами синхронно работающего энергообъединения стран СНГ и Западной Европы 1999 – 2000 гг. (ВНИИЭ, ЦДУ ЕЭС России, Энергосетьпроект, НИИПТ, СибНИИЭ). В задачу работы входили исследование технических аспектов проблемы создания энергообъединения Восток – Запад (в продолжение и развитие работ по проекту TACIS). К основным результатам выполненных исследований относятся:

разработанная информационно-вычислительная модель большой размерности (около 1900 узлов) для анализа статических и динамических режимов работы энергообъединения, включающая наряду с энергосистемами б. СССР также энергосистемы Центральной и Западной Европы;

оценка пропускной способности западного внешнего сечения ЕЭС России и сечения Восток – Запад при различных вариантах их усиления с учетом статических и динамических режимов, в том числе нерегулярных колебаний нагрузки и низкочастотных электро-механических колебаний в энергообъединении;

анализ и разработка общих требований и рекомендаций по режимам работы энергообъединения, совместному регулированию частоты и мощности, обеспечению надежности режима и противоаварийному управлению для межгосударственных сечений.

В РАО “ЕЭС России” проводится работа по пересмотру нормативных документов в сторону сближения требований с существующими европейскими. В 15-е издание ПТЭ [14] впервые включены требования об участии всех электростанций в первичном регулировании частоты и выделенных электростанций – во вторичном регулировании частоты и мощности (п.6.3.3). Впоследствии в извещении № 1 об изменении ПТЭ, утвержденном Минэнерго РФ 17/VI 2000 г., указанный пункт уточнен, в частности, появилось требование об изменении производительности котлоагрегатов и реакторов АЭС в процессе первичного регулирования частоты.

В ГОСТ 13109-97 на качество электроэнергии, введенном в действие постановлением Госкомитета по стандартизации и сертификации РФ в 1998 г., установлены следующие допустимые отклонения частоты: нормальные,  $\pm 0,2$  Гц, в течение 95% времени и предельные,  $\pm 0,4$  Гц, не более 5% времени суток. По сравнению с предыдущим ГОСТ исключена норма  $+ 0,5$  и  $- 1$  Гц в послеаварийных режимах до 90 ч в год.

РАО “ЕЭС России” выпустило ряд приказов, организующих выполнение мероприятий в направлении подготовки синхронной работы энергообъединений Востока и Запада Европы путем повышения требований к техническим характеристикам ЕЭС.

Приказ № 58 от 18/II 1999 г. “Об объединении на параллельную работу энергообъединений Востока и Запада”. В соответствии с приказом была создана рабочая группа, организовавшая разработку программы первоочередных работ, выполнение упомянутых НИР-2 по обследованию электростанций и НИР-3 по принципам управления в энергообъединении Восток – Запад и проведение Международного семинара по синхронному объединению в 1999 г.

Приказы № 368 от 3/VII 2000 г. “О мероприятиях по выполнению на электростанциях требований ПТЭ по регулированию частоты” и № 553 от 15/X 2001 г. “О первичном регулировании частоты в ЕЭС России” выпущены по результатам упомянутого обследования электростанций (НИР-2) и направлены на преодоление выявленных недостатков. Они предписывают руководителям АО-энерго и АО электростанций проанализировать существующее положение, разработать и утвердить в Департаменте электростанций и осуществить мероприятия, обеспечивающие участие электростанций в первичном регулировании частоты в соответствии с требованиями ПТЭ. В результате проведена инвентаризация состояния систем автоматического регулирования электростанций, во многих случаях составлены планы мероприятий, которые частично выполнены. Работа продолжается.

Приказ № 574 от 18/X 2001 г. “О создании Центра технологий развития энергообъединений”. В соответствии с приказом создан Центр на базе ВНИИЭ, НИИПТ, СибНИИЭ с целью проведения исследований и совершенствования системных аспектов работы энергообъединений, в том числе межгосударственных.

Приказ № 580 от 18/X 2001 г. “О координации работ по обоснованию параллельной работы ЕЭС России с энергообъединениями европейских стран”. В соответствии с приказом была создана рабочая группа для подготовки аналитического доклада руководству РАО “ЕЭС России” с целью обоснования политики интеграции ЕЭС России и энергообъединений европейских стран.

**Технические проблемы и принципы реализации синхронного энергообъединения Восток – Запад.** Основные технические проблемы, которые необходимо решить при организации синхронной работы энергообъединений, связаны с подготовкой к параллельной работе:

линий, составляющих электропередачу Восток – Запад и в настоящее время неиспользуемых, а также соответствующего оборудования и автоматики подстанций;

электростанций, прежде всего, тепловых, предназначенных для участия в регулировании частоты и мощности;

систем автоматического и оперативного технологического управления.

Часть межгосударственных линий электропередачи 750 – 400 – 220 кВ, составляющих сечение Восток – Запад, находится в эксплуатации и используется для

передачи электроэнергии в Венгрию, Словакию и Польшу, при выделении “островов генерации” (Украина, Беларусь) или “острова нагрузки” (Польша). Линии 750 кВ выведены из работы, при этом линии Украина – Польша и Украина – Венгрия находятся под охраным напряжением и обслуживаются, а линия Украина – Румыния – в аварийном состоянии. Считается, что линии Львовского сечения (Украина – Польша, Словакия, Венгрия) могут быть введены в эксплуатацию в течение нескольких месяцев.

Значительный круг проблем связан с тем, что объединяемые системы должны работать на единых стандартах функционирования. В то же время энергосистемы Востока и Запада Европы развивались по разным принципам и техническим стандартам. Поэтому при их объединении на параллельную работу необходимо оценить совместимость характеристик, выработать общие требования и правила в отношении оборудования и технологического управления и реализовать необходимое согласование характеристик с выполнением принятых требований и правил. Эти требования касаются в основном систем технологического управления и маневренности электростанций. Наиболее жесткому согласованию подлежат характеристики регулирования частоты и мощности, а также условия обеспечения надежной работы межгосударственных связей.

Объединение не должно привести к ухудшению качества и надежности функционирования партнеров, обеспечивать аварийную взаимопомощь, ограничивая при этом влияние нерегулярных колебаний перетока, исключая взаимопроникновение электрохимических низкочастотных колебаний и предотвращая распространение аварийных процессов.

Существующая процедура “расширения UCTE”, которая была применена и к странам б. СЭВ, предусматривает подробную регламентацию не только существенных характеристик присоединяемой энергосистемы-партнера в целом, но и характеристик внутренних элементов, с требованием, по существу, перехода партнера в значительной степени на технические стандарты UCTE.

В то же время при рассмотрении параллельной работы ЕЭС России и других энергообъединений стран СНГ и Балтии с TESIS принятие правил UCTE невозможно и нецелесообразно. Речь может идти только об организации синхронной работы двух крупных энергообъединений как равноправных партнеров. При этом должны быть разработаны совместные правила, которые устанавливают минимальную регламентацию характеристик партнеров, обеспечивающую взаимное неухудшение качества их функционирования. Такие правила должны относиться только к внешним характеристикам энергообъединений, оказывающим влияние на режим их параллельной работы. Они не должны затрагивать внутренние правила и регламентировать способы реализации требуемых внешних характеристик объединяемых на параллельную работу частей.

Далее кратко рассмотрены вопросы регулирования частоты и мощности и обеспечения надежности.

**Регулирование частоты и мощности.** *Технические нормы TESIS и ЕЭС России.*

В TESIS и ЕЭС России при ведении режима энергообъединения по частоте различаются функции первич-

ного, вторичного и третичного регулирования, которые совместно обеспечивают баланс между генерацией и потреблением и удерживают характеристики режима по частоте и мощности в заданных пределах.

В TESIS применяются правила UCTE [17]. В соответствии с особенностями структуры делается акцент на общие правила, которые устанавливают взаимодействие между независимыми партнерами – субъектами регулирования и объективно должны быть достаточно жесткими и определенными. Субъектами являются блоки регулирования (control block), необязательно в национальных границах, которые состоят из районов регулирования (control area).

ЕЭС России вместе с параллельно работающими национальными энергосистемами или их частями представляет собой единый блок регулирования. Требования обращены в основном к технологическим единицам (электростанциям, агрегатам).

Общие требования к поддержанию частоты в энергообъединениях формулируются в виде допустимых отклонений частоты, которые в UCTE меньше, чем в ЕЭС

ЕЭС	UCTE
95% времени суток $49,8 \leq f \leq 50,2$ Гц	Рекомендуется $49,95 \leq f \leq 50,05$ Гц
Допускается $49,6 \leq f \leq 50,4$ Гц	Допускается $49,85 \leq f \leq 50,15$ Гц

Первичное регулирование частоты осуществляется автоматическими регуляторами частоты вращения турбин (на ТЭС – при согласованном действии регулирования котлоагрегатов).

В TESIS каждый блок (район) регулирования должен участвовать в первичном регулировании частоты своей долей, равной его относительному потреблению (принцип солидарности). Коэффициент участия устанавливается на год и определяет для каждого блока (района) его долю от общих для TESIS значений резерва первичного регулирования (3000 МВт) и крутизны характеристики частота – мощность (18 000 МВт/Гц, или 3 – 6%/° в зависимости от включенной мощности, 300 – 150 ГВт). Резерв должен быть полностью мобилизован первичным регулированием при снижении частоты на 0,2 Гц за 30 с и поддерживаться в интервале времени до 15 мин, в течение которого он замещается вторичным резервом.

В ЕЭС России общий резерв для первичного регулирования, крутизна характеристики частота – мощность и темп мобилизации резерва явно не нормируются, но необходимые их значения, а также, частично, поддержание первичной мощности на минутных интервалах обеспечиваются существующими правилами [14].

По этим правилам все электростанции должны принимать участие в первичном регулировании частоты, при этом не допускается вывод из работы тем или иным способом регуляторов частоты вращения турбины и отключение устройств автоматического регулирования производительности котлоагрегата, а также противодействие автоматики и персонала регулированию частоты, кроме случаев неисправности оборудования

или защиты оборудования от повреждения и останова. Скорость мобилизации первичного резерва ограничивается только предельной скоростью открытия регулирующих клапанов турбин, которая значительно выше, чем по правилам UCTE: 5 – 10% номинальной мощности за 1 с против 1 – 5% за 30 с.

Вторичное регулирование, действуя в более медленном темпе, чем первичное регулирование, обеспечивает астатическое (с нулевой ошибкой) поддержание частоты и обменной мощности в нормальном режиме, а также их восстановление при аварийном небалансе мощности с асимптотическим замещением действия первичного регулирования.

В TESIS и ЕЭС вторичное регулирование (ВР) действует в соответствии с “критерием сетевых характеристик”  $\Delta P + k\Delta f \rightarrow 0$ , где  $\Delta P$  и  $\Delta f$  – текущее значение соответственно небаланса мощности блока регулирования и отклонения частоты,  $k$  – коэффициент, который настраивается примерно равным крутизне характеристики частота – мощность. Использование этого критерия приближенно обеспечивает компенсацию небаланса мощности в результате возмущения вторичным регулятором только того блока (района) регулирования, где это возмущение произошло.

В TESIS вторичное регулирование осуществляется децентрализованно, при этом каждый блок регулирования поддерживает свое сальдо внешних перетоков мощности с коррекцией по частоте, действуя по указанному “критерию сетевых характеристик”. Резерв вторичного регулирования устанавливается из условия компенсации ошибок прогноза нагрузки и нерегулярных колебаний небаланса между мощностью генерации и мощностью потребления в блоке (районе) регулирования.

Восстановление частоты и заданных значений перетоков мощности после аварийного небаланса мощности должно быть обеспечено за время не более 15 мин, при этом весь небаланс компенсируется тем блоком (районом) регулирования, где возникло возмущение (принцип “нарушитель платит”). Если величина резерва недостаточна для компенсации расчетного аварийного небаланса, допускается использовать третичный резерв; интервал 15 мин установлен исходя из возможности использования ручных операций.

В ЕЭС вторичное регулирование осуществляет система автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ), которая построена по централизованно-иерархическому принципу и имеет три-четыре уровня управления, совпадающие с уровнями диспетчерского управления.

Численное значение резерва вторичного регулирования оперативно не устанавливается, оно определяется располагаемой управляемой мощностью электростанций, подключенных под АРЧМ. Явно не нормируется также время полной компенсации аварийных небалансов, но (при работе АРЧМ) оно заведомо меньше 15 мин.

Третичное регулирование в TESIS и ЕЭС в основном предназначено для восстановления диапазона вторичного регулирования и (в TESIS, в некоторых случаях) для оптимизации режима в реальном времени. Для третичного регулирования используется в основном

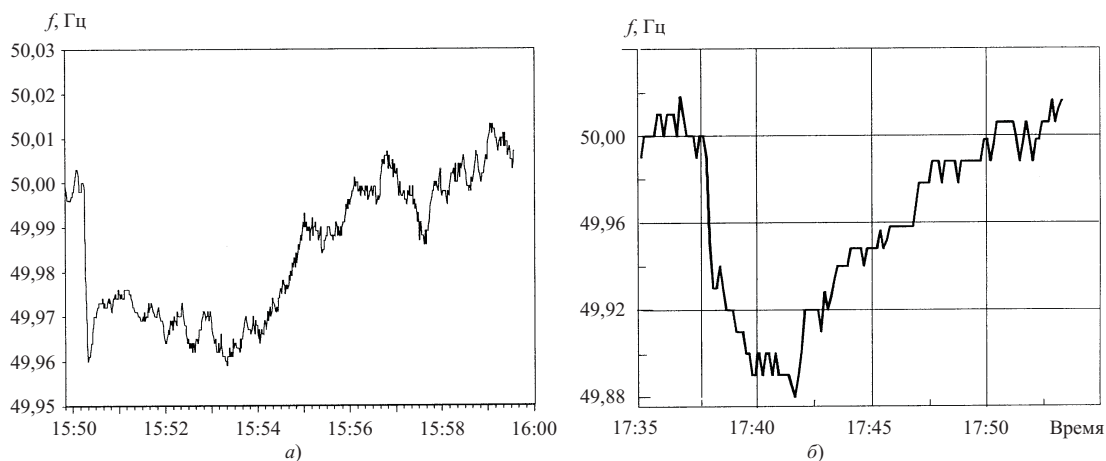


Рис. 1. Процессы при аварийных дефицитах мощности:

*a* – УСТЕ,  $P_{\text{раб}} = 200$  ГВт,  $\Delta P = 1,3$  ГВт  $\approx 0,7\%$ ,  $k(20 \text{ с}) = 11$ ,  $k(180 \text{ с}) = 10$ ; *б* – ЕЭС,  $P_{\text{раб}} = 73$  ГВт,  $\Delta P = 1$  ГВт  $\approx 1,4\%$ ,  $k(20 \text{ с}) = 11$ ,  $k(180 \text{ с}) = 6$

пуск агрегатов ГЭС и ГАЭС (в TESIS также газовых турбин), отключение агрегатов ГАЭС в насосном режиме и перевод их в режим генерации, а также загрузка недогруженных агрегатов. Третичное регулирование осуществляется вручную, в TESIS появляется автоматическое восстановление диапазонов регулирования.

Основные требования к характеристикам агрегатов и энергоблоков, которые определяют общие характеристики энергообъединений, по многим показателям в TESIS и ЕЭС близки: статизм регулирования частоты вращения турбины 4 – 6% для ТЭС и АЭС, 2 – 6% – для ГЭС; технический минимум по мощности энергоблоков 40 – 50% (в ЕЭС для пылеугольных энергоблоков выше – 60 – 70%); скорость изменения мощности в пределах регулировочного диапазона для энергоблоков в TESIS – 8 – 12%/мин, в ЕЭС – в диапазоне  $\pm 7\%$  не ограничивается (около 2%/с) и далее 0,3%/мин; скорость изменения мощности для агрегатов ГЭС 0,5 – 5% /с.

Основное отличие – в величине зоны нечувствительности регулирования частоты вращения паровых турбин: до 20 мГц в TESIS и до 150 мГц в ЕЭС. Кроме того, на большинстве ТЭС в TESIS имеется возможность поддержания действия регуляторов частоты вращения турбин регулированием производительности котлов, в ЕЭС эти возможности ограничены из-за состояния технологической автоматики котлов.

*Достиженные характеристики регулирования в TESIS и ЕЭС России.*

В TESIS к первичному и вторичному регулированию привлекаются ГЭС, ТЭС и некоторые АЭС (Франция, Германия).

В соответствии с правилами УСТЕ постоянно контролируется качество поддержания частоты, а также крутизна характеристик частота – мощность всего энергообъединения и отдельных субъектов регулирования при сбросах мощности более 600 МВт. Пример реального процесса при отключении энергоблока 1300 МВт показан на рис. 1, а. Крутизна характеристики частота – мощность (вычисляется через 20 с после возникновения возмущения) составляет по осциллограмме не менее 40 000 МВт/Гц, т.е. 10 – 12%/ при рабочей мощности 200 ГВт.

Среднее квадратическое отклонение частоты TESIS в нормальных режимах с усреднением за 15 мин не превосходит 20 мГц; этот показатель характеризует качество вторичного регулирования. На рис. 2, а показано распределение среднечасовых отклонений частоты в TESIS, пример для одной (типовой) недели.

В ЕЭС к первичному регулированию привлекаются ГЭС и ТЭС, к вторичному – только ГЭС.

Качество регулирования частоты, а также крутизна общей характеристики частота – мощность (при возникновении больших небалансов мощности) постоянно контролируются службами ЦДУ ЕЭС России. Крутизна характеристики частота – мощность по результатам прежних и настоящих измерений составляет не менее 4 – 8, т.е. не хуже нормируемого в УСТЕ (3 – 6). Пример процесса при аварийном отключении блока 1000 МВт Смоленской АЭС приведен на рис. 1, б, значение “крутизны” составляет примерно 16 000 МВт/Гц, т.е. при рабочей мощности 73 ГВт – около 11%/ – то же, что на рис. 1, а для TESIS.

Эксплуатационные измерения колебаний частоты, автоматически выполняемые с часовым интервалом обработки, показывают, что при работающей системе АРЧМ среднечасовое отклонение частоты не превосходит 20 мГц, т.е. близко к нормальному для УСТЕ. Распределение среднечасовых отклонений частоты в ЕЭС за первую неделю октября 2001 г. показано на рис. 2, б. Видно, что распределения для ЕЭС и TESIS довольно хорошо совпадают, хотя в ЕЭС, в отличие от TESIS, есть отклонения до 90 мГц, которые приходится на выходные дни.

*Выводы и предложения по совершенствованию регулирования.* Структура и принципы регулирования частоты и мощности Восточного энергообъединения и TESIS совместимы. Отличия характеристик Восточного энергообъединения связаны со значительно большей нечувствительностью регулирования турбин, неполным поддержанием первичной мощности на минутных интервалах и недостаточной гарантией вторичного резерва мощности, размещенного в настоящее время на двух Волжских ГЭС и ограничиваемого в паводок по водному режиму.

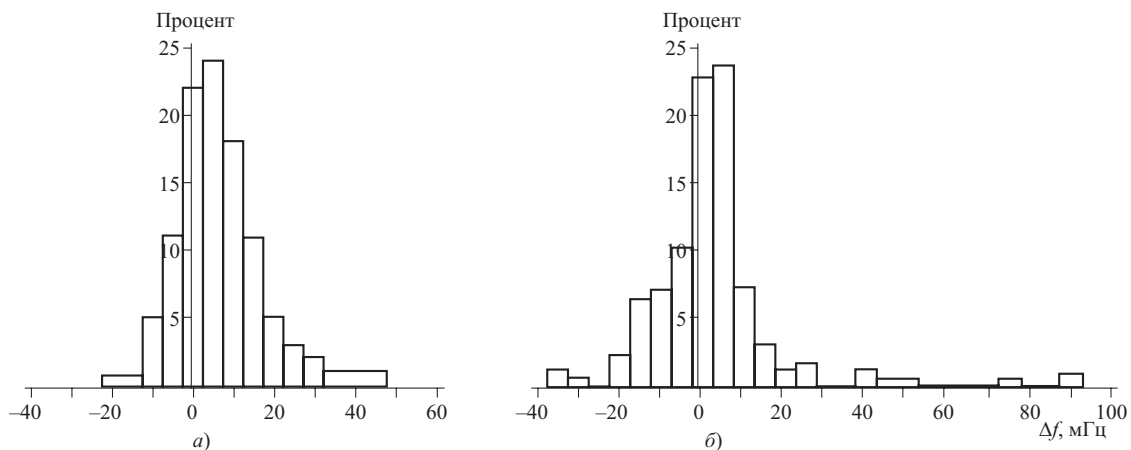


Рис. 2. Средние часовые отклонения частоты за неделю

Для гарантированного поддержания резервов первичного и вторичного регулирования и большей гарантии обеспечения требуемой реакции первичного регулирования необходимо привлечение ТЭС к вторичному и более активному первичному регулированию, что требует организационно-технических мероприятий и определенной модернизации регулирования энергоблоков ТЭС Восточного энергообъединения.

При параллельной работе Восточного энергообъединения и ТЭС, в соответствии с принципом неухудшения условий работы партнера, общая частота должна остаться в границах правил UCTE, которые являются более жесткими, чем правила Восточного энергообъединения. При этом Восточное энергообъединение должно выступать в виде одного партнера — единого регулируемого Восточного блока.

Функции регулирования частоты и сальдо перетоков мощности Восточного блока следует возложить на ЕЭС России, которая имеет наибольшие возможности для поддержания резервов и обладает развитой системой автоматического регулирования частоты и мощности. Внутри Восточного блока должны быть распределены обязанности между партнерами по участию в регулировании частоты и мощности, при этом наиболее приемлема плюралистическая структура. В частности, целесообразно проработать вопрос об образовании совместного регулируемого района с общей резервной мощностью ОЭС Беларуси и ОЭС Балтии, имеющей достаточный мобильный резерв на ГЭС и ГАЭС.

Параллельная работа означает доленое участие Восточного блока в первичном регулировании частоты, при этом нормативные параметры ТЭС (резерв и величина реакции на отклонение частоты) распределяются в отношении мощностей энергообъединений примерно 1:2, т.е. при общем значении резерва 3000 МВт, на Восточный блок приходится 1000 МВт и на ТЭС — 2000 МВт. Минимально необходимая крутизна снижается в 1,5 раза (до 2 – 4%/%).

Требования к качеству вторичного регулирования задаются допустимой точностью поддержания частоты и обменной мощности, которая может быть трансформирована в норматив на 15-минутное среднеквадратическое отклонение перетока мощности в сечении Восток – Запад (250 – 350 МВт при крутизне для ТЭС

12 000 – 18 000 МВт/Гц). Необходимый вторичный резерв Восточного блока при этом составляет 1200 МВт.

Следует отметить, что возможные режимы раздельной работы энергообъединений и их частей предъявляют более жесткие требования к регулированию частоты и мощности, чем указанные минимальные.

Партнеры по Восточному блоку должны участвовать в первичном и вторичном регулировании, в частности, в определенных долях – в создании резервов регулирования. При этом к энергосистемам Казахстана, Центральной Азии и Закавказья, учитывая, что режимы их работы не будут оказывать сколько-нибудь существенного влияния на поток мощности Восток – Запад, целесообразно предъявлять пониженные требования.

Для обеспечения требуемых характеристик первичного и вторичного регулирования в Восточном блоке необходима модернизация систем регулирования примерно 50 энергоблоков 300 и 800 МВт с достаточным сроком службы, исходя из поддержания на каждом из них 5%-ного резерва мощности. Выполнение такой модернизации на современной высокоэффективной и надежной цифровой технике по разным оценкам требует от 0,5 до 1 млн. дол. на энергоблок (всего по Восточному блоку 20 – 50 млн. дол. США).

Модернизация систем регулирования может быть совмещена с планируемой реконструкцией силового оборудования для продления срока службы; вновь вводимое оборудование, в том числе на замену демонтируемому, должно быть маневренным и оснащаться современными системами регулирования. Запланирована работа по уточнению возможностей АЭС и соответствующих требований по их участию в первичном регулировании частоты.

Работы по подготовке электростанций к активному участию в регулировании частоты и мощности в Восточном блоке должны быть скоординированы.

Учитывая, что работа в регулировочном режиме ТЭС сопряжена с дополнительными потерями и износом оборудования, необходима разработка механизмов стимулирования участия электростанций в регулировании частоты и мощности в Восточном блоке.

**Обеспечение надежности и противоаварийное управление.** Технические нормы ТЭС и ЕЭС России. Основным структурным требованием по надежности в



международной практике является критерий ( $n-1$ ), выполнение которого означает отсутствие нарушения нормальной работы сети, энергосистемы или энергообъединения в целом при аварийном отключении одного любого элемента (генератора, линии, трансформатора, фидера нагрузки). Это требование предъявляется и при выборе структуры сети на стадии проектирования и при выборе текущих схемно-режимных условий при эксплуатации. Правила UCTE в отношении сети и энергосистемы в целом требуют выполнения критерия ( $n-1$ ).

В ЕЭС России требование ( $n-1$ ) не полностью отнесено к структуре, в некоторых случаях разрешено предотвращать нарушение, используя противоаварийную автоматику (ПА), аварийно изменяющую режим с воздействием на разгрузку электростанций и отключение потребителей [15]. Это объективно связано с пониженной резервированностью сети из-за ее значительной протяженности и дает возможность обеспечить высокий уровень надежности в этих условиях.

Требования к защитам и принципам их выполнения в ЕЭС России и UCTE примерно одинаковы и обеспечивают близкий и достаточно высокий уровень надежности отключения поврежденного элемента при коротких замыканиях. Можно отметить повышенное резервирование защиты в основной сети ЕЭС, где применяются два независимых комплекта основной защиты плюс резервная защита. Требование применять АПВ в UCTE относится не ко всем линиям, как в ЕЭС, а только к "важным".

В отличие от ЕЭС, где в связи с указанными особенностями ПА широко применяется для обеспечения надежности [16], в европейской практике ПА решает более ограниченные задачи, хотя постепенно ее функции расширяются и усложняются [18].

Применение автоматики по правилам UCTE регламентируется в основном для межсистемных связей и пограничных элементов в интересах энергообъединения. В UCTE в отличие от ЕЭС противоаварийная автоматика не решает задачи предотвращения нарушения устойчивости и ограничения повышения частоты (из-за практического их отсутствия), но решает задачу предотвращения каскадного распространения токовой перегрузки при автоматическом отключении перегруженного элемента – путем выделения соответствующего района (в ЕЭС защита от перегрузки путем автоматического отключения перегруженной линии запрещается). В последнее время после крупных аварий начала использоваться автоматика, предотвращающая развитие лавины напряжения в энергосистемах UCTE путем блокировки повсеместно применяемого автоматического регулирования напряжения изменением отпаек трансформаторов (в ЕЭС это регулирование практически не применяется).

Другие основные функции ПА (ликвидация асинхронных режимов, ограничение снижения частоты) и принципы их реализации в ЕЭС и UCTE достаточно близки. Имеющиеся различия в построении автоматики ограничения снижения частоты связаны с несколько разными требованиями по большим отклонениям частоты, в основном определяемым турбинным оборудованием ТЭС и АЭС.

Развитое противоаварийное управление Восточного энергообъединения предоставляет более мощные средства ограничения переноса возмущения в чужую зону, что при необходимости может быть использовано.

*Достигнутые характеристики обеспечения надежности в TESIS и ЕЭС России.* ЦДУ ЕЭС России фиксирует за год не более 30 – 40 случаев аварийных отключений с небалансом мощности более 500 МВт. В основном отключаемая мощность не превосходит 1000 МВт, за последние 5 лет было 5 случаев отключения мощности в диапазоне 1100 – 1500 МВт и 2 случая (отделение Тюменского района) – 1800 – 900 МВт. Все эти возмущения, кроме самых крупных, не приводили к заметному нарушению режима ЕЭС.

По статистике UCTE последние годы происходило в среднем около 90 отключений единичных блоков мощностью 600 – 1400 МВт в год, при этом за последние 5 лет произошло 12 отключений с потерей мощности в диапазоне 1400 – 2000 МВт. Таким образом, можно считать, что характеристики энергообъединений по отказам с крупным небалансом мощности примерно соответствуют их суммарным мощностям (или, что близко, числу крупных агрегатов).

Технологических нарушений в работе энергосистем, сопровождающихся нарушением устойчивости, разделением энергосистемы, работой АЧР и/или значительным недоотпуском электроэнергии в ЕЭС, происходит в среднем 15 – 20 за год, однако эти нарушения не создают сколько-нибудь значительного возмущения для ОЭС, тем более для ЕЭС; аварийный небаланс мощности обычно находится в пределах 100 – 400 МВт. Подавляющая часть этих нарушений приходится на долю периферийных или изолированно работающих энергосистем с плохо резервированной внутренней или внешней питающей сетью. Нарушения подобного рода в концентрированной части ОЭС Центра, Средней Волги практически не наблюдаются.

Для Западной Европы развитие возмущения в нарушение режима работы района менее характерно из-за значительно более концентрированной основной сети с высоким уровнем резервирования. В этих условиях возникающие нарушения связаны в основном с локальной термической перегрузкой линий, а не с нарушением устойчивости и разделением энергосистемы, как в ЕЭС.

В то же время за последние, примерно, 20 лет в Западной Европе произошли три крупные аварии с погашением значительных районов: в Бельгии в 1983 г. с погашением 2,4 ГВт (50% нагрузки), во Франции в 1987 г. с погашением 12 ГВт нагрузки и в 1978 г. – с погашением 28 ГВт (75% нагрузки). Авария в ЕЭС СССР за это время была в 1979 г. с отключением около 5 ГВт нагрузки в основном от АЧР – для компенсации возникшего аварийного дефицита мощности (в результате разделения схемы ЕЭС) и предотвращения дальнейшего развития аварии.

Опыт этих аварий, с одной стороны, свидетельствует о меньшей надежности крупного энергообъединения Западной Европы, чем ЕЭС СССР и России, где в это время не было равноценных по размерам аварий и где в функциях ПА и принципах оперативного управления предусмотрено противостояние имевшему место

развитию аварий в УСРТЕ. В то же время с учетом мер, принятых по результатам этих аварий, и статистики последних 10 лет можно сказать об удовлетворительной эффективности действующей системы обеспечения надежности энергообъединения УСТЕ.

*Выводы и предложения по обеспечению надежности.* Достигнутые характеристики надежности режимов работы Восточного энергообъединения и TESIS (устойчивость, частота и величина аварийных небалансов мощности, распространение возмущений и др.) взаимно приемлемы, принципиально совместимы подходы к обеспечению надежности, ликвидации аварий, а также базовые принципы противоаварийного автоматического управления.

При организации параллельной работы, независимо от способа обеспечения надежности работы внутри каждого из энергообъединений, важен уровень надежности режима сечения Восток – Запад. Для этого сечения, безусловно, необходимо выполнение критерия надежности ( $n-1$ ), в том числе при внешних для него возмущениях. Указанное требование должно обеспечиваться за счет оперативного ведения режима с надлежащим запасом устойчивости. Важная роль при этом должна быть отведена ОЭС Украины, примыкающей к сечению.

Длительные колебательные режимы в результате возникновения низкочастотных синхронных электро-механических колебаний или асинхронного хода должны быть исключены работой штатной быстродействующей автоматики, как это принято в правилах обеих зон.

Наряду с выполнением критерия ( $n-1$ ) необходимо предусмотреть резервные меры, включающие использование системы контроля и управления режимом сечения Восток – Запад в нормальных и аварийных условиях.

**О мероприятиях по реализации синхронной работы.** Основные направления организационно-технических мероприятий:

- разработка совместных технических требований к партнерам по параллельной работе;

- анализ и уточнение первоочередных направлений и вариантов осуществления параллельной работы;

- восстановление существующих межгосударственных электрических связей;

- подготовка выделенных электростанций к активному участию в регулировании частоты и мощности;

- мероприятия по обеспечению качества регулирования частоты в паводковый период до привлечения ТЭС к вторичному регулированию частоты;

- модернизация системы автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ) с учетом, в частности, установки системы регулирования перетоков активной мощности в сечении Восток – Запад;

- подготовка противоаварийной автоматики в связи с изменением условий ее работы (прежде всего систем автоматического предотвращения нарушений устойчивости, АЧР и устройств автоматической мобилизации резерва, а также устройств автоматической ликвидации асинхронного режима в районах, прилегающих к границам);

- адаптация диспетчерского управления;

развитие и модернизации телекоммуникаций для обеспечения задач автоматического и оперативного технологического управления.

Необходимо также выполнение экономических исследований, связанных с оценкой как эффективности параллельной работы энергообъединений, так и затрат на ее подготовку, включая оценку необходимых для проведения мероприятий.

В технических мероприятиях должны быть выделены первоочередные обязательные этапы для реализации минимальных приемлемых характеристик с планированием последующего их поэтапного улучшения уже после перехода на синхронную работу с TESIS.

Основная работа по подготовке синхронного объединения должна быть проведена в энергосистемах Украины, России, Беларуси, стран Балтии, прилегающих к сечению Восток – Запад.

Важнейшим ближайшим этапом работ является подготовка и проведение кратковременной (до двух недель) экспериментальной параллельной работы Восточной зоны с TESIS. Цели этого этапа:

- подготовка и опробование всех элементов, необходимых для осуществления параллельной работы, включая силовое оборудование, автоматику и диспетчерское управление в объеме, необходимом для экспериментальной параллельной работы;

- определение совместных и частных характеристик энергообъединений в отношении регулирования частоты и мощности, нерегулярных колебаний перетоков мощности, демпфирования низкочастотных электро-механических колебаний, надежности;

- отработка в миниатюре организационных решений и документов по технологическим, экономическим (и политическим) вопросам параллельной работы, а также уточнение требований к системе и методике измерений;

- уточнение необходимого объема мероприятий для организации постоянной параллельной работы;

- демонстрация возможности осуществления параллельной работы.

Принципиальная программа экспериментальной работы и перечень необходимых подготовительных мероприятий в настоящее время разрабатываются Центром технологий развития энергообъединений РАО “ЕЭС России”.

## Выводы

Таким образом, с технической точки зрения нет непреодолимых и ресурсоемких препятствий для организации параллельной работы энергообъединений стран СНГ и Балтии с TESIS. Имеющиеся технические проблемы могут быть разрешены поэтапно, в течение 2 – 3 лет – в минимальном объеме, достаточном для перехода на параллельную работу, и еще в течение примерно 3 лет – в полном объеме.

Существующие межгосударственные электрические связи предоставляют возможность поэтапного освоения достаточно большой пропускной способности (до 6 – 7 ГВт).

Разница в технических правилах объединяемых частей не является критичной и преодолевается при при-

нятии совместных минимальных правил, ориентированных на внешние характеристики энергообъединений. Наиболее серьезным является обязательство сохранения контрактных взаимодействий в сечении Восток – Запад при строгом поддержании частоты как общего параметра энергообъединения, что требует гарантированной сбалансированности по мощности и энергии на любом отрезке времени. В частности, необходимо совершенствование регулирования частоты в ЕЭС и во всем Восточном блоке с привлечением к активному участию в регулировании выделенных тепловых электростанций.

Следует отметить, что большая часть мероприятий по подготовке синхронного объединения улучшает системные характеристики партнеров Восточного энергообъединения, способствует увеличению эффективности его функционирования, качества электроэнергии и надежности электроснабжения, что важно в связи с углублением либерализации электроэнергетики и повышением требований к готовности технологической инфраструктуры развивающегося рынка, а также при осуществлении параллельной работы с национальными энергосистемами других государств, не только европейских.

Для перевода задачи в практическую плоскость важно выработать согласованное решение с UCPE о стратегии именно синхронного объединения, а не присоединения Восточного блока к TESIS, создать совместный Технический комитет, разработать каталог мероприятий и ТЭО проекта синхронного объединения, провести в ближайшие 1 – 1,5 года экспериментальную параллельную работу энергообъединений.

На Технический комитет целесообразно возложить задачи разработки согласованных правил параллельной работы, программы экспериментальной параллельной работы, общей координации действий по выполнению подготовительных работ, осуществления контроля согласованных требований и др.

Необходимо тесное сотрудничество партнеров по Восточному энергообъединению в решении политических и организационных вопросов, а также в выполнении технических мероприятий по подготовке синхронного объединения. Важным условием успешного продвижения проблемы является консолидация Восточного блока, принятие входящими в него странами совместного соглашения о готовности перейти на синхронную работу с TESIS, о формировании единого Восточного блока, распределении зон ответственности, совместном участии в поддержании баланса мощности и энергии и регулировании частоты и мощности, о принципах технологического управления внутри Восточного блока и с TESIS и др. Необходимо разработать совместные правила технологического управления внутри Восточного блока, разработать и реализовать согласованные мероприятия по активизации участия электростанций, особенно тепловых, в регулировании частоты и мощности.

## Список литературы

1. *Перспективы* развития Единой электроэнергетической системы и вопросы параллельной работы энергообъединений Европы / Бондаренко А. Ф., Кучеров Ю. Н., Петряев Е. И. и др. – Изв. РАН. Энергетика, 1992, № 5.
2. *Kapolyi L., Kuchеров Yu., Rudenko Yu.* Development of Europe Energy Space in Changing World / The Third International Symposium on the World Energy System. Uzhgorod, Ukraine, 1993, November, 4 – 7.
3. *Field Test Investigations on the Stability of the East and West European Power Systems.* CDO, PreussenElektra, VEAG, 1993, January 19.
4. *Technical requirements and possibilities of an All-European East-West Interconnection / Schneider J., Haubrich H.-J., Brumshagen H. u.a.* CIRGE, Paris, 1994, Aug. 28 - Sept. 3, Rep. 37 – 103.
5. *Prospectives of Joint Operation and Creation of Europe-Asian Electric Power System / Kuchеров Yu. N., Rudenko Yu. N., Kapolyi L. u.a.* World Energy Council 16th Congress, Tokio, 1995, Rep. 1.4.15.
6. *Кучеров Ю. Н.* Развитие внешних электрических связей ЕЭС России. – Электрические станции, 1999, № 9.
7. *Eurelectric, Proceedings of Seminar on Interconnection.* Moscow, 1999, October 28 – 29.
8. *О подготовке* электрических станций к синхронной работе ЕЭС России с энергообъединениями Европы / Кучеров Ю. Н., Коган Ф. Л., Ительман Ю. Р., Касьянов Л. Н. – Электрические станции, 2000, № 4.
9. *Кучеров Ю. Н., Бондаренко А. Ф., Коган Ф. Л.* О технических аспектах подготовки к параллельной работе ЕЭС России с энергообъединениями Европы. – Электричество, 2000, № 1.
10. *Кучеров Ю. Н.* О концепции совместной работы энергообъединений Востока и Запада. – Электричество, 2000, № 6.
11. *Научно-технические проблемы и программные задачи эффективности регулирования частоты и мощности в ЕЭС России в условиях конкурентного рынка / Коган Ф. Л., Ительман Ю. Р., Касьянов Л. Н., Киселев Г. С.* – В кн.: Проблемы совершенствования регулирования частоты в ЕЭС России в условиях конкурентного рынка и программные задачи РАО “ЕЭС России” по подготовке к параллельной синхронной работе энергосистем СНГ и Балтии с Западно-европейским энергообъединением. М.: СПО ОРГРЭС, 2002.
12. *Schwarz J.* Recent developments in the european interconnected power system. – Electra, 2001, № 197, August.
13. *80 лет* развития энергетики. От плана ГОЭЛРО до реструктуризации РАО “ЕЭС России”. М.: Информэнерго, 2000.
14. *Правила* технической эксплуатации электрических станций и сетей. 15-е изд. М.: СПО ОРГРЭС, 1996.
15. *Руководящие указания по устойчивости энергосистем (основные требования).* М.: Департамент науки и техники РАО “ЕЭС России”, 1994.
16. *Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем (основные положения).* М.: Союзтехэнерго, 1987.
17. *Ground Rules concerning primary and secondary control of frequency and active power within the UCPE.* UCPE, 1998.
18. *UCPE.* Survey of essential Recommendations, 1991. Rules of the Game for interconnected operation, 1997.

## К определению научно-технических проблем и программных задач повышения эффективности регулирования частоты и мощности в ЕЭС России в условиях конкурентного рынка

Фотин Л. П., канд. техн. наук

### ВНИИЭ

В настоящее время регулирование частоты в ЕЭС России обеспечивается с высоким качеством по статической характеристике первичным регулированием (ПР) ГЭС, ТЭС с общим паропроводом и частично – блочными ТЭС, а астатически – вторичным регулированием (ВР) с помощью центральной координирующей системы (ЦКС) АРЧМ ЕЭС России, воздействующей в режиме регулирования частоты на ограниченное число ГЭС.

Цели совершенствования регулирования частоты и перетоков мощности в ЕЭС России:

- активизация участия паросиловых установок (ПСУ) и ГЭС в ПР и привлечение к участию в первичном регулировании ПГУ и АЭС;

- минимизация по технико-экономическим соображениям роли ВР в регулировании текущих отклонений частоты ЕЭС и привлечение к участию в ВР иных источников мощности помимо ГЭС;

- перевод ЦКС АРЧМ из используемого сейчас режима регулирования частоты ЕЭС в режим регулирования частоты и перетоков мощности;

- создание предпосылок, обеспечивающих возможность выполнения ожидаемых условий договоров о подготавливаемой параллельной работе ЕЭС России с ЕЭС стран СНГ и ЕЭС стран Центральной и Западной Европы.

Существующие сложности в достижении поставленных целей определяются отсутствием:

- в необходимом количестве маневренных энергоустановок с техническими характеристиками, отвечающими требованиям ПР и ВР;

- технико-экономического обоснования решений, принимаемых при создании ЦКС АРЧМ;

- опыта эксплуатации ЦКС АРЧМ при участии в регулировании каких-либо иных источников мощности помимо ГЭС;

- заинтересованности эксплуатационного персонала энергоустановок участвовать в регулировании параметров режима энергосистемы;

- нормативной документации, регламентирующей условия совершенствования регулирования частоты и активной мощности в ЕЭС.

**Подготовка маневренных энергоустановок, необходимых для совершенствования регулирования частоты и мощности в ЕЭС России.** Основным препятствием для повышения качества регулирования частоты и перетоков мощности в ЕЭС России в настоящее время является нехватка источников маневренной мощности, пригодных к эксплуатации в режиме непрерывного автоматического регулирования при знакопеременных управляющих воздействиях нормального режима.

Существующее несовершенство источников мощности различного типа, с точки зрения их маневренности, характеризуется следующим.

Существующее несовершенство источников мощности различного типа, с точки зрения их маневренности, характеризуется следующим.

**Гидроэлектростанции.** Маневренные возможности действующих ГЭС ограничиваются:

- неудовлетворительным состоянием морально и физически устаревших систем регулирования турбин значительной части ГЭС;

- необходимостью работать в период весеннего паводка с максимально возможным, а в маловодные годы с минимальным сложившимся, нерегулируемым водотоком;

- требованиями экологии пользования водными ресурсами.

С учетом названных ограничений приходится считаться с периодическим отсутствием возможности привлечения действующих ГЭС к участию в регулировании параметров режима энергосистем.

С целью улучшения регулирующих свойств ГЭС “Фирмой ОРГРЭС” подготовлены предложения и получен опыт реконструкции систем регулирования турбин с гидромеханическими регуляторами скорости и сделаны предложения по решению задач ВР и ПР с помощью систем группового управления мощностью ГЭС.

ВНИИЭ разработана комплексная система управления активной и реактивной мощностью ГЭС, составом и режимом ее оборудования. Прототип системы испытан на Днепровской ГЭС-2. Результаты испытаний опубликованы, одобрены ОДУ Украины, рекомендованы для внедрения на четырех ГЭС Днепровского каскада.

Целесообразность широкого распространения предложений “Фирмы ОРГРЭС” и ВНИИЭ должна быть оценена организациями отрасли.

**Тепловые электростанции.** Маневренные возможности ТЭС в настоящее время ограничиваются неготовностью технологической автоматики котлоагрегатов действующих ТЭС к работе в режиме непрерывного автоматического регулирования при изменении нагрузки по диспетчерскому графику и при знакопеременных возмущающих воздействиях.

**Существующее состояние технологической автоматики ТЭС.** Эксплуатация систем технологической автоматики котлоагрегатов в переменных режимах производится сейчас, как правило, в полуавтоматическом режиме при участии оперативного персонала в ведении режима в связи с необходимостью изменения с

помощью персонала состава вспомогательного оборудования, состава, структуры, настроек регуляторов и др.

В отрасли отсутствует опыт эксплуатации систем ПР блочных ТЭС и систем автоматического управления мощностью (САУМ) ТЭС любого типа в режиме непрерывного автоматического регулирования.

Причиной отсутствия опыта работы ТЭС в режиме непрерывного автоматического регулирования является несовершенство используемых технических средств автоматизации, арматуры, датчиков, не устраняемая типовыми штатными системами регулирования взаимосвязь контуров регулирования расходов питательной воды, воздуха и топлива, низкий запас устойчивости регулирования давления острого пара и мощности энергоустановки и др.

Состояние штатных регуляторов котлоагрегатов ТЭС различно. Часть из них по указанным причинам или не введена в эксплуатацию, или используется только в качестве стабилизаторов технологических параметров при работе энергоустановки с неизменной нагрузкой и выводится из действия на время изменения нагрузки по диспетчерскому графику, или не может обеспечить требуемого запаса устойчивости в нормальной эксплуатации.

Тем не менее, существующая технологическая автоматика ТЭС, пригодная для эксплуатации в полуавтоматическом режиме, при наличии предупредительной сигнализации о происходящем управляющем воздействии ПР или ВР позволяет привлекать ТЭС к участию в работе спорадически действующих ПР и ВР.

В настоящее время совершенствование действующей технологической автоматики ТЭС с целью выполнения требований ПТЭ по регулированию частоты [1, 2] регламентируется Приказами РАО "ЕЭС России" № 368 от 3/VI 2000 г. "О мероприятиях по выполнению на электростанциях требований ПТЭ по регулированию частоты" и № 553 от 15/X 2001 г. "О первичном регулировании частоты в ЕЭС России" и обеспечивается соответствующими методическими материалами [3, 4] и действующими требованиями к автоматизации [5] и маневренности оборудования [6 – 9].

Совершенствование действующей технологической автоматики с целью обеспечения полноценного участия ТЭС в ПР и ВР предусматривает необходимость:

перевода режима эксплуатации технологической автоматики из полуавтоматического в автоматический с внедрением штатной автоматики котлоагрегата в полном объеме;

минимизации колебательности переходных процессов на ТЭС, привлекаемых к участию в ПР и ВР, определяемой индивидуальными динамическими особенностями и взаимодействием различных контуров регулирования параметров режима котлоагрегата [10];

согласования резонансной частоты контура регулирования мощности энергоустановок [11 – 13] с частотными характеристиками возмущающих воздействий ПР и ВР, отображаемым их спектральными плотностями [14].

*Реконструкция технологической автоматики ТЭС.* По данным ЗАО Интеравтоматика возможности эксплуатации технологической автоматики в непрерывном

переменном режиме при изменении нагрузки энергоблока по диспетчерскому графику или при скачкообразных возмущениях можно достичь в рамках реконструкции средств контроля и управления энергоустановками на базе микропроцессорного комплекса программно-технических средств в объеме, обеспечивающем решение штатных задач автоматического регулирования АСУ ТП энергоустановки.

Однако вопросы эксплуатации технологической автоматики в режиме автоматического непрерывного регулирования при возмущениях случайного характера и вопросы согласования резонансной частоты ПР энергоустановки с частотной характеристикой возмущений по частоте электрической сети в нормальных режимах энергосистемы Интеравтоматикой не исследовались.

Поэтому предложение Интеравтоматики использовать ее технические решения по комплексной автоматизации энергоблоков для обеспечения возможности участия энергоблоков в ПР и ВР, как и результаты новых разработок САУМ энергоблоков, выполненных "Фирмой ОРГРЭС" и УралОРГРЭС на базе современной вычислительной техники "Прософт" и "Квинт", требуют экспериментальной проверки при воздействии знакопеременных непрерывных возмущений.

Специальной проверки требует также функциональная готовность предлагаемых САУМ энергоблоков к участию в ВР, поскольку САУМ энергоблоков в качестве объектов управления ВР должны обеспечивать возможность решения ряда специфических задач, например, ввода ограничений по величине и скорости изменения мощности энергоблока в соответствии с нормами маневренности, обеспечения безударности включения – отключения САУМ и др. Кроме того, на ТЭС должен быть создан и общестанционный уровень управления мощностью ТЭС.

*Газотурбинные и парогазовые установки.* В настоящее время отсутствуют данные о располагаемых характеристиках маневренности ГТУ и ПГУ при их участии в ПР.

Анализ материалов совместного заседания НТС РАО "ЕЭС России", НС РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики и Комиссии по газовым турбинам РАН по теме: "О готовности ГТЭ-110 к промышленному освоению. Перспективы использования турбины, в том числе при создании однонального модуля ПГУ-170" (28/III 2001 г.) показывает, что при разработке перспектив внедрения ГТУ и ПГУ и оценке их экономичности не учитывается располагаемая маневренность оборудования, несмотря на наличие действующих "Технических требований к маневренности энергетических парогазовых установок блочных тепловых электростанций" [15].

При обсуждении вопросов о готовности к освоению и перспективах использования ГТУ и ПГУ, несмотря на наличие требований к маневренности этого оборудования [15], не фигурируют данные о достигаемых характеристиках маневренности рассматриваемого оборудования: заводских, теоретических и/или экспериментальных. Выполненное сопоставление основных характеристик газовых турбин проведено без оценки их маневренности и определения влияния достигаемой маневренности на экономичность оборудо-

вания. Ранее выданные заводам отраслевые технические условия на изготовление ГТУ и ПГУ не проверены на соответствие современным требованиям к маневренности оборудования.

Отсутствуют технические требования к маневренности ГТУ и ПГУ, предназначенных для использования в малой энергетике.

Важность вопроса возрастает в связи с тем, что в отношении ГТУ и ПГУ ставится задача замещения ими паротурбинных установок, сжигающих газ.

С целью ликвидации неопределенности в отношении характеристик маневренности ГТУ и ПГУ техническим совещанием организаций отрасли в Департаменте научно-технической политики и стратегии развития РАО "ЕЭС России" разработана программа действий, предусматривающая:

внесение необходимых дополнений в действующие "Технические требования к маневренности энергетических парогазовых установок блочных тепловых электростанций";

проверку отраслевых технических условий, ранее выданных заводам на изготовление ГТУ и ПГУ, на соответствие современным требованиям к маневренности оборудования;

подготовку предложений по техническим требованиям к маневренности ГТУ и ПГУ, планируемых для использования в малой энергетике;

получение от заводов-изготовителей данных о гарантируемых ими характеристиках маневренности ГТУ и ПГУ различного типа;

физическое и математическое моделирование динамических процессов головных образцов ГТУ и ПГУ с учетом системных вопросов;

испытания маневренных возможностей ПГУ-450 на Северо-Западной ТЭЦ;

испытания ГТУ на стенде с учетом их функционирования в составе ПГУ и необходимости решения системных вопросов.

Однако начало работ по указанной программе задерживается в связи с отсутствием их финансирования.

**Атомные электростанции.** В настоящее время в ЕЭС России для целей регулирования параметров режима энергосистем не используется располагаемая маневренность действующих АЭС и отсутствуют данные о гарантируемых характеристиках маневренности вновь проектируемых АЭС.

В процессе приемо-сдаточных испытаний систем автоматизации энергоблоков АЭС, введенных в эксплуатацию в ЕЭС России, проводилась успешная проверка режимов работы систем регулирования мощности при изменении задания по диспетчерскому графику нагрузки, при скачкообразных возмущениях и при воздействии по частоте сети.

Однако в постоянной эксплуатации АЭС маневренные режимы практически не используются в соответствии с действующей отраслевой политикой в отношении экономичности, надежности и долговечности эксплуатации реакторного оборудования.

Важность обеспечения маневренности АЭС определяется тем, что в ОЭС Центра, Северо-Запада и Средней Волги концентрация оборудования, предназ-

наченного для работы с базовой нагрузкой, становится определяющей:

выработка электроэнергии АЭС в настоящее время в этих ОЭС уже достигает 30% и имеет перспективу удвоения;

в отношении АЭС ставится задача замещения ими сжигающих газ ТЭС с паротурбинными установками.

Кроме того, "Основными положениями "Стратегии развития атомной энергетики России в первой половине XXI века" (Минатом России, 1999 г.) прогнозируется утроение мировой потребности в электроэнергии к середине XXI века (до 6000 ГВт) при готовности взять на атомную энергетику основную часть прироста энергии примерно 4000 ГВт, однако при этом учитываются только требования крупномасштабной энергетики по безопасности и экономике без предъявления каких-либо требований по маневренности оборудования АЭС.

"Концепцией развития атомной отрасли на период до 2010 года" (Минатом России, 2000 г.) при определении политики совершенствования действующего оборудования и создания головных блоков третьего поколения также не учитывается необходимость обеспечения маневренности оборудования АЭС.

Анализ материалов второй международной научно-технической конференции "Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики" (20 – 23 марта 2001 г.) подтверждает, что в настоящее время при разработке перспектив создания АЭС и оценке их экономичности не учитывается располагаемая маневренность оборудования, которая необходима для регулирования режима ЕЭС. Задачи развития атомной энергетики большого масштаба намечается решать путем использования быстрых реакторов, при разработке которых, как и на действующем оборудовании АЭС с реакторами типа ВВЭР и РБМК, сосредоточивается внимание на проблемах экономичности и безопасности эксплуатации АЭС, повышении коэффициента использования их установленной мощности, но не на необходимости обеспечения требуемой маневренности оборудования.

В приводимых оценках и расчетах отсутствуют данные о гарантируемых и/или располагаемых характеристиках маневренности АЭС. Все вопросы конкурентоспособности продукции АЭС рассматриваются применительно к работе АЭС с базовой нагрузкой.

Политика Минатом России в отношении эксплуатации АЭС в переменных режимах не согласуется с известным зарубежным опытом эксплуатации АЭС, например Франции, при работе АЭС по диспетчерскому графику и участия в ПР и ВР. Энергоблоки с реакторами ВВЭР-440 участвуют в ПР энергосистем Венгрии и Чехии.

Имеется также отечественный опыт успешных приемо-сдаточных испытаний в маневренных режимах АЭС, введенных специалистами отрасли в эксплуатацию в ЕЭС СССР и за рубежом в 90-х годах. Например, при участии ВНИИЭ, ОРГРЭС, ВТИ в эксплуатацию с переменными режимами была сдана АЭС Ловииса в Финляндии.

Опыт привлечения АЭС к участию в аварийных режимах энергосистем отражен межотраслевым "Решением по способам воздействий противоаварийной ав-

томатики и оперативного персонала на разгрузку атомных электростанций” (1989 г.).

С целью определения путей решения проблемы техническим совещанием РАО “ЕЭС России” и Минатома России, проведенным в Департаменте научно-технической политики и стратегии развития РАО “ЕЭС России”, было признано необходимым разработать совместно программу работ по подготовке АЭС к участию в регулировании параметров режима ЕЭС. При этом участники совещания отметили:

возможность привлечения действующих АЭС к участию в регулировании параметров режима энергосистем на основе технико-экономического обоснования участия с учетом требований безопасности и надежности эксплуатации оборудования АЭС;

острую необходимость разработки и проектирования оборудования и систем управления новых АЭС для работы в маневренных режимах;

наличие в России подготовленного к реализации проекта АЭС нового поколения с реактором ВВЭР-640, способной работать в маневренных режимах;

необходимость решения технико-экономических вопросов участия АЭС в регулировании параметров режима энергосистем в рамках конкурентного рынка мощности и энергии ЕЭС России.

**Повышение эффективности регулирования частоты и перетоков мощности в ЕЭС России.** Совершенствование ПР и ВР в ЕЭС России должно осуществляться с учетом различия характера возмущений нормального режима ЕЭС.

До настоящего времени динамические характеристики ПР и системы АРЧМ на всех ее иерархических уровнях управления анализируются и системы ПР и ВР оптимизируются во временной области при спорадических скачкообразных возмущениях, имеющих место вследствие больших, например аварийных, нарушений баланса мощностей нормального режима ЕЭС. При этом предполагается, что полученные технические решения, обеспечивающие стабилизацию параметров и надежность ведения режима ЕЭС при скачкообразных возмущениях, удовлетворяют и требованиям, предъявляемым к обеим системам в нормальных режимах эксплуатации ЕЭС при непрерывных случайных знакопеременных возмущениях.

Однако в нормальных режимах эксплуатации ЕЭС при случайных возмущениях, характеризующихся непрерывными спектральными плотностями отклонений частоты и перетоков мощности [14], должны применяться иные критерии совершенствования ПР и ВР и иные оценки качества функционирования ПР и ВР и готовности ТЭС к участию в ПР и ВР, а сами оценки должны проводиться в частотной области.

При этом выбор правил ПР и ВР должен производиться с учетом реальных, а не идеализированных динамических характеристик ТЭС и энергосистем, от чего определяющим образом зависит результативность принимаемых технических решений.

**Первичное регулирование.** В процессе совершенствования ПР необходимо решить следующие задачи:

1. Улучшить поддержание частоты сети в низкочастотном диапазоне ее отклонений с минутными периодами и выше.

Частота сети с меньшими периодами отклонений, по данным НИИПТ, в ЕЭС России стабилизируется действующим ПР качественно – не хуже, чем это делается в энергообъединении УСТЕ.

Задача должна решаться в рамках требований ГОСТ 13109-97 при зонах нечувствительности АРСВ и частотных корректоров САУМ, равных 0,3% ( $\pm 0,075$  Гц), устанавливаемых в соответствии с действующими требованиями ПТЭ [1, 2]. Участие ВР в поддержании частоты сети в низкочастотном диапазоне ее отклонений должно быть минимизировано.

2. Обеспечить выполнение требования ПТЭ по участию в ПР всех энергоустановок ЕЭС с целью минимизации участия каждой из них в отдельности в регулировании частоты и минимизации величин регулировочных диапазонов, требующихся от энергоустановок.

Выполнение требования ПТЭ позволяет облегчить условия работы технологической автоматики ТЭС, уменьшить суммарные регулировочные потери и облегчить выполнение действующих требований по маневренности ТЭС [6 – 9].

3. Устранить отклонения частоты сети в окрестности контрольных точек задания диспетчерского графика нагрузки электростанций.

4. Обеспечить возможность улучшения поддержания частоты сети на случай параллельной работы ЕЭС России и УСТЕ в соответствии с правилами ПР и ВР частоты и активной мощности в УСТЕ при уменьшении зоны нечувствительности ПР до величины 0,04% ( $\pm 0,01$  Гц).

*Выполнение требований ПТЭ к участию ТЭС в ПР.* Совершенствование поддержания частоты сети в области низких частот требует обеспечивать на ТЭС регулирование давления острого пара при возмущениях АРСВ турбины по частоте путем воздействия на изменение мощности котлоагрегата.

На приведение в порядок систем регулирования давления (СРД) ТЭС ориентированы мероприятия, предусматриваемые приказами РАО “ЕЭС России” № 368 и № 553 и [3], с целью устранить допусаемое во многих случаях блокирование АРСВ турбин со стороны штатных СРД.

При этом основное внимание в процессе проведения работ по включению в действие штатных СРД и по выполнению требований ПТЭ к участию ТЭС в ПР должно быть направлено на совершенствование автоматических систем регулирования нагрузки котлоагрегатов (АСРНК), без чего ввод в действие штатных СРД невозможен. Уровень совершенствования АСРНК должен быть достаточен для обеспечения возможности работы технологической автоматики котлоагрегата в полностью автоматическом режиме при изменении нагрузки энергоблока по диспетчерскому графику и при знакопеременных воздействиях по частоте, оказываемых на АСРНК в САУМ энергоблоков с частотными корректорами (ЧК).

Основная проблема в части совершенствования технологической автоматики, возникающая при привлечении ТЭС к участию в ПР, заключается в непригодности технологической автоматики, например, регуляторов температур по паровому тракту котла и экономичности сжигания топлива, к работе при небо-

льших (3–5%), но непрерывных знакопеременных возмущениях АСРНК. В настоящее время опыт такой работы в эксплуатационной практике ТЭС в ЕЭС России отсутствует.

Для действенной подготовки ТЭС к участию в регулировании частоты в дополнение к [3] должны быть определены пути ликвидации узких мест штатной технологической автоматики и разработаны соответствующие рекомендации по ее совершенствованию до уровня, обеспечивающего автоматический режим регулирования технологических параметров при любом виде внутренних и внешних возмущений энергоустановки.

Мероприятия на ТЭС по выполнению заданий приказа № 368 должны разрабатываться и выполняться на основе этих рекомендаций.

В доработке и коррекции нуждается также методическое пособие [4], регламентирующее условия проверки готовности ТЭС к участию в ПР.

С целью повышения достоверности оценки достигнутой степени участия ТЭС в ПР и определения величины действительно располагаемого диапазона автоматического регулирования проверка готовности ТЭС должна проводиться не только при скачкообразных, как это предусматривается пособием, но и при знакопеременных возмущающих воздействиях.

Сказанное, в первую очередь, относится к проверке готовности энергоустановок, оснащенных АРСВ с зоной нечувствительности, отвечающей требованиям УСТЕ, и энергоустановок, оснащенных САУМ (АСРНК) и ЧК с зоной нечувствительности, отвечающей требованиям ПТЭ и УСТЕ.

При этом величина действительно располагаемого энергоблоком диапазона автоматического регулирования должна определяться в частотной области на резонансной частоте АСРНК. Величина допустимого регулировочного диапазона, определенная в частотной области, может быть существенно меньше величины допустимого регулировочного диапазона, определенного для ступенчатых возмущений во временной области.

Без проверки готовности ТЭС к участию в ПР при знакопеременных возмущающих воздействиях может оказаться, что попытка энергоустановки, проверенной в соответствии с рекомендациями [4] при скачкообразных возмущениях, участвовать в ПР, когда частота не регулируется ЦКС АРЧМ, приведет к срабатыванию технологических защит энергоустановки. Не случайно, что наиболее распространенным случаем для САУМ энергоблоков, успешно прошедших приемо-сдаточные испытания при скачкообразных возмущениях, является их последующая постоянная эксплуатация лишь в режиме готовности к аварийным отклонениям частоты сети.

Отсутствие требующихся дополнений к рекомендациям [3] и констатация “Фирмой ОРГРЭС” практической невозможности реализации систем автоматического регулирования энергоблоков, участвующих в регулировании частоты, на традиционной аналоговой аппаратуре ставят под сомнение выполнимость в настоящее время требований ПТЭ к участию действующих блочных ТЭС в регулировании частоты.

Для выполнения требований ПТЭ оказывается необходимой коренная реконструкция технологической

автоматики энергоблоков на базе современных программно-технических средств, которая должна быть осуществлена, например, в соответствии с предложениями ЗАО Интеравтоматика и “Фирмы ОРГРЭС”.

*Статизм энергосистемы.* При оценке реакции ПР энергосистемы на скачкообразные отклонения частоты в характеристике ПР энергосистемы должны различаться величины статизма энергосистемы, определяемые в момент завершения работы эквивалентного АРСВ эквивалентной турбины контролируемой энергосистемы и в момент завершения работы эквивалентного АСРНК эквивалентного котлоагрегата энергосистемы. Правилами ПР и ВР частоты и активной мощности в УСТЕ и [22] требуемая определенность не вносится.

Первый из названных статизмов требует нормирования по условию надежности ведения режима энергосистемы и стабилизации высокочастотных колебаний частоты сети, второй – по условиям стабилизации низкочастотных колебаний частоты сети и поддержания баланса генерации и потребления мощности в энергосистеме при допустимом установившемся отклонении частоты. Соответственно эти статизмы могут условно именоваться “статизмом надежности” и “статизмом баланса”.

Статизм надежности при скачкообразном возмущении в энергосистеме определяет величину текущего отклонения частоты в начале переходного процесса на интервале времени 20–30 с, статизм баланса – величину установившегося отклонения частоты в конце переходного процесса на интервале времени 10–15 мин.

*Ограничение отклонений частоты сети в окрестности контрольных точек диспетчерского графика нагрузок электростанций.* В настоящее время диспетчерский график нагрузки электростанций содержит задания их мощности во времени по точкам графика. Выполняются задания оперативным персоналом достаточно точно. В то же время внутри интервалов между контрольными точками по различного рода причинам конъюнктурного характера персонал поддерживает мощность станции весьма произвольно, последствия чего для поддержания частоты ЕЭС особенно проявляются в окрестности точек. Совпадение конъюнктурных тенденций у различных станций приводит к ощутимым отклонениям частоты сети в области часовых и получасовых значений астрономического времени.

Поэтому, с целью уменьшения текущего небаланса генерации и потребления в энергосистеме в указанные часы, изменение мощности электростанций в интервалах времени между точками диспетчерского графика целесообразно также регламентировать, например, линейной зависимостью изменения мощности от времени.

Технически большинство электростанций к этому подготовлено, поскольку они, как правило, оснащены действующими автоматическими задатчиками нагрузки энергоустановок, обеспечивающими при содействии оперативного персонала изменение мощности энергоустановок по диспетчерскому графику с заданной постоянной скоростью даже при наличии технологической автоматики, работающей лишь в полуавтоматическом режиме.

*Выполнение требований УСТЕ к участию ТЭС в ПР.* Перевод технологической автоматики котлоагрега-



тов в полностью автоматический режим является необходимым условием для уменьшения зоны нечувствительности ПР до пределов, отвечающих требованиям УСТЕ.

При уменьшении зон нечувствительности ПР возможно появление дополнительных вопросов.

С одной стороны, в случае воздействия на АСРНК, частотные характеристики которой имеют резонансный характер, отклонений частоты, обладающих спектральной плотностью с широким диапазоном частот спектра [14], на энергоблоке возможна раскачка технологических параметров на резонансной частоте АСРНК. Поэтому специфический вид управляющих воздействий на энергоблок должен учитываться при совершенствовании технологической автоматики энергоблока, выполняемой на базе современных программно-технических средств, и резонансная частота АСРНК должна соотноситься с возможным диапазоном частот спектра. В результате экспериментально-наладочных работ на модернизируемом энергоблоке должна быть определена фактически располагаемая величина регулировочного диапазона ПР, ограничиваемая величиной отклонений технологических параметров энергоблока при знакопеременных возмущающих воздействиях.

В свою очередь, уменьшение зоны нечувствительности ПР многих энергоустановок ЕЭС, имеющее следствием уменьшение статизма эквивалентного регулятора скорости вращения эквивалентной турбины энергосистемы [16, 17], может привести к повышению степени колебательности частоты сети.

В связи с этим появляется необходимость либо уменьшения крутизны частотных корректоров САУМ на всех энергоустановках ЕЭС, либо сокращения числа энергоустановок, участвующих в ПР, при сохранении неизменным нормативного статизма их ПР.

Сокращение числа энергоустановок, участвующих в ПР, при одной и той же величине возмущающих воздействий в ЕЭС приводит к необходимости увеличения изменения мощности регулирующих энергоблоков и увеличения регулировочного диапазона ПР, требуемого от энергоблоков. При этом сокращение необходимого числа энергоблоков, предназначенных для участия в ПР, должно производиться с учетом следующих технико-экономических обстоятельств:

увеличение отклонений мощности ПР энергоблока приводит к снижению экономичности, надежности и долговечности эксплуатации его оборудования в квадратичной зависимости пропорционально дисперсиям технологических параметров режима энергоблока [18];

увеличение регулировочного диапазона ПР в соответствии с действующими требованиями по маневренности [6 – 9] должно сопровождаться принятием решения об ограничении регулировочного диапазона ВР и ограничении допустимой величины и скорости изменения нагрузки энергоблока по диспетчерскому графику или принятием решения о сокращении располагаемого ресурса основного оборудования энергоблока.

Таким образом, сокращение числа энергоблоков, предназначенных для участия в ПР, имеет существенные отрицательные последствия.

В настоящее время ЦДУ ЕЭС России оценило числом 60 необходимое для решения задач ПР число энергоблоков условной мощностью 300 МВт. С учетом сказанного это число должно быть увеличено.

*ПР при работе энергоблоков на выделенную нагрузку.* При совершенствовании ПР, СРД и технологической автоматики энергоблоков необходимо учитывать, что имеющиеся типовые решения по СРД не учитывают снижения запаса устойчивости в контуре регулирования давления пара, структура которого изменяется в случае выделения энергоблока на изолированную работу с местной нагрузкой, когда контур регулирования давления на энергоблоке и контур регулирования частоты сети нагрузки оказываются взаимосвязанными.

Системы автоматизации энергоблоков, вновь разрабатываемые на базе современных программно-технических средств, должны обеспечивать устойчивую работу энергоблока и нагрузки в рассматриваемом режиме.

*Вторичное регулирование.* В процессе совершенствования ВР по его назначению необходимо решить следующие задачи:

1. Обеспечить системный подход к автоматизации режимов ЕЭС, выполняя комплексную оптимизацию решений, выбираемых для системного и станционного уровней управления ВР.

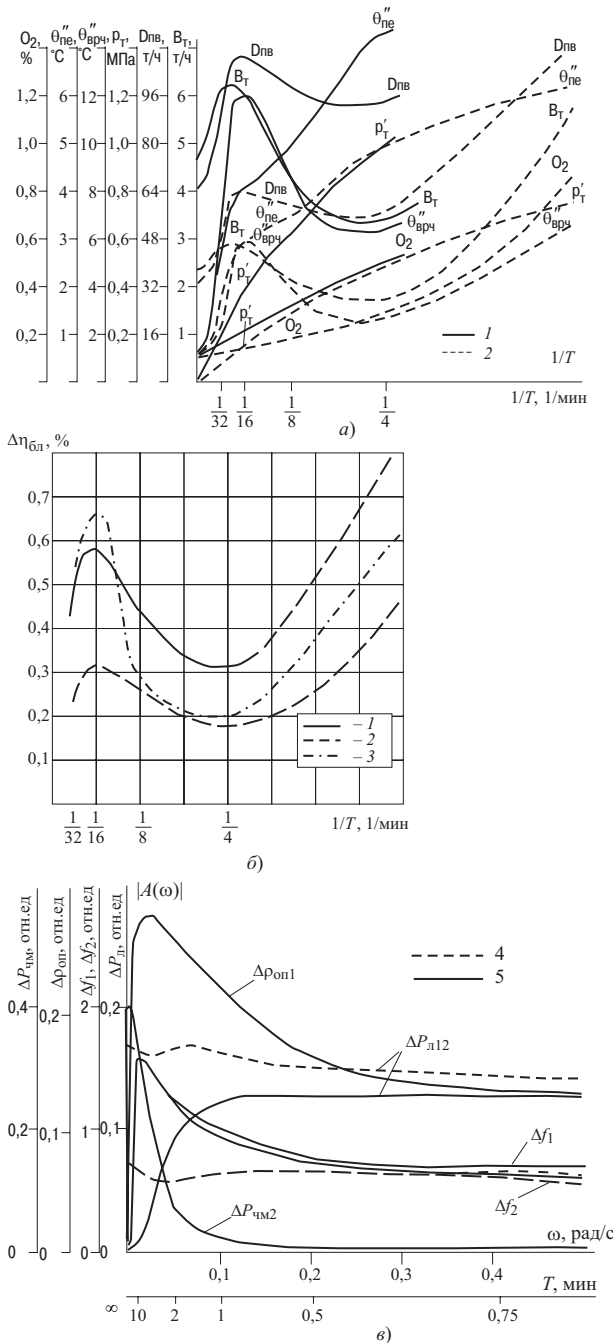
2. Дифференцировать требования, предъявляемые к функциям ВР, в зависимости от пропускной способности контролируемых связей ЕЭС, состояния технологической автоматики ТЭС, привлекаемых к участию в регулировании, и вида компенсируемых возмущений ЕЭС (случайных непрерывных или спорадических скачкообразных).

*Обеспечение автономности работы выделенных районов ЕЭС.* В настоящее время основополагающим принципом взаимодействия участников параллельной работы при создании системы автоматического ВР является обязанность каждого выделенного района ЕЭС подавлять собственные внутренние возмущения независимо от характера и величины этих возмущений. При этом отстройка от внешних возмущений и определение величины внутреннего возмущения каждой энергосистемой производится на основе “критерия сетевых характеристик”.

В соответствии с этим критерием ошибка регулирования ВР определяется с использованием эмпирически или нормативно определяемого постоянного коэффициента коррекции перетока по частоте, предположительно равного коэффициенту крутизны статической характеристики контролируемого района ЕЭС. Обычно этот коэффициент крутизны определяется для момента завершения переходных процессов в турбогенераторах при больших скачкообразных возмущениях ЕЭС.

Практика использования критерия сетевых характеристик показывает его полезность для приближенного обеспечения инвариантности контролируемых районов к внешним скачкообразным аварийным возмущениям [19]. В то же время эксплуатационные оценки полезности применения критерия при непрерывных возмущениях нормального режима ЕЭС отсутствуют.

При этом есть теоретические основания полагать, что использование критерия сетевых характеристик не



**Рис. 1. Амплитудно-частотные характеристики параметров режима энергосистемы и энергоблока:**

*a* – частотные характеристики технологических параметров энергоблока 300 МВт; *б* – частотная характеристика изменений КПД энергоблока; *в* – частотные характеристики параметров режима энергосистемы; 1 – амплитуда колебаний мощности энергоблока (300 МВт)  $A = 20$  МВт (6,66%); 2 – амплитуда колебаний мощности энергоблока (300 МВт)  $A = 10$  МВт; 3 – амплитуда колебаний мощности энергоблока (200 МВт) 6,66%; 4 – системы регулирования отключены; 5 – системы регулирования включены;  $D_{\text{пв}}$  – расход питательной воды;  $B_{\text{т}}$  – расход топлива;  $\rho'_t$  – давление острого пара;  $O_2$  – содержание кислорода в уходящих газах;  $\theta''_{\text{пе}}$  – температура перегретого пара;  $\theta''_{\text{врч}}$  – температура пара за ВРЧ I;  $\Delta f_1$  и  $\Delta f_2$  – частоты сети в энергосистемах 1 и 2;  $\Delta P_{\text{л12}}$  – переток мощности по связи между энергосистемами 1 и 2;  $\Delta P_{\text{оп1}}$  – управляющее воздействие от системы ограничения перетока в энергосистеме 1;  $\Delta P_{\text{чм2}}$  – управляющее воздействие от системы регулирования частоты в энергосистеме 2

может обеспечить требуемой независимости регулятора района от внешних возмущений ни при скачкообразных возмущениях [20, 21], ни при непрерывных возмущениях нормального режима (см. Приложение).

В объединенной ЭЭС с высоким качеством поддержания частоты несовершенство критерия не имеет какого-либо значения применительно к непрерывным возмущениям нормального режима для районов ограниченной мощности. Это имеет место вследствие незначительности величины коррекции по частоте при любой величине коэффициента коррекции.

В то же время для соизмеримых по мощности частей ЭЭС проблема правильного выбора коэффициента коррекции по частоте в нормальных режимах требует решения независимо от качества поддержания частоты в объединении.

*Повышение пропускной способности линий передачи.* Для энергосистем с ограниченной пропускной способностью связей может оказаться актуальной задача повышения пропускной способности этих линий путем уменьшения величины текущих отклонений перетоков с помощью их быстродействующего регулирования.

Для таких энергосистем можно рассматривать традиционный вариант автоматического непрерывного регулирования текущих величин частоты и перетока мощности [22] в предположении, что ТЭС, участвующие во ВР, оснащены технологической автоматикой, работающей в непрерывном автоматическом режиме.

Автоматическое быстродействующее ВР в этом случае должно уменьшать текущие минутные колебания перетока мощности [23]. Однако целесообразность повышения пропускной способности контролируемой связи путем привлечения к регулированию ТЭС требует технико-экономического обоснования.

Требования по точности поддержания контролируемого перетока мощности и необходимое быстродействие ВР должны определяться с учетом регулировочных потерь на ТЭС, привлекаемых к участию во ВР, и возможных резонансных явлений в контуре ВР, воздействующего на ТЭС.

Обеспечение возможности привлечения ТЭС к решению задач автоматического быстродействующего непрерывного ВР требует проведения специальных мероприятий по подготовке ТЭС и центрального регулятора ВР к их эксплуатации в регулировочном режиме:

технологическая автоматика энергоблоков должна быть доведена до уровня, обеспечивающего возможность эксплуатации САУМ и поддерживающей их технологической автоматики энергоблоков в полностью автоматическом, а не в полуавтоматическом режиме, как это в настоящее время имеет место при работе энергоблоков по диспетчерскому графику нагрузок;

типовые САУМ энергоблоков с прямоточными и барабанными котлами, обеспечивающие возможность эксплуатации энергоблоков в режиме работы по графику нагрузки, должны быть усовершенствованы с целью снижения колебательности переходных процессов при взаимодействии типовых САУМ с регулятором сальдо перетоков [10];

в системе автоматического быстродействующего непрерывного ВР должны быть найдены средства

устранения колебательности переходных процессов в энергосистеме вследствие перераспределения мощностей между электростанциями с различным быстродействием [24].

Участие ТЭС в быстродействующем ВР ухудшает условия поддержания технологических параметров режима ТЭС и способствует возникновению резонансных явлений в контуре ВР. Это имеет место, поскольку:

частотный диапазон воздействий быстродействующего ВР совпадает с областью резонансных частот АЧХ технологических параметров режима ТЭС (рис. 1, а), достаточно характерной для энергоблоков различного типа [11 – 13];

в частотных характеристиках параметров режима энергосистем, оснащенных системами ВР, воздействующими на ТЭС даже с идеализированными характеристиками, теоретическими исследованиями [25] выявляется пик АЧХ в диапазоне частот с периодами около 10 мин (рис. 1, в).

Целесообразность регулирования текущих колебаний перетока мощности с помощью ТЭС должна обосновываться путем сопоставления эффекта, получаемого от повышения пропускной способности линий, со стоимостью системных услуг ТЭС, покрывающих капитальные затраты на требуемое совершенствование технологической автоматики ТЭС и эксплуатационные издержки, сопровождающие работу ТЭС в режиме непрерывного автоматического регулирования (рис. 1, б).

Распространению рассматриваемого варианта ВР должно предшествовать получение опыта его использования, подтверждающего эффективность ограничения колебаний перетоков мощности с помощью их быстродействующего регулирования.

Требуемой эффективности ограничения колебаний перетоков мощности с помощью быстродействующего ВР, очевидно, легче достичь при привлечении к участию в регулировании только ГЭС, стоимость системных услуг которых должна быть существенно ниже, чем у ТЭС.

В материальном обеспечении решения задачи регулирования перетока по связи с ограниченной пропускной способностью на договорной основе должны принимать участие энергосистемы, не оснащенные системами ВР, нерегулируемые колебания перетоков которых способствуют исчерпанию пропускной способности контролируемой связи.

Величина долевого участия этих энергосистем может определяться на основе согласованных участниками договора теоретических оценок колебаний перетоков с периодами 10 – 15 мин и менее [26], например, в функции величины мощности их энергосистем, и экспериментальных или модельных оценок коэффициентов влияния нерегулируемых перетоков на переток, подлежащий быстродействующему регулированию.

Следует ожидать, что затраты энергосистемы на доленое участие в быстродействующем регулировании перетоков по связям с ограниченной пропускной способностью будут существенно меньше капитальных и эксплуатационных затрат на создание системы автоматического ВР мгновенных отклонений сальдо перетоков в собственной энергосистеме.

*Регулирование перетоков обменной мощности энергосистем с большой пропускной способностью контролируемых связей при наличии на ТЭС совершенной технологической автоматики.* Для сильных межсистемных связей отсутствует технологическая необходимость в регулировании мгновенных отклонений сальдо перетоков мощности.

Поддержание на заданном уровне сальдо обменной мощности при малых отклонениях перетока в нормальных режимах имеет целью минимизировать ошибку обмена на заданном временном интервале.

Перед поддержанием сальдо на заданном уровне при этом не ставится задача повысить пропускную способность линий межсистемных связей энергосистемы с другими энергосистемами путем уменьшения величины текущих мгновенных отклонений перетоков.

Как и в случае быстродействующего ВР, требования по точности поддержания автоматическим ВР сальдо перетоков мощности и необходимое быстродействие ВР должны определяться с учетом регулировочных потерь на ТЭС, привлекаемых к участию во ВР, и возможных резонансных явлений в контуре ВР, воздействующего на ТЭС. Это особенно важно, поскольку в существующей практике создания ЦКС АРЧМ требования к ТЭС по их участию в ВР регламентируются в качестве прямой технической необходимости без сопоставления выигрыша, получаемого в энергосистеме, с капитальными затратами и эксплуатационными издержками на ТЭС.

В процессе технико-экономического обоснования принимаемых решений по совершенствованию ВР целесообразно оценить возможность снижения капитальных затрат и эксплуатационных издержек ТЭС, снижения уровня требований к системам автоматизации управления мощностью ТЭС, что особенно важно для энергоблоков с прямоточными котлами, и создания более благоприятных условий для борьбы с резонансными явлениями в контуре ВР. Такая возможность открывается в случае снижения требований к качеству поддержания перетоков мощности при непрерывных случайных возмущениях в нормальных режимах ЕЭС.

С этой целью необходимо рассмотреть целесообразность регулирования автоматическим ВР лишь низкочастотных и средних величин перетоков мощности на договорных участках графика нагрузки энергосистемы.

В настоящее время наиболее жесткие требования в ЕЭС России предъявляются к качеству поддержания перетока мощности между ЕЭС России и УСТЕ применительно к случайным отклонениям частоты и перетоков мощности. По согласованию ЦДУ и УСТЕ на 15-минутном интервале времени необходимо регулировать отклонение перетока мощности с коррекцией по частоте с точностью 300 МВт, одновременно обеспечивая компенсацию аварийных возмущений ЕЭС за время переходного процесса в контролируемой энергосистеме, не превышающее 15 мин.

Представляется, что требования к быстродействию ВР при регулировании непрерывных и компенсации аварийных возмущений перетоков мощности следует различить, поскольку необходимость поддержания пе-

ретока мощности на временном интервале 15 мин не обосновывается технико-экономически.

При этом следует иметь в виду, что внутри УСТЕ, например, в энергосистемах CENTREL, требования по точности поддержания перетока предъявляются на часовом интервале.

Представляется также, что в качестве договорного участка, на котором предъявляются требования по качеству поддержания перетока, с целью уменьшения частоты воздействия на изменение мощности ТЭС целесообразно использовать более продолжительные, чем часовые, интервалы времени. В пределах такими интервалами могут быть характерные участки графика изменения нагрузки энергосистемы (участки максимума, минимума, изменения нагрузки) в отдельности. При поддержании перетока на этих характерных участках исключается возможность работы участников объединения по конъюнктурным соображениям с большими текущими отклонениями перетока мощности внутри суток, но при обеспечиваемой малой результирующей погрешности за сутки.

На выбранных интервалах контролю должны подлежать только средние отклонения сальдо перетоков, вызываемые устойчивой ошибкой прогноза баланса потребляемой и генерируемой мощности, выражаемой, например, в виде систематической ошибки и временного дрейфа мощности на контролируемом участке графика. Текущие колебания перетоков на контролируемом участке графика нагрузки регулировать нецелесообразно.

Тем не менее, каждая энергосистема должна участвовать в обеспечении мероприятий по повышению пропускной способности межсистемных связей ЕЭС, если нерегулируемые переменные составляющие отклонения ее сальдо перетоков способствуют снижению пропускной способности межсистемных связей других участников параллельной работы.

Дополнительная возможность снижения требований к качеству поддержания обменной мощности может быть получена, если в практику договорных отношений участников параллельной работы ввести компенсацию виновником допущенной погрешности в поддержании перетока: финансово или физически в те же часы последующих аналогичных суток.

*Регулирование перетоков обменной мощности при отсутствии на ТЭС совершенной технологической автоматики.* При наличии на ТЭС технологической автоматики, эксплуатируемой в полуавтоматическом режиме, допускающем лишь дискретное изменение неплановой мощности энергоблока с интервалами времени, определяемыми условиями работы оперативного персонала, невозможно выполнить автоматическое непрерывное ВР.

В то же время при несовершенной технологической автоматике ТЭС перед автоматическим ВР может быть поставлена задача повышения качества оперативного ВР путем автоматизации действий оперативного персонала, когда на него при ведении режима энергосистемы возлагаются поддержание средних величин перетоков мощности на договорных интервалах времени графика нагрузки энергосистемы или величин перетоков мощности в контролируемых точках этого гра-

фика и компенсация внутренних аварийных возмущений энергосистемы.

Во всех этих случаях автоматическое ВР в принципе может осуществляться с помощью спорадического автоматического программного управления параметрами режима энергосистемы по разомкнутому контуру.

При этом в нормальном режиме на спорадическое автоматическое ВР, как и на оперативный персонал, возлагается компенсация только систематической составляющей и временного дрейфа ошибки прогноза баланса мощностей энергосистемы, которая должна осуществляться с лучшим качеством, чем при управлении оперативным персоналом.

Повышения качества управления следует ожидать в результате использования средств вычислительной техники для формализации интуитивных алгоритмов действия персонала, прогнозирующих развитие событий, расширения функциональных возможностей алгоритмов за счет увеличения объема и скорости обработки располагаемой текущей информации и привлечения к принятию решений информации ретроспективного характера.

При компенсации аварийных возмущений повышения качества управления следует ожидать за счет повышения скорости и точности реакции на происшедшее возмущение и реализации необходимых управляющих воздействий.

Спорадическое автоматическое ВР позволяет также привлекать ТЭС к участию в ВР в качестве объектов управления, восстанавливающих регулировочный диапазон непрерывного автоматического ВР при его исчерпании.

В случае работы ТЭС под управлением спорадически действующих вторичных систем разомкнутого типа необходимость решения проблем, связанных с резонансными явлениями в автоматизируемой энергосистеме, отпадает.

В то же время использование спорадического автоматического ВР сопровождается:

повышением роли центрального регулятора, предназначенного в ЕЭС для регулирования результирующей ошибки баланса мощности генерации и потребления;

необходимостью привлечения участников параллельной работы, не участвующих в непрерывном автоматическом ВР, к оплате на долевой основе системных услуг, оказываемых электростанциями, управляемыми центральным регулятором и регуляторами перетоков по связям с ограниченной пропускной способностью.

**Экономическое стимулирование участия ТЭС в регулировании параметров режима энергосистемы.** До настоящего времени совершенствование ПР и ВР основывается на обязанности выполнения исполнителями директивных указаний без подкрепления исполнительной дисциплины как средства развития ПР и ВР экономическими рычагами.

Как показывает имеющийся опыт создания ПР и АРЧМ в ЕЭС России, необходимым условием их совершенствования является обеспечение заинтересованности электростанций в участии в регулировании параметров режима энергосистем, установление ответственности поставщика за качество поставляемой им

продукции, распределение ответственности за совершенствование ПР и ВР между производителями электрической мощности и ее поставщиками потребителям, определение источников финансирования работ, выполняемых в энергосистеме и на регулирующих электростанциях.

Заинтересованность персонала ТЭС в участии в регулировании параметров режима энергосистемы достигается при условии соответствующего экономического стимулирования ТЭС.

Необходимые организационно-экономические меры для решения проблемы могут быть определены на основе механизма действия создаваемого в отрасли конкурентного рынка электрической мощности и энергии. К рассмотрению предлагается следующий подход к экономическому стимулированию электростанций, привлекаемых к участию в ПР и ВР.

В соответствии с ПТЭ и техническими условиями на поставку основного оборудования ТЭС штатное участие ТЭС в ПР необходимо рассматривать в качестве прямой обязанности каждой электростанции обеспечивать требуемое качество продукции, поставляемой ею на рынок. Невыполнение норм штатного участия ТЭС в ПР должно приводить к наложению на ТЭС соответствующих штрафных санкций.

В отличие от ПР участие ТЭС в ВР должно рассматриваться в качестве специальной системной услуги, оказываемой ТЭС энергосистеме на рыночной основе при решении энергосистемой задач по повышению эффективности своей работы.

Расширение требований к степени участия ТЭС в ПР сверх штатного должно рассматриваться также в качестве системной услуги, оказываемой ТЭС для энергосистемы на основе действия рынка системных услуг.

Для ввода экономических стимулов в действие должны быть разработаны механизмы:

установления зависимости цены на отпускаемую субъектом рынка продукцию – мощность и энергию от потребительских свойств продукции – качества поставляемой в электрическую сеть мощности и энергии;

оплаты системных услуг, оказываемых ТЭС в процессе ПР;

оплаты системных услуг, оказываемых ТЭС в процессе ВР.

Продавец мощности на оптовом рынке мощности и энергии должен отвечать за потребительские свойства поставляемой в сеть мощности и за надежность ее поставки. При этом системный оператор должен нести ответственность перед потребителем в соответствии с требованиями ГОСТ 13109-97 и договора, заключаемого с потребителем, а генерирующая компания – перед ФСК в соответствии с отраслевыми требованиями [1, 5] и условиями договора на присоединение энергоустановки к электрической сети.

**Качество мощности и энергии, поставляемой энергоустановкой в электрическую сеть.**

Для обеспечения эффективного участия поставщиков электрической мощности и энергии в регулировании частоты сети должно быть введено понятие качества электрической мощности, поставляемой энергоу-

становкой в электрическую сеть, и определены соответствующие показатели качества.

Использование понятия качества электрической мощности, поставляемой энергоустановкой в электрическую сеть, позволит определять экономическую ответственность поставщиков мощности за участие их энергоустановок в первичном регулировании частоты и напряжения и оценивать действительную конкурентоспособность мощности, поставляемой в электрическую сеть энергоустановками различного типа: ПСУ, ПГУ, АЭС и ГЭС.

*Показатели качества мощности.* Потребительские свойства мощности, поставляемой генерирующей компанией в электрическую сеть, предлагается определять показателями степени участия ее оборудования в ПР частоты и напряжения сети, показателями уровней внутренних возмущений энергоустановки, выносимых ею в электрическую сеть, и показателями вредных выбросов энергоустановки в окружающую среду.

Определение степени участия энергоустановки в ПР частоты можно производить, исходя из экспертной оценки текущего состояния ПР, с использованием регламентации линейной и нелинейной составляющих характеристики изменения активной мощности электростанции при возмущении по частоте сети. Оценка должна производиться с учетом классификации ТЭС по типу оборудования, вида сжигаемого топлива и типа систем технологической автоматики, например, классификации по типу рекомендуемых к использованию на конкретных ТЭС систем регулирования давления пара перед турбинами.

В число показателей степени участия энергоустановки в ПР частоты предлагается включать:

величину зоны нечувствительности и статизма турбогенератора при постоянстве параметров энергоносителя;

конфигурацию переходной характеристики изменения активной мощности энергоблока (турбогенератора для ТЭС с общим паропроводом) при принятой для постоянной эксплуатации системе технологической автоматики энергоустановки (рис. 2);

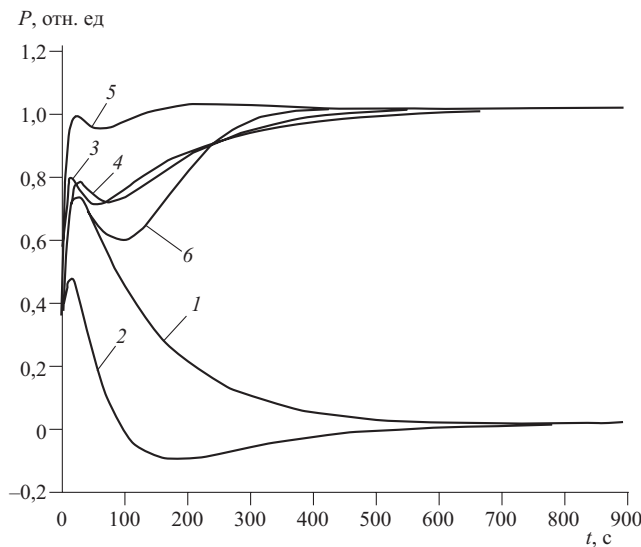
величину диапазона автоматического ПР при нерегулярных знакопеременных возмущениях по частоте, обеспечиваемого технологической автоматикой энергоустановки.

В качестве показателей уровня внутренних возмущений энергоустановки предлагаются:

конфигурация переходной характеристики активной мощности энергоблока (турбогенератора для ТЭС с общим паропроводом) при принятой для постоянной эксплуатации системе технологической автоматики и типовом внутреннем возмущении (рис. 3);

величины среднеквадратичного отклонения активной мощности энергоблока (турбогенератора для ТЭС с общим паропроводом) при существующих в условиях нормальной эксплуатации внутренних возмущениях энергоустановки.

Показатели вредных выбросов энергоустановки в окружающую среду должны определяться применительно к различным типам энергоустановок сообразно особенностям их технологического процесса производства электрической мощности.



**Рис. 2.** Переходные характеристики систем первичного регулирования энергоблоков различного типа:

1 – оперативное управление нагрузкой энергоблока; 2 – энергоблок с «ведущим котлом» и регулятором давления «до себя»; 3 – энергоблок с «ведущей турбиной» и главным регулятором давления; 4 – автоматическая система регулирования нагрузки котла с частотным корректором; 5 – САУМ-2 с частотным корректором; 6 – САУМ-1 с частотным корректором

В качестве стандарта для нормируемых характеристик ПР предлагается принимать типовые характеристики ТЭС с главным регулятором давления.

Надежность поставки активной и реактивной мощности предлагается определять вероятностью временной потери энергоснабжения. Соответствующая ответственность должна возлагаться в виде штрафных санкций на системного оператора – ответственность перед потребителем, и на генерирующую компанию – ответственность перед ФСК.

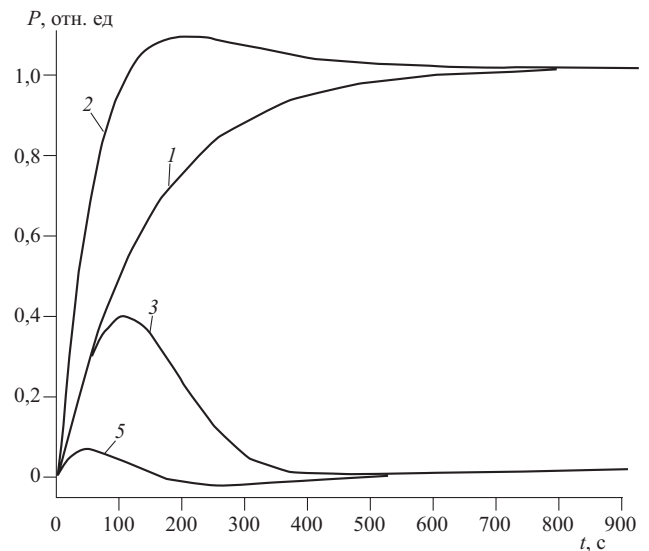
Фактическая степень участия ТЭС в ПР должна быть первоначально определена АО-энерго в рамках разработки мероприятий по выполнению приказа № 368 и затем постоянно контролироваться в процессе текущей эксплуатации.

Технологические особенности производства и потребления мощности в энергосистеме таковы, что на условия поддержания параметров режима энергосистемы влияние оказывают и продавец мощности, и ее покупатель, например АО-энерго.

Поскольку покупатель оптового рынка в большей (АО-энерго) или меньшей (производственная нагрузка) степени также оказывает влияние на условия поддержания частоты и напряжения в электрической сети, для покупателя, как и для продавца, должны регламентироваться показатели степени участия в ПР и показатели уровня внутренних возмущений, выносимых покупателем в электрическую сеть.

В частности, для АО-энерго должны нормироваться величины статизма надежности и статизма баланса.

*Конкурентоспособность поставщиков мощности и энергии.* К поставщикам мощности в электрическую сеть независимо от их типа должны предъявляться единые требования к качеству их продукции.



**Рис. 3.** Переходные характеристики мощности при внутренних возмущениях энергоблоков различного типа:

3 – энергоблок с «ведущей турбиной» и главным регулятором давления или САУМ-1 с частотным корректором; другие обозначения – см. рис. 2

Поставщики и покупатели с нестандартными характеристиками ПР и значимыми внутренними возмущениями оборудования и вредными выбросами в окружающую среду (ТЭС с несовершенной технологической автоматикой, ПГУ и АЭС, работающие с базовой нагрузкой, АО-энерго с несовершенным ПР) должны, претендуя на поставку электрической мощности на рынок, действовать по одному из следующих вариантов:

совершенствовать системы ПР своих электростанций до стандартного уровня;

обеспечивать индивидуально или на паях создание в энергосистеме специальных средств регулирования, например ГАЭС, компенсирующих отклонение ПР своей электростанции от стандартного уровня;

на основе штрафных санкций, налагаемых на них энергосистемой за отклонение качества мощности от стандарта, финансировать оплату энергосистемой системных услуг ПР на конкурентном рынке в объеме, обеспечивающем компенсацию отклонения ПР своей электростанции от стандартного уровня.

Финансирование мероприятий по обеспечению участия электростанции в ПР должно производиться поставщиком активной мощности и энергии.

Учет затрат поставщика на обеспечение требуемой маневренности электростанции, на компенсацию отклонения характеристик ее ПР от стандартного уровня, уменьшение вредных выбросов при экономических расчетах будет должным образом влиять на конкурентоспособность мощности, поставляемой ТЭС (ГТУ, ПГУ, АЭС) на рынок.

*Системные услуги, оказываемые ТЭС. Системные услуги ПР.* В случае отклонения характеристик ПР части ТЭС от стандартного уровня энергосистема должна изыскивать дополнительные источники регулирования частоты по статической характеристике, одним из которых является расширение регулировочного диа-

пазона ПР тех ТЭС, которые к этому готовы на основе оказания системных услуг.

Средства на оплату системных услуг ПР должна изыскивать энергосистема.

Расширение регулировочного диапазона ПР за счет ТЭС, оказывающих соответствующую системную услугу, не улучшает статизма энергосистемы, для снижения которого необходим ввод дополнительных регулировочных мощностей – ГАЭС и неэкономичных ТЭС.

При работе энергосистемы в составе объединения АО-энерго также может оказывать объединению системную услугу по расширению регулировочного диапазона ПР и улучшению статизма энергосистемы.

*Системные услуги ВР.* В рамках ВР энергосистема обеспечивает решение своих задач: астатическое поддержание частоты сети, а также регулирование и ограничение перетоков мощности – с помощью источников маневренной мощности, зачастую не являющимися собственностью энергосистемы.

Участие ТЭС в ВР при этом должно рассматриваться в качестве системной услуги, оказываемой ТЭС для ЕЭС на рыночной основе.

Средства на оплату системных услуг ВР должна изыскивать энергосистема.

Величина оплаты системных услуг должна быть достаточной для появления у ТЭС заинтересованности в участии в ВР. Оплата системной услуги ВР должна покрывать затраты регулирующей ТЭС на создание у нее необходимой системы автоматизации и компенсировать текущие регулировочные потери, имеющие место на ТЭС при ее участии в регулировании параметров режима энергосистемы.

Энергосистема должна осуществлять выбор ТЭС, которым предлагается принимать участие в ВР, предъявлять требования к динамическим характеристикам САУМ этих ТЭС и контролировать соответствие фактических характеристик САУМ своим требованиям.

Системной услугой ВР предусматривается участие ТЭС в отработке спорадических и/или непрерывных регулирующих воздействий ВР, для которых величина оплаты системных услуг ТЭС должна быть существенно различной.

При оказании ТЭС системной услуги ВР должны обеспечиваться нормы маневренности оборудования применительно к многоцикловым изменениям мощности энергоблоков, предусматривающим ограничение допустимой величины и скорости изменения нагрузки энергоблока.

**Совершенствование нормативных и методических материалов по созданию систем регулирования частоты и мощности в ЕЭС России. Совершенствование действующих нормативных материалов.** Предлагаемые дополнения действующих нормативных материалов связаны с необходимостью устранить несоответствие некоторых их положений условиям решения задач ПР и ВР, существующим в настоящее время в ЕЭС России, и необходимостью включить в рассматриваемые материалы отсутствующие в них нормы, потребность в которых выявлена при совершенствовании ПР и ВР.

*Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [1].* Примени-

тельно к правилам управления активной мощностью энергоустановки положения ПТЭ [1] должны определяться во взаимосвязи с положениями нормативных документов, определяющих правила управления мощностью котлоагрегатов.

ПТЭ должны дополнительно регламентировать участие энергоустановок в ПР частоты с учетом роли в изменении мощности энергоустановки не только АРСВ турбины, но и системы регулирования давления острого пара перед регулирующим органом турбины.

Для побуждения поставщиков электрической мощности и энергии к активному участию в регулировании частоты сети в ПТЭ должно использоваться понятие качества электрической мощности, поставляемой энергоустановкой в электрическую сеть, и должны быть установлены соответствующие показатели качества, определяемые и статической характеристикой АРСВ турбины, и динамическими характеристиками технологической автоматики котлоагрегата.

ПТЭ должны быть дополнены регламентацией правил привлечения энергоустановок к участию в ВР с учетом действующих норм маневренности оборудования и требований к технологической автоматике парогенераторов.

*Требования к оборудованию энергоблоков 300 МВт и выше, определяемые условиями их автоматизации [7],* должны быть дополнены в части:

распространения требований на оборудование иного типа, включая оборудование энергоблоков меньшей мощности и оборудование ТЭЦ;

определения требований к участию оборудования в ПР, имея в виду регламентацию с учетом типа оборудования и вида сжигаемого топлива: статических характеристик АРСВ турбины, переходных характеристик и величин регулировочных диапазонов ПР, допустимых отклонений технологических параметров режима в процессе ПР;

формирования требований к качеству поддержания электрической мощности и иных технологических параметров ТЭС при внутренних возмущениях применительно не только к газомазутным энергоблокам с прямоточными котлами, оснащенным САУМ-1, но и ко всей номенклатуре оборудования, различающейся типами основного оборудования, технологической автоматики и вида сжигаемого топлива.

*Требования к маневренности оборудования различного типа.* Действующие требования по маневренности оборудования [6 – 9] не регламентируют норм по допустимым диапазонам и скоростям изменения мощности энергоблоков при ПР отдельно от общих норм маневренности при многоцикловых изменениях мощности энергоблоков. В результате существует неопределенность при учете взаимодействия на энергоблоках ПР и ВР.

Кроме того, ограничения по малоцикловому и многоцикловому изменению нагрузки энергоблока – изменению его плановой и неплановой составляющих мощности регламентируются порознь. В результате существует неопределенность в формировании ограничений при изменении нагрузки энергоблока по диспетчерскому графику и одновременном его участии в ПР и ВР, когда ограничение по каждому из каналов управле-

ния должно определяться с учетом необходимого ограничения воздействий по остальным каналам.

Требования к маневренности оборудования [6 – 9] должны быть дополнены в части:

учета неконтролируемых случайных возмущений со стороны ПР, которые должны рассматриваться либо в качестве фоновых, регламентируемых [5], либо наряду с возмущениями ВР в составе неплановых изменений мощности, регламентируемых [6 – 9];

определения методики нормирования допустимых величин диапазонов и скоростей плановых и неплановых изменений нагрузки энергоблока при необходимости одновременного ее изменения по диспетчерскому графику и под воздействием ПР и ВР;

учета влияния на нормы маневренности турбоагрегата многоциклового изменения его мощности, имеющих место в результате регулирования внутренних возмущений энергоблока с помощью регулятора давления “до себя” или САУМ-У.

*Типовые решения в части первичного регулирования и САУМ ТЭС.* Существующие типовые решения в части систем автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ) блочных тепловых электростанций с прямоточными и барабанными котлами [Нормативный материал для проектирования “Система автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ) блочных тепловых электростанций с прямоточными котлами” и отчет (1979 г.) СТЭ, ТЭП, ВНИИЭ и ВТИ “Система автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ) блочных ТЭС с барабанными котлами (типовые решения)”] должны быть переработаны с учетом располагаемого опыта создания САУМ ТЭС, действующих требований по маневренности оборудования и необходимости замены устаревших во всех отношениях комплексов технических средств, используемых в типовых решениях.

Разработка новых типовых решений в части ПР и САУМ ТЭС должна быть ускорена, поскольку существующие предложения ЗАО Интеравтоматика, “Фирмы ОРГРЭС” и АО УралОРГРЭС по реализации САУМ энергоблоков не охватывают общестанционного уровня управления мощностью ТЭС, представляют собой разработки, выполненные в соответствии с индивидуальными техническими заданиями, не проходили отраслевой экспертизы и пока не могут быть рекомендованы к широкому распространению.

*Методическое пособие по проверке готовности ТЭС к первичному регулированию частоты в ЕЭС России [4]* должно быть скорректировано и дополнено в связи с необходимостью проверки готовности ТЭС к участию в ПР при знакопеременных возмущающих воздействиях по частоте сети, включая:

подтверждение способности технологической автоматики котлоагрегатов ТЭС работать непрерывно в регулировочном диапазоне энергоустановки при случайных возмущениях по частоте без вмешательства оперативного персонала;

определение величины располагаемого автоматического регулировочного диапазона ПР, в котором обеспечивается работа технологической автоматики котлоагрегатов в режиме непрерывного автоматическо-

го регулирования при знакопеременных управляющих воздействиях.

*Разработка новых методических материалов. Методические указания по совершенствованию технологической автоматики действующих ТЭС.*

Методические указания должны содержать рекомендации по совершенствованию технологической автоматики действующих ТЭС до уровня, обеспечивающего возможность эксплуатации их оборудования в полностью автоматическом режиме.

Рекомендации необходимы в связи с отсутствием в отрасли обмена соответствующим положительным опытом при одновременном допущении нормами [6 – 9] принципиальной возможности изменять нагрузку энергоустановки в пределах  $\pm 7\%$  по любому закону. Рекомендации должны показать, каким образом с помощью штатной технологической автоматики можно обеспечить работу действующих ТЭС в режиме непрерывного регулирования, хотя бы в более ограниченном регулировочном диапазоне – 3 – 5%, с тем, чтобы имелась возможность выполнения требований ПТЭ по участию в ПР.

Потребность в рекомендациях существует применительно к ТЭС, оснащенным аппаратурой технических комплексов различных поколений.

Невозможность подготовки требуемых рекомендаций может свидетельствовать о нереальности выполнения на действующих ТЭС требований ПТЭ в их полном объеме.

*Концепция создания и развития систем первичного и вторичного регулирования параметров режима ЕЭС России на всех иерархических уровнях управления ЕЭС и технические требования к этим системам.* В настоящее время названные нормативные материалы в отрасли отсутствуют.

Имеющиеся рабочие материалы ЦДУ [22] в своей основе совпадают с правилами УСТЕ, представляя структуру ПР и ВР ЕЭС России как жесткую данность, не требующую технико-экономического обоснования, а требования к ТЭС, участвующим в регулировании, – как техническую необходимость, также не сопровождаемую оценкой технической возможности и экономической целесообразности выполнения предъявляемых ТЭС требований.

Концепция создания и развития систем первичного и вторичного регулирования параметров режима ЕЭС России и технические требования к этим системам должны исходить из необходимости технико-экономического обоснования решений по совершенствованию ПР и ВР, принимаемых в условиях конкурентного рынка без применения методов директивного управления.

## Выводы

При анализе условий развития ПР и ВР в ЕЭС России выявляются сложные научно-технические проблемы и задачи повышения эффективности регулирования частоты и мощности в ЕЭС.

Существо этих проблем и задач определяется необходимостью:

совершенствования ПР и ВР при непрерывных знакопеременных возмущениях нормального режима, тре-



бующих оптимизации динамики систем регулирования и объектов управления в частотной области;

создания в ЕЭС источников маневренной мощности, пригодных для управления в непрерывном регуляторном режиме;

техничко-экономического обоснования решений, принимаемых в процессе создания систем ПР и ВР, и обеспечения системного подхода при сопоставлении эффекта, получаемого в энергосистеме, с капитальными затратами и эксплуатационными издержками, имеющими место на электростанциях, привлекаемых к участию в регулировании;

учета влияния реальных располагаемых динамических характеристик ТЭС и энергосистем на выбор правил ПР и ВР;

различия статизма надежности и статизма баланса при характеристике ПР энергосистемы;

использования автоматического ВР в различных вариантах, определяемых пропускной способностью контролируемых линий связи частей ЕЭС, состоянием технологической автоматики ТЭС, привлекаемых к участию в ВР, и видом компенсируемых возмущений энергосистемы;

перехода от методов директивного управления к использованию механизмов конкурентного рынка мощности и энергии для обеспечения заинтересованности электростанций участвовать в ПР и ВР;

коррекции и дополнения существующих и разработанных недостающих нормативных материалов, определяющих условия создания и функционирования ПР и ВР.

Поиск путей решения названных проблем требует проведения большого объема научно-исследовательских теоретических и экспериментальных работ и привлечения опыта, располагаемого УСТЕ в части автоматизации нормального режима мощной ЕЭС.

## Список литературы

1. *Правила* технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. РД 34.20.501-95.
2. *Извещение* № 1 об изменении “Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. РД 34.20.501-95.” М.: СПО ОРГРЭС, 2000.
3. *Рекомендации* по реализации на ТЭС Приказа РАО “ЕЭС России” № 368 от 03.07.2000 “О мероприятиях по выполнению на электростанциях требований ПТЭ по регулированию частоты”. ИП-06-2000(Э).
4. *Методическое пособие* по проверке готовности ТЭС к первичному регулированию частоты в ЕЭС России. М.: ОРГРЭС, ЦДУ, 2001.
5. *Требования* к оборудованию энергетических блоков мощностью 300 МВт и выше, определяемые условиями их автоматизации. Минэнерго, Минэнергомаш, Минприбор, Минэлектротехпром, 1976.
6. *Нормы* минимальных допустимых уровней и предельно допустимых скоростей изменения нагрузок энергоблоков 150 – 1200 МВт. НР 34-00-112-86. НР 34-70-112-86.
7. *Технические требования* к маневренности энергетических блоков тепловых электростанций с конденсационными турбинами. Минэнерго, Минэнергомаш, Минэлектротехпром. 1986.
8. *Технические требования* к маневренности энергетических полупиковых блоков тепловых электростанций с конденсационными турбинами. Минэнерго, Минэнергомаш, Минэлектротехпром, 1994.
9. *Технические требования* к маневренным характеристикам проектируемых и модернизируемых энергоблоков теплоэлектростанций. Минэнерго, Минэнергомаш, Минэлектротехпром, 1980.
10. *Исследование* на моделях систем регулирования мощности энергоблока 800 МВт с котлом ТГМП-204 / Давыдов Н. И., Койчу М. Б., Феношин Б. И. и др. – Электрические станции, 1978, № 8.
11. *Макарчян В. А., Фотин Л. П.* Определение изменения КПД энергоблока 200 МВт при его работе в регуляторном режиме. – Теплоэнергетика, 1975, № 11.
12. *Макарчян В. А., Фотин Л. П.* Изменение экономичности энергоблока 300 МВт при его эксплуатации в регуляторном режиме. – Теплоэнергетика, 1977, № 8.
13. *Герштейн А. Х., Фотин Л. П.* Испытания системы автоматического управления мощностью энергоблока 800 МВт в регуляторном режиме. – Тр. ВНИИЭ. Управление технологическими процессами в электроэнергетике на базе вычислительной техники. М.: Энергоатомиздат, 1991.
14. *Орнов В. Г., Рабинович М. А.* Задачи оперативного и автоматического управления энергосистемами. М.: Энергоатомиздат, 1988.
15. *Технические требования* к маневренности энергетических парогазовых установок блочных тепловых электростанций. РАО “ЕЭС России”, 1996.
16. *Левит Л. М.* Определение зависимости коэффициента крутизны статической характеристики энергосистемы по частоте от величины возмущения. Тр. НИИПТ, 1971, вып. 17.
17. *Стернинсон Л. Д.* Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах. М.: Энергия, 1975.
18. *Эффективность АСУ* теплоэнергетическими процессами / Под ред. Корецкого А. С. и Ринкуса Э. К. М.: Энергоатомиздат, 1984.
19. *Испытания автономной и параллельной работы энергосистем стран Восточной Европы* / Блеха К., Вотлучка И., Шварц Л. и др. – Электричество, 1994, № 10.
20. *Leonard A.* Netzregelung mit entkoppelten Einzelsystemen. – Elektrotechnik und Maschinenbau, 1961, № 24.
21. *Росс Ч.* Самонастраивающееся устройство для регулирования объединенных энергосистем. – IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1966, № 7.
22. *Руководящие указания* по регулированию режима работы ЕЭС России по частоте и перетокам мощности. ЦДУ ЕЭС России. 1997.
23. *Окин А. А., Портной М. Г., Тимченко В. Ф.* Об обеспечении надежности параллельной работы Евро-Азиатского объединения энергосистем. – Электричество, 1998, № 2.
24. *Ительман Ю. Р., Михайлова И. П.* Динамика автоматических регуляторов мощности и регулирование перетоков. – Электрические станции, 1978, № 6.
25. *Алексеев С. В., Копылов И. Б., Машанский А. М.* Описание энергообъединения как объекта управления режимом по частоте и активной мощности. – Электричество, 1980, № 12.
26. *Тимченко В. Ф.* Колебания нагрузки и обменной мощности энергосистем. М.: Энергия, 1975.
27. *Анализ переходных процессов* изменения частоты и перетоков мощности по межсистемным связям сложного энергообъединения с учетом влияния тепловых электростанций / Алексеев С. В., Машанский А. М., Рабинович Р. С. и др. – Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1978, № 5.

### Приложение. Оценка погрешности формирования ошибки регулирования по критерию сетевых характеристик.

Погрешность формирования ошибки регулирования  $\delta$  в системе ВР оценивается применительно к энергосистеме, для которой методом активного эксперимента определены передаточные функции изменения частоты и перетоков мощности частей ЕЭС [27].

Ошибка регулирования  $\delta$  перетока мощности с коррекцией по частоте, формируемая в соответствии с критерием сетевых характеристик, при внешних возмущениях контролируемого района изменяется во времени согласно

$$\delta(t) = \Delta P_{\text{пер}}(t) - K \Delta f(t).$$

С помощью передаточных функций эта же ошибка определяется в виде

$$\delta(p) = W_{\delta}(p) \Delta P_{\text{пер}}(p) = [1 - K W_f(p)] \Delta P_{\text{пер}}(p),$$

где  $W_{\delta}(p) = \frac{\delta(p)}{\Delta P_{\text{пер}}(p)} = 1 - K W_f(p)$  – передаточная

функция ошибки регулирования  $\delta$  при изменении перетока мощности  $\Delta P_{\text{пер}}$ ;  $W_f(p) = \frac{\Delta f(p)}{\Delta P_{\text{пер}}(p)}$  – передаточ-

ная функция, отражающая взаимосвязь изменений  $\Delta f$  и  $\Delta P_{\text{пер}}$  при внешнем возмущении контролируемого района;  $K$  – коэффициент коррекции по частоте.

По данным [27] для ОЭС Северо-Запада

$$W_f(p) = \frac{0,17 + 20p}{1 + 315p}.$$

В частотной области ошибка регулирования  $\delta$  при внешних возмущениях, оценивается по выражению

$$W_{\delta}(j\omega) = [1 - K W_f(j\omega)] \Delta P_{\text{пер}}(j\omega).$$

В нормальных режимах ЕЭС при случайных изменениях перетока возмущающие воздействия по изменению перетока  $\Delta P_{\text{пер}}$  характеризуются по данным [14] спектральной плотностью  $S_p(f)$  отклонений перетока.

В соответствии с критерием сетевых характеристик для обеспечения автономности контролируемого района необходимо путем правильного выбора  $K$  обеспечить  $1 - K W_f(p) = 0$ .

Необходимое равенство выполняется при задании  $K$  в виде передаточной функции  $1/W_f(p)$ . Тогда в частотной области амплитудно-фазовая характеристика (АФХ) ошибки регулирования  $\delta$  при внешних возмущениях, оцениваемая по выражению:  $W_{\delta}(j\omega) = 1 - K W_f(j\omega)$ , равна нулю для всех частот  $\omega$  возмущающего воздействия, и инвариантность контролируемого района по отношению к внешним возмущениям обеспечивается при любом виде возмущающего воздействия.

Отклонение  $K$  от  $1/W_f(p)$ , имеющее место, например, при задании  $K$  постоянной величиной, приводит к появлению погрешности в формировании ошибки регулирования, мерой которой являются значения  $W_{\delta}(j\omega)$ , полученные при разных частотах  $\omega$ .

Количественная оценка погрешности формирования ошибки регулирования  $W_{\delta}(j\omega)$  при  $W_f(j\omega)$ , опре-

деленной при внешних возмущениях по данным [27], и  $K$  – постоянной величине, выбираемой экспертами, наиболее просто может быть выполнена для двух характерных предельных случаев состояния  $W_f(j\omega)$  (второй и третий столбцы таблицы):

для начальной части переходного процесса в области завершения работы АРСВ турбины при скачкообразном возмущении ( $t \approx 30$  с) и/или для случайных возмущений в высокочастотной части их непрерывного спектра (принимается  $\omega \approx \infty$ );

для установившегося переходного процесса в области завершения работы регуляторов давления при скачкообразном возмущении ( $t \approx 240$  с) и/или для случайных возмущений в низкочастотной части их непрерывного спектра (принимается  $\omega \approx 0$ ).

Оценка векторов  $W_{\delta}(j\omega)$  выполнена для возможных значений  $K$ , выбранных тремя различными способами:

в соответствии с крутизной статической частотной характеристики части ЕЭС, определяемой при скачкообразном возмущении в области завершения работы АРСВ турбины

$$K_{\text{пром}} = 1/W_f(\approx j\infty) = 15,8;$$

в соответствии с крутизной статической частотной характеристики части ЕЭС, определяемой при скачкообразном возмущении в области завершения работы регуляторов давления,

$$K_{\text{уст}} = 1/W_f(\approx j0) = 5,9;$$

в качестве средней величины между  $K_{\text{пром}}$  и  $K_{\text{уст}}$

$$K_{\text{ср}} = \frac{K_{\text{пром}} + K_{\text{уст}}}{2} = 10,85.$$

Величина  $K_{\text{ср}}$  практически совпадает с величиной коэффициента коррекции по частоте  $K_{\text{ч}}$ , определяемого в соответствии с рекомендациями ЦДУ по выражению (в мегаваттах на герц)

$$K_{\text{ч}} = 0,08 P_T + 0,04 P_H,$$

где  $P_T$  – суммарная максимальная мощность генераторов электростанций энергосистемы, МВт;  $P_H$  – максимальное потребление (нагрузка) энергосистемы.

АЧХ  $W_{\delta}(j\omega)$ , рассчитанные для рассматриваемых значений  $K$  при заданном виде  $W_f(p)$ , приведены на рис. 4, а их соответствующие предельные значения  $W_{\delta}(j\infty)$  и  $W_{\delta}(j0)$  – в таблице.

Как следует из данных таблицы, если при формировании ошибки регулирования  $\delta$   $K$  устанавливается равным  $K_{\text{уст}}$  (кривая 2 на рис. 4), инвариантность оказывается достижимой [ $W_{\delta}(j0) = 0$ ] только для установившегося режима при скачкообразных возмущениях или при возмущениях нормального режима с предельно низкой частотой ( $f < 10^{-4}$ ).

В начале же переходного процесса ( $t \approx 30$  с) при внешних скачкообразных возмущениях и при возмущениях с частотами ( $f \approx 10^{-2} \div 10^{-1}$  Гц) инвариантность ВР к внешним возмущениям не достигается:  $W_{\delta}(\approx j\infty) =$

**Предельные значения АЧХ ошибки регулирования  $\delta$  при внешних возмущениях**

Выбранный коэффициент коррекции по частоте $K$	АФХ ошибки $\delta$ в области завершения работы АРСВ турбины $W_\delta(\approx j\omega)$	АФХ ошибки $\delta$ в области завершения работы регулятора давления $W_\delta(\approx j0)$
$K_{\text{пром}} = 15,8$	0,0	-1,666
$K_{\text{уст}} = 5,9$	0,625	0,0
$K_{\text{ср}} = 10,85$	0,313	-0,845

= 0,625, т.е. в области высоких частот погрешность в формировании ошибки регулирования составляет 62,5%.

В результате при внешних возмущениях, носящих случайный характер с непрерывным частотным спектром, на частотах, совпадающих с областями частот, в которых активно функционируют регуляторы скорости турбин, вместо отстройки вторичного регулирования от внешних возмущений имеет место активная реакция на эти возмущения.

Аналогичные результаты по невыполнению условий инвариантности во всем частотном диапазоне спектра возмущающих воздействий получаются, если при формировании ошибки регулирования  $\delta K$  устанавливается равным  $K_{\text{пром}}$  (кривая 1 на рис. 4).

Однако в этом случае инвариантность оказывается достижимой  $W_\delta(\infty) = 0$  только в начале переходного процесса при скачкообразных возмущениях или при возмущениях нормального режима с высокой частотой ( $f \approx 10^{-2} \div 10^{-1}$  Гц). В установившемся же режиме и при низких частотах возмущающего воздействия ( $f < 10^{-4}$ ) инвариантность вторичного регулирования к внешним возмущениям не достигается  $W_\delta(\approx j0) = -1,666$  и погрешность ошибки регулирования составляет 166,6%.

При выборе в качестве  $K$  некоторой средней величины  $K_{\text{ср}}$  инвариантность не обеспечивается (кривая 3) ни при высоких (погрешность 31,3%), ни при низких частотах (погрешность 84,5%) возмущающего воздействия.

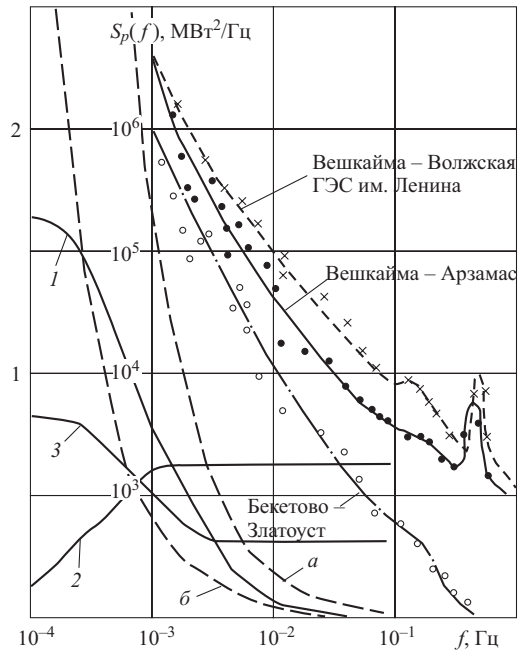
Следует иметь в виду, что выполнение условий инвариантности в нормальных режимах особенно важно для низких частот возмущающих воздействий, поскольку именно на эту область частот приходится основная мощность спектральной плотности  $S_p(f)$  возмущений.

Поэтому задаваемый коэффициент коррекции по частоте  $K$ , используемый при формировании ошибки регулирования  $\delta$ , в нормальном режиме должен определяться в установившейся (в момент завершения на ТЭС работы систем регулирования давления пара), а не в начальной (в момент завершения работы АРСВ турбин) части переходного процесса в энергосистеме при ее скачкообразном возмущении.

Влияние погрешности формирования ошибки регулирования в области высоких частот возмущающего воздействия может быть уменьшено путем использования фильтрующих свойств вторичного регулятора.

Однако при выборе в качестве области рабочих частот ВР диапазона  $f < 0,5 \cdot 10^{-2}$  Гц, когда на ВР возлагается задача компенсации возмущающих воздействий на временном интервале 15 мин, фильтрующие свойства ВР даже при выполнении его чисто интегральным

$A_\delta(f)$ , отн. ед.  
 $A_{\text{рег.пер}}(f)$ , отн. ед.



**Рис. 4. Оценки спектральной плотности перетоков активной мощности  $S_p(f)$  и ФЧХ ошибок регулируемой величины  $W_\delta(j\omega)$  и регулирующих воздействий  $W_{\text{рег.пер}}(j\omega)$  интегрального регулятора перетока:**

$A_\delta(f)$  – АЧХ ошибок регулируемой величины  $W_\delta(j\omega)$ : 1 –  $K = K_{\text{пром}} = 15,80$ ; 2 –  $K = K_{\text{уст}} = 5,90$ ; 3 –  $K = K_{\text{ср}} = 10,85$ ;  $A_{\text{рег.пер}}(f)$  – АЧХ регулирующих воздействий  $W_{\text{рег.пер}}(j\omega)$  интегрального регулятора перетока: а –  $T_{\text{рег.пер}} = 100$  с; б –  $T_{\text{рег.пер}} = 400$  с

( $T_{\text{рег.пер}} = 100$  с) оказываются неэффективными для отстройки от внешних возмущающих воздействий при  $f > 0,5 \cdot 10^{-2}$  Гц. Это можно видеть из сопоставления на рис. 4  $A_\delta(f)$  (кривые 1, 2, 3) с  $A_{\text{рег.пер}}(f)$  (пунктир а).

При выборе в качестве области рабочих частот ВР более низкочастотного диапазона  $f < 0,5 \cdot 10^{-3}$  Гц и соответствующем замедлении ВР ( $T_{\text{рег.пер}} = 400$  с) фильтрующие свойства ВР при внешних высокочастотных возмущениях улучшаются принципиальным образом (пунктир б).

Из сказанного ранее становится очевидным противоречие между требованиями, предъявляемыми к выбору коэффициента  $K$ , исходя из необходимости минимизировать погрешность формирования ошибки регулирования  $\delta$  при внешних возмущениях в разных частях частотного спектра возмущающих воздействий.

Противоречие состоит в том, что для активной отстройки ВР от внешних скачкообразных возмущений величина  $K$  должна соответствовать коэффициенту крутизны статической частотной характеристики, определяемому на интервале времени  $20 \div 30$  с ( $K = K_{\text{пром}}$ ), а для отстройки ВР от внешних текущих случайных возмущений в низкочастотной части спектра – соответствовать коэффициенту крутизны, определяемому в конце переходного процесса ( $K = K_{\text{уст}}$ ).

Снять рассмотренное противоречие в рамках традиционного исполнения ВР [22] весьма проблематично.

## Регулирование частоты в энергосистемах России в современных условиях

Комаров А. Н., Бондаренко А. Ф., инженеры

### ЦДУ ЕЭС России

Преобразование единой государственной отрасли – энергетики страны в совокупность предприятий – акционерных обществ энергетики и электрификации (АО-энерго, энергосистемы), акционерных обществ – электростанций (АО электростанции) и государственных АЭС потребовало внесения соответствующих изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей [1, 2].

Впервые в практику отечественной энергетики введены понятия первичного регулирования частоты и вторичного регулирования режима, а сам процесс регулирования децентрализован.

Впервые первичное регулирование частоты, осуществляемое всеми электростанциями, объявлено частью процесса регулирования частоты, а ответственность за его осуществление возложена на персонал электростанций.

Впервые параметры ведущего регулятора системы первичного регулирования частоты электростанций – автоматического регулятора скорости вращения (АРС) турбин поставлены под контроль ОДУ и ЦДУ ЕЭС. Впервые вторичное регулирование режима энергосистем – регулирование сальдо перетоков с коррекцией по частоте объявлено частью процесса регулирования частоты, а ответственность за него возложена на энергосистему.

Вместе с тем, взаимодействие первичного и вторичного регулирования в едином процессе регулирования режима работы до сих пор не описано. Роль котлов (реакторов), их технологической автоматики в обеспечении первичного регулирования частоты не всем кажется очевидной. Недооценивается значение первичного регулирования частоты для обеспечения не только надежности, но и живучести энергосистем.

Сейчас, когда идет формирование генерирующих компаний, как никогда важно понимание той ответственности, которая возлагается на них как за качество отпускаемой электроэнергии, в том числе частоты, так и за надежность энергоснабжения, которую они принимают на себя с подписанием договора о параллельной работе с ЕЭС.

Настоящая статья – скромная попытка коснуться хотя бы части этих вопросов.

В сложившихся условиях возникает необходимость изменения методов регулирования режима параллельной работы энергопредприятий с ЕЭС России.

Прежние методы централизованного регулирования частоты в сочетании с местным регулированием заданной мощности опирались на право государства вмешиваться в режимы работы принадлежащих ему энергосистем. В новых условиях энергоснабжающие компании (АО-энерго и АО электростанции) являются самостоятельными предприятиями, отвечающими по

своим обязательствам перед потребителями их электроэнергии и связанными с ЕЭС лишь общим энергетическим режимом и плановыми обменами мощностью в рамках единого диспетчерского управления, планирования и практического осуществления технологического процесса, т.е. в рамках оперативного управления режимом и функционирования федерального рынка электроэнергии и мощности. То же относится к государственным АЭС [3].

Это порождает их ответственность как за качество отпускаемой электроэнергии (напряжение, частоту), так и за выполнение своих обязательств по параллельной работе, включая ненанесение ущерба потребителям и другим участникам параллельной работы, т.е. надежность.

В связи с этим в современных условиях АО-энерго, АО электростанции, АЭС обязаны внести свой вклад в регулирование частоты в ЕЭС в виде:

участия электростанций в обеспечении стабильности частоты и надежности параллельной работы ЕЭС путем участия в первичном регулировании частоты с нормированной эффективностью;

вторичного регулирования собственного режима параллельной работы с ЕЭС путем оперативного либо автоматического регулирования заданного сальдо внешних перетоков (заданной мощности) с коррекцией по частоте; нарушения своего баланса мощности должны устраняться собственными силами; при изменениях частоты вторичное регулирование не должно противодействовать первичному регулированию, направленному на ограничение этих изменений;

третичного регулирования, имеющего целью периодическое восстановление эффективности первичного и вторичного регулирования и участие в оперативной коррекции режимов работы ЕЭС в порядке оказания взаимопомощи либо осуществления оптимизации режимов работы ЕЭС.

Взаимодействие участников параллельной работы (кроме АЭС) в регулировании режима работы по частоте и перетокам мощности определено Правилами технической эксплуатации [1, 2].

Задача регулирования частоты в энергообъединении подразделяется на три взаимосвязанные задачи:

*первичное регулирование частоты*, обеспечивающее объединенными усилиями всех электростанций стабильность частоты, т.е. удержание отклонений частоты в допустимых рамках при нарушениях общего баланса мощности в любой части объединения и по любой причине, включая аварийные изменения мощности; отличаясь быстродействием, оно первым реагирует на любое изменение частоты;

*вторичное регулирование*, обеспечивающее восстановление нормального уровня частоты и плановых ре-

жимов обмена мощностью между энергосистемами (регионами);

*третичное регулирование*, под которым (в рамках регулирования частоты) можно понимать перераспределение резерва первичного или вторичного регулирования или восстановление использованного резерва вторичного регулирования, т.е. поддержание постоянной эффективности первичного и вторичного регулирования.

На рис. 1 показан процесс регулирования частоты в ЭЭС после возникновения в энергообъединении внезапного дефицита активной мощности<sup>1</sup>.

На I стадии процесс изменения и установления частоты определяется первичным регулированием. Последнее, отличаясь массовостью (в нем участвует большинство электростанций и потребителей энергообъединения), способно с максимальным быстродействием остановить снижение частоты и удержать частоту до вступления в действие более рационального вторичного регулирования. В увеличении эффективности первичного регулирования – одно из главных преимуществ параллельной работы; именно по этой причине большое энергообъединение обеспечивает более стабильную частоту.

Установившийся режим первичного регулирования наступает примерно через 30 с. Отклонение частоты при этом зависит от первоначального дефицита и от эффективности первичного регулирования.

Стадия продолжается 2 – 5 мин, до вступления в действие вторичного регулирования. В течение этого времени частоту удерживают электростанции первичного регулирования.

На II стадии, после уточнения обстановки и определения рационального способа восстановления частоты, производится оперативное либо автоматическое вторичное регулирование. При этом электростанции вторичного регулирования постепенно восстанавливают нормальные частоту и перетоки мощности, а электростанции первичного регулирования возвращаются к исходной нагрузке.

Стадия продолжается 5 – 10 мин и заканчивается восстановлением нормальной частоты.

Следующая за второй третья стадия характеризуется нормальными параметрами режима. Однако на этой стадии персонал должен позаботиться о восстановлении истраченного на II стадии вторичного резерва, с тем, чтобы быть готовым к последующему его использованию. Это делается в порядке третичного регулирования путем перераспределения мощности между электростанциями вторичного и третичного регулирования.

Первичный резерв по завершении II стадии обычно полностью восстанавливается автоматически и должен быть готов к последующему использованию.

**Основные принципы первичного регулирования частоты.** На рис. 2, детализирующем первую стадию регулирования (рис. 1), представлен процесс первичного регулирования частоты.

Процесс условно может быть разделен на четыре этапа его развития.

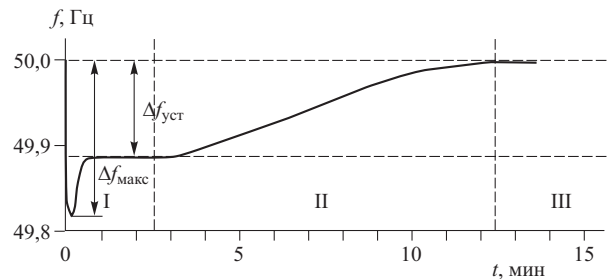


Рис. 1. Процесс регулирования частоты:

I, II, III – соответственно первичное, вторичное и третичное регулирование;  $\Delta f_{\text{макс}}$  – динамическое отклонение частоты;  $\Delta f_{\text{уст}}$  – установившееся (квазистационарное) отклонение частоты на стадии первичного регулирования

Вначале (Ia – первый этап) скорость снижения частоты определяется величиной относительного дефицита и постоянной механической инерции энергообъединения и не зависит от регулирующего эффекта потребителей и электростанций. Дефицит мощности компенсируется расходом запаса кинетической энергии вращающихся масс в процессе их торможения.

Скорость снижения частоты на этой стадии [4]:

$$\left. \frac{df}{dt} \right|_{t=0} = \frac{\Delta P / P_{\text{г.ном}}}{T_j} f_0.$$

Если принять  $\Delta P / P_{\text{г.ном}}$  (относительный дефицит) равным 1% (0,01), что в условиях ЭЭС России соответствует аварийному отключению энергоблока АЭС мощностью 1000 МВт, а постоянную механической инерции крупного энергообъединения с мощными энергоблоками ГРЭС и АЭС равной 12 с, то скорость снижения частоты составит 0,04 Гц/с.

Далее (Iб – второй этап), по мере нарастания отклонения частоты, начинает сказываться регулирующий эффект (саморазгрузка) потребителей; скорость снижения частоты падает; процесс продолжается по экспоненциальному закону. Если бы не вмешательство в первичное регулирование электростанций (Iв), то постоянная времени этого процесса (постоянная времени нерегулируемой энергосистемы) составила бы

$$\tau = \frac{T_j}{(P_0 / P_{\text{г.ном}}) K_{\text{II}}}.$$

Если коэффициент загрузки электростанций  $P_0 / P_{\text{г.ном}}$  принять равным 0,9, а регулирующий эффект нагрузки  $K_{\text{II}}$  равным 2, то постоянная времени энергосистемы составит около 7 с, а частота установится через 30 с.

Установившееся отклонение частоты  $\Delta f_{\text{уст.нр}}$ , к которому стремится процесс до проявления влияния электростанций, определяется выражением

$$\Delta f_{\text{уст.нр}} = \frac{1}{K_{\text{II}}} f_0 \frac{\Delta P}{P_0}.$$

<sup>1</sup> Процесс, представленный на рис. 1 и 2, идеализирован и отражает потребности ЭЭС.

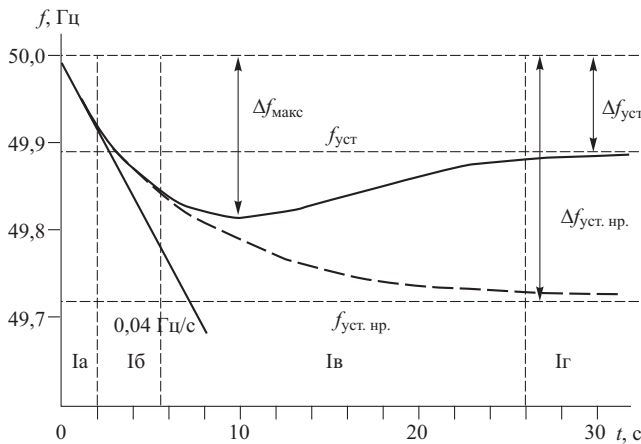


Рис. 2. Первичное регулирование частоты:

*Ia* – электромеханический процесс; *Iб* – первичное регулирование потребителями; *Iв* – первичное регулирование совместно потребителями и электростанциями; *Iг* – установившийся режим первичного регулирования

При принятых ранее значениях отклонение частоты в конце процесса установилось бы 0,28 Гц (пунктирная кривая на рис. 2).

С определенной задержкой, обусловленной наличием зоны нечувствительности, люфтов в системе регулирования, инерционности сервопривода и паровых объемов, начинает сказываться (*Iв* – третий этап) действие регуляторов скорости вращения турбоагрегатов. Электростанции подключаются к участию в первичном регулировании. В рассматриваемых условиях этого можно ожидать (с учетом малой величины отклонения частоты) на 5-й, 6-й секундах. Снижение частоты замедляется, приостанавливается (максимальное, динамическое отклонение частоты  $\Delta f_{\text{макс}}$ ) и частота начинает повышаться.

Третий этап *Iв* закончится, когда участвующие в первичном регулировании электростанции возьмут на себя всю положенную часть дополнительной нагрузки, выдадут требуемую первичную мощность. Доли участия потребителей и электростанций в этих условиях пропорциональны их регулирующим эффектам.

Установившееся отклонение частоты по окончании третьего этапа определяется выражением

$$\Delta f_{\text{уст}} = -\frac{1}{K_c} f_0 \frac{\Delta P}{P_{\text{г.ном}}} = -S_c f_0 \frac{\Delta P}{P_{\text{ном}}}$$

Если принять регулирующий эффект энергообъединения (совместно потребителей и электростанций)  $K_c$  равным минус 5 (статизм  $S_c = 20\%$ ), что примерно соответствует его значению в ЕЭС России, установившееся отклонение частоты составит 0,11 Гц. Процесс первичного регулирования должен завершиться через 30 с. Следовательно, отклонение частоты через 30 – 40 с составит 0,11 Гц (вместо 0,28 Гц без участия электростанций).

Наступающий затем четвертый (*Iг*) этап первичного регулирования – установившийся режим характеризуется ожиданием начала восстановления частоты либо вследствие самоустранения первопричины (нерегулярные колебания баланса, например), либо вследствие

вторичного регулирования. В любом случае вплоть до нормализации частоты первичное регулирование должно удерживать устойчивую выдачу первичной мощности, соответствующую текущему отклонению частоты. Поскольку потребители этому условию в общем случае удовлетворяют, особое внимание должно быть обращено на выдачу мощности электростанциями (с учетом заданного им статизма).

Если из-за отсутствия поддержки со стороны системы регулирования котла, реактора электростанции в этот период будут уменьшать выдаваемую первичную мощность, частота начнет снижаться. При полном возврате всех электростанций к исходной нагрузке из-за неуправляемости котлов, реакторов частота на четвертом этапе понизится до уровня, определяемого потребителями. В нашем случае отклонение частоты с 0,11 возрастет до 0,28 Гц.

Электростанции должны продолжать нести первичную мощность и после начала вторичного регулирования, вплоть до завершения восстановления частоты (*II* стадия на рис. 1), т.е. в продолжение 15 – 20 мин, а в аварийных условиях и более.

Характер изменения частоты на третьем (*Iв*) этапе сильно зависит от быстродействия первичного регулирования на электростанциях. При увеличении зоны нечувствительности и задержек в системе регулирования возрастает максимальное динамическое отклонение частоты  $\Delta f_{\text{макс}}$ , которое в нашем случае составляет 0,18 Гц. При отсутствии нечувствительности и максимальном быстродействии провал в частоте можно было бы существенно снизить, а то и вовсе исключить. При увеличении зоны нечувствительности и задержек провал может достигнуть  $\Delta f_{\text{уст.пр.}}$ , в нашем случае 0,28 Гц, если электростанции задержатся на 25 с и более.

Таким образом, максимальное динамическое отклонение частоты в зависимости от быстродействия и чувствительности первичного регулирования в нашем примере может изменяться от 0,11 до 0,28 Гц, т.е. в 2,5 раза.

Поскольку продолжительность провала частоты при первичном регулировании может составить 4 – 6 с и более, он небезопасен, с точки зрения функционирования АЧР и другой автоматики, в том числе на АЭС, при разделении ЕЭС.

Для обеспечения эффективности первичного регулирования необходимо выполнение ряда условий:

система регулирования скорости вращения турбоагрегатов, участвующих в первичном регулировании, должна иметь стабильно низкую зону нечувствительности и нормированный стабильно удерживаемый статизм; вся система регулирования турбоагрегата, включая и главные клапаны турбины, должна иметь минимальные люфты, максимальное быстродействие и стабильность;

котлоагрегат, реактор должны иметь эффективно действующую систему регулирования, обеспечивающую автоматическое поддержание производительности котла, реактора в соответствии с изменяющимися потребностями турбоагрегата, участвующего в первичном регулировании; совокупность котла (реактора) и турбоагрегата должна выдавать первичную мощность в соответствии с отклонением частоты и заданным ста-

тизмом на всех этапах первичного (и вторичного до его завершения) регулирования во всем диапазоне первичного регулирования;

на привлеченных к первичному регулированию энергоблоках должен постоянно поддерживаться достаточный резерв первичного регулирования как на разгрузку, так и на загрузку. Этот резерв в сумме по энергообъединению должен быть достаточен для компенсации всех возможных небалансов мощности как нормально, так и аварийно возникающих;

общий первичный резерв должен быть распределен между участвующими в первичном регулировании энергоблоками равномерно, с тем, чтобы обеспечивалась его полная реализация при заданном отклонении частоты;

к регулированию должны быть привлечены все или подавляющее большинство электростанций. Число участвующих в регулировании энергоблоков должно быть достаточным для того, чтобы при нерегулярных колебаниях частоты колебания мощности каждого из энергоблоков не выходили за пределы, допустимые по износу оборудования турбины в условиях непрерывного регулирования (порядка  $\pm 5\%$  номинальной мощности);

средняя частота в энергообъединении должна удерживаться средствами вторичного регулирования круглосуточно в пределах зоны нечувствительности регуляторов энергоблоков;

первичный резерв должен быть по возможности равномерно распределен по энергообъединению, с тем, чтобы избежать излишней концентрации потоков мощности первичного регулирования на отдельных направлениях, связанных с энергозонами, где сконцентрированы средства первичного регулирования. Равномерное распределение важно и для решения местных проблем, связанных с локальными нарушениями баланса и авариями.

Необходимо отметить, что попытки сокращения доли участвующих в первичном регулировании электростанций (энергоблоков и т.п.) даже при выполнении потребного суммарного объема первичного резерва неизбежно ведут к снижению его быстродействия, следовательно, к увеличению динамических провалов (или выбросов) частоты и к ухудшению стабильности частоты вообще. Более того, резко растут износ оборудования и вероятность возникновения нарушений технологического процесса на электростанциях первичного регулирования, вынужденных изменять свою мощность в более широких пределах.

Неучастие каждой электростанции (в том числе и атомной) в первичном регулировании утяжеляет участь всех оставшихся, в то время как равномерное участие всех практически малоощутимо для каждой из них ( $\pm 2\%$  номинальной мощности).

Для успешного первичного регулирования необходимо исключить противодействие ему со стороны персонала и устройств автоматического регулирования. На электростанциях должно быть исключено использование режимов эксплуатации оборудования и технологической автоматики, препятствующих первичному регулированию. На электростанциях, в энергосистемах, ОЭС должно быть обеспечено поддержание заданной мощности, перетоков с коррекцией по текущему откло-

нению частоты, т.е. с учетом заданного (нормированного) участия в первичном регулировании (вторичное регулирование с частотной коррекцией). Необходимо планировать и поддерживать достаточные первичные резервы.

Способствуя гашению текущих колебаний частоты (стабилизации частоты), первичное регулирование обеспечивает качество электроэнергии, а удерживая отклонения частоты при внезапных, в том числе аварийных нарушениях баланса мощности, оно является мощным средством повышения надежности как энергоснабжения (ограничение объемов потребителей, отключаемых АЧР, снижение вероятности возникновения лавины частоты), так и параллельной работы электростанций, энергосистем, энергообъединений, повышение технологической устойчивости крупных блочных тепловых и атомных электростанций, критичных к снижению частоты.

Особенно велика роль первичного регулирования в дефицитных или избыточных районах (энергоузлах, энергосистемах, ОЭС), могущих вследствие аварийной потери линии электропередачи, генерирующей мощности либо крупных потребителей отделиться от ЕЭС. В этих условиях быстрая мобилизация имеющихся в них первичных резервов на загрузку либо разгрузку электростанций может помочь избежать лавины частоты, ограничить отключение потребителей от АЧР либо не допустить опасного повышения частоты.

Известны аварии, когда чрезмерное повышение частоты приводило к посадке на нуль целого энергообъединения (Казахстан, 1975 г.).

Для повышения надежности подобных районов в них следует особо тщательно обеспечивать эффективность и быстродействие первичного регулирования, предусматривать размещение повышенных объемов первичного резерва на загрузку электростанций в дефицитных и на разгрузку в избыточных районах. Дополнительный первичный резерв в этих случаях может быть размещен на тех же электростанциях, где размещается упомянутый ранее общесистемный первичный резерв, путем увеличения резерва с 5 до 10 – 15% на энергоблок, турбоагрегат. Это не противоречит требованиям по маневренности энергоблока, поскольку дополнительный резерв будет использован лишь в аварийных случаях отделения региона (в нормальных условиях столь значительные колебания частоты в ЕЭС нереальны).

В Правилах технической эксплуатации предусмотрен постоянный контроль за первичным регулированием со стороны ЦДУ ЕЭС и ОДУ путем согласования зон нечувствительности и статизма настройки автоматических регуляторов скорости вращения турбоагрегатов как АО электростанций, так и электростанций АО-энерго. При этом предполагается планирование и задание АО электростанциям и через АО-энерго – их электростанциям резервов первичной мощности (первичных резервов), которые должны постоянно поддерживаться на электростанциях. Предполагается также, что в ОДУ и в АО-энерго будет налажен контроль используемых режимов работы котлоагрегатов и их технологической автоматики на предмет исключения противодействия первичному регулированию.

Участие в первичном регулировании в соответствии с ПТЭ и заданиями ОДУ, ЦДУ ЕЭС должно стать нормой параллельной работы любых электростанций в ЕЭС России. Исключения из этого правила должны оформляться как вынужденные, как правило, временные отклонения от ПТЭ. На выделенных для нормированного первичного регулирования электростанциях должен планироваться и поддерживаться первичный резерв.

**Вторичное регулирование режима** подразделяется на локальное и общее.

*Локальное вторичное регулирование* имеет целью обеспечение выполнения диспетчерских графиков и договорных обязательств по поставкам мощности и непосредственно связано с практикой ФОРЭМ.

В Правилах технической эксплуатации предусматривается поддержание заданной мощности на электростанциях и заданного сальдо внешних перетоков в АО-энерго с коррекцией по частоте (с частотной коррекцией):

для электростанций

$$P_{\Gamma} \rightarrow P_{\Gamma, \text{зад}} = P_{\Gamma, \text{зад}0} - K_{\text{ч}} \Delta f;$$

для АО-энерго (положителен экспорт мощности)

$$P_{\text{с}} \rightarrow P_{\text{с}, \text{зад}} = P_{\text{с}, \text{зад}0} - K_{\text{ч}} \Delta f;$$

где  $P_{\Gamma}$ ,  $P_{\text{с}}$  – текущая мощность электростанции, сальдо внешних перетоков АО-энерго;  $P_{\Gamma, \text{зад}0}$ ,  $P_{\text{с}, \text{зад}0}$  – мощность электростанции, сальдо перетоков АО-энерго, заданные для текущего периода времени при нормальной частоте;  $K_{\text{ч}}$  – коррекция по частоте (частотная коррекция), заданная электростанции, АО-энерго для обеспечения участия в нормированном первичном регулировании частоты, МВт/Гц;  $\Delta f$  – отклонение текущей частоты от номинального значения, положительное повышение частоты;  $P_{\Gamma, \text{зад}}$ ,  $P_{\text{с}, \text{зад}}$  – текущее значение заданной мощности электростанции, сальдо перетоков АО-энерго при текущем значении отклонения частоты  $\Delta f$  и заданной частотной коррекции  $K_{\text{ч}}$ ;  $-K_{\text{ч}} \Delta f$  – значение первичной регулирующей мощности, которая должна быть дополнительно выработана электростанцией, АО-энерго при данном текущем отклонении частоты в порядке участия в нормированном первичном регулировании, МВт (минус в выражении обеспечивает его положительный знак при понижении частоты, когда требуется выдача дополнительной генерируемой мощности, т.е. положительной первичной регулирующей мощности).

При нормальной частоте ( $\Delta f = 0$ ) электростанции, АО-энерго поддерживают заданную мощность, сальдо перетоков  $P_{\Gamma, \text{зад}0}$ ,  $P_{\text{с}, \text{зад}0}$ , самостоятельно обеспечивая устранение возникающих у них отклонений от планового баланса мощности. При невозможности выполнения этой функции электростанция, АО-энерго должны запросить у соответствующего диспетчера внеплановую коррекцию задания. Диспетчер в порядке третичного регулирования производит такую коррекцию за счет других электростанций, АО-энерго, предложивших свои услуги в третичном регулировании.

При возникновении отклонения частоты за счет частотной коррекции автоматически изменяются задания

всем участникам параллельной работы, что позволяет им выдать требуемую первичную мощность в порядке участия в первичном регулировании, нормированном либо стихийном.

При отсутствии вины электростанции, АО-энерго в отклонении частоты и при удовлетворительном участии в первичном регулировании изменившаяся текущая мощность электростанции, сальдо перетоков АО-энерго будут незначительно отличаться от заданных с коррекцией по частоте и вмешательству персонала с целью осуществления вторичного регулирования не потребуется. При восстановлении частоты режим вернется к плановому.

Неиспользование частотной коррекции при вторичном регулировании мощности, сальдо перетоков недопустимо, поскольку ведет к противодействию первичному регулированию и к увеличению отклонения частоты.

*Общее вторичное регулирование* режима работы ЕЭС России осуществляется диспетчером ЦДУ ЕЭС оперативно (вручную) или с использованием центральной координирующей системы автоматического регулирования режима по частоте и перетокам активной мощности (ЦКС АРЧМ).

Предусмотрена возможность оперативного либо автоматического регулирования частоты в энергетическом объединении или перетоков по межгосударственным линиям электропередачи между Россией и Украиной с коррекцией по частоте.

Назначение общего вторичного регулирования – выполнение межгосударственных обязательств ЕЭС России и (или) регулирование среднего значения частоты. Дублируя локальное вторичное регулирование, оно обеспечивает нормализацию режима работы на случай задержки или неэффективности локального вторичного регулирования (до осуществления коррекции режима в порядке третичного регулирования). Им также нормализуется режим в ЕЭС в случае аварийных отключений линий электропередачи, энергоблоков, узлов энергопотребления, ведущих к нарушению баланса генерации и потребления в ЕЭС, в том числе к таким, которые не могут быть скомпенсированы локальным вторичным регулированием.

Совместно общим и локальным вторичным регулированием должно обеспечиваться оперативное и (или) автоматическое ограничение перетоков мощности (АОП) по наиболее загруженным участкам транзитной сети ЕЭС, что существенно повышает надежность параллельной работы электростанций и АО-энерго в ЕЭС России и также предусмотрено ПТЭ.

Как для локального, так и для общего вторичного регулирования должны быть выделены специально подготовленные электростанции, на которых планируется и должен постоянно поддерживаться достаточный резерв вторичной регулирующей мощности (вторичный резерв). Согласно ПТЭ во вторичном регулировании должны использоваться прежде всего все мощные гидроэлектростанции, которые с этой целью должны быть автоматизированы и подключены к системе АРЧМ (при их наличии).

Правилами технической эксплуатации предусматриваются требования в области организации регулиро-



вания частоты. Там же разграничена ответственность между ЦДУ ЕЭС, ОДУ, АО-энерго и электростанциями в процессе регулирования.

В условиях функционирования ФОРЭМ часть требований может быть выполнена каждым участником параллельной работы собственными силами, другая часть требований может быть обеспечена покупкой услуг у других участников параллельной работы или у организаторов и операторов технологических режимов параллельной работы – ОДУ и ЦДУ ЕЭС России.

Условия подобных сделок должны быть оформлены соответствующими двух- или многосторонними договорами.

**Приложение. Статическая частотная характеристика энергосистемы**

*1. Исходные положения.*

Уравнение общего баланса мощности энергообъединения:

при нормальной частоте  $f_0$

$$P_{г0} - P_{п0} = 0; \tag{1}$$

при возникновении небаланса мощности  $\Delta P$  (положителен избыток генерации) после установления новой частоты  $f(f_{уст}$  на рис. 2)

$$P_{г0} + P_{перв.г} + \Delta P - (P_{п0} + P_{перв.п}) = 0, \tag{2}$$

где  $P_{перв.г}$ ,  $P_{перв.п}$  – первичная регулирующая мощность, мобилизованная генераторами и потребителями соответственно в установившемся режиме процесса первичного регулирования.

Уравнение локального баланса мощности  $i$ -й энергосистемы:

при нормальной частоте и плановом балансе

$$P_{гi0} - P_{пi0} = P_{сди0}, \tag{3}$$

где  $P_{сди0}$  – сальдо внешних перетоков  $i$ -й энергосистемы (положительна выдача мощности) при плановом режиме;

после возникновении небаланса мощности в энергосистеме  $\Delta P_i$  и (или) отклонения частоты в установившемся режиме ( $f_{уст}$ )

$$P_{гi0} + P_{перв.гi} + \Delta P_i - (P_{пi0} + P_{перв.пi}) = P_{сди0} + \Delta P_{сди}, \tag{4}$$

где  $\Delta P_{сди}$  – отклонение от плана сальдо перетоков, положителен рост выдачи мощности.

Уравнение установившегося режима первичного регулирования в энергообъединении – уравнение (2) с учетом выражения (1)

$$(P_{перв.г} - P_{перв.п}) + \Delta P = 0; \Delta P = -(P_{перв.г} - P_{перв.п}), \tag{5}$$

где  $\Delta P = \sum_i \Delta P_i$ , т.е. общий небаланс есть сумма частных небалансов.

Суммарная первичная мощность энергообъединения при новой частоте  $f_{уст}$  компенсирует его суммарный небаланс.

**Список литературы**

1. РД 34.20.501-95. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. 15-е изд. М.: ОРГРЭС, 1996.
2. Извещение № 1 об изменении “Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации: РД 34.20.501-95”. М.: ОРГРЭС, 2000.
3. Бондаренко А. Ф., Комаров А. Н. Регулирование режимов работы энергетического объединения по перетокам мощности и поддержание нормального уровня частоты. – Электричество, 1994, № 5.
4. Стернинсон Л. Д. Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах. М.: Энергия, 1975.

Уравнение установившегося первичного регулирования в  $i$ -й энергосистеме – выражение (4) с учетом уравнения (3)

$$(P_{перв.гi} - P_{перв.пi}) + \Delta P_i = \Delta P_{сди}; \tag{6}$$

$$\Delta P_i = \Delta P_{сди} - (P_{перв.гi} - P_{перв.пi}).$$

Отклонение сальдо энергосистемы от плана определяется совокупным изменением ее баланса как вследствие имеющегося его нарушения  $\Delta P_i$ , так и вследствие участия в первичном регулировании.

Автоматическое изменение баланса мощности вследствие изменения частоты (т.е. вследствие участия в первичном регулировании как электростанций, так и потребителей) характеризуется мобилизацией первичной регулирующей мощности в энергообъединении, энергосистеме  $P_{перв.с}$ :

в энергообъединении

$$P_{перв.с} = P_{перв.г} - P_{перв.п}; \tag{7}$$

в  $i$ -й энергосистеме

$$P_{перв.сi} = P_{перв.гi} - P_{перв.пi}. \tag{8}$$

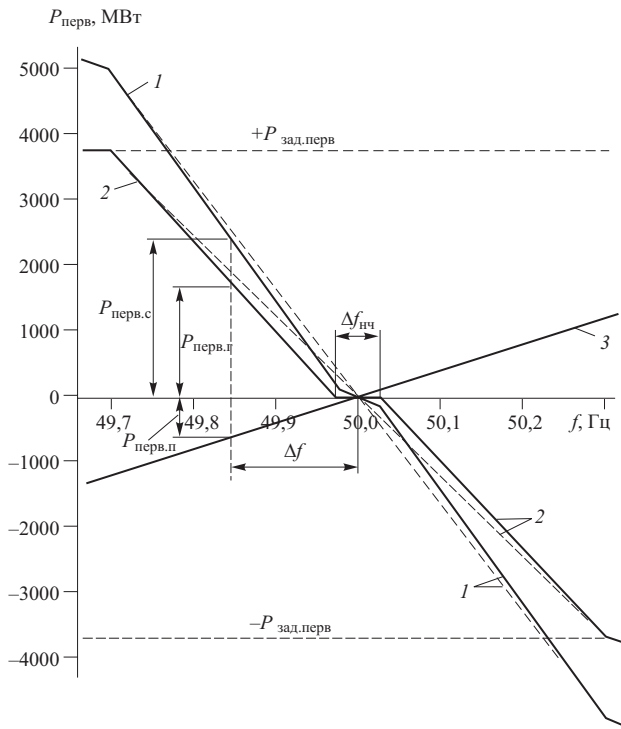
*2. Статическая частотная характеристика.*

Зависимость первичной регулирующей мощности, мобилизуемой в энергообъединении, энергосистеме, на электростанции, от отклонения частоты в установившемся режиме первичного регулирования выражается статической частотной характеристикой энергообъединения, энергосистемы, электростанции.

На рис. 3 показан примерный вид статической частотной характеристики (СЧХ) ЕЭС России. СЧХ энергообъединения, энергосистемы (1) согласно уравнениям (7), (8) складывается из СЧХ потребителей (3) и электростанций (2).

Статическая частотная характеристика потребителей (3) зависит от характера преобладающих в энергообъединении, энергосистеме потребителей и применительно к ЕЭС при небольших отклонениях частоты может быть представлена выражением

$$P_{перв.п} = K_{п} \frac{\Delta f_{уст}}{f_0} P_{п0}, \tag{9}$$



**Рис. 3. Статическая частотная характеристика энергообъединения:**

1 – энергообъединение; 2 – электростанции; 3 – потребители; сплошные линии – реальная характеристика; пунктирные линии – кажущаяся;  $P_{перв.с} = P_{перв.г} - P_{перв.п}$ ;  $\lambda_c = \lambda_r - \lambda_{п}$ ;  $K_c = K_r - \frac{P_{по}}{P_{г.ном}} K_{п}$ ;  $\Delta f = \frac{P_{перв.с}}{\lambda_c} = -\frac{\Delta P}{\lambda_c}$

где  $K_{п}$  – регулирующий эффект нагрузки, положителен, в ЕЭС примерно равен 2% мощности на 1% отклонения частоты ( $K_{п} = 2$ ); первичная мощность потребителей положительна (рост потребления) при повышении частоты.

Статическая частотная характеристика электростанций (2) зависит от настройки автоматических регуляторов скорости вращения (АРС) турбоагрегатов (статизм  $S_r$ , зона нечувствительности  $\Delta f_{нч}$ ), от наличия полноценной поддержки со стороны системы регулирования котлов, реакторов и ее быстродействия, от имеющихся регулировочных диапазонов энергетического оборудования в соответствующем направлении изменения мощности и от доли участвующих в первичном регулировании электростанций.

Статическая частотная характеристика электростанций нелинейна при малых отклонениях частоты (влияние нечувствительности АРС) и при больших отклонениях, когда вступают ограничения по регулировочному диапазону (исчерпание резервов первичной регулирующей мощности или первичных резервов). При промежуточных отклонениях частоты СЧХ может считаться линейной и описывается уравнением

$$P_{перв.г} = \frac{1}{S_r} \frac{\Delta f_{уст} + (-)\Delta f_{нч}}{f_0} P_{г0}, \quad (10)$$

где  $S_r$  – обобщенный реальный статизм генерирующей части энергообъединения, энергосистемы, электростан-

ции, отнесенный к предшествующей нагрузке всех электростанций энергообъединения, энергосистемы, всех турбоагрегатов электростанции ( $P_{г0}$ );  $+(-)\Delta f_{нч}$  – поправка, учитывающая наибольшее возможное снижение эффективности первичного регулирования из-за наличия зоны нечувствительности АРС; знак поправки принимается противоположным знаком  $\Delta f_{уст}$ ;  $P_{перв.г}$  – суммарная первичная мощность, выдаваемая всеми электростанциями энергообъединения, энергосистемы при данном отклонении частоты.

Статизм  $S_r$  в АРС специально выполнен отрицательным с тем, чтобы при повышении частоты выдавалась отрицательная первичная регулирующая мощность (снижалась нагрузка) электростанций.

Кажущийся статизм (см. кажущуюся СЧХ на рис. 3) определяется по выражению (10) как расчетная величина без учета зоны нечувствительности и потому по абсолютному значению всегда выше реального.

Статическая частотная характеристика энергообъединения, энергосистемы (1) определяется алгебраическим суммированием согласно выражениям (7), (8) СЧХ потребителей 3 и электростанций 2 и представляет собой зависимость мобилизуемой первичной мощности энергообъединения, энергосистемы  $P_{перв.с}$  от отклонения частоты.

Количественно эффективность первичного регулирования в энергообъединении, энергосистеме может быть оценена крутизной СЧХ (в пределах до исчерпания регулировочной возможности электростанций)

$$\lambda_c = \frac{P_{перв.с}}{\Delta f_{уст}}. \quad (11)$$

При этом крутизна СЧХ энергообъединения, энергосистемы, как и статизм, отрицательна.

Крутизна по выражению (11) – кажущаяся, поскольку не учитывается наличие зоны нечувствительности.

По крутизне СЧХ можно определить кажущийся статизм энергообъединения, энергосистемы

$$S_c = \frac{\Delta f_{уст}/f_0}{P_{перв.с}/P_{г0}} = \frac{1}{\lambda_c} \frac{P_{г0}}{f_0}. \quad (12)$$

Статизм может быть выражен в процентах

$$S_c\% = 100S_c.$$

Для глубокодефицитных энергосистем, где участие электростанций в первичном регулировании незначительно и основную часть первичной регулирующей мощности дают потребители, вместо текущей нагрузки генераторов при нормальной частоте  $P_{г0}$  в уравнение (12) подставляется мощность потребителей  $P_{п0}$ .

3. *Использование СЧХ.* СЧХ энергообъединения по известному отклонению частоты  $\Delta f$  позволяет определить значение первичной регулирующей мощности в энергообъединении  $P_{перв.с}$  и согласно уравнениям (7) и (5) вызвавший это отклонение небаланс мощности  $\Delta P$ . Устранение этого небаланса должно восстановить частоту. СЧХ энергосистемы по известному отклонению частоты  $\Delta f$  позволяет определить первичную регули-

ющую мощность в энергосистеме, а по ней с учетом известного отклонения сальдо перетоков  $\Delta P_{сдi}$  имеющийся в данной энергосистеме небаланс мощности  $\Delta P_i$ .

В общем случае при нарушении баланса и возникновении отклонения частоты в процессе первичного регулирования текущее сальдо  $i$ -й энергосистемы по уравнениям (4), (6), (8), (11) установится на уровне

$$P_{сдi} = P_{сдi0} + \Delta P_{сдi} = P_{сдi0} + P_{перв.ci} + \Delta P_i = P_{сд.i0} + \lambda_i - \Delta f_{уст} + \Delta P_i. \quad (13)$$

При локальном вторичном регулировании уставка сальдо (задание с коррекцией) составит

$$P_{сд.iзад} = P_{сд.iзад0} - K_{чи} \Delta f_{уст}. \quad (14)$$

Если частотную коррекцию ( $-K_{чи}$ ) принять равной естественной крутизне СЧХ энергосистемы, т.е.  $-K_{чи} = \lambda_i$ , то отклонение текущего сальдо согласно выражению (13) от заданного с коррекцией по уравнению (14) составит

$$P_{сдi} - P_{сд.iзад} = P_{сдi0} + \Delta P_i - P_{сд.iзад0}. \quad (15)$$

Если в исходном режиме при нормальной частоте переток был равен заданному, т.е.  $P_{сдi0} = P_{сд.iзад0}$ , то отклонение текущего перетока от заданного с коррекцией составит

$$P_{сдi} - P_{сд.iзад} = \Delta P_i. \quad (16)$$

Устраняя это отклонение, персонал устраняет небаланс  $\Delta P_i$ , не мешая первичному регулированию. Если же отклонение по выражению (16) равно нулю, то собственный небаланс отсутствует и регулирования не требуется.

Нестабильность первичного регулирования приводит к нестабильности СЧХ. Так, после внезапного изменения частоты первоначально выданная первичная мощность может начать снижаться (например, из-за отсутствия поддержки со стороны котлов), что приведет к дополнительному увеличению отклонения частоты, т.е. к снижению крутизны СЧХ (росту статизма).

**ЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА**  
IX Международная специализированная выставка  
**14-17 мая 2002**

- ✓ системы газоснабжения
- ✓ газооборудование и приборы
- ✓ гидро-, тепло-, электроэнергетика
- ✓ атомная энергетика
- ✓ нетрадиционная и малая энергетика
- ✓ промышленная и коммунально-бытовая энергетика
- ✓ электрические машины, приборы
- ✓ котлы, горелки, турбины, компрессоры
- ✓ средства передачи электро- и теплотенергии
- ✓ силовая электроника
- ✓ приборы измерения, контроля, программное обеспечение
- ✓ энергосбережение
- ✓ средства диагностики технического состояния
- ✓ светотехника
- ✓ радиационная безопасность

Информационная поддержка  
**ЭНЕРГЕТИКА И ПРОМЫШЛЕННОСТЬ РОССИИ**

**LENEXPO** С.-Петербург  
ВАО ЛЕНЭКСПО  
199106 Санкт-Петербург  
Большой пр. В.О., 103  
телефон: (812) 119 5318  
факс: (812) 119 5232  
smetan@mail.lenexpo.ru  
www.lenexpo.ru

**РЕСТЭК**  
ВЫСТАВОЧНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ  
ВО «Рестэк»  
191040 Санкт-Петербург а/я 19  
телефон: (812) 320 8092  
факс: (812) 320 8090  
sci@ind@restec.spb.su  
www.restec.spb.ru

**“УТВЕРЖДАЮ”**

Председатель НТС – советник председателя правления РАО “ЕЭС России”, председатель НС РАН ПНБЭСЭ, чл.-кор. РАН, профессор

**А. Ф. Дьяков**

“25” декабря 2001 г.

## **Протокол совместного заседания Бюро Научно-технического совета РАО “ЕЭС России” и Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики по теме: “Научно-технические проблемы и программные задачи повышения эффективности регулирования частоты и мощности в ЕЭС России в условиях конкурентного рынка”**

На совместном заседании присутствовали 113 чел., выступили: со вступительным словом председатель НТС РАО “ЕЭС России” и Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики, чл.-кор. РАН **А. Ф. Дьяков**; с докладом “Научно-технические проблемы и программные задачи повышения эффективности регулирования частоты и мощности в ЕЭС России в условиях конкурентного рынка” **Ф. Л. Коган**, канд.техн.наук, заместитель главного инженера ОАО “Фирма ОРГРЭС”; с заключением экспертной комиссии **Ю. Н. Кучеров**, доктор.техн.наук, начальник Департамента научно-технической политики и развития РАО “ЕЭС России”.

В обсуждении доклада приняли участие: **А. Б. Чубайс** (председатель правления РАО “ЕЭС России”), **А. Ф. Бондаренко** (заместитель генерального директора – главный диспетчер ОАО “ЦДУ ЕЭС России”), **В. А. Баринов** (доктор техн.наук, заведующий отделением ОАО “ЭНИН им. Г. М. Кржижановского”), **С. Б. Сюткин** (директор ОДУ Центра), **Н. И. Давыдов** (доктор техн.наук, заведующий лабораторией ОАО ВТИ), **В. В. Дорофеев** (член правления РАО “ЕЭС России”), начальник Департамента развития рынка электроэнергетики), **А. М. Короткевич** (Республика Беларусь, начальник службы режимов Республиканского унитарного предприятия электроэнергетики ОДУ), **А. Д. Меламед** (главный специалист ЗАО Интеравтоматика), **К. А. Бринкис** (заместитель главного инженера ДЦ “Балтия”), **Д. В. Тарасов** (заместитель главного инженера по АСУТП ТЭЦ-27 ОАО Мосэнерго), **Л. П. Фотин** (канд.техн.наук, ведущий научный сотрудник лаборатории автоматизации и АСУ, ОАО ВНИИЭ), **В. А. Джангиров** (канд.эконом.наук, председатель Исполкома Электроэнергетического совета СНГ), **А. А. Мадоян** (генеральный директор ОАО “НИИ экологических проблем энергетики”), **В. А. Коротков** (канд.техн.наук, начальник службы перспективного планирования ОДУ Северо-Запада).

НТС РАО “ЕЭС России” и Научный совет РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики заслушали доклад, экспертное заключение, выступления участников совместного заседания в дискуссии и отмечают следующее.

Последние десятилетия регулирование частоты и мощности, контроль и управление перетоками по важнейшим линиям электропередачи системообразующей

сети ЕЭС СССР, а затем ЕЭС России являлись важнейшими задачами в общей проблеме обеспечения качества электроэнергии.

Наиболее тяжелое положение с обеспечением стандартной частоты тока в ЕЭС СССР сложилось в 1980 – 1986 гг. Единая энергосистема систематически работала с частотой ниже 49,5 Гц, а продолжительность работы с частотой по ПТЭ ( $50 \pm 0,2$  Гц) составляла в эти годы всего лишь от 1 до 63% календарного времени. Дефицит генерирующих мощностей, недостаток гидроресурсов на ГЭС, ухудшение качества твердого топлива и недоиспользование ТЭС из-за ограничений по всем видам топлива были главными причинами снижения частоты. Работа с пониженной частотой рассматривалась рядом специалистов и руководителей как возможность снизить на несколько миллионов киловатт электропотребление, учитывая крайне напряженный баланс по мощности и электроэнергии по стране в целом.

В этих исключительно сложных условиях работы предпринимались активные меры по созданию системы централизованного автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ) в целях автоматического ограничения перетоков по загруженным транзитным сетям ЕЭС. Работала центральная координирующая система (ЦКС) АРЧМ в ЦДУ ЕЭС СССР, пять ЦС АРЧМ на ДП ОДУ, девять САРЧМ и АРЧМ в энергосистемах и на электростанциях. На 63 линиях электропередачи напряжением 750, 500, 400, 330, 220 и 110 кВ обеспечивались контроль и управление перетоками.

Во второй половине 80-х и первой половине 90-х годов положение существенно облегчилось. ЕЭС СССР, а впоследствии и ЕЭС России относительно стабильно от 90 до 99,5% календарного времени работала с частотой в соответствии с ПТЭ. В 1990 г. действовали 17 систем АРЧМ всех уровней. В регулировании частоты участвовали 29 ГЭС с регулировочным диапазоном  $\pm 15,6$  млн. кВт, а в регулировании нагрузки по диспетчерскому графику, оперативном вторичном регулировании и автоматическом ограничении перетоков мощности 7 тепловых электростанций с блоками 150, 200 и 300 МВт. Контроль и управление перетоками осуществлялись на 96 линиях электропередачи напряжением от 1150 до 110 кВ.

В период 1995 – 1999 гг. работа ЕЭС России вновь была дестабилизирована по частоте. Главной причиной были неплатежи на ФОРЭМ, невозможность закупки топлива и, как следствие, резкое недоиспользование крупнейших тепловых электростанций федерального уровня.

В 2000 – 2001 гг. решение проблемы неплатежей, с одной стороны, и возросшая требовательность к поддержанию стандартной частоты, с другой, существенно стабилизировали работу ЕЭС России с частотой в соответствии с ПТЭ, продолжительность которой составила 99,8 – 99,9% календарного времени. При этом продолжительность работы с частотой  $50 \pm 0,05$  Гц составила в 2000 г. 81%, а в 2001 г. 97% календарного времени.

Вместе с тем, к 2000 г. в работе оставалось всего пять систем АРЧМ, в том числе ЦКС АРЧМ ЦДУ ЕЭС, три ЦС АРЧМ на ДП ОДУ и одна САРЧМ. Контроль и управление перетоками осуществлялись по 65 ВЛ 500, 330 и 220 кВ. Участие в регулировании частоты и мощности принимали 14 ГЭС, а в регулировании нагрузки по диспетчерскому графику, оперативном вторичном регулировании 13 ТЭС, включая блок № 3 Пермской ГРЭС.

После осуществления акционирования и частичной приватизации в электроэнергетике и с началом формирования рыночных отношений потребовался пересмотр методов управления режимами работы ЕЭС, что и было учтено в ПТЭ издания 1995 г.

В 1998 – 2001 гг. руководством РАО “ЕЭС России”, Департаментами научно-технической политики и развития, электростанций, ОАО “ЦДУ ЕЭС России”, ОАО “Фирма ОРГРЭС”, ОАО ВНИИЭ были предприняты шаги по активизации деятельности и разработке технической политики в области регулирования частоты и перетоков мощности. Определенный толчок этому дали работы, проводившиеся РАО “ЕЭС России” совместно с УСТЕ по исследованию условий параллельной работы ЕЭС России с Западно-европейским энергообъединением.

В этот период по заданию РАО “ЕЭС России” и ОАО “ЦДУ ЕЭС России” ОАО “Фирма ОРГРЭС” с участием АО УралОРГРЭС и АО ЮгОРГРЭС было проведено обследование 16 ТЭС с блоками 150, 200, 300, 500, 800 и 1200 МВт, а также Волжской ГЭС им. В. И. Ленина и Воткинской ГЭС. По результатам этой работы были выпущены приказы РАО “ЕЭС России” от 3/VI 2000 г. № 368 “О мероприятиях по выполнению на электростанциях требований ПТЭ по регулированию частоты” и от 15/X 2001 г. № 553 “О первичном регулировании частоты в ЕЭС России”. В ноябре 2001 г. секция “Стратегия развития энергетики и международные энергетические проекты” и секция “Управление режимами ЕЭС, средства и системы диспетчерского и технологического управления в электроэнергетике” НТС РАО “ЕЭС России” провели совместное заседание по теме “Проблемы синхронного объединения ЕЭС России с европейскими энергосистемами”. Разработан проект отраслевой программы подготовки электростанций ЕЭС России к участию в регулировании частоты в соответствии с требованиями, удовлетворяющими

условиям синхронной параллельной работы с энергообъединениями Центральной и Западной Европы.

Цель настоящего совместного заседания двух советов – провести дискуссию на базе представленного доклада ОАО “Фирма ОРГРЭС” и выработать предложения по:

проблеме обеспечения качества электроэнергии в ЕЭС России по частоте, увеличения маневренности действующего и вновь создаваемого генерирующего оборудования ТЭС и АЭС, автоматизации регулирования частоты и мощности как важнейших задач повышения технического уровня и конкурентоспособности отечественной электроэнергетики и энергомашиностроения;

оптимизации затрат на выполнение намеченных технических и технологических мероприятий по регулированию частоты с участием специалистов электростанций, энергосистем, заводов и НИИ;

максимально возможному учету организационно-технических и нормативно-правовых аспектов и проблем регулирования частоты и мощности в условиях реформирования электроэнергетики и ее вхождения в конкурентный рынок;

функциям и задачам в области регулирования частоты и мощности новых рыночных структур: Системного оператора (СО), Администратора торговой системы (АТС), Федеральной сетевой компании (ФСК), генерирующих (ГК) и сбытовых (СК) компаний;

повышению надежности энергоснабжения потребителей в аварийных и нормальных условиях работы ЕЭС и ее частей, регулированию частоты за счет нагрузки потребителей в условиях рынка, в том числе за счет использования противоаварийной автоматики и устройств АЧР;

сбалансированному переносу в практику регулирования частоты и перетоков мощности в ЕЭС России средств и методов, используемых в Западно-европейском энергообъединении, максимальному сохранению и развитию отечественного опыта, иерархических систем АРЧМ в условиях конкурентного рынка.

Как следует из материалов подготовленного доклада, технический уровень отечественных норм и требований к поддержанию частоты в энергообъединении, маневренности оборудования ТЭС и АЭС, системам регулирования частоты и мощности действующих электростанций уступает уровню, достигнутому в Западно-европейском энергообъединении УСТЕ.

Так, допустимые отклонения частоты в нормальном режиме отличаются в 4 раза,  $\pm 200$  мГц в ЕЭС России и  $\pm 50$  мГц в УСТЕ, предельные отклонения – в 2,2 раза, соответственно  $\pm 400$  мГц и  $\pm 180$  мГц. Первичный резерв мощности и условия его использования в УСТЕ жестко регламентированы, в ЕЭС России – не нормируются. Мертвая зона регуляторов скорости на отечественных турбинах больше в 4 – 7,5 раз, соответственно 75 – 150 мГц и 20 мГц ( $\pm 10$  мГц).

В течение последних лет в действующих ПТЭ последовательно уточнялись и ужесточались требования к регулированию частоты и мощности. До 1989 г. диспетчер ЦДУ (ОДУ) назначал отдельные регулирующие энергосистемы или электростанции, кроме того, при наличии САРЧМ в автоматическом регулировании час-

тоты участвовали подключенные к ним электростанции. При аварийных отклонениях частоты оперативный персонал электростанций должен был действовать в соответствии с местной инструкцией (13-е изд. ПТЭ).

Начиная с 1995 г., первичное регулирование должно было осуществляться всеми электростанциями изменением их мощности под воздействием регуляторов скорости турбин и производительности котлов, реакторов при заданных ЦДУ (ОДУ) статизме регулирования и зоне нечувствительности, а вторичное регулирование – оперативно, либо с использованием АРЧМ выделенными для этого электростанциями с применением частотной коррекции (15-е изд. ПТЭ и извещение № 1 об изменении ПТЭ от 17/VI 2000 г.).

Вместе с тем, требования ГОСТ к качеству электроэнергии по частоте остались прежними, резервы первичного и вторичного регулирования на электростанциях размещены не были, по состоянию оборудования и систем автоматики электростанции и энергосистемы оказались не готовы выполнять эти нормы ПТЭ.

И хотя в предыдущие годы были разработаны технические решения систем ограничения перетоков мощности по ВЛ, которые были реализованы на Змиевской и Бурштынской ГРЭС (ОЭС Украины), Лукомльской ГРЭС (ОЭС Белоруссии), Сургутской и Киришской ГРЭС (ЕЭС России), задача регулирования частоты возлагалась главным образом на ГЭС. Проектное автоматическое регулирование мощности в переменных режимах на большинстве энергоблоков 150, 200, 300, 500 и 800 МВт ЕЭС России до настоящего времени не освоено, а изменение нагрузки в соответствии с диспетчерским графиком в пределах регулировочного диапазона осуществляется оператором. В связи с этим требования ПТЭ в части автоматического регулирования частоты повсеместно не выполняются.

К числу причин сложившейся ситуации, приведших к консервации или демонтажу ряда общестанционных и блочных систем, следует отнести нерешенность технологических проблем автоматизации совместного сжигания газа и мазута, в том числе мазута с малыми избытками воздуха, обеспечения устойчивой работы пылеугольных котлов на разнотипном твердом топливе, низкое качество угля, сложность и ненадежность систем пылеприготовления и др.

Работа ТЭЦ по тепловому графику в течение большей части года, базовый режим АЭС и пылеугольных ТЭС, а в паводковый период и большинства ГЭС сужают регулировочные возможности Единой энергосистемы, требуют объективного пересмотра степени участия этих электростанций в регулировании частоты и мощности ЕЭС России.

Привлечение к регулированию частоты ТЭЦ с перечисленными связями требует проведения исследовательских и экспериментальных работ по автоматизации регулирования давления в главных паровых магистралях. На блочных ТЭЦ вопрос решается проще, но и в том и в другом случаях он связан с их оснащением необходимыми средствами автоматизации и ухудшением экономичности, что в рыночных условиях потребует выработки компенсационных экономических мер.

Несмотря на хорошие технологические возможности большинство из 100 гидроэлектростанций России

не участвует в автоматическом регулировании частоты из-за состояния основного оборудования и износа гидромеханической части систем регулирования гидротурбин. Системы группового регулирования активной мощности (ГРАМ) работают, как правило, в режиме задания мощности со статизмом и увеличенной мертвой зоной по частоте.

В настоящее время лишь Волжская ГЭС им. В. И. Ленина постоянно участвует в автоматическом вторичном регулировании частоты в ЕЭС России под управлением ЦКС АРЧМ ЦДУ ЕЭС и Братская ГЭС в автоматическом регулировании перетоков Сибирь – Казахстан под управлением ЦС АРЧМ ОДУ Сибири. Воткинская ГЭС, оборудованная электрогидравлическими регуляторами гидротурбин, участвует в первичном и вторичном регулировании частоты и перетоков в сечении “Урал – Центр – Средняя Волга” под управлением ЦС АРЧМ ОДУ Урала с возможностью работы при любом уровне статизма в интервале от 0 до 10% и мертвой зоны по частоте от 0 до  $\pm 0,5\%$ . Проводятся работы по решению технических проблем выполнения требований к статическим и динамическим показателям системы регулирования частоты на “Волжская ГЭС им. В. И. Ленина” и “Волжская ГЭС”, г. Волжский. В Колэнерго при возможном диапазоне регулирования на ГЭС 700 МВт практически используется только 200 МВт. В Карелэнерго нет АРЧМ, из 562 МВт мощности Каскада Выгских и Кемских ГЭС регулирование частоты осуществляют лишь Ондская и Маткоженская гидроэлектростанции (140 МВт) со статизмом 4%.

Несмотря на значительную долю АЭС в европейской части ЕЭС России и увеличение ее в будущем проблема привлечения отечественных АЭС к регулированию частоты не решена. В отступление от технических требований к маневренным характеристикам АЭС (ЭСП, 1979 г.), которые не уступают зарубежным, согласованы всеми заинтересованными организациями и реально заложены в конструкцию оборудования АЭС, введенных после 1979 г., действующие регламенты не допускают участия АЭС в регулировании. Более того, они усугубляют аварийное положение в энергосистеме, предписывая в ряде случаев разгрузку АЭС при частотах ниже 49 Гц и глубокую разгрузку при частоте ниже 48 Гц. Необходимо, используя техническую готовность АЭС к регулированию частоты и экономические стимулы работы в рыночных условиях, в кратчайшие сроки обеспечить их оптимальное участие в регулировании частоты и мощности.

Проблема эффективного регулирования частоты и перетоков мощности по ВЛ тесно связана с качеством передачи информации по каналам телемеханической связи. Устаревшие устройства телемеханики, используемые на электростанциях, промежуточная обработка информации и ее переприемы в системах телемеханики верхнего уровня создают запаздывание на 10 – 15 с в каждом из этих уровней. Это вносит в регулирование дисбаланс, приводит к искажению регулирования перетоков, способствует возникновению колебательного процесса и в конечном счете требует модернизации каналов телемеханики.

Для такого сложного и крупного энергообъединения, как ЕЭС России, особенно с учетом параллельной

работы с ОЭС Украины, Белоруссии, Балтии и Молдавии, а в перспективе и с УСТЕ, принципиальное значение имеет организация процесса регулирования частоты и мощности в условиях рынка. При этом одной из проблем синхронной работы ЕЭС России, стран СНГ с энергообъединениями Западной и Центральной Европы является повышение пропускной способности межсистемных связей. В числе прочих эффективным мероприятием для решения этой проблемы может оказаться применение гибких (управляемых) линий передачи переменного тока.

ОАО «ЦДУ ЕЭС России» проработало основные технические требования по организации регулирования частоты в ЕЭС России (приложение 1.1). Вместе с тем, реализация предложений ЦДУ требует корректировки требований действующих ПТЭ и норм по маневренности оборудования электростанций, обеспечения реальной работоспособности и повышения быстродействия технологической автоматики котлоагрегата в режиме непрерывного автоматического регулирования нагрузки в пределах  $\pm 7\%$  номинальной, учета различных регулирующих возможностей энергоблока при его работе на скользящем или номинальном давлении и одновременном участии электростанций в изменении нагрузки по диспетчерскому графику.

Сформулированные ЦДУ требования в условиях рынка требуют разработки соответствующих правил и методов экономического стимулирования, определения ГЭС, ТЭС и АЭС, на которых размещаются резервы первичного и вторичного регулирования независимо от форм собственности или государственной принадлежности параллельно работающих энергосистем, а также оценки снижения ресурса оборудования электростанций при таком режиме их использования.

Совместное использование многоуровневой системы централизованного регулирования частоты и перетоков мощности с подключенными к ней электростанциями и регулирующих возможностей электростанций на децентрализованной основе может дать в условиях рынка положительный суммарный эффект.

Для эффективного использования тепловых электростанций в переменных режимах регулирования частоты и перетоков мощности необходимы переход на современные микропроцессорные системы регулирования, позволяющие с помощью программно-технических средств реализовать сложные алгоритмы управления, оснащение турбоагрегатов электрогидравлическими системами вместо механогидравлических, модернизация контуров регулирования технологических подсистем котла, а также регуляторов мощности котлов и турбин.

Рядом фирм и заводов предложены проекты САР для блоков ТЭС различной мощности.

АО ЛМЗ и фирма Сименс разработали техпредложения по модернизации систем регулирования турбин блоков 200 и 300 МВт. ЗАО Интеравтоматика и АО ЛМЗ подготовили техпредложения по реконструкции систем регулирования турбин и котлов блоков 200 и 300 МВт на микропроцессорных средствах ТПТС производства ВНИИА. Стоимость такой реконструкции, включая перевод турбин с механогидравлических систем регулирования на электрогидравлические, объяв-

лена на уровне 500 тыс. дол. США. АО УралОРГРЭС, АО ЛМЗ, фирма «Прософт» (г. Екатеринбург) выполнили разработку на новых технических средствах электронной части системы регулирования турбины ЭЧСР МиЗ стоимостью 200 тыс. дол., опытный образец которой установлен на блоке № 4 Сургутской ГРЭС-2, где проходит испытания в информационном режиме. Для газомазутных блоков 300 МВт с большой наработкой, на которых в ближайшее время не будет проводиться техническое перевооружение с продлением ресурса, ОАО «Фирма ОРГРЭС» предложило микропроцессорную систему САУМ-300 ГМ с использованием аппаратуры КВИНТ ГУП «НИИ Теплоприбор» стоимостью 100 тыс. дол. (при сохранении существующей механогидравлической системы регулирования турбины). Ее опытный образец должен пройти промышленные испытания в 2002 г. на блоке № 7 Костромской ГРЭС. Все указанные предложения требуют тщательного анализа и апробации.

Необходимость повышения степени участия ГЭС в первичном и их полноценное участие во вторичном регулировании требуют улучшения их регулирующих свойств. Эта задача решается при техническом перевооружении и реконструкции с заменой гидромеханических регуляторов на электрогидравлические. Однако, учитывая низкие темпы этих работ, «Фирма ОРГРЭС» предложила менее дорогую и быстрее реализуемую частичную реконструкцию регулятора с применением серийных микропроцессорных контроллеров.

Важной задачей является совершенствование систем группового регулирования активной мощности ГЭС, для модернизации которых «Фирмой ОРГРЭС» разработаны алгоритмическое и программное обеспечение и техническое задание применительно к Волжской ГЭС (г. Волгоград). ВНИИЭ разработана комплексная система управления активной и реактивной мощностью ГЭС, составом и режимом работы ее оборудования. Прототип системы испытан на Днепровской ГЭС-2. Решение этих проблем позволит повысить эффективность участия в регулировании частоты ГЭС России.

В работе приведены заслуживающие внимания данные об опыте выполнения организационно-технических мероприятий по обеспечению первичного и вторичного регулирования частоты и перетоков мощности в энергосистемах Польши и Восточной Германии при их интеграции в УСТЕ.

В частности, это касается согласования работы центральных регуляторов энергосистем при отсутствии единого диспетчерского управления и централизованного корректора частоты по объединению в целом, модернизации САР котлов и турбин, сохранения оптимальных режимов работы наиболее экономичных энергоблоков и перевода в режим регулирования менее экономичных, тендерной системы привлечения электростанций к первичному и вторичному регулированию и других вопросов.

Вместе с тем, содержание доклада не в полной мере отвечает его названию. В нем не полностью раскрыты научно-технические аспекты рассматриваемой проблемы и не выработаны предложения по реализации крупномасштабных задач повышения качества ра-

боты ЕЭС России по частоте в условиях реформирования электроэнергетики и создания конкурентного рынка.

Между тем, одной из принципиальных сторон рыночного подхода к регулированию частоты и перетоков мощности, особенно в аварийных условиях, является совершенствование методов восстановления баланса между мощностью и нагрузкой. Действующие в настоящее время системы автоматической частотной разгрузки (АЧР), ограничения нагрузки (САОН), предотвращения асинхронного хода (АПАХ) и другие предусматривают восстановление нормального режима энергосистемы также и за счет отключения потребителей.

Созданные в предшествующие десятилетия эти системы учитывали крайний дефицит генерирующих мощностей в ЕЭС СССР. Их роль остается весьма важной и сейчас, особенно в частях ЕЭС России, имеющих слабые электрические связи. Вместе с тем, в условиях наличия значительного резерва мощности, что имеет место в настоящее время, при восстановлении нормального режима приоритет должен быть отдан мобилизации всех видов резерва мощности на электростанциях и, прежде всего, первичного резерва на выделенных электростанциях нормированного первичного регулирования. Вопросы участия в этом процессе потребителей в условиях рынка имеют экономическую и правовую подоплеку и должны быть обязательно обоснованы.

В докладе не рассмотрены с позиций конкурентного рынка недостатки и преимущества всей структуры иерархической системы регулирования частоты и перетоков мощности.

Как следует из доклада, повышение технического уровня регулирования частоты и перетоков мощности охватывает широкий круг технических и технологических проблем, необходимость выполнения большого количества мероприятий во всех секторах электроэнергетики на КЭС и ТЭЦ, ГЭС и АЭС, в электрических сетях и диспетчерско-технологическом управлении. В то же время в работе нет данных об их стоимости по электроэнергетике России в целом, не рассмотрены вопросы об источниках средств для финансирования мероприятий и соответствующем тарифном регулировании.

Реформирование отрасли, создание новых структур: Федеральной сетевой компании, Системного оператора, Администратора торговой системы, генерирующих и сбытовых компаний – требуют точного определения их функций и обязанностей в повышении регулировочных возможностей ЕЭС России. Этот вопрос в докладе не рассмотрен, необходимые предложения отсутствуют.

Недостаточны рекомендации по совершенствованию существующей технологической автоматики энергоблоков. Предложения доклада по совершенствованию систем регулирования на ТЭС и рекомендованный методика контроля готовности действующих ТЭС к участию в первичном регулировании не согласованы с необходимостью обеспечения работы автоматики ТЭС в условиях реальных возмущений нормального режима энергосистем. Тем самым не гарантируется выполнение требований ПТЭ по участию ТЭС в регулировании непрерывных знакопеременных отклонений частоты и перетоков мощности.

Не рассмотрены аварийные режимы, предъявляющие жесткие требования к автоматике, в том числе при регулировании частоты и перетоков мощности; не уделено достаточного внимания экономическим и организационным аспектам регулирования частоты и перетоков мощности; не проанализирован перечень нормативных документов, нуждающихся в корректировке.

Несмотря на удовлетворительное качество поддержания частоты в ЕЭС России в последние годы соответствующие данные о точности регулирования не приведены. Отмечена несогласованность разработанного ОАО “Фирма ОРГРЭС” ТЗ на САУМ-300 ГМ с отраслевыми организациями, занимающимися созданием станционных АСУТП, сделаны замечания по структуре доклада.

**НТС РАО “ЕЭС России” и Научный совет РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики решили:**

*1. Общие оценки:*

1.1. Считать устойчивое поддержание стандартной частоты в ЕЭС России при ее работе в нормальном и аварийных режимах важнейшей организационно-технической, экономической и технологической проблемой, решение которой в период реформирования отрасли и перехода к конкурентному рынку обеспечит надежное энергоснабжение потребителей, эффективную работу отрасли и ее конкурентоспособность на внешнем рынке.

Одобрить в связи с этим работу, проделанную в 2000 – 2001 гг. руководством РАО “ЕЭС России”, ОАО “ЦДУ ЕЭС России”, Департаментами научно-технической политики и развития, электростанций РАО “ЕЭС России”, ОАО “Фирма ОРГРЭС”, ОАО ВНИИЭ, по развороту в электроэнергетике крупномасштабной работы по повышению технического уровня и эффективности регулирования частоты и мощности в ЕЭС России, что уже привело к стабилизации в этот период частоты на стандартном уровне в течение 99,8 – 99,9% календарного времени.

1.2. Определить выполненный “Фирмой ОРГРЭС” доклад “Научно-технические проблемы и программные задачи эффективности регулирования частоты и мощности в ЕЭС России в условиях конкурентного рынка” как важную и полезную работу, в которой дан анализ и суммированы усилия, предпринятые в последние годы по ряду актуальных организационно-технических проблем в этой области, выпуску приказов РАО “ЕЭС России” от 3/VI 2000 г. № 368 “О мероприятиях по выполнению на электростанциях требований ПТЭ по регулированию частоты” и от 15/X 2001 г. № 553 “О первичном регулировании частоты в ЕЭС России”.

Вместе с тем, принимая во внимание недостаточное раскрытие в докладе собственно рыночных, экономических проблем регулирования частоты, объема затрат на выполнение предлагаемых мероприятий и источников их покрытия, конфигурации всей иерархической системы регулирования частоты и мощности, собственно научно-технических проблем эффективного регулирования частоты в ЕЭС России, участия в нем параллельно работающих с ЕЭС России национальных энергосистем бывших республик СССР, ныне незави-



симых государств, места и роли в этом процессе потребителей электроэнергии, новых структур в электроэнергетике: Федеральной сетевой компании, Системного оператора, Администратора торговой системы, генерирующих и сбытовых компаний, считать выполненный доклад первым этапом многоплановой проблемы повышения надежности и эффективности работы ЕЭС России в условиях рынка.

1.3. Рекомендовать ОАО “Фирма ОРГРЭС” продолжить, а ОАО “ЦДУ ЕЭС России”, Департаменту научно-технической политики и развития РАО “ЕЭС России” возглавить с привлечением ведущих НИИ и проектных организаций отрасли выполнение этой работы. Считать при этом разработку и внедрение национальных нормативов регулирования частоты и мощности в ЕЭС России, согласованных условий регулирования параметров режима межсистемных ВЛ одной из первоочередных задач.

2. По нормативно-техническим требованиям к электростанциям, регулирующим частоту и перетоки мощности в ЕЭС России:

2.1. Принимая во внимание то, что центральным вопросом повышения технического уровня регулирования частоты и перетоков мощности в ЕЭС России является разработка прогрессивных нормативно-технических требований к регулирующим электростанциям, которые (требования):

исходят из необходимости автоматического участия электростанций в первичном и (или) вторичном регулировании;

обеспечивают конкурентоспособность показателей качества электроэнергии и мощности в ЕЭС России в сравнении с аналогичными показателями Западно-европейского энергообъединения УСТЕ;

определяют характер и состав мероприятий по реконструкции систем регулирования и оборудования регулирующих электростанций и необходимый для этого объем финансирования;

вызывают необходимость в связи со сложностью задачи участия в ее решении специалистов ряда отраслевых НИИ и проектных организаций,

рекомендовать ОАО “ЦДУ ЕЭС России”, Департаменту научно-технической политики и развития РАО “ЕЭС России”, ОАО ВНИИЭ, ОАО ВТИ, ОАО “Фирма ОРГРЭС”, ОАО “Институт Энергосетьпроект”, ОАО “Институт Теплоэлектропроект”, ОАО “Институт Гидропроект”, заводам – изготовителям основного энергетического оборудования образовать рабочую группу специалистов на базе указанных организаций и подготовить в I полугодии 2002 г. согласованный проект соответствующих требований и выпуск на их основе межведомственного документа “Основные технические требования к электростанциям, участвующим в первичном и (или) вторичном регулировании частоты и перетоков мощности в ЕЭС России в условиях конкурентного рынка”.

Для ускорения этой работы использовать предложения ОАО “ЦДУ ЕЭС России” и ОАО ВНИИЭ по данному вопросу, приведенные в приложениях 1.1 и 1.2 к настоящему протоколу.

2.2. Рекомендовать рабочей группе при подготовке “Основных технических требований к электростанциям ...” (п. 2.1):

учесть существующие технические и финансовые возможности и рыночные аспекты их последующей реализации;

выполнить оценки снижения ресурса оборудования электростанций при работе в регулировочных режимах и соответствующих затрат для учета их в условиях рынка;

дополнить действующие требования к маневренности оборудования ТЭС в части регламентации маневренных режимов оборудования при одновременном изменении нагрузки энергоустановки по диспетчерскому графику и участию в первичном и оперативном или автоматическом вторичном регулировании;

дополнить действующие требования к оборудованию ТЭС, определяемые условиями его автоматизации, регламентацией показателей качества мощности, поставляемой энергоустановкой в электрическую сеть, в зависимости от типов оборудования, систем технологической автоматики и вида сжигаемого топлива.

2.3. Считать прогрессивными и своевременными требования ПТЭ (15-е изд.) и извещения № 1 об изменении ПТЭ от 17/VII 2000 г., предусматривающие участие всех электростанций ЕЭС России в первичном автоматическом регулировании частоты и выделенных электростанций во вторичном регулировании режима по частоте и перетокам мощности.

Вместе с тем, “Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения” по ГОСТ 13109-97, определяющие стандартный уровень частоты в ЕЭС России  $50 \pm 0,2$  Гц, не соответствуют международной практике, а в последнее время и практике работы ЕЭС России, что вызывает необходимость пересмотра этих норм, а также соответствующих требований ПТЭ и ведомственных инструкций в сторону ужесточения.

Рекомендовать рабочей группе специалистов (п.2.1) рассмотреть этот вопрос и соответствующие предложения направить в Департамент научно-технической политики и развития РАО “ЕЭС России” в I квартале 2002 г.

2.4. Принимая во внимание разработанные в 1979 г. институтом Энергосетьпроект и согласованные со всеми заинтересованными организациями “Технические требования к маневренным характеристикам энергоблоков АЭС”, которые с тех пор закладывались в проекты АЭС, считать целесообразным поручить ОАО “ЦДУ ЕЭС России” совместно с концерном Росэнергоатом, институтами ОАО “Институт Энергосетьпроект”, Атомэнергопроект, ОАО “Фирма ОРГРЭС”, ОАО ВТИ, ОАО ВНИИЭ и ОАО НИИПТ:

вернуться к рассмотрению указанных требований и с учетом предложений ВНИИЭ к разрабатываемой в настоящее время “Программе работ по подготовке АЭС к участию в регулировании параметров режима ЕЭС” ввести их в действие в сроки, согласованные с концерном Росэнергоатом и АЭС;

изучить детально регламенты атомных электростанций, положения которых усугубляют аварийную ситуацию в ЕЭС России, или в выделившейся ее части

из-за предусматриваемой этими регламентами разгрузки АЭС при пониженной частоте вплоть до их полного останова, и внести в них согласованные изменения, обеспечивающие надежную работу как ЕЭС России, так и самих АЭС в аварийных условиях.

2.5. Учитывая необходимость корректировки ряда действующих нормативных и инструктивных документов, регламентирующих участие ТЭС и АЭС в первичном и вторичном регулировании частоты и режимов работ ЕЭС России, а также вновь создаваемых нормативно-правовых материалов и законопроектов, в том числе разрабатываемого закона об электроэнергетике, рекомендовать Департаменту научно-технической политики и развития РАО "ЕЭС России", ОАО "ЦДУ ЕЭС России" с участием ведущих специалистов отраслевых НИИ и энергосистем образовать рабочую группу по подготовке соответствующих предложений и рекомендаций.

3. По тематике научно-исследовательских и экспериментальных работ по реализации требований ПТЭ об участии всех электростанций в первичном (вторичном) регулировании частоты и мощности. Рекомендовать Департаменту научно-технической политики и развития РАО "ЕЭС России", ОАО "ЦДУ ЕЭС России", ОАО ВНИИЭ, ОАО "Фирма ОРГРЭС", ОАО ВТИ, ОАО НИИПТ, ОАО "Институт Энергосетьпроект", ОАО "ЭНИН им. Г. М. Кржижановского":

3.1. Продолжить изучение существующего отечественного и зарубежного опыта первичного и вторичного регулирования в нормальных режимах. Провести исследования по привлечению к первичному (вторичному) регулированию частоты и перетоков мощности теплофикационных энергоблоков 80, 135, 170, 175, 180, 250 МВт и ТЭЦ с поперечными связями при их работе в режиме комбинированного производства электроэнергии и тепла, в том числе с закрытой диафрагмой, а также к вторичному регулированию конденсационных блоков СКД, работающих на скользящем давлении, и подготовить проекты соответствующих нормативных документов по их практическому использованию для целей регулирования.

3.2. В дополнение к ранее выполненным ЦДУ ЕЭС России концептуальным проработкам исследовать:

реальные условия работы систем первичного и вторичного регулирования ЕЭС России и параллельно работающих электростанций при непрерывных случайных возмущениях нормального режима и разработать необходимые мероприятия и рекомендации по повышению эффективности регулирования частоты и перетоков мощности на всех уровнях с учетом опыта УСТЕ по решению аналогичных проблем;

исследовать возможности, преимущества и недостатки иерархической системы централизованного автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (АРЧМ) с подключенными к ней электростанциями совместно с децентрализованным автоматическим первичным и вторичным регулированием на ГЭС, ТЭС и АЭС в условиях рынка.

Учесть при этом опыт Польши (PSE) и Германии (VEAG) по дифференцированному привлечению к регулированию частоты и мощности высоко- и низкоэкономичных электростанций, экономическому стимули-

рованию их участия в регулировании, объявления тендеров на работу в регулирующих режимах.

3.3. С целью повышения эффективности первичного регулирования в ЕЭС России и выполнения требований ПТЭ по привлечению к участию в нем всех электростанций изучить целесообразность и подготовить предложения по регламентированию при присоединении электростанций к электрической сети не только количества, но и качества поставляемой ею в сеть мощности и энергии.

К показателям качества мощности и энергии отнести степень участия электростанции в первичном регулировании и величину возмущений по мощности, вносимых ею в сеть по внутренним причинам.

3.4. Рассмотреть на заседании секции "Управление режимами ЕЭС, средства и системы диспетчерского и технологического управления в электроэнергетике" НТС РАО "ЕЭС России" технические предложения ЗАО Интеравтоматика и АО ЛМЗ по реконструкции турбин и котлов блоков 200 и 300 МВт на средствах ТПТС, ОАО "Фирма ОРГРЭС" по системе САУМ-300 ГМ на средствах КВИНТ для газомазутных блоков 300 МВт, имеющих большую наработку, но не подлежащих в ближайшие годы техническому перевооружению и реконструкции, а также предложения по другим аналогичным системам и подготовить конкретные предложения РАО "ЕЭС России" по их применению.

3.5. Подготовить в III квартале 2002 г. при головной роли ОАО ВТИ предложения по типовым структурным схемам и техническим решениям в системах регулирования частоты и перетоков мощности на крупных газомазутных конденсационных и теплофикационных энергоблоках ТЭС и рассмотреть их на заседании секции "Управление режимами ЕЭС, средства и системы диспетчерского и технологического управления в электроэнергетике" НТС РАО "ЕЭС России" с выпуском соответствующих отраслевых рекомендаций.

3.6. Просить руководство ОАО Мосэнерго поддержать предложение ТЭЦ-27 ОАО Мосэнерго о проведении в 2002 г. эксперимента по участию теплофикационного энергоблока 80 МВт в первичном и вторичном регулировании частоты и перетоков мощности и практическом определении регулировочных характеристик ПТК "КВИНТ 4", на базе которого создана полномасштабная АСУТП этого блока. Рекомендовать ОАО ВТИ, ОАО ВНИИЭ, ОАО "Фирма ОРГРЭС" с участием ОАО Мосэнерго, ТЭЦ-27 и ГУП "НИИ Теплоприбор" подготовить программу испытаний.

3.7. С учетом информации об имевших место замечаниях по работе систем регулирования энергоблоков 800 МВт Сургутской ГРЭС-2 и Нижневартовской ГРЭС при переводе их в режим первичного регулирования частоты ОАО "Фирма ОРГРЭС", ОАО ВТИ, ОАО ВНИИЭ по согласованию с руководством этих электростанций выполнить анализ работы и наладку автоматики турбины и блока, провести необходимые дополнительные испытания и при необходимости оказать техническое содействие другим электростанциям по их просьбе.

3.8. Провести в 2002 г. испытания систем регулирования на одном-двух выделенных газомазутных энергоблоках (см. п.6.1) в условиях их участия в реальном

нормированном первичном регулировании с малой зоной нечувствительности. Использовать полученные результаты при корректировке и доработке выпущенного ОАО “Фирма ОРГРЭС” “Методического пособия по проверке готовности ТЭС к первичному регулированию частоты в ЕЭС России”.

3.9. Рекомендовать Департаменту научно-технической политики РАО “ЕЭС России” предусмотреть в долгосрочных отраслевых научно-технических программах ОНТП 0.01, 0.03, 0.04, 0.05, 0.06 корректировку имеющихся заданий с учетом проблем и задач, вытекающих из разработанного ОАО “Фирма ОРГРЭС” доклада, дополнений и замечаний, изложенных в заключении экспертной комиссии и в настоящем протоколе.

4. *О рыночных аспектах регулирования частоты и мощности в ЕЭС России и функциональной ответственности новых структур, создаваемых в процессе реформирования электроэнергетики России:*

4.1. Рекомендовать РАО “ЕЭС России” организовать разработку концепции и механизмов обеспечения балансов активной и реактивной мощности в ЕЭС России на различных временных (среднесрочном и долгосрочном) уровнях управления, надежности ЕЭС России и надежности электроснабжения потребителей в условиях реформирования и либерализации электроэнергетики. Предусмотреть при этом распределение ответственности между субъектами хозяйствования в электроэнергетике – Федеральной сетевой компанией (ФСК), Системным оператором (СО), Администратором торговой системы (АТС), генерирующими компаниями (ГК), гарантирующими поставщиками электроэнергии (ГПЭ), а также государственными органами управления – Федеральной и региональными энергетическими комиссиями, Минэнерго России за эффективную и надежную работу электроэнергетической отрасли.

4.2. Просить руководство РАО “ЕЭС России” дать необходимые поручения по включению в “Технологические правила оптового рынка” функциональных прав и обязанностей ФСК, СО, АТС, ГК и ГПЭ и распределению между ними, в частности, следующих функций:

ответственность за качество электроэнергии по частоте, разработку и реализацию текущих и перспективных балансов мощности и электроэнергии, развитие и совершенствование системы централизованного регулирования частоты и перетоков мощности (АРЧМ), оснащение системами АРЧМ всех ОДУ и энергосистем, выбор и подключение к ним тепловых, гидравлических и атомных электростанций;

создание единой иерархической вертикали диспетчерско-технологического управления от ЦДУ ЕЭС до ЦДС энергосистем с включением последних в систему СО по мере реструктуризации АО-энерго и создания генерирующих компаний;

ответственность за функционирование и организацию всей работы по первичному и вторичному регулированию частоты и перетоков мощности в ЕЭС России, финансирование закупок необходимого для этой цели оборудования и программного обеспечения, разработку и внедрение нормативно-технических и нормативно-правовых документов;

ответственность за надежность энергоснабжения, перспективное развитие, обеспечение необходимой гибкости и управляемости электрической сети, резервов пропускной способности линий электропередачи и подстанций, расшивку узких мест сетей и подстанций;

участие в формировании текущих и перспективных балансов мощности в Единой энергосистеме с позиций необходимого для этого развития электрической сети, постановки и финансирование соответствующих исследований и проектных работ;

ответственность за эффективный выбор регулирующих электростанций и энергоблоков при формировании спотового рынка, обеспечение при этом экономически эффективной работы ЕЭС в целом;

включение в контракты и договора на закупку электроэнергии и мощности у электростанций процедур и условий, обеспечивающих их безотказную работу в автоматическом регулировании частоты и перетоков мощности, выполнение соответствующих требований со стороны Системного оператора, организация тендеров на участие электростанций в регулирующем режиме;

оснащение всех электростанций в составе ГК средствами автоматического регулирования частоты и перетоков мощности, обеспечение эффективной и надежной работы турбинного, котельного и реакторного оборудования в переменных режимах в соответствии с ПТЭ и другими нормативными документами;

техническое перевооружение действующих и строительство новых электростанций с выполнением всех нормативных требований по их участию в первичном и вторичном регулировании частоты и перетоков мощности, разработка и финансирование необходимых для этого мероприятий.

4.3. Рекомендовать Департаменту научно-технической политики и развития, Департаменту электростанций, Департаменту развития рынка электроэнергии РАО “ЕЭС России” с участием Системного оператора и Администратора торговой системы в опережающем порядке разработать предложения по экономическому стимулированию электростанций, выделенных (п.6.1) для участия в нормированном регулировании частоты и перетоков мощности с размещением на них резервов первичного и (или) вторичного регулирования.

В основу предложений положить необходимость компенсации дополнительных затрат, возникающих на электростанциях, работающих в регулировочном режиме, и необходимый уровень прибыли.

Предусмотреть также экономические санкции при отклонении от требований ПТЭ и директивных документов показателей качества регулирования электростанциями частоты и перетоков мощности в условиях конкурентного рынка.

5. *По вопросу параллельной работы ЕЭС России с энергосистемами стран СНГ и в перспективе с Западно-европейским энергообъединением УСТЕ.*

5.1. Принимая во внимание участие в параллельной работе с ЕЭС России национальных энергосистем независимых государств – бывших республик СССР и значительный их суммарный вес в общем балансе мощности, считать целесообразным определить их участие в первичном и вторичном регулировании частоты и мощности в Единой энергосистеме, экономиче-

ские критерии и характеристики этого участия в условиях рынка.

5.2. Рекомендовать Электроэнергетическому совету СНГ, ОАО “ЦДУ ЕЭС России”, Департаменту научно-технической политики и развития РАО “ЕЭС России” выполнить необходимые исследования и проработки по установлению нормативных требований к субъектам ЕЭС России, национальным энергосистемам СНГ, работающим параллельно с ЕЭС России, по участии каждого из них в регулировании частоты и мощности и в противоаварийном управлении для обеспечения устойчивости синхронной параллельной работы энергосистем и надежности электроснабжения потребителей. Согласованные всеми участниками эти требования должны закладываться в основу договорных отношений между субъектами и в Устав энергообъединения.

5.3. Рекомендовать руководству РАО “ЕЭС России” при разработке и реализации технической политики по объединению на параллельную работу с Западно-европейским энергообъединением УСТЕ Единой энергосистемы России и энергосистем стран СНГ исходить из экономической целесообразности и технологической возможности осуществления синхронного межгосударственного объединения на переменном токе по существующим линиям электропередачи 750, 400 и 220 кВ, учитывая при этом, что необходимой и достаточной предпосылкой такого объединения является согласование технических условий регулирования параметров режима межсистемных линий электропередачи.

5.4. Учитывая особое значение повышения гибкости и управляемости ЕЭС России при ее работе в условиях рынка, а также возможной параллельной синхронной работы с УСТЕ, рекомендовать Департаменту научно-технической политики и развития РАО “ЕЭС России”, ОАО “ЦДУ ЕЭС России”, ОАО ВНИИЭ, ОАО НИИПТ, ОАО “Институт Энергосетьпроект”, ОАО “ЭНИН им. Г. М. Кржижановского” выполнить при головной роли ОАО ВНИИЭ согласованные технико-экономические предложения применения устройств гибкой, управляемой связи энергосистем в сечениях: ЕЭС России (ОЭС Центра) – ОЭС Украины, ОЭС Урала – АО Тюменьэнерго (по ВЛ-500), ОЭС Сибири – ОЭС Востока (по ВЛ 220 кВ) в I полугодии 2002 г.

6. *О программных задачах повышения технической úrovни регулирования частоты и мощности в ЕЭС России и оценке затрат на их выполнение:*

6.1. Рекомендовать Департаменту электростанций РАО “ЕЭС России”, руководству указанных далее ГРЭС рассмотреть предложения ОАО “ЦДУ ЕЭС России”, ОАО “Фирма ОРГРЭС” о первоочередной реконструкции систем технологической автоматики, включая САУМ, на следующих 56 регулирующих энергоблоках общей мощностью 22 800 МВт:

энергоблоки 800 МВт (12): Сургутская ГРЭС-2 – шесть энергоблоков, Пермская ГРЭС – три, Рязанская ГРЭС – два, Нижневартовская ГРЭС – один энергоблок;

энергоблоки 300 МВт (44): Конаковская ГРЭС – восемь энергоблоков, Костромская ГРЭС – восемь, Ириклинская ГРЭС – восемь, Кармановская ГРЭС – шесть, Ставропольская ГРЭС – восемь, Киришская ГРЭС – шесть энергоблоков.

6.2. ОАО “Фирма ОРГРЭС” совместно с указанными выше электростанциями и с участием ОАО ВТИ, ОАО ВНИИЭ, ОАО “Институт Теплоэлектропроект” подготовить типовой объем мероприятий по реконструкции АСУТП энергоблоков, включая блочные системы регулирования частоты и мощности, их стоимость и предполагаемые источники финансирования. При определении номенклатуры работ исходить из повышенных для регулирующих блоков требований к чувствительности систем регулирования по частоте и быстрдействию по сравнению с другими блоками, сохраняющими требования ПТЭ. Соответствующие предложения после апробации в Департаменте электростанций РАО “ЕЭС России”, ОАО “ЦДУ ЕЭС России”, Департаменте научно-технической политики и развития РАО “ЕЭС России” представить на рассмотрение правления РАО “ЕЭС России” в I полугодии 2002 г.

6.3. Рекомендовать ОАО “ЦДУ ЕЭС России” в целях облегчения практического использования малых зон нечувствительности регуляторов турбин электростанций не применять для регулятора частоты ЦКС уставки, отличающиеся от 50,0 Гц.

6.4. Рекомендовать ОАО “ЦДУ ЕЭС России”, Департаменту научно-технической политики и развития РАО “ЕЭС России”, ОАО ВНИИЭ, ОАО НИИПТ, ОАО “ЭНИН им. Г. М. Кржижановского”, ОДУ, ОАО “Фирма ОРГРЭС” осуществить меры по совершенствованию системы автоматической частотной разгрузки (АЧР), в том числе:

выполнить экспериментальные исследования и разработать динамическую модель протяженной энергосистемы, пригодную для исследований переходных процессов в ЕЭС России. Провести подробные расчеты и исследования настройки системы АЧР, учитывающие реальные изменения динамических свойств энергосистемы;

пересмотреть методические указания по автоматической разгрузке с учетом современных требований к АЧР, в том числе по выбору уставок и настройке на заданную скорость снижения частоты;

переработать раздел 3.3 СДМ “О мерах по предотвращению опасного снижения частоты в энергосистемах при внезапном дефиците активной мощности”, в котором уточнить соответствующие обязанности и ответственность всех субъектов рынка, участвующих в параллельной работе;

обеспечить настройку систем АЧР на местах по объемам подключенной нагрузки и уставкам срабатывания с учетом заданий ЦДУ, ОДУ и ОАО-энерго.

6.5. Рекомендовать ОАО “Фирма ОРГРЭС”, ОАО ВТИ, ОАО ВНИИЭ с участием ЦДУ ЕЭС России, ОДУ Центра и ОЭС Центра, руководства соответствующих электростанций рассмотреть вопрос об экономической целесообразности привлечения к автоматическому вторичному и оперативному третичному регулированию частоты и перетоков мощности действующих газотурбинных установок ОЭС Центра суммарной мощностью 500 МВт и необходимой для этого дополнительной потребности в топливе. Учесть при этом “Решение технического совещания по выполнению приказа РАО “ЕЭС России” от 3/VII 2000 г. № 368 по вопросам, ка-

сающимися маневренности ГТУ и ПГУ”, состоявшегося в ОАО ВНИИЭ 14/VI 2001 г.

6.6. Рекомендовать ОАО “ЦДУ ЕЭС России”, Департаменту научно-технической политики и развития, Дирекции по телекоммуникациям, Дирекции по инвестиционной политике РАО “ЕЭС России”, ОАО “Фирма ОРГРЭС”, ОАО ВНИИЭ провести в I квартале 2002 г. комплексное рассмотрение вопроса повышения технического уровня и, прежде всего, быстродействия аппаратуры и каналов телемеханической связи верхнего уровня и на электростанциях, используемых для оперативно-информационного обеспечения задач автоматического вторичного регулирования частоты и перетоков мощности в ЕЭС России.

Определить первоочередные мероприятия, сроки их выполнения и объем затрат по замене устаревших типов устройств телемеханики: ТМ-512, ГРАНИТ, МКТ-3, МКТ-4, ТМ-800, УТК-1, РПТ-80 и других, выполнения необходимых НИОКР и проектных проработок, имея в виду реализацию намеченных мероприятий в ближайшие 2 – 3 года. Использовать при выполнении этой работы отчет ОАО “Фирма ОРГРЭС” “Разработка мероприятий, обеспечивающих возможность привлечения электростанций к регулированию частоты и перетоков мощности при параллельной работе с энергообъединениями Запада”, этап 3 М, 2000 г., составленный по материалам обследования каналов телемеханической связи для систем АРЧМ.

6.7. Учитывая ведущую роль и большой опыт работы в переменных режимах при регулировании частоты и перетоков мощности в системе ЦКС АРЧМ ОАО “Волжская ГЭС им. В. И. Ленина” и ОАО “Волжская ГЭС”, г. Волжский, рекомендовать ОАО “ЦДУ ЕЭС России”, Департаменту технического перевооружения и совершенствования ремонта РАО “ЕЭС России”, ОАО “Фирма ОРГРЭС”, ОАО ВНИИЭ, ОАО “Институт Гидропроект”, АО ЛМЗ совместно с Управляющей компанией ОАО “Волжский гидроэнергетический каскад”, ОАО “Волжская ГЭС им. В. И. Ленина”, ОАО “Волжская ГЭС”, г. Волжский:

на основании обобщения технического состояния деталей и узлов систем регулирования, основного и вспомогательного гидромеханического оборудования, исчерпавшего физический ресурс, на гидроагрегатах, участвующих в групповом регулировании активной мощности (ГРАМ), определить объем необходимого финансирования и темпы восстановления работоспособности оборудования Волжских ГЭС путем его расширенных ремонтов, реконструкции или технического перевооружения, использовать полученные материалы для защиты в ФЭК повышенных тарифов при регулировании указанными гидростанциями частоты и перетоков мощности. Провести аналогичную работу по другим регулирующим ГЭС;

рассмотреть наработки ОАО “Фирма ОРГРЭС” по созданию в соответствии с приказом РАО “ЕЭС России” от 3/VII 2001 г. № 368 новой микропроцессорной системы ГРАМ для ОАО “Волжская ГЭС”, г. Волжский, и комплексную систему управления активной и реактивной мощностью, составом и режимом работы оборудования ГЭС, разработанную ОАО ВНИИЭ, про-

тотип которой испытан на Днепровской ГЭС-2 и по которому получен положительный эффект, на основании анализа преимуществ и недостатков этих систем решить вопрос о целесообразности их применения на российских ГЭС;

изучить предложения ОАО “Волжская ГЭС им. В. И. Ленина” по оснащению гидроагрегатов системой первичного регулирования на основе использования регуляторов скорости фирмы Сименс и гидромеханической колонки ЛМЗ, что обеспечивает высокие регулирующие качества системы и унификацию контроллеров регулятора скорости и локальной системы контроля и управления, и дать рекомендации по целесообразности реализации этого предложения.

6.8. В рамках дальнейшей работы по проблеме регулирования частоты и перетоков мощности в ЕЭС России рекомендовать ОАО “ЦДУ ЕЭС России”, Департаменту научно-технической политики и развития РАО “ЕЭС России”, ОАО ВНИИЭ, ОАО ВТИ, ОАО “ЭНИН им. Г. М. Кржижановского”, ОАО “Фирма ОРГРЭС”, ОДУ, концерну Росэнергоатом выполнить анализ и подготовить мероприятия по совершенствованию действующей системы противоаварийного управления (автоматики) на блочном (станционном) и системном уровнях, обеспечивающей устойчивость работы ЕЭС России в аварийных режимах в условиях конкурентного рынка.

#### 7. Заключение.

Обсуждение научно-технических проблем и программных задач эффективности регулирования частоты и перетоков мощности в ЕЭС России в условиях конкурентного рынка показало многоплановость и сложность темы, большой круг текущих и перспективных задач, решение которых необходимо для обеспечения надежной и эффективной работы ЕЭС России в условиях предстоящей либерализации и реформирования электроэнергетики и обеспечения ее конкурентоспособности на внешнем рынке. В то же время полноценное участие в решении этих задач вновь создаваемых субъектов конкурентного рынка: ФСК, СО, АТС, ГК и СК еще потребует значительного времени. Ряд направлений обеспечения надежной работы электроэнергетики, таких, как проработка перспективных балансов электроэнергии и мощности, распределение ответственности между бизнесом и государством за надежное энергоснабжение экономики и населения, в настоящее время не вписывается в рамки новых структур. В связи с изложенным:

7.1. Считать необходимым сохранение на обозримый период холдинга РАО “ЕЭС России”, который должен взять на себя ответственность за организацию решения многих важных задач переходного периода, включая и изложенные в решении настоящего протокола НТС.

7.2. Рекомендовать Департаменту научно-технической политики и развития РАО “ЕЭС России” обобщить проделанную в последнее время работу по повышению качества и надежности функционирования ЕЭС России, наметить этапы выполнения этой крупномасштабной задачи на ближайшие годы и доработать на этой основе проект программы подготовки электро-

станций ЕЭС России к участию в регулировании частоты и перетоков мощности в условиях конкурентного рынка.

**Нечаев В. В.**, главный эксперт, заместитель председателя Бюро НТС РАО “ЕЭС России”, канд. техн. наук

**Баринов В. А.**, ученый секретарь научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики, заведующий отделением ОАО “ЭНИИ им. Г. М. Кржижановского”, доктор техн. наук

7.3. Просить руководство РАО “ЕЭС России” предусмотреть целевое финансирование программы за счет средств, выделенных на реструктуризацию отрасли.

**Кучеров Ю. Н.**, председатель секции “Стратегия развития электроэнергетики и международные энергетические проекты” НТС РАО “ЕЭС России”, начальник Департамента научно-технической политики и развития РАО “ЕЭС России”, доктор техн. наук

**Решетов В. И.**, председатель секции “Управление режимами ЕЭС, средства и системы диспетчерского и технологического управления в электроэнергетике” НТС РАО “ЕЭС России”, генеральный директор ОАО “ЦДУ ЕЭС России”, канд. техн. наук

## Приложение 1.1

### Организация регулирования частоты. Технические требования (предложения ЦДУ ЕЭС России)

Технические требования к первичному регулированию частоты и вторичному регулированию частоты и перетоков мощности взаимосвязаны и различны при автономной и параллельной работе ЕЭС России и Европейского энергообъединения TESIS.

На этапе автономного функционирования ЕЭС регулирование должно осуществляться с учетом реально достигаемых характеристик регулирования на электростанциях ЕЭС после выполнения мероприятий в рамках приказов РАО “ЕЭС России” № 368 от 3/VII 2000 г. и № 553 от 15/X 2001 г.

На этапе параллельной работы с энергообъединением TESIS должна быть обеспечена идентичность характеристик регулирования в ЕЭС и в TESIS, исключая дополнительные перетоки мощности по сечению Восток – Запад вследствие неравноценного участия в стабилизации режима электростанций этих энергообъединений.

В связи с этим требования параллельной работы должны учитываться уже на первом этапе организации регулирования.

#### 1 этап – автономная работа ЕЭС России:

1.1. Все электростанции после выполнения мероприятий по приказу № 368 должны участвовать в первичном регулировании частоты с настройкой АРС турбин в соответствии с ПТЭ (нечувствительность до 0,15 Гц и статизм 4,5 – 6% за пределами зоны нечувствительности) при поддержке системой регулирования котлов, реакторов в пределах имеющегося диапазона автоматического регулирования котлов, реакторов. Динамика регулирования ТЭС – в соответствии с “Методическим пособием по проверке готовности ТЭС”.

Основная задача всех электростанций, притекающая из требований ПТЭ, – усиленное участие в поддержании частоты при особо больших ее отклонениях в нормальных режимах работы ЕЭС и удержание частоты в аварийно отделившихся от ЕЭС регионах в пределах, допустимых по условиям сохранения технологической устойчивости и предотвращения аварийного останова самих электростанций и прекращения энергоснабжения потребителей.

Электростанции должны сохранять способность управления своей мощностью (в пределах сохранения технологической устойчивости оборудования) при развитии аварии, сопровождающемся изменением отклонения частоты как по величине, так и по знаку.

Это регулирование должно повысить надежность работы ЕЭС и энергосистем, но не может гарантировать стабильности и качества регулирования частоты.

1.2 Из числа крупных блочных ТЭС, готовых по п.1.1 к первичному регулированию в рамках ПТЭ, должна быть сформирована группа электростанций *нормированного первичного регулирования частоты*, на которых должен размещаться суммарный первичный резерв, необходимый для гарантированного удержания отклонений частоты в рамках требований ГОСТ в нормальных режимах и удержания частоты в отделившихся от ЕЭС регионах в пределах, обеспечивающих безопасность для имеющихся в регионе АЭС и ограничение отключения потребителей от АЧР, САОН, по графикам аварийного отключения.

Удовлетворяя требованиям ПТЭ в части регулирования частоты посредством АРС турбин и регуляторов котлов, изложенным в п.1.1, эти электростанции должны быть постоянно готовы выдать весь заданный им первичный резерв при заданном отклонении частоты, обеспечить пропорциональность выдаваемой части резерва текущему (менее заданного) отклонению частоты, сохранять эти свойства и при изменении знака отклонения частоты, удерживать выдачу потребной части резерва до нормализации частоты. Динамика регулирования мощности указана в п.1.1.

На энергоблоках этих электростанций должен размещаться первичный резерв до 20% их номинальной мощности (при заданном минимальном диапазоне автоматического регулирования минус 7 – плюс 20 либо минус 20 – плюс 7%).

При зоне нечувствительности АРС турбин до 0,15 Гц, статизме 5% и достаточном диапазоне автоматического регулирования всего энергетического оборудования энергоблока и его технологической автоматике отклонение мощности энергоблока, участвующего в

нормированном первичном регулировании, от заданного графиком значения составит:

многократные отклонения мощности до 2 – 8% при выходе частоты за ближайший край зоны нечувствительности АРС турбины с последующим (через 2 – 10 мин) возвратом мощности к заданному значению (после возврата частоты в зону нечувствительности) – в нормальных режимах работы ЕЭС при отклонениях частоты до  $\pm 200$  мГц;

до 10 – 16% номинальной мощности при весьма редких в нормальном режиме односторонних отклонениях частоты до  $\pm 400$  мГц;

до полного использования резерва 20% номинальной мощности при аварийном отклонении частоты  $\pm (0,65 \div 0,50)$  Гц, т.е. при отделении района от ЕЭС.

В указанных пределах меньшее отклонение мощности соответствует максимальной (0,15 Гц), большее – нулевой зоне нечувствительности АРС турбины при данном знаке отклонения частоты и определяется требованиями по маневренности энергоблоков в нормальных и аварийных условиях.

В ЕЭС России суммарный первичный резерв должен составлять до  $\pm 1000$  МВт для нормальных и до  $\pm 3000$  МВт для аварийных режимов работы. Аварийный первичный резерв должен быть распределен по регионам (ОЭС) с учетом особенностей их связи с ЕЭС и режимов работы. Последними должен определяться и знак наибольшего из задаваемых аварийных резервов (т.е. плюс либо минус 20%).

Для размещения первичного резерва потребуются энергоблоки суммарной мощностью не менее 24 тыс. МВт, т.е. 80 условных энергоблоков мощностью 300 МВт (с запасом на ремонт и конкуренцию на рынке услуг).

Подобная организация первичного регулирования достаточна в рамках действующего ГОСТ на качество электроэнергии, однако из-за большой зоны нечувствительности АРС турбин она окажется малоэффективной при нормально имеющихся в ЕЭС малых отклонениях частоты (не более  $\pm 150$  мГц), когда число реально участвующих в регулировании энергоблоков и степень их участия зависят от значения и знака отклонения частоты.

При нормальных режимах работы ЕЭС характеристики первичного регулирования будут нестабильны, а первичный резерв будет использоваться неэффективно.

Ввиду низкого быстродействия систем регулирования котлов (до 5 – 7 мин) эффективность первичного регулирования на начальном этапе, когда особо важны его противоаварийные функции, составит около 50% (за счет регуляторов турбин и аккумулирующей способности котлов) и также будет нестабильна.

1.3. Активизация первичного регулирования в ЕЭС налагает определенные требования на качество и стабильность вторичного регулирования частоты.

В целях предотвращения излишних колебаний мощности на энергоблоках и выполнения требований по маневренности среднее значение частоты в ЕЭС должно удерживаться на уровне номинального значения с точностью не хуже  $\pm 30$  мГц, а отклонения от номинальной частоты в нормальных режимах работы – не хуже  $\pm 150$  мГц в 95% времени.

Для этого потребуется привлечение части энергоблоков к эпизодическому участию в оперативном вторичном либо третичном регулировании в помощь используемым в АРЧМ гидроэлектростанциям. Возможности будут исследованы в рамках выполнения мероприятий по приказу № 368.

Допустимая динамика изменения мощности энергоблоков, участвующих в первичном регулировании, по командам вторичного и третичного регулирования требует уточнения. По-видимому, для газомазутных энергоблоков это составит не более 1% номинальной мощности в минуту.

**II этап – параллельная работа с TESIS.** В процессе подготовки к параллельной работе с TESIS необходимо:

подготовить специальную группу электростанций нормированного первичного регулирования частоты – с зоной нечувствительности АРС турбин не более 10 – 20 мГц и быстродействием систем регулирования котлов 30 с (вместо 5 – 7 мин по I этапу), с первичным резервом  $\pm 1000$  МВт;

повысить эффективность автоматического вторичного регулирования ЕЭС увеличением вторичного резерва на  $\pm 2000$  МВт путем подключения к ЦКС АРЧМ ЕЭС автоматизированных энергоблоков в дополнение к имеющимся ГЭС.

Первое необходимо для обеспечения стабильности характеристик первичного регулирования и для выравнивания статических и динамических характеристик ЕЭС и TESIS, без чего не удастся избежать уравнильных перетоков по сечению Восток – Запад, как в нормальных, так и в аварийных режимах работы, а также гарантировать взаимопомощь.

Второе обусловлено необходимостью поддержания собственного баланса и предотвращения неоправданного расходования первичного резерва на электростанциях.

2.1. В специальную группу должны входить энергоблоки суммарной мощностью 18 тыс. МВт, т.е. 60 условных энергоблоков мощностью 300 МВт, на которых должен быть размещен первичный резерв  $\pm 1000$  МВт, доступный при отклонении частоты на  $\pm 150$  мГц.

АРС турбин этих энергоблоков должны иметь зону нечувствительности не более 10 – 20 мГц, статизм 5%.

Система регулирования котла должна поддерживать АРС турбины. Общее быстродействие турбины и котла – 30 с с момента фиксации отклонения частоты до момента завершения процесса регулирования и выдачи полной первичной мощности, пропорциональной отклонению частоты. Энергоблок должен быть способен изменять значение и знак выдаваемой первичной мощности в соответствии с изменяющимся отклонением частоты с задержкой не более 30 с в пределах заданного первичного резерва ( $\pm 7\%$  номинальной мощности энергоблока) и удерживать потребную первичную мощность вплоть до нормализации частоты (вхождение в зону нечувствительности АРС турбины).

Критериями потребной первичной мощности должны быть статизм АРС турбины, значение и знак текущего отклонения частоты.

Специальная группа электростанций должна быть выделена уже на первом этапе. В нее следует включить

энергоблоки, модернизация которых обеспечит срок их службы 15 – 20 лет и более, расположенные в энерго-районах, достаточно хорошо привязанных к сечению Восток – Запад.

При выборе варианта модернизации этих энергоблоков следует учитывать необходимость модернизации систем регулирования турбин и котлов для обеспечения быстродействующего и стабильного регулирования частоты при малых ее отклонениях.

Целесообразен выбор варианта, позволяющего использовать энергоблоки одновременно для автоматического вторичного регулирования режима по командам системы АРЧМ в пределах не менее  $\pm (20 \div 25)\%$  номинальной мощности, т.е. размещать на них дополнительно вторичный резерв в размере  $\pm 20\%$ .

Если исследования покажут, что вариант реконструкции, предложенный ЗАО Интеравтоматика, этим требованиям на газомазутных блоках удовлетворяет, реконструкция 60 блоков потребует 30 – 50 млн. дол. и займет 5 лет при условии, что ежегодно будет осуществляться модернизация 10 – 12 энергоблоков с остановом каждого из них на 1 мес для выполнения монтажных и реконструктивных работ.

2.2. Система вторичного регулирования режима ЕЭС России должна круглосуточно и постоянно удерживать

среднее значение частоты в ЕЭС на уровне не хуже  $\pm 5$  мГц от номинальной. Для этого необходимо привлечение к автоматическому вторичному регулированию частоты путем эпизодического изменения мощности 40 – 60 энергоблоков, возможно, из состава специальной группы на  $\pm 20\%$  номинальной с допустимой для них (наряду с участием в нормированном первичном регулировании) скоростью, что добавит для системы АРЧМ вторичный резерв в размере  $\pm 2000$  МВт.

Требования по маневренности энергоблоков необходимо соответственно доработать.

На электростанции, дополнительно привлекаемой к вторичному автоматическому регулированию, потребуются вывести каналы телеуправления. Затраты на подключение к ЦКС АРЧМ 10 ГРЭС (считая по 4 – 6 условных блоков на каждой) составят (включая аренду прямых каналов связи) еще 15 – 20 млн. дол.

Таким образом, общие затраты на подготовку первичного и вторичного регулирования ЕЭС к параллельной работе с Европейским энергообъединением составят 45 – 70 млн. дол. в течение 5 – 6 лет (оценки весьма ориентировочные).

*Бондаренко А. Ф., главный диспетчер, Комаров А. Н., главный специалист по автоматике*

Приложение 1.2

## **Предложения ВНИИЭ по техническим требованиям к характеристикам электростанций, участвующих в первичном и вторичном регулировании параметров режима ЕЭС в условиях конкурентного рынка**

1. При обязательности в соответствии с требованиями ПТЭ участия электростанций в первичном регулировании они должны гарантировать:

изменение мощности энергоустановки при скачкообразном отклонении частоты на 30-секундном интервале времени с быстродействием турбины и переходной характеристикой, определяемой динамикой турбины, а для ТЭС и АЭС на 15-минутном интервале времени – с быстродействием парогенератора и переходной характеристикой, определяемой типом автоматического регулятора нагрузки парогенератора (АРНП);

статические характеристики АРСВ турбины в соответствии с требованиями ПТЭ (п. 4.4.3): статизм 4 – 5%; степень нечувствительности не более 0,3%;

статизм регулирования энергоустановки со штатным АРНП на 15-минутном интервале времени 4 – 5%; по согласованию с АО-энерго и/или генерирующей компанией статизм может быть увеличен вследствие использования нештатного АРНП по соображениям экономичности оборудования энергоустановки или по состоянию технологической автоматики парогенератора при наложении соответствующих экономических санкций на поставщика электрической мощности за отклонение статизма и переходной характеристики от стандарта; в качестве стандартной должна принимать-

ся переходная характеристики энергоустановки с главным регулятором давления;

статические характеристики частотного корректора задания мощности САУМ энергоблока в соответствии с требованиями ПТЭ к АРСВ турбины; по согласованию с АО-энерго и/или генерирующей компанией зона нечувствительности частотного корректора должна иметь возможность уменьшаться вплоть до 0,04%;

возможность эксплуатации технологической автоматики парогенератора в регулировочном режиме при непрерывных знакопеременных случайных изменениях мощности энергоустановки при уменьшении зоны нечувствительности АРСВ турбины по отношению к требуемой ПТЭ (0,3%) и при соответствии этой величине зоны нечувствительности частотного корректора;

регулируемый диапазон первичного регулирования, необходимый для стабилизации частоты в нормальных режимах ЕЭС, стандартной величиной до  $\pm 2\%$  номинальной мощности, обеспеченный в диапазоне частот с периодами колебаний: до единиц минут – аккумулярующими объемами энергоустановки, от единиц минут до нескольких десятков минут – работой технологической автоматики парогенератора в полностью автоматическом режиме;



отсутствие или ограничение диапазона первичного регулирования должно сопровождаться наложением экономических санкций на поставщика мощности, а превышение величины диапазона сверх стандарта – поощряться в порядке оплаты системной услуги;

резерв первичного регулирования, необходимый для стабилизации частоты в аварийных режимах ЕЭС, величиной до  $\pm 5\%$  номинальной мощности, обеспеченный работой технологической автоматики парогенератора по меньшей мере в полуавтоматическом режиме при спорадических изменениях мощности энергоустановки с участием оперативного персонала.

2. При участии электростанций во вторичном регулировании на тендерной основе в соответствии с договором на оказание системной услуги привлекаемые электростанции должны гарантировать:

регламентированную договором конфигурацию переходной характеристики по мощности, обеспечиваемую для ТЭС: при непрерывном автоматическом вторичном регулировании – использованием САУМ с ве-

дущим регулятором мощности турбины (для энергоблоков с барабанными котлами и/или ТЭС с общим паропроводом) или координированных САУМ (для энергоблоков с прямоточными котлами); при спорадическом автоматическом вторичном регулировании (управлении) – использованием САУМ любого типа;

регулируемый диапазон вторичного регулирования величиной, не превышающей для ТЭС и АЭС  $\pm 7\%$  номинальной мощности, обеспечиваемый: при непрерывном автоматическом вторичном регулировании – работой технологической автоматики парогенератора в полностью автоматическом режиме при непрерывных случайных изменениях мощности энергоустановки в диапазоне частот с периодами колебаний от единиц минут до нескольких десятков минут; при спорадическом автоматическом вторичном регулировании – работой технологической автоматики парогенератора по меньшей мере в полуавтоматическом режиме при спорадических изменениях мощности энергоустановки с участием оперативного персонала.

*Шакарян Ю. Г., заместитель генерального директора ОАО ВНИИЭ, доктор техн. наук, профессор,  
Фотин Л. П., ведущий научный сотрудник ОАО ВНИИЭ, канд. техн. наук.*

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

### экспертной комиссии по докладу ОРГРЭС “Научно-технические проблемы и программные задачи повышения эффективности регулирования частоты и мощности в ЕЭС России в условиях конкурентного рынка”

В докладе ОРГРЭС подробно изложены:

актуальность проблемы в связи с реструктуризацией энергетики; необходимостью распределения ответственности за обеспечение надежности и качества электроэнергии; перспективами синхронной параллельной работы с Европейским энергообъединением UCTE;

сопоставление требований к регулированию частоты в UCTE и в ЕЭС России с маневренными возможностями электростанций;

характеристика состояния энергетического оборудования и технологической автоматики электростанций в ЕЭС России по результатам проведенного в 1998 – 1999 гг. ОРГРЭС обследования 16 блочных тепловых электростанций ОЭС Центра, Урала и Северного Кавказа, в том числе 15 газомазутных (Конаковской ГРЭС, Костромской ГРЭС и др.), а также двух крупных гидроэлектростанций – Воткинской ГЭС и Волжской ГЭС им. В. И. Ленина; выявленные при этом недостатки, затрудняющие участие электростанций в регулировании частоты;

предлагаемые мероприятия для обеспечения выполнения газомазутными ТЭС и гидроэлектростанциями требований ПТЭ по участию в регулировании частоты;

сведения о работе, проведенной в энергосистемах Польши и Восточной Германии при организации регулирования частоты на уровне европейских требований и ее оценка применительно к ЕЭС России;

предложения по организации работ для привлечения электростанций к активному участию в регулировании частоты и перетоков мощности и пути совершенствования систем регулирования.

В докладе предложен проект “Отраслевой программы подготовки электростанций ЕЭС России к участию в регулировании частоты ...”, который после доработки может быть использован при техперевооружении и реконструкции систем автоматического регулирования электрических станций.

Доклад в целом представляет несомненный практический интерес.

К наиболее проработанным относятся следующие вопросы:

результаты обследования и оценка состояния оборудования и систем регулирования частоты и мощности на тепловых электростанциях и гидроэлектростанциях, выявленные недостатки обслуживания и используемых режимов работы как энергетического оборудования, так и его технологической автоматики;

оценка роли атомных электростанций в регулировании режима работы с учетом возрастающего их удельного веса в ЕЭС;

мероприятия по выполнению на электростанциях действующих директивных документов в области регулирования частоты.

В докладе также проанализированы: требования к системе первичного, вторичного и третичного регулирования частоты в UCTE; требования к регулированию частоты в ЕЭС России; оценка опыта работы энергоси-

стем Польши и Восточной Германии при их интеграции в УСТЕ.

Работа ОРГРЭС выполнена в соответствии с приказом РАО “ЕЭС России” от 3/VII 2000 г. № 368 “О мероприятиях по выполнению на электростанциях требований ПТЭ по регулированию частоты” и содержит базовый материал для дальнейшего использования при техпереворужении и реконструкции.

В меньшей мере удалась другие вопросы, а именно:

1. Не уделено внимания оценке характера колебаний частоты, имеющих место в ЕЭС в нормальных и аварийных условиях работы и проистекающих из этого требований к участию электростанций в первичном регулировании частоты.

2. Не выполнен анализ:

имеющейся штатной автоматики и средств регулирования параметров режима работы котлов и турбин для работы в полностью автоматическом режиме при знакопеременных воздействиях;

ведущей роли автоматического регулятора скорости (АРС) вращения турбин при их участии в первичном регулировании частоты и в соответствии с заданными параметрами АРС по зоне нечувствительности и статизму регулирования.

Попытки в 2001 г. перевода эксплуатационным персоналом энергоблоков мощностью 800 МВт на Сургутской ГРЭС-2 и Нижневартовской ГРЭС в режим первичного регулирования частоты привели к возникновению неустойчивого режима с колебаниями частоты и активной мощности, что подтверждает наличие проблем, требующих серьезного изучения и разработки рекомендаций, пригодных для дальнейшего использования на других электростанциях.

3. В выпущенном ОРГРЭС в 2000 г. “Методическом пособии по проверке готовности ТЭС к первичному регулированию частоты в ЕЭС России” необходимость осуществления повторных изменений мощности электростанции, в том числе знакопеременных, лишь декларируется во введении, однако не подкреплена соответствующими испытаниями.

Есть основания предполагать, что именно в этих режимах возникнут осложнения.

4. Не рассмотрены вопросы совместного функционирования оборудования и технологической автоматики котлов и турбин при противоаварийном управлении мощностью блочных ГРЭС, а также при аварийном изменении частоты в регионе, отделившемся от ЕЭС.

Не предлагаются решения по организации аварийного первичного регулирования частоты электростанциями отделившегося региона с сохранением технологической устойчивости самих электростанций и энергоснабжения региона.

Авария в Свердловэнерго в сентябре 2000 г. подтверждает актуальность аварийного регулирования.

Именно отсутствие акцента на противоаварийной роли первичного регулирования при разделении ЕЭС позволяет владельцам ТЭС и АЭС заявлять о невозможности участия в первичном регулировании.

5. Вызывает возражения недооценка авторами доклада роли АРС турбин электростанций в ЕЭС России в настоящем и тем более в будущем, в том числе при объединении на параллельную работу с энергообъединением Западной Европы.

6. Недостаточное внимание уделено вопросам использования “скользящего давления” пара на входе в турбину при первичном и вторичном регулировании.

7. Отсутствуют предложения по корректировке действующих нормативных и инструктивных документов, не предусматривающих участие ТЭС, АЭС в первичном регулировании частоты и вторичном регулировании режима работы энергосистем.

В частности, такой корректировке следует подвергнуть требования по маневренности энергоблоков.

8. Не раскрыты экономические аспекты участия электростанций в регулировании частоты в условиях конкурентного рынка электроэнергии и мощности. Связь с рынком, скорее, декларирована, нежели раскрыта.

Эксперты склонны считать имеющиеся упущения и неверные трактовки, а, следовательно, и недостаточно обоснованные выводы доклада следствием недостаточного времени, отпущенного на его подготовку.

Техническим совещанием, проведенным в ЦДУ ЕЭС под руководством Департамента научно-технической политики и развития 6/III 2001 г., подобный доклад рекомендовалось готовить рабочей группе специалистов ЦДУ ЕЭС, ВНИИЭ, ОРГРЭС, ВТИ, ЭСП, НИИПТ, что позволило бы избежать отмеченных недостатков, однако потребовало бы значительно большего времени.

#### **Предложения экспертной комиссии.**

1. Одобрить проводимую работу и основные положения доклада ОРГРЭС с учетом изложенного.

2. Поручить Департаменту научно-технической политики и развития, ЦДУ ЕЭС по согласованию с соответствующими организациями сформировать экспертную группу специалистов и поручить ей доработку нерешенных или спорных вопросов организации первичного регулирования частоты и вторичного регулирования режима в ЕЭС и подготовку согласованных решений.

3. Экспертной группе специалистов доработать предложенную ОРГРЭС программу дальнейших работ, включив:

оперативное изучение опыта подготовки электростанций к участию в первичном регулировании (в рамках мероприятий по приказу № 368 РАО “ЕЭС России”), устранение возникающих препятствий, разработку и передачу на электростанции соответствующих рекомендаций;

корректировку “Методического пособия по проверке готовности ТЭС ...” в части испытаний в условиях меняющегося во времени задания, в том числе и знакопеременного;

организацию испытаний на энергоблоках различных электростанций по скорректированной методике и оценку результатов, при необходимости с доработкой методики;

разработку рекомендаций по работе оборудования в автоматическом режиме и совместно со штатной технологической автоматикой и защит, ее настройке и организации взаимодействия, обеспечивающих участие энергоблока в первичном регулировании частоты в реальных режимах непрерывно изменяющихся отклонений частоты как по величине, так и по знаку;

разработку предложений по корректировке действующих нормативных и инструктивных документов,

регламентирующих участие ТЭС и АЭС в первичном и вторичном регулировании частоты режимов работы энергосистем.

4. Доработать набор технических решений, сочетающих в необходимых случаях реконструкцию АРС турбин с модернизацией регуляторов котла и оснащением энергоблока системами управления мощностью с частотными корректорами.

5. Считать необходимым при вводе новых и модернизации действующих энергоблоков предусматривать оснащение их турбин современными электрогидравлическими системами регулирования, отвечающими европейским требованиям по характеристикам первичного регулирования частоты, а их котлов – соответствующего

быстродействия системами регулирования производительности и параметров режима работы котлов.

6. Поручить соответствующим организациям разработку методики определения платы электростанциям за оказание системных услуг при участии электростанций в первичном регулировании частоты сверх нормативных значений, а также во вторичном регулировании режимов работы энергосистем, ОЭС, ЕЭС России.

7. В целом проведенная ОРГРЭС работа заслуживает высокой оценки и экспертная комиссия рекомендует НТС ее поддержать с учетом вышеизложенных замечаний.

**Кучеров Ю. Н.**, председатель экспертной комиссии, начальник Департамента научно-технической политики и развития РАО “ЕЭС России”, доктор техн. наук

Члены экспертной комиссии: **Бондаренко А. Ф.** (ЦДУ ЕЭС России), **Герих В. П.** (ЦДУ ЕЭС России), **Комаров А. Н.** (ЦДУ ЕЭС России), **Шакарян Ю. Г.** (ВНИИЭ), **Фотин Л. П.** (ВНИИЭ), **Давыдов Н. И.** (ВТИ), **Кошечев Л. А.** (НИИПТ)

## **Дополнительные замечания и предложения к докладу ОРГРЭС “Научно-технические проблемы и программные задачи повышения эффективности регулирования частоты и мощности в ЕЭС России в условиях конкурентного рынка”**

1. Проблема обеспечения надежности и качества автоматического управления мощностью ТЭС любого типа является задачей многоплановой и сложной. В представленном ОАО “Фирма ОРГРЭС” докладе, кроме анализа и предложений, относящихся к существующему состоянию систем автоматического регулирования частоты и активной мощности на тепловых и гидравлических электростанциях, целесообразно было отразить в том числе и вопрос по системам противоаварийного управления как на блочном (станционном) уровне, так и на системном, что существенно отражается на обеспечении параллельной работы энергообъединений. Это замечание имеет еще практическое значение и по причине предстоящей реструктуризации в РАО “ЕЭС России” в связи с созданием Федеральной сетевой компании и нескольких генерирующих компаний. В докладе также необходимо было бы кратко отразить видение ОРГРЭС и взаимоотношения поставщика электрической энергии с потребителем по техническим и экономическим аспектам.

2. В докладе не нашли отражения вопросы, связанные с совершенствованием системы автоматической частотной разгрузки (АЧР). В этом направлении целесообразно:

выполнить экспериментальные исследования и разработать динамическую модель протяженной энергосистемы, пригодную для исследований переходных процессов в ЕЭС России, и провести более подробные расчеты и исследования предлагаемой настройки сис-

темы АЧР, учитывающие реальные изменения динамических свойств энергосистемы;

выполнить переработку раздела 3.3 СДМ “О мерах по предотвращению опасного снижения частоты в энергосистемах при внезапном дефиците активной мощности”, в котором будут уточнены соответствующие обязанности и ответственность на всех уровнях диспетчерского управления;

пересмотреть “Методические указания по автоматической разгрузке” с учетом современных требований к АЧР и дополнить их разделом по выбору уставок и настройке устройств АЧР с реле, реагирующим на заданную скорость снижения частоты;

в эксплуатации необходимо добиваться соответствия заданиям ЦДУ, ОДУ и АО-энерго выполнения систем АЧР на местах по объемам подключенной нагрузки и уставкам срабатывания.

3. В свете образования конкурентного рынка электроэнергетики, а также расширения программы строительства атомных электростанций в РФ потребуются их привлечение к регулированию частоты и мощности в энергосистемах. Необходимо уточнение технического регламента для всего технологического оборудования АЭС при работе энергоблока при сниженных значениях частоты. В связи с этим вновь разрабатываемые блоки АЭС должны быть спроектированы для работы в маневренных режимах. Технические требования к таким блокам целесообразно разработать совместно специалистам РАО “ЕЭС России”, Минатома и концерна Росэнергоатом.

**Кучеров Ю. Н.**, начальник Департамента научно-технической политики и развития



## Анализ параллельной работы ЭЭС России с энергосистемами Восточной и Западной Европы по условиям статической устойчивости

Тузлукова Е. В., инж.

### Энергосетьпроект

В настоящее время в Европе создается Трансевропейская синхронная объединенная электроэнергетическая система (TESIS) стран Западной, Центральной и Юго-Восточной Европы. Для ЭЭС России, энергосистем стран СНГ и Балтии при наличии мощных межгосударственных связей 750, 400 и 220 кВ с другими странами Европы технически осуществима и экономически целесообразна организация параллельной работы с энергосистемами TESIS.

В соответствии с концепцией, разработанной РАО «ЭЭС России», институт Энергосетьпроект совместно с другими научно-исследовательскими институтами проводит исследования возможности организации параллельной работы ЭЭС России с энергообъединениями стран Западной Европы. Электроэнергетические системы Востока и Запада, хотя и работают на единой частоте 50 Гц, имеют ряд принципиальных различий, обусловленных разным подходом к их формированию. Организация параллельной работы энергосистем Востока и Запада подразумевает гарантию того, что совместная работа не приведет к нестабильному или ненадежному функционированию энергосистем. Поэтому необходимо обеспечить выполнение ряда технических требований, в частности, устойчивую параллельную работу по межгосударственным связям.

В связи с этим в рамках работы, выполняемой институтом Энергосетьпроект, были проведены исследования пропускных способностей межгосударственных связей при параллельной работе энергообъединений Востока и Запада по условиям обеспечения статической устойчивости.

Исследования проводились по схеме на период 2005 г., подготовленной ВНИИЭ с использованием материалов ЦДУ ЭЭС России и института Энергосетьпроект. В расчетную модель были включены схемы замещения ЭЭС России, энергосистем Украины, Белоруссии, Молдавии, Казахстана и стран Балтии, энергообъединений UCTE и CENTREL, в которой основные генерирующие источники и электрические сети напряжением 220 кВ и выше энергосистем России и стран б. СССР моделировались реальными параметрами, а энергосистем, входящих в UCTE и CENTREL, – в основном эквивалентными станциями и электрическими сетями 220 и 380 кВ.

В данных исследованиях рассматривались два основных сечения: ЭЭС России – энергосистемы Украины, Белоруссии и стран Балтии (сечение 1) и энергосистемы Украины, Молдавии и стран Балтии – CENTREL, энергосистемы Румынии и Болгарии (сечение 2). Наибольшее внимание уделялось сечению 2.

В состав сечения 2 входят следующие ВЛ:

три ВЛ 750 кВ: Хмельницкая АЭС – Жешув, Западноукраинская ПС – Альбертирша, Южноукраинская АЭС – Исакча;

четыре ВЛ 400 кВ: Крониус – Элк, Мукачево – Капушаны, Мукачево – Шайосегед, Мукачево – Рошиори; четыре ВЛ 220 кВ.

Расчетная схема содержит 200 генераторов, 1000 узлов и 1800 ветвей. Структурная схема энергообъединения представлена на рисунке.

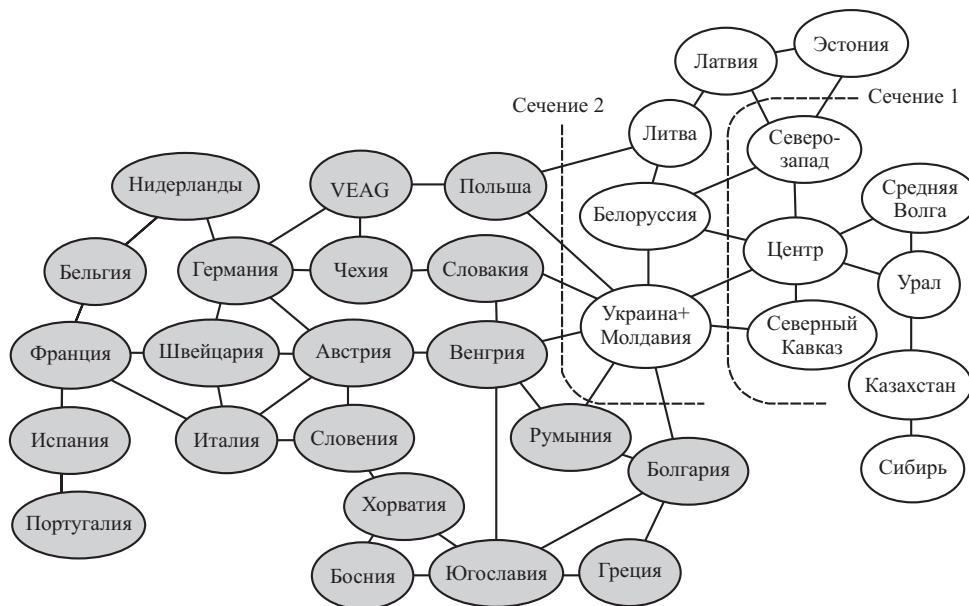
Определение предельных допустимых потоков мощности через сечение 2 осуществлялось по условиям существования режимов путем их утяжеления за счет создания увеличивающегося потока мощности от генераторов ЭЭС России и энергосистемы Украины в TESIS через рассматриваемое сечение. В результате было получено, что максимальная допустимая передаваемая мощность через сечение 2 с Востока на Запад в полной схеме с учетом нормируемого коэффициента запаса и нерегулярных колебаний мощности составляет 8300 МВт, а с учетом выполнения критерия ( $n-1$ ) в наиболее тяжелом послеаварийном режиме – 6200 МВт.

Для уточнения полученных результатов были проведены дополнительные исследования с определением необходимых и достаточных критериев статической устойчивости (апериодической и колебательной) при параллельной работе такого энергообъединения. Необходимость в проведении таких расчетов была обусловлена также опасениями некоторых отечественных и зарубежных ученых, что при параллельной работе такого протяженного энергообъединения возможно возникновение общесистемных слабозатухающих колебаний на низких частотах [1]. Поэтому в данных исследованиях была предпринята попытка оценить также возможность возникновения таких колебаний.

Расчеты проводились с помощью программного комплекса «ПОИСК», разработанного в Санкт-Петербургском государственном техническом университете. Данный программный комплекс использует матричные методы определения статической устойчивости путем нахождения собственных значений и собственных векторов матрицы состояния системы [1, 2].

В связи с тем, что расчетная модель энергообъединения содержала большое число эквивалентных элементов, особенно в энергосистеме TESIS, необходимо было определить влияние разных типов моделей на предел передаваемой мощности и возможность возникновения низкочастотных колебаний.

*Влияние моделей генераторов.* Рассматривались две модели:



Структурная схема энергообъединения

представление генераторов постоянством переходной ЭДС  $E'$  с коэффициентом демпфирования от 2 до 4; моделирование реальных электростанций в ЭЭС России и энергосистемах стран б. СССР, а также некоторых крупных генерирующих источников в UCTE и CENTREL полными уравнениями Парка – Горева с учетом демпферных контуров, систем возбуждения и автоматических регуляторов сильного действия (АРВ – СД). Коэффициент усиления по напряжению АРВ варьировался от 10 до 100 ед.возб(ном)/ед.напр. Для каналов стабилизации АРВ определялись оптимальные настройки.

Исследования показали следующее:

1. При представлении всех генераторов упрощенной моделью с коэффициентом демпфирования, равным двум, нарушение апериодической устойчивости наступало раньше, чем предел по условиям существования режима. При этом максимальная допустимая передаваемая мощность через сечение 2 с Востока на Запад в полной схеме составляла 7800 МВт, что меньше результата, полученного по условиям существования режима, на 500 МВт. В режимах, близких к предельному, возможно возникновение слабозатухающих низкочастотных колебаний на частотах порядка 0,35 – 0,4 Гц. Эти колебания обладают некоторыми свойствами системных колебаний, а именно:

амплитуда этих колебаний в значительной части системы составляет не менее 20% максимальной;

явно выделяются две группы генераторов, колеблющиеся в противофазе.

2. При увеличении коэффициента демпфирования до четырех не выявляются корни с положительной вещественной частью вплоть до предельной величины перетока мощности по условиям существования режима. Низкочастотные колебания на частотах 0,35 – 0,4 Гц имеют достаточно высокий коэффициент затухания (не менее – 0,2).

3. В случае подробного моделирования части генераторов системы было выявлено, что максимальное затухание низкочастотных колебаний имеет место при низких значениях коэффициентов усиления по напряжению АРВ [10 – 15 ед.возб(ном)/ед.напр.]. Попытка повысить затухание низкочастотных колебаний путем применения оптимальных настроек каналов стабилизации АРВ значительных успехов не принесла. Кроме того, настройка каналов стабилизации АРВ для улучшения демпфирования колебаний на низких частотах может сопровождаться ухудшением демпфирования колебаний на относительно высоких частотах (1 – 1,2 Гц). Пропускная способность межгосударственных связей в случае настройки каналов стабилизации АРВ по условиям демпфирования относительно высокочастотных колебаний сильно зависит от принятых в исследованиях моделей других элементов, в частности, модели нагрузки.

*Влияние модели нагрузки.* Рассматривались две модели нагрузки:

представление нагрузки постоянной активной и реактивной мощностью;

представление нагрузки постоянной активной и реактивной проводимостью.

В работах отечественных и зарубежных ученых указывалось на существенную зависимость предела передаваемой мощности в энергосистеме от характеристик нагрузки. В случае статических характеристик нагрузки, близких к постоянству мощности, предельный режим по условиям апериодической устойчивости энергосистемы может наступать гораздо раньше, чем по условиям существования режима. При характеристиках нагрузки, близких к постоянству проводимости, апериодическая устойчивость нарушается при потоке мощности в исследуемом сечении, практически равном предельному по условиям существования режима [1, 3].



## СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ХОЗЯЙСТВЕННОГО МЕХАНИЗМА В ОТРАСЛИ

### Опыт работы АО Мосэнерго в области лицензирования

Карпов В. Б., канд. техн. наук, Богомолова Л. Ф., инж.

#### АО Мосэнерго

Взявшись за написание этой статьи и поделиться трехлетним опытом работы в области лицензирования побудили нас многочисленные обращения за консультациями работников других предприятий и АО-энерго. Беседы с людьми показали, что в организационных структурах предприятий отсутствуют подразделения, которые решали бы весь комплекс вопросов по лицензированию. Эти функции, как правило, возложены на специалистов ПТО в дополнение к основной нагрузке. Мы убедились, что такой подход снижает эффективность работы. Будем рады, если наш опыт заинтересует читателей и окажется полезным.

Вначале несколько слов о законодательной основе лицензирования. Система лицензирования как инструмент защиты интересов потребителей находится в России в стадии становления. С декабря 1994 г., когда было принято первое постановление Правительства Российской Федерации № 1418 “О лицензировании отдельных видов деятельности”, к вопросу совершенствования государственной политики в этой области законодательная власть возвращалась дважды: в 1998 и 2001 гг. были приняты соответствующие федеральные законы. В каждом из этих документов менялось как количество, так и виды деятельности, подлежащие лицензированию, лицензирующие органы и условия осуществления деятельности.

В области энергетики в соответствии с постановлением Правительства № 1418 лицензированию подлежали два вида деятельности, по Федеральному закону № 158-ФЗ – пять, по новому Федеральному закону № 128-ФЗ – два. Наименования видов деятельности менялись из документа в документ. В настоящее время из пяти видов деятельности по действующему закону № 158-ФЗ утверждено только положение о лицензировании деятельности по обеспечению работоспособности электрических и тепловых сетей. На остальные четыре вида положений о лицензировании нет, да уже и не будет, так как 10 февраля 2002 г. вступил в силу новый Федеральный закон № 128-ФЗ. Лицензированию подлежит деятельность по эксплуатации электрических сетей и деятельность по эксплуатации тепловых сетей.

Регламентируют лицензирование некоторых видов деятельности и другие федеральные законодательные акты (например, федеральные законы “О связи” № 15-ФЗ, “О недрах” № 2395-1, “О государственной тайне” № 5485-1).

Не секрет, что занимались законотворчеством в области лицензирования и некоторые органы исполните-

льной власти субъектов Российской Федерации, подчас превышая свои полномочия.

Спектр лицензируемых видов деятельности в АО Мосэнерго очень широк – более 70 видов. Обусловлено это тем, что АО Мосэнерго имеет в своем составе 59 филиалов самой разной направленности (электрические станции, электрические сети, Московская кабельная сеть, Тепловые сети, Энергосбыт, Энергосвязь, проектно-конструкторские и наладочные, ремонтно-строительные и прочие филиалы). В соответствии с российским законодательством лицензии оформляются только на юридическое лицо, филиалы таковыми не являются.

В условиях рыночной экономики организация всего комплекса работ по лицензированию потребовала перехода на качественно другой уровень. В 1998 г. в АО Мосэнерго в составе производственно-технического отдела генеральной дирекции был создан сектор лицензирования. Определяя приоритетные направления работы подразделения, мы выделили следующие:

лицензионное обеспечение всех осуществляемых видов деятельности в соответствии с законодательством;

сокращение финансовых издержек и трудозатрат на всех этапах лицензирования за счет централизации;

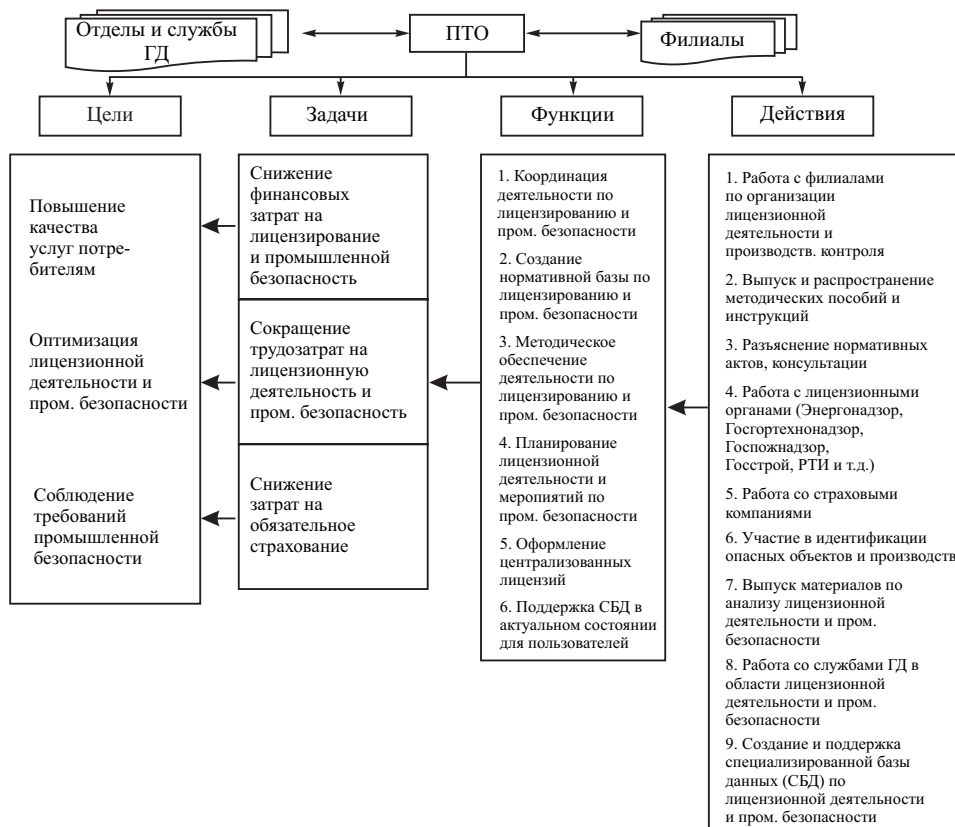
оказание правовой, методической и практической помощи филиалам;

защита интересов Мосэнерго в лицензионных и надзорных органах.

Реализацию поставленных задач мы начали с формирования организационной структуры и перспективного планирования. Обязали директоров филиалов издать приказы о назначении ответственных за лицензирование, разработали “Положение о лицензионной деятельности в АО Мосэнерго” и “Программу централизации лицензионной деятельности в АО Мосэнерго”.

В положении определили две категории лицензий – централизованные и нецентрализованные, порядок подготовки документов для их получения, ввели годовое планирование затрат на лицензирование с включением их в годовой бюджет АО, определили порядок бухгалтерского учета лицензионной деятельности, хранения и выдачи лицензионных документов.

За весь период существования сектора лицензирования централизованно оформлены 43 лицензии на разные виды деятельности. Главная наша забота – лицензионное обеспечение основных видов деятельности энергосистемы. В Госэнергонадзоре России в августе 2001 г. мы получили лицензию на поддержание в



### Реализация целей и задач лицензионной деятельности и промышленной безопасности генеральной дирекции АО Мосэнерго

работоспособном состоянии электрических и тепловых сетей.

Активно работаем мы и с другими лицензирующими органами. В Госгортехнадзоре России централизованно были получены лицензии на деятельность по эксплуатации котлов и сосудов, работающих под давлением, подъемных сооружений, объектов газового хозяйства, на перевозки опасных грузов железнодорожным транспортом нефедерального подчинения; в Московской транспортной инспекции – на все осуществляемые виды перевозок грузов и пассажиров; в ГУ ГПС МВД РФ – на монтаж, наладку, ремонт, техническое обслуживание оборудования и приборов систем пожаротушения, на проведение испытаний пожарного оборудования, на проектирование в области пожарной безопасности, на проведение ведомственного контроля, на обучение мерам пожарной безопасности.

На специфические виды деятельности или при наличии специфических условий осуществления деятельности филиалы получают лицензии самостоятельно, нецентрализованно. Это относится к видам деятельности, разрешения на осуществление которых выдают местные органы исполнительной власти (например, на медицинскую деятельность, на дошкольное образование), либо необходимо согласование с местными органами исполнительной власти (например, на деятельность по бурению скважин на воду, на поверхностное водопользование).

Мосэнерго одним из первых в Москве приступило к оформлению лицензий на юридическое лицо с выдачей копий на филиалы. Методически и организационно

к этому были еще не готовы даже лицензирующие органы, поэтому выработка подходов к практической реализации законодательных актов осуществлялась на основе сотрудничества (см. рисунок). Так, например, строились отношения с Московской транспортной инспекцией (МТИ). В результате совместной работы был определен порядок оформления и представления пакетов документов филиалов АО Мосэнерго для получения копий лицензий. Пришлось поработать и программистам МТИ, так как существовавший реестр лицензий не предусматривал наличия копий, не было это предусмотрено и в бухгалтерской части их информационной системы.

С нашей стороны были подготовлены “Инструкция о порядке централизованного оформления в АО Мосэнерго лицензионных документов на перевозку грузов” и “Инструкция о порядке централизованного оформления в АО Мосэнерго лицензионных документов на перевозку опасных грузов”. Эти документы распределяют обязанности по подготовке пакета документов между сотрудниками генеральной дирекции и филиалов, регламентируют порядок представления документов в МТИ, оплаты, получения и хранения лицензионных документов. Кроме того, содержат богатый нормативный материал и его комментарий, а также образцы заполнения форм.

Централизация лицензирования экономически выгодна. Судите сами:

стоимость лицензий на автотранспортные перевозки 1000 руб., а копий 100 руб., на эксплуатацию АЗС копии выдаются бесплатно. Срок действия этих лицензий



ний был увеличен с 1 года до 3 лет в соответствии с законодательством;

в Московском городском управлении Госгортехнадзора г. Москвы получены пять лицензий на перечисленные ранее виды деятельности на юридическое лицо АО Мосэнерго вместо 198! Срок действия этих лицензий был также увеличен с 3 до 5 лет;

в Главном управлении государственной противопожарной службы МВД России оформлены лицензии на пять видов деятельности в области пожарной безопасности. Филиалы получили заверенные копии лицензий. Фактическая экономия составила 1,2 млн. руб. Наличие этих лицензий позволит получать ежегодную экономию не менее 60 млн. руб. за счет выполнения работ на филиалах в области пожарной безопасности собственным персоналом, без привлечения специализированных организаций со стороны. Лицензия на обучение мерам пожарной безопасности, полученная для Московского центра подготовки кадров – филиала АО Мосэнерго, дает право обучать наших специалистов, не прибегая к услугам сторонних учебных центров.

Положения о порядке лицензирования устанавливают требования и условия осуществления конкретных видов деятельности. Соблюдение этих требований подтверждается соответствующими заключениями о техническом состоянии объекта, о соблюдении санитарных и экологических норм, об обеспечении пожарной безопасности. Для получения заключений в соответствующие организации необходимо представлять небольшие пакеты документов и заключать договоры на проведение экспертизы. Бесплатно выдают заключения (пока еще!) только органы Госпожнадзора.

Выступая от лица акционерного общества, сектор лицензирования генеральной дирекции представляет документы в надзорные и экспертные органы, заключает договоры на проведение экспертиз. Так, была организована работа с нефтяной инспекцией Минтопэнерго РФ по обследованию мазутных хозяйств для получения лицензии на хранение нефти и продуктов ее переработки; с нефтяной инспекцией Московской области по обследованию автозаправочных станций для получения лицензии на их эксплуатацию; с Москомприродой по экологической экспертизе филиалов, осуществляющих перевозки опасных грузов автотранспортом; с ГУВД УГПС Москвы и Московской области по обследованию соблюдения на филиалах требований пожарной безопасности для получения лицензий на основную деятельность.

Централизованная организация этого этапа лицензирования позволяет существенно снизить трудозатраты филиалов, а иногда и стоимость экспертизы.

Одним из условий осуществления некоторых видов деятельности является наличие договора страхования, в частности, эксплуатация опасных производственных объектов (ОПО), строительная деятельность, перевозка опасных грузов автотранспортом в Москве. При заключении договоров страхования мы занимаем активную позицию, отстаиваем интересы Мосэнерго. В 1999 г. ПТО совместно со страховой компанией “Энергогарант” разработал методику страхования ОПО, позволившую существенно сократить размер страховой премии при том же уровне страховой защиты.

Одним из важных направлений работы мы считаем защиту интересов АО Мосэнерго в надзорных и лицензирующих органах по выданным предписаниям. К этой работе мы привлекаем специалистов соответствующих служб генеральной дирекции. В результате совместной проработки вопроса удалось обосновать в Московском комитете природы наше мнение о неправомерности требования о получении лицензии на подрезку кустов и деревьев в зоне прохождения электрических сетей.

Активно работают с Госгортехнадзором наши коллеги – специалисты группы ПТО по промышленной безопасности. При их участии полностью были сняты предписания Госгортехнадзора России по вопросам обязательного оформления лицензий на эксплуатацию опасных производственных объектов, к которым были отнесены мазутохранилища и скважины по добыче рассолов. Лицензии на хранение нефти и продуктов ее переработки, а также на использование скважин по добыче рассолов у АО Мосэнерго имелись, фактически нам предписывалось получать вторые лицензии на эксплуатацию тех же объектов.

Московская транспортная инспекция неоднократно направляла в адрес руководства энергосистемы предписания с требованием приступить к лицензированию перевозочной и транспортно-эксплуатационной деятельности на подъездных железнодорожных путях, не входящих в систему федерального железнодорожного транспорта. Положения о порядке лицензирования этого вида деятельности, утвержденного Правительством России, нет до сих пор. Основанием для предписаний явилось распоряжение мэра г. Москвы, утвердившего своей властью такое положение для столицы. Знаем, что такие незаконные временные положения были приняты и в других регионах страны. Имея централизованную лицензию Госгортехнадзора на эксплуатацию опасных производственных объектов (транспортирование опасных веществ железнодорожным транспортом, эксплуатацию железнодорожных путей и транспорта), удалось освободить 25 филиалов, имеющих подъездные железнодорожные пути, от дополнительного оформления лицензий и дополнительного надзора со стороны Минтранса РФ.

Методическая работа с Московской транспортной инспекцией и филиалом Московская кабельная сеть по вопросу лицензирования специального автотранспорта позволила отменить лицензирование грузовых перевозок филиала. А это – около 600 единиц автотранспорта.

По вопросам страхования пришлось вести серьезную работу с некоторыми лицензирующими органами. Так, при получении лицензий на перевозки опасных грузов и эксплуатацию АЗС в Московской транспортной инспекции и нефтяной инспекции требовали предъявить договор обязательного страхования автомашин и автозаправочных станций как опасных производственных объектов (ОПО) в соответствии с Федеральным законом № 116-ФЗ “О промышленной безопасности опасных производственных объектов”. Нам удалось доказать неправомерность отнесения этих объектов к ОПО и ошибочность выдвигаемого требования о страховании.

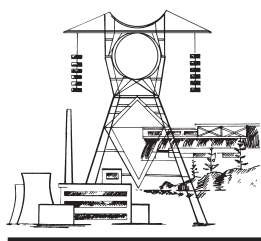
Столкнулись мы и с неправомерными действиями со стороны исполнительной власти субъекта Российской Федерации. Рекомендательным письмом министр правительства Московской области предлагал руководителю Московского областного отделения транспортной инспекции выдавать лицензии на все виды перевозок при наличии договоров страхования с конкретной страховой фирмой. "Рекомендация" на местах была принята к исполнению. Пришлось направлять это послание в Минюст России на правовую экспертизу, да и руководство областной транспортной инспекции понимало незаконность таких действий и поддержало нас.

Изучение документов по вопросу обязательного личного страхования пассажиров автотранспорта при осуществлении коммерческих перевозок привело нас к выводу о неправомерности требования страхования пассажиров при перевозках на основании заключенных договоров без продажи билетов или путевок. Эту точку зрения с аргументацией мы неоднократно довели до сведения руководства Департамента транспортной инспекции Минтранса России. Как нам стало известно, в проекте нового положения о лицензировании перевозок пассажиров это условие будет распространяться только на специализированные транспортные предприятия, осуществляющие продажу билетов или

путевок. Хочется думать, что и наши доводы были приняты во внимание.

Работа с лицензирующими и надзорными органами требует тщательной правовой и методической проработки вопросов. Для этого необходимо соответствующее информационное обеспечение. Мы активно пользуемся правовыми базами данных "КонсультантПлюс" и "Кодекс". Большой объем данных заложен в разработанную для нас информационную систему по лицензированию, которая содержит реестры всех лицензий и копий АО Мосэнерго (а их около 900), страховых полисов, платежных документов, нормативную базу по каждому виду деятельности, перечни оборудования. Эта система позволяет отслеживать лицензии, у которых заканчивается срок действия, оперативно и гибко формировать нужные отчеты (реестры лицензий АО Мосэнерго, филиалов, реестры по видам деятельности, видам работ, страховых полисов, отчеты по финансированию и т.п.).

В сентябре 2001 г. в Институте повышения квалификации госслужбы специалистами сектора лицензирования и группы промышленной безопасности был проведен недельный семинар по лицензированию и промышленной безопасности для руководящих работников и специалистов энергетических предприятий. Слушатели оставили хорошие отзывы.



**Уважаемые господа!**  
**Мы с удовольствием опубликуем на**  
**страницах, обложке и рекламных вклейках**  
**нашего журнала Вашу рекламу!**

Рекламный материал присылайте в редакцию, сопроводив его гарантийным письмом с указанием платежных реквизитов. При необходимости наш дизайнер выполнит макет Вашей рекламы.

Расценки на публикацию рекламы можно узнать в редакции.  
 Тел/факс (095) 234-7417, тел. 234-7419, 275-0023, доб. 21-66,  
 E-mail: [tis@mail.magelan.ru](mailto:tis@mail.magelan.ru)

## ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

### Новые подходы к оценке ресурса стареющего энергооборудования электростанций и модульные принципы создания диагностической аппаратуры

Дьяков А. Ф., чл.-кор. РАН, Канцедалов В. Г., доктор техн. наук,  
Берлявский Г. П., Злепко В. Ф., Гринь Е. А., кандидаты техн. наук

#### РАО “ЕЭС России” – НПП “Прочность” – ВТИ

Авторские исследования и исследования, проведенные рядом научно-исследовательских организаций и энергетических компаний, показывают, что механизм повреждаемости и, как следствие, механизм исчерпания рабочего ресурса основных элементов энергооборудования сильно изменился. Особенно это касается энергооборудования, эксплуатируемого на заключительной стадии – стадии предразрушения.

Все больше начинает преобладать спонтанность, чем строгая закономерность. Все чаще наблюдаются пороговые изменения как свойств материала, так и временных показателей развития опасных дефектов [1].

Согласно существующей отраслевой системе технической диагностики, используемой на электростанциях, известно, что контроль металла осуществляется, в основном в периоды капитальных ремонтов, т.е. через 4 – 5 лет. Такая периодичность контроля сегодня не отвечает современным требованиям, которые должны предъявляться к энергооборудованию, вырабатывающему физический ресурс. К такому виду энергооборудования необходим индивидуальный подход, базирующийся на систематической информации о степени износа конструкций, которую можно получить только за счет использования оперативных и дистанционных диагностических систем и новой методической базы, касающейся оценочных характеристик металла, по которым можно судить о происходящих в процессе эксплуатации изменениях в металле.

Важнейшим фактором также надо считать и достоверность получаемой информации, ее воспроизводимость и точность измерений. Имеющиеся многочисленные исследования, например, по широко используемому методу измерения остаточной деформации паротрубопроводов, работающих в условиях ползучести, с помощью микрометрической скобы (по бобышкам) не соответствуют реальным показателям развития деформационных процессов в твердом теле. Это усредненный показатель, не учитывающий локальных проявлений ползучести вне зоны измерений даже одного сечения трубы.

Негативные тенденции, связанные с существенным влиянием механики разрушения на эффективность существующей системы диагностики энергооборудования, работающего на стадии предразрушения, можно продолжить. Ясно одно – для такого энергооборудования необходима новая нормативная база и новые оперативные средства контроля и диагностики, с помощью которых представится возможным предотвратить

серьезные повреждения и продлить срок службы конструктивных элементов до физически возможного предела.

Анализируя результаты собственных исследований и исследований, выполненных другими авторами [2], можно сформулировать ряд синергетических принципов, использование которых позволит лучше понять механизмы повреждаемости, разработать новые оценочные критерии и новые средства их измерения.

*Принцип первый.* Повреждаемость связана с поэтапной локальной потерей сдвиговой устойчивости среды и изменением исходной структуры металла:

на микроуровне – локальное искажение кристаллической решетки, зарождение дислокаций, их движение в поле максимальных градиентов напряжений;

зарождение очагов пластической деформации до значений  $V_{eff}^{max1}$ ;

потеря сдвиговой устойчивости, рост локальной пластической деформации до значений  $V_{eff}^{max2}$ ;

потеря сдвиговой устойчивости, рост локальной пластической деформации до значений  $V_{eff}^{max3}$ .

*Принцип второй.* Повреждаемость на любом масштабном уровне может зарождаться только в локальной зоне исследуемой детали (зоне слабого звена). Системы мониторинга и оперативной диагностики должны базироваться на этом принципе.

*Принцип третий.* Потеря сдвиговой устойчивости развивается в направлении максимальных касательных напряжений, в зоне локальных концентраторов напряжений.

*Принцип четвертый.* Пластическая деформация зоны разрушения развивается по стереотипной схеме: релаксационный сдвиг, формирующий зону концентратора напряжений, сопровождаемый упругопластическими автоколебаниями среды, доводя их до разрушения.

*Принцип пятый.* Пластическое течение повреждаемости сопряжено с образованием микропор, развивающихся до заданных значений, сливающихся в цепочки, преобразующиеся в трещины.

*Принцип шестой.* Твердое тело можно считать устойчивым к деформации, если оно способно компенсировать изменения собственного объема. Эта способность оценивается коэффициентом поперечной деформации, равной коэффициенту Пуассона при упругой деформации и эффективному коэффициенту Пуассона

$V_{eff}$  при деформации в упругопластической области. При  $V = 0,5$  тело переходит в новое агрегатное состояние.

Диагностические оперативные системы контроля и мониторинга энергооборудования должны учитывать шестой принцип. При его соблюдении и определенной наработке можно полностью отказаться от других многочисленных исследований металла и использования информации предыстории эксплуатации.

Из характеристики шести принципов можно сделать следующие важные обобщающие выводы:

1. Повреждаемость связана с поэтапной потерей сдвиговой устойчивости среды с зарождением и развитием локальной пластической деформации до максимальных значений эффективного коэффициента Пуассона, равного отношению продольной и поперечной деформации.

2. Повреждаемость на любом масштабном уровне может зарождаться только в локальной зоне, т.е. в зоне слабого звена. Об этих исследованиях имеются авторские публикации [3] и публикации [4].

Комментируя первые два принципа, можно сказать, что диагностика энергооборудования не может быть тотальным мероприятием, а должна быть целевой и локальной. Поиск зон диагностирования подробно описан в [5]. Зона диагностирования должна соответствовать локальной зоне на элементе энергооборудования, в которой сосредоточены дефекты на микро-, мезо- и макроуровне, значения и характер которых обладают наилучшими показателями. Кроме того, в этой исследуемой зоне могут иметься локализаторы деформации и суммарных напряжений. Это и будет наиболее ослабленный локальный участок на поверхности исследуемой конструкции.

Таких слабых звеньев может быть несколько десятков в зависимости от контролируемого элемента. Такую зону принято называть фрактальным кластером, обладающим соответствующими геометрическими параметрами, которые четко реагируют на проявление возмущающих факторов изменением формы, угловых и линейных параметров. Кластеры по своей природе можно разделить на несколько видов: перколяционный, объемный фрактальный, поверхностный фрактальный [6].

3. Пластическое течение повреждаемости во многих случаях сопряжено с образованием микропор, развивающихся до критических значений, сливающихся в цепочки пор, преобразующихся в трещины.

4. Твердое тело можно считать устойчивым к деформациям, если оно способно компенсировать изменения собственного объема. Эта способность оценивается коэффициентом поперечной деформации, соответствующей эффективному коэффициенту Пуассона, равному примерно 0,5 [3].

Известно, что деформационный показатель на трубопроводах ТЭС, эксплуатируемых в условиях ползучести, оценивается остаточной деформацией в заданном сечении трубы. При этом контролируется только показатель поперечной деформации. Деформация по оси паропроводов не контролируется вообще.

Авторы имеют результаты многолетних исследований продольной и поперечной деформации в локальных, наиболее ослабленных зонах паропроводов, пока-

зывающие, что эти важнейшие характеристики в полной мере отражают меру исчерпания рабочего ресурса исследуемых труб. Характеристики локальной ползучести в поперечном и продольном направлениях хорошо коррелируют со многими механическими свойствами металла.

Подробно о методике контроля, методах расчета изменяющихся указанных параметров, реперных точек в декартовой системе координат изложено в [7].

Упрощенный исследовательский вариант определения продольных и поперечных деформаций на паропроводах ТЭС, включая его гнутые участки, заключается в следующем:

на предварительно подготовленную поверхность гибо или прямого участка трубы в выбранном критическом сечении в период ремонта (останова) энергоблока наносятся системы реперных меток в четырех зонах по периметру паропровода: в растянутой зоне; в сжатой зоне; на нейтральной оси I; на нейтральной оси II. Реперные метки и прилегающая поверхность металла консервируются высокотемпературной керамикой.

С помощью специальной самотвердеющей пластмассы проводится снятие реплик (оттисков) с зон нанесения реперных меток. Полученные реплики являются исходным материалом для измерения начальных расстояний между точками координатной сетки.

Измерительным микроскопом УВМ-4 производятся измерения координат оттисков реперных меток относительно вспомогательной прямоугольной системы координат  $XOY$ . Оси  $X$  и  $Y$  этой вспомогательной системы координат образуются при совмещении перекрестия оптического визира микроскопа соответственно с самой нижней ( $Y_1$ ) и самой правой ( $X_1$ ) точкой делительной сетки (рис. 1).

Поскольку реперные метки имеют конечные размеры (в начальном состоянии имеют форму круга, а в условиях неравноосной деформации приобретают эллиптическую форму), то при расчете деформации ползучести и определении расстояния между метками принимается расстояние между их геометрическими центрами.

С помощью микрометрического винта перекрестие оптического визира микроскопа последовательно наводится на крайние точки контура меток (см. рис. 1). При этом координаты точек считываются со шкалы барабана и нониуса микрометрического винта. Измерения по каждой оси производятся не менее двух раз: при перемещении микроскопа по направлению от центра системы координат к крайним меткам и в противоположном направлении.

Координаты метки находят как полусумму координат крайних точек контура метки, лежащих на диаметре, параллельном той оси, вдоль которой проводятся измерения,

$$X = \frac{X_{\text{пр}} + X_{\text{лев}}}{2}; \quad (1)$$

$$Y = \frac{Y_{\text{верх}} + Y_{\text{ниж}}}{2}, \quad (2)$$

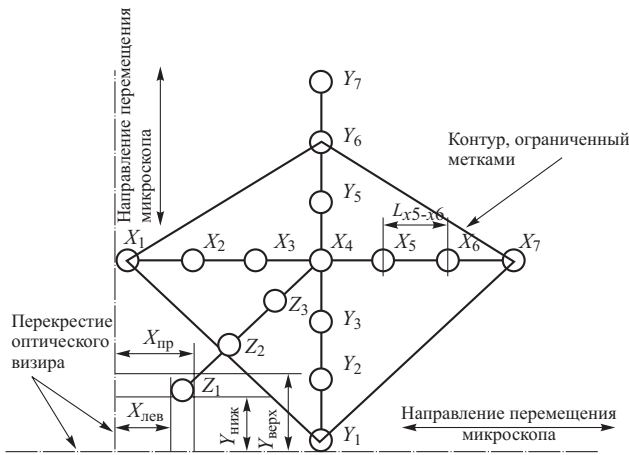


Рис. 1. Схема нанесения реперных меток и метод определения координат с помощью измерительного микроскопа

где  $X_{\text{пр}}$  и  $X_{\text{лев}}$  – координаты правого и левого края контура метки при перемещении визира микроскопа вдоль оси  $X$ ;  $Y_{\text{ниж}}$  и  $Y_{\text{верх}}$  – координаты нижнего и верхнего края контура метки при перемещении визира микроскопа вдоль оси  $Y$ .

Координаты точек заносятся в персональный компьютер оператором и обрабатываются с помощью электронной таблицы Excel-97.

Полученные значения координат точек используются для вычисления расстояний между любыми двумя метками (например, 1 и 2) по формулам аналитической геометрии

$$L_{1-2} = \sqrt{(X_2 - X_1)^2 + (Y_2 - Y_1)^2}, \quad (3)$$

где  $X_1$  и  $Y_1$ ,  $X_2$  и  $Y_2$  – координаты точек 1 и 2 соответственно;  $L_{1-2}$  – расстояние между точками 1 и 2.

Все исходные данные и результаты предварительных вычислений по ним заносятся в левую часть рабочей таблицы. По результатам измерений в двух противоположных направлениях (при движении микроскопа от центра системы координат и обратно) вычисляются средние значения для расстояний между метками при данной наработке.

Для обобщения результатов процесса ползучести рассчитывается площадь контура, образованного крайними реперными точками, а именно  $X_1$ ,  $Y_1$ ,  $X_7$ ,  $Y_7$ . Для этого контур разбивается на соответствующее число треугольников, площадь каждого из которых вычисляется по известным координатам его вершин по формуле

$$S_{\Delta ABC} = \frac{1}{2} \begin{vmatrix} X_A & Y_A & 1 \\ X_B & Y_B & 1 \\ X_C & Y_C & 1 \end{vmatrix}, \quad (4)$$

где  $A$ ,  $B$ ,  $C$  – вершины соответствующих треугольников.

Площадь контура определяется как сумма составляющих его треугольников и заносится в нижнюю часть таблицы.

Во время планового останова энергоблока с помощью самотвердеющего состава проводится снятие реплик (оттисков) с зон нанесения реперных меток.

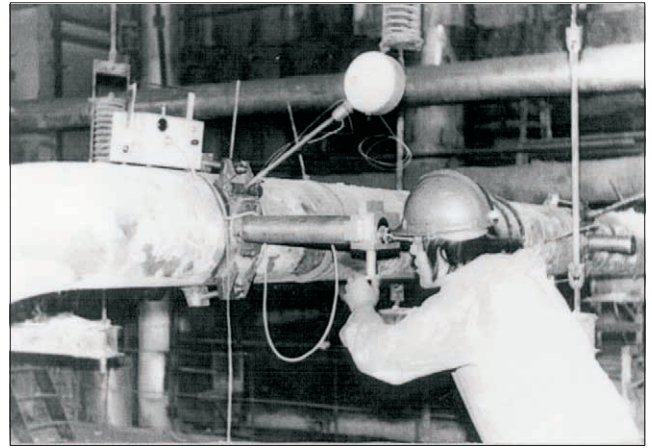


Рис. 2. Диагностический модуль для непрерывного или дискретного контроля за изменением параметров фрактальных кластеров

По методике, приведенной ранее, измеряются координаты точек и вычисляются расстояния между метками. Данные заносятся в таблицу.

Изменение длины отрезка, вызванное деформацией ползучести, вычисляется (в процентах) по формуле

$$\delta = \frac{L'_{1-2} - L_{1-2}^0}{L_{1-2}^0} \cdot 100, \quad (5)$$

где  $L'$  – расстояние между точками на данный момент времени;  $L^0$  – начальное расстояние между точками.

Данные, полученные для каждой пары смежных отрезков по осям  $X$ ,  $Y$ ,  $Z$ , заносятся в таблицу. При анализе результатов необходимо учитывать, что деформация вдоль оси  $Y$  является продольной, а вдоль оси  $X$  – поперечной.

Значения общей деформации ползучести в зонах нанесения меток используются, как и в случае измерения обычным способом (микрометрической скобой), по бобышкам, приваренным к телу паропровода,

$$e_{\text{в}} = \frac{d_{\text{в1}} - d_{\text{в0}}}{d_{\text{в0}}}, \quad (6)$$

$$e_{\text{г}} = \frac{d_{\text{г1}} - d_{\text{г0}}}{d_{\text{г0}}}, \quad (7)$$

где  $d_{\text{в}}$ ,  $d_{\text{г}}$  – диаметр трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскости соответственно.

Расчет деформации ползучести ведется помимо линейных показателей вдоль соответствующих осей также и по значениям площадей треугольников, что позволит получить обобщающую информацию о динамике процесса ползучести

$$e_{\Delta} = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{S_{\Delta 1} - S_{\Delta 0}}{S_{\Delta 0}}} \cdot 100, \quad (8)$$

где  $S_1$  и  $S_0$  – площади контура в данный и первоначальный момент времени соответственно.

По данным таблиц строятся схемы расположения меток и эпюры распределения локальной деформации



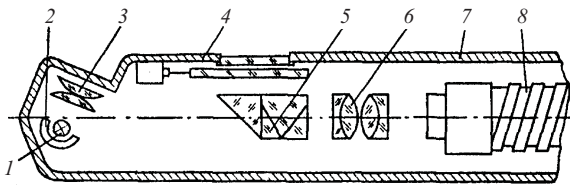


Рис. 5. Вводный зонд

Для получения достоверных данных о значениях коэффициента Пуассона для различных марок сталей, отработавших разное число часов, необходимы дальнейшие исследования в этом направлении. Предварительные исследования показывают, что в отличие от кривой, построенной по результатам испытания образцов, показатель поперечной деформации и коэффициент Пуассона, полученный при натурных испытаниях, будут другими.

Еще одним немаловажным фактором в обеспечении эффективности использования новых технологий определения живучести энергооборудования является универсальность применяемых средств оперативного и дистанционного контроля. Такую универсальность можно выразить понятием модульность. Особенно это важно для механизированных диагностических комплексов и комплексов непрерывного контроля и мониторинга.

При проведении ремонтных и ремонтно-профилактических работ на тепловых и атомных электростанциях, как правило, применяются диагностические приборы, которые можно использовать в периоды ремонтных кампаний, сопряженных с проведением больших подготовительных работ, связанных со снятием теплоизоляции, зачисткой исследуемой поверхности, демонтажем ряда конструктивных элементов, препятствующих проведению диагностических операций и др. Особенно это актуально для АЭС. Кроме этого, каждая диагностическая операция выполняется отдельным видом приборов, в которых зачастую используются одни и те же управляющие блоки.

По мнению многих специалистов было бы целесообразным на базе, например, одного диагностического комплекса монтировать различные по назначению и функциональным возможностям диагностические датчики, узлы и детали, способствующие проведению других операций, в том числе и подготовительного назначения (зачистку исследуемой поверхности, выборку дефектных зон и др.). При таком подходе можно существенно сократить затраты на разработку и изготовление очень дорогой диагностической аппаратуры, особенно используемой в условиях АЭС.

Это касается контрольно-диагностической аппаратуры, применяемой в процессе эксплуатации энергооборудования, при  $t = 500 \div 600^\circ\text{C}$ , а также механизированных комплексов и роботов, используемых в период ППР, главной задачей которых является проведение диагностических операций в недоступных местах. Такими местами могут быть верхние "горячие" патрубки корпуса ядерного реактора типа ВВЭР, контроль которых возможен только в случае демонтажа многотонной шахты ВКУ, а также главные циркулярные трубопрово-

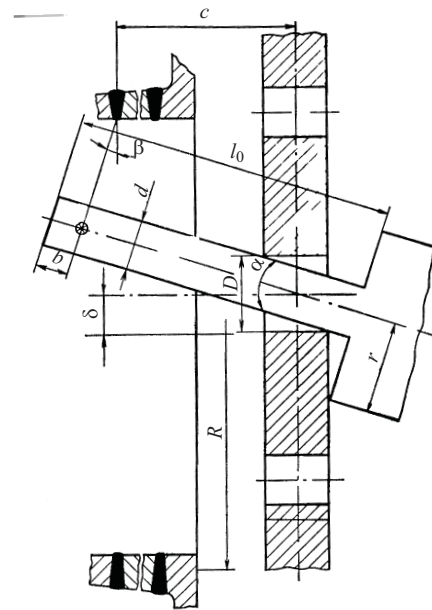


Рис. 6. Схема для расчета зонда

ды, механизированный контроль которых возможен только со стороны внутренней поверхности.

В этом случае должны создаваться многоцелевые диагностические комплексы, обладающие широким спектром функциональных возможностей.

Для придания универсальности таким комплексам были использованы, так называемые, модульные технологии, предусматривающие конструктивно и технологически целесообразное объединение технологических и специальных средств их функциональной общности в сборочно-монтажные единицы различных систем взаимодействия. Таким образом, представляется возможным на базе одного комплекса монтировать различные средства диагностики и средства зачистки и ремонта дефектных зон энергооборудования.

Далее приведено описание различных механизированных и стационарно установленных диагностических систем, имеющих многофункциональное назначение. На рис. 4 показана принципиальная схема такой установки для дистанционного контроля внутренней поверхности патрубков корпуса ядерного реактора в период перегрузки ядерного топлива.

Конструктивно установка для дистанционного контроля (рис. 4) патрубков 1 реактора 2 содержит опирающееся на торец 16 корпуса несущее устройство 15, снабженное роликами 10 и электромеханизмами 11 для кругового перемещения, а также кареткой 12 с роликами 13, перемещающейся по направляющим 14. К каретке 12 прикреплен стол 8, а к нижнему концу стол – узел сканирования 6 с волоконно-оптическими и ультразвуковыми системами контроля, помещенными в вводном зонде 4, который ориентирован перпендикулярно оси стол 8 и вводится в патрубок 1 через отверстие перфорации 5 шахты 3 при помощи системы наведения 7. С пульта 9 осуществляется дистанционное управление установкой.

Вводный зонд (рис. 5) представляет собой тонкостенный цилиндр 7, диаметр которого меньше, чем

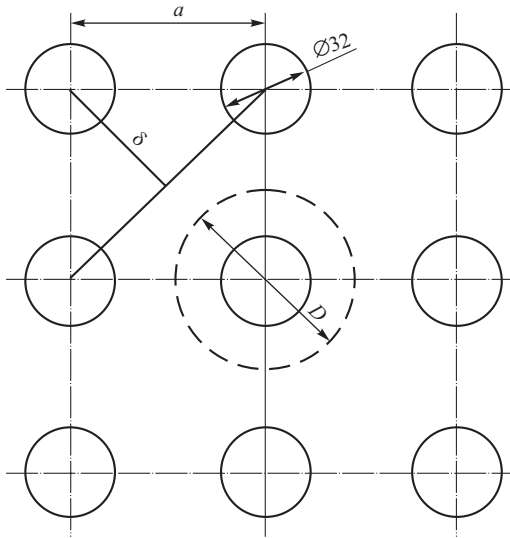


Рис. 7. Схема перфорации шахты ВКУ

диаметр “окна” перфорации. Внутри цилиндра расположены световод  $\delta$ , объектив  $б$ , призма  $5$ . В стенке цилиндра предусмотрено герметичное входное окно  $4$ . В головной части цилиндра расположены лампа подсветки  $1$  с рефлектором  $2$  и конденсором  $3$ . Для вращения зонда и его угловой ориентации служит узел сканирования, расположенный на нижнем конце колонны. В установке предусмотрен механизм дистанционной регулировки глубины резкости объектива. Для дистанционной ориентации и ввода зонда в отверстие шахты ВКУ служит волоконно-оптическая система наведения.

При разработке установки существенную трудность представляли вопросы компоновки и защиты от радиоактивного облучения и влаги элементов волоконно-оптического тракта и других датчиков контроля. Это, в первую очередь, относится к конструкции вводного зонда, диаметр которого должен быть меньше диаметра окна перфорации шахты ВКУ, через которое вводится зонд, т.е.  $d < D$ .

Из условия обеспечения жесткости такого зонда его длина  $l_0$  должна быть минимальной, но в то же время обеспечивать контроль по всей длине патрубка от корпуса реактора до второго сварного шва. При этом учитывалось наличие несоосности патрубка и окна шахты ВКУ, а также возможности взаимного перекоса оси зонда относительно оси патрубка на угол  $\alpha$  (рис. 6), т.е.

$$l_0 = c \cos \alpha + (R - \delta) \sin \alpha + \frac{h}{2} \sec \alpha + r \operatorname{tg} \alpha + R \operatorname{tg} \beta + b, \quad (10)$$

где  $c$  – расстояние от середины стенки шахты ВКУ до второго сварного шва;  $R$  – внутренний радиус патрубка;  $h$  – толщина стенки шахты ВКУ;  $r$  – радиус угла крепления зонда (блока сканирования);  $\beta$  – угол подсветки объекта;  $b$  – длина оконечной части зонда с концевыми датчиками.

Угол  $\alpha$  определяется как

$$\alpha = \arcsin \frac{-hd + D\sqrt{h^2 + D^2 - d^2}}{h^2 + D^2}. \quad (11)$$

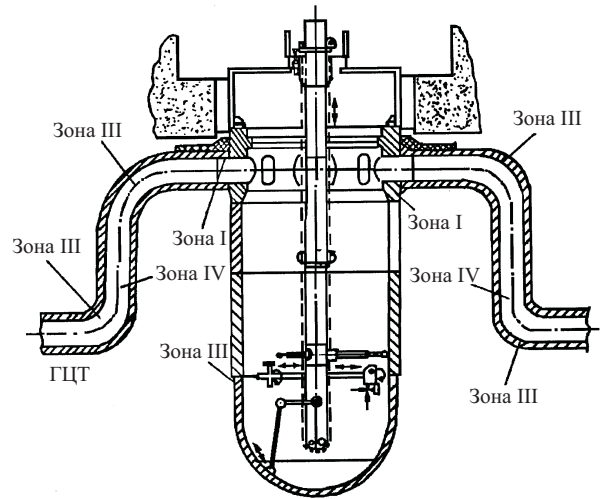


Рис. 8. Зоны приварки патрубков ГЦТ к корпусу реактора:

*I* – патрубков ГЦТ к корпусу реактора; *II* – нижней части корпуса реактора; *III* – нижних патрубков корпуса реактора; *IV* – прямые участки ГЦТ

Значение  $\delta$  для случая “наихудшего” расположения окон перфорации шахты ВКУ относительно оси патрубка (рис. 7) составляет  $\delta = a\sqrt{2}/2$ , где  $a$  – расстояние между осями соседних окон шахты ВКУ.

Таким образом, для минимизации длины зонда необходимо уменьшить по возможности значения  $r$ ,  $b$ ,  $D$ . Остальные величины, входящие в формулу (10), являются параметрами корпуса реактора. Угол  $\beta$  выбирается из условий контрастности освещения объекта при визуальном контроле. Минимальное значение  $D$  определяется техническими возможностями системы ориентации, при помощи которой осуществляется ввод зонда.

Для визуального осмотра патрубка через оптическую систему в установке предусмотрено дистанционное регулирование глубины резкости  $L$ , значение которой должно находиться в следующих пределах

$$L_{\min} = (h - \delta) \cos \alpha - c \sin \alpha;$$

$$L_{\max} = (h - \delta) \cos \alpha + c \sin \alpha.$$

Разрешающая способность волоконно-оптического тракта, предназначенного для передачи изображения исследуемой зоны конструкции, выбрана из условия выявления минимально допустимого поверхностного дефекта.

Установка, показанная на рис. 4, работает следующим образом: при помощи электромеханизмов  $11$  несущее устройство  $15$  вращается по торцу корпуса  $16$  реактора до положения, при котором оси несущего устройства и вводного зонда  $4$  параллельны оси отверстия перфорации  $5$ , максимально близкого к оси патрубка  $1$ . Оси отверстия перфорации и вводного зонда совмещаются путем опускания или подъема колонны  $\delta$  вдоль оси реактора; зонд вводится в патрубок через отверстия перфорации перемещением каретки на расстояние, равное глубине сканирования патрубка при помощи системы наведения  $7$ ; сканирование осуществляет-



ся исполнительными механизмами, находящимися в кожухе узла сканирования б.

Отличительными особенностями ДКР-1 являются: компактность, модульность, легкость монтажа и демонтажа в условиях эксплуатации сканирующих блоков; возможность обеспечения плавного сканирования по исследуемой поверхности и регистрации угловой и линейной ориентации устройства в патрубке; обеспечение требуемой разрешающей способности и нужного коэффициента увеличения изображения, а также биологической защиты, дистанционного управления и системы наведения вводного зонда в патрубок; возможность длительной работы в радиоактивной среде теплоносителя; обеспечение возможности дезактивации; транспортабельность.

На рис. 8 показана зона приварки патрубков ГЦТ к корпусу реактора.

Она является наиболее повреждаемой и менее надежной зоной реактора. В процессе эксплуатации в указанной зоне могут развиваться недопустимые дефекты в виде трещин, которые могут привести к разгерметизации корпуса, что даже теоретически недопустимо.

Техническая характеристика установки ДКР-1 приведена далее.

Скорость вращения зонда, рад/с	1,2
Скорость перемещения зонда по оси патрубка, м/с	$(0 \div 8,7) \cdot 10^{-3}$
Ход зонда по оси патрубка, м	6,750
Увеличение видеотракта системы наблюдения	$2 \div 10^x$
Глубина резкости системы наблюдения, м	0,16 – 1,5
Разрешающая способность видеотракта системы наблюдения, число линий на 1 м	$(12 \div 15) \cdot 10^3$
Разрешающая способность ультразвуковой сканирующей системы, мм	1 – 2
Габаритные размеры, м	$3,714 \times 2,870 \times 0,628$
Масса, кг	165

Установка ДКР-1 прошла длительные лабораторные и стендовые испытания в условиях, максимально приближенных к реальным.

Элементы волоконно-оптического видеотракта облучали в бассейне выдержки. Исследованиями установлено, что для контроля элементов реакторов волоконная оптика и другие оптические элементы, применяемые в установке ДКР-1, могут длительно эксплуатироваться в условиях радиационного фона реактора (радиационный фон реактора в зоне расположения патрубка составляет  $1,032 \cdot 10^{-7}$  А/кг). Более подробно исследования влияния  $\gamma$ -излучения реактора на волоконно-оптические элементы средств дистанционной диагностики изложены в [7].

Испытания механической части установки на стенде с реальными геометрическими размерами корпуса и патрубков реактора показали ее надежность по всем исследуемым параметрам. Установка ДКР-1 внедрена на АЭС с реактором ВВЭР-440.

В последнее время конструкция установки ДКР-1 была доработана с тем, чтобы с ее помощью представлялось возможным производить ультразвуковой контроль состояния сварного шва между патрубком реакто-

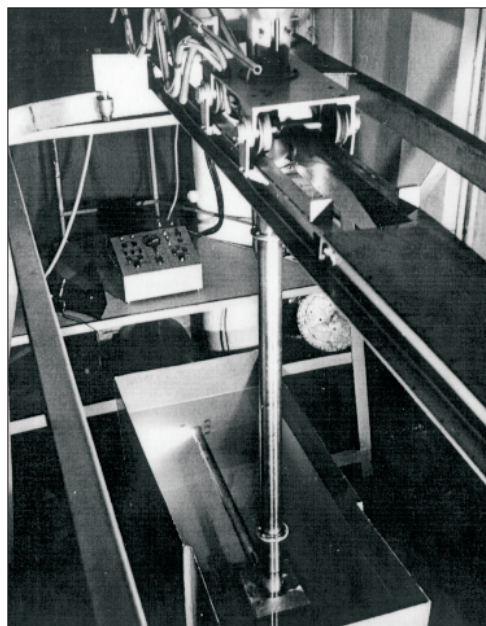


Рис. 9. Натурный вариант установки ДКР-1 на стенде

ра и переходной втулкой, а также между переходной втулкой и ГЦТ. Для этого вводной зонд дополнительно был оснащен ультразвуковой сканирующей системой, представляющей собой трубчатую насадку, в которой размещались шесть пар ультразвуковых преобразователей с углом ввода  $43^\circ$ . Расстояние между ультразвуковыми пьезопреобразователями выбиралось из условия генерирования и приема ультразвука при однократном отражении в пределах длины трубчатой вставки. При контроле использовался иммерсионный вариант обеспечения акустического контакта в ситуации, когда верхние патрубки полностью погружены в теплоноситель.

Испытания, проведенные на крупномасштабном стенде, показали, что ультразвуковая система обнаружения трещин в зоне приварки патрубка к главному циркуляционному трубопроводу работает удовлетворительно. Обнаруживались трещины размером до 2 мм. Воспроизводимость результатов составила примерно 70%.

При проведении контроля использовался параметр фрактальной размерности, т.е. параметр трещиностойкости, позволяющий получать интегральную характеристику меры исчерпания рабочего ресурса, по которой строят бифуркационную кривую остаточной долговечности исследуемой детали.

На рис. 9 представлен натурный вариант установки ДКР-1 на стенде.

Трубопроводы АЭС представляют собой сложную систему как с точки зрения геометрии их расположения в пространстве, так и с точки зрения их эксплуатации, к их качеству и надежности предъявляются исключительно высокие требования. Определение их работоспособности осуществляется по 10 – 15 параметрам как свойств самого металла, так и качества металла сварных соединений.

Применяемый на АЭС порядок проведения контроля металла трубопроводов, как правило, требует прове-

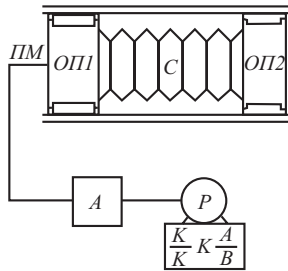


Рис. 10. Схема транспортирующего механизма

дения большого объема подготовительных работ, связанных со снятием и восстановлением тепловой изоляции, зачисткой исследуемой поверхности и других работ. Кроме этого, наличие радиационного фона существенно сокращает возможность проведения работ по контролю с непосредственным участием оператора в зоне исследования.

Перспективным путем повышения надежности и долговечности работы трубопроводов АЭС, существенного сокращения трудозатрат при проведении планово-предупредительных ремонтов (ППР), а также улучшения условий труда персонала является применение роботов и манипуляторов, производящих контроль внутри трубопроводов.

В настоящее время нет общепринятого понятия робота. Имеются три разновидности роботов: с жесткой программой действия; управляемые человеком-оператором; с искусственным интеллектом (иногда называемые интегральными), действующие целенаправленно (“разумно”) без вмешательства человека. Большинство современных роботов – роботы-манипуляторы, хотя существуют и другие виды роботов (например, информационные, шагающие и др.). Возможно объединение роботов первой и второй разновидности в одной машине с разделением времени их функционирования. Допустима также совместная работа человека с роботом третьего вида (в, так называемом, супервизорном режиме) [8].

Роботы, предназначенные для дистанционного программного контроля металла трубопровода, должны решать весь комплекс задач от подготовки исследуемой поверхности до передачи информации к оператору, регистрирующим устройствам или ЭВМ.

Контроль всех требуемых параметров металла вряд ли возможен с помощью одного, даже многоцелевого робота. Эту задачу можно решить с помощью некоторого числа роботов (“коллектива” роботов), каждый из которых проводит определенный объем работ в рамках общей программы.

В качестве примера рассмотрим многоцелевой робот, выполняющий следующие операции [9]:

- автоматическую доставку в зону контроля контрольно-измерительного комплекса для исследования внутренней поверхности трубопровода;
- подготовку (зачистку) исследуемой поверхности;
- визуальный контроль внутренней поверхности металла в автоматическом непрерывном или дистанционно-управляемом-выборочном режимах;
- ультразвуковой контроль сплошности, толщины стенки металла и качества сварных соединений;

передачу информации к оператору и на регистрирующую аппаратуру;

автоматическое возвращение робота.

Базовым элементом робота (“коллектива” роботов) является транспортирующий механизм (рис. 10), состоящий из двух опорных поясов ОП1 и ОП2, узла связи и перемещения С. Каждый опорный пояс выполнен в виде стакана, по наружной боковой поверхности которого расположена кольцевая камера, ограниченная эластичной цилиндрической оболочкой. Узел связи и перемещения выполнен в виде укрепленного между днищами стаканов сифона, внутренняя полость которого и полости камер подключены к компрессору К через реверсивный переключатель Р и автоматическое устройство управления А. Привод транспортирующего механизма осуществляется по одной питающей магистрали ПМ.

Принцип работы транспортирующего механизма заключается в следующем.

В начале цикла опорный пояс ОП1 и сифон С подключаются автоматическим устройством А и реверсивным переключателем Р к нагнетающему патрубку компрессора К, а опорный пояс ОП2 сообщается с атмосферой. Затем оба пояса ОП1, ОП2 и сифон С подключаются к нагнетающему патрубку. В конце цикла опорный пояс ОП1 и сифон С подключаются к всасывающему патрубку, а опорный пояс ОП2 находится под избыточным давлением.

Транспортирующий механизм прост в конструктивном исполнении, позволяет доставлять контрольно-измерительный комплекс для дефектоскопии внутренней поверхности в любых по конфигурации и расположению в пространстве трубопроводах, обладает высокой надежностью и экономичностью, обусловленными тем, что незначительный напор, создаваемый компрессором, обеспечивает получение больших тяговых усилий, повышающихся с увеличением диаметра трубопровода. Необходимое тяговое усилие

$$F_T = F_K + G + F_n, \quad (12)$$

где  $F_K$  – усилие, необходимое для перемещения коммуникаций;  $G$  – собственная масса транспортирующего механизма;  $F_n$  – масса приборного отсека (полезная нагрузка).

Усилия, необходимые для перемещения коммуникаций для отдельных участков трассы, можно определить по формуле

$$F_K = P_B + F_r, \quad (13)$$

где  $P_B$  – масса коммуникаций, приходящихся на вертикальные участки пути перемещения;  $F_r$  – усилия, необходимые для перемещения коммуникаций, приходящихся на горизонтальные участки пути.

В свою очередь,

$$P_B = \alpha_B L P_n; \quad (14)$$

$$F_r = \alpha_r L P_n k, \quad (15)$$

где  $\alpha_B$ ,  $\alpha_r$  – доля вертикальных и горизонтальных участков коммуникаций соответственно;  $P_n$  – масса погонного метра коммуникаций;  $k$  – коэффициент трения;  $L$  – длина контролируемого участка трубопровода.

Тяговые усилия транспортирующего механизма определяются его геометрическими параметрами и перепадом давлений в сиффоне по отношению к атмосферному. Расчет производится для случая нахождения сиффона под разрежением, так как именно этот режим ограничивает тяговые усилия (максимальный перепад давления при этом теоретически не может превышать значения 0,1 МПа, создание избыточных давлений, больших 0,1 МПа, не вызывает затруднений).

В случае нахождения сиффона под разрежением для  $F_T$  справедливо выражение

$$F_T = \frac{\pi d_3^2}{4} (P_a - P_c), \quad (16)$$

где  $d_3$  – эффективный внутренний диаметр сиффона;  $P_a$  – давление атмосферное;  $P_c$  – давление в полости сиффона.

Откуда

$$d_3 = \sqrt{\frac{4F_T}{\pi(P_a - P_c)}}. \quad (17)$$

Для обеспечения надежной работы транспортирующего механизма робота необходимо, чтобы опорные пояса обеспечивали его закрепление в трубопроводе с усилием фиксации  $F_\phi$ , равным или большим по сравнению с развиваемым тяговым усилием  $F_T$ , т.е.  $F_\phi \geq F_T$ .

Усилия фиксации в трубопроводе, в зависимости от геометрии опорного пояса, можно определить по формуле

$$F_\phi = \pi D l P k_{тр}, \quad (18)$$

где  $D$  – внутренний диаметр трубопровода;  $l$  – ширина эластичной оболочки опорного пояса;  $P$  – давление в камере опорного пояса;  $k_{тр}$  – коэффициент трения металл – резина.

Тогда

$$l \geq F_T / \pi D P k_{тр}. \quad (19)$$

Диаметр опорных поясов определяется внутренним диаметром трубопровода и требованиями к его овальности.

Расчет других параметров транспортирующего механизма выполняется из условия прохождения криволинейных участков трубопровода с минимальным радиусом кривизны. Важным вопросом обеспечения надежной работы транспортирующего механизма является определение минимальной (в целях исключения опрокидывания) и максимальной (исходя из условий прохождения гибов) высоты стаканов опорных поясов.

Минимальная высота стакана  $h_{min}$  определяется из треугольника  $ABK$ , а максимальная  $h_{max}$  – из треугольника  $COD$  (рис. 11)

$$h_{min} = \sqrt{BK^2 - AB^2}; \quad (20)$$

$$h_{max} = \sqrt{OD^2 - OC^2}. \quad (21)$$

Предельные значения  $h_{min}$  и  $h_{max}$  являются неприемлемыми. Промежуточные значения  $h$  по мере их приближения к  $h_{min}$  увеличивают проходимость механизма, но уменьшают объем приборного отсека. С увели-

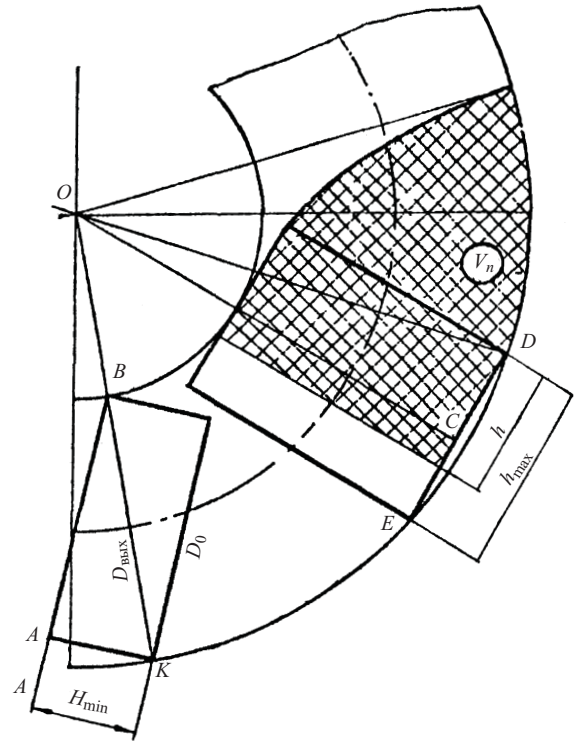


Рис. 11. Расчет геометрических параметров элементов транспортирующего механизма

чением  $h$  наблюдается обратная картина. Поэтому следует выбирать для  $h$  промежуточное значение, равное их полусумме.

Объем приборного отсека

$$V_n = V_{ц} + V_{к}, \quad (22)$$

где  $V_{ц}$  – объем цилиндрической части приборного отсека (внутри стакана);  $V_{к}$  – объем криволинейной части, определяемой из условия контакта выступающих частей контрольно-измерительного комплекса с поверхностью трубопровода при движении робота в гире.

Более подробно конструкция транспортирующего механизма приведена в [9]. Известно, что в процессе эксплуатации АЭС на внутренней поверхности трубопроводов, особенно первого контура, образуются отложения продуктов коррозии и другие мелкодисперсные налеты в виде пленки, затрудняющие или снижающие эффективность применяемых средств контроля. Манипулятор зачистки исследуемой поверхности, которым оснащен робот, предназначен для обеспечения надежности контроля состояния металла с использованием телевизионных, волоконно-оптических и ультразвуковых методов исследования внутренней поверхности трубопроводов.

Для исследования состояния внутренней поверхности трубопровода робот оснащен манипулятором волоконно-оптического или телевизионного контроля. Использование манипулятора с волоконно-оптическим каналом видеосвязи целесообразно при максимальной дальности трассы трубопровода не более 15 м. Это ограничение перемещения робота по длине обусловлено низкой разрешающей способностью волоконной оп-

тики и большими световыми потерями как по длине волоконно-оптического тракта, так и френелевскими потерями от стыкуемых единичных волоконных жгутов. В свою очередь, телевизионные системы чувствительны к температурному режиму при работе в замкнутом объеме и требуют организации теплоотвода от передающей камеры.

Главным требованием, предъявляемым к видеотракту, является создание на выходном конце достаточной для регистрирующей аппаратуры энергетической освещенности  $E$  при заданном коэффициенте увеличения. В общем случае  $E$  определяется силой света подсветки, условиями подсветки, отражательной способностью поверхности объекта, характеристиками объектива окуляра, а также пропускной способностью волоконно-оптических элементов, характеризующихся коэффициентом светопропускания волоконно-оптической системы  $\tau$ .

Для трубопроводов длиной более 15 м рекомендуется оснащать робот манипулятором телевизионного контроля, который обеспечивает передачу изображения внутренней поверхности трубопровода с плавно изменяемой кратностью увеличения (до 10) и дистанционной фокусировкой. Для повышения контрастности изображения угол подсветки объекта изменяется в пределах  $\Pi/3$ .

Телевизионная система построена на базе миниатюрной телевизионной установки МТУ-1 замкнутого типа с передачей черно-белого изображения и наблюдения его на экране телевизора. Разрешающая способность не менее 400 линий по таблице 0249. Программный блок управления позволяет проводить автоматический 100%-ный контроль исследуемой поверхности с регистрацией изображения на видеомагнитофоне.

Для обнаружения межкристаллитной коррозии и поверхностных дефектов робот оснащен манипулятором ультразвукового контроля. Для повышения акустической связи в манипуляторе применяется ультразвуковое устройство, оснащенное специальной системой впрыскивающих и отсасывающих каналов, расположенных по периферии зоны ввода ультразвуковых волн в исследуемый материал и обеспечивающих постоянную жидкостную пленку в месте контакта. Система автоматики осуществляет поэтапное подключение каналов к вакуумному или нагнетающему гидротракту в зависимости от профиля детали и состояния акустической связи.

Для автоматического программного и ручного управления робот снабжен пультом управления.

Пульт управления состоит из:

устройства аварийного управления, предусмотренного на случай отключения робота при наезде на препятствие;

блока управления дистанционными, программными и ручными режимами работы робота;

системы блокировок включения режимов “вперед” и “назад” при подведенном в зону исследования манипулятором ультразвукового контроля;

блока управления манипулятором УЗК, предназначенного для программного подвода и отвода датчиков УЗК с индикацией состояния акустического контакта на передней панели пульта управления;

блока управления волоконно-оптическим или телевизионным манипуляторами (производит автоматическую или дистанционную фокусировку объектива на объект исследования, обеспечивает плавное сканирование манипулятора, регулирует угол подсветки);

поисковой системы координат, обеспечивающей определение координат исследуемого участка по дальности и углу поворота, управление скоростью и направлением вращения манипуляторов волоконно-оптической, телевизионной и ультразвуковой системы при сканировании обследуемого участка.

Пульт управления выполнен на дискретных полупроводниковых элементах и электромагнитных реле.

Основные технические данные робота для ДУ-500 приведены далее.

Скорость перемещения в трубопроводе, м/с	$4 \cdot 10^{-3}$
Габариты, м	
диаметр	0,475
длина	0,857 – 1,103
Тяговые усилия, кН	35
Тип манипулятора	Ультразвуковой, волоконно-оптический, телевизионный – любой, в зависимости от назначения контроля
Привод транспортирующего манипулятора	Пневматический электрический
Масса, кг	120

На рис. 12 показан один из вариантов робота, предназначенного для комплексной дистанционной диагностики трубопроводов АЭС, а также для проведения зачистки исследуемых зон внутренней поверхности трубопровода. Для выборки дефектных участков робот дополнительно оснащен специальным и пневмоимпульсным устройством, показанным на рис. 13.

Пневмоимпульсное устройство имеет полый корпус 1, выхлопную трубу 2, торец 3 которой расположен внутри корпуса 1, цилиндр 4, диаметр которого больше диаметра выхлопной трубы 2. Цилиндр 4 и труба 2 размещены соосно. В цилиндре 4 размещен с возможностью возвратно-поступательного перемещения поршень 5. В стенке цилиндра 4 имеются отверстия 6 для сообщения его полости с полостью корпуса. Полость цилиндра 4 может быть сообщена либо с системой подачи рабочего агента (сжатого воздуха), либо с атмосферой посредством распределителя 7. Отверстия 6 перекрыты обратными клапанами 8 таким образом, что они исключают переток рабочего агента из полости корпуса в полость цилиндра, а поршень 5 прижат к торцу выхлопной трубы 3 с помощью пружины 9.

Пневмоимпульсное устройство работает следующим образом. Выхлопную трубу 2 направляют на очищаемую поверхность либо вводят в очищаемый резервуар. Посредством распределителя 7 сообщают полость цилиндра 4 с системой подачи сжатого воздуха. В начальный момент времени поршень 5 прижат к торцу 3 выхлопной трубы 2 пружины 9 с заданным усилием  $F_{\text{пр}}^0$ , которое выбирают исходя из условий работы устройства. Воздух через полость цилиндра 4 и через обратные клапаны 8, установленные в отверстиях 6, подают в полость корпуса 1. По мере роста давления в

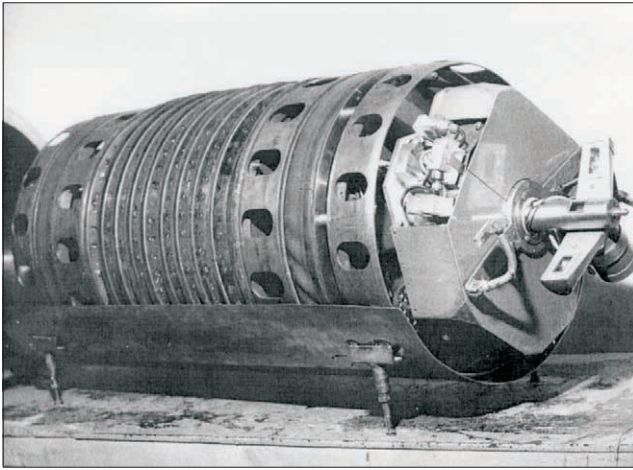


Рис. 12. Робот для комплексной дистанционной диагностики и ремонта трубопроводов АЭС

полостях цилиндра 4 и корпуса 1 (которые отличаются друг от друга пренебрежимо малую величину перепада давления обратного клапана в прямом направлении) усилие прижатия  $F$  поршня 5 к торцу 3 возрастает и при достижении в полости корпуса 1 рабочего давления  $P_o$  равно

$$F = F_{пр}^o + \frac{\pi d^2}{4} P_o,$$

где  $d$  – диаметр выхлопной трубы 2;  $F_{пр}^o$  – усилие в начальный момент времени.

После достижения в полости корпуса 1 давления  $P_o$  распределитель 7 соединяет полость цилиндра 4 с атмосферой. В этот момент на поршень 5 действует сила, направленная на чертеже справа налево и равная

$$F = \frac{\pi(D^2 - d^2)}{4} P_o - F_{пр}^o. \quad (23)$$

Если выполняется условие  $F > 0$ , то поршень 5 смещается влево. Усилие эквивалентно условию

$$P_o > 4F_{пр}^o / \pi(D^2 - d^2), \quad (24)$$

где  $D$  – диаметр цилиндра 4.

Если условие формулы (24) выполнено, поршень 5 несколько смещается влево и сила, действующая на него скачком, увеличивается до значения

$$F = \frac{\pi D^2}{4} P_o - F_{пр}^o. \quad (25)$$

При этом смещение поршня влево достигает значения

$$\Delta l = \frac{l}{k} \left( \frac{\pi D^2}{4} P_o - F_{пр}^o \right), \quad (26)$$

где  $\Delta l$  – смещение поршня 5 относительно торца 3 выхлопной трубы 2;  $k$  – жесткость пружины.

Воздух из корпуса 1 через выхлопную трубу 2 выбрасывается на очищаемое изделие, при этом давление

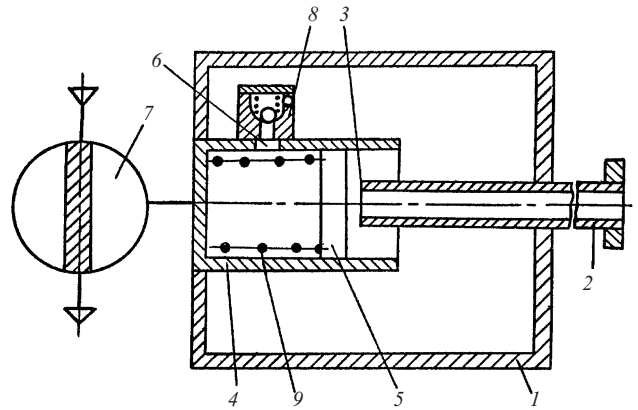


Рис. 13. Пневмоимпульсное устройство для зачистки (ремонта) дефектных участков трубопроводов

в корпусе 1 уменьшается от значения  $P_o$ , до некоторого конечного значения  $P_k$ , определяемого из выражения

$$\frac{\pi D^2}{4} P_k = F_{пр}^o. \quad (27)$$

Откуда

$$P_k = \frac{4F_{пр}^o}{\pi D^2}. \quad (28)$$

При этом значении давления происходит касание поршня 5, торца 3 выхлопной трубы 2 и скачком возрастает усилие, действующее на поршень слева

$$F = F_{пр}^o - \frac{\pi(D^2 - d^2)}{4} P_k. \quad (29)$$

Поршень 5 оказывается надежно прижатым к торцу 3 и выброс воздуха из полости корпуса 1 прекращается.

Распределитель 7 снова сообщает полость цилиндра 4 с системой подачи сжатого воздуха. После этого цикл повторяется.

Давление в полости корпуса изменяется в пределах каждого цикла от  $P_o$  до  $P_k$ . Расчет параметров устройства производится исходя из условий работы устройства, степени загрязнения поверхности изделия; быстродействия задаются значениями  $d$ ,  $P_k$  и  $P_o$ . Подставляя в уравнение (24) значение для  $F_{пр}^o$  из уравнения (27) и заменяя знак неравенства знаком равенства, определяют минимальное значение  $D$

$$D_{мин} = d \sqrt{\frac{P_o}{P_o - P_k}}. \quad (30)$$

Задавшись коэффициентом превышения  $d > 1$  значения  $D$  по сравнению с  $D_{мин}$

$$D = \alpha D_{мин}, \quad (31)$$

определяют из (27)

$$F_{P_k} = \frac{\pi d^2 \alpha^2 P_o P_k}{4(P_o - P_k)}, \quad (32)$$

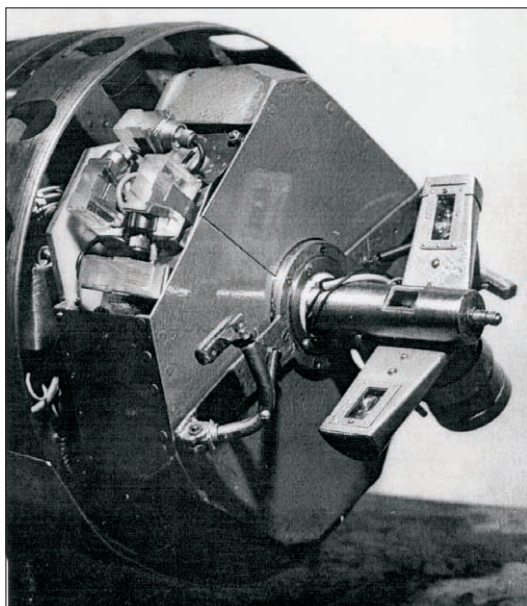


Рис. 14. Вариант сканирующей системы робота и зачистного устройства

где  $\alpha$  – показатель степени загрязнения защищаемой поверхности ( $\alpha > 1$ ).

Приведенный вариант зачистного устройства обеспечивает повышение надежности и эффективности работы, приводит к уменьшению энергетических затрат и к дополнительному экономическому эффекту за счет ускорения процесса очистки и сокращения перекачиваемого в полость корпуса количества воздуха при каждом цикле.

Пневмоимпульсное устройство монтируется на вал электродвигателя сканирующей системы робота, который снабжен регулятором числа вращения оборотов в зависимости от вида дефекта, его протяженности и др.

На рис. 14 показан вариант сканирующей системы робота и зачистного устройства, которое может быть использовано для зачистки исследуемой поверхности и для выборки дефектных зон.

## Выводы

1. Энергооборудование, эксплуатируемое в условиях выработки физического ресурса, подвержено влиянию множества факторов конструкционного, технологического и временного порядков, приводящих к снижению их работоспособности. Причем, временные характеристики энергооборудования, как правило, зависят как от исходного состояния металла, так и условий длительной эксплуатации, влияние которой на макро-, микро- и мезоуровнях предсказать сегодня не представляется возможным по ряду серьезных причин, характеризующихся как несовершенством используемых методов диагностики металла, так и недостаточным пониманием механизмов повреждаемости и недостаточным знанием зон их проявления.

2. В настоящей работе сформулированы основные синергетические принципы, использование которых

позволяет лучше понять механизмы повреждаемости, определить зоны возможного их возникновения, разработать новые оценочные характеристики металла, по которым можно определить степень истощения рабочего ресурса без проведения дополнительных испытаний.

3. Разработаны и опробованы в условиях некоторых электростанций ОЭССК Южэнерго методы и средства оперативного и базового контроля и диагностики параметров фрактальных кластеров, по результатам которых представилось возможным создать обобщающую бифуркационную модель деформационной усталости металла применительно к паропроводной стали 12Х1МФ с численными показателями эффективного коэффициента Пуассона по различным зонам разрушения паропроводов.

4. Разработан и опробован модульный принцип создания многоцелевых диагностических комплексов, позволяющих совместить операции подготовки исследуемой поверхности, диагностики состояния оборудования и выборки дефектных зон в одном контрольно-измерительном и ремонтно-способном варианте.

5. Усовершенствованы конструкции установок для диагностического контроля внутренней поверхности патрубков корпуса ядерного реактора и дистанционного контроля внутренней поверхности главных циркуляционных трубопроводов АЭС, что позволило расширить их функциональные возможности и повысить достоверность и качество измеряемых параметров.

## Список литературы

1. *Новые аспекты в теории и практике надежности энергооборудования ТЭС, вырабатывающего физический ресурс* / Канцдалов В. Г., Берлявский Г. П., Злепко В. Ф. и др. – Электрические станции, 2000, № 3.
2. *Физическая мезомеханика и компьютерное конструирование материалов* / Под ред. Панина В. Е. Новосибирск: Наука, 1995.
3. *Индивидуальный оперативный контроль и диагностика металла паропроводов ТЭС, выработавших парковый ресурс* / Канцдалов В. Г., Злепко В. Ф., Берлявский Г. П. и др. – Электрические станции, 1996, № 4.
4. *Гриняев Ю. В., Чертова Н. В.* Полевая теория дефектов. Часть I. – Физическая мезомеханика, 2000, т. 3, № 5.
5. *Канцдалов В. Г., Берлявский Г. П., Гусев В. В.* Комплексная система оперативного ультразвукового контроля и диагностики энергооборудования. – Электрические станции, 1998, № 3.
6. *Иванов В. С.* Синергетика. Прочность и разрушение металлических материалов. М.: Наука, 1992.
7. *Непрерывный ультразвуковой автоматизированный контроль и диагностика работающего тепломеханического оборудования* / Канцдалов В. Г., Берлявский Г. П., Злепко В. Ф. и др. – Электрические станции, 1995, № 7.
8. *Канцдалов В. Г., Самойленко В. П., Топорков А. Т.* Дистанционный контроль корпуса ядерного реактора. – Атомная энергия, 1987, т. 63.
9. *Канцдалов В. Г., Самойленко В. П., Самойленко П. Б.* Установка для дефектоскопии внутренней поверхности трубопроводов АЭС. – Атомная энергия, 1987, т. 53.

## Опыт внедрения и эксплуатации рыбозащитного устройства Владимирской ТЭЦ

Мергенов В. В., Шульгин В. Д., Коротовских А. И., инженеры

### Владимирская ТЭЦ – НПП “Гидроэкология”

В современной отечественной практике накоплен весьма значительный опыт разработки и использования различных типов рыбозащитных устройств (РЗУ). Одним из наиболее перспективных методов, обеспечивающих защиту и отведение молоди рыб от водозаборных сооружений различной производительности, является использование различных, непроницаемых для рыб, фильтрующих преград, экранов и др.

В настоящее время наиболее распространены технические решения и конструкции РЗУ, имеющие основными рабочими элементами объемные фильтрующие кассеты.

Водозаборное сооружение БНС первого подъема Владимирской ТЭЦ имеет подводящий канал и береговую насосную станцию (БНС). Длина канала 95 м со средними глубинами 2 м, у водозаборных окон 4 м. Откосы у насосной станции закреплены железобетонными плитами. Береговая насосная станция совмещенного типа. В насосной установлены четыре насоса типа ОП6-87 производительностью 8500 м<sup>3</sup>/ч (1,81 – 2,36 м<sup>3</sup>/с) каждый.

Рыбозащитное устройство представляет собой фильтрующую стенку в виде рамной конструкции, установленную перед существующим водоприемником. Фильтрующие кассеты закладывают в два ряда. Размеры кассет 3,0 × 1,7 м, толщина 0,16 м. Наполнитель кассет – керамзит фракций 25 – 30 мм. Для профилактического осмотра и очистки кассеты поднимают электрической талью грузоподъемностью 1 т.

В самые критические периоды межени конструкция РЗУ обеспечивает подходную скорость 0,034 м/с, что удовлетворяет требованиям рыбозащиты.

Рыбозащитное сооружение водозабора Владимирской ТЭЦ работает с 1998 г. В соответствии с нормативным документом “Инструкция о порядке осуществления контроля за эффективностью рыбозащитных устройств и проведения наблюдений за гибелью рыбы на водозаборных сооружениях” № 846 от 27/IV 1995 г. и природоохранными требованиями рыбозащитное устройство считается принятым в промышленную эксплуатацию только после проведения двухгодичных на-

блюдений и испытаний по определению рыбозащитной эффективности и доводке ее до нормативной. Рабочие испытания РЗУ БНС первого подъема Владимирской ТЭЦ и определение рыбозащитной эффективности проводились после окончания монтажа и пусконаладочных работ в период с ноября 1999 по ноябрь 2000 г. при участии и контроле госинспекции рыбоохраны (г. Владимир) БУ “Центррыбвод”.

Гидравлико-биологические изыскания включали периодически повторяющиеся в течение сезона суточные наблюдения и отловы молоди рыб в подводящем канале БНС и р. Клязьме перед (до) РЗУ, а также отловы рыб после фронта фильтрующих кассет (после) РЗУ. Схемы применяемых орудий лова показаны на рис. 1, 2.

В качестве орудий лова использовались подъемка размерами 1,0 × 1,0 м и стандартные мелкочейстые ловушки длиной фильтрующего полотна 2,6 м, размерами устья 0,4 × 0,5 м (площадь входного окна 0,2 м<sup>2</sup>). Куток каждой применяемой ловушки оборудовался съемным ихтиологическим стаканом – пробоотборником. Отловы рыб до и после РЗУ в течение суточных съемок производились через каждые 2 ч. По результатам отловов рыб и объемов промывных расходов рассчитывались концентрации молоди рыб до и после РЗУ.

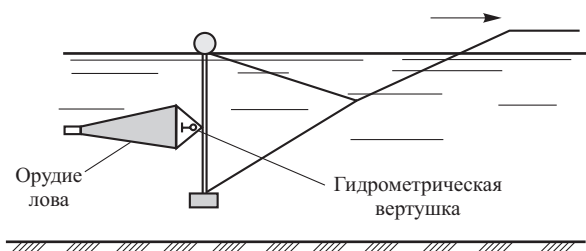


Рис. 1. Схема устройства траления с одной ловушкой при облове горизонта поверхность-толща

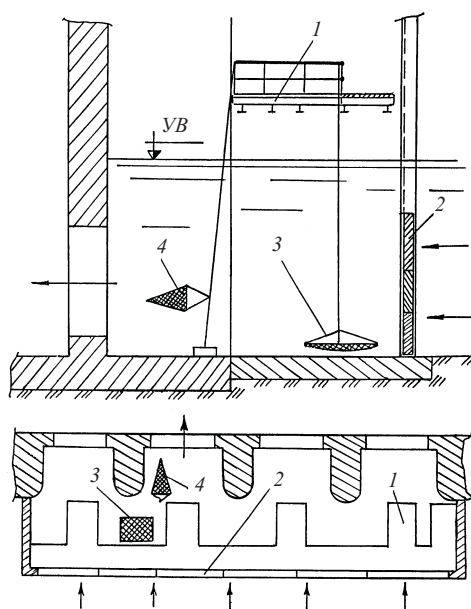


Рис. 2. Схема установки орудий лова:

1 – пешеходные мостки – смотровая площадка; 2 – фильтрующие кассеты; 3 – подъемка; 4 – конусная ловушка

Режим работы	Дата проведения работ	Количество отловленной молодежи, экз.	Число проб, шт.	Объемы профильтрованной воды, м <sup>3</sup>	Среднее количество рыб в пробе, экз.	Усредненное значение концентрации рыб, экз/м <sup>3</sup>	Показатель эффективности РЗУ, %
Подводящий канал ТЭЦ, р. Клязьма перед РЗУ	1999 г.:						
	3 – 4 ноября	2	10	79,2	0,20	0,025	
	декабрь*					0,001	
	2000 г.:						
	январь					0,002	
	февраль					0,0005	
	март					0,0005	
	апрель					0,006	
	31 мая – 1 июня	226	23	147,6	9,83	1,53	
	23 – 24 июня	257	51	277,1	5,04	0,93	
	28 – 29 июля	139	24	155,5	5,79	0,89	
	13 – 14 сентября	37	24	155,5	1,54	0,23	
	16 – 17 ноября	5	12	80,64	0,42	0,062	
	Всего	666	144	895,58			
		Усредненное значение			4,63	0,744	
Аванкамера БНС первого подъема после фильтрующих кассет	1999 г.:						
	3 – 4 ноября	30	0	1510,0	0	0	100
	декабрь	36	0	1824,0	0	0	100
	2000 г.:						
	январь	36	0	1908,0	0	0	100
	февраль	36	0	1810,0	0	0	100
	март	48	4	3582,0	0,08	0,001	80,0
	апрель**						
	31 мая – 1 июня	36	6	1804,8	0,16	0,003	99,80
	23 – 24 июня	48	12	1861,2	0,25	0,01	98,92
	28 – 29 июля	48	6	1864,8	0,13	0,003	99,66
	13 – 14 сентября	48	7	1857,6	0,15	0,004	98,26
	16 – 17 ноября	36	5	1821,6	0,13	0,003	95,16
	Всего	402	40	19839,0			
		Усредненное значение			0,09	0,002	99,73

\* Концентрации молодежи рыб в р. Клязьме по зимнему периоду работ брались из фондовых материалов управления “Центррыбвод” и др.

\*\* В апреле 2000 г. в результате паводка и высоких уровней воды в реке мостик был затоплен и лов после фильтрующих кассет не проводился.

Основным критерием эффективной работы РЗУ был анализ показателя рыбозащитной эффективности (в процентах), который велся по методике Центрального управления по рыбохозяйственной экспертизе и нормативам по охране и воспроизводству рыбных запасов (ЦУРЭН) Главрыбвода методом сравнения концентраций рыб до и после РЗУ по формуле

$$\mathcal{E}_{\text{РЗУ}} = 100 \frac{C - C_1}{C} B,$$

где  $C$  и  $C_1$  – концентрации рыб в зоне влияния водозаборного сооружения в реке до (перед) и в ковше БНС (после) РЗУ, экз/м<sup>3</sup>;  $B$  – коэффициент выживаемости отведенной молодежи рыб.

Проведенными многолетними ихтиологическими изысканиями было выявлено, что у водозабора Владимирской ТЭЦ в весенне-летний период с середины мая по июль включительно скапливается значительное количество ранней молодежи и личинок рыб, главным образом, карповых и окуневых видов – плотвы, леща, окуня, уклей, язя, голавля, размерами от 6–10 до 35–40 мм. В период массовых покатных миграций концентрации покатников у водозабора доходили до 0,5–1,6 экз/м<sup>3</sup> днем и 1,0–3,8 экз/м<sup>3</sup> в темное время суток. С конца лета в августе – сентябре численность подрощенной молодежи в подводящем канале уменьшалась, молодь рыб перемещалась в русло р. Клязьмы. В период ледостава концентрации рыб у водозабора были



минимальными и составляли  $0,025 - 0,0005$  экз/м<sup>3</sup>. Сезонная динамика присутствия молоди рыб у водозаборного сооружения ТЭЦ показана на рис. 3.

Всего за весь период натурных исследований у водозабора и в р. Клязьме до и после РЗУ было проведено соответственно 144 и 402 отлова рыб, собрано 144 и 402 пробы. При этом было отловлено 666 и 40 экземпляров разноразмерной молоди рыб. Промывные расходы составили 895,58 и 19839,0 м<sup>3</sup>.

Расчеты показателя рыбозащитной эффективности РЗУ, проведенные по месяцам (от 80 до 100%, в среднем 99,73%), выявили, что фильтрующие каскеты работают достаточно эффективно и эффективность рыбозащиты значительно превышает требуемые и рекомендованные СНиП 2.06.07-87 (70%). Ранней молоди и личинок рыб размерами до 15 мм после фильтрующих каскетов обнаружено не было. Основные результаты рабочих испытаний рыбозащитной способности, эксплуатационных свойств, а также расчетов показателя эффективности рыбозащиты приведены в таблице.

Рыбозащитное устройство в течение всего контрольного периода рабочих испытаний с ноября 1999 по ноябрь 2000 г. было надежно в эксплуатации, обеспечивало пропуск необходимых для технологических нужд объемов воды. Рыбозащитная эффективность РЗУ была высокой и стабильной в различных гидрологических условиях р. Клязьмы (паводки, ледостав, динамика уровней) и при различных концентрациях и распределении молоди рыб у водозабора станции.

Анализ работы системы отпугивания рыб (РОС) показывает, что за счет работы гидравлических струеформирователей создаются устойчивые токи воды ( $v = 0,5 \div 0,6$  м/с), омывающие фронт фильтрующих каскетов и выносящие молодь рыб, водоросли, мусор и другое от каскетов в сторону и в центр ковша. Вместе с тем, учитывая высокую рыбозащитную эффективность РЗУ в течение всего периода наблюдений, в целом целесообразно ограничить период эксплуатации РОС периодом массовых покатных миграций молоди рыб в р. Клязьме и включать систему РОС с середины мая по середину июля в сумеречно-ночное время суток с 22 : 00 до 4 : 00 ч.

Оценивая эффективность работы рыбозащитного устройства БНС первого подъема Владимирской ТЭЦ, отметим, что высокие рыбозащитные способности и

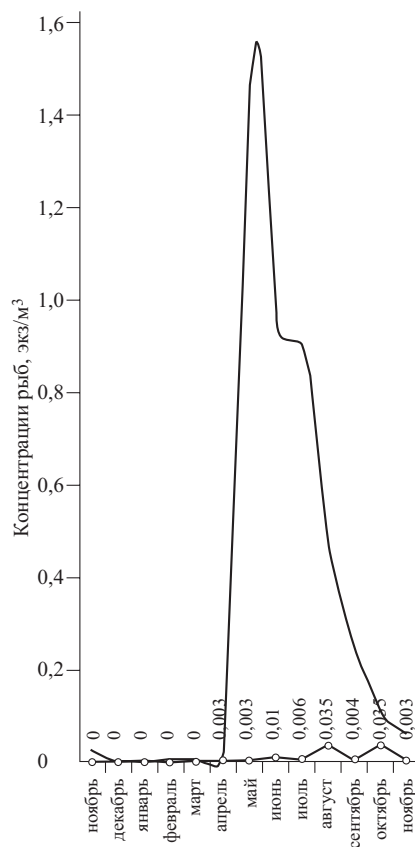


Рис. 3. Динамика концентрации рыб у водозабора Владимирской ТЭЦ перед (—) и после (—o—) РЗУ

качество РЗУ данного фильтрующего типа свидетельствуют о правильно рассчитанных и заложенных в техническом решении и технической документации параметрах устройства (подходные скорости, фильтрующая способность, размеры каскетов, наполнителя и др.), соответствующих требованиям строительных норм и правил.

Немаловажным является то, что посредством усилий технического персонала ТЭЦ, водолазной организации, предприятия «Гидроэкология» и представителей госинспекции рыбоохраны в результате пусконаладочных работ и доводки РЗУ было достигнуто хорошее техническое состояние и исправность устройства.

# Минеральная часть топлива, шлакование, загрязнение и очистка котлов<sup>1</sup>

Подборка публикуемых в этом подразделе статей основана на материалах третьей научно-практической конференции, проведенной УралВТИ в Челябинске.

## Влияние схем сжигания и режимов на шлакование. Трехступенчатое сжигание

Алехнович А. Н., доктор техн. наук., Богомолов В. В., канд. техн. наук

### УралВТИ – Уральская теплотехническая лаборатория

Эффективным методом снижения выбросов оксидов азота является применение трехступенчатой схемы сжигания топлива (схема с восстановлением оксидов азота или “ребенинг”, reburning). Сущность схемы заключается в сжигании основной части топлива с избытками воздуха выше стехиометрического, например,  $\alpha = 1,05$  и организации после практически полного завершения выгорания топлива зоны восстановления. Зона восстановления образуется за счет подачи в нее топлива восстановителя при избытке воздуха в зоне  $\alpha = 0,9 \div 1,0$ . Третья ступень – зона дожигания организуется путем подачи в конец зоны восстановления избыточного третичного воздуха. По результатам исследований сжигания высокорекреационных углей в стендовых условиях применение такой схемы позволяет снизить выбросы оксидов азота до 60% [1]. На котлах из-за неравномерности смешения потоков восстановителя и окислителя с продуктами сгорания эффективность снижения  $\text{NO}_x$  получена 40 – 50%.

Априори, создание восстановительной зоны неблагоприятно с позиций шлакования поверхностей котла. Однако внедрение схемы трехступенчатого сжигания на котлах, за исключением единичных случаев неопти-

мального конструктивного решения, не столкнулось с проблемой усиления шлакования. Более того, на ряде котлов отмечено улучшение ситуации по шлакованию экранов и пароперегревателя.

Известно, что ситуация по шлакованию определяется как характеристикой газового потока с частицами летучей золы (температура, тепловые потоки, газодинамика), так и шлакующими свойствами частиц летучей золы. По аналогии с работой котла при низких избытках воздуха и по результатам выполненных в УралВТИ исследований можно констатировать, что прохождение летучей золы через зону восстановления усиливает ее шлакующие свойства, правда, в разной мере для разных углей. Исследования также показали, что последующее прохождение золы через зону дожигания с высокими избытками воздуха не в полной мере “ликвидирует” усиление шлакующих свойств [2]. Изложенное указывает, что при внедрении трехступенчатого сжигания благоприятные изменения характеристик газового потока оказываются “весомее” усиления шлакующих свойств либо, что изменения шлакующих свойств не существенны.

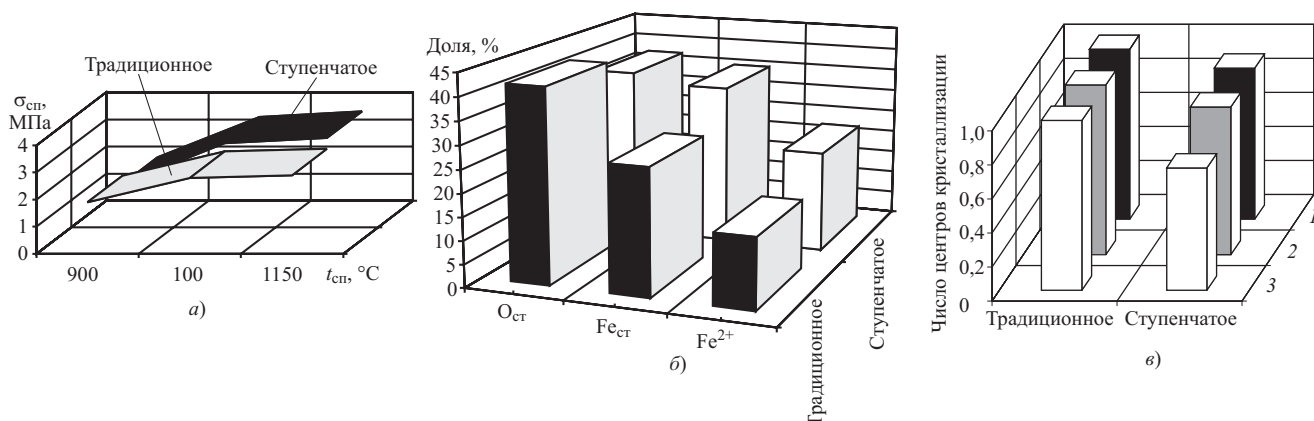


Рис. 1. Прочность при спекании уносов (а); окисленность железа в стекловидной фазе уноса  $\text{O}_{\text{ст}}$ , доля железа в стекле  $\text{Fe}_{\text{ст}}$  и доля двухвалентного железа в стекле  $\text{Fe}^{2+}$  (б); относительное число центров кристаллизации в стекловидной фазе уноса в зависимости от схемы сжигания (в):

а – экибастузский уголь, котел ПК-14; б – экибастузский уголь, котел ПК-14 ВТ ГРЭС; в: 1 – кузнецкий, стэнд; 2 – экибастузский, ПК-14; 3 – азейский ПК-24

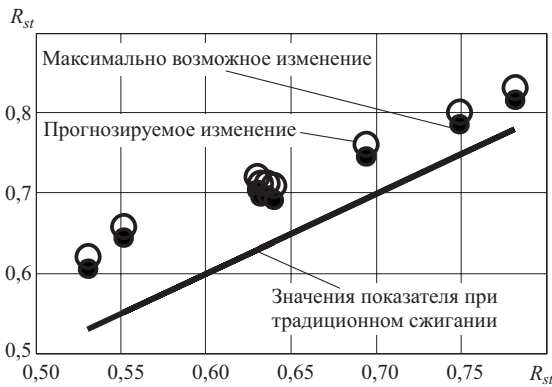


Рис. 2. Прогнозируемое изменение показателя  $R_{st}$  (склонности к шлакованию топки) при ступенчатом сжигании сизеских углей

**Экспериментальное и расчетное изменение шлакующих свойств.** К настоящему времени имеются лишь упомянутые ранее исследования изменения шлакующих свойств при применении трехступенчатого сжигания, выполненные УралВТИ на котлах и огневых стендах. Некоторые из полученных результатов показаны на рис. 1.

Приведенная в [2] совокупность результатов исследований при некоторых частных противоречиях однозначно указывает на возможность усиления шлакующих свойств золы при переходе на ступенчатое сжигание как в топочной камере, так и на выходе из нее. По крайней мере, для некоторых углей (с высоким содержанием в минеральной части компонентов кислого состава) это проявляется в снижении температуры начала шлакования  $t_{шл}$ , росте интенсивности шлакования и прочности образующихся отложений (спекаемости летучей золы, рис. 1, а). По аналогии с ситуацией, изученной при низких избытках воздуха, также возможно усиление образования прочных первичных (железистых) отложений.

Экспериментально обоснованы следующие механизмы изменения шлакующих свойств:

- увеличение (из-за низких избытков воздуха или восстановительной среды в зоне основных горелок) доли двухвалентного железа в расплаве, которое для углей с кислым составом золы является плавнем. Повышенное отношение  $Fe^{2+}/Fe^{3+}$  измерено и на выходе из топки после прохождения частичками золы зоны дожигания с повышенными избытками воздуха (рис. 1, б) из-за медленного окисления  $Fe^{2+}$  в  $Fe^{3+}$ ;

- уменьшение степени выгорания пирита по длине факела;

- образование более гомогенных расплавов золы (расплавов с меньшим числом центров кристаллизации, рис. 1, в) и повышение доли расплавленной золы (стекловидной фазы в охлажденной пробе).

По-видимому, к настоящему времени выявлены не все механизмы, ответственные за усиление шлакующих свойств, и не все, известные из них в данное время, можно оценить. На этом этапе учитывается изменение степени окисленности железа в расплаве и выгорания пирита, но учет влияния этих факторов делается с запасом, чтобы компенсировать неучтенные.

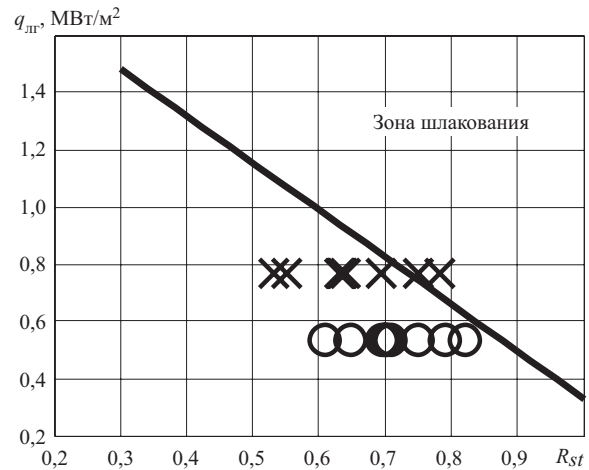


Рис. 3. Результаты расчетного анализа соотношений теплового напряжения зоны активного горения котла ОР-210 и шлакующих свойств сжигаемых в нем углей при традиционном и трехступенчатом сжигании:

x – традиционный котел; o – котел с “reburning”

Степень окисленности железа в стекловидной фазе летучей золы при традиционной схеме сжигания углей исследована в УралВТИ при помощи мессбауэровской спектроскопии. На базе этих данных предложена эмпирическая зависимость для оценки отношения  $Fe^{2+}/Fe^{3+}$  от химического состава золы [3]. Изменение окислительно-восстановительных отношений железа в стеклофазе летучей золы в зависимости от избытка воздуха измерено для четырех марок углей: экибастузский, бурые КНДР, кузнецкий и донецкий марки Г. Оказалось, что при снижении избытка воздуха доля  $Fe^{2+}$  во всех случаях возрастает, но темп роста зависит от исходной степени окисленности железа.

Для оценки влияния ступенчатого сжигания на изменение  $t_{шл}$  и показателя склонности к шлакованию топки  $R_{st}$  предложено принимать расчетную долю  $Fe^{2+}$  такую же, как при работе с низкими избытками воздуха. Принятие одинакового влияния ступенчатого сжигания и низких избытков воздуха дает определенный запас при прогнозировании. Дополнительно анализ выполняется для варианта сохранения всего железа в расплаве в виде  $Fe^{2+}$ , т.е. максимально возможного влияния этого фактора (реально такая ситуация наблюдалась лишь для летучей золы экибастузского угля из зоны горения с восстановительной средой).

Для оценки влияния степени окисленности железа на шлакующие свойства предложены показатели, по сути, совпадающие с используемыми в методике УралВТИ – Уральской теплотехнической лаборатории, но отличающиеся от них более общей формой выражения соотношения кислых ( $\Sigma K = SiO_2 + Al_2O_3 + TiO_2$ ) и основных ( $\Sigma O = CaO + MgO + K_2O + Na_2O$ ) оксидов. Например, температура начала шлакования углей с кислым составом оценивается как

$$t_{шл} = 925 + 6,91(\Sigma K + Fe_2O_3 \cdot Fe^{3+}) / (\Sigma O + Fe_2O_3 \cdot Fe^{2+}), \quad (1)$$

где  $Fe^{3+}$  и  $Fe^{2+}$  – доля трех- и двухвалентного железа в стеклофазе уноса.

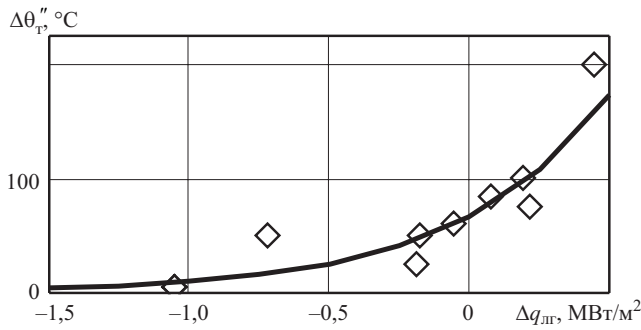


Рис. 4. Разница фактических и расчетных температур на выходе из топки в зависимости от превышения  $q_{лг}$  допустимых по условиям шлакования значений

**Выгорание пирита.** При организации ступенчатого сжигания возможно затягивание выгорания пирита, что наблюдалось в некоторых из выполненных в УралВТИ опытов. При наличии экспериментальных данных о доле пиритного железа в летучей золе (железа в составе невыгоревшего пирита и пирротина) влияние этого фактора на шлакующие свойства предложено учитывать путем условного увеличения содержания пиритного железа (серы) в исходном угле (в процентах)

$$(S_p^{daf})_{ступенч} = S_p^{daf} + \Delta S_p, \quad (2)$$

где  $\Delta S_p$  – пересчитанная на серу разница содержания пиритного железа в летучей золе при ступенчатом и традиционном сжигании. При отсутствии таких данных на этапе до разработки инженерной методики расчета кинетики выгорания пирита в топочном процессе (по отдельным несистематическим результатам)  $\Delta S_p = 0,14 S_p^{daf}$ .

**Температура горения.** В последних разработках по прогнозированию шлакующих свойств углей в качестве одного из основных показателей, определяющих склонность угля к шлакованию экранов, принят индекс  $P_{ct}$ . По физической сути индекс  $P_{ct}$  представляет собой нормированное значение разности  $\vartheta_{гор} - t_{шл}$ . Значение температуры горения для сравнительной оценки углей принято  $\vartheta_{гор} = 0,82 \vartheta^a$ , и различие схем организации сжигания дополнительно учитывается различием адиабатической температуры горения  $\vartheta^a$  в показателях  $P_{fe}$  и  $P_{ct}$ .

Результаты анализа изменения шлакующих свойств при переходе к ступенчатому сжиганию на примере показателя склонности к шлакованию топки  $R_{st} = 0,707(P_{ct}^{2+} + P_{fe}^2)^{0,5}$  показаны на рис. 2.

**Изменение характеристик газового потока.**  
**Шлакование топки.** С позиций шлакования топки благоприятным фактором при внедрении трехступенчатого сжигания является существенное (на 15 ÷ 20%) снижение подаваемого в основные горелки топлива. В большинстве случаев это компенсирует или превосходит влияние усиления шлакующих свойств золы и роста адиабатической температуры в зоне горения. В качестве примера на рис. 3 показано соотношение теплового напряжения зоны горения  $q_{лг}$  и шлакующих свойств

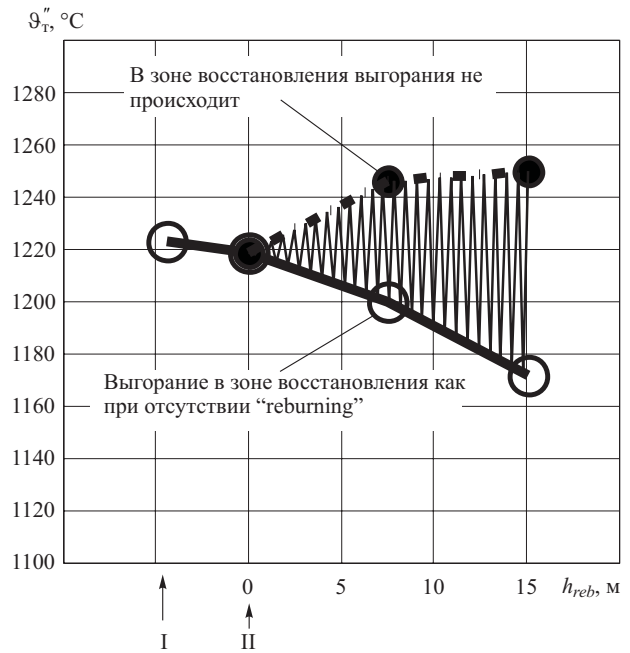


Рис. 5. Зависимость расчетных по зональному методу ВТИ значений температуры газов на выходе из топки котла П-57 при сжигании кузнецкого угля марки ДГ от высоты зоны восстановления:

I – исходный вариант с двумя ярусами горелок; II – три яруса горелок с подачей в верхний ярус 20% топлива и 30% воздуха

для реконструированного по проекту ЗиО котла типа ОР-210. Видно, что, несмотря на ухудшение шлакующих свойств летучей золы в реконструированном котле, прогнозируется улучшение ситуации по условиям шлакования топки. Похожий результат получен и при анализе допустимых тепловых напряжений сечения топки  $q_F$  и пояса “горелки нижнего яруса – начало холодной воронки”  $q_{г-хв}$ .

**Температура на выходе из топки.** Очевидно, что в силу усиления шлакующих свойств летучей золы допустимая по условиям шлакования средняя расчетная температура газов на выходе из топки для некоторых углей должна приниматься ниже, чем рекомендуемая при традиционном сжигании.

Фактическая температура на выходе из топки при внедрении ступенчатого сжигания зависит от изменения тепловой эффективности экранов (теплового сопротивления загрязнений), распределения и выгорания топлива по высоте топки, от влияния подачи воздуха (и в некоторых схемах дымовых газов) выше ядра горения (эффект верхней рециркуляции).

Для сильно шлакующихся топок определяющим может быть уменьшение шлакования зоны горения и связанное с этим повышение тепловой эффективности экранов. На рис. 4, заимствованном из более ранних разработок [3], показана разница фактических и расчетных (по нормам 1973 г. [4]) при нормативном коэффициенте тепловой эффективности  $\psi_{ср}$  значений  $\vartheta''_T$  в зависимости от превышения теплового напряжения зоны горения  $q_{лг}$  значений, рекомендуемых УралВТИ по условиям шлакования. Очевидно, что более обоснованно использовать непосредственно зависимость  $\psi_{ср}$

от шлакующих свойств угля и характеристик топки, однако подобные зависимости до настоящего времени не разработаны.

При неизменном коэффициенте тепловой эффективности экранов  $\psi_{\text{ср}}$  расчетное значение  $\vartheta''_{\text{T}}$  по нормативному методу [5] при трехступенчатом сжигании по сравнению с традиционной схемой возрастает. Такой же результат получен и при расчете котла блока 630 МВт в Великобритании, что связывается с более высоким средним расположением ввода топлива [1]. Результаты расчета по зональному методу ВТИ [6, 7] зависят от высоты зоны восстановления и выбора степени выгорания угля в ней (рис. 5).

Для достоверного эмпирического выбора степени выгорания топлива в зоне восстановления в настоящее время нет экспериментальных данных по котлам. Рассмотрены два предельных расчетных случая: в зоне восстановления не происходит выгорания угля и кинетика выгорания при трехступенчатой схеме не изменяется. В первом случае расчетная температура  $\vartheta''_{\text{T}}$  возрастает тем больше, чем больше зона восстановления. Если изменение выгорания не учитывается, определяющим выступает “эффект рециркуляции” и температура  $\vartheta''_{\text{T}}$  снижается по мере увеличения высоты зоны восстановления (повышения отметки ввода третичного воздуха). Логично полагать, что фактическое изменение температуры на выходе из топки в зависимости от положения ввода топлива и третичного воздуха велико и определяющим фактором для шлакующихся котлов является изменение тепловой эффективности экранов.

Таким образом, приведенные сведения подтверждают возможность изменения с разным знаком условий

шлакования экранов топки и пароперегревателя при внедрении трехступенчатого сжигания и анализа этих изменений на стадии проектирования оборудования.

### Список литературы

1. *Coal-over-coal Reburn Testing, Modelling and Plant Feasibility. Project Summary 196.* – ETSU for the DTI. Великобритания, 1998, март.
2. *Исследования шлакующих свойств летучей золы при трехступенчатом сжигании углей* / Богомолов В. В., Алехнович А. Н., Gladkov B. E., Artemjeva N. V. – В кн.: Минеральная часть топлива, шлакование, загрязнение и очистка котлов: Сборник тезисов научных докладов второй научно-технической конференции. Челябинск: УралВТИ, 1996, т. 1.
3. *Prognosis of Slagging and Fouling Properties of Coals Based on Widely Available Data and Results of Additional Measurements* / Alekhnovich A. N., Artemjeva N. V., Bogomolov V. V. et al. – В кн.: Impact of mineral impurities in solid fuel combustion” – New York: Kluwer academic / Plenum Publishers, 1999.
4. *Тепловой расчет котельных агрегатов* (нормативный метод). М.: Энергия, 1973.
5. *Тепловой расчет котельных агрегатов* (нормативный метод) С.-Пб.: НПО ЦКТИ, 1998.
6. *Алгоритм и программа зонального расчета теплообмена в топочных камерах паровых котлов* / Карасина Э. С., Шраго З. Х., Александрова Т. С., Боревская С. Е. – Теплоэнергетика, 1982, № 7.
7. *Развитие метода и программы трехмерного зонального расчета теплообмена в топочных камерах пылеугольных котлов* / Абрютин А. А., Карасина Э. С., Лившиц Б. Н. и др. – Теплоэнергетика, 1998, № 6.

## Очистка топочных экранов котла П-67

Васильев В. В., канд. техн. наук, Гребеньков П. Ю., Майданик М. Н., Порозов С. В., Орлов В. Г., Никитин Н. В., Демб Э. П., Сокач Г. П., Веселов О. Н., Кукарцев С. В., Эйхман Е. В., инженеры

### СибВТИ – ВТИ – Березовская ГРЭС-1

В период наладки и освоения котла П-67 блока 800 МВт Березовской ГРЭС-1 его работа в год (преимущественно в базовом режиме) превысила 6 тыс. ч, а среднегодовая электрическая мощность достигла 740 МВт. Позже нагрузка блока была снижена, с одной стороны, в связи с интенсивным шлакованием топки, ширм и образованием прочных отложений в горизонтальных пакетах конвективного пароперегревателя, а, с другой, в связи с избытком электроэнергии в регионе. Длительность работы котла в течение года определялась спросом на электроэнергию и надежностью работы оборудования.

В настоящее время при повышающемся спросе на электроэнергию, а также с учетом того факта, что при номинальной нагрузке температура газов в поворотной камере не превышает температуры начала шлакования, проводятся испытания котла ст. № 2 с целью оценки длительности непрерывной кампании блока при элект-

рической мощности 750 МВт с максимально возможной долей рециркуляции газов в топочную камеру.

Схема размещения аппаратов водяной обдувки с расчетными зонами очистки нижней радиационной части (НРЧ) топочной камеры в 2000 г. показана на рис. 1. Позже было установлено дополнительно шесть ОВМ у скатов холодной воронки. В стадии монтажа находятся четыре ОВМ в зоне верхней радиационной части. Таким образом, для очистки топки будут использоваться 66 маловыдвижных аппаратов и восемь глубовывдвижных аппаратов ОВГ.

Тем не менее, в связи с рядом недостатков по монтажу и эксплуатации аппаратов качество очистки экранов оставляет желать лучшего. Падение глыб шлака из неочищаемых зон снижает надежность работы холодной воронки и шнеков системы шлакоудаления. В настоящее время разработаны и внедряются мероприятия по устранению неочищаемых зон, что позволит увели-

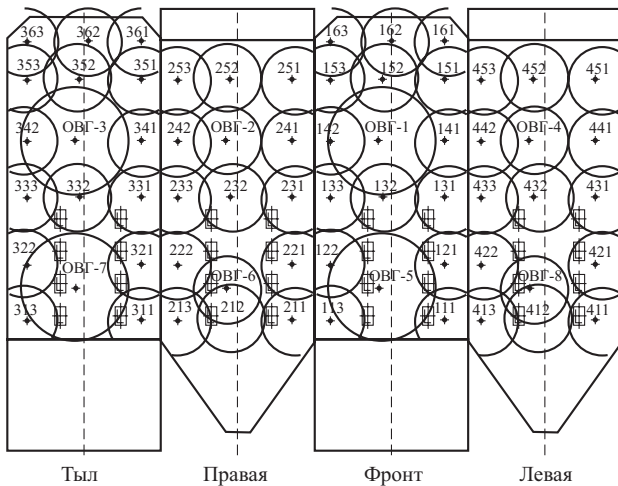


Рис. 1. Схема обдувки топочных экранов НРЧ котла П-67 аппаратами ОВМ, ОВГ-У и ОВГ с расчетными зонами очистки (вид изнутри топки)

чить коэффициент тепловой эффективности топки с 0,2 до 0,3.

Принято решение об испытании современных дальнобойных аппаратов водяной обдувки с длиной эффективной струи не менее 30 м, которые позволят существенно упростить систему очистки топки и исключить неочищаемые зоны.

Картина повреждений труб НРЧ котла П-67 ст. № 1 за 12 лет эксплуатации показана на рис. 2. В первые годы были “выбраны” дефекты изготовления и монтажа, а повреждения усталостного характера стали проявляться более интенсивно после пяти лет эксплуатации в основном у разводок труб под аппараты водяной обдувки ОВГ и ОВМ в зонах наиболее эффективной очистки. Кроме того, в зоне верхнего аппарата ОВГ фронтального и тыльного экранов, а также в угловых трубах отмечались тепловые разрывы. В 1998 г. была произведена замена двух участков НРЧ.

С целью установления причин тепловых разрывов, связанных с нарушением гидродинамики внутренней среды, были проведены исследования нестационарного температурного режима тыльного экрана НРЧ-2, в том числе на малых нагрузках при включении аппара-

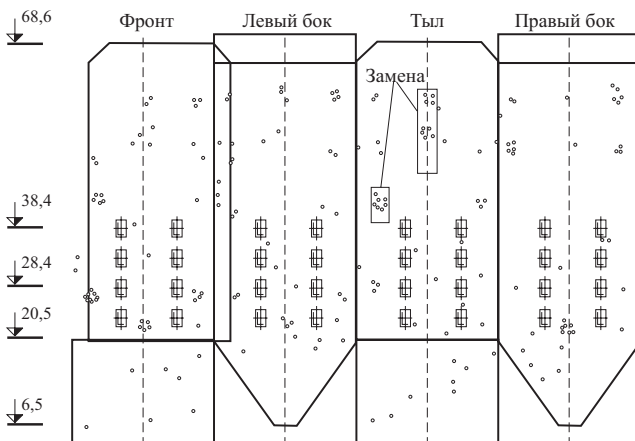


Рис. 2. Места повреждений труб НРЧ котла П-67 ст. № 1

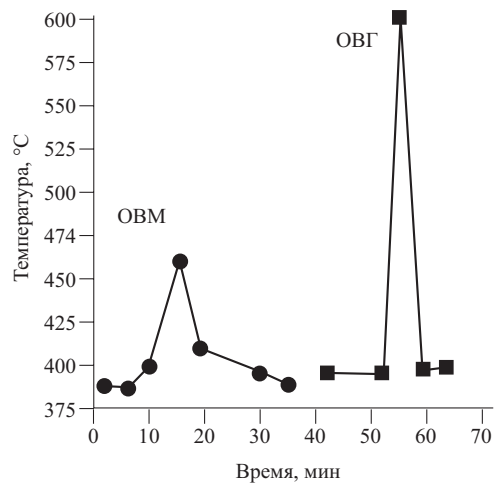


Рис. 3. Изменения температуры среды в НРЧ-2 котла П-67 при водяной обдувке мало- и глубоко-выдвижными аппаратами

тов водяной обдувки, а также в периоды пуска и останова котла. Для исследований изменения температуры внутренней среды было установлено 26 поверхностных термопар в изолированных бобышках на тыльной образующей труб НРЧ-2.

В результате были зафиксированы допустимые “выбегии” температур после обдувки чистых труб аппаратами ОВМ (без регуляторов давления в обдувочной трубе) при нагрузке котла 460 МВт и опасные “выбегии” температур при обдувке глубоковыдвижным аппаратом ОВГ с двумя соплами диаметром 10 мм и глубиной выдвижения 7 м (рис. 3) при нагрузке 660 МВт и менее. Это связано с высокой неравномерностью плотности орошения водой экрана по радиусу от оси обдувочной трубы и “захолаживанием” труб водой, стекающей по всей высоте экрана при низких нагрузках котла.

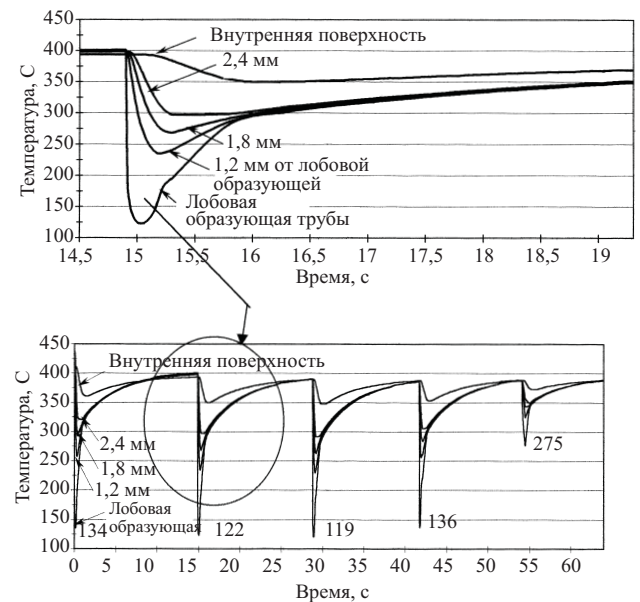


Рис. 4. Изменение температур металла чистой трубы во времени при обдувке аппаратом ОВГ на обратном ходе

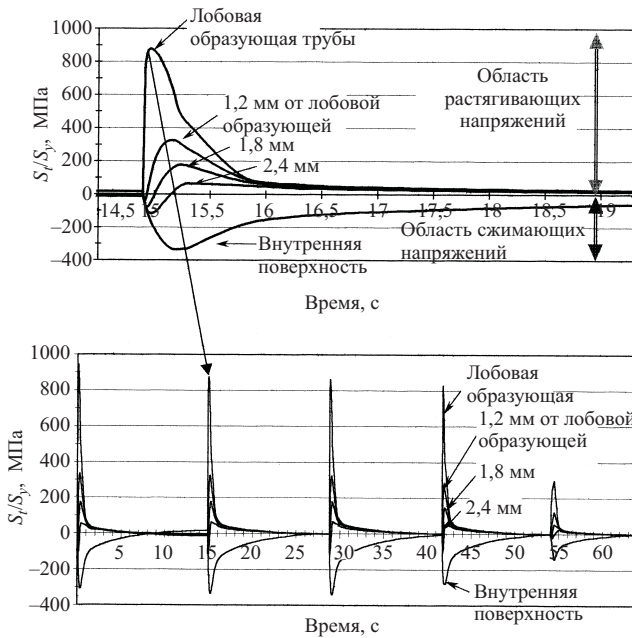


Рис. 5. Изменение тангенциальных и осевых температурных напряжений в стенке чистой трубы при работе аппарата ОВГ

При образовании незначительных отложений нарушений гидродинамики при работе аппаратов не наблюдалось, поэтому аппараты ОВГ запретили включать при низких нагрузках котла в первые сутки после пуска.

Если оценивать число циклов водяной обдувки экранов котлов сверхкритического давления, то “лидерами” являются котлы П-49 блока 500 МВт Назаровской ГРЭС, П-59 блока 300 МВт Рязанской ГРЭС (водяная обдувка с 1975 г.) и многие другие, в том числе за рубежом (водяная обдувка с середины 60-х годов), где таких проблем не возникало.

Специальные исследования динамики развития термоусталостных трещин при водяной обдувке дальнобойными и маловыдвижными аппаратами в длительной эксплуатации показали “затухание” скорости роста трещин на глубине около 1 мм в связи с переходом ее вершины в область относительно малых растягивающих, а потом и сжимающих напряжений. Основное значение имело ослабление “термошока” отложениями, образующимися в период между очистками [1 – 3]. В результате были выпущены и переиздавались нормативные документы, регламентирующие применение аппаратов водяной обдувки топочных экранов [4].

Для выявления причин повреждений термоусталостного характера труб НРЧ котлов П-67 были выполнены расчетно-аналитические исследования термонапряженного состояния чистых и загрязненных труб диаметром 32 мм и толщиной стенки 6 мм в период водяной обдувки аппаратом ОВГ с глубиной выдвигания в топку 7 м (рис. 4 – 6). Длительность контакта струи с точкой поверхности трубы составляла 0,14 с, а число “термошоков” достигало 10, в то время как для маловыдвижных и дальнобойных аппаратов их получено не более четырех.

Влияние нагрузки котла на размах напряжений оказалось несущественным. Отложения небольшой тол-

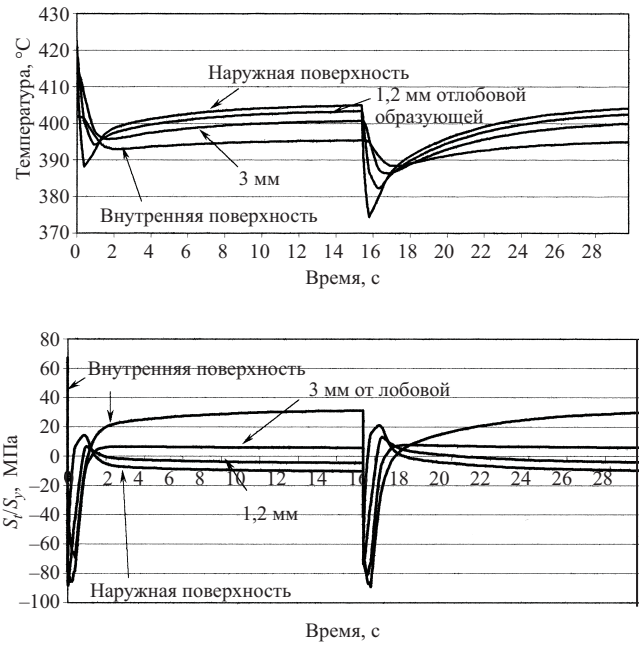


Рис. 6. Расчетное изменение температур и напряжений в металле трубы с отложениями толщиной 0,6 мм во времени при обдувке аппаратом ОВГ (для первых двух “термошоков”)

щины резко снижают “термошоки”, при которых циклические напряжения не выходят за пределы упругости (рис. 6).

В результате был сделан вывод о том, что одной из главных причин появления поперечных трещин глубиной свыше 1 мм является частое включение аппаратов (через 4 – 6 ч) при относительно низких нагрузках котла (и малой интенсивности шлакования) с максимальными “термошоками” на чистой поверхности. Причем, число их для аппарата ОВГ в 2,5 раза больше, чем для ОВМ, поэтому долговечность металла в зоне ОВГ существенно ниже.

Замена двух наиболее поврежденных участков НРЧ (рис. 2), увеличение межобдувочного периода до 12 ч в 1998 г. и монтаж новых аппаратов ОВМ с регуляторами давления, выравнивающими расход воды на единицу площади в зоне очистки, позволили существенно сократить число свищей в НРЧ (до трех в год в 2000 г).

На новых котлах не планируется устанавливать глубоководные аппараты ОВГ. Предпочтение будет отдано либо дальнобойным аппаратам в случае положительных результатов испытаний опытных образцов, либо маловыдвижным с механическим приводом клапана и регулятором давления.

Список литературы

1. Майданик М. Н., Васильев В. В., Воробьева Л. Ю. Анализ термонапряженного состояния топочных экранов при водяной обдувке. – Теплоэнергетика, 1989, № 5.
2. Термоусталостные повреждения труб топочных экранов котлов при водяной обдувке / Майданик М. Н., Сандлер В. А., Васильев В. В., Хайкин И. Б. – Теплоэнергетика, 1988, № 9.

3. Исследование водяной очистки мембранных экранов / Отс А. А., Таллермо Х. И., Сууркууск Т. Н., Тоурарт Р. В. и др. – Теплоэнергетика, 1985, № 1.

4. РД 34.27.105-90. Методические указания по расчету и эксплуатации аппаратов водяной обдувки поверхностей нагрева паровых котлов. М., 1990.

## Проектирование и схемы наружной очистки поверхностей нагрева котлов “ЗиОМАР”

Майданик М. Н., Щелоков В. И., Пухова Н. И., инженеры

ИК “ЗиОМАР” – ВТИ

Шлакование и загрязнение поверхностей нагрева топочных камер и конвективных газоходов являются одной из основных проблем при проектировании и освоении пылеугольных котлов, сжигающих низкосортные бурые, каменные угли и лигниты. Только одними конструктивными и режимными мероприятиями в большинстве случаев не удается обеспечить длительную бесшлаковочную кампанию таких котлов, поэтому наряду с ними на котлах ЗиО широко применяется установка различных средств наружной очистки поверхностей нагрева.

Средства очистки в отечественной и зарубежной практике, в основном применяемые в качестве эксплуатационных, приведены далее.

*Область применения*

Средства наружной очистки поверхностей нагрева	Область применения		
	Топочные экраны	Полурадиационные и конвективные поверхности (под давлением)	Воздухоподогреватели
Аппараты:			
водяной обдувки	+	–	–
паровой обдувки	+	+	+
Устройства:			
паровой “пушечной” обдувки	–	+	–
газоимпульсной очистки	–	+	+
вибрационной очистки	–	+	–
звуковой очистки	–	+	+
Установки дробевой очистки	–	+	+

Устройства звуковой очистки не получили большого распространения как из-за ограниченных возможностей по удалению золовых отложений, так и экологических проблем. То же относится и к вибрационной очистке, которая требует специальных конструктивных решений для очищаемых поверхностей нагрева и может снижать их ресурс. Такие устройства могут оказаться необходимыми при сжигании топлива с высокой коррозионной активностью минеральной части, как например, у эстонских сланцев.

В качестве альтернативного решения предпочтительней применение устройств газоимпульсной очистки. Они имеют сравнительно простую конструкцию, но при образовании прочных связанных отложений обладают существенно меньшей эффективностью, чем ап-

параты паровой обдувки. Как показал опыт эксплуатации котла П-67 на Березовской ГРЭС-1, при сжигании березовского угля устройства газоимпульсной очистки поверхностей нагрева конвективной шахты оказались неэффективными.

Импульсные устройства очистки хорошо зарекомендовали себя при удалении сыпучих и рыхлых слабосвязанных золовых отложений, при этом они больше пригодны для сравнительно небольших котлов и для локальной очистки полурadiационных, конвективных поверхностей нагрева, включая регенеративные воздухоподогреватели. Применение их возможно на электростанциях с постоянным источником газоснабжения.

Установки дробевой очистки наиболее приспособлены для очистки трубчатых воздухоподогревателей, а также гладкотрубных экономайзеров со сравнительно тесными пучками труб. Они могут успешно применяться при условии проведения регулярного и постоянного техобслуживания на электростанциях со сравнительно высокой культурой эксплуатации. В то же время конструкции их требуют доработки. Наиболее современные технические решения (отработанные в свое время на заводе “Котлоочистка”) не были внедрены в промышленное производство.

Водяная и паровая обдувка являются наиболее универсальными в большинстве случаев для своей области применения и самыми эффективными методами очистки поверхностей нагрева. На котлах ЗиО они применяются в качестве основных средств очистки топочных экранов, полурadiационных и конвективных поверхностей нагрева.

*Водяная обдувка.* Для очистки топочных экранов в большинстве случаев используются аппараты водяной обдувки, которые являются наиболее эффективным средством удаления наружных отложений золы. Аппараты паровой обдувки устанавливаются в топочной камере в случае невозможности использования водяной обдувки по условиям надежности металла труб (в частности, для некоторых радиационных пароперегревателей, имеющих сравнительно высокую температуру металла труб). Паровая обдувка топочных экранов может также использоваться при сжигании углей с низкой склонностью к шлакованию.

В качестве устройств водяной обдувки экранов топочной камеры применяются два типа аппаратов:

дальнобойные аппараты, которые колебательным реверсивным движением сопла направляют струю через топку, осуществляя обдувку противоположной и боковых стен;



маловыдвижные аппараты, осуществляющие при выдвигании сопловой головки в топку обдувку “на себя”.

Аппараты могут применяться как самостоятельно, так и в сочетании друг с другом для повышения эффективности очистки и большей полноты охвата стен топки. Выбор типа и параметров аппаратов, схемы обдувки определяется конструкцией топочно-горелочного устройства, размерами топки, интенсивностью и характером загрязнения. При проектировании схем очистки топочных камер используется специально разработанная компьютерная программа. Программа позволяет определять оптимальное расположение, число и тип аппаратов, конфигурацию и размеры зон обдувки отдельных аппаратов и общей очищаемой зоны топочной камеры, выбрать оптимальные параметры аппаратов и рабочего агента. При разработке программы обобщены результаты исследований очистки топочных экранов, проведенные в ВТИ, СибВТИ, ЗиО и других организациях, а также многолетний опыт эксплуатации аппаратов водяной и паровой обдувки на отечественных и зарубежных котлах.

Дальнобойные аппараты водяной обдувки обеспечивают эффект очистки преимущественно за счет термического воздействия на слой золовых отложений водяных струй. Они имеют большую площадь охвата стен топочной камеры, для очистки всей топки обычно необходима установка всего четырех – восьми аппаратов на котел. Эти аппараты удобно использовать для очистки холодных воронок и межгорелочных зон топки, они позволяют осуществлять очистку окон газозаборных шахт (со стороны топки) и амбразур горелок. Система водяной обдувки с аппаратами такого типа (конструкции завода “Котлоочистка”) была успешно применена ЗиО, в частности, на котлах П-64 энергоблоков 300 МВт ТЭС “Гацко” и “Углевик” (Югославия), сжигающих югославские лигниты.

В настоящее время такая же схема очистки топки спроектирована и поставляется ЗиО для котлов к энергоблокам 210 МВт ТЭС “Нейвели” (Индия), рассчитанных на сжигание низкосортных углей (лигниты). Котел имеет башенную компоновку с размерами топки в плане  $13,3 \times 13,3$  м и высотой ее вертикальной части около 30 м. Для очистки топки предусмотрена установка восьми дальнобойных аппаратов, которые обеспечивают обдувку практически всей топочной камеры с достаточной эффективностью струи.

Для котлов с крупногабаритными топочными камерами эффективность очистки дальнобойными аппаратами снижается вследствие ограниченной дальнобойности водяных струй, в особенности в условиях работы топочных камер котлов. Кроме того, примененные отечественные дальнобойные аппараты обладают недостаточной надежностью, имеют ряд конструктивных недостатков, плохо приспособлены для локальной, выборочной очистки отдельных зон топочной камеры. В связи с этим в схемах очистки топочных камер котлов ЗиО начали широко применять маловыдвижные аппараты водяной обдувки. Эти аппараты обычно имеют радиус обдувки до 4 – 4,5 м и формируют струю с большим гидродинамическим воздействием на слой золовых отложений, чем у дальнобойных аппаратов.

Первые отечественные промышленные маловыдвижные аппараты были установлены на котлах П-67 Березовской ГРЭС-1. Испытания их показали, что аппараты такого типа могут обеспечить хорошую эффективность очистки для углей с очень высокой склонностью к шлакованию.

В последние годы маловыдвижные водяные аппараты устанавливаются в котлах ЗиО как для полной очистки топочных камер, так и для локальной очистки в зонах топки с наибольшей интенсивностью загрязнения. Схема очистки топки с использованием только маловыдвижных аппаратов реализована на котле П-78 энергоблока 500 МВт ТЭС “Имьинь” (Китай), сжигающем бурый уголь. На этом котле установлено 82 маловыдвижных водяных аппарата, изготовленных на ЗиО. В настоящее время на системе водяной обдувки проводятся пусконаладочные работы. Аналогичная схема очистки топки запроектирована для реконструируемого котла П-50Р Каширской ГРЭС, где они должны заменить паровые обдувочные аппараты.

На котле ОР-210М ТЭС “Скавина” (Польша), сжигающем каменный уголь, реконструкцию которого осуществлял завод, было установлено шесть маловыдвижных водяных аппаратов типа SK-58-6E фирмы “Clyde-Bergemann” (Германия). Аппараты были применены для очистки зоны топки в районе верхнего яруса горелок и над горелками, где предполагалась наибольшая интенсивность загрязнения. В указанных зонах аппараты обеспечивали приемлемую эффективность очистки, но они не смогли справиться со шлакованием амбразур горелок, находящихся в зоне действия аппаратов. Последнее во многом объясняется тем, что водяная струя аппаратов, направляемая поперек горелок, сносится потоком пылегазовоздушной смеси. Это ограничивает возможности очистки маловыдвижными аппаратами горелочной зоны топок, в особенности для современных схем расположения горелочных устройств и стесненных компоновок пылегазовых воздухопроводов.

В рассматриваемом котле для очистки всей горелочной зоны топки предполагается установить дальнобойные аппараты водяной обдувки. Система водяной обдувки топки с установкой дальнобойных и маловыдвижных аппаратов водяной обдувки разработана для котла Еп-670-140 энергоблока 210 МВт ТЭС “Плевля” (Югославия), реконструкция которого (с переводом на сжигание широкой гаммы лигнитов и бурых углей) проводится на ЗиО. В системе на четырех ярусах по высоте топки предусмотрена установка восьми дальнобойных (на ярусах первом и четвертом) и 12 маловыдвижных аппаратов (на ярусах втором и третьем). На ярусах первом и четвертом на каждой стене топки установлен один дальнобойный аппарат, на втором ярусе – один маловыдвижной аппарат. На третьем ярусе на каждой стене топки установлено два маловыдвижных аппарата.

Применение дублирующих средств очистки диктуется необходимостью по условиям загрязнения топочных экранов интенсивной очистки локальных зон топки. В этом случае наиболее полно реализована практически вся технологическая схема системы водяной обдувки, комплектуемая общим щитом управления, с помощью которого осуществляется автоматическое и ди-

станционное управление работой всех обдувочных аппаратов и схемы подвода воды.

Требуемые параметры воды в системе обеспечиваются насосной установкой, оборудованной двумя насосами ЦНС-38-198. Во время обдувки снабжение аппаратов водой осуществляется от какого-либо одного насоса, другой находится в резерве.

На трубопроводе подвода воды к насосной установке установлены запорный клапан, фильтр для исключения попадания в насос и аппараты твердых частиц больших размеров, показывающий манометр для контроля давления воды в подводящем трубопроводе. На всасывающих и напорных трубопроводах насосной установки используются запорные клапаны и обратные клапаны для отключения насоса, находящегося в резерве, и предотвращения обратных токов воды.

На общем напорном трубопроводе насосной установки устанавливается регулирующий клапан, который используется для общего регулирования давления воды в системе (при наладке системы). Для автоматического управления и контроля работы системы далее по ходу воды устанавливаются запорный клапан с электроприводом, датчик давления воды и показывающий манометр.

Из напорного трубопровода насосной установки вода поступает в подъемный стояк и далее трубопроводами раздается по ярусам установки аппаратов. Трубопроводы подвода воды к аппаратам на отдельных ярусах закольцованы. От кольцевого трубопровода вода через трубопроводы подводится к каждому аппарату на ярусе (к запорному клапану аппарата).

На трубопроводах подвода воды к аппаратам (по ярусам) устанавливаются регулирующие клапаны и датчики давления. Регулирующие клапаны используются для регулирования давления перед аппаратами (при наладке системы), датчики давления – для контроля работы системы.

Подъемный стояк оборудуется линией дренажа, на котором устанавливается запорный клапан с электроприводом. Этот клапан используется для автоматического управления работой системы.

*Паровая обдувка.* В настоящее время для очистки полурадационных и конвективных поверхностей в основном применяются аппараты паровой обдувки. В труднодоступных местах могут также дополнительно устанавливаться устройства паровой “пушечной” обдувки.

Обдувка трубных пучков осуществляется преимущественно глубоководными аппаратами с винтовым движением сопловой трубы. Для котлов мощных блоков требуемая глубина выдвижения обдувочной трубы достигает 10 – 12 м. В отдельных случаях (в основном по условиям компоновки и конструкции поверхностей нагрева) могут использоваться глубоководные аппараты маятникового типа, осуществляющие секторную обдувку, многосопловые винтовые – только с вращательным движением обдувочной трубы, которая постоянно находится в газоходе (при сравнительно невысокой температуре газов), и др.

При проектировании систем паровой обдувки для выбора параметров рабочего агента, типоразмеров и схем расположения аппаратов используются газодина-

мические расчеты сопл и динамических напоров струй, эффективных радиусов действия аппаратов. Программы расчета базируются на результатах экспериментальных исследований паровой обдувки, проведенных ВТИ и СибВТИ, в том числе по заказу завода.

В последние годы котлы ЗиО комплектуются аппаратами паровой обдувки фирмы “Clyde-Bergemann”. Глубоководные аппараты этой фирмы были, в частности, успешно применены на уже упомянутых котлах П-78 ТЭС “Имь” и ОР-210М ТЭС “Скавина”.

Характерная технологическая схема паровой обдувки с различными типами паровых обдувочных аппаратов спроектирована для реконструируемого котла Еп-670-140 ТЭС “Плевля”. В системе паровой обдувки используются три типа аппаратов: для очистки пакетов пароперегревателей, расположенных в поворотном газоходе, 14 глубоководных аппаратов типа PS-SL, для очистки скатов поворотного газохода – шесть глубоководных маятниковых аппаратов типа RK-PL с ограниченным сектором обдувки и для очистки пакетов пароперегревателя, расположенных в конвективной шахте, семь винтовых аппаратов типа PS-SB, обдувочная труба которых постоянно находится в газоходе. В поворотном газоходе аппараты симметрично установлены на правой и левой боковых стенах (на разных отметках по высоте), в конвективной шахте – на одной стене шахты котла.

В качестве рабочего агента используется перегретый пар, подаваемый к аппаратам после редуцирующей установки с давлением 3 – 4 МПа. Следует отметить, что при подводе пара в систему из тракта промежуточного перегрева пара в технологическую схему дополнительно включается регулятор давления пара (для поддержания постоянного давления перед аппаратами при изменении нагрузки котла). Все аппараты оборудованы встроенным запорным дроссельным клапаном, устанавливаемым так, чтобы при обдувке давление пара в обдувочной трубе аппаратов составляло 1,2 – 1,6 МПа. Требуемый динамический напор струи устанавливается при этом за счет выбора соответствующего диаметра сопла.

Подвод пара в систему (после редуцирующей установки) осуществляется по общему трубопроводу диаметром 133/113 мм с установленными на нем ручным запорным вентилем, запорным вентилем с электроприводом, который используется для автоматического управления системой, и манометром для контроля давления пара на входе в систему. Общий трубопровод оборудуется линией дренажа.

Из общего трубопровода пар раздается по двум трубопроводам диаметром 89/81 мм, подводящим пар сначала к аппаратам PS-SB, установленным в конвективной шахте, а затем к аппаратам PS-SL и RK-PL, расположенным на левой и правой боковых стенах. В конце подводящих трубопроводов устанавливаются контактные манометры и термометры, а также дренажные линии, которые используются для продувки и прогрева трубопроводов системы перед включением аппаратов. На дренажных линиях устанавливаются запорные вентили с электроприводом, байпасы с дроссельными шайбами и запорные вентили.

Манометры, термометры и дренажные вентили с электроприводом используются для автоматического управления работой системы. Байпасы (с дроссельной шайбой) трубопроводов дренажей необходимы для обеспечения при обдувке постоянного потока пара по трубопроводам подвода пара к аппаратам, чтобы исключить конденсацию пара в них. Запорный вентиль на общем трубопроводе и запорные вентили на дренажных трубопроводах используются при проведении ремонтных работ и в аварийных ситуациях.

Система паровой обдувки комплектуется общим щитом управления, с помощью которого осуществля-

ется автоматическое и дистанционное управление работой всех обдувочных аппаратов и арматуры, прогревом и дренажом системы.

В настоящее время котлы ЗиО, предназначенные для сжигания шлакующего топлива, комплектуются комплексными системами очистки, включающими в себя в основном аппараты водяной и паровой обдувки, системы автоматического управления, системы подвода рабочего агента с запорно-регулирующей арматурой. В отдельных случаях они могут быть дополнены устройствами паровой "пушечной" обдувки, а также и другими средствами очистки.

## Результаты исследований шлакующих свойств углей на огневом стенде УралВТИ

Алехнович А. Н., доктор техн. наук, Артемьева Н. В., инж., Богомолов В. В., канд. техн. наук, Родионов В. А., инж.

### УралВТИ

В связи с возрастанием роли углей в энергетике страны, практикой обеспечения топливом ТЭС по кратковременным контрактам и сжигания непроектного топлива актуальными являются вопросы изучения его шлакующих свойств и совершенствования методов прогнозирования. Для решения этих задач за рубежом во все большем масштабе используются огневые стенды и крупномасштабные трубчатые реакторы с несущим потоком (EFR), в которых с приемлемым приближением воспроизводится температурно-временной режим частичек летучей золы. Исследования на таких установках свободны от априорного задания схемы процесса и определяющих факторов, что имеет место при проведении лабораторных исследований. По сравнению с проведением исследований в промышленных условиях стендовые испытания имеют ряд достоинств, среди которых – снижение расходов, обеспечение постоянного качества топлива в опытах и возможность проведения опытов с селективно-отобранными пробами, более точные измерения и использование средств измерений, не применимых на котлах.

Огневой стенд УралВТИ по своим характеристикам и возможностям соответствует мировому уровню. На стенде изучаются вопросы воспламенения и выгорания твердого топлива, его шлакующие свойства, отрабатываются различные технологии сероочистки дымовых газов [1, 2]. В течение 1986 – 2000 гг. на нем выполнены исследования шлакующих свойств 43 партий различных углей, краткое обобщение которых приводится в данной статье. Помимо этого, на стенде изучались шлакующие свойства золы смесей разных углей [3], смесей угля с биомассой и нефтяным коксом, вопросы изменения этих свойств при организации ступенчатого сжигания [4] и вводе в газоход сорбентов для снижения  $SO_2$ .

Стенд состоит из автономных систем пылеприготовления и собственно огневого стенда (камера сгорания, газоходы, теплообменники, установки золоулавливания и вспомогательные механизмы). Обе системы могут работать одновременно, но для удобства органи-

зации работы опыт обычно проводится в два дня. В первый готовится пыль изучаемого угля, во второй выполняются ее сжигание и необходимые исследования.

При конструировании камеры сгорания был учтен опыт исследований шлакующих свойств на других стендах. При проведении исследований в камерах сгорания и газоходах с опускным движением дымовых газов из-за интенсификации осаждения инертных частиц результаты получаются плохо воспроизводимые и не совпадающие с теми, что наблюдаются на котлах при измерениях в верхней части топки и в поворотном газоходе. Кроме того, на стендах с нижним отводом газов неудобно размещать приборы и проводить исследования. В силу этого стенд УралВТИ был выполнен с компоновкой, аналогичной компоновке характерных котлов – с подъемным движением газов в камере сгорания, хотя это и привело к дополнительным трудностям в организации шлакоудаления при симметричном по оси камеры расположении горелки на поду.

Из полученных позднее зарубежных публикаций выяснено, что камера сгорания и примыкающий к нему измерительный газоход стенда УралВТИ по техническим решениям близки к стенду Combustion Engineering [5]. Первоначальная конструкция камеры сгорания (в дальнейшем "стенд 1" или "адиабатический" стенд) была неохлаждаемая с внутренним диаметром 400 мм в нижней ее части и 300 мм в верхней, длиной 4400 мм и с толстой изоляцией изнутри (рис. 1, а). Первые опыты и анализ их результатов показали, что стенд с такой конструкцией камеры сгорания неоптимален для изучения шлакующих свойств. Основные недостатки следующие:

ее адиабатический тип. Кроме того, большая теплоемкость изоляции требовала значительного времени на разогрев камеры до стационарного состояния, когда начинается эксперимент. Для поддержания неизменной температуры на входе в измерительный газоход по мере прогрева камеры расход угольной пыли снижался до 10 – 15 кг/ч, по сравнению с исходным значением при исследовании процесса, равным 40 кг/ч;

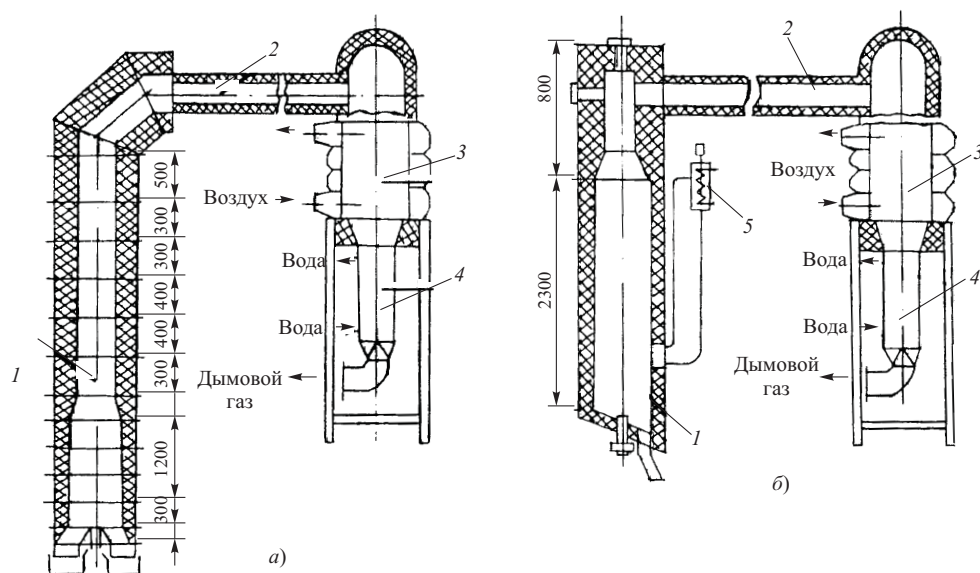


Рис. 1. Схема камеры сгорания и газоходов огневого стенда УралВТИ:

а – первоначальная конструкция, стенд 1; б – реконструированный стенд 3; 1 – камера сгорания; 2 – горизонтальный измерительный газоход; 3 – воздухоподогреватель; 4 – охладитель газов; 5 – тепловоспринимающая панель

из-за малого диаметра камеры сгорания и большой ее длины в шлак сепарировало большое количество золы и коэффициент шлакоулавливания в камере составлял примерно 85%. Это приводило к закономерному перераспределению химического состава между исходной минеральной частью и летучей золой, что вместе с уменьшением размера частиц уноса, несомненно, сказывалось на условиях образования и свойствах отложений.

Отмеченные недостатки были устранены в последующих конструкциях камеры сгорания (далее “стенд 2, 3”): была уменьшена высота камеры и толщина изоляции; секции были заменены на водоохлаждаемые (рис. 1, б). Проведенная реконструкция позволила уменьшить коэффициент шлакоулавливания до значений, меньших или равных 50%. В такой конструкции камеры сгорания обеспечивается режим твердого шлакоудаления. После получения информации о конструкциях зарубежных стендов и, в частности, Combustion Engineering, камера сгорания стенда УралВТИ по аналогии с ними была доукомплектована экспериментальной тепловоспринимающей панелью.

Камера сгорания оборудована вихревой горелкой диаметром 100 мм с регулируемым углом поворота лопаток вторичного воздуха и неподвижными лопатками первичного воздуха. В центральный канал первичного воздуха диаметром 50 мм на период разогрева камеры до стационарного состояния вставляется механическая форсунка для дизельного топлива. В верхней части через выходное окно к камере сгорания примыкает, так называемый, измерительный (горизонтальный) газоход. Он представляет собой два параллельных футерованных огнеупорным кирпичом канала (сечением  $200 \times 200$  мм и  $200 \times 100$  мм) длиной 2850 мм. Наличие двух газоходов с разными сечениями позволяет изучать влияние скорости газов на шлакование и времени пребывания сорбента на эффективность связыва-

ния серы. В большем из газоходов обеспечивается средняя скорость дымовых газов  $w_r = 7 \div 10$  м/с. Он оборудован двумя настенными водяными охладителями в виде “петель”, что обеспечивает монотонное снижение температуры дымовых газов в интересующем для изучения шлакования диапазоне от  $1100 - 1300^\circ\text{C}$  до  $700^\circ\text{C}$ .

На стенде формируются шлаковые отложения и низкотемпературные загрязнения в потоке реальных дымовых газов. Определение шлакоулавливающих свойств золы в опытах на стенде проводится аналогично опытам на котле с использованием зондов различной конструкции, представляющих уменьшенную копию используемых на котлах, а также устройств, позволяющих определить показатели, измерение которых в промышленных условиях затруднено. В характерных опытах определяются температурные условия образования шлаковых отложений, интенсивность их формирования и прочностные характеристики в зависимости от температуры зонда  $t_z$  и газов  $\vartheta$ , а также склонность углей к образованию низкотемпературных загрязнений. В лабораторных условиях определяется состав отобранных золошлаковых материалов и спекаемость золы лабораторного озоления и уноса.

В опытах на стенде УралВТИ исследованы шлакоулавливающие свойства углей с диапазоном изменения содержания минеральной части и ее состава более широким, чем на практике. Это, наряду с достоверностью полученных результатов, определяет применимость разрабатываемых на их базе методов прогнозирования для всей совокупности отечественных углей. Зольность углей в исследованиях (таблица) изменялась от  $A^d = 7,2\%$  (березовский уголь) до  $49,3 - 51,4\%$  (подмосковный, экибастузский угли). Диапазон изменения основных компонентов минеральной части в пересчете на оксиды в опытах составил (в процентах):  $\text{SiO}_2$  14,6 – 70,8;  $\text{Al}_2\text{O}_3$  7,0 – 32,6;  $\text{TiO}_2$  0,2 – 1,89;  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  3,46 – 24,6;  $\text{CaO}$

0,73 – 40,2; MgO 0,25 – 10,7; K<sub>2</sub>O 0,23 – 3,0; Na<sub>2</sub>O 0,21 – 10,7. Отношение компонентов кислого состава  $\Sigma K = \text{SiO}_2 + \text{Al}_2\text{O}_3 + \text{TiO}_2$  к компонентам основного состава  $\Sigma O = \text{CaO} + \text{MgO} + \text{K}_2\text{O} + \text{Na}_2\text{O}$  (в дальнейшем обозначаемое как *ko*) изменялось от 0,4 до 36,3.

Перераспределение минеральной части углей в процессе сжигания. Результаты, получаемые по шлакующим свойствам на стендах, можно применять для котлов, если имеется одинаковое или мало отличающееся и закономерное перераспределение минеральной части между летучей золой и шлаком. В последнем случае

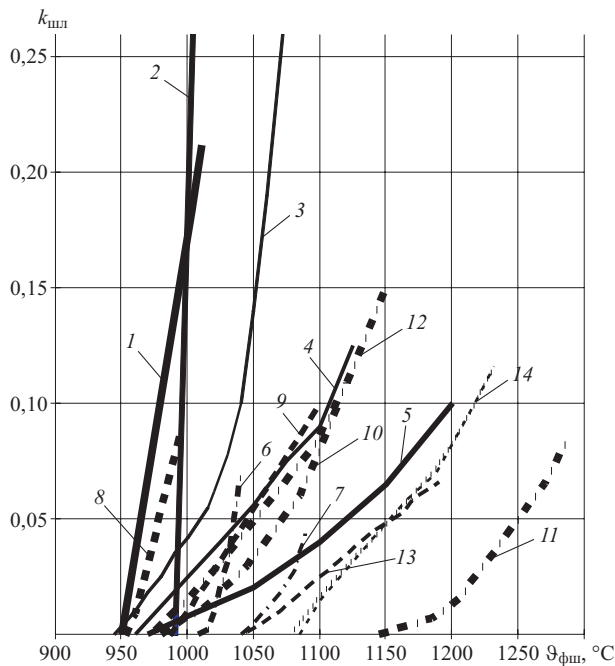
используется “тарировка” стенда, т.е. экспериментально определенное соотношение интересующих показателей на стенде и на котле.

Известно, что перераспределение минеральной части между шлаком и летучей золой в топочных камерах зависит как от состава минеральной части, в том числе минералогического, так и от режимов сжигания, коэффициента шлакоулавливания [6]. Для углей с кислым составом золы (*ko* > 2 ÷ 3) существенного перераспределения компонентов не наблюдается как в топках с твердым, так и в топках с жидким шлакоудалени-

Результаты исследования шлакующих свойств углей на огневом стенде УралВТИ

Уголь	A <sup>d</sup> , %	K <sub>2</sub> O, %	Na <sub>2</sub> O, %	ko	θ <sub>фш.</sub> , °C
Приозерный*	32,9	0,55	2,42	7,62	955
	11,58	0,49	4,12	2,24	895
Ангренский (х)*	18,44	0,71	1,41	3,68	910
Ангренский (сп)*	26,07	0,76	0,59	4,22	930
Челябинский*	46,76	2,38	0,74	10,15	960
Подмосковный*	32,23	0,5	0,21	16,22	1020
Уголь (КНР)*	25,3	2,16	2,22	5,97	950
Приозерный	16,6	0,23	0,23	3,92	965
	29,3	0,93	0,93	5,72	990
	31,4	0,88	0,88	10,51	970
	40,84	–	1,08	8,61	–
	6,12	1,09	10,65	0,84	950
Экибастузский	39,13	0,6	0,6	36,3	1150
	51,4	0,6	0,23	31,76	1185
Экибастузский (об)	24,4	0,81	0,6	21,42	1125
	31,5	1,01	0,3	26,63	1140
Экибастузский, п/п	48,0	1,01	0,3	24,03	1160
Экибастузский	42,0	1,31	0,71	21,81	1060
Уголь из КНР	8,4	0,5	2,3	0,4	970
Ирша-бородинский	9,4	0,7	1,0	1,64	960
Кузнецкий СС	20,0	2,55	1,2	9,44	1050
Подмосковный	49,6	1,0	0,4	17,13	1045
Челябинский	41,0	3,0	1,2	8,96	1010
	43,5	2,57	0,61	10,88	995
Экибастузский	37,9	0,6	0,2	32,89	1150
	35,0	0,5	0,7	16,2	–
Кузнецкий СС (Бачатский)	22,4	2,9	0,1	17,68	1145
Кузнецкий СС	19,0	2,7	0,4	9,26	1035
Кузнецкий ДГ (Талдинский)	13,1	1,61	0,4	14,59	1080
Хакасский	22,0	1,6	1,3	9,01	975
Тюльганский	26,3	1,8	0,6	7,38	980
Азейский	11,7	0,5	0,4	5,98	950
Березовский (13 – 300 мм)	7,2	1,22	0,71	0,99	995
Березовский (0 – 13)	11,6	1,0	0,85	1,69	980
Березовский	8,4	1,4	1,2	1,09	985
	7,5	0,8	1,0	1,14	985
	9,18	0,49	0,34	1,27	985
	16	1,3	0,1	4,03	950
	45,2	1,6	0,6	16,6	1010
Челябинский	45,2	1,6	0,6	16,6	1010
Бородинский 2	12,7	0,8	0,4	7,3	970
Рыбинский 1	9,0	0,4	0,5	3,6	965
Рыбинский 2	8,5	0,4	1,0	4,5	950

\* Исследования проведены на стенде 1.



**Рис. 2.** Графики зависимости коэффициента шлакования от температуры газов для исследованных на стенде 2, 3 углей:

1 – приозерный малозольный уголь; 2 – приозерный зольный; 3 – ангренский; 4 – азейский; 5 – уголь из КНР; 6 – челябинский; 7 – подмосковный; 8 – КАУ,  $A^d = 16\%$ ; 9 – березовский,  $A^d = 7,2\%$ ; 10 – березовский,  $A^d = 8,4\%$ ; 11 – экибастузский; 12 – хакасский; 13 – кузнецкий СС; 14 – кузнецкий Г Талдинского разреза

ем [6, 7]. При сжигании канско-ачинских углей с высоким содержанием оксидов кальция в составе внутренней золы общей закономерностью является обеднение летучей золы оксидами кремния и железа и обогащение оксидами кальция и магния. Для этих углей с ростом коэффициента шлакоулавливания и температур горения разница в составах летучей золы и шлака снижается или полностью нивелируется [8 – 10].

На стенде УралВТИ (стенд 2, 3) для всех исследуемых углей зола лабораторного озоления и унос близки по составу и различие не превышает колебаний состава минеральной части партий одного угля. Для углей с кислым составом золы унос несколько обедняется железом и наблюдается тенденция к росту обогащения компонентами основного состава ( $\text{CaO}$ ,  $\text{MgO}$ ) по мере увеличения отношения  $ko$ . В результате отмеченного небольшого обогащения летучей золы компонентами основного состава отношение  $ko$  в ней снижается для углей с высоким содержанием компонентов кислого состава. Полученное на стенде перераспределение минеральной части для углей с кислым составом золы закономерно и объяснимо: оно получено из-за высокого коэффициента шлакоулавливания на стенде, который больше 40%. При этом в шлак сепарирует значительная доля относительно крупных и тяжелых частиц, образующихся из внешней золы. Мелкие же фракции большинства углей по результатам исследований фракционного состава летучей золы, отобранной со стенда и котлов, обогащены компонентами основного состава. Для углей с высоким содержанием компонентов основ-

ного состава (березовского и угля из КНР) на стенде получено одинаковое или меньшее содержание  $\text{CaO}$  в уносе.

Изменение химического состава отложений на стенде имеет те же закономерности, что и на котле. По мере снижения температуры (интенсивности формирования отложений) состав отложений немного обогащается компонентами основного состава.

*Температура начала шлакования.* В силу изменения в широком диапазоне зольности и состава минеральной части значения интенсивности и измеренной на стенде температуры начала шлакования  $\Theta_{\text{фш}}$  (таблица) разных углей существенно различаются. В графическом виде зависимости коэффициента шлакования (доли закрепившихся частиц от их количества проходящих через миделево сечение зонда) от температуры газов для характерных партий исследованных углей показаны на рис. 2.

Значения температуры начала шлакования ( $t_{\text{шл}}$ ,  $\Theta_{\text{фш}}$ ) преимущественно зависят от состава минеральной части, а также от условий проведения опытов и сжигания [11]. Несколько иное, чем на котлах, перераспределение минеральной части, так же как и уменьшение размера частиц, несомненно, сказывается на условиях образования и свойствах отложений. В силу этого, а также различий в условиях измерений значения температур начала шлакования и другие показатели несколько отличаются от величин, измеренных на котлах. Однако отметим соответствие результатов, полученных на стенде и в промышленных условиях, в качественном отношении и закономерную связь этих результатов.

Рассмотрим это подробнее на примере наиболее используемого показателя шлакоулавливающих свойств – температуры начала шлакования ( $t_{\text{шл}}$  и  $\Theta_{\text{фш}}$ ). Порядок расположения углей по тому или иному измеренному показателю, в том числе и по  $t_{\text{шл}}$ , не изменяется. Рост на стенде содержания компонентов основного состава в летучей золе для углей с кислым составом золы ведет к снижению  $\Theta_{\text{фш}}$  по сравнению с опытами на котле. На снижение  $\Theta_{\text{фш}}$ , но в меньшей мере, влияет меньший размер частиц летучей золы и используемых на стенде зондов.

Напротив, более высокая разница между температурами дымовых газов и поверхностью неохлаждаемого зонда ( $\Delta t$ ) ведет к росту значений  $\Theta_{\text{фш}}$ . При одинаковой температуре дымовых газов температура поверхности неохлаждаемого зонда на стенде ( $t_3$ ) ниже, чем в верхней части топок котлов в среднем на  $50^\circ\text{C}$  ( $\Delta t = \Theta - t_3$  в приведенных для определения  $t_{\text{шл}}$  условиях составляет  $110^\circ\text{C}$  и около  $160^\circ\text{C}$  на стенде). При этом по длине экспериментального участка разница  $\Delta t$  не постоянная и закономерно изменяется примерно от  $\Delta t = 100 \div 110^\circ\text{C}$  вблизи выходного окна камеры сгорания (уровень  $\Theta_{\text{фш}} = 1100 \div 1200^\circ\text{C}$  для экибастузского угля) до  $\Delta t = 180 \div 200^\circ\text{C}$  в средней по длине части экспериментального газохода ( $\Theta_{\text{фш}} = 950 \div 1000^\circ\text{C}$  для КАУ).

Изменению значений  $\Theta_{\text{фш}}$  также может способствовать неодинаковая степень преобразования минеральной части и плавления золы на стенде и в котлах. Одна-

ко такое различие невелико, а значит, наблюдается относительно небольшое их влияние на  $\vartheta_{\text{фш}}$ . Суммарный же эффект всех перечисленных факторов с противоположными знаками обеспечивает близость значений  $\vartheta_{\text{фш}}$ , полученных на стенде, и значений  $t_{\text{шл}}$ , измеренных на котле.

Сравнение результатов стендовых исследований и усредненной зависимости  $t_{\text{шл}}$  от отношения  $ko$  показано на рис. 3. Для стенда 2, 3  $t_{\text{шл}}^{\text{котла}} = \vartheta_{\text{фш}}^{\text{стенд}} + 15^\circ\text{C}$  или более точно для углей с кислым составом золы  $t_{\text{шл}}^{\text{котла}} = 1,09\vartheta_{\text{фш}}^{\text{стенд}} - 75^\circ\text{C}$ . Полученная поправка очень невелика, меньше разброса экспериментальных данных зависимости  $\vartheta_{\text{фш}}$  от  $ko$  и в ряде работ УралВТИ значение  $\vartheta_{\text{фш}}$  использовано как  $t_{\text{шл}}$ . Для адиабатической камеры горения из-за более существенного перераспределения минеральной части поправка была выше и разность ( $t_{\text{шл}}^{\text{котла}} = \vartheta_{\text{фш}}^{\text{стенд}^1}$ ) в среднем составила  $55^\circ\text{C}$ .

Анализ данных со стенда подтвердил, что для углей с кислым составом золы ( $ko > 2 \div 3$ ) и углей типа канско-ачинских (углей с высоким содержанием компонентов основного состава при низком количестве щелочных) для прогнозирования значений  $t_{\text{шл}}$  может успешно использоваться разработанный ранее в УралВТИ и получивший широкое признание приближенный метод по валовому составу минеральной части. Для совокупности полученных данных со стенда эмпирические коэффициенты в расчетных формулах имеют значения:  $\vartheta_{\text{фш}} = 930 + 7,1ko$  при  $ko > 2,3$  и  $\vartheta_{\text{фш}} = 940 + 54,54(1/ko)$  при  $ko < 2,3$ .

По результатам изучения отличающихся партий углей одного месторождения отметим следующее. Состав минеральной части партий угля может существенно изменяться в пределах месторождения, и для них, естественно, в заметном интервале отличаются значения  $\vartheta_{\text{фш}}$ , что отражено в таблице. При этом для одних месторождений (приозерное) эти изменения закономерно увязываются с изменением зольности; для других (кузнецкие, экибастузский) в большей мере определяются местом и условиями добычи (разрабатываемый пласт, глубина, состав вмещающих пород).

Например, отмеченное в последнее время усиление проблем шлакования на котлах блоков 300 – 500 МВт Свердловэнерго может быть связано с поставкой угля разреза “Северный”. Для экспериментальной партии с ТЭС Свердловэнерго измеренное значение  $\vartheta_{\text{фш}}$  составляет  $1090^\circ\text{C}$  против  $1150 - 1190^\circ\text{C}$ , полученных ранее для экибастузского угля и продуктов его обогащения с  $A^d = 24 \div 51\%$ . Напротив, сравнительное изучение характерного ангренского угля и угля с повышенным содержанием германия (так называемый, “спецуголь”) не выявило заметной разницы их шлакующих свойств, и поступление такого топлива не может быть причиной усиления шлакования котлов П-64.

Для канско-ачинских углей наблюдается “критическое” значение отношения  $ko$  примерно на уровне 2 – 3, при котором  $\vartheta_{\text{фш}}$  минимальное. Повышения и снижения отношения приводят к росту температуры начала шлакования. В отличие от этого для селектив-

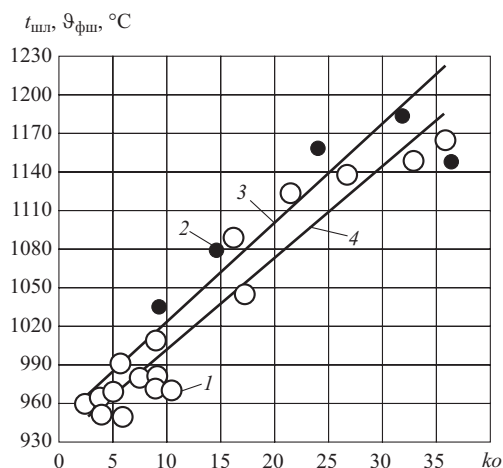


Рис. 3. Температурные условия начала шлакования на огневом стенде и на котлах для углей с кислым составом золы:

1 – измеренные на стенде температуры фактического начала шлакования  $\vartheta_{\text{фш}}$ ; 2 – измеренные на котлах температуры начала шлакования  $t_{\text{шл}}$  для углей, исследованных на стенде; 3 – усредненная зависимость  $t_{\text{шл}}$  от отношения  $ko$  по результатам промышленных исследований; 4 – усредненная зависимость  $\vartheta_{\text{фш}} = f(ko)$  для стенда 2, 3

но-отобранных малозольных партий приозерного угля  $\vartheta_{\text{фш}}$  снижается по мере уменьшения  $ko$  во всем исследованном диапазоне ( $ko = 0,84 \div 10,5$ ), что дополнительно рассмотрено далее.

Помимо малозольного приозерного угля, более низкие, чем расчетные по усредненной зависимости значения  $\vartheta_{\text{фш}}$ , измерены также при сжигании угля из КНР и смеси челябинского угля с биомассой [12]. Графически эти результаты и значение  $t_{\text{шл}}$  для порошка бытового стекла по результатам измерений на огневой модели котла ТПП-804 показаны на рис. 4, а, где для сравнения также нанесены усредненная прогнозирующая зависимость и результаты по канско-ачинским углям.

Анализ показал, что минеральная часть материалов с более низкими значениями температуры начала шлакования характеризуется повышенным (более 1,8%) содержанием натрия (или калия в ионообменной форме для биомассы  $\text{K}_2\text{O}^{\text{раств}}$ ). Весьма низкие, по сравнению с характерными для ТЭС углями, значения температур начала шлакования ( $\vartheta_{\text{фш}} \leq 750^\circ\text{C}$ ) измерены и на стендах ВТИ и КазНИИЭ при сжигании, так называемых, “солевых” углей с повышенным содержанием водородостворимого натрия [13, 14].

Снижение температур начала шлакования при повышении концентрации натрия связано с различными механизмами. Оно может быть обусловлено как образованием поверхностных “липких” пленок, так и уменьшением вязкости всего материала частицы летучей золы. В первом случае предполагается протекание процессов возгонки и конденсации щелочных компонентов на поверхности частиц с формированием низковязких пленок. Во втором – достигаемый эффект обусловлен тем, что натрий в большей мере снижает вязкость расплава по сравнению с другими компонентами основного состава.

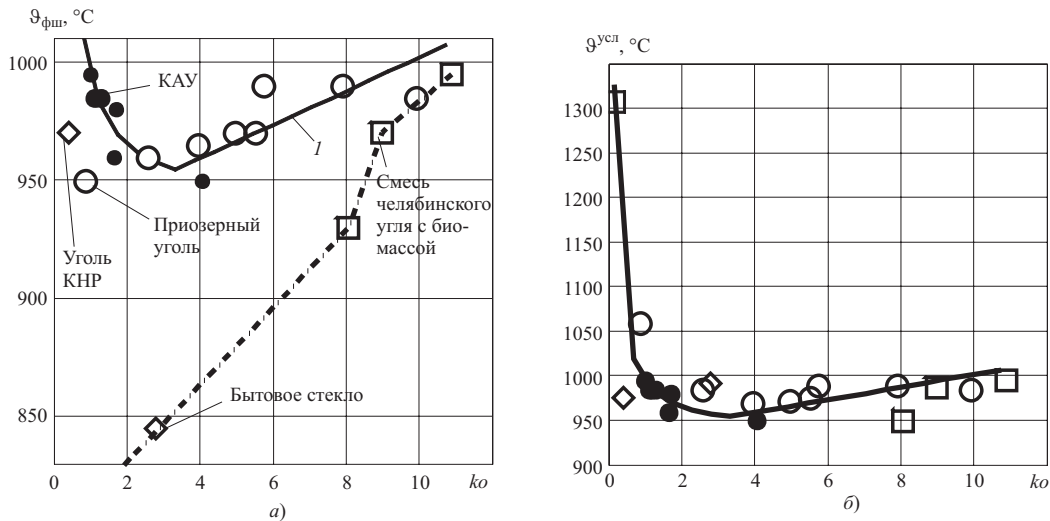


Рис. 4. Температурные условия начала шлакования для топлива с повышенным содержанием ионообменных щелочных компонентов, бытового стекла и канско-ачинских углей:

$a$  – значения  $\Theta_{фш}$ ;  $b$  – условные значения с поправкой на содержание натрия:  $\Theta^{усп} = \Theta_{фш} + 12(\text{Na}_2\text{O} - 1,8)$  при  $\text{Na}_2\text{O} > 1,8$ ;  $I$  – прогнозирующая зависимость для углей с низким содержанием  $\text{Na}_2\text{O}$

К настоящему моменту накопленных на стенде и лабораторных данных о разновидностях щелочей недостаточно для разработки метода прогнозирования с учетом разных эффектов. Рассмотрено несколько вариантов внесения поправки к методу прогнозирования  $t_{шл}$  с использованием сведений об общем содержании  $\text{Na}_2\text{O}^* = \text{Na}_2\text{O} + \text{K}_2\text{O}^{\text{раств}}$  (при большой доле последнего). Удовлетворительный результат получен при использовании поправки:  $\Theta_{фш}^{\text{сол}} = \Theta_{фш}^{\text{расч}} - 12(\text{Na}_2\text{O}^* - 1,8)$ .

Здесь  $\Theta_{фш}^{\text{расч}}$  – расчетное значение  $\Theta_{фш}$  для топлива с низким ( $\text{Na}_2\text{O} < 1,8$ ) содержанием натрия.

Результаты прогнозирования с учетом предложенной поправки показаны на рис. 4, б. Для удобства представления показано соотношение  $\Theta_{фш}^{\text{расч}}$  (линия) и значения  $[\Theta_{фш} + 12(\text{Na}_2\text{O}^* - 1,8)]$  – точки.

**Прочность шлаковых отложений.** Прочность образующихся отложений как шлаковых, так и первичных определяет процесс саморасшлаковки поверхностей нагрева и возможность их расшлаковки аппаратами очистки. В разработках УралВТИ показатель прочности отложений используется как основной для оценки допустимой по условиям шлакования температуры газов на выходе из топки  $(\Theta''_{т-15})^{\text{доп}}$ .

На огневом стенде реализован метод измерения прочности шлаковых отложений на разрыв в горячем состоянии, непосредственно в газоходе,  $\sigma_p^t$ . Результаты измерения  $\sigma_p^t$  в зависимости от температуры газов для широкого круга изучавшихся на стенде углей показаны на рис. 5. В определенном диапазоне температур выше  $t_{шл}$  прочность отложений возрастает с ростом температуры. Уровень, характер роста прочности и его темп  $\Delta\sigma_p^t/\Delta\Theta$  для разных углей существенно отличаются, и для анализа конкретных углей и ситуаций используется совокупность указанных признаков. Для характери-

стики и сравнения шлакующих свойств углей используется одно из значений зависимости  $\sigma_p^t = f(\Theta)$ .

Удобно в качестве такого показателя принимать значение температуры, при которой достигается определенная прочность отложений  $\Theta_{\sigma} = \text{const}$ . На основании опытов с широким кругом углей для стенда в качестве такого показателя принята температура  $\Theta_{10}$  при  $\sigma_p^t = 10$  кПа, что в среднем соответствует рекомендуемому в [15] значениям  $(\Theta''_{т-15})^{\text{доп}}$ . Рекомендуемым УралВТИ более высоким допустимым значениям соответствует температура  $(\Theta''_{т-15})$  при  $\sigma_p^t = 12,5$  кПа.

Прочность отложений, как и другие показатели шлакующих свойств, изменяется не только для углей разных месторождений, но и для разных партий одного месторождения. Изменение значений  $\Theta_{\sigma} = \text{const}$  от состава минеральной части похоже на изменение  $t_{шл}$  и в первом приближении может характеризоваться отношением  $ko$ . Аналогично  $\Theta_{фш}$  значение  $t_{10}$  уменьшается при снижении зольности (и соответственно  $ko$ ) приозерного и других углей. Для канско-ачинских углей имеется значение “критического”  $ko$ , соответствующее зольности  $A^d \approx 9\%$ . Повышение и понижение зольности выше этого значения ведут к уменьшению прочности отложений (росту значений  $\Theta_{10}$ ). В то же время зависимости  $\Theta_{фш}$  и  $\Theta_{10}$  от  $ko$  имеют разные коэффициенты линейной регрессии. Большой разброс экспериментальных значений  $\Theta_{10}$  при фиксированных значениях  $ko$  указывает также на существенное влияние других факторов.

Одной из форм оценки допустимой температуры  $\Theta''_{т}$  является ее выражение через значения  $t_{шл}$  ( $\Theta_{фш}$ ) как  $(\Theta''_{т-15})^{\text{доп}} \leq t_{шл} + \Delta\Theta$ . Значение  $\Delta\Theta$  – превышение допустимой температуры на выходе из топки над  $t_{шл}$  принимается по тому или иному алгоритму в зависимости от шлакующих свойств топлива и конструктивных особенностей поверхностей нагрева, расположенных на



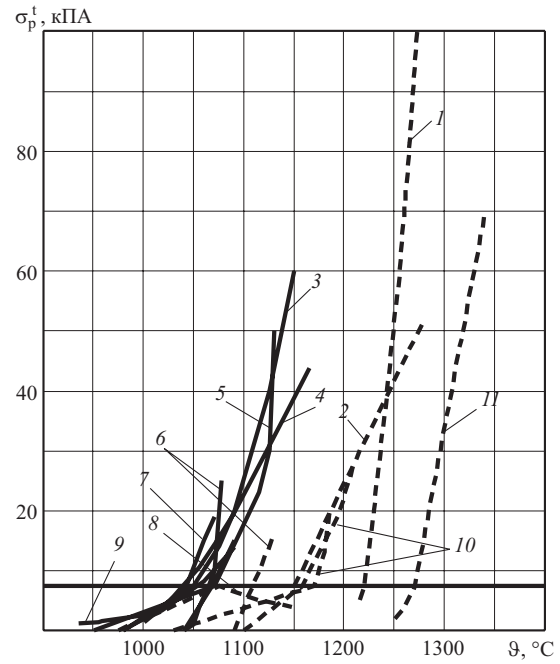
выходе из топки. По методическим рекомендациям [15] значения  $\Delta\vartheta$  выбираются разные для плавниковых и гладкотрубных поверхностей нагрева и в зависимости от наличия прочных первичных отложений. Различие в составе и свойствах собственно шлаковых отложений не учитывается.

Однако анализ приводимых конкретных рекомендаций указывает, что при прочих равных условиях значение  $\Delta\vartheta$  для разных углей изменяется в значительном диапазоне (от 10 до 100°C при наличии прочного первичного слоя и от 50 до 150°C при его отсутствии). Логично полагать, что указанное различие для разных углей обусловлено различием прочности образующихся шлаковых отложений. По результатам исследований на стенде значение  $\Delta\vartheta = \vartheta_{10} - \vartheta_{\text{фш}}$  изменяется в диапазоне от 30 до примерно 190°C. В свою очередь, очевидно, что непостоянство  $\Delta\vartheta$  обусловлено различием вязкости расплава и спекаемости отложений и, в конечном счете, их состава.

Выполнен анализ влияния широко доступных данных (уровень  $t_{\text{шл}}$ , средний химический состав минеральной части) на  $\Delta\vartheta$ . Установлено, что для трех выделенных серий экспериментов на стенде (стенд с первой конструкцией камеры сгорания, стенд 2, 3 раздельно для углей с кислым и основным составом золы) наблюдается более или менее выраженная тенденция к снижению  $\Delta\vartheta$  при росте содержания  $\text{K}_2\text{O}$ ,  $\text{SiO}_2$ ,  $\text{Al}_2\text{O}_3$ , и  $\text{TiO}_2$  и при уменьшении содержания  $\text{CaO}$ ,  $\text{MgO}$  и  $\text{Na}_2\text{O}$ . Зависимости от  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  для углей с кислым составом золы не прослеживается. В соответствии с приведенными результатами для анализа зависимости  $\Delta\vartheta$  от состава минеральной части использованы различные комбинации компонентов. Они “строились” по принципу включения компонентов, дающих тенденцию к снижению  $\Delta\vartheta$ , в числитель показателя и противоположную тенденцию – в знаменатель.

По условию минимизации среднеквадратической погрешности лучшим из анализировавшихся показателей для совокупности серий опытов оказалось отношение  $\text{K}_2\text{O}/\text{Na}_2\text{O}$ . С ростом этого соотношения значения  $\Delta\vartheta$  закономерно уменьшаются во всех сериях опытов. Также установлено, что наблюдается определенная тенденция к снижению значений  $\Delta\vartheta$  с ростом тугоплавкости золы (с ростом  $\vartheta_{\text{фш}}$ ). Поскольку это может быть связано с систематической погрешностью измерения  $\vartheta_{\text{фш}}$  на стенде, где в зависимости от значения  $\vartheta_{\text{фш}}$  положение сечений газохода с условиями начала шлакования и условия теплообмена в них закономерно изменяются, дополнительно выполнен анализ по результатам измерения прочности на котлах. В качестве значения  $\Delta\vartheta$  принята разность между температурой при прочности охлажденных отложений на сжатие  $\sigma_{\text{сж}} = 0,75 \text{ МПа}$  и  $t_{\text{шл}}$ . Результаты анализа показали, что найденные как оптимальные по опытам на стенде показатели ( $\text{K}_2\text{O}/\text{Na}_2\text{O}$  и  $\vartheta_{\text{фш}}$ ) также справедливы и для опытов на котлах.

Однако показатель  $\text{K}_2\text{O}/\text{Na}_2\text{O}$  не является оптимальным с позиций достоверности его экспериментального определения. Приемлемым компромиссным показателем принято отношение  $P2 = \text{K}_2\text{O}/(\text{Na}_2\text{O} + \text{CaO} + \text{MgO})$ . По результатам исследований на стенде и на



**Рис. 5. Графики зависимости прочности шлаковых отложений на разрыв от температуры формирования для углей:**

1 – экибастузский,  $A^d = 25\%$ ; 2 – экибастузский,  $A^d = 30\%$ ; 3 – березовский,  $A^d = 7,5\%$ ; 4 – челябинский; 5 – азейский; 6 – березовский,  $A^d = 9,3 \div 12,5\%$ ; 7 – тюльганский; 8 – хакасский; 9 – приозерный малозольный; 10 – кузнецкие СС и Г; 11 – экибастузский,  $A^d = 38\%$

котлах для оценки допустимых значений  $\Delta\vartheta$  и далее  $(\vartheta''_T)^{\text{доп}}$  предложены линейные зависимости

$$\Delta\vartheta^{\text{расч}} = c - at_{\text{шл}} - bP2 \text{ и } (\vartheta''_T)^{\text{доп}} = t_{\text{шл}} + \Delta\vartheta^{\text{расч}},$$

где  $a, b, c$  – эмпирические коэффициенты.

Коэффициенты  $a, b, c$  определены для двух вариантов: применительно к рекомендуемым в [15] и к предложенным УралВТИ значениям  $(\vartheta''_T)^{\text{доп}}$ . Погрешность оценки по такому алгоритму гораздо меньше, чем при принятии не зависящего от состава минеральной части значения  $\Delta\vartheta^{\text{сп}}$ , как в существующих методических указаниях.

### Список литературы

1. *Артемьева Н. В., Оренбах М. С., Богомолов В. В.* Исследование шлакующих свойств углей на огневом стенде. – В кн.: Минеральная часть топлива, шлакование, загрязнение и очистка котлов. Челябинск, 1992.
2. *Результаты экспериментальных исследований технологий сероочистки дымовых газов ТЭС на стендах УралВТИ / Богомолов В. В., Оренбах М. С., Гладков В. Е., Артемьева Н. В.* – В кн.: Природоохранные технологии ТЭС. М.: ВТИ, 1996.
3. *Исследования шлакующих свойств смесей / Алехнович А. Н., Богомолов В. В., Артемьева Н. В., Гладков В. Е.* – Теплоэнергетика, 2000, № 8.
4. *Шлакующие свойства летучей золы при ступенчатом сжигании углей / Богомолов В. В., Алехнович А. Н., Гладков В. Е., Артемьева Н. В.* – В кн.: Повышение надежности и эффективности работы теплотехнического оборудования ТЭС. Челябинск: УралВТИ, 1996.

5. Pollock W. H., Goetz G. I., Park E. D. Advancing the art of boiler design by combining operating experience and advanced coal evaluation techniques. – Proc. Amer. Power Conf., 1983, v. 45.
6. Шарловская М. С., Ривкин А. С. Влияние минеральной части сибирских углей на загрязнение поверхностей нагрева парогенераторов. Новосибирск: Наука, 1973.
7. Промышленные и лабораторные исследования физико-химических свойств шлаковых расплавов кузнечных углей / Алехнович А. Н., Залкинд И. Я., Кузнецова Н. Г. – В кн.: Влияние минеральной части энергетических топлив на условия работы парогенераторов. Таллин, 1974.
8. Шлакующие свойства березовского угля при сжигании его в топках с твердым и жидким шлакоудалением / Дик Э. П., Цедров Б. В., Козлов С. Г., Пронин М. С. – В кн.: Оборудование ГРЭС и передача электроэнергии КАТЭКа. Красноярск, 1983.
9. Жемчугов А. П., Заворин А. С. Преобразование минеральной части канско-ачинских углей в вихревой топке ЦКТИ. – В кн.: Влияние минеральной части энергетических топлив на условия работы паровых котлов. Тезисы докладов IV Всесоюзной конференции. Таллин: 1986, т. 1.
10. Заворин А. С., Теплухин Е. П., Будилов О. И. Исследование золовых отложений на пароперегревателе котла БКЗ-320 – 140 при сжигании ирша-бородинского угля. – Электрические станции, 1988, № 9.
11. Алехнович А. Н., Богомолов В. В. Температурные условия начала шлакования при сжигании углей с кислым составом золы. – Теплоэнергетика, 1988, № 1.
12. Алехнович А. Н., Богомолов В. В., Артемьева Н. В. – Совместное факельное сжигание биомасс с углем. – Теплоэнергетика, 2001, № 2.
13. Дик Э. П., Клейменова И. И., Кричевская И. Е. О перспективах освоения соленых углей. – В кн.: Влияние минеральной части энергетических топлив на условия работы парогенераторов. Тезисы докладов III Всесоюзной конференции. Таллин: 1980, т. А.
14. Образование золовых отложений при сжигании “соленого” нижеиллийского угля в огневой модели кольцевой топки / Ветчинников А. Н., Устименко Б. П., Змейков В. Н., Арзюков С. В. – В кн.: Влияние минеральной части энергетических топлив на условия работы парогенераторов. Тезисы докладов IV Всесоюзной конференции. Таллин: 1986, т. 1.
15. Методические указания по проектированию топочных устройств энергетических котлов / Под ред. Вербовецкого Э. Х., Жмерика Н. Г. С.-Пб.: ВТИ – ЦКТИ, 1996.

## УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

Познакомиться с историей создания журнала «Электрические станции», редакционной коллегией и редакцией, тематикой и содержанием журнала за последние годы Вы можете на нашей страничке в Internet: [www.energy-journals.ru](http://www.energy-journals.ru). Там же Вы узнаете расценки на размещение рекламы, как подписаться на журнал в редакции, правила оформления рукописи и другую информацию.

## ИСТОРИЧЕСКИЕ ВЕХИ И СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

### Южноуральской ГРЭС – 50 лет

**Жевтяк С. П.**, директор Южноуральской ГРЭС

У каждого предприятия, как и у человека, своя судьба. Есть предприятия, которым суждено играть особую роль в жизни целого города, области, страны. С полным правом эти слова можно отнести к Южноуральской ГРЭС.

Южноуральская государственная районная электрическая станция – продолжение плана ГОЭЛРО. Правда, появилась наша станция на 30 лет позднее утверждения этого плана, тем не менее, она его исполнение и продолжение.

Мощному индустриальному Уралу в послевоенные годы подъема народного хозяйства страны не хватало электрической и тепловой энергии, что и явилось основанием для принятия постановления Совета Министров СССР от 2 июня 1948 г. за № 248 о строительстве мощной по тем временам Южноуральской ГРЭС.

Южноуральск – промышленный город (на небольшом пространстве расположено около десятка предприятий, продукция которых известна не только во всех уголках нашей страны, но и за рубежом). ЮУГРЭС дала жизнь арматурно-изоляторному, ремонтно-механическому заводам, заводам радиокерамики, “Кристалл”, металлоконструкций, фарфоровому заводу.

Своим рождением, становлением, дальнейшим развитием и даже названием город обязан Южноуральской ГРЭС. Да и сейчас налоги и платежи ГРЭС очень весомы в городском бюджете. Кроме того (и это очень важно), горожане не знают, что такое отключение электроэнергии, а в домах и офисах всегда тепло. ЮУГРЭС – это неотделимый, хорошо отлаженный механизм в едином городском комплексе, который сегодня невозможно представить вне Южноуральска или Южноуральск без ГРЭС, которой исполняется полвека.

Проект Южноуральской ГРЭС разработан Московским отделением института Теплоэлектропроект под руководством главного инженера проекта **Семена Самойловича Ракиты**. Строительство электростанции, соцкультуробъектов осуществляло строительное управление Южуралгрэстррой, входившее в то время в состав треста Южуралэнергострой. Трестом Уралэнергомонтаж Главвостокэнергостроя Министерства энергетики и электрификации СССР был выполнен монтаж основного и вспомогательного теплотехнического оборудования. Трестом Уралэлектросетьстрой, входившим в состав Главэлектросетьстроя, осуществлен монтаж оборудования электрической части станции. Гидромонтаж Минэнерго занимался монтажом металлоконструкций котельного цеха, секций электрофильтров и дымососной, гидроузла, береговых насосных и циркуляционных насосов.

Кроме этих мощных организаций в строительстве принимали участие Уралсантехмонтаж, Гидромеханизация, Союзпроммеханизация, Союзтеплострой и другие организации – всего более пятнадцати из различных отраслей.

Только перечисление участников рождения энергетического гиганта дает возможность воочию убедиться в грандиозности и масштабности развернувшегося на берегах р. Увельки строительства, в котором было задействовано большое количество строителей, монтажников, наладчиков и других специалистов.

Работу этих организаций необходимо было координировать, направлять, контролировать. Это могла делать только дирекция строящейся ГРЭС, которая была создана специальным распоряжением Министерства электростанций. Первым директором ее назначается **Владимир Иванович Остроушенко** – 26 ноября 1949 г. Несмотря на довольно молодой для руководите-





ля такого масштаба возраст (41 год), это был не новичок в энергетике.

Вместе с В. И. Остроушенко главным инженером на ЮУГРЭС приехал **Михаил Борисович Гервиц** – грамотный, требовательный специалист, имевший богатый опыт в энергетике.

После Южноуральской ГРЭС Михаил Борисович еще длительное время “поднимал” другие энергетические объекты. За вклад в развитие энергетики он награжден орденом Трудового Красного Знамени, двумя орденами “Знак Почета”, медалями “За трудовую доблесть”, “За самоотверженный труд в годы Великой Отечественной войны 1941 – 1945 гг.”, ему присвоены звания: “Заслуженный энергетик РСФСР”, “Почетный энергетик СССР”, “Заслуженный энергетик РАО “ЕЭС России”, лауреат премии Совета Министров СССР. Последнее время М. Б. Гервиц работал главным инженером Главуралэнерго и несмотря на свой солидный возраст, приближающийся к 90 годам, он в мельчайших подробностях вспоминает о тех горячих днях, когда люди, полные энтузиазма, отдавали себя без остатка подъему отечественной энергетики.

Связка “директор – главный инженер” очень важна в энергетике; эти две должности не могут быть в разрыве, что особенно проявилось тогда на Южноуральской ГРЭС. Эта деловая традиция сохраняется на станции и сегодня.

На долю В. И. Остроушенко и М. Б. Гервица выпал очень ответственный момент строительства и пуска первой очереди станции.

После того, как В. И. Остроушенко был переведен директором на строящуюся Троицкую ГРЭС, на его место был назначен **Дмитрий Михайлович Бочурин**, который проработал в этой должности с 4 октября 1952 г. по 2 февраля 1954 г. Срок небольшой, но насыщен значительным наращиванием мощности молодой станции – завершено строительство первой очереди и начато строительство второй очереди с установкой уже более современного и более мощного оборудования.

В это время техническим руководителем станции работал **Исай Михайлович Рувимский**. На его долю выпал, пожалуй, самый ответственный и значительный период жизни станции: прием, освоение и доведение ее до проектной мощности. И надо отдать ему должное – с этой задачей И. М. Рувимский успешно справился.

Строительные дела станции завершал директор **Филипп Михайлович Ченчик**, который проработал со 2 февраля 1954 г. по 28 сентября 1963 г. В это время в связи с вводом все новых мощностей увеличивалось количество работников станции. Многие приезжали с семьями. Необходимо было жилье, школьные и дошкольные учреждения. Все вопросы благоустройства строящегося тогда еще рабочего поселка Южноуральского возлагались на ГРЭС. Филипп Михайлович активно решал все эти проблемы, за что вполне заслуженно ему было присвоено звание “Почетный гражданин города Южноуральска” (поселку Южноуральскому в 1963 г. был присвоен статус города областного подчинения).

Строительство станции шло быстрыми темпами. Без преувеличения можно сказать, что сегодня, когда стройиндустрия по своей технической оснащенности ушла далеко вперед, по срокам строительства таких мощных объектов страна значительно отстает от тех времен.

Спустя всего четыре года с того момента, когда первостроителями был забит первый кольшек на промплощадке энергетического гиганта, Южноуральская ГРЭС дала ток в энергосистему страны.

28 апреля 1952 г. был включен в работу первый турбогенератор.

Строительство станции велось в четыре этапа (очередей).

- |         |  |
|---------|--|
| 1953 г. | Завершено строительство первой очереди мощностью 200 МВт: четыре турбины по 50 МВт и пять котлов производительностью 230 т/ч |
| 1954 г. | Вошла в строй вторая очередь: 200 МВт – две турбины по 100 МВт и три котла производительностью по 230 т/ч                    |
| 1956 г. | Третья очередь: 200 МВт – две турбины по 100 МВт и три котла производительностью по 230 т/ч                                  |
| 1961 г. | Завершено строительство четвертой очереди: два энергоблока по 200 МВт и два прямоточных котла производительностью по 640 т/ч |

Таким образом, станция достигла проектной мощности 1000 МВт. По сути дела, это событие стало началом энергетики большой мощности в стране. ЮУГРЭС явилась одной из первых станций Советского Союза, где впервые осваивались блоки мощностью 200 МВт на твердом топливе. Интересен тот факт, что турбоагрегаты № 1 и 2 ЮУГРЭС имеют заводские номера 1 и 2. Проверенные в эксплуатации ЮУГРЭС проектно-технические решения широко использовались при проектировании и строительстве многих электростанций с блоками еще большей мощности (300, 500, 800, 1200 МВт) как в СССР, так и далеко за его рубежами – в Болгарии, Польше, Румынии, Индии и других странах.

Отличительной особенностью Южноуральской ГРЭС является то, что она была спроектирована на сжигание высокозольного бурого угля Челябинских угольных разрезов. Многие электростанции, пытавшиеся сжигать этот уголь, так и не смогли приспособиться к нему: не единожды зашлаковав котлы, отказывались от него.

Работники ГРЭС своим упорным, самоотверженным трудом освоили бесшлакочный режим на котлах. В настоящее время случай зашлаковки рассматривается как чрезвычайное происшествие.

Здесь уместно будет сказать о том, что Южноуральская ГРЭС с первого дня являлась полигоном для испытания и внедрения новых достижений науки и техники. Много именно здесь было впервые. Одно то, что для нашей станции разрабатывались новые котлы, турбоагрегаты, говорит о значении, которое придавалось Южноуральской ГРЭС.

После сдачи в эксплуатацию энергоблоков № 1 и 2 Южноуральской ГРЭС группа работников Уралэнерго-монтажа получила награды ВДНХ СССР.

Толчок турбоагрегата № 1 был произведен в 14 ч 55 мин 27 апреля 1952 г., а включение генератора в сеть произвели в 00 ч 22 мин 28 апреля. Участниками растопки и пуска котла № 1 были машинист котла **Клавдия Ивановна Матвеева**, начальники смен котельного цеха **Николай Дмитриевич Арапов** и **Григорий Матвеевич Ананьин**. Пускали первую турбину машинист турбины **Василий Михайлович Давыдов** и начальник смены турбинного цеха **Петр Александрович Руженцев**.

Первая вахта электрического цеха, которой было поручено произвести включение генератора в сеть, была в следующем составе: щитовые **Галина Аксенова**, техник **Михаил Кондрашов** и инженер главного цита управления **Хайкул Крамник**.

Машинист котла Клавдия Ивановна Матвеева, участница Великой Отечественной войны вошла в историю Южноуральской ГРЭС не только как участница знаменательного события первого пуска. За всю историю станции, а, может быть, и энергетики были только две женщины – Клавдия Ивановна Матвеева и Татьяна Сарнацкая, управлявшие таким мощным и сложным агрегатом.

Работой молодой станции и устанавливаемого на ней мощного нового отечественного оборудования интересовались не только специалисты внутри страны, но и зарубежные специалисты.

В 1954 г. Южноуральскую ГРЭС посетил член Королевского совета, председатель Энергетического управления Великобритании лорд Уолтер Ситрин. Его, как и многих других зарубежных специалистов, интересовал вопрос работы котлоагрегатов на низкосортном угле, зольность которого зачастую превышала 50%. Каково же было удивление англичан, когда у пульта управления котлом они увидели женщину. В Англии женщины к такой работе не допускались.

Прощаясь с коллективом станции, лорд У. Ситрин сделал запись в оперативном журнале ГРЭС: “Британская делегация электропромышленников считает, что их визит на Южноуральскую электростанцию был весьма интересным и поучительным. Большое впечатление произвела на нас квалификация рабочих, а также и та техника, которая установлена на электростанции. Желаем всем успехов в вашей работе”.

Бывали на станции и другие делегации: из Мексики и Аргентины, с Кипра, из Чехословакии, Италии, Румынии, Китая, США, Испании и Латинской Америки ...

И все высоко оценили уровень подготовленности южноуральских энергетиков, оборудование и его надежную, эффективную и экономичную работу.

Южноуральская ГРЭС стала настоящей кузницей кадров для отечественной энергетики: электриков, ко-



тельщиков, турбинистов, других специалистов – бывших работников ЮУГРЭС, можно встретить на Молдавской и Бурштынской, Ириклинской и Кармановской, Костромской и Конаковской, Нуренгринской и Приморской, Сырдарьинской и Джамбулской, Шатурской и Нарвской, Сургутской и Троицкой электростанциях, на атомных Белоярской, Ленинградской, Игналинской и многих других. Наши специалисты неоднократно выезжали за рубеж: в Египет – на строительство Асуанской плотины, Монголию, Румынию, Болгарию, Югославию, ГДР, КНДР, Ирак, Вьетнам. В этих группах южноуральские энергетики зачастую были единственными, имеющими опыт работы на аналогичном оборудовании.

Среди бывших работников ГРЭС есть и ученые. Кандидатами наук стали бывший заместитель начальника цеха **Г. В. Жигулев**, **А. П. Прошутинский**, бывший инженер цеха **Б. И. Захаров** и др.

Итак, к концу 1961 г. Южноуральская ГРЭС была построена, предъявлена Государственной комиссии и заработала на полную мощность.

Положительным фактором в развитии энергетики в те времена было обязательное развитие социальной сферы. И этот принцип был и остается для Южноуральской ГРЭС до настоящего времени.

К моменту приемки электростанции в эксплуатацию на балансе ЮУГРЭС было 45 050 м<sup>2</sup> жилья. На одного работающего приходилось более 20 м<sup>2</sup> жилой площади. Кроме квартир, ГРЭС имела общежитие на 90 мест, баню на 47 мест, гостиницу на 50 мест, три детских сада и Дом культуры на 540 мест (к слову сказать, ЮУГРЭС – единственное предприятие в Южноуральске, по сей день содержащее подобные объекты на своем балансе). Не менее важное значение руководство станции придавало другим социальным объектам: строились магазины, были выделены помещения под народный суд, под детский санаторий, санэпидемстанцию. По инициативе и практически за счет средств ЮУГРЭС построено здание для детской школы искусств. Среди учащихся и выпускников ДШИ – лауреаты и дипломанты областных, региональных, всероссийских и международных конкурсов. С первого дня школа искусств заняла очень важное место в культурной жизни города, как и Дом культуры “Энергетик” Южноуральской ГРЭС.

В 1964 г. директором Южноуральской ГРЭС был назначен **Павел Федорович Жевтяк**. Мне очень приятно в этой статье уделить внимание ему не только как отцу, который сыграл в моей судьбе, как энергетика, ве-

душью роль, но и как человеку, который из 50 лет работы станции 25 лет был ее руководителем, и вместе с ее коллективом переживал все горести и радости побед. Персонал станции знал, что это коренной энергетик, прошедший путь от слесаря до главного инженера станции, работавший на многих предприятиях Челябинска.

Отличительной особенностью его является большая приверженность системе: с первого и до последнего дня работы он ежедневно в одно и то же время делал обход цехов станции. От его взгляда не ускользали ни много-, ни малозначащие детали: от спецовки рабочего и его настроения до загрузки оборудования и режима его работы.

Оборудование станции, хотя и было новейшим, но уже требовало модернизации и устранения недоработок, которые были допущены еще на стадии проектирования и выявились в ходе эксплуатации.

Большая работа по модернизации и реконструкции проведена на блоках 200 МВт, котлы которых были головными образцами.

Но особенно нужно выделить 1966 г., когда началась газификация электрической станции. Сразу после прихода на должность директора он начал претворение этой идеи в жизнь.

Газификация ЮУГРЭС продолжается и сегодня. В 2001 г. переведен на сжигание газа очередной котел (№ 4). Теперь более половины всех котлов станции может работать на двух видах топлива.

Конец 60-х – начало 70-х годов – время, знаменательное для коллектива ЮУГРЭС движением за присвоение предприятию звания “Предприятие высокой культуры производства”. Инициатором этого движения стал директор.

Эти годы для Южноуральской ГРЭС и ее коллектива действительно явились годами высокого подъема. В первую очередь, боролись за надежность и безаварийность, экономичность, качество и высокую производительность, за эстетику и человеческие взаимоотношения.

Звание “Предприятие высокой культуры производства” было присвоено Южноуральской ГРЭС 26 апреля 1972 г. – в год 20-летнего юбилея станции. Впоследствии это звание подтверждалось еще несколько раз. За все эти годы ЮУГРЭС коллективными усилиями повысила свою надежность, значительно улучшились технико-экономические показатели станции.

Шло время. Коллектив начал планомерно заниматься заменой морально устаревшего оборудования. За этот период смонтировано и введено в действие большое количество схем сигнализаций, блокировок и защит как по основному, так и по вспомогательному оборудованию.

Продолжалась работа и в социальной сфере – построены тепличное хозяйство, современный дом отдыха.

На Южноуральской ГРЭС с первых дней ее существования большое внимание уделялось общению, распространению опыта.

Неоднократно коллектив ЮУГРЭС, передовые работники станции выступали с инициативой различных патриотических и производственных начинаний, что помогло сэкономить тысячи киловатт-часов электроэнергии, десятки и сотни тысяч рублей, повысить куль-

туру труда, благоустроить предприятие и город. В 1975 г. коллектив Южноуральской ГРЭС выступил инициатором соревнования за присвоение городу Южноуральску звания “Город высокой производительности труда, высокой культуры и образцового общественного порядка”, который был подхвачен практически всеми предприятиями и организациями города.

Осуществляя широкую программу модернизации производства, энергетики ежегодно увеличивали объемы производства продукции, одновременно улучшая экономические показатели в условиях непрерывной реконструкции оборудования. Важную роль в этом процессе играли комплексные творческие бригады.

П. Ф. Жевтяк, руководство станции уделяли кадровым вопросам большое внимание. Директор умел подбирать кадры, поэтому рядом с ним работали грамотные и инициативные специалисты. Должность главного инженера в разные годы занимали **Леонид Абрамович Кисельман**, **Авангард Сергеевич Еловиков**, **Анатолий Алексеевич Бодунов**, **Владимир Натанович Бендерский**. Почти все они благодаря своим деловым качествам и высочайшей квалификации были выдвинуты на более высокую руководящую работу. Л. А. Кисельман был назначен директором Троицкой ГРЭС, а затем директором строящейся Челябинской ТЭЦ-3; А. С. Еловиков – главным инженером производственного объединения Челябинска; В. Н. Бендерский сменил П. Ф. Жевтяка на посту директора Южноуральской ГРЭС, а в 2000 г. назначен главным инженером АО Челябинска.

Характерная черта каждого из этих руководителей – постоянный поиск путей улучшения технико-экономических показателей оборудования, повышение его надежности. Много и упорно занимались вопросами реконструкции, внедрением новой техники и технологии.

Павел Федорович Жевтяк удостоен звания “Почетный гражданин города”, награжден орденами Трудового Красного Знамени и “Знак Почета”, удостоен звания “Заслуженный энергетик Российской Федерации”.

На долю следующего директора **В. Н. Бендерского** и главного инженера **Г. Н. Кириченко** выпала нелегкая задача перестраивать производство на рельсы новой экономической политики. В 1993 г. система Челябинска стала акционерным обществом.

Несмотря на большие трудности с финансированием удалось изыскать возможности и сделать все, чтобы на месте отслужившей пятой машины был смонтирован новый турбогенератор; смонтировать и пустить в эксплуатацию уникальную систему предварительной очистки воды в химическом цехе (подобного оборудования такой мощности нет нигде в Челябинске и даже в России), смонтировать на месте старого новый, более совершенный вагонопрокидыватель. Два последних объекта введены в эксплуатацию в 2000 г.

Дополнительно к котлам № 7, 8, 9, 10, 14 и 15 реконструированы и газифицированы еще четыре: № 4, 5, 12, 13. В последние годы на трех котлах установлены золоуловители нового поколения – эмульгаторы кольцевого типа – с коэффициентом очистки 99,5 – 96,6%. Намечена программа технического перевооружения станции на 2000 – 2005 гг., в которую включены наиболее важные мероприятия по каждому цеху.

За проделанную работу В. Н. Бендерскому присвоено звание “Почетный энергетик Минтопэнерго РФ”, “Заслуженный энергетик РАО “ЕЭС России”, а главному инженеру станции Г. Н. Кириченко – звание “Заслуженный работник РАО “ЕЭС России”.

Сегодняшнему коллективу станции предстоит работать в условиях реформирования энергетической отрасли. Структурные и другие изменения ожидают систему Челябинэнерго, напрямую коснутся они и Южноуральской ГРЭС.

Перед коллективом ЮУГРЭС стоят непростые задачи, но наши энергетики уже не раз доказывали, что им по плечу решения самых сложных проблем.

28 апреля 2002 г. Южноуральской ГРЭС исполнится 50 лет. Возраст для предприятия солидный. Усилия

коллектива направлены на то, чтобы продлить рабочий ресурс оборудования, планомерно проводятся мероприятия по модернизации производства и реконструкции оборудования.

У станции есть перспектива, есть будущее, прежде всего потому, что в коллективе профессионально “выросло” новое поколение прекрасных специалистов, на ЮУГРЭС достойно трудятся дети и внуки тех, кто строил станцию, пускал первые блоки. Здесь продолжает трудиться славный коллектив – сплав опыта и молодости. Это коллектив единомышленников, для которых дело чести – высоко держать марку южноуральских энергетиков, работать плодотворно, эффективно и надежно, обеспечивая промышленность и население светом и теплом.

## Освоение головного блока 200 МВт на Южноуральской ГРЭС

Шварц А. Л., доктор техн. наук

### ВТИ

Одним из наиболее значимых периодов в истории ЮУГРЭС является освоение головного моноблока 200 МВт с прямоточным пылеугольным котлом ЗиО ПК-33-83СП, турбиной К-200-130 ЛМЗ и генератором ТВФ-200-2 с водородным охлаждением завода “Электросила”. Помимо основного оборудования новым являлось вспомогательное оборудование блока: углеразмольные молотковые мельницы, питательные насосы, гидромуфты, элементы системы регенерации. Новыми являлись также примененные на блоке схемы: тепловая и пусковая, автоматизации и технологических защит.

Головной организацией по освоению этого блока и исследованию его элементов был назначен ВТИ.

При освоении котлоагрегата наибольший научно-технический интерес представляло выявление причины ненадежности подвесных труб заднего экрана топочной камеры, приведшей к двум авариям.

Подвесные трубы заднего экрана были запроектированы в виде U-образных петель, обогреваемых газом в области горизонтального газохода (нижняя часть, составляющая 2/3 высоты, размещена с тыльной стороны настенного экрана). Проведенный с учетом экспериментальных данных анализ показал, что система этих подвесных труб имеет многозначную гидравлическую характеристику, что при эксплуатационных колебаниях режима при пониженных нагрузках котла приводило к прекращению расхода среды в отдельных трубах и их разрыву. ВТИ и ЗиО разработали реконструктивные мероприятия, которые обеспечили чисто подъемное движение во всех подвесных трубах заднего экрана и полную надежность работы подвесной системы и котла во всех режимах эксплуатации.

Был отработан оптимальный пусковой режим в схеме со встроенным сепаратором (умеренное тепло-

выделение в топке на начальной стадии пуска). Это предотвратило резкие колебания температуры металла труб ширмового перегревателя, которые вызывали их повреждения на первой стадии освоения котла.

На основе первых результатов освоения котла была изменена схема присоединения пылепроводов к горелкам так, что пыль от каждой мельницы стала подаваться к горелкам всех ярусов. Это привело к однозначности влияния изменения расхода топлива на параметры пара и снизило газовые перекосы температуры по тракту.

Шлакование потолка котла при работе верхнего яруса горелок и нагрузках выше 160 МВт было устранено после установки дополнительных обдувочных устройств, работающих на “перегретой” воде.

Турбина была освоена сравнительно легко и без существенных переделок. Некоторые трудности в начальный период вызывали заедание и зависание второго и третьего клапанов системы парораспределения ЦВД турбины в области нагрузок 170 МВт и повышенные разности температуры верха и низа ЦВД и ЦСД при остановках турбины.

Пуск моноблока в эксплуатацию с подготовленными средствами автоматизации и технологической защиты оборудования был применен впервые и показал, что такой подход к автоматике и защите является единственно правильным при освоении крупных энергетических блоков.

Новая для того времени ступень параметров пара, примененная на блоке, была успешно внедрена и не создала значительных затруднений при освоении.

Весьма плодотворным при освоении блока оказалось сочетание работы института, заводов и проектной организации в тесном сотрудничестве с персоналом Южноуральской ГРЭС.

## Воспоминания первого главного инженера Южноуральской ГРЭС М. Б. Гервица

В годы Великой Отечественной войны Советское Правительство уделяло особое внимание работе промышленности Урала, Сибири, Дальнего Востока и Средней Азии за счет ввода в работу большого числа оборудования, фабрик и заводов, а также вводу в действие эвакуированного оборудования и его установке на действующих электростанциях.

Надежная и бесперебойная работа всего этого огромного промышленного потенциала обеспечила поставку армии всех средств вооружений, обмундирования и продуктов питания. Еще до окончания войны по указанию директивных органов и Наркомата электростанций руководством Главуралэнерго с привлечением проектных организаций, представителей отраслевых министерств и руководителей энергосистем Уральского экономического района был разработан перспективный план развития энергетики для покрытия потребности в электроэнергии бурно развивающейся промышленности Уральского региона.

В согласованном Госпланом СССР комплексном плане развития энергетики на период с 1950 по 1970 гг. и далее предусматривалось сооружение районных тепловых, атомных и гидроэлектростанций, электрических и тепловых сетей, наращивание мощности действующих электростанций, а также соответствующего количества жилья, ремонтных баз и социально-бытовых объектов. Используя, в первую очередь, установку эвакуированного оборудования на Красногорской, Челябинской ТЭЦ-1, Закамской ТЭЦ, Соликамской ТЭЦ Пермэнерго и ряде других электростанций силами военно-строительной организации в Пермской области на р. Косьва была сооружена и пущена в 1947 г. Широковская ГРЭС мощностью 28 МВт.

Из основных объектов большой энергетики был намечен ввод в эксплуатацию на севере Свердловской области Нижнетуриной ГРЭС и на юге Челябинской области – Южноуральской ГРЭС с началом строительства во второй половине 40-х годов и вводом в эксплуатацию в начале 50-х годов. В августе 1951 г. приказом Минэлектро я был назначен главным инженером и заместителем директора строящейся Южноуральской ГРЭС.

Управляющий Челябэнерго **Г. П. Звягинцев**, главный инженер **С. П. Турусинов** и директор электростанции **В. И. Остроущенко** приняли меня благожелательно.

Я был обеспечен жильем и персональным транспортом для возможности посещения объектов стройки, железнодорожной ветки Челябинск – Троицк и строящейся автодороги Увелка – площадка ГРЭС – Челябинск.

В активную работу я включился со дня приезда на ГРЭС. Имея большой опыт работы на электростанциях Днепрэнерго и Пермэнерго, начал с изучения проекта, знакомства с персоналом, дирекцией ГРЭС, руководством строительного-монтажных организаций и ходом строительного-монтажных работ.

Постановлением Совета Министров СССР от 2 июня 1948 г. Министерству электростанций было поручено построить Южноуральскую ГРЭС для электроснабжения Челябинской, Курганской областей и прилегающих районов Казахстана.

Комиссия в составе главного инженера Челябэнерго, директора ГРЭС, представителей института Теплоэлектропроект выбрала площадку под будущую ГРЭС в районе с. Увельская в 8 км от районного центра Увелка.

Проектирование ГРЭС в комплексе с жильем и социальными учреждениями было поручено московскому отделению института Теплоэлектропроект с привлечением проектных организаций других ведомств.

Главным инженером проекта был назначен высококвалифицированный инженер **С. С. Ракита**. Учитывая необходимость ввода ГРЭС в эксплуатацию для покрытия дефицита электроэнергии, строительные работы начались в 1948 г. до утверждения проекта первой очереди 20/V 1949 г. Проектная мощность электростанции должна была составить 1000 МВт. Оборудование для всех очередей ГРЭС должны были поставить из Ленинграда (ЛМЗ, Электросила), Подмоскovie (Подольска), а также Белгорода, Калуги, Бердянска, Сумы и др.

Строительно-монтажные работы велись круглосуточно, строители и монтажники были настроены осуществить пуск первых агрегатов станции в апреле 1952 г. Это заявление сделали начальник строительства **Ф. Я. Суворин**, главный инженер **Е. Г. Арансон** и заместитель главного инженера **В. И. Рыбка**, отвечающая за ввод в срок гидротехнических сооружений, а также руководители управления участка Уралэнерго-монтажа: **П. М. Навольнев** – начальник монтажа, главный инженер **Н. А. Навольнев** и начальники цехов и прорабы **Коршунов**, **Зеленцов**, **Криволицкий**, **Хмелев**, **Сычев** и др.

На фоне успешного ведения строительного-монтажных работ подготовка к эксплуатации сильно отставала, поэтому важнейшей задачей было привлечение квалифицированного персонала. Упор был сделан на приглашение специалистов с электростанций Урала и на выпускников Уральского политехнического и Ивановского энергетического институтов. Мне приходилось неоднократно выезжать в энергосистемы и на электростанции с целью привлечения кадров с практическим опытом работы.

С Березниковской ТЭЦ-4 были приглашены: **Е. И. Мешков** – на должность начальника турбинного цеха, **В. Г. Южаков** – старшим мастером, **Городилов** – старшим мастером цеха КИП и автоматики, **С. В. Абагуров** – мастером электроцеха.

С Кизеловской ГРЭС: **Г. Н. Задворочков** – начальником электроцеха, **В. А. Федосеев** – начальником цеха топливоподачи, **Н. Г. Аксенов** – мастером химического цеха и **Кондрашев** – начальником смены электроцеха.



Со Среднеуральской ГРЭС: **В. Е. Агрошенко** – начальником ПТО, **И. Т. Шульженко** – начальником котельного цеха, **Чигир** – зам. начальника цеха топливоподдачи; **Г. А. Фришман** – зам. начальника электроцеха и **К. И. Шокина** – начальником химического цеха. Из Челябинэнерго, Челябинской ГРЭС и Челябинской ТЭЦ-1 приглашены: **Л. М. Козьмин** – начальником КИП, **С. М. Земляков** – начальником отдела снабжения, **А. Я. Петров** – старшим мастером турбинного цеха, **Кочутин** – зам. начальника турбинного цеха, **Алексеев** – зам. начальника турбинного цеха, **Лифшиц** – начальником планового отдела и **Н. С. Сушили** – начальником отдела труда.

С Нижнетуринской ГРЭС – **М. И. Афанасьев** – начальником топливно-транспортного цеха и **Н. Н. Бендерский** – заместителем начальника турбинного цеха.

Прибыли молодые специалисты: **Л. А. Кисельман**, **Н. И. Малышев**, **С. А. Троицкий**, **Х. М. Крамник**, **Гурвич**, **Зубарев**, **Кретов**, **Пережогин**, **Коккина**, **Кунаев**, **Циклинская** и др. Ценно то, что с отдельными молодыми специалистами прибыли жены-медики, которые потом составили костяк сооружаемого по смете электростанции больничного комплекса.

Прибывшие специалисты из энергосистем и молодые специалисты активно занялись подготовкой к эксплуатации, разработкой схем и инструкций и одновременно осуществляли контроль за ходом строительно-монтажных работ.

Всей этой большой работой руководил **В. А. Мирский**.

Большую помощь в подготовке к эксплуатации, разработке инструкций и схем также оказывали шеф-инженеры заводов, персонал УралВТИ, ОРГРЭС и службы Челябинэнерго.

Комплексная наладка электрической и тепловой части поручена Уральскому отделению ОРГРЭС – главный инженер **Колесников**, руководитель бригады **Астахов**. Были созданы механический и ремонтно-строительные цехи, выполнявшие заказы цехов эксплуатации и монтажников, возникавшие в ходе опробования агрегатов и приема отдельных узлов. Для отопления цехов и проведения предпусковых монтажных операций работала временная котельная, которая обслуживалась персоналом стройуправления.

В конце 1951 г. была образована пусковая комиссия во главе с начальником Главуралэнерго **А. М. Мариновым** в составе: **С. П. Турусинова** – главного инженера Челябинэнерго, **Е. Г. Аронсона** – главного инженера Стройуправления, **С. С. Ракиты** – главного инженера проекта, **П. М. Соколова** – главного инженера Урал-энергомонтажа, **Колесникова** – главного инженера УООРГРЭС и главного инженера дирекции **М. Б. Гервица**. Комиссия ежедневно рассматривала выполнение плана работ, особое внимание уделялось работам на циркуляционной насосной и гидросооружениям.

Во всех цехах активно велись работы по опробованию агрегатов, устранению выявленных дефектов, подготовке к паровому опробованию котла и пуску турбины. Ввиду выявившихся дефектов при опробовании циркуляционного насоса было предложено в районе циркуляционной наплоты смонтировать временную насосную, которая позволила опробовать турбину на холостом ходу

и провести необходимые электрические испытания генератора. Перед этим была произведена растопка котлов, его паровое опробование, настройка клапанов и продувка паропроводов до турбины.

После устранения дефектов на основном циркуляционном насосе был растоплен котел № 1, развернута турбина, проведены ее механические и электрические испытания и турбогенератор № 1 был подготовлен к синхронизации и включению в сеть.

В 12 ч 22 мин 28 апреля генератор № 1 был включен в параллельную работу системы Челябинэнерго.

Итак, совершилось историческое событие: на Урале появилась третья станция высокого давления – Южноуральская ГРЭС.

Это событие было отмечено митингом, на котором первый секретарь Челябинского обкома КПСС, член ЦК КПСС **А. Б. Аристов** от имени ЦК КПСС и обкома партии поздравил коллективы станции и всех организаций с производственной победой и пожелал дальнейших успехов в наращивании мощности ГРЭС.

С пуском первых агрегатов были задействованы: железнодорожная станция ГРЭС с железнодорожной веткой 10 км ГРЭС – **Формачево**, примыкающей к основной железнодорожной линии Троицк – Челябинск, пристанционный угольный склад, цех топливоподдачи, химводоочистка, котельный, турбинный и электрический цех с распределительными устройствами 6 и 110 кВ. Введены гидросооружения с водохранилищем 80 млн. м<sup>3</sup> воды, современная плотина, циркуляционная насосная с двумя насосами и золоотвал.

В 1956 г. все три очереди Южноуральской ГРЭС были в работе. ГРЭС достигла мощности 600 МВт и продолжались строительные работы по четвертой очереди. Одновременно с ведением работ на производственных объектах по наращиванию мощностей успешно проводились работы по вводу жилья и объектов соцкультбыта.

Топливоснабжение ГРЭС обеспечивалось из шахт и разрезов Челябинского угольного бассейна.

Помощь бригаде Уральского отделения ОРГРЭС в наладке оборудования оказывали специалисты УралВТИ, ВНИИЭ, Главтехуправления, ОРГРЭС и практически все службы Челябинэнерго. В начальный период эксплуатации были выявлены дефекты в оборудовании и трудности в эксплуатации.

Из-за низкого качества топлива и неудовлетворительной работы шахтных мельниц происходило сильное шлакование поверхностей нагрева котлов, что вызывало снижение паровой нагрузки на котлах.

Для устранения шлакования поверхностей нагрева ремонтным персоналом котельного цеха, его руководством – начальником цеха **И. Т. Шульженко**, его заместителем **Крутиковым** при активной помощи сотрудников Московского ОРГРЭС выполнен ряд реконструктивных работ на мельницах и горелочных устройствах, что значительно улучшило работу котлов и позволило поднять паровую нагрузку до номинала. Этим же составом с участием работников цеха ТАИ **Кузьмина** и **Городилова**, позволившим снять водосмотров котлов, а также объединить управление двумя котлами одним машинистом, ликвидировано одно рабочее место.

Персоналом турбинного цеха (**Мешков, Бендерский, Петров**) при участии шеф-инженера ЛМЗ и конструкторов ЛМЗ на турбинах ВК-50 был устранен дефект путем замены материала втулок переднего уплотнения на сталь ЭИ-10 и изменена конструкция крепления обоймы переднего уплотнения.

Недостатки и дефекты в работе электротехнического оборудования устранялись персоналом электроцеха благодаря консультации Техуправления и ВНИИЭ.

Следует отметить, что в устранении недоделок и выполнении соответствующих мероприятий активно участвовал персонал строительно-монтажных организаций и заводов – поставщиков оборудования.

Молодые специалисты, пройдя стажировку на рабочих местах, изучив и освоив эксплуатацию нового оборудования, начали работать на руководящих должностях. Таким образом, Южноуральская ГРЭС стала кузницей подготовки кадров для электростанций высокого давления и многие ее работники затем уезжали работать в энергосистемы Молдавии, Украины, Прибалтики и др. На Южноуральскую ГРЭС для обмена опытом приезжали представители Донбассэнерго, Кузбассэнерго, на стажировку приезжали работники электростанций Казахстана.

Первый директор ГРЭС **В. И. Остроушенко** отличался своей интеллигентностью, доброжелательно относился к персоналу, однако недолго пришлось с ним работать: решением директивных органов он был рекомендован и избран парторгом на стройке.

Показав способности хозяйственного и партийного руководителя, он был назначен директором строящейся Троицкой ГРЭС, а директором Южноуральской ГРЭС был назначен **Д. М. Бочурин** (б. директор Березниковской ТЭЦ-2), а затем — **Ф. М. Ченчик** – бывший работник электрических сетей Челябинэнерго. Ф. М. Ченчик активно включился в работу: большое внимание уделял вопросам расширения ГРЭС, ввода жилья и объектов соцкультбыта, пользовался авторитетом и уважением в коллективе.

Особенно хочется отметить работу начальника химического цеха **К. И. Шокиной**. Она обеспечивала контроль за всеми процессами и этапами подготовки оборудования, осуществляла своевременные промывки трубопроводов, маслосистемы и всего технологического тракта, следила за качеством турбинного и трансформаторного масел и за соблюдением нормативов водного режима.

На станции проводилась большая работа по учебе и подготовке персонала в техникуме ГРЭС. Многие рабочие ГРЭС без отрыва от производства заканчивали учебу и в качестве машинистов, старших машинистов и начальников смен работали на ГРЭС и на других

электростанциях Урала. Отдельные работники по окончании техникума продолжали учебу в Челябинском и Свердловском институтах и возвращались на станцию специалистами с высшим образованием.

Нельзя не отметить огромный вклад в строительство ГРЭС, всего комплекса жилья, заводов и объектов соцкультбыта руководства строительно-монтажных и наладочных организаций: **Ф. Я. Суворина, Е. Г. Аронсона, В. И. Рыбка, Г. П. Соколова, Н. А. Покрова** и др. Особое внимание и помощь уделялось сооружению производственных объектов и жилья – созданию города Южноуральска.

К середине 1955 г. электростанция работала устойчиво, продолжались работы по ее расширению. Я как участник пуска электростанции с нуля в своих планах намечал дальнейшую поставку на электростанцию более современного оборудования: энергоблока 200 МВт с котлами производительностью 640 т/ч с параметрами пара 140 кгс/см<sup>2</sup> и температурой пара 550°С, но осуществить эти планы не пришлось, так как в июне 1955 г. приказом министра за подписью **Г. М. Маленкова** я был назначен директором Нижнетуриной ГРЭС Свердловэнерго.

На Южноуральской ГРЭС были решены важные вопросы:

подача природного газа для котлов ПК-33 для возможности их работы на полную нагрузку, что обеспечивало надежную работу энергоблоков 200 МВт № 9, 10;

установка турбины № 5 с теплофикационным отбором взамен турбины ВК-100;

реконструкция шахтных мельниц и др.

Длительное время директором Южноуральской ГРЭС работал высококвалифицированный инженер, талантливый организатор производства **П. Ф. Жевтяк** – заслуженный энергетик Российской Федерации. Он уделял большое внимание техническому перевооружению станции, повышению надежности работы оборудования, обучению и подготовке кадров. За самоотверженный труд П. Ф. Жевтяк награжден государственными наградами, наградами Минэнерго и др. На электростанции сохранена преемственность: в настоящее время директор станции – его сын **С. П. Жевтяк**.

Вся моя трудовая деятельность связана с энергетикой. Пришлось поработать на многих должностях и в различных подразделениях отрасли, но самое неизгладимое впечатление в памяти оставила работа на Южноуральской ГРЭС, прямо повлиявшая на мою дальнейшую судьбу.

**Поздравляю коллектив Южноуральской ГРЭС с 50-летием со дня пуска и желаю дальнейших успехов в работе.**

## ОБМЕН ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ОПЫТОМ

### Прибор для определения общего газосодержания в трансформаторном масле

Иващенко В. Е., Савкун Л. З., кандидаты техн. наук, Воронова Т. С., Рубцов А. В., инженеры

ОАО “Ангарское ОКБА” – ОАО Иркутскэнерго

Качество трансформаторного масла перед заливкой в трансформаторы и в период эксплуатации определяется по многим параметрам [1], в число которых входит “общее газосодержание”. Этим термином обозначается содержание в масле растворенных газов, определяемое, в основном, количеством растворенного воздуха [2].

Растворимость воздуха в масле довольно велика. Так, при температуре 25°C объемная доля составляет 10 – 12% [3]. Присутствие в масле растворенного воздуха вблизи насыщающего значения может привести к опасному ослаблению изоляции трансформатора и при определенных условиях выводу его из строя [4]. Кроме того, присутствие кислорода в масле увеличивает динамику процессов старения как самого масла, так и твердой изоляции трансформаторов. Вследствие этого перед заливкой в герметичный трансформатор производят дегазацию масла. Согласно нормативным документам [1, 5] общее объемное газосодержание масла после дегазации перед заливкой и после заливки в трансформатор должно быть соответственно 0,1 и 0,2%.

В настоящее время контроль общего газосодержания масла осуществляется главным образом с помощью устройств или лабораторных методик, основанных на манометрическом (абсорбциометры, устройство УИВВМ) и газохроматографическом методах измерений [1, 2]. Эти средства контроля не удовлетворяют потребителей из-за присущих им недостатков. Так, абсорбциометры, являющиеся штатными приборами дегазационных установок, занижают показания в несколько раз по сравнению с действительными при объемных концентрациях воздуха в масле менее 1% [6]. Лабораторные методики, основанные на применении хроматографа или устройства УИВВМ, при достаточно высоких чувствительности и точности являются сложными в аппаратном оформлении и требуют для реализации высококвалифицированного персонала.

В связи с изложенным по заказу Иркутскэнерго перед ОАО “Ангарское ОКБА” была поставлена задача создания серийного прибора для анализа газосодержания масла, удовлетворяющего требованиям электроэнергетики по точности, диапазону измерений, надежности, стабильности, удобству и простоте в работе и обслуживании.

В результате теоретических и экспериментальных исследований ОАО “Ангарское ОКБА” разработан измеритель объемной доли газов в трансформаторном масле “Иркут” и проведены его государственные испытания по присвоению типа средства измерения. Изме-

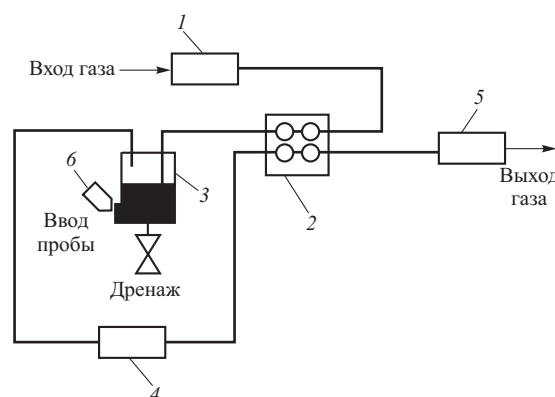
ритель зарегистрирован в Госреестре средств измерений под № 20375-00 и допущен к применению в Российской Федерации.

Принцип действия измерителя основан на извлечении растворенных газов и водяных паров из дозы масла потоком сухого газа-носителя (гелия), удалении водяных паров кулонометрическим осушителем и определении объемной доли газов с помощью термокондуктометрической ячейки.

Структурная схема измерителя показана на рисунке.

Газ-носитель (гелий) с постоянным расходом, поддерживаемым стабилизатором расхода газа 1, подается на два противоположных (сравнительных) плеча термостатированной термокондуктометрической ячейки 2 (далее ТКЯ). ТКЯ содержит включенные в мостовую схему четыре одинаковых терморезистора, из которых два противоположных расположены в сравнительных камерах, а два других – в рабочих камерах. В исходном состоянии (до проведения анализа) мост сбалансирован.

После прохождения через сравнительные камеры ТКЯ газ-носитель попадает в десорбционную колонку 3. В режиме анализа в колонку с помощью шприца-дозатора 6 вводится доза анализируемого масла объемом 2 мл. Конструкция колонки, которая является барботажным абсорбером, обеспечивает полноту извлечения воздуха из масла за время анализа (3 мин). Одновременно с воздухом из масла извлекается вода. Для исключения ее влияния на результаты анализа газ-носитель вместе с извлеченными из масла воздухом и водой проходит через обесчоненный кулонометрический осушитель 4, в котором вода поглощается. Расход газа-носителя контролируется ротаметром 5.



Структурная схема измерителя объемной доли газов в трансформаторном масле

Осушенный газ-носитель с воздухом проходит через два других противоположных (рабочих) плеча ТКЯ. Присутствие воздуха в гелии приводит к разбалансу мостовой схемы за счет изменения теплопроводности газовой смеси. Сигнал напряжения постоянного тока, пропорциональный концентрации воздуха в гелии, фиксируется в каждый момент времени анализа, суммируется, обрабатывается и представляется на цифровом табло в процентах объемной доли газов в масле (общее газосодержание). После выполнения измерения масло сливается через штуцер “Дренаж”.

По окончании анализа на кулонометрический осушитель подается напряжение, под действием которого происходит электролитическое разложение поглощенной воды на водород и кислород, которые удаляются потоком газа-носителя. Таким образом, после каждого анализа происходит автоматическая регенерация осушителя, и тем самым осуществляется его подготовка к следующему анализу.

Измеритель объемной доли растворенных в трансформаторном масле газов “Иркут” успешно осваивается в Иркутской энергосистеме. Первые два прибора, полученные в сентябре 2000 г., показали их надежную работу и хорошую воспроизводимость результатов анализа. Так как в основу устройства измерителя “Иркут” был заложен упрощенный принцип хроматографического анализа растворенных в масле газов, он практически не уступает в точности газохроматографическим методикам, но значительно выигрывает в стоимости оборудования.

Измеритель в эксплуатации не требует специальных знаний и квалификации оператора, результат считывается с цифрового индикатора через 3 мин после введения пробы. Достаточными требованиями для получения достоверных результатов и хорошей повторяемости являются: полное удаление из прибора масла предыдущего анализа и тщательная подготовка вводимой в прибор пробы на отсутствие пузырьков нерастворенного воздуха в шприце и в игле.

Отбор и транспортировка пробы для анализа на общее газосодержание производятся в герметизированных стеклянных медицинских шприцах объемом 20 мл с полиуретановым уплотнительным кольцом на поршне. Для исключения попадания окружающего возду-

ха в пробу и температурной компенсации объема масла шприцы стягиваются плоским резиновым кольцом из ленты толщиной 1 – 1,5 мм, диаметром 100 мм и шириной 20 мм. Важно, чтобы при отборе проба не содержала пузырьков нерастворенного воздуха. Такой способ хранения и транспортировки пробы, как показала практика, обеспечивает достоверность результата в течение 3 дней со дня отбора пробы.

Измерители “Иркут” рекомендованы электротехнической службой исполнительной дирекции Иркутскэнерго для эксплуатации на предприятиях энергосистемы.

## Выводы

1. Проведены разработка, испытания с целью утверждения типа и начат серийный выпуск измерителя объемной доли газов (общего газосодержания) в трансформаторном масле “Иркут” с диапазоном измерений от 0,1 до 12,0% и абсолютной погрешностью  $\pm 0,1\%$  (в диапазоне от 0,1 до 1,0%) и  $\pm 0,5\%$  (в диапазоне от 1,0 до 12%).

2. Высокая точность, повторяемость результатов, простота обслуживания обеспечивают возможность применения прибора как в центральных лабораториях, так и по месту эксплуатации дегазационных установок.

## Список литературы

1. РД 34.43.105-89. Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел. М.: Союзтехэнерго, 1989.
2. РД 34.43.107-95. Методические указания по определению содержания воды и воздуха в трансформаторном масле. М.: АО ВНИИЭ, 1996.
3. *Липштейн Р. А., Шахнович М. И.* Трансформаторное масло. М.: Энергоатомиздат, 1968.
4. *Анализ газовой выделения в масле трансформаторов, вводимых в работу из резерва при низких температурах / Ванин Б. В., Львов Ю. Н., Сапожников Ю. М., Петрунько А. К.* – Электрические станции, 1993, № 2.
5. РД 16363-87. Трансформаторы силовые. Транспортирование, разгрузка, хранение, монтаж и ввод в эксплуатацию. М.: Минэлектротехпром, 1987.
6. *К вопросу о нормировании содержания воздуха в масле трансформаторов / Ванин Б. В., Сапожников Ю. М., Смоленский Н. Ю.* – Электрические станции, 1996, № 6.

## ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

### Энергетика Австралии<sup>1</sup>

Файбисович Д. Л., инж.

#### Энергосетьпроект

В административном отношении Австралия делится на семь штатов: Новый Южный Уэльс, Виктория, Квинсленд, Северная, Западная и Южная Австралия, о. Тасмания. Электроснабжение каждого штата осуществляется отдельной энергокомпанией. Электроснабжение столицы страны – г. Канберры и ее пригородов обеспечивается также отдельной энергокомпанией.

Вопрос объединения энергосистем Австралии был поставлен еще в середине 70-х годов. Однако объединению энергосистем страны препятствуют значительные расстояния между электростанциями и узлами нагрузки. Кроме того, относительно низкая плотность электрических нагрузок в северных и западных частях страны снижает экономическую эффективность формирования объединенной энергосистемы. Отмеченные факторы в той или иной степени действуют и в настоящее время.

Проведение единой технической политики и координации деятельности отдельных энергокомпаний на национальном уровне осуществляется государственной структурой – Департаментом по вопросам энергетики и использования водных ресурсов. Указанный департамент участвует также в организации и финансировании наиболее крупных энергетических проектов. Одним из таких проектов последних лет явилось достигнутое в августе 1996 г. соглашение между энергокомпаниями штатов Квинсленд и Новый Южный Уэльс (НЮУ) об объединении энергосистем на параллельную работу. Указанное предусматривало сооружение межсистемной ВЛ высокой пропускной способности напряжением 330 кВ.

Намеченная межсистемная связь была рассчитана на получение экономического эффекта энергосистемами обоих штатов. Это достигается за счет использования свободной мощности и электроэнергии электростанций Квинсленда на рынке электроэнергии энергообъединения восточных и южных энергосистем страны.

Увеличение объемов торговли электроэнергией ставит своей конечной целью снижение стоимости электроэнергии для потребителей. Другим важным достоинством объединения энергосистем будет обычное в этих случаях повышение надежности электроснабжения, а также повышение эффективности за счет сокращения резервных мощностей.

Проект межсистемной ВЛ предусматривает сооружение двухцепной электропередачи 330 – 275 кВ, имеющей проектную пропускную способность 1000 МВт. Рассмотрим, что представляют собой энергосистемы штатов НЮУ и Квинсленда. Энергосистема НЮУ обслуживает потребителей самого крупного штата стра-

ны. Максимальная электрическая нагрузка энергосистемы штата составляет около 10 ГВт, а энергосистемы Квинсленда около 6 ГВт. Общая установленная мощность электростанций энергосистемы НЮУ существенно превышает достигнутый максимум нагрузок. ТЭС энергосистемы работают на каменном угле. Следует отметить, что в целом по стране доля каменного угля в производстве электроэнергии носит преобладающий характер и в последние годы находится на уровне 85 – 87%.

Одной из наиболее крупных ТЭС НЮУ является ТЭС Бейсуотер (2,64 ГВт). Свыше 3,5 ГВт общей нагрузки покрывается за счет работы ГЭС в Снежных горах.

Распределение электроэнергии по территории штата осуществляется по сети 330 и 132 кВ. В направлении г. Сиднея действует двухцепная электропередача 500 кВ.

В состав энергосистемы Квинсленда входят электростанции общей установленной мощностью свыше 7 ГВт. Крупнейшими угольными электростанциями энергосистемы являются ТЭС Гладстон и ТЭС Таронг, общая мощность которых превышает 3 ГВт. Огромная территория штата, низкая плотность населения и, как следствие, относительно невысокий уровень электрических нагрузок определили незначительное развитие электрических сетей.

Высшим напряжением электрических сетей энергосистемы являлось напряжение 275 кВ, на котором осуществлялась выдача мощности крупнейших электростанций Квинсленда.

В соответствии с выполненным проектом сооружение межсистемной электропередачи предусматривалось закончить в октябре 2001 г. Вместе с тем, в процессе строительства удалось несколько сократить сроки выполнения отдельных этапов и завершить строительство, включая проведение необходимых испытаний, в марте. Основные виды работ и продолжительность их осуществления характеризуются показателями, приведенными далее.

Начало проектирования	Октябрь 1996 г.
Получение необходимых согласований	Сентябрь 1998 г.
Начало сооружения ВЛ	Март 1999 г.
Земляные работы – сооружение	Май 1999 г. – март 2000 г.
Сборка опор	Июнь 1999 г. – апрель 2000 г.
Монтаж опор	Август 1999 г. – май 2000 г.
Натяжка провода	Сентябрь 1996 г. – июнь 2000 г.
Завершение строительных работ	Октябрь 2000 г.

<sup>1</sup> *Transmission and Distribution World*, 2001, May.

Проведение испытательных работ для всей электропередачи (4,5 тыс. км)

Декабрь 2000 г.

Проведение испытаний при перетоке 300 МВт в каждом направлении

Февраль 2001 г.

Характерным является то, что проектирование и получение необходимых согласований потребовали времени, соразмерного с непосредственным сооружением электропередачи.

Поскольку сети НЮУ соединены с сетями энергосистем Виктории и Южной Австралии, ввод в работу рассматриваемой электропередачи позволил сформировать объединенную энергосистему восточного побережья страны. Это энергообъединение протянулось с севера (г. Кэрнс, Квинсленд) до Порта Августа (штат Южная Австралия) на расстояние 4,5 тыс. км и является одним из протяженных в мире объединений, работающих на переменном токе.

Следует отметить, что весьма значительная протяженность всей электропередачи, необходимость обеспечения высокой пропускной способности на проектируемом участке, требование высокой надежности работы электропередачи при относительно невысоком номинальном напряжении (330 – 275 кВ) определили ряд специфических технических решений в практике развития энергосистемы Квинсленда. Так, надежная работа протяженной сети выдвинула проблему поддержания устойчивости электропередачи в качестве важнейшей, что потребовало установки практически на каждой ПС статических реакторов, а в опорных точках электропередачи – регулируемых источников реактивной мощности.

Принципиальная схема электропередачи и карта-схема участка сети приведены на рисунке.

При проектировании электропередачи и последующем проведении строительных работ важным условием явилось требование максимального сохранения

окружающей среды, а также обеспечение сохранности памятников истории и объектов культуры, расположенных по трассе электропередачи. Указанное предполагало в соответствии с действующим законодательством проведение довольно сложной и длительной процедуры, которая включает в себя ряд последовательных этапов:

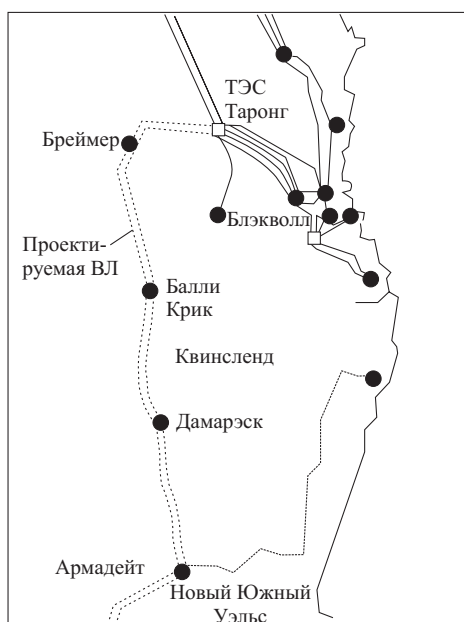
предварительный выбор трассы и согласование с общественностью намеченного направления прохождения ВЛ;

уточнение прохода ВЛ вблизи исторических и культурных памятников;

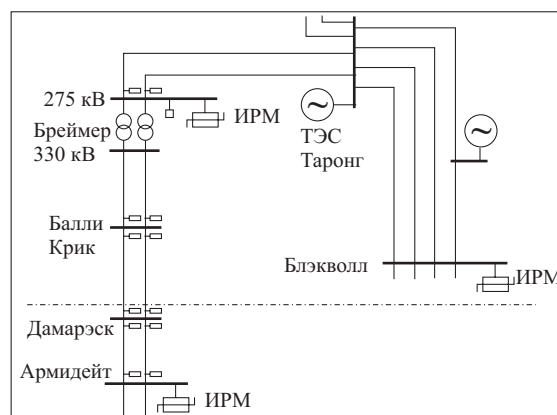
оформление согласований выбранной трассы с учетом интересов государственных организаций, обществственности, кооперативов и частных владельцев.

Первоначальная стоимость проекта оценивалась в 430 млн. дол. (австралийских), в том числе участок электропередачи по территории штата Квинсленд – 270 млн. дол. В процессе строительства оказалось возможным сократить расходы по участку штата Квинсленд до 215 млн. дол.

Отправным концом межсистемной связи является электростанция Таронг, приемным – крупная районная ПС 330 кВ Армидейла, расположенная в северной части штата НЮУ. На участке Таронг – ПС Бреймер ВЛ выполнена на номинальном напряжении 275 кВ, остальная часть электропередачи – на напряжении 330 кВ. Общая протяженность электропередачи 557 км, в том числе 336 км проходят по территории штата Квинсленд. ВЛ выполнена в двухцепном исполнении, что позволило не только сократить затраты по сравнению с одноцепными ВЛ, но и существенно снизить ширину коридора. Для обоих участков ВЛ (330 и 275 кВ) было принято одинаковое сечение токоведущей части. Провода использовались из алюминиевых сплавов, сечение фазы принято  $2 \times 637 \text{ мм}^2$ . Принятое сечение отвечает требуемой пропускной способности, а также устанавливает благоприятный баланс между затратами в



а)



б)

Карта-схема и принципиальная схема электропередачи 330 – 275 кВ

токоведущую часть и уровнем потерь электроэнергии в токоведущей части ВЛ.

Линия электропередачи оснащена оптико-волоконной системой связи.

По трассе ВЛ сооружены 3 ПС 330 кВ, в том числе две из них расположены в Квинсленде. На ПС 330/275 кВ Бреймер установлен регулируемый источник реактивной мощности, на остальных ПС 330 кВ электропередачи (Балли Крик и Дамарэск) помимо коммутационного оборудования и трансформаторов установлены статические реакторы.

При выборе высоковольтного оборудования на ПС 330 кВ Бреймер и Балли Крик было использовано оборудование для гибридных схем, разработанное фирмой АВВ. Отказ от применения воздушных выключателей традиционного исполнения, несмотря на их относительно невысокую стоимость, был связан с тем, что их эксплуатация обходится дорого. В этих условиях испо-

льзование выключателей с элегазовой изоляцией носит предпочтительный характер. Конструкция выключателя позволяет вести мониторинг за его состоянием и своевременно определять необходимость проведения ремонтных работ. Это дает возможность определить оптимальную схему ремонтных работ с учетом фактора надежности, с сохранением невысокого уровня затрат.

Как отмечалось, межсистемная электропередача вошла в работу в марте 2001 г., когда была осуществлена реверсивная передача потока мощности 300 МВт. В ближайшее время предполагается постепенно увеличивать загрузку до 700 МВт на направлении север – юг и до 500 МВт в обратном направлении. Проектное значение перетока мощности на направлении север – юг (1000 МВт) будет достигнуто с вводом в работу электростанции Миллеран в 2003 г. в энергосистеме Квинсленда.



**РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО “ЕЭС РОССИИ”  
ВСЕРОССИЙСКИЙ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ (ВТИ)**

**НОВЫЙ МЕТОД ИССЛЕДОВАНИЯ КОРРОЗИИ – ДИАГНОСТИКА  
КОРРОЗИОННЫХ ПОВРЕЖДЕНИЙ ЭКРАННЫХ ТРУБ БАРАБАННЫХ  
КОТЛОВ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ**

В ВТИ разработана диагностика коррозионных поверхностей экранных труб барабанных котлов высокого давления. Повреждения классифицированы по следующим видам коррозии: пароводяной, солевой, кислотной, щелочной, подшламовой, язвенно-усталостной и термоусталостной.

Диагностика коррозионного повреждения для конкретного объекта построена на принципе совпадения в определяемом виде коррозии десяти тестируемых показателей (кодов): теплового потока, длительности работы, температуры стенки трубы, состава котловой воды, характера и места повреждения, состояния внутренней поверхности трубы, внешнего вида отложений, состава отложений, металлографии, наличия перегрева.

Разработана математическая программа диагностики коррозии для персонального компьютера.

По окончании ввода в компьютер названных показателей-кодов, на экран или принтер выдается диагностический лист с выбранными кодами, а в соответствии с ними – вид коррозии и рекомендации по ее предотвращению.

**ПРЕИМУЩЕСТВА МЕТОДА**

Существующая классификация видов коррозии и коррозионных повреждений теплоэнергетического оборудования не учитывает условия протекания коррозионных процессов и факторы, их определяющие.

Предлагаемый метод диагностики, включающий систему специальных тестов, позволяет выявить характерные признаки того или иного вида коррозии экранных труб барабанных котлов высокого давления и разработать мероприятия для ее предотвращения.

**ВНЕДРЕНИЕ**

Метод опробован на электростанциях Самараэнерго.

**ПРЕДЛАГАЕМ:**

- техническую документацию по классификации видов коррозии экранных труб барабанных котлов высокого давления с иллюстрациями внешнего вида повреждения и микроструктуры внутренней поверхности металла труб по каждому виду коррозии;
- методологические карты определения вида коррозии;
- математическую программу диагностики коррозии для персонального компьютера;
- консультации и обучение технического персонала.

*По всем вопросам обращаться по адресу:*

*109280, г. Москва, ул. Автозаводская, д. 14/23,*

*Всероссийский теплотехнический институт,*

*Отделение турбинных установок и теплофикации.*

Телетайп: 111634 “Корсар”

Телефакс: (095) 275-11-22, 279-59-24

Телефон: (095) 275-50-77 **Тумановский Анатолий Григорьевич**, заместитель директора,

(095) 275-00-23, доб. 29-42 **Богачев Александр Федорович**, ведущий научный сотрудник

(095) 275-79-81 **Иванов Евгений Николаевич**, заведующий лабораторией.

## Лев Ананьевич Кощев (К 70-летию со дня рождения)

17 апреля 2002 г. исполняется 70 лет со дня рождения заместителя генерального директора НИИПТ по научной работе, члена редакционной коллегии журнала “Электрические станции” Льва Ананьевича Кощева.

В 1955 г. Лев Ананьевич окончил Ленинградский электротехнический институт им. В. И. Ульянова (Ленина), и с этого времени его трудовая и творческая биография связана с Научно-исследовательским институтом по передаче электрической энергии постоянным током высокого напряжения (НИИПТ).

С 1972 по 1988 г. Л. А. Кощев заведовал лабораторией (отделом) электрических систем, а с 1988 г. – он заместитель генерального директора по научной работе НИИПТ.

В 50 – 60-е годы, годы интенсивного развития объединенных энергосистем и создания ЕЭС СССР, Л. А. Кощев участвовал в работах по проблемам дальних электропередач и устойчивости крупных энергообъединений. Под его руководством и при непосредственном участии было выполнено большое количество работ с применением наиболее эффективного в то время инструмента исследования – электродинамической (физической) модели.

Все работы Л. А. Кощева характеризуются системным подходом к решению научных и практических вопросов, связанных с развитием энергосистем, будь то вопросы регулирования и противоаварийной автоматики, повышения пропускной способности линий электропередачи или использования элементов постоянного тока.

Результаты комплексных исследований для объединенных энергосистем Северо-Запада, Средней Азии, Урала и Сибири использовались как проектными, так и эксплуатационными организациями, часть этих результатов включена в кандидатскую диссертацию. В эти годы Л. А. Кощев много времени проводит на электростанциях и в диспетчерских центрах, участвует в натурных испытаниях, привлекается к расследованию аварий в энергосистемах.

В 70 – 80-е годы основные направления работ Л. А. Кощева связа-



заны с развитием ЕЭС СССР и объединения энергосистем стран – членов СЭВ, а также с созданием централизованных комплексов противоаварийной автоматики. За участие в работах по развитию межсистемных связей с использованием ВЛ нового класса напряжения – 750 кВ Л. А. Кощев награжден орденом Трудового Красного Знамени, а комплексная разработка адаптивной централизованной системы противоаварийного управления с внедрением ее в ОЭС Урала в последующем была отмечена Государственной премией СССР.

В 80 – 90-е годы творческие интересы Льва Ананьевича в значительной мере смещаются в область техники передачи постоянным током. Участие в системном разделе технического проекта ППТ Экибастуз – Центр, передачи Россия – Финляндия со вставкой постоянного тока и выполненная под руководством Л. А. Кощева одна из первых работ по моделированию и исследованию многоподстанционной ППТ на примере передачи Сибирь – Казахстан – Урал – Центр, наряду с разработками в области централизованных систем противоаварийного управления, послужили основой для написания докторской диссертации. Дальнейшее развитие это направление получило при выполнении исследований и предпроектных разработок ППТ, в том числе – многоподстанционных для межгосударственных связей Россия – Германия, Россия – Китай, Россия – Япония, электропередач от удаленных ГЭС Сибири.

В самое последнее время творческие интересы Л. А. Кощева связа-

ны с использованием новых технических средств, прежде всего, так называемых, полностью управляемых вентилей, открывающих новые горизонты применения преобразовательной техники как в области передачи электроэнергии постоянным током, так и для улучшения характеристик электрической сети переменного тока.

Много внимания Л. А. Кощев уделяет разработке концепции использования передач и вставок постоянного тока в ЕЭС России и для связи ее с энергосистемами других стран. Эти работы института и его научного руководителя Л. А. Кощева наряду с работами в области устойчивости, надежности и живучести энергосистем, повышения технико-экономических и экологических характеристик электрических сетей направлены на решение важнейших научных и практических задач электроэнергетики.

В течение многих лет Лев Ананьевич читает лекции студентам старших курсов Ленинградского политехнического института (Санкт-Петербургского государственного технического университета), что способствует не только передаче знаний будущим специалистам, но и отбору молодых специалистов для последующей научной работы. Последнее весьма существенно ввиду острой необходимости в укреплении, а во многих случаях и в воссоздании отечественных научных школ и научных коллективов, без чего не может быть обеспечено сохранение за Россией позиций индустриально развитой страны.

Результаты творческой деятельности Л. А. Кощева отражены в 130 публикациях и 40 авторских свидетельствах на изобретения, часть из которых была внедрена в энергосистемах, на Братской и Нурекской ГЭС, на Киришской и Сырдарьинской ГРЭС. Лев Ананьевич регулярно выступает с докладами на различных отечественных и зарубежных научных конференциях и семинарах.

Поздравляем Льва Ананьевича Кощева с юбилеем, желаем ему крепкого здоровья, новых успехов в его плодотворной деятельности.



## Семенов Юрий Кузьмин (К 70-летию со дня рождения)

25 февраля 2002 г. Юрию Кузьмину Семенову, бывшему генеральному директору ПЭО Донбассэнерго Минэнерго УССР, заместителю министра энергетики и электрификации СССР, заместителю председателя Бюро Совета Министров СССР по топливно-энергетическому комплексу, министру энергетики и электрификации СССР, академику-секретарю секции “Электроэнергетика” Российской инженерной академии исполнилось 70 лет.

Юрий Кузьмин прошел большой жизненный путь. Окончив в 1954 г. Харьковский политехнический институт им. В. И. Ленина по специальности инженер-электрик, он занимал инженерные и руководящие должности: дежурного инженера, заместителя начальника, начальника котельного цеха Зуевской ГРЭС Донецкой области.

Личные качества Юрия Кузьмича, и прежде всего честность и преданность любимому делу, доброе отношение к товарищам по работе, снискали ему заслуженное уважение коллег и быстрое продвижение по службе.

В 1964 г. он назначен заместителем директора Славянской ГРЭС, в 1969 г. — директором Углегорской ГРЭС, в 1973 г. — управляющим РЭУ Донбассэнерго Минэнерго УССР, а в 1976 г. — генеральным директором ПЭО Донбассэнерго Минэнерго УССР.

Высокая деловая репутация Юрия Кузьмина Семенова позволила в 1980 г. назначить его



заместителем министра энергетики и электрификации СССР, в 1986 г. — заместителем председателя Бюро Совета Министров СССР по топливно-энергетическому комплексу, а в 1985 г. — министром энергетики и электрификации СССР.

Один из ведущих специалистов в области электроэнергетики, крупный руководитель и талантливый организатор, Юрий Кузьмин около 50 лет своей жизни посвятил любимому делу — развитию энергетики страны, уделяя большое внимание повышению ее эффективности, надежности энергоснабжения народного хозяйства, развитию сельской электрификации.

При его личном участии была проведена большая работа по внедрению достижений научно-технического прогресса, широкому применению и освоению энергетических блоков единичной мощностью 300 – 800 тыс. кВт, работающих на паре высокого и сверхвысокого давления. Будучи заместителем министра, он много месяцев провел на строительстве Экибастузской ГРЭС, что позволило до-

срочно ввести в строй блоки мощностью 800 тыс. кВт и обеспечить их успешную работу.

Когда на Чернобыльской АЭС в апреле 1986 г. произошла катастрофа, Юрий Кузьмич не прятался за спины других. Благодаря его настойчивости, энергии и умению организовать людей была осуществлена уникальная операция — еще очень опасный реактивный блок получил надежную защиту, так называемый “саркофаг”. Ю. К. Семенов провел на площадке Чернобыльской АЭС несколько месяцев, проявляя гражданское мужество, но в результате инсульта с тяжелыми последствиями стал инвалидом I группы.

Деятельность Юрия Кузьмина высоко оценена. Он награжден орденами Октябрьской Революции, Трудового Красного Знамени, “Знак Почета”, двумя медалями, а также ведомственными наградами: “Почетный энергетик СССР”, “Ветеран энергетики РАО “ЕЭС России”, “Почетный энергетик РАО “ЕЭС России” и другими.

После ухода с государственной службы Юрий Кузьмич продолжает активную деятельность, связанную с развитием отечественной электроэнергетики, является членом Совета ветеранов войны и труда энергетиков РАО “ЕЭС России”. С 1992 г. он — академик-секретарь секции “Электроэнергетика” Российской инженерной академии.

Поздравляем Юрия Кузьмина с юбилеем и желаем ему здоровья, бодрости и оптимизма.

# Внимание!

Новый адрес редакции журнала

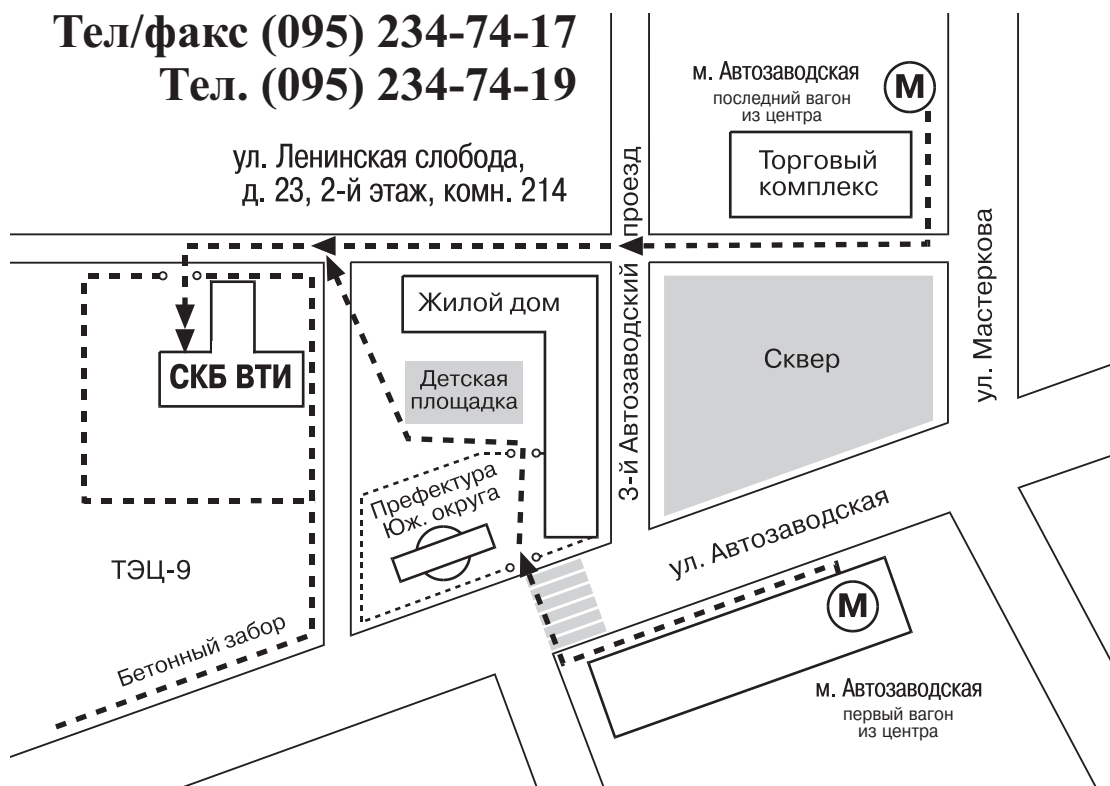
«Электрические станции»:

**109280, Москва, ул. Ленинская слобода, 23**

**Тел/факс (095) 234-74-17**

**Тел. (095) 234-74-19**

ул. Ленинская слобода,  
д. 23, 2-й этаж, комн. 214



## РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор **ОЛЬХОВСКИЙ Г.Г.**

**АНТИПОВ К.М.** (зам. главного редактора), **ВОЛКОВ Э.П.**, **ДЕНИСОВ В.И.**, **ЗОТОВ В.М.**, **КОРНИЕНКО А.Г.**,  
**КОЩЕЕВ Л.А.**, **ЛОШАК С.Б.**, **ЛЯШЕНКО В.С.**, **МОРОЗОВ Ф.Я.**, **НЕКЛЕПАЕВ Б.Н.**, **НЕЧАЕВ В.В.**,  
**ОБРАЗЦОВ С.В.**, **ОРФЕЕВ В.М.**, **ОХОТИН В.Н.**, **ПРУШИНСКИЙ Б.Я.**, **РЕМЕЗОВ А.Н.**, **РЕШЕТОВ В.И.**,  
**САВВАЙТОВ Д.С.**, **СЕДЛОВ А.С.**, **СОЛОВЬЕВА Т.И.**, **ФЕДОСЕЕВ Б.С.**, **ШИРОВА М.И.**

## РЕДАКЦИЯ

Зам. главного редактора **Соловьева Т.И.**  
 Ответственный секретарь **Широква М.И.**  
 Научный редактор **Шишорина Г.Д.**  
 Литературный редактор **Евсеева В.Н.**  
 Секретарь редакции **Васина С.А.**  
 Компьютерный набор **Коновалова О.Ф.**  
*Раздел "Энергохозяйство за рубежом"*  
 Научные редакторы: **Алексеев Б.А.**, **Котлер В.Р.**

## АДРЕС РЕДАКЦИИ:

**109280, Москва, ул. Ленинская слобода, 23**

**Телефоны:** редакции (095) 234-7417, 234-7419  
 275-0023, доб. 21-66  
 главного редактора (095) 275-3483  
**Факс** (095) 234-7417

**Internet:** <http://www.energy-journals.ru>  
**E-mail:** [tis@mail.magelan.ru](mailto:tis@mail.magelan.ru)

Сдано в набор 28.02.2002. Подписано в печать 29.03.2002. Формат 60×84 1/8.

Бумага офсетная № 1. Печать офсетная. Печ. л. 14,25. Тираж 1910. Цена свободная

Оригинал-макет выполнен в издательстве "Фолиум",  
 127238, Москва, Дмитровское ш., 58, тел./факс (095) 482-5590, 482-5544, 488-7210  
**Internet:** <http://www.folium.ru>, **E-mail:** [folium@online.ru](mailto:folium@online.ru)  
 Отпечатано в типографии издательства "Фолиум"