



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 2 2001

## Содержание

3 **Кузнецов В.** Северо-Западная ТЭЦ – первенец нового поколения отечественных электростанций

### ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

- 7 **Капельсон Л. М., Харитонов А. Ф., Голов В. В.** Выбор оптимального решения по использованию рециркуляции газов при сжигании природного газа
- 10 **Федоров А. И., Понасечкин С. А.** Опыт перевода барабанных котлов на пониженные параметры пара
- 13 **Беляков И. И., Макаров А. Н., Передельский А. А.,** Анализ причин повреждений экранных труб котлов ТП-87 и методы их устранения
- 17 **Воронков С. Т.** Метод определения параметров тепловой изоляции паротурбинных блоков ТЭС, работающих в маневренном режиме
- 21 **Новиков В. М., Нужонков А. Е., Яруничев С. А.** Усиление оснований турбоагрегатов 60 МВт Сормовской ТЭЦ ОАО Нижновэнерго
- 27 **Крылов А. В., Маркин В. Н., Орахелашвили Б. М.** Реконструкция береговой насосной станции Владимирской ТЭЦ
- 30 **Василенко Г. В., Сутоцкий Г. П.** О некоторых показателях качества котловой воды барабанных котлов высокого давления
- 32 **Балаев И. С., Боровкова И. И., Земцов А. С.** Новые технические решения при проектировании ВПУ ТЭЦ Куйбышевского НПЗ
- 36 **Козлов А. Б., Пермьякова В. В.** Влияние масла на прочность бетона фундаментов под энергетическое оборудование

39 **Царев А. В.** Холдинг «ЮНИ-ЭКСПО» – «ДАУ-ЧЕЛ» – новое предприятие на российском рынке

### ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА

41 **Охотин В. В., Кузнецов Н. Д., Кузицин В. Ф., Чучкина Н. И., Садыков В. А., Серепенков И. Н., Кузнецова А. В., Баландин А. С., Червяков М. Ю.** Применение «Комплекса компьютерных средств подготовки персонала цехов ТАИ ТЭС» в соревнованиях профессионального мастерства

### ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

- 47 **Марченко Е. А.** Качество частоты в ЕЭС России в свете западноевропейских требований
- 52 **Мисриханов М. Ш., Попов В. А., Якимчук Н. Н., Медов Р. В.** Взаимовлияние двухцепных воздушных линий и их воздействие на режим электрических систем

### ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

- 59 **Поляков В. И.** Измерение тока ротора генератора с бесщеточным возбуждением
- 61 **Цыгулев Н. И.** Анализ основных типов защит линий с односторонним питанием
- 64 **Сафарбаков А. А., Олейник С. И.** Узел блокировки срабатывания направленных защит от замыканий на землю при феррорезонансных процессах

### ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

67 **Белотелов А. К., Брауде Л. И., Шкарин Ю. П., Шаги Й.** Система централизованного управления потреблением электроэнергии в Венгрии



**РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО “ЕЭС РОССИИ”  
ВСЕРОССИЙСКИЙ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ (ВТИ)**

ВСЕРОССИЙСКИЙ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ (ВТИ) ИМЕЕТ В СВОЕМ СОСТАВЕ **ИСПЫТАТЕЛЬНУЮ ЛАБОРАТОРИЮ ТОПЛИВ И МАСЕЛ (ИЛТМ “ВТИ”)**, АККРЕДИТОВАННУЮ В СИСТЕМЕ СЕРТИФИКАЦИИ ТОПЛИВО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА “ТЭКСЕРТ”

(лицензия № ТМО 4 от 23 ноября 1999 г.)

**ОБЛАСТЬ АККРЕДИТАЦИИ ИЛТМ “ВТИ”:**

ВКЛЮЧАЕТ все виды газообразного, твердого и жидкого органических топлив, энергетические масла, а также продукты переработки топлив и твердых бытовых отходов, золу и шлаки.

Объем исследований определяется нормативно-технической документацией, которая устанавливает физико-химические показатели и методы их измерений, требования безопасности, подлежащие подтверждению при сертификации.

**ИЛТМ “ВТИ” ПРАВОМОЧНА** проводить:

- приемочные испытания партий продукции, входящей в область аккредитации;
- испытания, связанные с разработкой новых методик измерений и анализов, а также новых средств измерений качества топлив и масел.

**ЛАБОРАТОРИЯ ИССЛЕДУЕТ:**

- состав, физико-химические и теплотехнические свойства твердых, жидких и газообразного топлив как новых перспективных месторождений, так и поставляемых на ТЭС России добывающими предприятиями;
- экологические свойства твердых и жидких топлив с определением содержания в них токсичных тяжелых металлов (ртути, ванадия, свинца, кадмия, мышьяка, хлора и т.д.);
- свойства золы и шлаков с определением характеристик, необходимых для расчета, проектирования и эксплуатации топочных устройств и котельных агрегатов, в том числе химический состав, температуру плавления и вязкость шлаковых расплавов, удельную поверхность, шлакующие свойства и теплопроводность золы-уноса;

**ИЗУЧАЕТ** токсикологические свойства золошлаков и золоотвалов с выявлением содержания токсичных микроэлементов и естественных радионуклидов, определяет принадлежность золошлаков к токсичным или не токсичным отходам;

**ОКАЗЫВАЕТ** техническую помощь электростанциям при контроле качества энергетических масел, дает рекомендации для продления срока их службы.

*По всем вопросам обращаться по адресу:*

*109280, г. Москва, ул. Автозаводская, д. 14/23,*

*Всероссийский теплотехнический институт,*

*Лаборатория топлив и масел.*

Телетайп: 111634 “Корсар”

Телефакс: 279-59-24, 275-11-22

Телефон: 275-50-77 **Тумановский Анатолий Григорьевич**, заместитель директора

275-41-17 **Вайнштейн Альберт Григорьевич**, заведующий лабораторией

## Северо-Западная ТЭЦ – первенец нового поколения отечественных электростанций

Кузнецов В., председатель ГУП “ВО Технопромэкспорт”

Санкт-Петербург, один из крупнейших городов Европы, расположен у Финского залива, недалеко от границы России с Финляндией. Город, в котором проживает почти 5 млн. жителей и расположены многочисленные промышленные предприятия, испытывает значительную потребность в электроэнергии и тепле. Для удовлетворения этих потребностей в Приморском районе северной столицы было начато сооружение Северо-Западной ТЭЦ с ПГУ – первой электростанции нового поколения российской энергетики.

**Электроэнергия и тепло для Санкт-Петербурга.** Проектом строительства первой российской электростанции с парогазовым циклом предусмотрена установка четырех энергоблоков общей мощностью 1800 МВт с годовой выработкой электроэнергии в объеме 9730 млн. кВт·ч. Два энергоблока первой очереди по 450 МВт будут вырабатывать порядка 700 Гкал/ч тепловой мощности для теплофикационных целей, за счет чего будет обеспечиваться теплоснабжение 800 тыс. жителей города на Неве. Кроме того, 600 МВт предназначены для выработки электроэнергии, удовлетворяющей городские нужды, а остальная часть будет использоваться для производства и передачи электроэнергии в Финляндию.

Северо-Западная ТЭЦ выполнена на базе парогазового бинарного цикла, который по сравнению с паросиловыми установками имеет более высокие экономические показатели: экономия топлива достигает 25%, КПД – 53%, объем капиталовложений на единицу вводимой мощности уменьшается в 1,5 – 1,8 раза, срок окупаемости первоначальных инвестиций сокращается не менее чем в 1,5 раза.

Одной из стратегических задач этого проекта является освоение сооружения электростанций с парогазовым циклом таким образом, чтобы затем использовать наработанный опыт при строительстве подобных станций по всей стране. Северо-Западная ТЭЦ – один из объектов Федеральной Программы “Топливо и Энергия”, выполнение которой предопределено Постановлением Правительства № 1262 от 6 /XII 1993 г. Эта электростанция должна в значительной мере обеспечивать базовую нагрузку региона и гарантировать продолжительность эксплуатации в объеме не менее 7000 ч в год. По своим технико-экономическим показателям и уровню защиты окружающей среды, С-3 ТЭЦ призвана стать лучшей в России, служить образцом для строительства новых и модернизации устаревших электростанций на совершенно дру-

гой, качественно новой технологии производства тепла и электроэнергии.

Ввод в эксплуатацию С-3 ТЭЦ позволит решить ряд важнейших социальных и научно-технических задач, главными из которых являются: повышение устойчивости тепло- и энергоснабжения Северо-Западного региона страны, развитие жилищного и промышленного строительства и инфраструктуры Санкт-Петербурга.

По значимости Северо-Западная ТЭЦ – уникальный для всей энергетики страны проект, особенно учитывая тот факт, что в России практически 15 лет не вводилось новых крупных мощностей.

На начальном этапе реализации проекта Северо-Западной ТЭЦ, в соответствии с правительственными поручениями, практически заимствовались западные технологии. Параллельно проводилась работа по освоению этих технологий отечественными предприятиями и создавались условия, чтобы к окончанию строительства С-3 ТЭЦ российские энергомашиностроительные заводы смогли освоить производство газовых турбин, АСУ ТП и всего оборудования, обеспечивающего технологический цикл. Следует отметить, что котлы-утилизаторы, генераторы и паровые турбины для электростанций такого цикла уже производятся в России.

Таким образом, строительство С-3 ТЭЦ позволяет отечественным заводам наладить серийное производство всего необходимого энергетического оборудования как для электростанций России, так и для за рубежных поставок.

**Участники проекта.** Государственным заказчиком объекта является Минэнерго России, а ответственными за его сооружение – РАО “ЕЭС России” и ОАО Ленэнерго.

В 1993 г. во исполнение Постановления Правительства РФ № 459 от 2 /VII 1992 г., РАО “ЕЭС России” подписало генеральное соглашение, в соответствии с которым обязанности генерального поставщика и генерального подрядчика были возложены на Государственное унитарное предприятие “ВО Технопромэкспорт” с полномочиями на подписание договоров с субподрядчиками и субпоставщиками. В послужном списке Технопромэкспорта значится ни одна сотня построенных энергетических объектов в России и за рубежом. Будущая эксплуатирующая организация Ленэнерго выдала заказ на проектирование электростанции ВНИПИэнергопрому.

По контрактам, заключенным Технопромэкспортом на строительство Северо-Западной ТЭЦ, были обеспечены работой многие энергомашиностроительные предприятия России, а также отраслевые проектно-конструкторские институты, монтажные, ремонтные и наладочные организации не только России, но также Украины и Белоруссии.

Реализацию основных поставок и услуг Технопромэкспорт поручил таким известным энергомашиностроительным предприятиям – многолетним партнерами по сотрудничеству, как Ленинградский металлический завод (ЛМЗ), “Электросила”, Машиностроительный завод ЗиО-Подольск, “Электропульт”, Подъемтрансмаш, “Пролетарский завод”, Завод металлоконструкций, Запорожский трансформаторный завод, Минский электротехнический завод, Стройкомплекс, фирма Мосэнергохимзащита. Пуск обеспечивали монтажные организации: Севзапэнергомонтаж, Севэнергоизоляция, Электросевкавмонтаж, Ленгазспецстрой, Теплоэнергомонтаж (г. Харьков), Центрэнергомонтаж (Москва).

Одним из участников сооружения Северо-Западной ТЭЦ является специально созданный международный консорциум западных фирм P. S. I, состоящий из финских фирм Fortum и Polar, а также немецкого концерна Siemens.

По условиям контракта Технопромэкспорта с консорциумом от 18 /VI 1993 г., западные партнеры осуществляют комплектную поставку газотурбинного оборудования, АСУ ТП и выполняют часть монтажных и строительных работ.

Приведенный неполный перечень участников проекта Северо-Западной ТЭЦ лишь частично очерчивает не только масштабы организаций и фирм, за которыми стоят их многотысячные коллективы, причастные к вводу электростанции в эксплуатацию, но и интернациональный состав участников.

**Финансирование.** Вопросы финансирования строительства любого объекта, тем более такого масштаба как Северо-Западная ТЭЦ, являются основными, поскольку от выполнения финансовых обязательств сторон, участвующих в проекте, зависит конечный результат – своевременный ввод в эксплуатацию объекта и величина удельных затрат на его сооружение.

Финансирование рублевой части затрат на сооружение объекта осуществляется за счет средств РАО “ЕЭС России”, а импортной части проекта – в соответствии с Постановлением Правительства РФ – за счет средств, поступающих от поставок электроэнергии северному соседу России. Поставки электроэнергии в Финляндию осуществляются на основе существующих контрактов Технопромэкспорта с финскими фирмами “Imatran Voima” (до 1999 г.) и “Fortum Power & Heat” (до 2007 г.).

В период строительства первого энергоблока возникало множество трудностей с финансиру-

нием проекта, которые не содействовали планомерному ходу строительства.

Первоначально пуск первого энергоблока ТЭЦ планировалось осуществить в 1996 г. Однако работы из-за недофинансирования шли крайне медленно. Нужные темпы стройка набрала лишь в последние два года.

По заявлению председателя правления РАО “ЕЭС России” А. Чубайса, около года назад было принято решение: Северо-Западная ТЭЦ должна быть введена в строй. Необходимо было решить все накопившиеся проблемы: финансовые, технические, экономические, долговые. В августе 2000 г. в РАО “ЕЭС России” прошло довольно сложное заседание правления, где вопрос был поставлен предельно жестко: либо мы берем на себя персональную ответственность за ввод электростанции в установленный срок, либо мы отказываемся от этого срока. Решено было станцию вводить в декабре 2000 г.

В предпусковой, пятимесячный период руководство РАО “ЕЭС России” приняло ряд мер, которые позволили осуществить ввод первого энергоблока в опытно-промышленную эксплуатацию в намеченный срок. Результат проведенных экстренных финансово-организационных мероприятий свидетельствует, что если бы такие меры были приняты своевременно, то пуск ТЭЦ был бы осуществлен в более сжатые сроки, принятые в мировой практике строительства объектов с подобным технологическим циклом.

**Технические новшества.** Основные компоненты парогазовых энергоблоков С-3 ТЭЦ – это газовые турбины мощностью 150 МВт типа V94.2 фирмы Siemens (изготавливаются на берлинском заводе фирмы и ЛМЗ, причем доля участия последнего постоянно растет). Их сборка осуществляется на российско-германском предприятии Интертурбо в Санкт-Петербурге. Эти турбины, пригодные для всех эксплуатационных режимов, отличаются высоким коэффициентом готовности, надежностью и большим сроком службы.

Тепло отработанных газов газовых турбин используется для выработки пара высокого давления (8 МПа с температурой 530°C) и пара низкого давления (0,55 МПа с температурой 200°C) в каждом из двух вертикальных котлов-утилизаторов барабанного типа П-90 производства завода ЗиО-Подольск.

Паровые турбины типа Т-160-7.7 поставляются фирмой ЛМЗ крупнейшим в мире изготовителем такого оборудования. Эти турбины обеспечивают не только высокий КПД, но и максимально возможный отбор тепла для теплосети города.

Каждая из газовых и паровых турбин приводит в действие генератор с воздушным охлаждением типа ТФГ(П)-160-2УЗ мощностью 200 МВт производства завода “Электросила”.

Современная газотурбинная и паротурбинная техника в сочетании с оптимизированной производственной технологией обеспечивает достижение высокого КПД, а также коэффициента использования топлива в размере свыше 90% при выработке электроэнергии и тепла. Для этого необходима высокая степень автоматизации, что обеспечивается использованием программно-технических комплексов и информационной системы. Этот комплекс выполняет все функции автоматизации технологического процесса на электростанции, например, такие как, сбор и обработка технологических данных, регулирование и управление, обслуживание, контроль и наблюдение за технологическим процессом, которые осуществляются с блочного щита управления.

Контроль и наблюдение за работой электростанции осуществляются с центрального диспетчерского пункта Ленэнерго в Санкт-Петербурге.

**Защита окружающей среды.** КПД Северо-Западной парогазовой ТЭЦ почти на 10% выше, чем КПД современной конденсационной электростанции на каменном угле. При этом обеспечивается экономное использование топлива и сокращение выбросов вредных веществ в окружающую среду, но уже при его меньшем сжигании.

Сокращение выбросов вредных веществ сводится до минимума за счет целого ряда мероприятий, направленных на оптимизацию процесса сжигания. Так, используемая гибридная горелка газовых турбин представляет собой комбинацию из диффузионной горелки и горелки с предварительным смешиванием. При пуске газовой турбины работает диффузионная горелка, а в остальных режимах нагрузки – горелка с предварительным смешиванием. Она создает однородную смесь топлива и воздуха, за счет чего достигается низкая температура пламени. Это значительно снижает образование термических оксидов азота  $\text{NO}_x$  до уровня 20–25 ppm (предельно допустимая норма для России – 35 ppm). Кроме того, в отходящих газах электростанций, работающих на природном газе, практически не содержится диоксида серы и пыли. К тому же при сжигании природного газа вследствие содержания в нем водорода образуется значительно меньше диоксида углерода, чем при сжигании угля. И, наконец, выбросы сажи и СО в значительной части диапазона режима нагрузки отсутствуют. В современных условиях этот фактор особенно актуален в контексте предотвращения глобального потепления климата на планете.

Таким образом, за счет использования на парогазовой С-3 ТЭЦ современной технологии предотвращается повышение загрязнения воздушного бассейна города при значительном повышении мощности (тепловой и электрической) электростанции.

**Пуск.** Пуск новой электростанции в Санкт-Петербурге имеет особое значение для российской

энергетики. Именно в Северо-Западном регионе в 1926 г. в соответствии с планом ГОЭЛРО была сооружена Волховская ГЭС – первенец советского гидростроения. Позднее именно в Ленинграде была построена первая в мире опытная линия электропередачи на напряжение 500 кВ. Поэтому сооружение современной ТЭЦ и последовавшая 16 декабря 2000 г. синхронизация ее первого энергоблока с ЕЭС России стали своеобразным связующим звеном между прошлым и будущим, между планом ГОЭЛРО и современной электроэнергетикой.

Большой вклад в подготовку и организацию пуска первого энергоблока Северо-Западной ТЭЦ в намеченные сроки внесли сотрудники РАО “ЕЭС России” А. Я. Копсов, В. А. Саакян, Ю. Т. Салимов, а также работники С-3 ТЭЦ Р. И. Костюк, О. А. Хотченков, И. Н. Писковацков и многие, многие другие.

22 декабря 2000 г. по случаю официальной церемонии открытия станции состоялся митинг, в котором приняли участие Президент России В. Путин и Президент Украины Л. Кучма, председатель правления РАО “ЕЭС России” А. Чубайс, министр экономического развития и торговли России Г. Греф, председатель ГУП “ВО Технопромэкспорт” В. Кузнецов, генеральный директор АО Ленэнерго А. Лихачев, директор Северо-Западной ТЭЦ Р. Костюк, руководители российских и зарубежных фирм, рабочие и служащие электростанции, участвовавшие в строительстве объекта, многочисленные гости.

Открывая торжественный митинг, директор С-3 ТЭЦ Р. Костюк отметил, что Северо-Западная ТЭЦ – предмет особой гордости российских энергетиков – создает возможность отработать и в дальнейшем тиражировать технологию эксплуатации установленного оборудования для последующих электростанций парогазового цикла в других регионах страны.

Вручая символический ключ директору С-3 ТЭЦ, председатель ГУП “ВО Технопромэкспорт” В. Кузнецов подчеркнул, что участие Президента России в пуске первого энергоблока является логическим продолжением событий прошлых лет. Будучи вице-мэром Санкт-Петербурга 18 июня 1993 г. В. Путин участвовал в подписании контракта на строительство этой электростанции. Переданный ключ символизирует собой результат усилий многочисленных коллективов из России, Украины, Белоруссии, Финляндии и Германии, участвовавших в пуске первого энергоблока, и открывает перспективу ввода в эксплуатацию второго и последующих энергоблоков.

Первый энергоблок С-3 ТЭЦ является “жемчужиной” среди энергетических объектов, введенных в эксплуатацию Технопромэкспортом в 2000 г.: двух уникальных энергоблоков по 800 МВт в Китае, впервые экспортированных Россией за рубеж

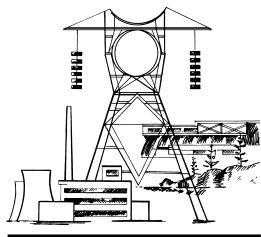
(июнь и октябрь); двух гидроагрегатов по 180 МВт во Вьетнаме (июнь и ноябрь); турбоагрегата № 11 мощностью 100 МВт на Бишкекской ТЭС, в торжественном пуске которого участвовали Президент России В. Путин и Президент Киргизии А. Акаев.

На митинге А. Чубайс отметил, что ввод новой ТЭЦ открывает большие возможности по внедрению в отечественную энергетику эффективных, экономичных и экологических технологий. Северо-Западной ТЭЦ – это новая страница в развитие отечественной энергетики.

В своем выступлении В. Путин поздравил всех с открытием электростанции, Днем энергетика и 80-летием принятия государственного плана электрификации России; выразил огромную благодарность всем тем, кто поставил блестящую точку в деле осуществления проекта С-3 ТЭЦ. Он отметил, что прекрасно знает, какие по поводу строительства этой ТЭЦ велись споры, существовали проблемы и какие последующие меры, принятые на региональном и федеральном уровнях, позволили завершить стройку. Одним из соображений, которым руководствовало правительство, при-

нимая окончательное решение о строительстве ТЭЦ, было то, что в проекте С-3 ТЭЦ задействованы многочисленные российские предприятия, на которые из Германии и Финляндии поступило современное оборудование и технологии. Президент России поблагодарил партнеров из этих стран.

На стыке тысячелетий состояние и развитие энергетики приобретает особое значение, поскольку отрасль является основой дальнейшего и стабильного роста экономики России. Ввод в эксплуатацию новых генерирующих мощностей, особенно связанных с использованием новых технологий, являет собой не только большой шаг в развитии отрасли, но и представляет солидную прибавку в 450 МВт к существующим 149 000 МВт на тепловых электростанциях страны. Поэтому ввод остальных трех энергоблоков этой ТЭЦ, также как и последующее строительство подобных электростанций в других регионах, создают предпосылки для повышения энерговооруженности экономики России и ее переход на новый качественный уровень.



**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) 234-74-17, тел. 275-00-23, доб. 21-66,

E-mail: [tis@mail.magelan.ru](mailto:tis@mail.magelan.ru)

## ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

### **Выбор оптимального решения по использованию рециркуляции газов при сжигании природного газа**

Капельсон Л. М., Харитонов А. Ф., Голов В. В., инженеры

АО «Фирма ОРГРЭС» – ГРЭС-24 Мосэнерго

Ввод рециркулирующих газов в топочную камеру в современных газомазутных котлах может иметь два назначения: регулирование температуры перегретого пара (вторичного пара в прямоточных котлах) и воздействие на образование оксидов азота. Требования к способу ввода в топочную камеру рециркулирующих газов и к их количеству различны в зависимости от назначения.

Так, для поддержания температуры пара на необходимом уровне с увеличением нагрузки котла требуется уменьшение количества вводимых в топочную камеру газов, в то время как для подавления оксидов азота с ростом нагрузки необходимо, наоборот, увеличивать количество вводимых рециркулирующих газов.

Оптимальный способ ввода рециркулирующих газов в топочную камеру также различен в зависимости от их назначения. Если для достижения максимального эффекта по подавлению оксидов азота газы рециркуляции следует вводить в основные горелки вместе с воздухом или отдельным каналом, то для получения максимального роста температуры перегретого пара целесообразно вводить газы через под топки или ниже горелок.

Выбор оптимального решения по использованию системы рециркуляции газов в широком диапазоне нагрузок был выявлен на котле П-74 при сжигании в нем природного газа.

Котел П-74 производительностью 1000 т/ч – прямоточный, сверхкритического давления, работает в блоке с турбиной К-300-240-4. Котел имеет призматическую топочную камеру с размерами в плане  $20,2 \times 9,99$  м, т.е. сечение топки на уровне горелок почти вдвое превышает сечение топок серийных котлов ТГМП-314 и ТГМП-344, имеющих такую же производительность. Теплонапряжение топочного объема при номинальной нагрузке котла составляет  $116 \text{ кВт/м}^3$  [ $100 \times 10^3 \text{ ккал}/(\text{м}^3 \cdot \text{ч})$ ], что более чем вдвое ниже нормативного значения для котлов, рассчитанных на сжигание природного газа.

Ограждение топочной камеры выполнено из цельносварных панелей. Котел предназначен для работы с уравновешенной тягой. В топочной камере в один ряд установлено встречно 12 газовых горелок – по 6 на фронтальной и задней стенах. В про-

ектном исполнении горелки были двухканальные с прямоточным вводом центрального воздуха и с завихрителем в периферийном канале. Ниже горелок на 7,5 м были выполнены 12 сопл для ввода рециркулирующих газов, отбираемых из газохода перед водяным экономайзером двумя дымососами рециркуляции газов (ДРГ), оснащенными двухскоростными электродвигателями.

После того как выяснилось, что ввод рециркулирующих газов через сопла вдали от горелок может использоваться только для повышения температуры промежуточного пара и не может служить способом подавления оксидов азота, нижние сопла были заглушены, а ввод рециркулирующих газов был осуществлен в центральный и периферийный каналы горелок. Ввод рециркулирующих газов в горелки превратил их в эффективное средство подавления оксидов азота, позволив снизить концентрацию  $\text{NO}_x$  при номинальной нагрузке котла ниже нормативного значения. Однако из-за ограничения количества газов рециркуляции, которые можно было подать через горелки по условию сохранения устойчивости воспламенения и горения топлива, максимально достижимая температура промежуточного пара снизилась по сравнению с имевшей место в первый период эксплуатации котла.

Выполненная модернизация горелок, заключающаяся в установке в центральном канале аксиального завихрителя и изменении газовыпускной части горелок, несколько увеличила устойчивость воспламенения топлива, позволила увеличить подачу рециркулирующих газов при пониженных нагрузках котла. Однако при 50%-ной нагрузке котла и оптимальном воздушном режиме ( $\alpha'_{вз} = 1,05 \div 1,07$ ) температура промежуточного пара не превышала  $515^\circ\text{C}$ .

Для организации ступенчатого сжигания газа по проекту ХЦКБ УГПО «Энергопрогресс» выше основных горелок были смонтированы воздушные сопла. Подвод воздуха к ним осуществлялся из коробов перед горелками. Принятая схема воздухопроводов оказалась неудачной. Даже при полном открытии шиберов перед воздушными соплами почти весь воздух продолжал поступать в основные горелки, аэродинамическое сопротивление ко-

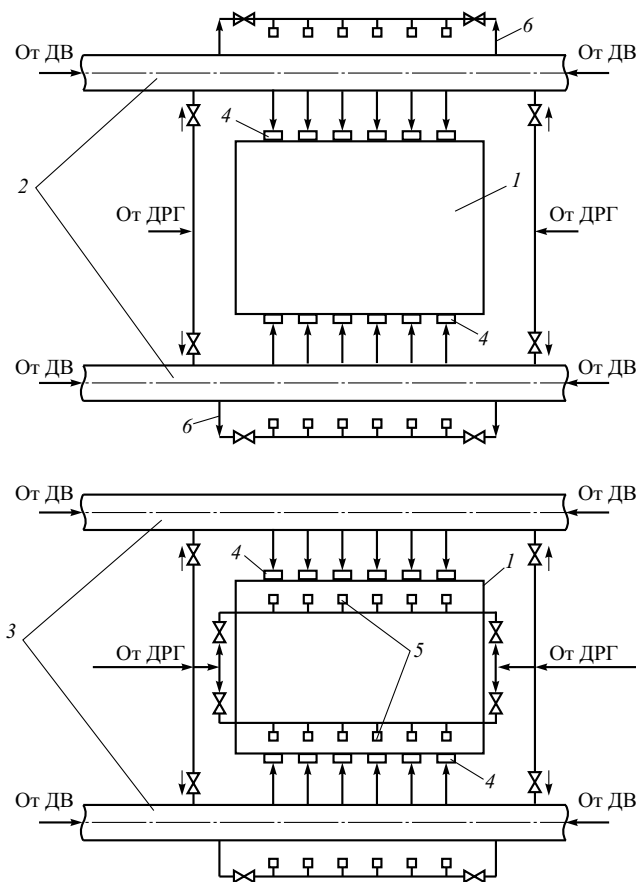


Рис. 1. Схема подвода воздуха и рециркулирующих газов в топку котла П-74:

1 – топка; 2 – центральный воздух; 3 – периферийный воздух; 4 – горелки; 5 – нижние сопла; 6 – сопла верхнего дутья

торых оказалось почти вдвое ниже расчетного. В этих условиях организовать ступенчатое сжигание, используя его для снижения выбросов  $\text{NO}_x$ , не удалось.

С целью повышения температуры промежуточного пара при пониженных нагрузках котла по предложению ОРГРЭС были восстановлены сопла, расположенные ниже горелок, для подачи в них рециркулирующих газов при сохранении подачи рециркулирующих газов в центральный и периферийный каналы горелок. Реализация предложенной схемы должна была повысить температуру вторичного пара за счет увеличения общего количества вводимых в топочную камеру рециркулирующих газов без ухудшения устойчивости факела у горелок.

На рис. 1 показана схема подвода воздуха и рециркулирующих газов в топку котла П-74 после выполненной реконструкции системы рециркуляции газов.

Целью испытаний котла было определение влияния разных режимов использования системы рециркуляции газов на температуру вторичного пара, уровень концентрации оксидов азота и экономические показатели котла и блока при разных

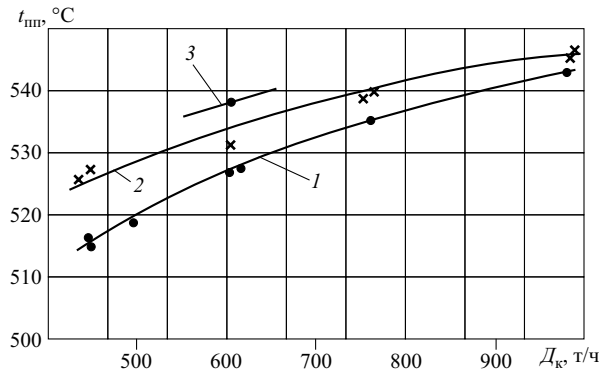


Рис. 2. Зависимость температуры вторичного пара от нагрузки котла после модернизации горелок и системы рециркуляции газов:

1 – газы рециркуляции подаются в горелки; 2 – газы рециркуляции подаются в горелки и нижние сопла; 3 – то же при работе электродвигателей ДРГ на второй скорости

нагрузках. Испытания проводились при четырех значениях нагрузки блока: 305 – 307, 249 – 251, 200 – 202 и 154 – 156 МВт в диапазоне паропроизводительности котла 460 – 970 т/ч.

При разных нагрузках были проверены режимы с различной степенью открытия шиберов к нижним соплам, с подачей газов рециркуляции только в периферийный канал горелок, а также в периферийный и центральный каналы. Проверено влияние на режим котла открытия шиберов к соплам верхнего дутья.

Несмотря на имеющую место значительную неравномерность распределения воздуха и рециркулирующих газов между горелками, при отсутствии индивидуальных шиберов на воздуховодах к горелкам, в проверенном диапазоне нагрузок при коэффициенте избытка воздуха до водяного экономайзера 1,05 – 1,07 обеспечивается работа котла практически без химической неполноты сгорания ( $q_3 < 0,02\%$ ).

Большинство опытов было проведено при полной загрузке двух ДРГ на первой скорости электродвигателей, т.е. с полностью открытыми направляющими аппаратами.

На рис. 2 показаны значения температуры промежуточного пара на разных нагрузках котла при вводе рециркулирующих газов в горелки и нижние сопла и только в горелки.

Следует отметить, что выражение “только в горелки” нужно принимать условно, поскольку шиберы на подаче рециркулирующих газов в нижние сопла полностью не закрывались для их защиты от обгорания. Поэтому в опытах с подачей газов “только в горелки” часть рециркулирующих газов все-таки поступала в топку и через нижние сопла.

Как видно из рис. 2, открытие шиберов к нижним соплам позволило увеличить температуру промперегрева от 5°С на номинальной нагрузке до 10°С на 50%-ной. Так, подача рециркулирующих



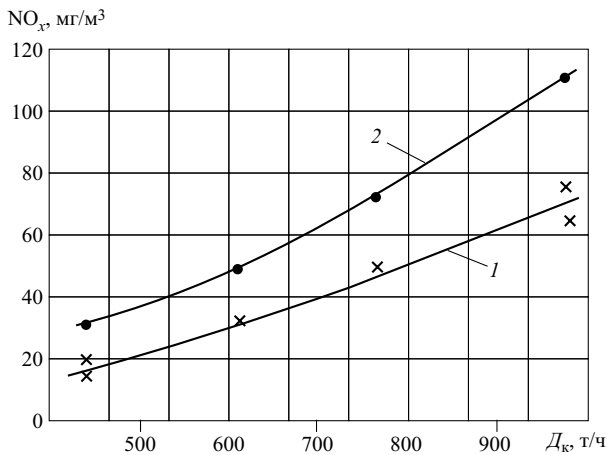


Рис. 3. Зависимость концентрации  $NO_x$  от нагрузки котла при разном вводе рециркулирующих газов в топку:

1 – ввод рециркулирующих газов в горелки; 2 – ввод рециркулирующих газов в горелки и нижние сопла

газов кроме горелок еще в нижние сопла увеличила температуру промперегрева при нагрузке 150 МВт с 515 до 525°C. На графике показано, что переход электродвигателей ДРГ на вторую скорость позволяет дополнительно поднять температуру промперегрева на 5°C. Однако этот эффект достигается ценой значительного увеличения расходуемой мощности электродвигателями ДРГ. Так, суммарный расход электроэнергии двух ДРГ при переходе на вторую скорость увеличился с 650 до 1400 кВт, т.е. вдвое, что делает такой режим экономически неоправданным.

Обеспечение концентрации оксидов азота в пределах нормативного значения ( $NO_x \leq 125$  мг/м<sup>3</sup>) на котле П-74 не представляло сложной проблемы. В режиме работы котла без использования каких-либо средств подавления оксидов азота (с отключенными ДРГ) концентрация  $NO_x$  при номинальной нагрузке не превышает 300 мг/м<sup>3</sup>, что в 4–5 раз ниже значений, имеющих место на серийных газомазутных котлах такой же мощности. Это объясняется низким теплонапряжением объема и сечения топочной камеры и довольно низкой температурой горячего воздуха, поступающего в горелки ( $t_{гв} < 180^\circ C$ ).

Восстановление нижних сопел, подача в них значительной части рециркулирующих газов и соответственно уменьшение количества газов рециркуляции, поступающих в горелки, должно было привести к некоторому увеличению концентрации  $NO_x$ . На рис. 3 показано влияние подачи газов рециркуляции в горелки и в нижние сопла по сравнению с подачей только в горелки на концентрацию  $NO_x$ . При номинальной нагрузке котла переход на комбинированный ввод газов рециркуляции увеличил концентрацию  $NO_x$  с 70 до 110 мг/м<sup>3</sup>, а при 50%-ной нагрузке – с 20 до 30 мг/м<sup>3</sup>.

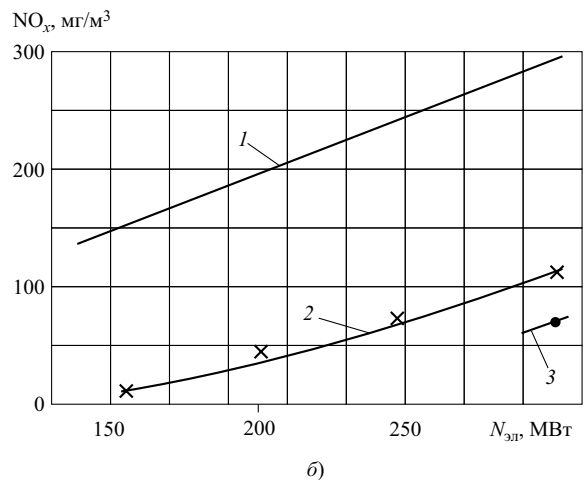
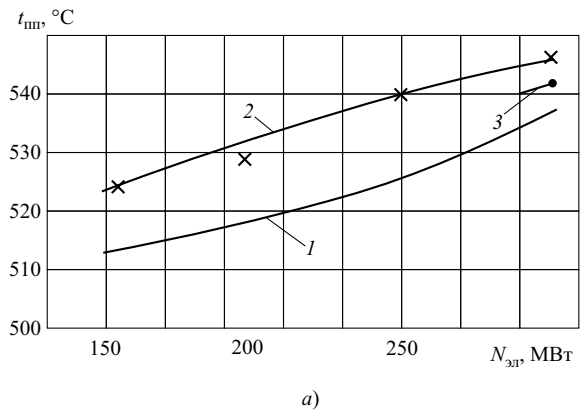


Рис. 4. Зависимость температуры вторичного пара (а) и концентрации  $NO_x$  (б) от нагрузки блока до и после модернизации горелок и системы рециркуляции газов:

1, 2 – до и после модернизации; 3 – рекомендуемый режим при нагрузке выше 290 МВт

Во время испытаний было проверено влияние подачи воздуха через сопла верхнего дутья на уровень концентрации  $NO_x$ . Если при номинальной нагрузке котла открытие шиберов верхнего дутья снизило концентрацию  $NO_x$  на 10–15%, то при нагрузке  $0,75 D_{ном}$  снижение составило всего 5%, а при более низких нагрузках оно вообще не было зафиксировано. Таким образом, из-за незначительного количества воздуха, поступавшего в сопла верхнего дутья, только при нагрузках, близких к номинальной, удалось организовать ступенчатое сжигание со слабой ступенчатостью и, следовательно, со слабой эффективностью по снижению концентрации оксидов азота.

Графики (рис. 4, а, б) дают представление о повышении температуры промежуточного пара и снижении концентрации оксидов азота, достигнутых в результате модернизации системы рециркуляции газов и комбинированного ее использования.

Из графиков рис. 4 видно, что температура промежуточного пара в диапазоне нагрузок котла от 0,5 до  $D_{ном}$  увеличилась на 8–12°C, а концентрация  $NO_x$  снизилась в 2,6 раза при номинальной нагрузке и в 6 раз при  $0,5 D_{ном}$ .

Так, если при проектном выполнении системы рециркуляции газов увеличение нагрузки котла от  $0,5 D_{\text{ном}}$  до  $D_{\text{ном}}$  приводило к росту концентрации оксидов азота с 150 до 290 мг/м<sup>3</sup>, то после выполненных мероприятий с использованием комбинированного ввода в топку рециркулирующих газов при аналогичном росте нагрузки концентрация NO<sub>x</sub> изменяется с 30 до 110 мг/м<sup>3</sup>.

Увеличение количества вводимых в топку рециркулирующих газов за счет использования нижних сопел привело к некоторому увеличению расходуемой электродвигателями ДРГ электроэнергии. В то же время при переходе на комбинированную раздачу рециркулирующих газов уменьшилась мощность, расходуемая электродвигателями дутьевых вентиляторов, вследствие уменьшения сопротивления воздушных коробов перед горелками, после того как часть газов рециркуляции была направлена помимо горелок. В результате, в диапазоне нагрузок ( $0,5 \div 0,75$ )  $D_{\text{ном}}$  суммарный расход электроэнергии всеми электродвигателями тягодутьевых машин при переходе на комбиниро-

ванный ввод рециркулирующих газов не увеличился.

Положительный экономический эффект от увеличения доли рециркуляции газов за счет использования нижних сопел достигается за счет повышения температуры промежуточного пара. Величина снижения удельного расхода условного топлива зависит от нагрузки блока, составляя 1,0 – 1,5 г/(кВт·ч) в диапазоне нагрузок от 150 до 250 МВт.

В связи с малой эффективностью нижних сопел при нагрузках, близких к номинальной, и ростом концентрации NO<sub>x</sub> при их открытии, целесообразно при нагрузке блока выше 290 МВт прикрывать шиберы на газовой рециркуляции к нижним соплам, обеспечивая преимущественную подачу рециркулирующих газов в горелки. Из приведенных графиков видно, что такая корректировка режима позволяет при нагрузке, близкой к номинальной, снизить концентрацию оксидов азота на 20 – 30% при небольшом (на 4 – 5°C) снижении температуры промежуточного пара.

## Опыт перевода барабанных котлов на пониженные параметры пара

Федоров А. И., канд. техн. наук, Понасечкин С. А., инж.

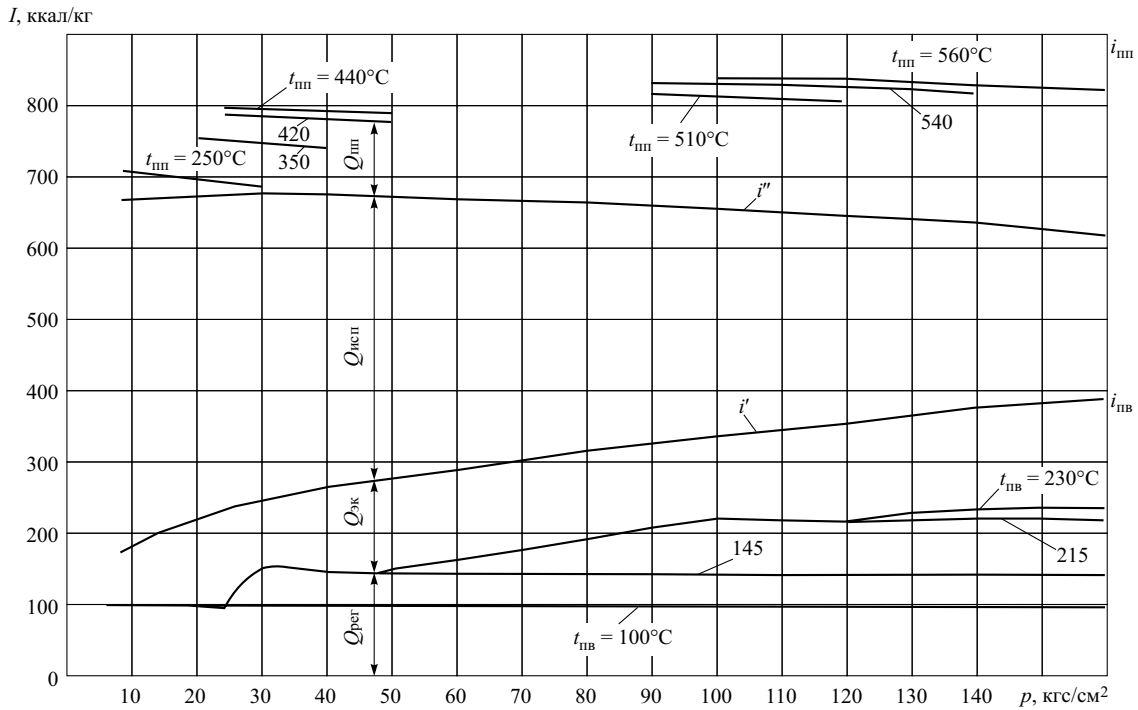
ОАО «Фирма ОРГРЭС»

Срок службы котлов среднего давления составляет примерно 45 лет. В настоящее время более 300 котлов среднего давления (ТЭЦ бывшего Минэнерго) и значительное число котлов ТЭЦ промышленных предприятий эксплуатируются более 40 лет. Из-за относительно низкой температуры перегретого пара (менее 450°C) металл пароперегревателей котлов не работает в условиях ползучести, поэтому одним из основных факторов, приводящих к снижению срока службы, является коррозионный износ. Наиболее эффективный способ продления срока службы этих котлов – это планомерная замена поверхностей нагрева и обеспечение снижения темпа коррозионных процессов в котле.

В настоящее время более 600 котлов высокого давления ТЭС с поперечными связями находятся в эксплуатации свыше 40 лет и продление их ресурса осуществляется за счет контроля и диагностирования, замены (если необходимо) основных элементов котла, снижения температуры перегретого пара на 10 – 15°C (по условиям надежности и экономичности работы турбины), а также и за счет других мероприятий.

При реконструкции и техническом перевооружении работающих ТЭЦ иногда возникает необходимость перевода действующих котлов среднего и высокого давления на работу при пониженных параметрах пара (давление и температура перегретого пара). Эти вопросы возникают в основном на паровых котлах с давлением пара 34 – 155 кгс/см<sup>2</sup> (3,4 – 15,5 МПа), введенных в эксплуатацию в 1940 – 1960 гг., большая часть которых выработала свой ресурс (наработка 200 – 300 тыс. ч). Задача продления срока их службы за счет снижения параметров пара, а значит и увеличения, так называемого, паркового ресурса [1], актуальна в связи с большой стоимостью установки новых паровых котлов, замещающих «старые».

Из показаний на рис. 1 I-p диаграммы процесса нагрева воды, испарения и перегрева пара в котлах видно, что при снижении давления в котле уменьшается доля тепла, которое необходимо подвести к экономайзерным и пароперегревательным поверхностям нагрева, и увеличивается доля тепла, которое необходимо подвести к испарительным поверхностям. Следовательно, при снижении давления в котле поверхности нагрева пароперегревателя (ПП) и водяного экономайзера (ВЭ) должны



**Рис. 1. Изменение энтальпии пара и воды в зависимости от давления:**

$I$  – энтальпия среды, ккал/кг;  $p$  – давление, кгс/см<sup>2</sup>;  $i_{пв}$ ,  $i_{пн}$  – энтальпия питательной воды и перегретого пара соответственно, ккал/кг;  $i'$ ,  $i''$  – энтальпия кипящей воды и сухого насыщенного пара соответственно;  $t_{пн}$ ,  $t_{пв}$  – температура перегретого пара и питательной воды соответственно, °С;  $Q$  – доля тепла, которое необходимо подвести к поверхностям: испарительным  $Q_{исп}$ , экономайзера  $Q_{эк}$ , пароперегревателя  $Q_{пн}$ , регенеративных подогревателей питательной воды  $Q_{рег}$

быть уменьшены, а испарительные поверхности – увеличены. В связи с тем, что топочные камеры котлов воспринимают приблизительно 40 – 55% полного количества тепла сжигаемого топлива, то при снижении давления в котле тепла, получаемого за счет радиационного теплообмена, уже недостаточно для испарительных поверхностей. Поэтому при снижении давления в котле до 40 кгс/см<sup>2</sup> (4,0 МПа) и ниже ВЭ становятся кипящими. При снижении давления в котле увеличивается температурный напор между дымовыми газами и водой или паром. Это приводит, при прочих равных условиях, к тому, что через каждый 1 м<sup>2</sup> поверхности нагрева передается большее количество тепла.

При переводе котлов на пониженные параметры пара, как правило, должно быть предусмотрено выполнение следующих основных работ:

- тепловой и гидравлический расчеты котла, а также пересчет сепарационных устройств;
- реконструкция ПП и пароохладителя;
- реконструкция ВЭ;
- реконструкция внутрикотловых устройств котла, циркуляционных контуров, пароперепускных трубопроводов и паропроводов;
- реконструкция общестанционного оборудования за пределами котла (установка новых питательных насосов и др.);
- восстановительный ремонт котла;
- наладка и испытания котла.

В зависимости от состояния котла и от абсолютного значения понижения давления в котле часть работ может не производиться или производиться в уменьшенном объеме.

При понижении рабочего давления в котле изменяются практически все теплофизические характеристики воды и пара. При понижении давления происходит:

- относительное увеличение осевых скоростей пара за счет уменьшения плотности пара;
  - увеличение разности плотности воды и пара ( $\rho' - \rho''$ ), а следовательно, увеличение подъемной силы и скорости всплытия паровых пузырей;
  - увеличение скрытой теплоты парообразования.
- Поэтому одно и то же количество тепла, воспринимаемое экранами, у котлов при работе на пониженном давлении испаряет меньше воды, чем при работе на повышенном давлении. По этой причине при переводе котлов на пониженное давление происходит увеличение кратности циркуляции; увеличение поверхностного натяжения, а следовательно, увеличение размеров паровых пузырей и капель, которые выбрасываются в паровой объем;
- увеличение скорости витания капель в паровом объеме (при скорости витания масса капли и сила аэродинамического сопротивления равны);
  - увеличение критического по вспениваемости соледержания котловой воды и др.

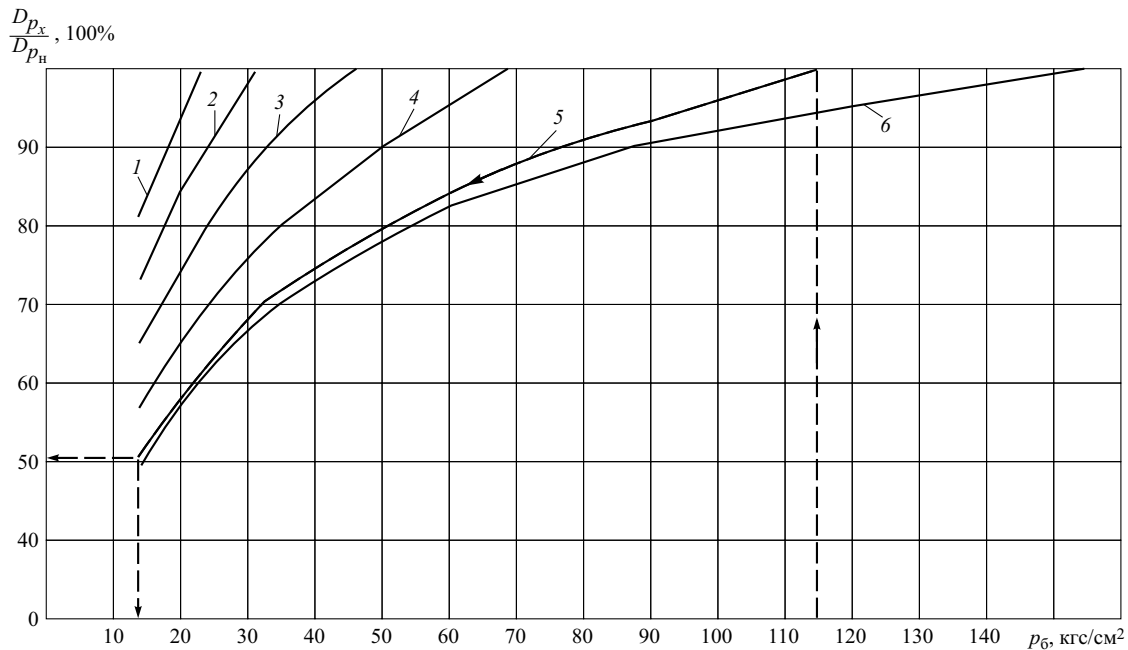


Рис. 2. Пересчет допустимых паровых нагрузок сепарационных устройств при понижении давления пара в котле:

$D_{P_x}/D_{P_n}$  – отношение допустимых паровых нагрузок при сниженном и номинальном давлении пара;  $p_6$  – давление пара в барабане, кгс/см<sup>2</sup>: 1 – 24; 2 – 32; 3 – 44; 4 – 65; 5 – 115; 6 – 155

Нормальная работа сепарационных устройств (СУ), в том числе и барабана, происходит при выполнении условия

$$w''_{oc} < (w''_{oc})_{доп}, \quad (1)$$

где  $(w''_{oc})_{доп}$  – допустимая осевая подъемная скорость пара, при превышении которой резко увеличивается влажность (содержание) пара котла.

При понижении рабочего давления в котле вследствие изменения теплофизических характеристик воды и пара фактическая скорость пара в СУ за счет увеличения его плотности растет быстрее, чем допустимая, поэтому, как правило, при понижении давления пара допустимые паровые нагрузки котлов приходится ограничивать. При переводе на пониженное рабочее давление котел может нести по условиям обеспечения качественного пара прежнюю (ту же, что и при повышенном давлении) паровую нагрузку в следующих случаях:

при работе котла на пониженном давлении СУ были рассчитаны с большим запасом по нагрузке, т.е.  $w''_{oc} \ll (w''_{oc})_{доп}$ ;

были приняты специальные конструктивные меры (установка новых СУ с большими допустимыми паровыми нагрузками, установка дополнительных выносных циклонов и др.), позволяющие интенсифицировать работу СУ.

Во всех остальных случаях допустимые паровые нагрузки котлов при понижении давления необходимо снижать.

Пересчет допустимых паровых нагрузок СУ котла с одного рабочего давления на другое точнее

всего можно производить с помощью критерия устойчивости двухфазных потоков [2]

$$k = \frac{w''_{oc}}{\sqrt[4]{g\sigma \frac{\rho' - \rho''}{(\rho'')^2}}}, \quad (2)$$

где  $\rho'$ ,  $\rho''$  – соответственно плотность пара и воды на кривой насыщения;  $g$  – ускорение свободного падения;  $\sigma$  – коэффициент поверхностного натяжения;  $w''_{oc}$  – осевая подъемная скорость пара в СУ.

Применимость данного критерия для пересчета допустимых паровых нагрузок сепарационных устройств приведена в работах ЦКТИ [3, 4], фирмы «ОРГРЭС» [5, 6, 7] и других организаций. Он позволяет с точностью до  $\pm 15\%$  пересчитывать допустимые паровые нагрузки при переводе котла с одного давления на другое.

На рис. 2 показаны графики пересчета допустимых паровых нагрузок СУ при пониженном давлении пара в котле с использованием критерия формулы (2), из которых можно, например, определить, что при снижении давления пара в котле со 115 кгс/см<sup>2</sup> (11,5 МПа) до 14 кгс/см<sup>2</sup> (1,4 МПа) допустимая весовая паровая нагрузка должна быть снижена до 51%. Методика построения графиков приведена в [8].

При переводе котлов на сниженные параметры пара должна быть обеспечена надежная работа циркуляционных контуров, ПП и ВЭ. Более подробно эти вопросы рассмотрены в [8].

Котел	Параметр		
	$D_k$ , т/ч	$p_{\text{нп}}$ , кгс/см <sup>2</sup>	$t_{\text{нп}}$ , °C
ДЭМ	95–105	31	420
	105	13	325–340
ГМ-50-1	50	39	440
		$p_6 = 14^*$	–
ТП-170	170	$p_6 = 115$	510
	155	18	350
БКЗ-210-140	210	140	560
		110	510
ТП-87	420	140	560
		110	530
БКЗ-420-140 НГМ	420	140	560
		115	530

\* Пар насыщенный.

Пр и м е ч а н и е. Числитель – номинальные параметры пара, знаменатель – сниженные.

Примеры перевода котлов на пониженные параметры пара приведены в [таблице](#).

#### Список литературы

1. РД 10-262-98, РД 153-34.1-17.421-98. Типовая инструкция по контролю металла и продления срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций. М.: ОРГРЭС, 1999.
2. Куталадзе С. С., Сорокин Ю. Л. О гидродинамической устойчивости некоторых газожидкостных систем. – В сб.: Вопросы теплоотдачи и гидравлики двухфазных сред. ГЭИ, 1961.
3. РТМ 108.030.05-75. Расчет и проектирование внутрикотловых схем и сепарационных устройств барабанных котлов высокого давления.
4. Сорокин Ю. Л., Осипов А. М. Допустимые нагрузки сепарационных устройств парогенераторов АЭС. – Тр. ЦКТИ, 1971, вып. 108.
5. Федоров А. И., Бузников Е. Ф., Масловский Г. В. Результаты исследования двухступенчатого выносного циклона со сферической вставкой. – Теплоэнергетика, 1988, № 2.
6. Федоров А. И., Белоусов Н. П. Опыт применения выносных циклонов с повышенной единичной паропроизводительностью. Информационное письмо № 4-89. М.: Союзтехэнерго, 1989.
7. Федоров А. И. Экспериментальное исследование распределения влаги в паровом объеме выносных циклонов. – Электрические станции, 1991, № 4.
8. Федоров А. И. Рекомендации (технические предложения) по переводу барабанных котлов на пониженные параметры пара. М.: ОРГРЭС, 1998.

## Анализ причин повреждений экранных труб котлов ТП-87 и методы их устранения

Беляков И. И., канд. техн. наук, Макаров А. Н., Передельский А. А., инженеры

НПО ЦКТИ – Тольяттинская ТЭЦ

На электростанциях России находится в эксплуатации много котлов ТП-87 производства Таганрогского котельного завода. Указанные котлы, имеющие паропроизводительность 420 т/ч, давление 13,9 МПа и температуру перегретого пара 560°C, проектировались для сжигания низкорреакционного каменного угля. Особенностью котла является наличие двухкамерной топки, камера горения которой оснащена 12 встречно расположенными в один ярус горелками на фронтальной и задней стенах. Для организации сжигания угля с жидким шлакоудалением экранные трубы в камере горения ошипованы и имеют огнеупорное покрытие.

В связи с появлением в 1980 – 2000 гг. возможности сжигания на котлах ТП-87 газа доля исполь-

зования угля снизилась до 10 и менее процентов. На ряде котлов уголь вообще не сжигается.

При длительной работе на газе происходит разрушение огнеупорного покрытия и возникают проблемы обеспечения надежности экранных труб.

В последние годы на котлах ТП-87 наблюдались многочисленные случаи повреждений наклонных участков фронтального и заднего экранов выше пережима камеры сгорания (рис. 1).

Так, в 1994 – 1997 гг. на нескольких котлах ТП-87 Тольяттинской ТЭЦ были полностью заменены трубы в указанных местах. Повреждения труб выражены в виде коррозионных “дорожек” шириной 2 – 5 мм, глубиной 3 – 4 мм с внутренней стороны

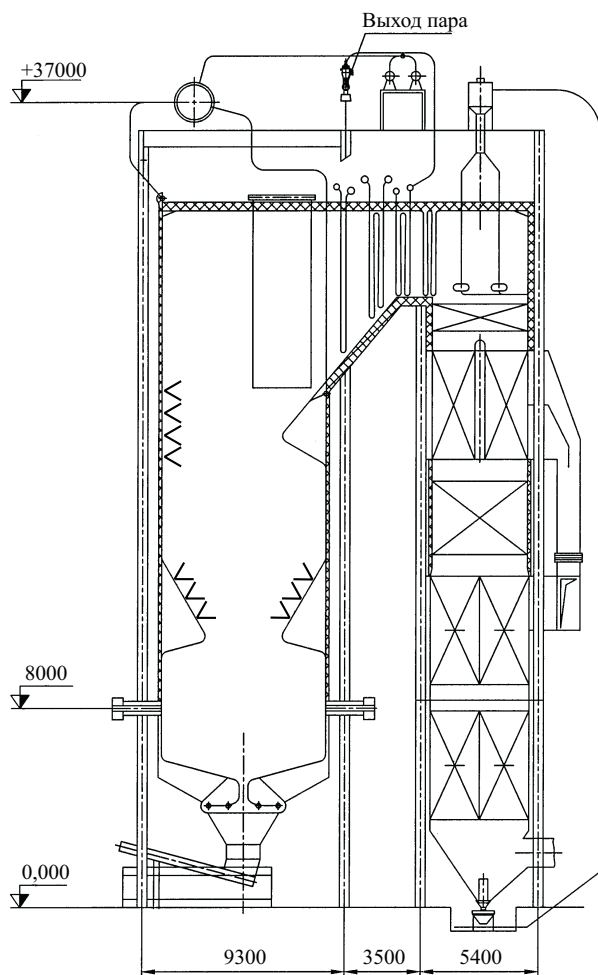


Рис. 1. Котел типа Е-420/140Ж (модель ТП-87, продольный разрез):

v v v – места повреждения экранных труб

трубы, характерной особенностью которых является их локальный характер; они распространены на длине 800 – 1000 мм, начиная с расстояния 150 – 200 мм отгиба пережима.

Первые случаи обнаружения “дорожек” ошибочно классифицировались как дефект проката, так как их ширина была менее 1 мм.

Металлографические анализы показывают отсутствие изменения микроструктуры металла труб (сталь 20) в местах повреждений.

Местный характер повреждений, а также то обстоятельство, что отмечались случаи отсутствия “дорожек” в соседних трубах, позволяет утверждать, что возникновение их обусловлено теплотехническими причинами, а не водно-химическим режимом.

При длительной работе на газе происходит постепенное и неравномерное выгорание огнеупорного покрытия. Вследствие этого увеличивается тепловосприятие труб экранов нижней части топки, а также тепловая неравномерность по ширине панелей. При сжигании угля после работы на газе

создается устойчивая пленка шлака на экранных трубах, оказывающая существенное влияние на тепловой и гидравлический режимы экранов.

При наличии огнеупорной обмазки расчетное паросодержание среды в экранных трубах в районе пережима, где заканчивается огнеупорное покрытие, составляет 8 – 12%. При скоростях циркуляции  $w_0 = 1,0 \div 1,3$  м/с и тепловых потоках в данном месте 400 – 450 кВт/м<sup>2</sup> при сжигании угля и 250 – 300 кВт/м<sup>2</sup> при сжигании газа наблюдаются устойчивая циркуляция и интенсивный теплообмен, в том числе и на наклонных (с углом наклона 65° к горизонту) участках труб фронтального и заднего экранов. В случае работы котла на газе при выгорании огнеупорного покрытия тепловосприятие труб экранов в камере сгорания возрастает в 1,5 – 2 раза и паросодержание может составлять 16 – 25% при практически неизменных скоростях циркуляции, равных 1,0 – 1,3 м/с.

При этом сочетании параметров ухудшается теплообмен на верхней образующей наклонной трубы, где под действием сил гравитации скапливаются пузырьки пара, вызывающие нарушение смачивания металла внутренней поверхности трубы водяной пленкой. Данное явление еще трактуется как кризис теплообмена, при котором происходит резкое снижение коэффициента теплоотдачи: при пузырьковом кипении он составляет  $\alpha_2 = 15 \div 25$  тыс. ккал/(м<sup>2</sup>·ч), а при пленочном снижается во много раз. Это вызывает увеличение температуры металла экранной трубы при тепловых потоках 250 – 300 кВт/м<sup>2</sup> на 30 – 50°C.

Изменения температуры наклонных участков труб котла ТП-87 выше пережима показывают, что при сжигании угля она не превышает 360 – 380°C, а после длительной работы на газе температура выше и равна 390 – 430°C.

Тепловые же потоки при сжигании угля в топках с пережимом в данных местах всегда на 15 – 20% выше, чем при сжигании газа [1]. Это свидетельствует о наличии ухудшенного теплообмена на наклонных (выше пережима) участках экранных труб, обусловленного наличием более высокого паросодержания потока пароводяной смеси вследствие разрушения огнеупорного покрытия при длительной работе котла на газе.

По условиям прочности значения температуры наружной поверхности труб диаметром 60/48 из стали 20 при давлении 16,0 МПа, равные 390 – 430°C, не представляют опасности, однако при этом создаются условия для протекания интенсивной коррозии металла.

Особенность барабанных котлов (в отличие от прямоточных) состоит в том, что из-за организации разделения пароводяной смеси в барабане и различия коэффициентов растворимости примесей, содержащихся в воде и паре, происходит концентрирование их в котловой воде. Для предотвра-

щения неограниченного накопления примесей организуется непрерывная продувка котловой воды. Так, при продувке 1% концентрация примесей в котловой воде примерно в 100 раз больше, чем в питательной воде.

Подобное концентрирование, даже при наличии полного обессоливания питательной воды, предопределяет необходимость введения специальных добавок в котловую воду (кондиционирование водно-химического режима) – обычно это тринатрийфосфат  $\text{Na}_2\text{PO}_4$  и едкий натр  $\text{NaOH}$  – с целью предотвращения коррозии металла внутренней поверхности экранных труб.

Наличие значительных концентраций агрессивных примесей (в основном  $\text{NaOH}$ ) в котловой воде требует организации гидравлических режимов в парообразующих поверхностях нагрева барабанных котлов таким образом, чтобы исключалась возможность ухудшения теплоотдачи, вероятность которой обуславливается сочетанием параметров: давление, скорость потока и его паросодержание, тепловая нагрузка, диаметр и наклон трубы. Это вызвано тем, что в месте кризисного ухудшения теплоотдачи происходит упаривание воды, обладающей высокой растворимостью примесей, содержащихся в ней, и значительное концентрирование их в паровой среде (на несколько порядков, например, по теоретическим данным в  $10^5$  по  $\text{NaOH}$ ), что создает условия для коррозионного разрушения защитной пленки и металла трубы.

Наличие коррозионной дорожки только на наклонном участке пережима вызвано тем, что в данном месте расположена зона высоких значений теплового потока, обусловленная конструкцией и аэродинамикой топки и повышенным паросодержанием при длительной работе на газе из-за выгорания огнеупорной обмазки. Далее происходит резкое снижение теплового потока, при котором восстанавливается нормальный пузырьковый теплообмен.

При работе на угле экраны зашлакованы и в районе наклонных участков из-за невысоких паросодержаний, несмотря на более высокие тепловые потоки, не создаются условия для расслоения потока, ухудшения теплообмена и возникновения коррозии металла труб.

Данные явления отмечались на наклонных участках многих типов отечественных (БКЗ-320, ТГМЕ-428) и зарубежных котлов. Методы, исключаяющие режим ухудшенного теплообмена, состоят в следующем: снижение местных тепловых нагрузок (покрытие труб кирпичом или стойкой огнеупорной обмазкой), увеличение угла наклона труб к горизонту, уменьшение диаметра труб и закрутка потока пароводяной смеси путем установки труб с внутренним винтовым оребрением или ленточных завихрителей. Для котлов ТП-87 снижение теплового потока на наклонных (выше пережима) участках фронтального и заднего экранов за

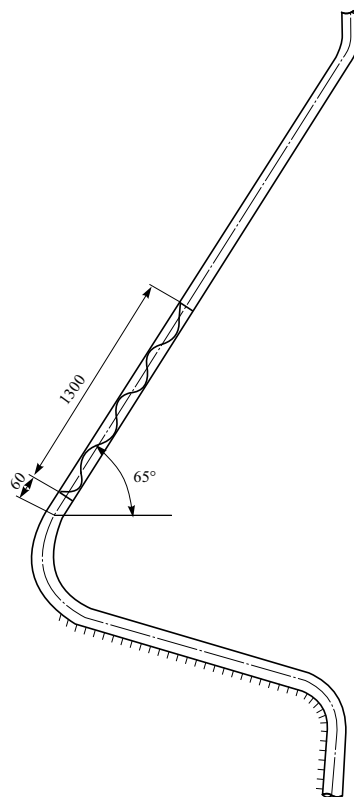


Рис. 2. Установка ленточного спирального завихрителя

счет нанесения огнеупорной обмазки проблематично, так как может вызвать при работе на угле шлакование.

Ликвидация пережима и выполнение вертикальными фронтального и заднего экранов может создать условие для прекращения процесса сжигания угля при жидком шлакоудалении. Установку на данных участках труб меньшего диаметра осуществить сложно по конструктивным соображениям. Наиболее приемлемым является завихрение потока пароводяной смеси. Наша промышленность пока не освоила серийное изготовление труб с внутренним винтовым спиральным оребрением. Поэтому, учитывая локальный характер мест повреждений, принято решение установить на наклонных участках выше пережима спиральные ленточные завихрители из нержавеющей стали (рис. 2, 3), что и было реализовано на котлах Тольяттинской ТЭЦ, а 200 подобных завихрителей длиной 5 – 6 м в 1975 – 1976 гг. были установлены в экранных трубах двух котлов ТГМ-96 СУГРЭС.

Периодически выполняемые вырезки показывают, что они находятся в хорошем состоянии, не подвержены внутренней коррозии как сами завихрители, так и места их контакта с металлом экранных труб после пяти химических промывок серной кислотой, проводившихся “дыхательным” способом.

Количество внутренних отложений в местах установки завихрителей в 2,5 – 3 раза меньше, чем в гладких трубах. Имеется некоторое опасение

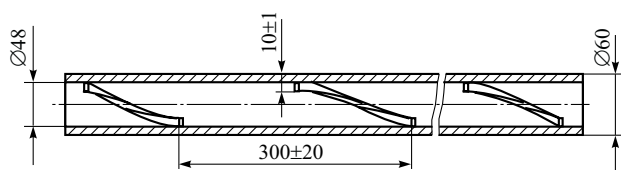


Рис. 3. Ленточный спиральный завихритель

возможности скопления отложений при некачественном проведении химических промывок, особенно “дыхательным” способом, но подобное явление будет возможно на необогреваемой тыльной стороне трубы.

Установка ленточных завихрителей кардинальным образом решает проблему надежности труб наклонных участков фронтального и заднего экранов, вне зависимости от состояния огнеупорного покрытия экранов камеры сжигания.

На нескольких котлах ТП-87 Тольяттинской ТЭЦ отмечались случаи повреждений угловых труб (№ 1 – 5 от угла) фронтальной панели левого и правого боковых экранов в районе отметки 16 – 19 м (выше пережима топки на 3 – 4 м).

Металлографический анализ показал, что повреждения труб вызваны кратковременным местным нагревом металла до температуры 650°C.

Осмотр барабана, вскрытие верхних и нижних коллекторов экранов, прокат шарами водоупускных и экранных труб не выявили никаких особо существенных отклонений.

На аналогичной задней панели бокового экрана, включенной в солевой отсек, повреждений не отмечалось. Отличие указанной панели состоит в том, что она разделена на две самостоятельные секции.

При циркуляционных испытаниях котла ТП-87 Калушской ТЭЦ (Украина) было выявлено, что при работе на угле наблюдается опрокидывание циркуляции в угловой трубе при нагрузках менее 200 т/ч [2].

Для выявления причин разрывов угловых и близких к ним труб панелей боковых экранов, примыкающих к фронтальному экрану, была проведена оценка гидравлической надежности данных контуров естественной циркуляции.

Характер повреждений подтверждает, что преобладающим фактором в оценке гидравлической надежности является проверка возможности опрокидывания потока рабочей среды в наименее обогреваемых трубах этих панелей.

Оценка этого явления, в первую очередь, зависит от реально возможной в эксплуатации неравномерности тепловосприятия труб по ширине панели. В соответствии с нормативным методом гидравлического расчета котельных агрегатов коэффициент неравномерности тепловосприятия наименее обогреваемых труб данных панелей

$\eta_m^{\text{мин}} = 0,7$  с учетом конфигурации топки и длины обогреваемой части угловых труб по сравнению с длиной обогреваемой части средней трубы панели можно принять равным 0,5. Расчеты и результаты длительной эксплуатации котлов данного типа показывают, что при этом в диапазоне нагрузок от 100 до 50% номинальной обеспечивается достаточный запас надежности.

Однако в условиях выгорания обмазки нижней части топки при сжигании в котле газа и зашлаковки угловых и близких к ним труб при сжигании в котле угольного топлива  $\eta_m^{\text{мин}}$  может уменьшиться на 20 – 25%. При этом в соответствии с расчетами коэффициент запаса по возможности опрокидывания потока рабочей среды в слабообогреваемых трубах становится меньше 1, в то время как в соответствии с нормативным методом этот показатель должен превышать 1,1.

Результаты расчетов коэффициентов запаса по возможности застоя ( $K_3$ ) и опрокидывания ( $K_{\text{опр}}$ ) рабочей среды для панели, состоящей из 38 труб (панель бокового экрана, примыкающая к фронтальному), для номинальной нагрузки и нагрузки 50% номинальной имеют большие запасы по  $K_3$ , однако возможно опрокидывание рабочей среды в наименее обогреваемых трубах при коэффициенте неравномерности обогрева меньше 0,4. При этом при большой неравномерности обогрева в худшем положении оказываются трубы при частичных нагрузках.

Для повышения надежности циркуляции в угловых трубах фронтальных панелей боковых экранов предлагается выделить в отдельную секцию 12 – 14 угловых труб панелей боковых экранов, примыкающих к фронтальному экрану. При этом повышение надежности можно оценить по рекомендациям нормативного метода гидравлического расчета и исходя из имеющихся экспериментальных данных по аналогичным котельным агрегатам, полагая, что коэффициент неравномерности тепловосприятия наименее обогреваемых труб увеличивается на 20 – 30%. Как показывают проведенные в широком диапазоне параметров расчеты, при выполнении этих рекомендаций обеспечиваются достаточные условия гидравлической надежности данных контуров естественной циркуляции.

#### Список литературы

1. Проверка тепловых характеристик и надежности топочных экранов головного котла ТПП-210А / Карасик Я. М., Михайлова А. В., Мережко В. П. и др. – Тр. ЦКТИ, 1973, вып. 119.
2. Юрчакевич Ю. Р. Испытания котлоагрегата ТП-87 в расширенном диапазоне нагрузок при перегрузках. – Электрические станции, 1977, № 7.



## Метод определения параметров тепловой изоляции паротурбинных блоков ТЭС, работающих в маневренном режиме

Воронков С. Т., канд. техн. наук

ОАО Московский комбинат "Центроэнерготеплоизоляция"

Одной из сложных проблем энергетики продолжает оставаться повышение маневренности паротурбинных блоков. При отключении энергоблока темп остывания отдельных его элементов характеризуется значительной неравномерностью.

Теоретический анализ и обобщение опыта исследований пусковых режимов энергоблоков позволяют установить общие закономерности, влияющие на маневренность работы паротурбинных блоков, и сформулировать критерии, предъявляемые к тепловой изоляции паровых турбин.

Высокой маневренности работы турбоагрегата препятствует значительное расхождение в темпах остывания корпуса турбины и сопряженных с ним элементов в периоды временного останова энергоблока. Неравномерность остывания элементов паровой турбины является одной из причин термоусталостной повреждаемости деталей агрегата и снижения надежности работы электростанции. Основными причинами, вызывающими критическое температурное состояние турбоагрегата, являются неоднородные условия теплообмена корпуса и сопряженных с ним элементов с окружающей средой, а также ротором и корпусом, различная металлоемкость и аккумуляция тепла в деталях агрегата, отвода тепла от корпуса по подсоединенным паропроводам и перетечка тепла вдоль корпуса и по опорам.

Все перечисленные факторы в определенной степени связаны с конструкцией и качеством тепловой изоляции корпуса турбины. Действительно, уровень температуры металла всех элементов турбины в предпусковой период зависит от качества тепловой изоляции, так как именно тепловая изоляция является главным фактором, определяющим темп остывания отдельных узлов и элементов турбины. Наконец, термические напряжения, возникающие в элементах корпуса и ротора, при прочих равных условиях прямо пропорциональны разности температуры элемента в предпусковом периоде и на номинальном режиме работы, которая тем меньше, чем медленнее остывает турбина (т.е., чем лучше качество изоляции). Из сказанного следует, что тепловая изоляция оказывает решающее влияние на маневренные характеристики турбины.

Тепловая изоляция должна сохранять в процессе эксплуатации неизменными свои физико-техни-

ческие свойства как при длительном воздействии высокой температуры (873 К), так и при переменных температурных режимах в период останова и пуска турбоагрегата, обладать необходимой стойкостью к вибрационным нагрузкам, возникающим в процессе эксплуатации турбоагрегата и паропроводов, обеспечивать быстрое выравнивание возникающих локальных температурных полей за счет увеличения аккумулирующих свойств на быстро остывающих элементах, сохранять монолитность (без деформации и усадки) и требуемую адгезию к металлу при линейных перемещениях элементов агрегата, создавать оптимальный температурный режим в деталях для исключения термоусталостных напряжений в металле.

Оценка перепада температуры между верхней и нижней частью цилиндров турбины производится в предположении, что основной причиной неравномерности температурного поля в поперечном сечении турбины является асимметрия тепловых потоков по периметру этого сечения [1].

В этом случае формула имеет вид

$$\Delta t_B^H \leq (t_0 - t_{\text{окр}}) \sqrt{\frac{m_H}{m_{\text{ц}}}} 2[\exp(-m_{\text{ц}} \tau) - \exp(-2m_{\text{ц}} \tau)], \quad (1)$$

где  $t_0$  – начальная температура цилиндра турбины перед остановкой энергоблока;  $t_{\text{окр}}$  – температура окружающего воздуха;  $\tau$  – время периода остывания турбины;  $m_{\text{ц}}$  – коэффициент, характеризующий темп остывания цилиндра турбины, 1/ч;  $m_H$  – коэффициент, характеризующий несимметричную составляющую температурного поля за счет асимметрии тепловых потоков, 1/ч.

Эти коэффициенты определяются по формулам

$$m_{\text{ц}} = \frac{h_{\text{ц}} + \sqrt{\lambda_c} \sum_{i=1}^k \sqrt{S_{T_i} h_i}}{M_c C_c};$$

$$m_H = \frac{\left( \sum_{i=1}^k n_i \sqrt{S_{T_i} k_i} \right)^2}{C_c \rho_c S_{\text{ц}}},$$

где  $h_{ц}$  – коэффициент теплоотдачи тепловой изоляции цилиндра турбины;  $h_i$  – линейный коэффициент теплоотдачи изоляции  $i$ -го трубопровода;  $\lambda_c$  – коэффициент теплопроводности цилиндра турбины;  $k_i$  – коэффициент теплопередачи  $i$ -го трубопровода;  $\rho_c, C_c$  – плотность и удельная теплоемкость цилиндра;  $M_c$  – масса цилиндра;  $S_{T_i}$  – площадь поперечного сечения  $i$ -го трубопровода;  $S_{ц}$  – площадь центрального горизонтального сечения цилиндра;  $n_i$  – поправочный коэффициент, учитывающий геометрическое расположение  $i$ -го трубопровода, равный соответственно минус 1 при приемыкании трубопровода сверху и плюс 1 – снизу.

Поскольку приведенная оценка не учитывает геометрической сложности цилиндра турбины, влияния ротора на процесс остывания цилиндра, неравномерных тепловых потерь за счет конвекции, теплопотерь через опоры и др., эту оценку можно уточнить, введя коррекцию в значения коэффициентов  $m_{ц}$  и  $m_{н}$ . Для этого применяются экспериментальные зависимости измерения температурных полей цилиндра в процессе остывания реальной турбины. Коррекцию можно производить несколькими способами, например, анализируя зависимость  $\Delta t^2(\tau)$  на начальном этапе. Обозначим

$$\theta_1 = \left. \frac{d[\Delta t^2(\tau)]}{d\tau} \right|_{\tau=0} \quad \text{и} \quad \theta_2 = \left. \frac{d^2[\Delta t^2(\tau)]}{d\tau^2} \right|_{\tau=0},$$

где  $\theta_1, \theta_2$  – температурные поля цилиндра турбины за период остывания реальной турбины.

Тогда скорректированные значения коэффициентов будут равны

$$m_{ц.ск} = -\frac{1}{3} \frac{\theta_2}{\theta_1};$$

$$m_{н.ск} = \sqrt{-\frac{\theta_2}{6(t_0 - t_{окр})}}.$$

Полагая, что между оценками коэффициентов  $m_{ц}$ ,  $m_{н}$  и их экспериментальными значениями и  $m_{ц.ск}$ ,  $m_{н.ск}$  имеется прямо пропорциональная зависимость, получим коэффициенты подобия:  $k_{ц}$ , характеризующий темп остывания реальной турбины;  $k_{н}$  – несимметричную составляющую температурного поля.

$$k_{ц} = \frac{m_{ц.ск}}{m_{ц}}; \quad k_{н} = \frac{m_{н.ск}}{m_{н}}.$$

Эти коэффициенты являются постоянными при различных теплоизолирующих конструкциях данной турбины и определяются один раз перед расчетами параметров этой конструкции. Эти значения можно использовать также при расчетах изоляции турбоагрегатов, имеющих довольно близкие характеристики. Коэффициенты подобия

позволяют не только упростить расчеты, применять достаточно простые формулы, но и учесть технологические отклонения реальных свойств изоляции от номинальных (расчетных).

Инженерные расчеты производятся методом последовательных приближений. При расчетах параметров тепловой изоляции турбин, близких по конструкции, коэффициенты подобия можно вычислить один раз и пользоваться ими в дальнейшем. Расчет конструкций тепловой изоляции, сопряженных с турбиной паропроводов (пароперепускных, промперегрева и свежего пара), производится из условия обеспечения оптимального темпа их остывания, что позволяет уравновесить температурные поля в корпусе агрегата.

Для этих целей наиболее эффективным средством оказалось применение комбинированной изоляции, состоящей из теплоизоляционного и теплоемкого слоев.

В поставленной задаче известна начальная температура  $t_0$ , конечная  $t_n$  за время  $\tau_n$ , температура среды  $t_{окр}$ , теплофизические и стоимостные эксплуатационные характеристики (тепловой энергии, теплоизоляционного и теплоемкого слоев).

Определение оптимальной толщины теплоизоляционного покрытия  $\delta_{и}$ , аккумулирующего слоя  $\delta_{а}$ , обеспечивающей при заданном падении температуры трубопровода от  $t_0$  до  $t_n$  за время  $\tau_n$ , производится с учетом минимальных расходов на тепловые потери в стационарном режиме, амортизации и эксплуатации изоляционно-аккумулирующей конструкции.

В качестве экономического критерия  $\beta$  при эксплуатации тепловой изоляции обычно принимают сумму стоимости тепловых потерь, включающих амортизационные отчисления, отнесенные на единицу длины трубопровода и единицу времени,

$$\beta = Ek(t_0 - t_{окр}) + B_{и}S_{и} + B_{а}S_{а},$$

где  $E$  – стоимость тепловой энергии, руб/Дж;  $k$  – линейный коэффициент теплопередачи материала тепловой изоляции, Вт/(м·К);  $B_{и}, B_{а}$  – суммарные удельные расходы на эксплуатацию и амортизацию соответственно теплоизолирующего и аккумулирующего слоя, руб/(м<sup>3</sup>·с);  $S_{а}, S_{и}$  – соответственно площадь поперечного сечения аккумулирующего слоя и слоя тепловой изоляции, м<sup>2</sup>.

Таким образом, экономический критерий  $\beta$  является функцией толщин теплоизоляционного и аккумулирующего слоев

$$\beta = f(\delta_{и}, \delta_{а}).$$

Толщина слоев подчинена двум ограничениям: на заданную величину остывания трубопровода через время  $\tau_n$  после останова турбины и на температуру поверхности изоляции в стационарном режиме  $f_2(\delta_{и}, \delta_{а}) \geq t_n$ ,  $f_3(\delta_{и}, \delta_{а}) \geq t_{окр}$ .

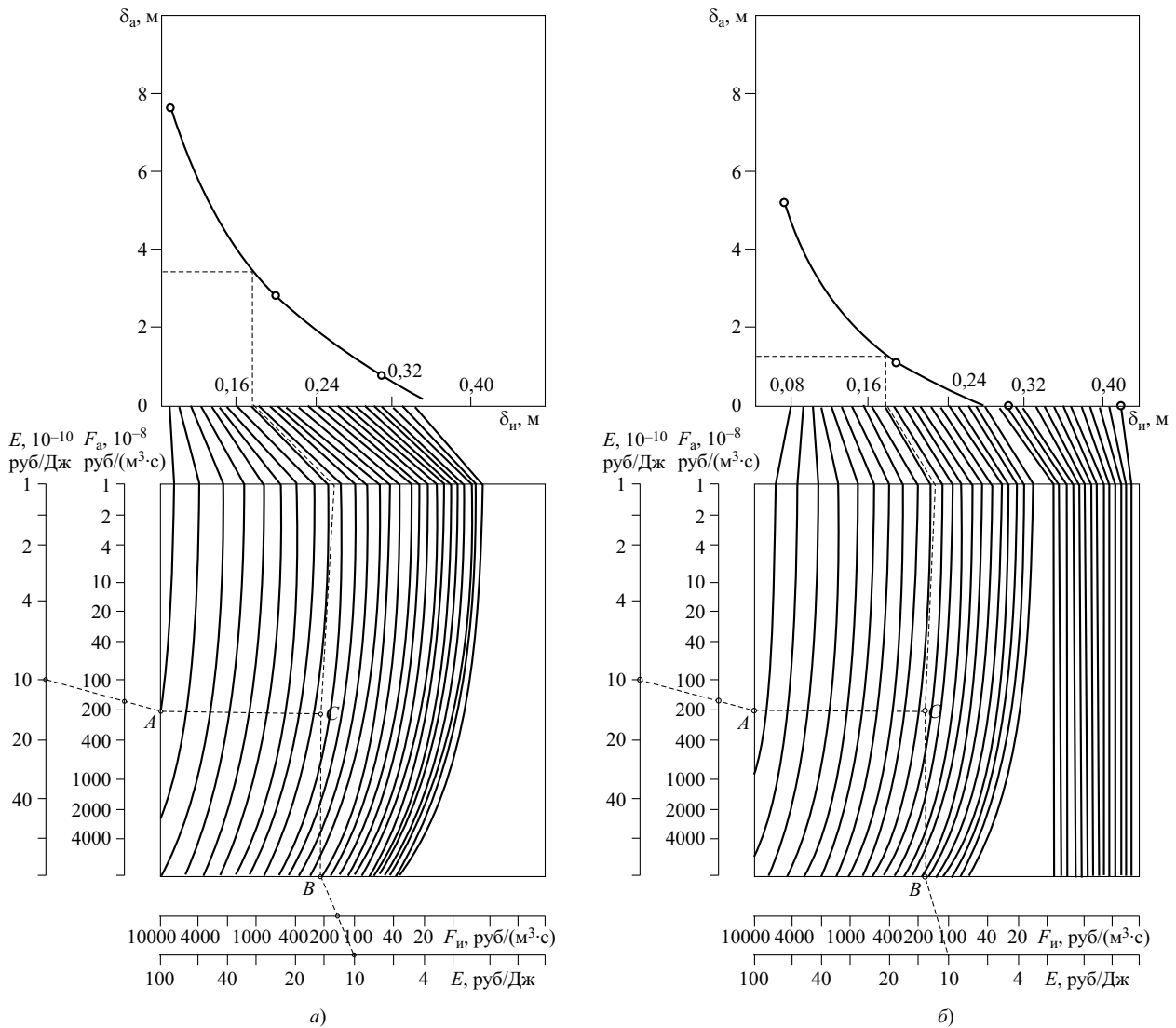


Рис. 1. Номограммы для определения оптимальной толщины теплоаккумулирующего и изоляционного слоев паропроводов размером 168/112 (а) и 426/390 (б)

Рассмотрим процесс остывания системы (труба – аккумулярующий слой – теплоизолирующий слой) в квазистационарном приближении. Это означает, что в каждый момент времени температурное поле подчиняется стационарному закону теплопроводности, а изменение этого поля во времени определяется условием теплового баланса. При достаточно медленном процессе остывания трубопровода по сравнению с процессом перетока тепла по металлу (при соизмеримых площадях поперечного сечения трубы и слоя изоляции) скорости протекания этих процессов относятся, как теплопроводности стали и изоляции (т.е. отличаются на три порядка). В результате предположения, что температурное сопротивление теплоизоляционного слоя существенно больше, чем сопротивление аккумулярующего слоя, считаем, что в любой момент времени температура аккумулярующего слоя и трубопровода одинакова и равна  $t$ .

Это позволяет записать уравнение теплового баланса в дифференциальной форме

$$d\theta = k(t - t_{окр})d\tau = -bdt, \tag{2}$$

где  $b$  – приведенная на единицу длины теплоемкость трубопровода с аккумулярующим слоем;  $k$  – линейный коэффициент теплопередачи слоя изоляции.

Решением дифференциального уравнения (2) при начальном условии  $t(0) = t_0$  является

$$t = t_0 + (t_{окр} - t_0)\exp(-\tau m), \tag{3}$$

где  $m = k/b$  – темп остывания.

По условию задачи для обеспечения достаточно малого падения температуры за нормированное время  $\tau_n$  необходимо, чтобы темп остывания не превышал величины, определяемой из уравнения (3):

$$m \leq \ln[(t_n - t_{окр}) / (t_0 - t_{окр})] \tau_n.$$

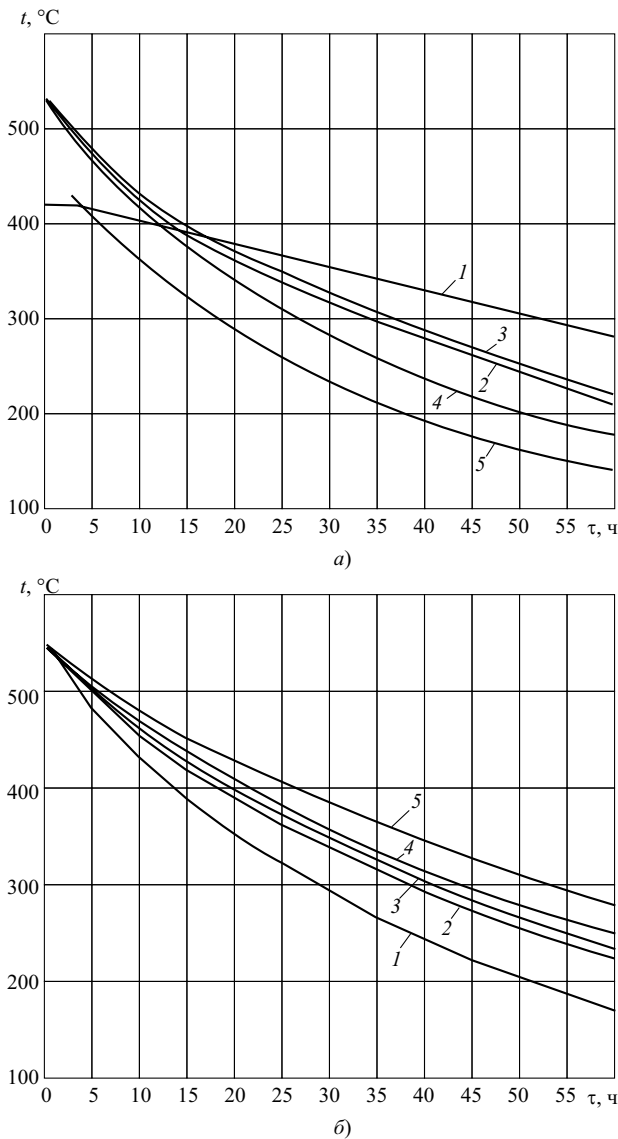


Рис. 2. Графики остывания:

$a$  – деталей турбины: 1, 2 – соответственно верх корпуса ЦВД и ЦСД в зоне паровпуска; 3 – блок парораспределения или стопорный клапан ЦВД; 4 – вынесенный регулирующий клапан ЦВД и стопорный клапан ЦСД; 5 – пароперепускные трубы ЦВД;  $b$  – паропроводов энергоблоков с толщиной стенки: 1 – 17 мм; 2 – 25 мм; 3 – 35 мм; 4 – 45 мм; 5 – 60 мм

Подставляя выражения для  $k$  и  $b$ , получим уравнение, из которого можно методом последовательных приближений определить толщину теплоаккумулирующего слоя, считая толщину изоляционного слоя заданной.

Определение оптимальных толщин теплоаккумулирующего и изоляционного слоев реализовано в виде пакета программ на языке ФОРТРАН-4 с выдачей результатов счета также и в виде номограмм. Отдельная номограмма строится для заданного типа трубопровода, определяемого наружным диаметром, толщиной стенки, начальной и конечной температурой в период остывания, а также заданных теплофизических показателей мате-

риалов для аккумулирующего и изоляционного слоев. Номограмма позволяет определить оптимальные толщины слоев для различных значений экономических показателей: стоимости тепловой энергии, суммарных удельных расходов для аккумулирующего и изоляционного слоев.

В качестве примера на рис. 1 показаны номограммы для расчета толщины теплоаккумулирующего и изоляционного слоев теплоизоляции паропроводов размерами 168/112 и 426/390 мм при начальной и конечной температуре соответственно 818 и 423 К и продолжительности останова турбоагрегата 48 ч.

Каждая номограмма состоит из двух полей – нижнего, на котором нанесены изоляции, и верхнего. Координатами верхнего поля являются: ось ординат – шкала искомой толщины теплоаккумулирующего слоя  $\delta_a$  и ось абсцисс – шкала искомой толщины изоляционного слоя  $\delta_n$ .

В нижней части номограммы имеются внешние горизонтальная и вертикальная шкалы, на которых нанесены значения стоимости тепловой энергии  $E$ , и внутренние горизонтальная и вертикальная шкалы, на которых нанесены удельные эксплуатационные расходы соответственно на изоляционный  $F_n$  и теплоаккумулирующий  $F_a$  слои. Пример расчета оптимальной толщины указанных слоев по номограмме показан пунктиром. На внешних шкалах откладывают одно и то же значение стоимости тепловой энергии для данного региона (в рассматриваемом примере  $10 \cdot 10^{-10}$  руб/Дж), на внутренних – удельные эксплуатационные расходы на теплоаккумулирующий и изоляционный слои [в нашем примере соответственно  $150 \cdot 10^{-8}$  и  $160 \cdot 10^{-8}$  руб/( $\text{м}^3 \cdot \text{с}$ )]. Через каждую пару отложенных на параллельных шкалах точек проводят прямые до пересечения с рамкой. От точек пересечения с рамками  $A$  и  $B$  восстанавливают перпендикуляры и определяют координаты точек  $C$  на изолиниях постоянного значения для  $\delta_n$ . Затем точку пересечения проецируют по изоляции на шкалу толщины изоляционного слоя  $\delta_n$  в верхней части номограммы. Полученное при этом значение  $\delta_n$  (0,18 м) является искомой толщиной изоляционного слоя. Значение  $\delta_a$  определяют по вертикальной шкале верхней части номограммы.

Если расходы на изоляционный слой достаточно малы, то точка  $C$  может оказаться в области, где изоляция – вертикальные прямые (показаны на рис. 1). При этом выполнять теплоаккумулирующий слой экономически нецелесообразно ( $\delta_a = 0$ ), тогда как экономия тепловой энергии более целесообразна и толщина изоляционного слоя превышает необходимую для создания заданного температурного режима.

Теория оптимизации температурных полей паровых турбин, работающих в переменном режиме

для покрытия пиковых нагрузок, используется для инженерных расчетов теплоизоляционных и теплоаккумулирующих слоев турбинных паропроводов и других элементов корпусов турбин серии 200, 300, 500 и 1200 МВт. Экспериментальная проверка конструкций тепловой изоляции с теплоаккумулирующим слоем, рассчитанных по приведенной методике, на турбинах К-300-240 ЛМЗ и Т-300/250-240 показала возможность обеспечения теплового равновесия всех элементов и пуска агрегата без предварительного прогрева быстроостывающих узлов [2, 3].

Теория оптимизации температурных полей паровой турбины, работающей в нестационарном режиме, основана на ограничении средствами тепловой изоляции недопустимого расхождения температурных полей при остывании корпуса и сопряженных с ним элементов [2, 4].

В заключение необходимо сказать, что проекты тепловой изоляции по приведенной методике разработаны и внедрены ОАО Московский комбинат "Центрэнерготеплоизоляция" на паровых турбинах 50, 100, 200, 300, 500, 800 и 1200 МВт и обеспечили их надежную работу. Темпы их остывания не превышали допустимых величин, приведенных на рис. 2.

Не менее эффективно применение методики на газотурбинных установках. Для газовых турбин

характерны частые и быстрые пуски, быстрое повышение температуры на лопатках при сравнительно медленном прогреве ротора и статора. Чрезвычайно неравномерное поле температур в металле корпусов цилиндров турбины выдвигает специфическое для турбоагрегата требование – быстрое приспособление турбоагрегата к меняющимся температурным режимам без короблений и опасных температурных напряжений.

Тепловая изоляция обеспечит выравнивание температурных полей в элементах газовой турбины и повысит их надежную эксплуатацию.

#### Список литературы

1. *Воронков С. Т.* Оптимальная конструкция тепловой изоляции высокоманевренных энергоблоков. – Энергомашиностроение, 1978, № 12.
2. *Воронков С. Т.* Научно-технические основы разработки и применения тепловой изоляции мощных паровых турбин. Автореф. дис. на соиск. учен. степени доктора технических наук. МИСИ, 1982.
3. *Теплоаккумулирующая конструкция тепловой изоляции быстроостывающих элементов дубль-блока 300 МВт / Прокопенко А. Г., Воронков С. Т., Стасюк Н. П., Бураков В. Г.* – Теплоэнергетика, 1978, № 8.
4. *Воронков С. Т.* Энергоэффективная тепловая изоляция ТЭС. – Электрические станции, 1999, № 11.

## Усиление оснований турбоагрегатов 60 МВт Сормовской ТЭЦ ОАО Нижновэнерго

Новиков В. М., канд. техн. наук, Нужонков А. Е., Яруничев С. А., инженеры

ОАО Нижновэнерго – Сормовская ТЭЦ

Турбоагрегаты ст. № 1, 2 с турбинами типа ПТ-60-130/13 были смонтированы в полном соответствии с проектом Горьковского отделения Теплоэлектропроект (ГОТЭП) и введены в работу: первый – в декабре 1974 г., второй – в декабре 1975 г.

Каждый агрегат имеет сборный железобетонный фундамент с монолитной плитой (плашкой) толщиной 1,6 м и размерами в плане 25,5 × 7 м, установленной на железобетонной плите толщиной 0,2 м днища подвала, глубина которого составляет 1,6 м от нулевой отметки планировки территории. Под плитой выполнен выравнивающий слой бетона толщиной в среднем 0,1 м. Между выравнивающим слоем бетона и железобетонной плитой уложена гидроизоляция.

По данным ГОТЭП в основаниях фундаментов турбоагрегатов № 1 и 2 лежат среднезернистые намывные пески средней плотности слоем 3,8 м, глубже залегают мягкопластичные суглинки сред-

ней толщиной слоя около 1,7 м с включениями линз глины; далее расположены коренные породы, состоящие из среднезернистого плотного песка с вкраплениями крупнозернистых фракций. Мощность этого слоя достигает 20 м. Под ним залегают кровля коренных глин.

После первого пуска турбоагрегат № 1 отработал всего 706 ч и был выведен в ремонт из-за повышенной вибрации подшипника № 5, составлявшей более 60 мкм (вертикальная составляющая).

Для выяснения причин возникновения недопустимой вибрации была создана комиссия из представителей Горэнерго, строительного треста Центрэнергострой, завода ЛМЗ, ГОТЭП и ОРГРЭС, которая установила, что при проверке центровки турбоагрегата в апреле 1975 г. были обнаружены недопустимые расцентровки роторов. Так, центровка РНД – РГ изменилась на 0,43 мм с раскрытием торца муфты вверх, муфта РВД – РНД полу-

чила раскрытие торца сверху на 0,33 мм, вместо раскрытия торца внизу 0,17 мм, выполненного при монтаже.

Сопоставление появившихся уклонов шеек роторов турбоагрегата с заданными при монтаже в ноябре 1974 г. показало увеличение их к ряду "А": РВД – на 0,19 мм/м, РНД – на 0,57 мм/м, РГ – на 1,4 мм/м.

Проверка высотного положения осадочных марок на фундаменте турбоагрегата № 1 на отметке + 9,6 м показала неравномерные осадки с сентября 1974 г. по 25 апреля 1975 г. до 19 мм с максимумом у ряда "А". При такой разности осадок и расстояний между марками 14,35 м фундамент получил крен к ряду "А" 1,3 мм/м, что близко к величине крена, определенного по роторам турбоагрегата.

По данным проверки высотного положения подкранового пути машинного зала фундаменты колонн ряда "А" в осях 4 – 5 (в районе ТГ-1) получили осадку до 45 мм. Эта просадка больше чем на других колоннах на 20 – 45 м, что привело в указанных осях к появлению поперечного уклона подкранового пути от ряда "Б" к ряду "А" до 27 – 48 мм. В остальных осях главного корпуса разность отметок колонн не превышала 5 – 6 мм. Это указывало на наличие локальных деформаций основания ряда "А" в осях 5 – 6.

Комиссия предположила, что просадки фундамента турбоагрегата произошли из-за уплотнения намывных песков, чему способствовало локальное обводнение его из рядом расположенного котлована, заполненного водой из поврежденного циркуловода, и что процесс просадок надо считать застabilизировавшимися. По рекомендации комиссии была произведена полная перецентровка роторов с демонтажом ЦНД, генератора и возбuditеля, с выдалбливанием и перезаливкой фундаментных рам.

Как показала практика, процесса стабилизации просадок фундамента турбоагрегата № 1 не наступило, а смонтированный и пущенный вслед за ним однотипный турбоагрегат № 2 оказался в еще более худших условиях по работе фундамента.

В связи с этим турбоагрегаты № 3 и 4 с теплофикационными турбинами Т-110 были установлены на свайные основания. За время всего периода эксплуатации просадки их фундаментов были незначительными и не приводили к перецентровке роторов по этой причине.

Многолетние наблюдения за процессом просадок (рис. 1), неоднократные консультации со специалистами Горьковского строительного института, ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева, Ленинградского политехнического института, а также опыт эксплуатации и ремонта агрегатов показывают на вибронестойкость грунтов под фундаментами турбин.

В начале эксплуатации, когда уровень грунтовых вод был ниже подошвы нижней опорной пли-

ты фундамента на 3,7 м, давление фундамента и сухого, невзвешенного намывного песка привели к деформации пластичных суглинков, в результате чего произошла резкая как общая, так и неравномерная просадка фундамента. Особенно это оказалось характерным для турбоагрегата № 2.

В процессе дальнейшей эксплуатации стал расти уровень грунтовых вод, обусловленный как общим естественным его подъемом, так и технологическим обводнением площадки под фундаментами. Уровень грунтовой воды поднялся на 3,2 м. В результате суглинки были разгружены, но наступил период неравномерных просадок фундаментов из-за насыщения намывных песков водой и превращения их в вибронестойкое основание.

Дело в том, что, скорее всего, намывные пески не являются среднезернистыми, так как их намыв осуществлялся от дымовой трубы, расположенной у ряда "Г", и пульпа по намывным картам стекала от ряда "Г" к ряду "А". Таким образом, слой намывного грунта в районе расположения фундаментов турбоагрегатов № 1 и 2 оказался в массе своей мелкозернистым, пылеватым, с включением илистых и глинистых частиц. Естественно, при насыщении водой такой грунт окажется вибронестойким.

Анализ кривых (рис. 1) подтверждает это. Вначале идет резкое проседание фундамента, затем относительная стабилизация, а при увеличении уровня грунтовой воды – вновь увеличение просадок, причем некоторые реперы остановились на одной отметке (реперы № 9, 10 ТГ-2), а некоторые начали резко опускаться (репер № 1 ТГ-1). Именно вибронестойкое основание может давать такие непредсказуемые изменения отметок фундамента.

К сожалению, эта особенность основания не была выявлена ни во время проектирования, ни во время строительства.

Стандартные расчеты (в связи с ограничением объема статьи они не приводятся) без учета работы железобетонной плиты согласно [1] показывают, что основания, сложенные из грунтов под фундаментами турбоагрегатов № 1 и 2, выдерживают статическую и не выдерживают динамическую нагрузку при разных уровнях грунтовых вод [2]. И это подтверждено практикой.

Неравномерные просадки фундаментов ТГ-1, -2 заставляли проводить частые перецентровки роторов турбоагрегатов. Затрачивались большие средства, а перепростой в ремонте турбин в 8,5 раза превышал норматив.

Непредсказуемость просадок привела к тому, что вначале линия валов турбоагрегатов характеризовалась недопустимым прогибом вниз и при перецентровке требовались строжка передних ступеней турбин и станин подшипников генераторов и возбuditелей, затем стал появляться недопустимый изгиб линии валов вверх и потребовалось устанавливать прокладки до 50 мм толщиной в тех

местах, где производили строжку. При этом, на турбоагрегатах поперечные уклоны опор подшипников достигли недопустимых величин, что послужило основой требованию демонтажа турбоагрегата вначале № 2, а затем и № 1 с целью (в который раз!) выдалбливания закладных опорных плит, их выравнивания и бетонирования.

Естественно, делать эту огромную работу без устранения первопричины – виброползучести грунтов – нецелесообразно.

В связи с этим был объявлен конкурс проектных, научно-исследовательских организаций для решения этой проблемы.

Были рассмотрены следующие работы:

регулирование уровня грунтовых вод под фундаментными плитами ТГ-1, -2 (Нижегородская строительная академия);

реконструкция основания под фундаментными плитами ТГ-1, -2 с устройством свайного поля под ними (Нижегородский филиал института Теплоэлектропроект);

цементация грунтов основания (НПП “Геоинъекция”, г. Пермь);

реконструкция фундаментной плиты и усиление основания путем забивки свай по периметру нижней опорной плиты (проектный институт Волгоэнергопромстройпроект, г. Самара);

реконструкция верхнего строения фундаментов турбоагрегатов № 1 и № 2 с установкой виброизоляторов в зазоре между торцами колонн и низом верхней плиты фундамента (институт Атомэлектропроект, г. С.-Петербург).

Технология монтажа виброизоляторов состоит в том, что рядом с существующей железобетонной колонной устанавливается временная металлическая колонна. Верхняя часть существующей железобетонной колонны (600 мм) удаляется и в получившийся зазор вставляется виброизолятор фирмы GERB (ФРГ). Так повторяется с каждой колонной.

С.-Петербургский АЭП имеет опыт разработки и установки таких виброизоляторов на паровой турбине Т-140 Северо-Западной ТЭЦ и газовой турбине 50 МВт Южной ТЭЦ Ленэнерго. В процессе строительства находится фундамент ПТ-60 на Саранской ТЭЦ-2.

Немецкая фирма GERB имеет довольно большой список станций мира, где установлены виброгасители.

К достоинствам предложения относятся следующие:

не надо выполнять дорогой реконструкции основания фундамента и нижнего строения фундамента;

не требуется разборка турбоагрегата с выдалбливанием закладных плит под опоры турбоагрегата, так как при монтаже виброизоляторов возможно полностью устранить все уклоны;

относительная дешевизна проекта: стоимость виброизоляторов на турбину ПТ-60 (по данным

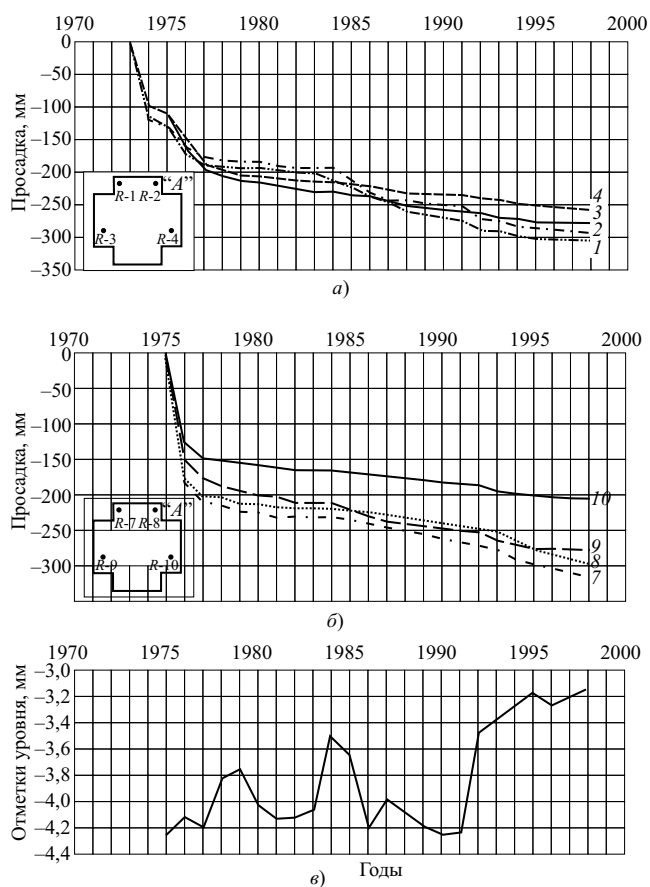


Рис. 1. Динамика осадок фундаментов турбоагрегатов ст. № 1 (а) и ст. № 2 (б) и изменение уровня грунтовых вод (в) в основаниях турбоагрегатов № 1, 2:

1, 2, 3, 4, 7, 8, 9, 10 – реперы

С.-Петербургского АЭП) составляет около 12 млн. руб.

К недостаткам предложения относятся как ожидаемые трудности с приобретением виброизоляторов за деньги, так и неполное решение проблемы. Seriously ограничивается виброползучесть намывных песков, но не решается проблема деформации мягких суглинков, величина просадки фундамента от поведения которых может быть значительной и зависит она главным образом от уровня грунтовых вод под фундаментом турбины. Этот же уровень колеблется в зависимости от величины технологических протечек воды, а также от засушливых или дождливых годов.

Для стабилизации просадок и, по крайней мере, их прогнозирования, систему фундаментов с виброизоляторами необходимо дополнять системой автоматического поддержания уровня грунтовых вод под фундаментами турбин.

Техническое совещание в Нижновэнерго, рассмотрев все предложенные варианты, выбрало вариант, разработанный Нижегородским отделением института Теплопроект, предусматривающий полную разборку турбоагрегата и его вспомогательно-

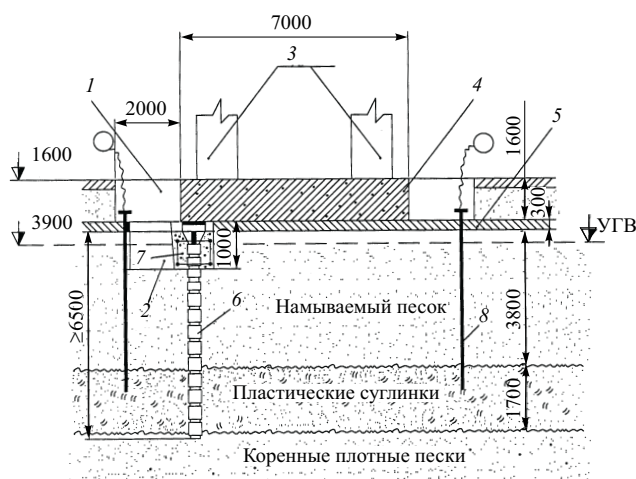


Рис. 2. Фрагмент усиления основания фундамента:

1 – штроба по всей длине плашки; 2 – захватка размером  $4 \times 3 \times 1$  м; 3 – колонны; 4 – плашка; 5 – железобетонная плита; 6 – составная свая; 7 – ростверковая балка; 8 – иглофильтры системы водопонижения

го оборудования, разборку (разрушение) фундамента турбины, забивку свайного поля, строительство нового фундамента и монтаж турбоагрегата.

При подготовке проекта организации производства работ по усилению основания фундамента инициативная группа во главе с авторами пришла к выводу, что одобренный вариант забивки свайного поля копром неприемлем из-за возможности повреждения проточной части единственного турбоагрегата № 1, работающего на собственные нужды ТЭЦ, от сотрясения и подвижек слабых грунтов под его фундаментом при забивке свай.

Рассмотренный вариант вибропогружения свай также был забракован, так как частоты приемлемых вибропогружателей совпадали с частотой собственных колебаний перекрытия машинного зала, что грозило обрушением кровли в результате резонанса при вибропогружении свай.

Инициативная группа предложила вариант усиления основания путем вдавливания в грунт составных свай с устройством локальных подкопов под фундаментной плитой.

Расчеты, выполненные Теплопроектом, показали возможность выполнения работ с устройством локальных подкопов при следующих условиях:

демонтировать ЦВД, ЦНД и генератор с фундаментных плит для разгрузки арматуры нижней опорной плиты и грунта под плитой;

осуществить локальные подкопы четырнадцатью “захватками” размером  $4 \times 3 \times 1$  м каждая, причем величина подкопа должна быть не более  $3,6 \times 1 \times 1$  м;

выполнить устройство надежного водопонижения;

провести геодезический мониторинг просадок по реперам верхнего строения фундамента во время производства работ.

Институт Теплоэлектропроект выполнил проект усиления основания фундамента методом погружения составных свай давлением [3]. Как показали расчеты, для полного восприятия всей нагрузки от фундамента и турбоагрегата основанием необходимо было погрузить 44 сваи по длинным сторонам плашки (по 22 шт. с каждой стороны). Кроме того, для устранения неравномерных просадок фундамента на свайном основании в будущем Теплоэлектропроект рекомендовал выполнить с каждой стороны железобетонную ростверковую балку в зазоре между верхними оголовками свай и подошвой фундаментной плиты (рис. 2).

Строительную часть работ выполнял АО Центрэнергострой, демонтаж и монтаж турбоагрегата осуществляло монтажное управление АО Центрэнергомонтаж. Ремонтные работы производили Мосэнергоремонт, Нижновэнергоремонт, а также ремонтный персонал станции. В качестве специализированной организации для погружения по задавливанию свай было приглашено пензенское научно-производственное предприятие “Новотех”, которое разработало проект организации производства работ и внесло некоторые коррективы в конструкцию элементов свай. В частности, учитывая опыт погружения свай, предприятием “Новотех” число вертикальных стержней арматуры каждого элемента свай было увеличено с 4 до 6, а также установлено дополнительное кольцо из арматуры (а позднее – из трубы) в середине каркаса элемента свай. Кроме того, для изготовления элементов свай использовался цемент марки 300 вместо расчетного 200. Как подтвердилось на практике, оба эти решения по усилению составной сваи себя оправдали, так как при прохождении границы намывного песка с мягкопластичным суглинком давление на сваю через оголовок элемента достигало 165 т и более, что обуславливало (с учетом опоры домкрата) напряжение в бетоне элемента более  $200 \text{ кгс/см}^2$ . На рис. 3 показано характерное для всех свай резкое уменьшение сопротивления сваи давлению при входе конца сваи в мягкий суглинок. В то же время, когда конец сваи входил в плотные коренные пески, сопротивление сваи резко возрастало так, что погружение тринадцатого элемента на 10 – 15 см увеличивало сопротивление сваи от 115 до 170 т.

Необходимо отметить, что перед началом работ по реконструкции был выполнен большой комплекс организационных и подготовительных работ: разработаны проекты производства работ как строительных, так и монтажных; разработаны чертежи временных опор и конструкций, выполнения монтажных проемов путем снятия железобетонных плит перекрытий, демонтажа трубопроводов и оборудования. Для координации работ был со-



здан штаб, который разработал сетевые графики работ и вел повседневную четкую работу как по принятию оперативных технических, так и организационных решений. Только при такой организации было возможно выполнить серьезную реконструкцию турбоагрегата в сжатые сроки для того, чтобы не ограничивать выработку тепловой и электрической энергии в осенне-зимний максимум.

Технология производства работ заключалась в следующем.

Во время работы турбоагрегата (до его останова в ремонт) разрабатывался грунт из штроб слева и справа от нижней опорной плиты фундамента. Грунт вынимался до железобетонной плиты вручную. Откосы штроб поддерживались практически вертикальными с помощью импровизированных шпунтовых стенок. Бывшие в употреблении трубы диаметром до 300 мм и длиной 1,8 м разрезались вдоль и погружались в грунт до упора в плиту вибропогружением. В качестве вибропогружателя был приспособлен поверхностный вибратор бетона. Шпунтовые стенки держались вертикально с помощью деревянных распорок. Грунт переносился кранами главного корпуса в металлической таре через предварительно выполненные монтажные проемы в перекрытиях, погружался в самосвалы и отвозился в отвал. Вода из штроб откачивалась насосами типа "ГНОМ".

Все трубопроводы, попадавшие в зону выемки грунта и опиравшиеся на бетонный пол, подвешивались на временные опоры.

После окончания выемки грунта из штроб в нижней железобетонной плите выдалбливались отверстия, через которые погружались иглофильтры системы водопонижения. К общему коллектору подключалось до 24 иглофильтров и, для надежности, две откачивающие установки типа "ЛИУ". Водопонижение включалось в работу незадолго до останова турбоагрегата в ремонт.

Как только турбоагрегат был остановлен в ремонт, форсированно начинались работы по демонтажу трубопроводов, попадавших в зону строительных работ, а после отключения валопровода и масла на подшипники и уплотнения генератора начинался демонтаж турбоагрегата. После снятия турбоагрегата с верхнего строения фундамента немедленно начинались работы по выполнению захватки № 1. Для этой цели в железобетонной плите основания выдалбливался проем шириной около 1,5 и длиной около 4 м. Далее, на глубину 1 м выкапывалась траншея и из нее делался подкоп под опорную плиту агрегата с глубиной забоя не более 1 м и длиной 4 м. Отбойными молотками от железобетонной плиты снизу отбивался выравнивающий слой слабого бетона. С помощью крана в захватку подавались элементы свай и бригада НПП "Новотех" приступала к погружению свай.

Для погружения применялась реверсивная масляная станция с рабочим давлением не

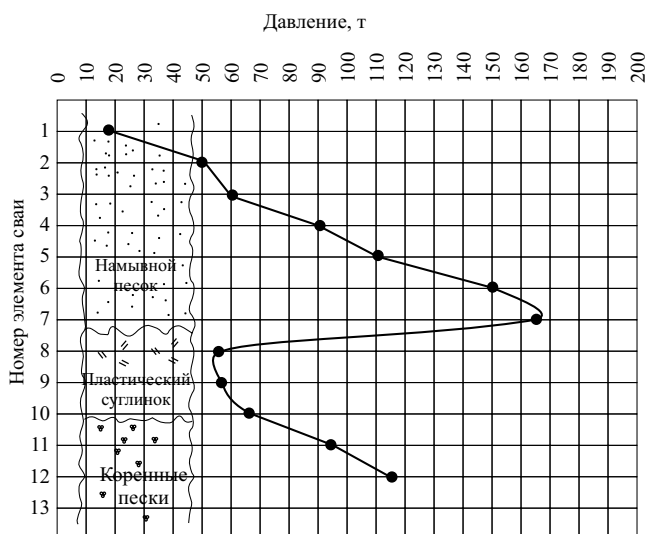


Рис. 3. Сопротивление элементов сваи давлению при входе в грунт

ниже 600 кгс/см<sup>2</sup>, высоконапорные шланги и реверсивный домкрат на усилии 200 т. Используя в качестве упора для домкрата подошву плашки, куда предварительно помещалась металлическая плита 600 × 600 × 10, погружался первый элемент сваи. После этого на него устанавливался второй элемент, устанавливался домкрат и создавалось давление на сваю около 18 т. При этом давлении заваривался стык между элементами сваи по всему периметру.

Далее металлическая часть составной сваи в районе стыка промазывалась битумной мастикой и на нее наклеивалась лента гидроизола. После этого свая продолжала погружение в грунт. Пройдя мягкий суглинок, погрузив сваю в коренные пески и достигнув при этом давления на сваю не менее 115 т, считалось, что погружение сваи закончено. На последний элемент сваи по той же технологии, что и для элементов сваи, монтировался оголовок сваи (рис. 4). Затем, не снимая давления с домкрата, в зазор между плашкой и оголовком вставлялись регулировочные винты. После этого домкрат снимался и бригада приступала к погружению следующей сваи.

После выдерживания предыдущей сваи в напряженном состоянии несколько часов в зазор между верхней плитой и оголовком вновь устанавливался домкрат, на котором создавалось исходное давление. Если регулировочные болты не ослабевали, следовательно, свая приняла расчетную нагрузку. В этом случае в зазор параллельно домкрату и регулировочным винтам вставлялись и приваривались два стержня арматуры диаметром 40 мм, после чего регулировочные винты и домкрат снимались.

То обстоятельство, что каждая свая после погружения воспринимала нагрузку до полного

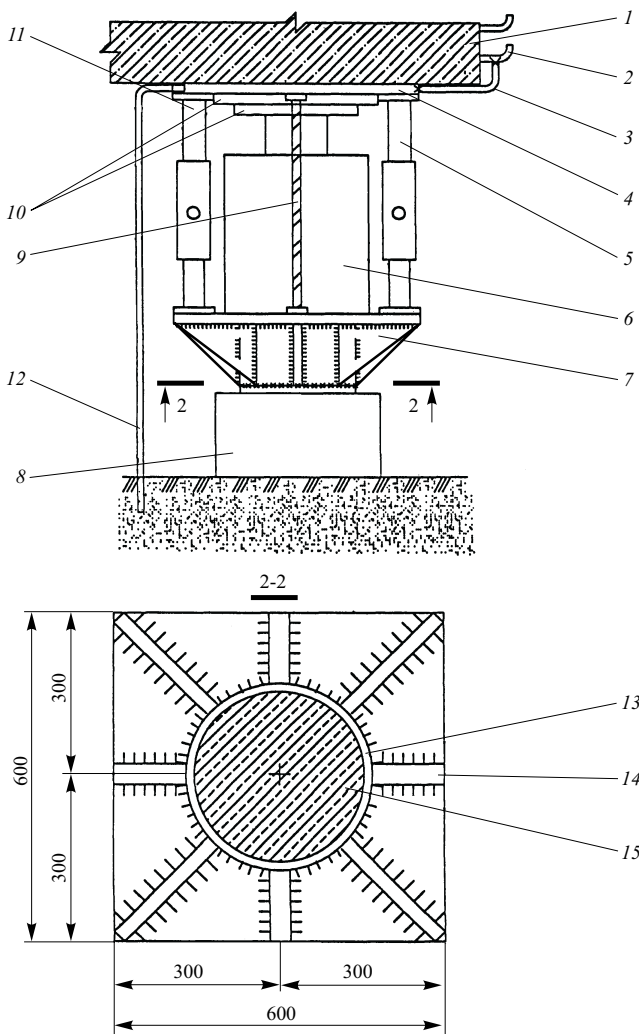


Рис. 4. Монтаж оголовка свай:

1 – железобетонная плита; 2 – выпуски арматуры железобетонной плиты; 3 – стержень соединения; 4 – верхняя опорная пластина; 5 – винтовая система; 6 – гидродомкрат; 7 – нижняя опорная база; 8 – свая усиления; 9 – распорка диаметром 40 мм; 10 – распределительные пластины; 11 – винтовая система; 12 – временный монтажный стержень; 13 – труба диаметром 325/309,  $L = 150$  мм; 14 – косынка; 15 – бетон

окончания работ, позволило после погружения первой или второй сваи удлинять захватку на одну-две сваи. По условиям производства строительных работ длина захваток не превышала необходимых размеров для погружения четырех свай.

После того как в захватке все сваи были поставлены под нагрузку, строители монтировали арматурный каркас для будущей балки, связывающей все оголовки погруженных свай. Затем устанавливалась опалубка, в осевом направлении из опалубки делались выпуски арматуры для последующей сварки со следующей секцией и проводилось бетонирование. При этом, уделялось особое внимание качеству бетона с точки зрения его удо-

боукладываемости и провибрированности для исключения не заполненных бетоном пустот.

Далее снималась опалубка, проверялось качество бетонирования и засыпалась песком захватка. Песок уплотнялся, на его поверхности сваривалась арматурная сетка железобетонной плиты и плита бетонировалась. В последующем на эту плиту помещался грунт, вынимаемый из соседней захватки.

Во время погружения свай велись измерения перемещения реперов верхнего строения фундамента турбины работниками Нижегородской строительной академии. Было отмечено перемещение реперов в пределах  $\pm 5$  мм, что не вызывало опасений. Одновременно с этим, особенно в период строительства четырех первых захваток, велось тщательное наблюдение за состоянием бетона нижней опорной плиты, колонн и ригелей верхнего строения фундамента. Трещин и сколов обнаружено не было.

Параллельно с усилением основания фундамента производились выдалбливание опорных плит турбоагрегата из верхнего строения фундамента и расчистка закладных конструкций.

После окончания бетонирования первых четырех захваток, расположенных по углам нижней опорной плиты фундамента, параллельно с погружением свай и бетонированием захваток начинались монтаж опорных плит агрегата и установка на них нижних картеров ЦВД, ЦНД и переднего стула. Центровка роторов производилась после окончания бетонирования всех захваток, в это же время разрешалось устанавливать генератор на свое рабочее место. При монтаже агрегата особое внимание Центрэнергомонтаж уделял, помимо высокоточной центровки роторов, реакциям опор, так как последние зависели от натяга, создаваемого трубопроводами, занявшими другое пространственное положение относительно параметров ЦВД и ЦНД турбины.

Перед пуском турбоагрегата была проведена геодезическая съемка новых реперов верхнего строения фундамента.

При пуске турбоагрегата и его наладочных испытаниях было проведено полное вибрационное обследование как турбоагрегата, так и верхнего, нижнего строения фундамента, а также колонн, выполненного персоналом Волгоэнергоремонт.

Эксплуатация турбоагрегата ст. № 2 в течение 1 года после усиления основания фундамента показала, что неравномерные и общие просадки фундамента практически отсутствуют. Вибрационное состояние турбоагрегата сохраняется хорошим.

В 1999 г. по образцу турбоагрегата № 2 было усилено основание и под агрегатом № 1.

Простой в ремонте турбоагрегата № 2 составил 260 календарных сут., а № 1 – 230 сут. На ре-

конструкцию (включая и ремонт агрегата) затрачено по 8067 тыс. руб. на каждый агрегат. Срок окупаемости вложенных средств составляет 3,5 года.

### Выводы

1. Впервые в практике, в условиях эксплуатации тепловой станции осуществлен сложный комплекс работ по усилению основания фундаментов турбоагрегатов методом погружения составных свай давлением непосредственно под подошву нижней фундаментной плиты.

2. Достигнут хороший результат по устранению как общих, так и неравномерных просадок фундаментов турбоагрегатов, расположенных на вибронеустойких основаниях.

3. Опыт эксплуатации турбоагрегатов, имеющих фундаменты, с так называемой, “развитой опорной поверхностью” и опирающихся на вибронеустойкие основания, показывает на необходимость более серьезных научных исследований в процессе проектирования.

### Список литературы

1. *Основания, фундаменты и подземные сооружения* / Под ред. Сорочана Е. А. и Трофименкова Ю. Г. М.: Стройиздат, 1985.
2. *Динамический расчет специальных инженерных сооружений и конструкций* / Под ред. Корчева Б. Г. и Смирнова А. Ф. М.: Стройиздат, 1986.
3. *Реконструкция фундамента турбоагрегата № 2 Сормовской ТЭЦ. Расчет фундамента.* – Тр. института Теплоэлектропроект (Нижегородский филиал).

## Реконструкция береговой насосной станции Владимирской ТЭЦ

Крылов А. В., Маркин В. Н., инженеры, Орахелашвили Б. М., канд. техн. наук

АО Владимирэнерго – РАО “ЕЭС России” – МЭИ (ТУ)

Адаптация существующего насосного оборудования к существенно изменившимся условиям эксплуатации требует больших затрат ресурсов. Далее описывается метод и практическая реализация задачи по уменьшению расхода насосов береговой насосной станции Владимирской ТЭЦ. Замена осевого рабочего колеса на колесо диагонального типа, модернизированное по результатам математического моделирования, позволила с минимальными затратами уменьшить расход насоса в 4 раза при сохранении строительной части станции и напорных водоводов.

Береговая насосная станция Владимирской ТЭЦ предназначена для обеспечения технической водой нужд самой станции, а также для водоснабжения городских потребителей. Уровень воды в водоприемной камере на р. Клязьме в зависимости от времени года изменяется от отметки 91 до 91,5. Подача воды в напорный бассейн осуществляется через водовод, состоящий из двух стальных труб диаметром 1020 мм и длиной 2200 м. Отметка уровня воды в напорном бассейне должна составлять 97,2 – 97,5 м. Таким образом, статический напор системы составляет 5,7 – 6,5 м.

При проектировании насосной станции расчетный расход насосного агрегата был принят равным 11 000 м<sup>3</sup>/ч. Это обусловило выбор в качестве основного оборудования насоса ОПВ 2-87, кото-

рый при частоте вращения 585 об/мин в оптимальном режиме имеет расход 3 м<sup>3</sup>/с, напор 13,6 м и допустимый кавитационный запас 10,8 м. Насос снабжен электродвигателем ВАН 118-41-10УЗ, обеспечивающим максимальную приводную мощность 630 кВт.

В процессе эксплуатации насосной станции выяснилось, что внешние потребители нуждаются в гораздо меньшем количестве воды, чем было заказано при проектировании станции. Фактический потребный суммарный расход не превышает 2800 м<sup>3</sup>/ч в зимний период и 2400 м<sup>3</sup>/ч в летний период. Это привело к необходимости развернуть лопасти насоса на минимально возможный угол установки (меньше минус 10°). Несмотря на это, минимально допустимый по условиям устойчивой работы насоса расход (6800 – 7200 м<sup>3</sup>/ч при КПД менее 80%) оказывается чрезмерным для данной системы и насос приходится периодически отключать.

В связи с этим была поставлена задача разработать комплекс мероприятий, позволяющих с минимальными затратами обеспечить постоянный расход в системе порядка 2400 – 3200 м<sup>3</sup>/ч при напоре, обеспечивающем работоспособность системы. Далее будет показано, что его величина не должна превышать 12 м.

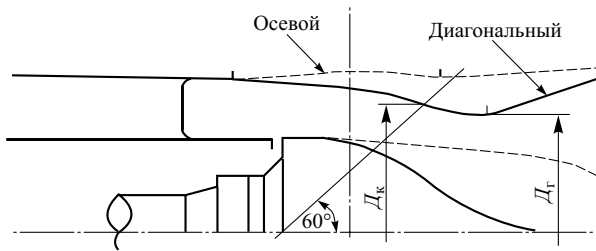


Рис. 1. Совмещение проточных частей осевого и диагонального насосов:

$D_r = 0,918 D_k$  – диаметр горловины

Подача осевого насоса может быть уменьшена путем установки приводного двигателя с меньшей частотой вращения. Однако требуемое уменьшение расхода (более чем в 3 раза) обуславливает установку двигателя с частотой вращения не более 250 об/мин, что приведет к снижению напора насоса почти в 6 раз. В этом случае, даже при полном развороте лопастей на угол  $+2^\circ$ , напор насоса не превысит 3 м.

Заданные параметры насосного агрегата, в частности требования по напору, не позволяют установить вместо него центробежный вертикальный насос, развивающий значительно более высокие напоры. Из существующей номенклатуры осевых насосов наиболее подходящим является насос ОВ 5-55. При установке лопастей на угол минус  $6,5^\circ$  напор 10 м обеспечивается при расходе более  $4000 \text{ м}^3/\text{ч}$ , что существенно больше требуемого значения. Габариты и присоединительные размеры этого насоса значительно отличаются от установленного на станции, что потребует проведения строительных работ.

Диагональные насосы серии “ВД”, выпускаемые заводом “Уралгидромаш”, также не могут быть использованы. Наименьший из них насос 96 ВД-4,5/23-0 имеет расход  $10,5 \text{ м}^3/\text{ч}$  при напоре 12 м, что практически совпадает с установленным насосом. Диаметр рабочего колеса насоса 960 мм, т.е. даже больше существующего.

Наиболее рациональным способом модернизации насоса под изменившиеся условия эксплуатации является перепрофилирование лопастных систем рабочего колеса и выправляющего аппарата с сохранением габаритных и присоединительных размеров. Обязательным условием является использование существующего электродвигателя.

При требуемых параметрах работы коэффициент быстроходности составит

$$n_s = 3,65n\sqrt{Q}/H^{0,75} = 310,$$

где  $n$  – частота вращения машины;  $Q$  – расход насоса;  $H$  – напор.

Опыт проектирования насосов показывает, что это значение не может быть обеспечено осевыми насосами. Наиболее рациональным является испо-

льзование диагональной проточной части с углом установки лопастей  $60^\circ$ .

Наибольший опыт в проектировании и исследованиях диагональных насосов накоплен кафедрой гидромеханики и гидромашин МЭИ, которая разработала несколько десятков рабочих колес такого типа. Некоторые из них имели коэффициенты быстроходности, близкие к требуемому значению.

Оценим возможные размеры рабочего колеса и некоторые безразмерные параметры проектируемого насоса.

При существующем диаметре цилиндрической части камеры рабочего колеса осевого насоса  $D_k = 0,87 \text{ м}$  наибольший диаметр рабочего колеса диагонального насоса, которое может быть вписано в данную проточную часть,

$$D_{p,k} = D_k \sin 60^\circ = 0,75 \text{ м.}$$

Конструктивные проработки показали, что наилучшим образом в имеющейся проточной части размещается рабочее колесо с  $D_{p,k} = 0,7 \text{ м}$  (рис. 1).

Коэффициент расхода

$$K_q = Q/(\omega D_{p,k}^3) = (0,86 \div 0,88)/(61,3 \cdot 0,7^3) = 0,041 \div 0,042,$$

где  $\omega$  – угловая скорость.

Коэффициент напора

$$K_n = g H_p/(\omega D_{p,k})^2 = 9,81 \cdot 12/(61,3 \cdot 0,7)^2 = 0,064.$$

Требуемый кавитационный коэффициент быстроходности

$$C = 5,62n Q^{0,5}/(\Delta h)^{0,75} = 460,$$

где требуемый кавитационный запас  $\Delta h = 12 \text{ м}$  может быть назначен из условия существующего подпора рабочего колеса 2 м.

В качестве исходной модели принят диагональный насос Дп 60-30.

Диаметр рабочего колеса модели составлял 0,35 м, число лопастей было равно восьми, втулочное отношение – 0,62. Оптимальный режим работы насоса соответствует точке  $K_q = 0,07$  и  $K_n = 0,05$ . Сравнение с требуемыми параметрами показывает, что необходимо изменить геометрию лопастей для смещения оптимальной точки влево – вверх по рабочему полю.

Расчетно-теоретические исследования показали, что наибольший вклад в развиваемый напор вносят втулочные профили. В связи с этим было принято решение увеличить диаметр втулки до 0,5 м, что соответствует втулочному отношению до 0,718. Лопастная система была пересчитана на новые размеры в соответствии с диаметрами втулок модели и натуре, а периферийные профили были обрезаны сферической поверхностью. Это

улучшило условия размещения внутри втулки рабочего колеса механизма поворота шести лопастей и повысило напор лопастной системы при уменьшенном расходе. В соответствии с рекомендациями проектируемый насос получил обозначение ВДп-60-0,8/12-70.

На указанные параметры был разработан рабочий проект насоса, включающий следующие узлы и детали:

конфузор с диаметром горловины  $0,915 D_{р.к.}$ , устанавливаемый в штатное закладное кольцо;

сферическая разъемная камера рабочего колеса;

рабочее колесо с механизмом привода лопастей, который использует существующий у штатного насоса механизм перемещения крестовины. Разворот лопастей в диапазоне углов от минус  $10^\circ$  до  $+10^\circ$  осуществляется при остановленном насосе;

выправляющий аппарат с восемью лопастями, обеспечивающий установку штатного направляющего подшипника насоса.

Модернизированный насос был установлен на место ЦЭН-4 береговой насосной станции. Испытания проводились по общепринятой методике при работе насоса на одну нитку трубопровода. Уровень воды в напорном канале в течение всего эксперимента оставался практически постоянным на отметке 97,3, что при отметке уровня в приемной камере 91,3 соответствует статическому напору системы в 6,0 м.

Расход в трубопроводе измерялся ультразвуковым расходомером на достаточно протяженном прямолинейном участке. Напор определялся по показаниям манометра, подключенного к выходному колелу насоса и установленного на отметке 95,8. Динамическая составляющая напора на всех режимах не превышала 0,1 м.

Перед началом испытаний была проведена тарировка механизма поворота лопастей рабочего колеса. Перемещение лопастей от полного закрытия (принятого за нулевое значение,  $S = 0$ ) до полного открытия ( $S = 100\%$ ) соответствует 114 оборотам регулировочного ключа. Движение механизма происходило плавно, без заеданий, что свидетельствует о хорошем качестве изготовления и сборки механизма.

Каждая серия испытаний проводилась при фиксированном положении лопастей и начиналась

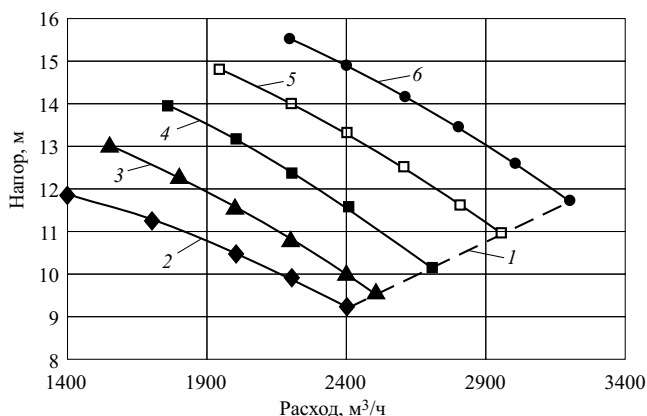


Рис. 2. Характеристика насоса ВДп-60-0,8/12-70:

1 — характеристика сети; перемещение лопастей: 2 —  $S = 0$ ; 3 —  $S = 25\%$ ; 4 —  $S = 50\%$ ; 5 —  $S = 75\%$ ; 6 —  $S = 100\%$

при полностью открытой задвижке напорного трубопровода. Последующие закрытия задвижки производились со щита управления насоса.

На рис. 2 показаны напорные характеристики насоса, из которых видно, что при полностью открытой напорной задвижке расход насоса может быть установлен в диапазоне  $2400 - 3200 \text{ м}^3/\text{ч}$ , что полностью удовлетворяет условиям работы системы. Как и предполагалось, требуемый напор насоса при максимальном расходе и работе на одну нитку трубопровода не превышает 12 м.

При всех углах установки лопастей на режимах максимального расхода кавитационные шумы не прослушивались. Уровень вибраций опор двигателя и насоса на всех режимах не превышал допустимых значений.

## Вывод

Испытания показали, что проведенная модернизация насоса обеспечила уменьшение расхода ( $2400 - 3200 \text{ м}^3/\text{ч}$ ) при достаточной для данной трубопроводной системы величине напора.

По завершении испытаний насос был включен на длительную работу. К настоящему моменту насос проработал более 6000 ч без замечаний.

Предложенный метод модернизации насосного оборудования может быть рекомендован в случаях существенного уменьшения требуемого расхода насосных станций.

## О некоторых показателях качества котловой воды барабанных котлов высокого давления

Василенко Г. В., доктор техн. наук, Сутоцкий Г. П., канд. техн. наук

ОАО Ленэнерго

Правилами технической эксплуатации [1] регламентируется контроль качества котловой воды для котлов высокого давления 140 кгс/см<sup>2</sup> (13,8 МПа) по показателю  $Ш_{фф}/Ш_{общ}$  с диапазоном значений 0,2 – 0,5 в чистом отсеке и 0,5 – 0,7 в солевом отсеке. Для аналогичных котлов за рубежом контроль данного показателя не предусматривается [2].

Опыт эксплуатации барабанных котлов давлением 140 кгс/см<sup>2</sup> в Ленэнерго подтверждает, что рассматриваемое отношение обычно не достигает 0,5 в чистом отсеке даже при высокой дозе едкого натра и pH = 9,7 ÷ 9,8. Существенно различается этот показатель в солевом отсеке для котлов разных электростанций.

Для уточнения причин и закономерностей наблюдаемого явления были сопоставлены результаты тепломеханических испытаний барабанных котлов (рисунок, таблица), выполненных специалистами ЦПРП ОАО Ленэнерго (под руководством инженеров Л. Ю. Матвеевой, Н. А. Макаровой, Н. А. Зайтовой).

Характерными особенностями ТЭЦ-А являются подача на химводоочистку наиболее чистой воды (водозабор из р. Невы выше города), коагуляция воды в осветлителях и минимальный добавок обессоленной воды.

ТЭЦ-Б и ТЭЦ-В расположены соответственно в средней части течения и дельте реки, причем в последнем случае регулярно используется более загрязненная вода Турухтанного ковша Финского залива. На обеих электростанциях коагуляция прямоточная.

На рисунке отношение  $Ш_{фф}/Ш_{общ}$  приведено в зависимости от  $Ш_{фф}$ , изменяющейся в зависимости от дозы едкого натра, подаваемого в котлы совместно с тринатрийфосфатом. Как видно из ри-

сунка, лучшие показатели, естественно, отвечают ТЭЦ-А: при максимальных значениях  $Ш_{фф} = 0,05 ÷ 0,06$  мг-экв/дм<sup>3</sup> в чистом отсеке отношение  $Ш_{фф}/Ш_{общ}$  достигает 0,45 – 0,48, т.е. близко к 0,5; в солевом отсеке это отношение составляет 0,5 – 0,75 практически во всем диапазоне значений  $Ш_{фф}$ , равном 0,1 – 0,4 мг-экв/дм<sup>3</sup>.

На ТЭЦ-Б максимальное отношение  $Ш_{фф}/Ш_{общ}$  составляет 0,4 в чистом отсеке, а в солевом достигает лишь 0,5 – 0,55, причем, только при  $Ш_{фф}$ , близкой к верхнему пределу диапазона значений 0,03 – 0,22 мг-экв/дм<sup>3</sup>.

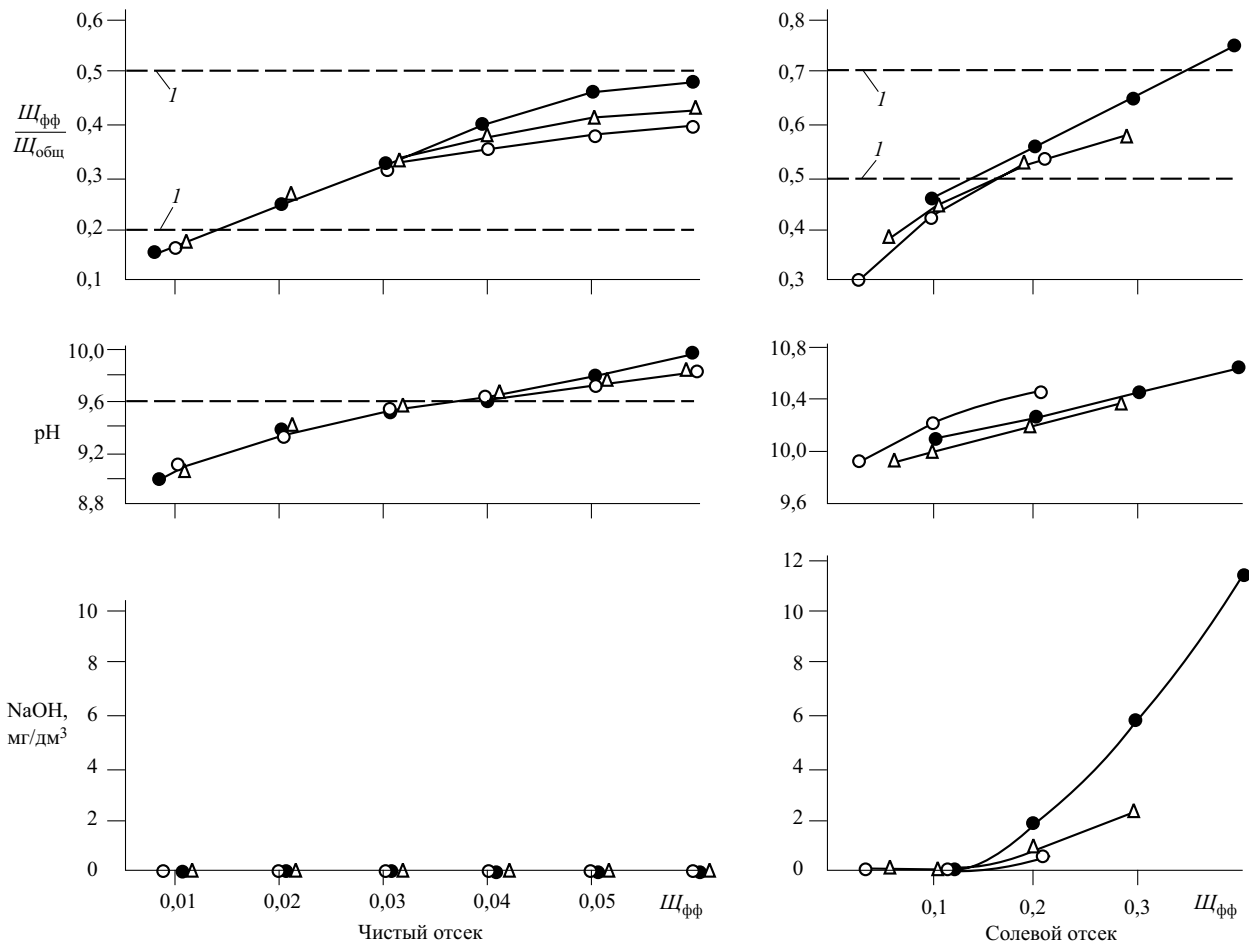
Для ТЭЦ-В соответствующие данные занимают промежуточное положение: чистому отсеку отвечают максимальные значения  $Ш_{фф}/Ш_{общ} = 0,43 ÷ 0,44$ ; солевому отсеку 0,5 – 0,6 и лишь для второй половины рабочего диапазона значений  $Ш_{фф}$ , равного 0,05 – 0,29 мг-экв/дм<sup>3</sup>.

Анализ приведенных экспериментальных данных позволяет высказать некоторые соображения о наиболее вероятных причинах наблюдаемых расхождений. Прежде всего, следует иметь в виду, что отношение  $Ш_{фф}/Ш_{общ} = 0,5$  справедливо для системы Na<sub>3</sub>PO<sub>4</sub> – H<sub>2</sub>O и только при значениях pH более 9,6 – 9,7, исключающих образование кислых форм ди- и мононатрийфосфата при гидролизе исходного соединения Na<sub>3</sub>PO<sub>4</sub> [3, 4]. По-видимому, оно справедливо и в присутствии нейтральных солей, не фиксируемых при определении  $Ш_{фф}$  с индикатором метилоранжем.

В реальных условиях эксплуатации возможно поступление в котловую воду соединений кислого и потенциально кислого характера (которые в котловой воде переходят в кислые): углекислоты, кремнекислоты, органических соединений, а также соединений алюминия (продукты коагуляции), прежде всего, при прямоточной коагуляции. Обра-

Характеристика водного режима барабанных котлов давлением 140 кгс/см<sup>2</sup> (13,8 МПа)

Котел, ТЭЦ	Отсек котла	Средняя концентрация		Солевая кратность	Непрерывная продувка, %	Добавок обессоленной воды, %	Коагуляция
		PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> , мг/дм <sup>3</sup>	SiO <sub>2</sub> , мкг/дм <sup>3</sup>				
ТГМ-94Б, ТЭЦ-А	Чистый	1,5	150	3	1	3	В осветлителях
	Солевой	3,8	500				
БКЗ-320-140, ТЭЦ-Б	Чистый	2,0	110	4	1	9	Прямоточная
	Солевой	8,3	400				
ТП-80, ТЭЦ-В	Чистый	2,5	150	4	1	10	Прямоточная
	Солевой	9,0	700				



**Показатели качества котловой воды барабанных котлов давлением 140 кгс/см<sup>2</sup> (13,8 МПа):**

I – рекомендуемый ПТЭ диапазон значений  $\frac{\text{Щ}_{\text{фф}}}{\text{Щ}_{\text{общ}}}$ ; ● – ТЭЦ-А; ○ – ТЭЦ-Б; Δ – ТЭЦ-В

зование кислых соединений в котловой воде возможно также при следующем соотношении ионов в воде водоисточника:  $\text{HCO}_3^- < 0,1 \text{ Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+} + \text{NH}_3$  [5]. В таком случае общая щелочность котловой воды возрастает, а дозируемый едкий натр расходуется на нейтрализацию указанных соединений кислого характера, при этом соотношение  $\frac{\text{Щ}_{\text{фф}}}{\text{Щ}_{\text{общ}}}$  неизбежно оказывается менее 0,5.

Из рисунка видно, что для всех ТЭЦ характерно отсутствие в чистом отсеке избыточного гидроксида натрия, вычисленного по формуле  $40(2\text{Щ}_{\text{фф}} - \text{Щ}_{\text{общ}})$ . Заметим также, что “расщепление” значений  $\frac{\text{Щ}_{\text{фф}}}{\text{Щ}_{\text{общ}}}$  в чистом отсеке для ТЭЦ-А и других ТЭЦ наблюдается именно в упомянутой ранее оптимальной области pH более 9,6 – 9,7.

При поступлении котловой воды из чистого отсека в солевой отношение  $\frac{\text{Щ}_{\text{фф}}}{\text{Щ}_{\text{общ}}}$  закономерно возрастает, что может быть объяснено завершением процесса удаления углекислоты, как летучего ингредиента. В чистом отсеке этот процесс не завершается полностью в силу высокого парциального давления диоксида углерода в паровой фазе – в генерируемых пузырьках пара (закон Генри).

Появление избыточной гидратной щелочности в котловой воде солевого отсека свидетельствует об удалении летучих соединений кислого характера и нейтрализации дозируемым едким натром остающихся в котловой воде нелетучих кислых коррозионно-агрессивных соединений. Момент появления избыточной гидратной щелочности коррелирует с достижением отношения  $\frac{\text{Щ}_{\text{фф}}}{\text{Щ}_{\text{общ}}} > 0,5$ .

**Выводы**

1. Целесообразно сохранение принятого в ПТЭ нормирования отношения  $\frac{\text{Щ}_{\text{фф}}}{\text{Щ}_{\text{общ}}}$  с учетом дополнений, вытекающих из данной статьи.
2. Степень отклонения  $\frac{\text{Щ}_{\text{фф}}}{\text{Щ}_{\text{общ}}}$  от 0,5, а также максимально достигаемый уровень значений  $\text{Щ}_{\text{фф}}$  в солевом отсеке являются индикаторами загрязненности котловой воды нелетучими соединениями кислого характера.
3. Водный режим барабанных котлов следует вести с наличием избыточной гидратной щелочности в солевом отсеке. При этом верхний предел концентрации едкого натра может быть оценен по известным экспериментальным данным [4] целе-

сообразным уровнем  $5 \text{ мг/дм}^3$  и максимальным –  $10 \text{ мг/дм}^3$ .

#### Список литературы

1. *Правила* технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. М., 1966.
2. *The ASME handbook on water technology for thermal power systems*. – United Engineering Center, New York, 1989.
3. *Василенко Г. В., Сутоцкий Г. П., Смирнова А. С.* Оптимальные пределы значений рН котловой воды. – *Электрические станции*, 1996, № 2.
4. *Василенко Г. В., Сутоцкий Г. П., Дулли Р. Б.* О бесфосфатном водном режиме барабанных котлов. – *Электрические станции*, 1995, № 5.
5. *Сутоцкий Г. П.* Повреждения энергетического оборудования, связанные с водно-химическим режимом. Санкт-Петербург: НПО ЦКТИ, 1992.

## Новые технические решения при проектировании ВПУ ТЭЦ Куйбышевского НПЗ

Балаев И. С., инж., Боровкова И. И., канд. техн. наук, Земцов А. С., инж.

ОАО «Институт Теплоэлектропроект»

На ТЭЦ Куйбышевского НПЗ (далее КНПЗ) с 1945 г. эксплуатируются водоподготовительные установки (ВПУ) для подпитки энергетических котлов  $P = 4,0 \text{ МПа}$  и теплосети, оборудование которых в настоящее время физически изношено. Поэтому в 1996 г. на ТЭЦ по технической документации института Энергопроект (г. Киев) начато строительство нового здания ВПУ, в котором были предусмотрены следующие ВПУ и сооружения.

1. ВПУ по умягчению воды для подпитки энергетических котлов ( $P = 4,0 \text{ МПа}$ ), работающая по схеме: известкование с коагуляцией серноокислым железом в осветлителях – фильтрация на осветлительных фильтрах (предочистка) – двухступенчатое натрий-катионирование на серийно изготавливаемых параллельно-точных фильтрах. Проектная производительность –  $800 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

2. ВПУ по умягчению воды для открытой теплосети, работающая по схеме: известкование с коагуляцией серноокислым железом в осветлителях – фильтрация на осветлительных фильтрах (предочистка) – подкисление серной кислотой – фильтрация на буферных фильтрах – силикатирование. Проектная производительность –  $500 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Исходной водой для этих двух ВПУ является вода р. Волги, проектный химический состав которой представлен далее.

Жесткость, мг-экв/л	6,3
Щелочность, мг-экв/л	3,6
Кальций, мг-экв/л	4,1
Концентрация органических веществ, мг $\text{O}_2/\text{л}$	5,0
Содержание взвешенных веществ, мг/л	3,0

При этом предусмотрены отдельные предочистки указанных ВПУ.

3. Установка очистки производственного конденсата, работающая по схеме: обезжелезивание на двухкамерных осветлительных фильтрах, загруженных антрацитом, – обезмасливание на угольных фильтрах – умягчение на натрий-катионит-

ных фильтрах. При этом умягчение производилось на натрий-катионитных фильтрах второй ступени ВПУ подпитки энергетических котлов. Проектная производительность –  $200 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

4. Установка нейтрализации воды кислотной промывки и обмывок РВП.

5. Установка обезжелезивания шламовой воды осветлителей.

6. Склад химических реагентов.

7. Центральная химическая лаборатория.

8. Экспресс-лаборатория ВПУ.

Принципиальные технологические схемы ВПУ подпитки котлов и теплосети разработки Энергопроект (г. Киев) показаны на рис. 1:

для подпитки котлов (рис. 1, а) исходная вода р. Волги подается вниз осветлителя 1, куда также дозируются растворы известкового молока  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  и коагулянта  $\text{FeSO}_4$ . Затем известкованно-коагулированная вода из бака 2 подается насосом сверху вниз на механический фильтр 3, потом – на Na-катионитные фильтры первой и второй ступеней и на подпитку котлов ( $P = 4,0 \text{ МПа}$ ). Регенерационный раствор сульфата натрия ( $\text{Na}_2\text{SO}_4$ ) подается сверху вниз на Na-катионитные фильтры первой 4 и второй 5 ступеней. Сбросные регенерационные воды направляются в сатуратор 8, куда также подается раствор известкового молока для умягчения стоков. Шламовые воды сатуратора, состоящие из  $\text{CaSO}_4$  и  $\text{Mg}(\text{OH})_2$ , направляются вместе с продувочными (шламовыми) водами осветлителя на вакуум-фильтр 7 для их обезжелезивания. Обезжележенный шлам (с влажностью 40 – 50%) вывозится за территорию ТЭЦ;

для подпитки теплосети (рис. 1, б) исходная вода р. Волги подается вниз осветлителя 1, куда также дозируются растворы известкового молока  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  и коагулянта  $\text{FeSO}_4$ . Затем известкованно-коагулированная вода подается насосом сверху вниз на механический фильтр 3, подкисляется рас-



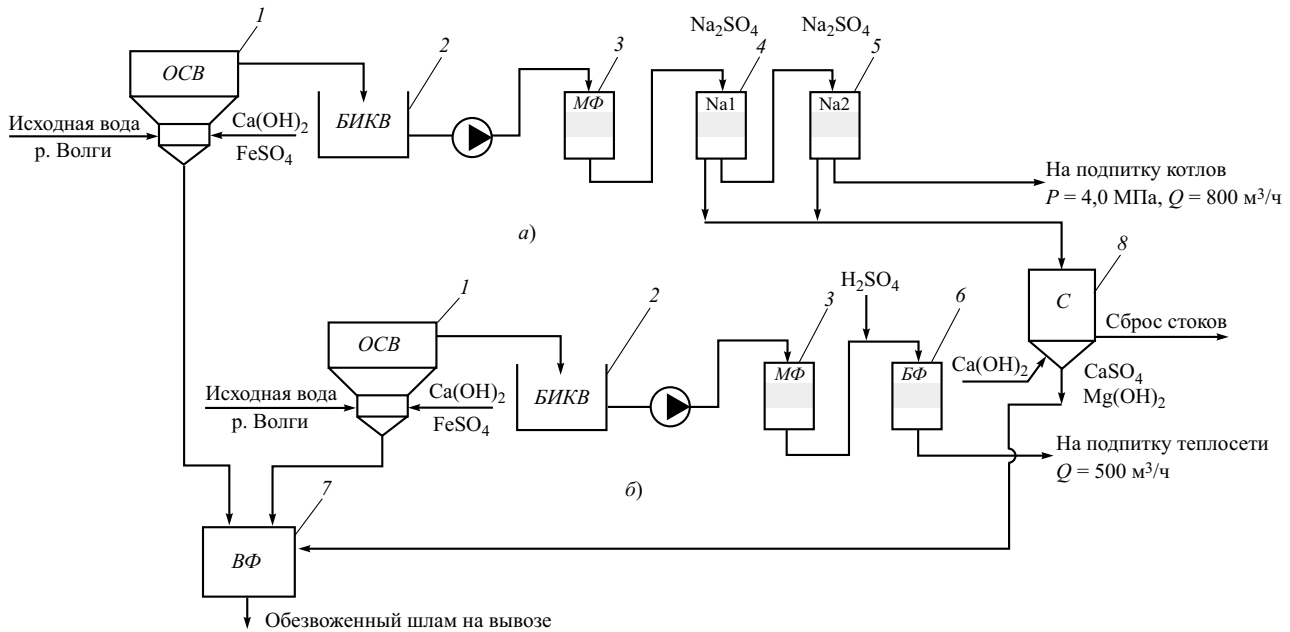


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема ВПУ подпитки котлов (а) и теплосети (б) КНПЗ по проекту Энергопроект (г. Киев)

твором  $H_2SO_4$  и направляется на буферный фильтр б, обрабатывается силикатом натрия  $Na_2SiO_3$  и направляется на подпитку теплосети.

Для защиты поверхностных водоемов от загрязнения сточными водами с ВПУ проектом предусмотрены следующие основные мероприятия:

предварительное известкование с коагуляцией исходной воды р. Волги в осветлителях для ВПУ подпитки котлов и ВПУ подпитки теплосети с целью выделения в осадок солей временной (карбонатной) жесткости;

обезвоживание шламовой воды осветлителей на вакуум-фильтрах и вывоз обезвоженного шлама (влажность 40 – 50%) автотранспортом на свалку в количестве 2 т/ч (48 т/сут.);

применение сульфата натрия для регенерации натрий-катионитных фильтров ВПУ подпитки котлов по схеме повторного использования реагента и последующим выделением в осадок гипса в количестве 250 кг/ч (в пересчете на 100%  $CaSO_4$ ) и гидроокиси магния в количестве 57 кг/ч [в пересчете на 100%  $Mg(OH)_2$ ] на установке обработки стоков;

подкисление известкованно-коагулированной воды (после предочистки) перед подачей ее на подпитку теплосети.

По проекту Энергопроект на ВПУ предусматривались следующие сточные воды и отходы:

недопал извести в количестве 0,33 т/ч;

обезвоженный шлам с осветлителей в количестве 2 т/ч;

шламы гипса и гидроокиси магния в количествах 250 и 57 кг/ч соответственно (в пересчете на 100% продукта);

умягченные в сатураторе регенерационные сточные воды в количестве 10 м<sup>3</sup>/ч.

В проекте не решен вопрос захоронения значительных объемов шламов и недопала извести, суммарный объем которых составит примерно 2,5 т/ч (60 т/сут) с влажностью 40 – 50%.

Необходимо также отметить, что попытки широкого внедрения на ряде отечественных и зарубежных ТЭС в 80-х годах технологии по использованию сульфата натрия для регенерации натрий-катионитных фильтров с последующим выделением в осадок гипса и гидроокиси магния в специальных аппаратах (сатураторы, гидроциклоны, отстойники) при дозировке в них извести оказались неудачными. В 90-х годах технология больше не внедрялась.

Учитывая изложенное, КНПЗ поручил ОАО “Институт Теплоэлектропроект” (ТЭП) в 1997 г. выполнить корректировку проекта ВПУ, используя современные отечественные и зарубежные технологии с целью снижения капитальных и эксплуатационных затрат, а также по причине снижения производительностей ВПУ подпитки котлов до 350 м<sup>3</sup>/ч и установки очистки производственного конденсата до 120 м<sup>3</sup>/ч.

Следует отметить, что на время принятия решения по корректировке проекта на площадке ТЭЦ КНПЗ уже велись строительные работы и были приобретены в значительном объеме оборудование и строительные конструкции.

При корректировке проекта институтом ТЭП предусмотрены следующие ВПУ и сооружения:

установка предварительной очистки воды, работающая по схеме: коагуляция серноокислым алюминием в осветлителях – фильтрация на двухка-

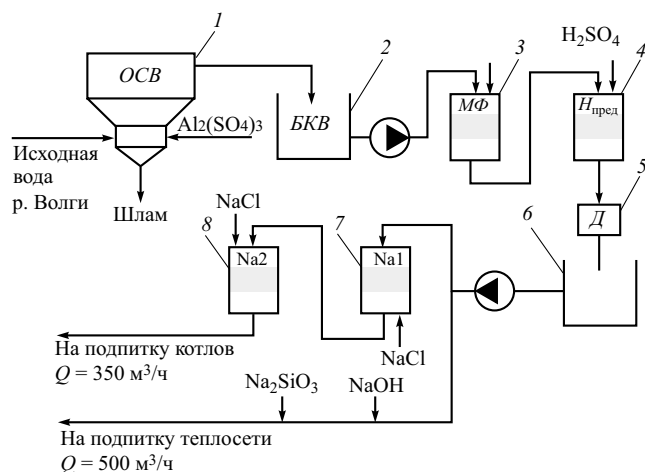


Рис. 2. Принципиальная технологическая схема ВПУ подпитки котлов и теплосети КНПЗ по проекту ТЭП (г. Москва)

мерных осветлительных фильтрах, загруженных гидроантрацитом и кварцевым песком, производительностью  $878 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Осветлители ВТИ-630И, поставленные по проекту Энергопроекта, для улучшения их работы при низком содержании взвешенных веществ в р. Волге, подлежат реконструкции в двухкамерные с рециркуляционным устройством (ДКРУ) по технической документации фирмы “Гидроник” (г. Москва).

Продувочные воды осветлителей, содержащие шлам в виде  $Al(OH)_3$ , направляются на очистные сооружения НПЗ, состоящие из механической и биологической очистки. По данным Водоканал-НИИпроекта (г. Москва) шламовые воды улучшат работу аэротенков (биологическая очистка), устанавливаемых на очистных сооружениях КНПЗ;

ВПУ подпитки котлов ( $P = 4,0 \text{ МПа}$ ), работающая по схеме: умягчение на водород-катионитных фильтрах ( $H_{\text{пред}}$ ), работающих в режиме “голодной” регенерации – декарбонизация – умягчение на противоточных, Na-катионитных фильтрах первой ступени и прямоточных Na-катионитных фильтрах второй ступени. При этом Na-катионитные фильтры второй ступени установлены по просьбе заказчика. Производительность ВПУ –  $350 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Работа Na-катионитных фильтров первой ступени предусматривается по противоточной технологии ионного обмена UP. CO. RE. фирмы “Дау Кемикал” (США). В качестве таких фильтров используются серийно изготавливаемые ТКЗ фильтры, поступившие на площадку ТЭЦ по проекту Энергопроекта, с их последующей реконструкцией.

Водород-катионитный предвключенный фильтр загружается карбоксильным катионитом марки МАС-3, Na-катионитный фильтр первой ступени – сильнокислотным катионитом Mono C-600 фирмы “Дау Кемикал”, а второй ступени – сильнокислотным катионитом КУ-2-8.

Применение фильтров с карбоксильным катионитом позволяет отказаться от трудоемкой стадии

известкования на предочистке и складского хозяйства (хранение и приготовление раствора извести). Жесткость умягченной воды на выходе с ВПУ меньше или равна  $5 \text{ мг-экв/л}$ ;

ВПУ подпитки теплосети, работающая по схеме: умягчение на водород-катионитных фильтрах, работающих в режиме “голодной” регенерации, – декарбонизация – силикатирование и подщелачивание.

Водород-катионитные предвключенные фильтры и декарбонизаторы – общие для обеих ВПУ.

Регенерация предвключенных фильтров осуществляется 0,75%-ным раствором серной кислоты, Na-катионитных фильтров первой ступени – 5%-ным раствором  $NaCl$ , а второй ступени – 8%-ным раствором  $NaCl$ .

Исходной водой для обеих ВПУ является осветленная вода после предочистки.

Стоки с обеих ВПУ направляются на очистные сооружения КНПЗ.

Жесткость кальциевая умягченной воды на выходе с ВПУ составляет  $2,4 \text{ мг-экв/л}$ , щелочность –  $0,5 \text{ мг-экв/л}$ .

Принципиальная технологическая схема ВПУ подпитки котлов и теплосети по проекту ТЭП показана на рис. 2:

исходная вода р. Волги подается в осветлитель 1 (общий для ВПУ подпитки котлов и теплосети), куда также дозируется раствор коагулянта  $Al_2(SO_4)_3$ . Затем коагулированная вода из бака 2 подается насосом сверху вниз на механический фильтр 3, на водород-катионитный предвключенный фильтр 4, декарбонизатор 5, бак умягченной воды 6. Затем вода, идущая на подпитку котлов, умягчается на противоточном Na-катионитном фильтре первой ступени 7, прямоточном Na-катионитном фильтре второй ступени 8 и подается на подпитку котлов в количестве  $350 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Вода же, идущая на подпитку теплосети, подщелачивается  $NaOH$ , обрабатывается  $Na_2SiO_3$  и подается на подпитку теплосети в количестве  $500 \text{ м}^3/\text{ч}$ ;

регенерационный раствор  $H_2SO_4$  подается сверху вниз на водород-катионитный фильтр предвключенный. Регенерационный раствор  $NaCl$  подается снизу вверх на Na-катионитный фильтр первой ступени и сверху вниз на Na-катионитный фильтр второй ступени. Продувочная вода осветлителя отводится на очистные сооружения КНПЗ.

Установка очистки производственного конденсата работает по схеме: обезжелезивание на угольных фильтрах – обезжелезивание на водород-катионитных фильтрах – умягчение на натрий-катионитных фильтрах; производительность конденсатоочистки –  $120 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Схема и работа установки нейтрализации водокислотной промывки котлов сохраняются по проекту Энергопроекта (г. Киев). Стоки после кислотной промывки собираются в баки-нейтрализаторы  $2 \times 160 \text{ м}^3$ , откуда после нейтрализации направля-

ются в промливневую канализацию НПЗ. Сброс периодический.

По проекту ТЭП на предочистке и ВПУ подпитки котлов и теплосети образуются следующие сточные воды:

- шламовые воды осветлителей;
- минерализованные сточные воды после регенерации водород-катионитных фильтров;
- минерализованные сточные воды после регенерации натрий-катионитных фильтров.

Расходы и химический состав стоков и отходов, образующихся на ВПУ, по проектам Энергопроекта и ТЭП приведены далее.

Сброс	Проект ВПУ		Способ утилизации
	Энерго-проект	ТЭП	
<b>Шлам:</b>			
недопал из склада извести:			
т/сут	8	—	Вывозится автотранспортом
т/ч	0,33		
обезвоженный шлам осветлителей:			
влажность 40 – 50%, т/ч	2,0	—	То же
в пересчете на сухое вещество:			
т/год	8760	—	
т/ч	1,0		
шламовая вода осветлителей:			
м <sup>3</sup> /ч	—	26,3	Сбрасывается на ОС НПЗ
в пересчете на сухое вещество:			
т/год	—	260	
т/ч	—	0,03	
гипс (в пересчете на 100% CaSO <sub>4</sub> ), кг/ч	250	—	Вывозится автотранспортом
гидроокись магния [в пересчете на 100% Mg(OH) <sub>2</sub> ], кг/ч	57	—	
Сточная вода:			
количество, м <sup>3</sup> /ч	10	28,1	Сбрасывается на ОС НПЗ
загрязняющие вещества, кг/ч:			
кальций	5,9	33,9	
магний	—	8,8	
натрий	—	13,9	
хлориды	—	54,6	
сульфаты	15,1	71,6	
общее количество солей	20	182,8	
Общее количество шлама и сточной воды в пересчете на сухое вещество, т/ч	1,657	0,186	

Из приведенных данных следует, что общее количество шламов и сточных вод (в пересчете на

сухое вещество) по варианту ТЭП почти в 10 раз меньше, чем по варианту Энергопроекта.

Экологическую безопасность выбора технологии очистки воды на ТЭЦ можно охарактеризовать также потребностью в химических реагентах, необходимых в технологическом цикле водоочистки.

Расходы химических реагентов по проекту Энергопроекта (г. Киев) и по проекту ТЭП (г. Москва) представлены далее.

Реагент (концентрация)	Расход, т/сут	
	Энерго-проект	ТЭП
Известь (50% активность)	16,8	—
Коагулянт:		
сернокислородное железо (53% активность)	2,4	—
сернокислый алюминий (50% активность)	—	1,2
Сульфат натрия (91% активность)	49,2	—
Хлорид натрия (24% активность)	—	3,9
Серная кислота (92% активность)	0,18	1,56
Общее количество товарных реагентов	68,58	6,66

Таким образом, расход реагентов на очистку воды по варианту Энергопроекта почти в 10 раз больше, чем по варианту ТЭП, что характеризует и большее количество отходов, приведенное ранее.

### Выводы

1. При корректировке проекта, выполненного институтом Энергопроект (г. Киев), Теплоэлектропроектом были приняты следующие технические решения, направленные на совершенствование системы водоподготовки, сокращение количества используемых в технологическом процессе реагентов, сокращение стоков и твердых отходов, а также снижение стоимости строительного-монтажных работ:

отказ от стадии “известкование” в осветлителях и соответственно склада извести с узлом ее дозирования в осветлители, а также от установки по обезвоживанию продувочных вод осветлителей и сатураторов ввиду применения новых прогрессивных технологий (установка предвключенных фильтров с карбоксильным катионитом и др.);

отказ от установки умягчения засоленных стоков из-за сокращения расхода реагентов на регенерацию и соответственно количества сточных вод ВПУ, что позволяет направить их на очистные сооружения КНПЗ.

2. Указанные проектные решения дополнительно позволяют:

сократить площади здания ВПУ под технологическое оборудование ВПУ на 1654 м<sup>2</sup>;

разместить дополнительно на освободившихся площадях центральную ремонтную мастерскую площадью 1654 м<sup>2</sup>;

уменьшить на 30% объем строительно-монтажных работ и существенно сократить капитальные вложения;

сократить количество реагентов и соответственно количество шламов и стоков с ВПУ (в пересчете на сухое вещество) почти в 10 раз;

упростить эксплуатацию ВПУ.

3. Зарубежный опыт проектирования ВПУ также свидетельствует о том, что основными направлениями в совершенствовании водоподготовки на

зарубежных электростанциях в плане повышения экономичности и экологичности их работы являются сокращение расхода реагентов, снижение засоленности и объема стоков. При наличии жесткого природоохранного законодательства в большинстве передовых развитых стран сточные воды водоподготовительных установок электростанций в основном отводятся в природные водоисточники с соблюдением требуемых норм и правил.

## Влияние масла на прочность бетона фундаментов под энергетическое оборудование

Козлов А. Б., Пермякова В. В., кандидаты техн. наук

ОАО "ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева"

Обследование фундаментов под турбоагрегаты [1, 2] и вспомогательного оборудования, находящихся в длительной эксплуатации, показывает, что основными причинами снижения надежной работы этих сооружений, наряду с дефектами строительного периода, являются нарушения условий эксплуатации оборудования, связанные с попаданием смазочных масел на бетон строительных конструкций, превышением температуры окружающей среды сверх нормативного значения, повышенными вибрациями и нагрузками, вызванными главным образом неудовлетворительным расширением турбины.

Железобетонные конструкции фундаментов турбоагрегатов, испытывающие воздействие нефтепродуктов в процессе эксплуатации, по сравнению с аналогичными сооружениями, расположенными на других промышленных объектах, находятся в менее благоприятных условиях. Это объясняется тремя причинами:

элементы фундаментов пропитываются, как правило, наиболее агрессивным отработанным маслом в течение длительного периода времени;

большинство указанных конструкций находится в зоне повышенной температуры, значение которой иногда превышает  $100^{\circ}\text{C}$  и при пусках-остановах может меняться в больших пределах;

все элементы фундаментов при работе турбоустановок подвергаются вибрациям, способствующим периодическому раскрытию трещин.

Снижение прочности бетона под воздействием нефтепродуктов происходит вследствие ослабления контактов между цементным камнем и заполнителями. Содержащиеся в отработанных маслах высокомолекулярные смолы придают нефтепродуктам способность легко проникать в мельчайшие поры и трещины. В микропорах и микротрещинах бетона молекулы смол создают расклини-

вающие напряжения, снижающие прочность бетона. Таким образом, чем больше пористость бетона и больше в нем микродефектов, тем быстрее идет его пропитка и тем больше снижается несущая способность элементов фундамента. Кроме этого, отработанное масло содержит в своем составе кислоты, которые, вступая во взаимодействие с цементным камнем, способствуют его разрушению.

Во ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева были проведены опыты с бетонными образцами, которые после набора прочности в течение 1 года были помещены в ванны, заполненные отработанным турбинным маслом.

По истечении 1 года пребывания в масле образцы имели непромасленное ядро светло-серого цвета и 10–12-миллиметровый темный, насыщенный маслом, наружный слой. По истечении 3,5 лет промасливания ядро составило около 50% площади поперечного сечения образцов и около 50% – насыщенный маслом наружный слой.

Результаты испытаний показали, что при действии сжимающей нагрузки промасленный бетон, по сравнению с непромасленным, имеет меньшую деформативность в направлении действия усилий и большие поперечные деформации. При действии растягивающей нагрузки продольные деформации у промасленного бетона больше.

В течение 3,5 лет пребывания образцов в масле при действии сжимающей нагрузки после 1 года насыщения маслом прочность снизилась на 7%, а после 3,5 лет – на 20%.

Таким образом, проведенные эксперименты показали, что прочность бетона, подверженного воздействию масла, ниже, чем у непромасленного бетона, и эта разница увеличивается с увеличением длительности промасливания.

Другие исследования [3] показали, что процесс разрушения бетона ускоряется с повышением температуры и количество масла, поглощаемого бетонными образцами при одноразовом скачкообразном нагревании до температуры 200°C и последующем охлаждении, способствует такой же пропитке бетона, какая имеет место при пребывании бетона в течение 1 года в нормальных условиях. Потеря прочности в этом случае составляет 12 – 15%, так как при скачкообразном повышении и снижении температуры происходит дополнительный подсос масла.

В реальных условиях железобетонные элементы фундаментов турбоагрегатов нагреваются до температуры 100°C и более. Так, на элементах фундамента под турбоагрегат К-300 блока № 3 Ириклинской ГРЭС в районе цилиндра высокого давления была зафиксирована температура 98°C, а на фундаменте турбоагрегата ГТ-100 блока № 2 Ивановской ГРЭС в районе выхлопа – 120°C.

Промасливание бетона происходит в наиболее ответственных зонах сооружения. Насыщение маслом бетона, расположенного под подшипниками генераторов и турбин, приводит к нарушению сцепления бетона с закладными плитами, что сказывается на вибрационных характеристиках фундаментов под машины и может привести к аварийному состоянию.

Такое явление имело место на первом ригеле блока № 3 Ириклинской ГРЭС, где была нарушена связь закладной плиты подшипниковой опоры с бетоном ригеля.

Насыщение маслом бетона в узловых соединениях фундаментов турбоагрегатов снижает жесткость узлов и увеличивает податливость поперечных ригелей фундаментных рам, следствием чего является закручивание ригелей и нарушение нормальной работы турбоагрегата.

Повышенные вибрации турбоустановки в сочетании с большими статическими нагрузками вызывают увеличение раскрытия трещин в железобетонных элементах, главным образом, в поперечных ригелях фундаментов. Величины таких трещин часто превышают регламентированное [4] значение 0,3 мм. Так, например, на фундаменте энергоблока № 14 Сургутской ГРЭС-1 размахи колебаний достигали 45 мкм, а угловые деформации поперечного ригеля Р2 в зоне ЦВД – 2,5 мм/м (при норме 0,2 – 0,4 мм/м). Это привело к образованию трещин с шириной раскрытия до 0,5 мм.

Ухудшение вибрационного состояния конструкций монолитных фундаментов под вспомогательное оборудование, вследствие разуплотнения бетона под воздействием нефтепродуктов, также отрицательно сказывается на работе этих установок.

Проведенное ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева обследование фундаментов под турбоагрегаты теп-

ловых электростанций [1, 2] показало, что почти на всех энергоблоках железобетонные конструкции, расположенные в зоне установки подшипников турбины и подшипников генератора, подвержены промасливанию. При длительном обильном промасливании в условиях воздействия динамических нагрузок и повышенной температуры, изменяющейся в больших диапазонах, железобетонные элементы фундаментов частично или полностью выходят из строя.

В таблице представлены результаты исследований влияния отработанного масла на состояние бетона фундаментов ТЭС.

Из таблицы видно, что на фундаменте турбоагрегата энергоблока № 4 Кировской ТЭЦ-5 потеря прочности бетона вследствие попадания на него масла уже через 8 лет составила 8%. При этом следует заметить, что бетон этой конструкции был хорошо провибрирован и относился к классу по прочности на сжатие В20.

На энергоблоке № 6 Кировской ТЭЦ-3, вследствие насыщения бетона маслом и снижения его прочности, образовалась продольная трещина в подгенераторной балке, вызвавшая недопустимо высокую вибрацию подшипниковой опоры генератора. Ремонтные работы, выполненные по рекомендациям ВНИИГ, включали замену подгенераторной балки.

За 15 лет эксплуатации энергоблока № 3 Ириклинской ГРЭС прочность бетона промасленной зоны ригелей в подгенераторной части фундамента турбоагрегата заметно снизилась и стала меньше проектной.

На Сургутской ГРЭС-1 за 18-летний период эксплуатации фундамента промасленный бетон снизил свою прочность на 19 – 36%.

На Северодвинской ТЭЦ-2 был обследован фундамент турбоагрегата энергоблока № 1, а также фундаменты под питательные насосы. Промасленный бетон за 17-летний период эксплуатации снизил прочность на 15 – 45%.

На Костромской ГРЭС за 20 лет эксплуатации энергоблока № 8 сильно промаслился бетон на ригелях первой и второй поперечных рам фундамента в зоне установки цилиндра высокого давления. Прочность промасленного бетона на 15 – 20% была ниже проектной и на 30% ниже прочности бетона, не подверженного попаданию на него масла.

На энергоблоке № 6 Светлогорской ТЭЦ масло пропитало со всех сторон бетон ригелей поперечных рам фундамента под турбиной. В результате этого прочность бетона, насыщенного маслом, составила 9,5 – 20,0 МПа. За 29-летний период воздействия масла на бетон этих элементов фундамента прочность бетона снизилась на 30 – 50% и он превратился в деструктурированную массу, а сами ригели рам оказались непригодными для дальнейшей эксплуатации.

Сильное промасливание бетона в подгенераторной зоне и под подшипниками турбины было зарегистрировано на фундаменте турбоагрегата № 4 Курской ТЭЦ-1, находящемся в эксплуатации более 34 лет. Проникновение отработанного масла в бетон элементов фундамента значительно ухудшило их состояние и понизило прочность бетона, которая составила 8,0 – 15,0 МПа, что в среднем на 22% ниже проектной и на 42% меньше прочности непромасленных зон фундамента. Исследования проводились во время проведения на фундаменте ремонтных работ по замене оборудования. На конструкциях под генератором, на боковой грани по всей высоте ригеля был снят поверхностный слой бетона глубиной 120 мм и было обнаружено, что масло проникло на еще большую глубину. Для обеспечения надежного сцепления нового бетона со старым рекомендовано увеличить слой удаляемого бетона.

На Урусинской ГРЭС (фундамент турбоагрегата № 6) за 36-летний период эксплуатации в некоторых зонах бетон промаслился до такой степени, что прочность его стала ниже проектной.

Большое снижение прочности бетона вследствие проникновения в него масла наблюдалось на энергоблоках № 1 и № 2 Черепетской ГРЭС, эксплуатируемой в течение 40 лет. Проведенные исследования показали, что в большинстве конструкций фундаментов турбоагрегатов бетон сохранил плотную ненарушенную структуру и там, где он подвергся воздействию отработанного масла, его прочность была ниже проектной. При обильном постоянном промасливании отдельных зон фундамента под опорами турбины и в узловых соединениях прочность бетона понизилась на 34 – 39% по сравнению с непромасленными участками. При этом бетон превратился в мокрую рассыпчатую массу, утратив связь между цементным камнем и заполнителями.

На энергоблоках № 1 и № 2 Безымянской ТЭЦ, находящихся в эксплуатации более 50 лет, сильное промасливание бетона отмечено под первым, вторым и третьим подшипниками, на боковых гранях фундаментов турбоагрегатов, а также в торце со стороны турбины. Если средняя прочность бетона этих фундаментов составила 18 МПа, то прочность промасленного бетона находилась в пределах от 5,4 до 9,8 МПа, т.е. на 30 – 35% меньше.

На Кировской ТЭЦ-3 в подгенераторной зоне фундамента турбоагрегата блока № 6 за 38-летний период эксплуатации энергоблока прочность бетона за счет попадания на него масла снизилась и стала меньше проектной.

Снижение прочности бетона, вызванное насыщением его нефтепродуктами, имело место на фундаментах под турбоагрегаты Киришской ГРЭС (энергоблок № 3), Северодвинской ТЭЦ-2 (энергоблок № 3), Сырдарьинской ГРЭС (энергоблоки № 6 и № 7), Алма-Атинской ТЭЦ-1 (энергоблок № 10) и ряде других электростанций.

Проведенное обследование фундаментов под тягодутьевые установки на Ижевской теплоцентрали № 1 показало, что в отдельных зонах сооружений бетон из-за насыщения маслом претерпел деструктивные изменения, снизил свою прочность и местами утратил связь между растворной частью и заполнителями. Так, на фундаменте под вентилятор котла № 2 прочность промасленного бетона составила 2,0 – 3,0 МПа вместо 14,0 МПа на ненасыщенных маслом участках. Из-за проникновения масла в бетон фундаментов под дымосос котла № 7 прочность бетона снизилась с 12,0 – 16,0 до 8,4 МПа.

К сожалению, не существует способов, позволяющих увеличить прочность пропитанного маслом бетона и создать нормальное сцепление между промасленным бетоном и металлоконструкциями. Приходится при проведении ремонтных работ полностью удалять бетон с поврежденных участ-

Электростанция, турбоагрегат	Наиболее промасленные конструкции	Продолжительность промасливания, годы	Глубина промасливания, мм	Снижение прочности бетона, %
Кировская ТЭЦ-5, № 4	Второй ригель под турбиной	8	30	8
Ириклинская ГРЭС, № 3	Набетонка ригеля 1 и ригелей под генератором	15	50	Ниже проектной
Сургутская ГРЭС-1, № 4	Ригель 2 под турбиной	18	50	19
	Продольные балки под генератором	18	50	36
Северодвинская ТЭЦ-2, № 1	Ригели под генератором	17	80	45
Костромская ГРЭС, № 8	Ригели под генератором	20	50	15 – 30
Светлогорская ТЭЦ, № 6	Ригели под турбиной	29	200	30 – 50
Курская ТЭЦ-1, № 4	Ригели под генератором	34	120	42
Урусинская ГРЭС, № 6	Набетонка ригелей под турбиной	36	60	Ниже проектной
Черепетская ГРЭС, № 1, 2	Ригели под турбиной	40	300	34 – 39
Безымянская ТЭЦ, № 1, 2	Ригели под турбиной	50	120	30 – 55
Кировская ТЭЦ-3, № 6	Ригель под генератором	38	60	Ниже проектной

ков конструкции. Поэтому большое значение приобретают мероприятия, предохраняющие железобетонные конструкции от попадания на них масла. Прежде всего, необходимо предпринять меры для предотвращения утечки масла. Эффективной защитой является применение лакокрасочных, масляных, пленочных и других покрытий, стойких к среде нефтепродуктов. Возможна частичная облицовка поверхности конструкций металлическим листом.

### Выводы

1. Повышенные температуры, постоянно действующие динамические и неучтенные проектом статические нагрузки способствуют проникновению в бетон фундаментов турбоагрегатов отработанного масла и нарушают сцепление между бетоном и арматурой, а также бетоном и закладными деталями машины.

2. Длительная пропитка маслом бетона фундаментов под энергетическое оборудование приводит к заметному снижению его прочности, а в отдельных случаях к полному разрушению, влекущему останов энергоблока.

3. В местах возможного попадания масла на поверхность железобетонных конструкций необходимо проведение мероприятий по защите бетона от его вредного воздействия.

4. Для своевременной оценки состояния фундаментов под энергетическим оборудованием следует проводить комплексные статические и динамические обследования фундаментов, по результатам которых могут быть выданы рекомендации по нормализации их работы и предотвращению аварийных остановов оборудования.

### Список литературы

1. Козлов А. Б., Пермякова В. В. Опыт натурных исследований фундаментов мощных турбоагрегатов. – Электрические станции, 1996, № 6.
2. Козлов А. Б., Пермякова В. В. Результаты обследования и ремонта фундаментов турбоагрегатов электрических станций. – Электрические станции, 1999, № 4.
3. Шелегов В. Г., Малекин В. Ф. Влияние нагревания на прочность тяжелого бетона, пропитанного маслом. – Изв. вузов. Строительство и архитектура, 1991, № 9.
4. СНиП 2.03.01-84\*. Бетонные и железобетонные конструкции. М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1985.

## Холдинг “ЮНИ-ЭКСПО” – “ДАУ-ЧЕЛ” – новое предприятие на российском рынке<sup>1</sup>

Царев А. В., член Совета директоров коммерческого Холдинга “ЮНИ-ЭКСПО” – “ДАУ-ЧЕЛ”

Можно считать удачей ситуацию, когда наши потребности совпадают с нашими возможностями. Есть и иная формулировка – совмещать приятное с полезным. Именно это произошло с 10 по 13 октября 2000 г. в Пансионате “Селен”, принадлежащем АО Уралэлектромедь под г. Верхняя Пышма Свердловской обл., куда для участия в работе научно-технического совещания съехались представители всех девяти энергосистем, входящих в состав Уралэнерго, двух крупнейших ГРЭС – Пермской и Троицкой, ученые и специалисты Московского и Уральского ВТИ, руководители и сотрудники коммерческого Холдинга “ЮНИ-ЭКСПО” и “ДАУ-ЧЕЛ”.

Тема совещания “Ионообменные материалы: классификация, состав, свойства и новейшие технологии их применения в энергосистемах РАО “ЕЭС России”, организация комплексного обслуживания и обеспечения ионообменными материалами фирмой-поставщиком” актуальна всегда, но особенно в преддверии отопительного сезона.

Несмотря на большую загруженность и недостаток времени, руководство Уралэнерго в лице главного инженера П. Б. Пивника нашло возможность принять участие в совещании и обеспечить участие энергосистем и ГРЭС. Руководство Холдинга “ЮНИ-ЭКСПО” и “ДАУ-ЧЕЛ”, видя перспективность подобных мероприятий, нашло возможность финансировать совещание, по сути, вкладывая средства в развитие Уральского региона.

В течение двух дней участники совещания имели возможность обменяться мнениями, рассказать о своих проблемах, о своих предприятиях, возможно, узнать что-то новое.

Совещание на время свело вместе производственников, использующих в своей работе различные оборудование и материалы, снабженцев, обеспечивающих своих производственников всем необходимым, и поставщиков, которые за счет своих оборотных средств, решая проблемы расчетов делают возможным это обеспечение. Ничто не может заменить живого, непосредственного общения людей. Работа проходила в комфортабельном конференц-зале. Т. В. Алексеева, ведущий научный сотрудник ВТИ, в своем докладе дала сравнитель-

<sup>1</sup> Публикуется на правах рекламы.

ную оценку отечественных и импортных ионообменных материалов с учетом целесообразности, надежности и возможности использования их на энергетических предприятиях России.

Взгляд на те же проблемы в докладе доктора хим.наук, профессора Ю. А. Лейкина, был более академичным, с позиций фундаментальной науки. С. Л. Громов, официальный представитель “DJW SAMICAL” по России и странам СНГ, эмоционально и подробно рассказал о продуктах своего предприятия – смолах DOWEX и новых технологиях их использования.

Очень интересно было выступление начальника химической службы Свердловэнерго – Л. В. Крюковой. Она говорила именно о том, что составляет главную заботу работников химических служб, с чем в своей работе они сталкиваются ежедневно. Чего-чего, а равнодушия в ее словах не было и в помине, поэтому присутствующие заслуженно наградили Людмилу Васильевну аплодисментами.

Член Совета директоров коммерческого Холдинга “ЮНИ-ЭКСПО” и “ДАУ-ЧЕЛ” – А. В. Царев ознакомил собравшихся с деятельностью Холдинга. Расширяя свое присутствие на рынке ионообменных материалов, вкладывая все новые средства в развитие отношений со своими партнерами – потребителями поставляемой “ЮНИ-ЭКСПО” и “ДАУ-ЧЕЛ” продукции (причем далеко не только ионообменными материалами) коммерческий холдинг “ЮНИ-ЭКСПО” – “ДАУ-ЧЕЛ” заинтересован в том, чтобы его знали в России, что называется “в лицо”. Для достижения именно этой цели руководство Холдинга планирует проведение региональных презентаций с участием своих реальных партнеров по бизнесу.

Определив свою стратегию работы на рынке ионообменных материалов, расширяя спектр услуг, предоставляемых своим партнерам за счет внедрения комплексного обслуживания, включающего помимо поставок смол и необходимого оборудования и комплектующих еще и работы по его установке и монтажу, наладке и запуску, “ЮНИ-ЭКСПО” – “ДАУ-ЧЕЛ” не ограничиваются декларациями.

На счету холдинга “ЮНИ-ЭКСПО” – “ДАУ-ЧЕЛ” конкретные дела! Холдинг не боится нести дополнительные расходы для наилучшего обслуживания клиентов, создания благоприятного и долгосрочного партнерства.

Именно за счет такого подхода к работе “ЮНИ-ЭКСПО” – “ДАУ-ЧЕЛ” увеличивают число своих партнеров по бизнесу, увеличивают свое влияние на рынке, увеличивают объемы поставок, оборот и, в конечном итоге, прибыль. За счет этой прибыли “ЮНИ-ЭКСПО” – “ДАУ-ЧЕЛ” получают возможность вкладывать деньги в развитие регионов, в новые инвестиционные проекты и реально влиять на состояние дел на местах.

В сентябре 2000 г. холдинг “ЮНИ-ЭКСПО” – “ДАУ-ЧЕЛ” спонсировал симпозиум эндокринологов России, проводимый в г. Челябинске. За это наши врачи, не избалованные вниманием государства и коммерческих структур, выразили искреннюю благодарность и даже некоторое удивление.

Увы, сегодня факт бескорыстной помощи порой заставляет удивляться. Значит нужно продолжать работать, значит путь, избранный коммерческим холдингом “ЮНИ-ЭКСПО” – “ДАУ-ЧЕЛ”, по большому счету, наш общий путь, идя по которому мы вместе доберемся все-таки до нормальной жизни!



## **ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА**

### **Применение “Комплекса компьютерных средств подготовки персонала цехов ТАИ ТЭС” в соревнованиях профессионального мастерства**

Охотин В. В., Кузнецов Н. Д., Кузищин В. Ф., кандидаты техн. наук, Чучкина Н. И., Садыков В. А., Серепенков И. Н., Кузнецова А. В., Баландин А. С., Червяков М. Ю., инженеры

АО “ГВЦ Энергетики” – МЭИ – АО “Фирма ОРГРЭС” – УТЦ Мостеплоэнерго – Конаковская ГРЭС

Основу “Комплекса компьютерных средств подготовки персонала цехов ТАИ ТЭС” далее “Комплекса...” (рис. 1) образуют учебно-тренировочные модули, каждый из которых представляет собой полноценный автоматизированный учебный курс по средствам контроля, автоматического регулирования или технологических защит, сопровождаемый специализированными компьютерными тренажерами [1 – 3].

Типовой учебно-тренировочный модуль состоит из пяти разделов: теория; конструкция (схемы); монтаж и эксплуатация; неисправности; тренировка.

В разделе “Теория” даются основы функционирования рассматриваемого средства АСУ ТП, раздел “Конструкция (схемы)” раскрывает их конструктивные (схемные) особенности. В разделе “Монтаж и эксплуатация” освещаются все основные виды действий персонала, связанные с текущей эксплуатацией оборудования (подготовка и ввод в работу, вывод из эксплуатации, типовые эксплуатационные операции). Раздел “Неисправности” представляет сведения об основных видах отказов и неисправностей изучаемого оборудования, диагностике и методах их распознавания. В разделе “Тренировка” обучаемому представляется возможность отработать монтажные и эксплуатационные операции, приобрести практические навыки распознавания типовых отказов и неисправностей.

Содержательная часть учебно-тренировочного модуля рассчитана на обучение по программам различных уровней сложности (начальник смены цеха ТАИ, дежурный инженер и дежурный электрослесарь). Наименее полным является материал, представляемый дежурному электрослесарю. Учебный материал для начальника смены цеха ТАИ полностью включает материал для дежурного электрослесаря и дежурного инженера с добавлением вопросов, необходимых по квалификационным требованиям для НС ТАИ (что соответствует требованиям нормативных документов).

Для подачи материалов АУК по типу программных пособий учебный материал всех разделов (кроме раздела “Тренировка”) разбит на эле-

менты учебной информации, каждый из которых состоит из двух частей: обучения и контроля. Обучаемый имеет возможность выбора следующих режимов работы:

*обучение* – представляется только теоретический материал без контрольных вопросов с возможностью свободного перемещения по тексту в любом направлении;

*обучение и контроль* (программированное обучение) – теоретический материал перемежается контрольными вопросами. При неверном ответе программа возвращает вопрос с одновременной фиксацией ошибочного ответа. Результаты ответов на контрольные вопросы заносятся в протокол;

*контроль* – обучающий материал не выводится, представляются только контрольные вопросы с последующим занесением в протокол результатов работы.


Инструктору (руководителю обучения) представляется возможность до проведения занятия простым и удобным способом задать последовательность отрабатываемых возмущений, изменить состав учебной и контрольной информации при работе обучаемого на конкретном уровне сложности.

Примером типового учебно-тренировочного модуля из состава “Комплекса...” может служить модуль “Измерение температуры термометром сопротивления”, в составе которого рассматривается комплект: “термопреобразователь сопротивления + соединительные провода + автоматический уравновешенный мост КСМ”. Модуль предназначен для представления полноценной информации об указанном методе измерения температуры, источниках погрешностей и способах их уменьшения, методиках расчета измерительной схемы, конструкции элементов измерительной схемы, способах монтажа, анализа и поиска ошибок монтажа и неисправностей, возникающих при эксплуатации измерительного комплекта.

В разделе “Теория” излагаются теоретические основы измерения температуры термометром сопротивления, назначение, измерительные схемы и основные характеристики применяемых средств измерения. Приводятся конструктивные исполне-

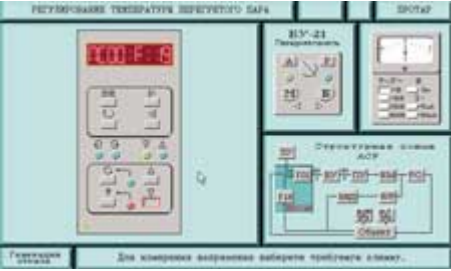
**УЧЕБНО-ТРЕНИРОВОЧНЫЕ МОДУЛИ**

*Теплотехнические измерения и химконтроль*




- Измерение температуры термоэлектрическим методом и термометром сопротивления
- Измерение давления и перепада давлений, измерение уровня и расхода
- Средства измерения «Сапфир»
- Системы дистанционной передачи информации
- Измерение электропроводности и pH

*Автоматическое регулирование*



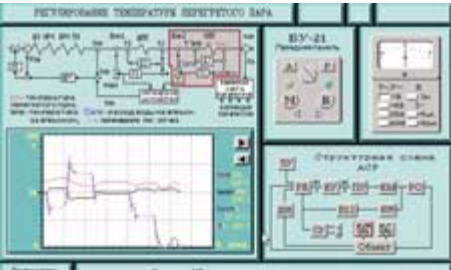
- Основы и схемы авторегулирования
- Средства авторегулирования «Каскад-201»
- Регулирование параметров котлоагрегатов
- Исполнительные устройства
- Микропроцессорные регулирующие приборы «Протар»

*Технологические защиты, блокировки и сигнализация*




- Технологическая сигнализация
- Технические средства УКТЗ
- Технологические защиты котло- и турбоагрегатов
- Технологические блокировки котло- и турбоагрегатов
- Технические средства УКТС

**АВТОНОМНЫЕ ТРЕНАЖЕРЫ**



- Анализ схем измерения температур с преобразователями: Ш-78, Ш-79, ПТ-ТП
- Регулирование уровня в барабанном котлоагрегате
- Регулирование температуры перегретого пара

**ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЕ СРЕДСТВА**



- Инструментальное средство создания и редактирования автоматизированных учебных курсов
- Инструментальное средство создания и преобразования материалов АУК в среду Intranet

Рис. 1. Состав «Комплекса компьютерных средств подготовки персонала цехов ТАИ ТЭС»

ния отдельных элементов измерительной схемы в объеме, необходимом для понимания основ ее функционирования.

Раздел «Конструкция» содержит описание конструкций чувствительных элементов и арматуры медных и платиновых термопреобразователей со-

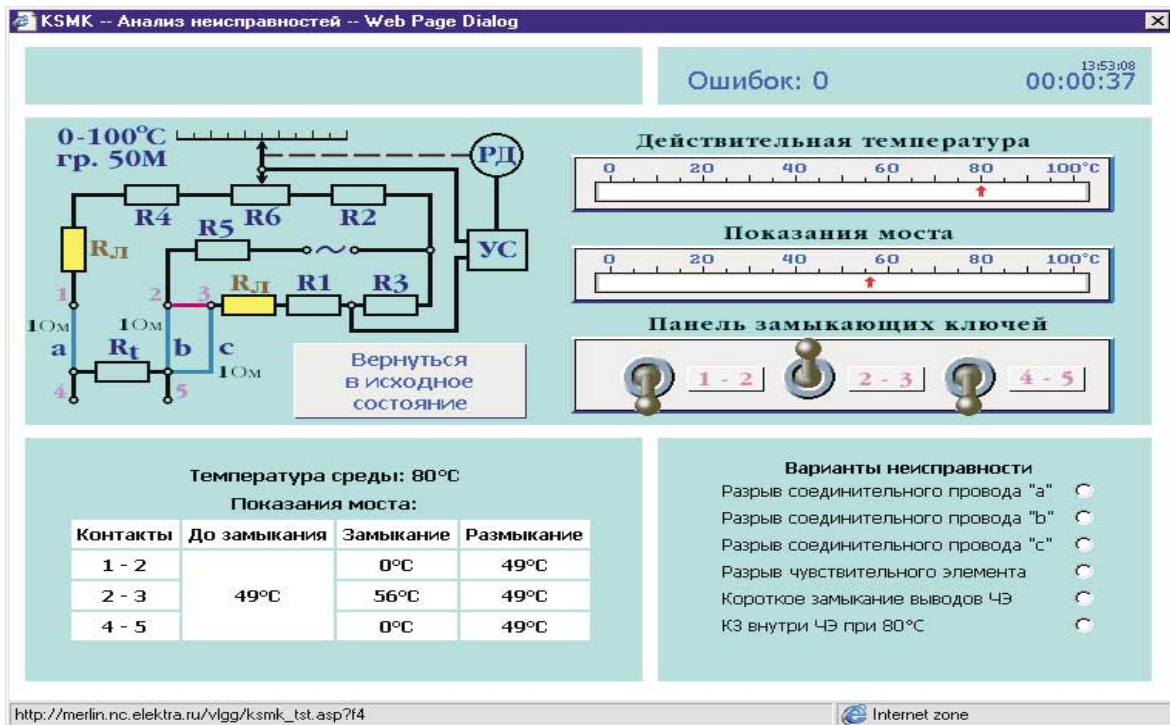


Рис. 2. Видеограмма для анализа неисправностей в мостовой схеме измерения

противления и автоматического уравновешенного моста КСМ2. Приводятся технические данные и конструктивное исполнение наиболее распространенных типов термопреобразователей.

В разделе “Монтаж и эксплуатация” излагаются основные требования и правила монтажа применяемых средств измерения, возможные ошибки при монтаже, характер их проявления и методы идентификации. Приводятся электрические схемы термопреобразователей и монтажных элементов моста КСМ2.

Раздел “Отказы и неисправности” содержит теоретический анализ поведения автоматического моста при появлении типовых повреждений. Излагаются основные положения по оптимизации поиска следующих неисправностей:

- разрыв одной из трех (любых) соединительных линий;
- обрыв чувствительного элемента;
- короткое замыкание выводов чувствительного элемента;
- короткое замыкание в середине чувствительного элемента при температуре 80°C;
- потеря чувствительности усилителя автоматического моста.

Раздел “Тренировка” дает возможность обучаемому отработать навыки анализа и обнаружения неисправностей на специализированных тренажерах:

- анализ сборки – поиск следующих ошибок монтажа измерительного комплекта:
  - неправильное подключение диагонали питания к термопреобразователю;

использована двухпроводная линия связи вместо трехпроводной;

в схеме использован термопреобразователь гр.50П вместо термопреобразователя гр.50М;

анализ неисправностей содержит модель динамики измерительного комплекта при возникновении повреждений, описанных в соответствующем разделе модуля. На экране дисплея воспроизводятся показания автоматического моста и действительное значение измеряемой температуры. Идентификация заданного повреждения осуществляется путем анализа реакции моста на тестовые сигналы – попарное замыкание входных зажимов моста и замыкание выводов чувствительного элемента (рис. 2).

Помимо учебно-тренировочных модулей в состав “Комплекса...” входят (см. рис. 1) автономные тренажеры и инструментальные средства для создания и редактирования автоматизированных учебных курсов, создания и преобразования материалов АУК в среду Intranet, обеспечивающую такие преимущества, как:

использование универсального и естественно-го интерфейса, базирующегося на концепции гипертекста, соответствующей самым современным стандартам мультимедиа (текст, графика, звук, видео, анимация);

интеграционные возможности Web-технологии (позволяют простым и естественным образом объединить в единой информационной среде автоматизированные учебные курсы, выполненные отдельными разработчиками с использованием различных программных сред);

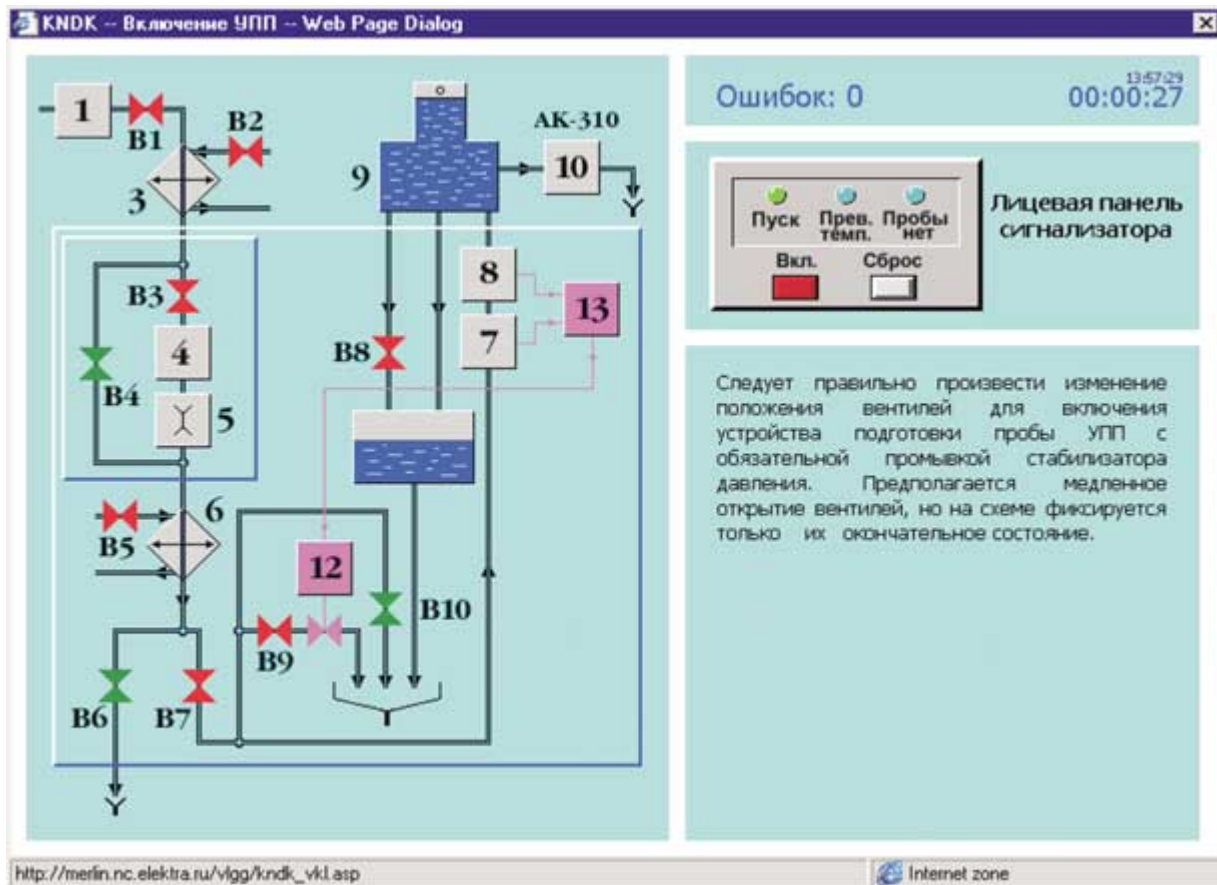


Рис. 3. Видеограмма, предъявляемая участнику при включении в работу устройства подготовки пробы:

вентили *B4*, *B6*, *B10* – закрыты, остальные вентили – открыты; 1 – пробоотборник; 3, 6 – холодильники; 4 – механический фильтр; 5 – дроссель; 7 – датчик расхода; 8 – термометр; 9 – стабилизатор давления; 10 – приемник-анализатор; 12 – электромагнитный клапан; 13 – панель стабилизатора

возможность использования в составе рабочих мест обучаемых и разработчиков различных программно-аппаратных платформ, включая Windows-95/98/2000/NT и UNIX.

“Комплекс...” в различной конфигурации внедрен в СЦПП Тюменьэнерго, центрах тренажерной подготовки при Пермской ГРЭС и Ладыжинской ГРЭС, СЦПО “Энерготренинг”, центре тренажерной подготовки и шести ТЭС Красноярскэнерго, московском центре подготовки кадров Мосэнерго, центре подготовки кадров Дальтехэнерго, учебно-курсовых комбинатах Липецкэнерго, Чувашэнерго, Витебскэнерго, Тулэнерго, Свердловэнерго, пунктах тренажерной подготовки Уренгойской, Запорожской и Сырдарьинской ГРЭС, Новосибирской ТЭЦ-5, Орловской ТЭЦ, Липецкой ТЭЦ-2, Воронежской ТЭЦ-1, учебно-тренировочных пунктах Калининской, Запорожской и Игналинской АЭС, центре подготовки кадров предприятия Севергазпром. Фирмами ОРГРЭС и Атомтехэнерго “Комплекс...” рекомендован для широкого использования в тепловой и атомной энергетике в

процессе профессиональной подготовки оперативного и ремонтного персонала цехов ТАИ.

Использование “Комплекса...” как обязательного элемента заложено в последних редакциях учебных планов и программ подготовки специалистов ЦТАИ ТЭС, выпущенных учебно-методическим кабинетом Минтопэнерго РФ и согласованных с Госгортехнадзором РФ.

Важным направлением применения “Комплекса...” является использование его в качестве базы при проведении соревнований профессионального мастерства оперативного персонала. При проведении соревнований начальников смен цехов ТАИ в составе комплексных бригад оперативного персонала ТЭС с поперечными связями Центрального региона России (г. Волжский, апрель 2000 г.) использовались следующие составляющие “Комплекса...”:

на подготовительном этапе (одна неделя занятий в учебно-тренировочном пункте МЭИ) – знакомство со всем составом учебно-тренировочных модулей (см. рис. 1), работа с автоматизиро-

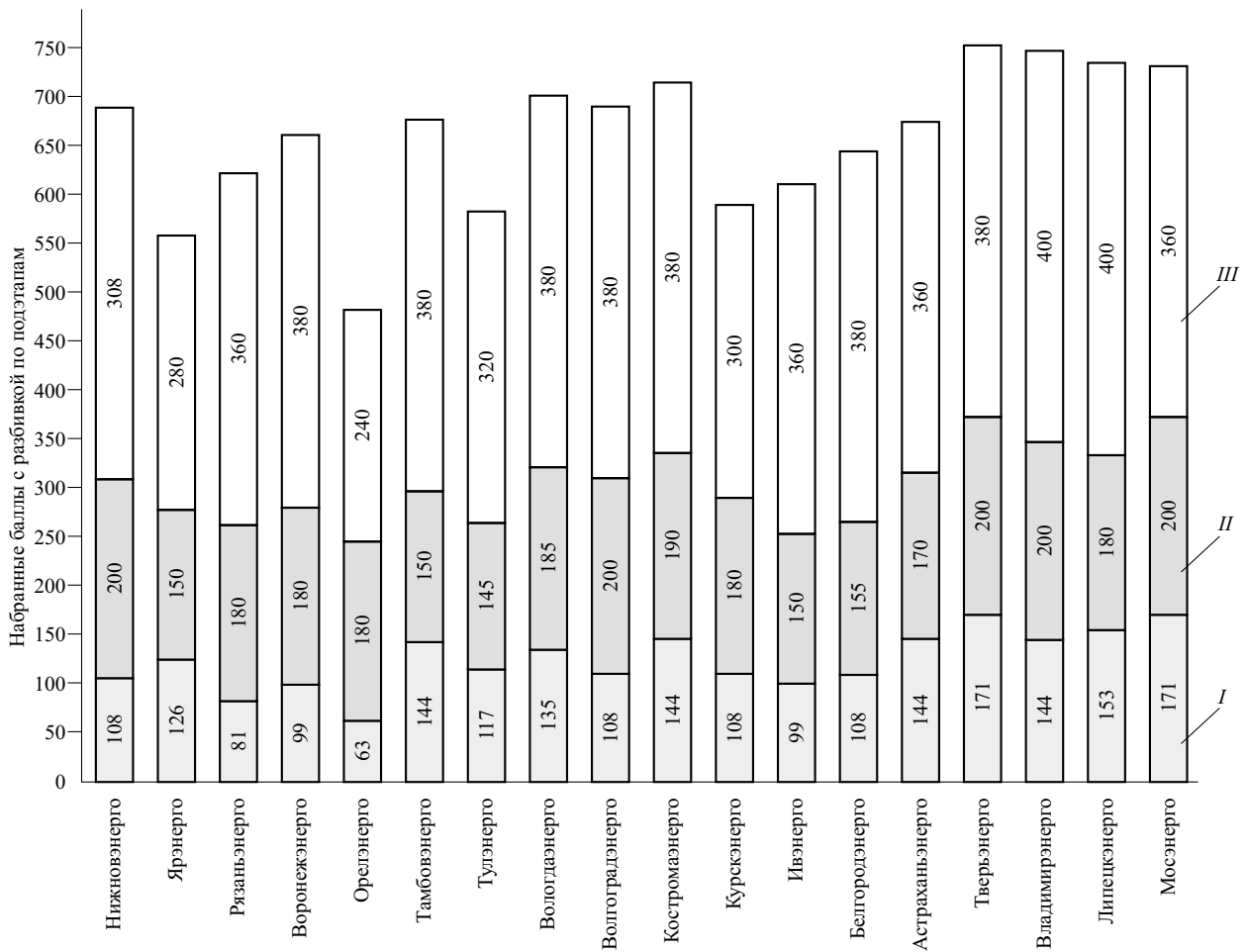


Рис. 4. Итоговая диаграмма результатов соревнования:

I – этап 1; II – этап 2; III – этап 3

ванными учебными курсами и специализированными тренажерами, задействованными в соревнованиях;

на первом этапе соревнований – проверка профессиональных знаний – выборка (порядка 60) контрольных вопросов из состава АУК. При этом каждому участнику предъявлялся результат случайного выбора: из них 20 вопросов по основным направлениям работы персонала ЦТАИ (теплотехнические измерения и химконтроль, автоматическое регулирование, технологические защиты, блокировки и сигнализация).

В протоколе этого этапа фиксировались тексты предъявляемых участнику вопросов, правильные ответы и варианты ответов, выбранные участником соревнований;

второй этап соревнований – выполнение регламентных операций – включал работу на специализированных тренажерах с выполнением следующих операций:

- по подключению манометра;
- по продувке и включению дифманометра;
- по продувке дифманометра в дренаж;

по включению в работу устройства подготовки пробы;

по проверке алгоритмов работы технологических защит и блокировок взрывобезопасности при розжиге котлоагрегата.

На рис. 3 показана видеодиаграмма, предъявляемая участнику при включении в работу устройства подготовки пробы.

Пример протокола выполнения данной задачи приведен далее.

*Пример протокола включения в работу УПП*

Время работы: 00:02:43

Число ошибок: 2

Баллы: 30

Последовательность выполнения операций:

1. Вентиль В2 – правильно
2. Вентиль В5 – правильно
3. Вентиль В6 – правильно
4. Вентиль В1 – правильно
5. Вентиль В4 – правильно
6. Вентиль В4 – правильно
7. Вентиль В2 – **ошибка**
8. Вентиль В7 – **ошибка**

9. Вентиль В6 – правильно
10. Вентиль В9 – правильно
11. Вентиль В3 – правильно
12. Вентиль В7 – правильно
13. Вентиль В8 – правильно
14. Кнопка ВКЛ на панели сигнализатора – правильно
15. Вентиль В8 – правильно

На третьем этапе соревнований – анализ и поиск технологических нарушений – на специализированных тренажерах обрабатывались в схемах следующие операции:

измерение температуры с использованием термомпар и термометров сопротивления (см. рис. 2); регулирование уровня в барабанном котлоагрегате;

регулирование температуры перегретого пара; схема технологической защиты по понижению температуры острого пара перед турбиной.

Итоговая диаграмма с результатами соревнований всех 18 участников от АО-энерго Центрально-

го региона показана на рис. 4 (максимальное число баллов, которые мог набрать участник, – 780).

Приказ РАО “ЕЭС России” № 538 от 30/ХП 1999 г. “О проведении соревнований персонала энергопредприятий” рекомендует применять “Комплекс компьютерных средств подготовки персонала цехов ТАИ ТЭС” при подготовке и проведении всех уровней соревнований оперативного персонала ЦТАИ.

#### Список литературы

1. Отраслевой фонд РАО “ЕЭС России”. “Программные и методические средства для подготовки персонала электроэнергетики”. М., 1997.
2. Охотин В. В., Хозиев В. Б. Психолого-педагогическое обеспечение и компьютеризация подготовки персонала энергоблоков. М., 1992.
3. Автоматизированная обучающая система для подготовки персонала цехов ТАИ / Охотин В. В., Кузнецов Н. Д., Беляев Г. Б. и др. – Электрические станции, 1993, № 3.

## ИНСТИТУТ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ ГОСУДАРСТВЕННЫХ СЛУЖАЩИХ Российской академии государственной службы при Президенте Российской Федерации

*ИПК госслужбы (бывший ВИПКэнерго) - государственное учебное заведение (лицензия Минобразования РФ № 25-007 от 31.01.98 г.). Осуществляет повышение квалификации и профессиональную переподготовку специалистов топливно-энергетического комплекса, государственных, муниципальных и коммерческих организаций в областях экономики и управления, финансового и кадрового менеджмента, маркетинга, психологии управления, информационных технологий.*

*Организует зарубежные стажировки.*

*По окончании обучения выдается документ государственного образца.*

**Для предприятий, заключивших договор на обучение от 50 чел. в год - скидка на обучение и проживание в благоустроенном общежитии Института составит 20 %, от 30 чел. - 10 % при условии своевременной оплаты.**

Адрес: 113035, Москва, Садовническая, 77, корп.2, стр.1, E-mail: vipkgos@glas.apc.org

Тел.: (095) 953-2583, тел./факс 953-2782; www.glasnet.ru/~vipkgos

#### КАФЕДРЫ:

- Эксплуатация электрических станций, сетей и систем
- Ремонт и модернизация энергооборудования
- Финансы, цены, аудит
- Государственное и муниципальное управление
- Управление персоналом
- Антикризисное управление
- Экономика и управление
- Информационные технологии
- Компьютерный центр

## ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

### Качество частоты в ЕЭС России в свете западноевропейских требований

Марченко Е. А., канд. техн. наук

НИИПТ

Действующим в Российской Федерации и в большинстве других стран СНГ межгосударственным стандартом на качество электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения (ГОСТ 13109–97) нормальные отклонения частоты от 50 Гц ограничены значением  $\pm 200$  мГц, а предельные –  $\pm 400$  мГц, при этом качество электроэнергии считается соответствующим требованиям стандарта, если суммарная продолжительность отклонения частоты сверх  $\pm 200$  мГц в течение суток не превышает 5% времени [1].

В энергосистемах 16 государств Западной и Центральной Европы, входящих в УСРТЕ (Союз по координации производства и передачи электроэнергии), действует требование, чтобы нормальные отклонения частоты от 50 Гц в объединении продолжительно не превышали  $\pm 20$  мГц [2]. Это требование распространяется также на вновь присоединяемые к УСРТЕ энергосистемы, поскольку при объединении энергосистем на параллельную работу одинаковыми должны быть не только средние (номинальные) значения, но и среднеквадра-

тические отклонения (дисперсии) частоты в обеих объединяемых энергосистемах. Для снижения необходимых запасов пропускной способности межсистемных связей дисперсии должны быть не только одинаковыми, но и, по возможности, минимальными.

Качество стабилизации частоты в указанных крупнейших энергообъединениях при выполнении каждым установленных нормативов можно видеть на примере рис. 1, на котором показаны графики отклонений частоты от 50 Гц по данным регистрации в одни и те же утренние часы в аналогичные рабочие дни недели в Праге (УСРТЕ) и в С.-Петербурге (ЕЭС России).

В связи с намечаемым включением ЕЭС России на параллельную работу с энергосистемами УСРТЕ возникает вопрос: чем обусловлены столь высокие требования к стабилизации частоты в энергосистемах Запада, какими средствами достигается необходимый ее уровень и какое может иметь значение для ЕЭС России повышение стабильности частоты до западного уровня независи-

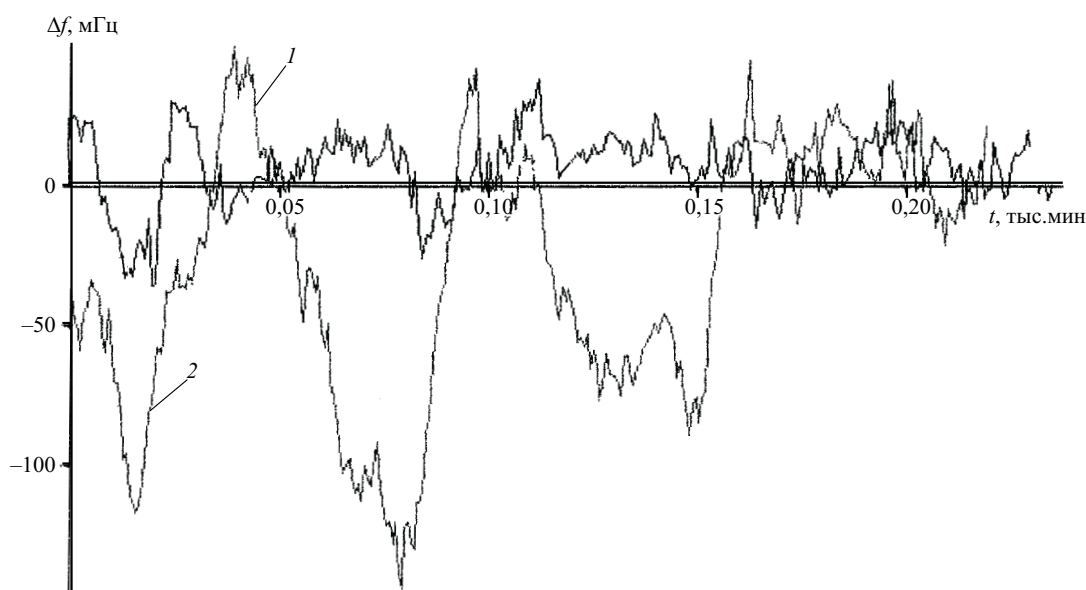


Рис. 1. Графики отклонения частоты от 50 Гц:

1 – УСРТЕ, Прага, четверг 15/IV 1999 г. с 8 ч 00 мин, математическое ожидание 50,006 Гц, среднеквадратическое отклонение 12,7 мГц; 2 – ЕЭС России, С.-Петербург, четверг 22/IV 1999 г. с 8 ч 10 мин, математическое ожидание 49,97 Гц, среднеквадратическое отклонение 45,3 мГц

мо от перспектив создания синхронного объединения Восток – Запад.

В действительности, на чем и основывается упомянутый межгосударственный стандарт, потребителям электроэнергии, подключенным к сетям электроэнергетических систем, стабилизация частоты, выше установленной стандартом, не требуется. Более высокой не требуется она потребителям и на Западе. Установленный здесь более высокий уровень стабилизации частоты имеет целью предотвращение более глубокого динамического ее снижения и действия АЧР в случае возникновения аварийного дефицита в момент наибольшего отклонения частоты от 50 Гц. Считается, что выгоднее иметь стабильную частоту в доаварийном режиме, нежели постоянно содержать дополнительную мощность вращающегося резерва, чтобы не допустить АЧР.

Такое решение соответствует принятой в западных энергосистемах концепции обеспечения надежности энергоснабжения потребителей. В отличие от России и других стран СНГ, где в условиях действовавшего ранее хозяйственного механизма оправдано было в числе противоаварийных мероприятий применять управление мощностью потребителей (САОН), в зарубежных энергосистемах эта автоматика не получила распространения, а АЧР используется, как правило, только в случае редких, не оцениваемых по вероятности тяжелых аварий<sup>1</sup>. Для этого в UCРTE, например, принята более низкая уставка I очереди АЧР (49,0 Гц), а в качестве расчетной аварии, при которой должно исключаться действие АЧР, принята внезапная потеря в любое время у любого из партнеров 3000 МВт генераторной мощности, что соответствует полному погашению довольно крупной электростанции. Соответственно суммарный резерв мощности первичного регулирования в объединении в любое время должен быть не менее 3000 МВт, реализовываться равномерно в течение не более 30 с, а зона нечувствительности регуляторов скорости энергоблоков должна быть менее  $\pm 10$  мГц [2]. Соглашением партнеров жестко регламентированы также размещение резервов мощности первичного регулирования, значение и размещение мощности вторичного регулирования. Установлен контроль участия каждого партнера в покрытии аварийных дефицитов мощности в объединении, превышающих 600 МВт. Как показывает регистрация эксплуатационных колебаний частоты в UCРTE, указанными мерами обеспечивается требуемый высокий уровень ее стабилизации.

<sup>1</sup> Представляется, что рыночным отношениям между поставщиками и потребителями электроэнергии более соответствовала бы другая концепция обеспечения надежности, допускающая на взаимовыгодных условиях использование потребителей в качестве объектов противоаварийного управления.

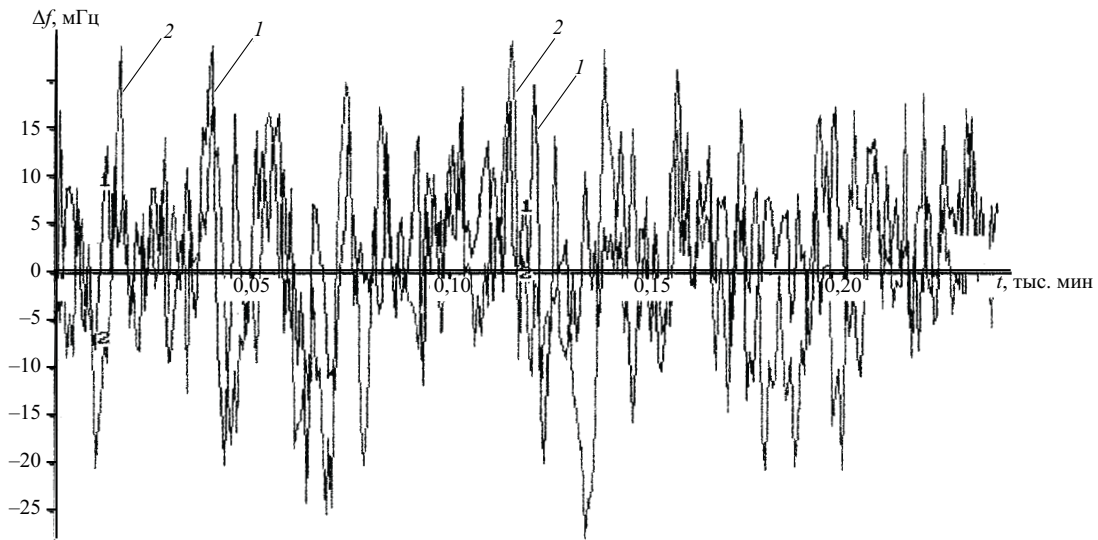
Более низкий уровень стабилизации частоты в ЭЭС России обусловлен не только более низкими требованиями ГОСТ к ее качеству и ПТЭ к системам регулирования энергоблоков<sup>2</sup>. В прошлом году в течение длительного времени не обеспечивалось выполнение даже этих требований. Из-за трудностей с топливоснабжением электростанций в продолжение почти месяца (с середины ноября до середины декабря) средний уровень частоты в течение всего рабочего дня был ниже 49,8 Гц, а в отдельные дни (с 23/XI по 2/XII) опускался ниже предельного (49,6 Гц) и достигал 49,5 Гц. Принятыми РАО “ЭЭС России” организационными мерами указанные трудности были, в основном, преодолены и в наступившем году средний уровень частоты стал отвечать требованиям стандарта. Появилась возможность оценивать качество работы систем регулирования частоты.

Как показывают наблюдения, наиболее благоприятным по качеству частоты был месяц март: средний за рабочий день (8 ч 00 мин – 16 ч 00 мин) уровень частоты отклонялся от 50 Гц в марте не более чем на  $\pm 8$  мГц, а продолжительность отклонения за пределы  $\pm 20$  мГц не превышала соответственно +5,9 и – 4,4% всего времени наблюдения за месяц. В апреле эти показатели ухудшились (+ 21,5; – 46,6 мГц и – 27,5%), однако в отдельные дни и в апреле регистрировалась успешная работа системы автоматического регулирования частоты. Для примера на рис. 2 приведен график отклонения частоты от 50 Гц по регистрации в С.-Петербурге в пятницу 7 апреля (два четырехчасовых сеанса с 8 ч 00 мин до 16 ч 00 мин). Видно, что средний уровень частоты практически не отличался от 50 Гц, отклонения от среднего не выходили за пределы  $\pm 25$  – 30 мГц, а среднеквадратическое отклонение не превышало в среднем 9 мГц. Продолжительность отклонения частоты, превышающего  $\pm 20$  мГц, была немногим более 1 – 1,5% времени наблюдения. Качество частоты здесь ничуть не хуже регистрируемого теми же приборами на Западе и соответствует требованиям UCРTE. В марте аналогичные результаты имели место в течение многих дней.

К сожалению, в другие рабочие дни апреля качество частоты было хуже, а в мае продолжало ухудшаться. В первой половине мая, например, качество частоты, подобное показанному на рис. 2, не наблюдалось ни разу. Характерные для этого периода графики частоты показаны на рис. 3, 4 и 5 по регистрации в четверг 27 апреля, в понедельник 15 и вторник 16 мая. Как видно, частота здесь соответствует требованиям ГОСТ: за пределы – 200 мГц не отклоняется либо отклоняется на непродолжительное время, но видно также, что в от-

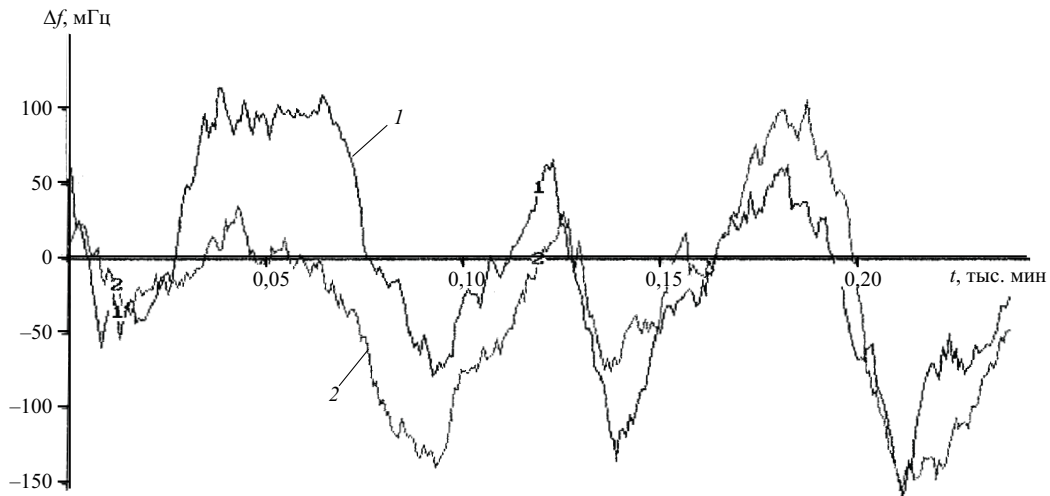
<sup>2</sup> Для систем регулирования турбин допускается зона нечувствительности по частоте вращения  $\pm 150$  мГц [3].





**Рис. 2. График отклонения частоты от 50 Гц (С.-Петербург, пятница 7/IV 2000 г.):**

1 – 8 ч 00 мин – 12 ч 00 мин, математическое ожидание 50,002 Гц, среднеквадратическое отклонение 7,7 мГц; 2 – 12 ч 00 мин – 16 ч 00 мин, математическое ожидание 50,0 Гц, среднеквадратическое отклонение 10,4 мГц



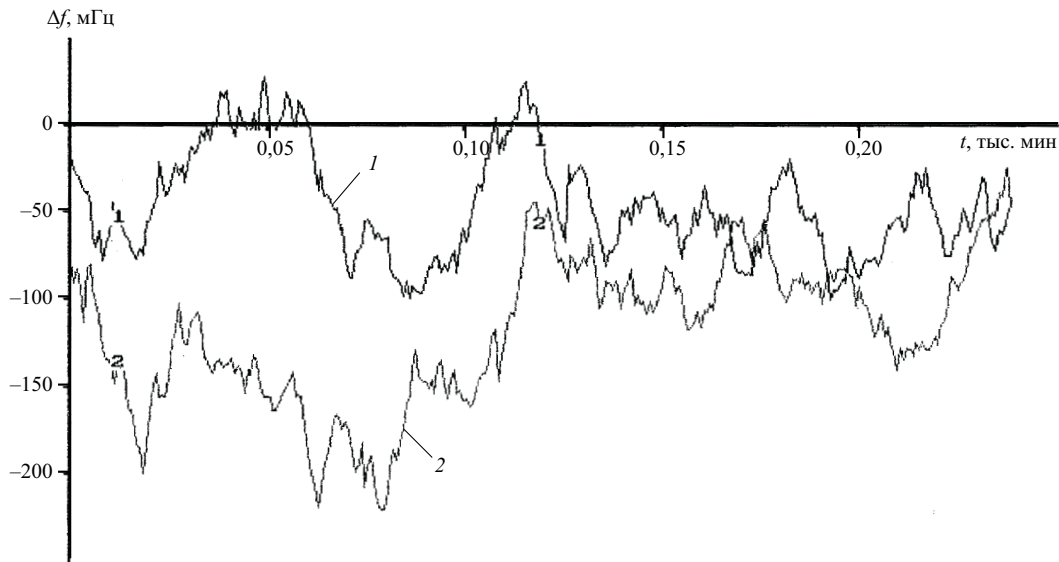
**Рис. 3. График отклонения частоты от 50 Гц (С.-Петербург, четверг 27/IV 2000 г.):**

1 – 8 ч 00 мин – 12 ч 00 мин, математическое ожидание 49,993 Гц, среднеквадратическое отклонение 63,8 мГц; 2 – 12 ч 00 мин – 16 ч 00 мин, математическое ожидание 49,97 Гц, среднеквадратическое отклонение 60,4 мГц

личие от показанных на [рис. 2](#) процессов автоматического регулирования частоты здесь практически отсутствует.

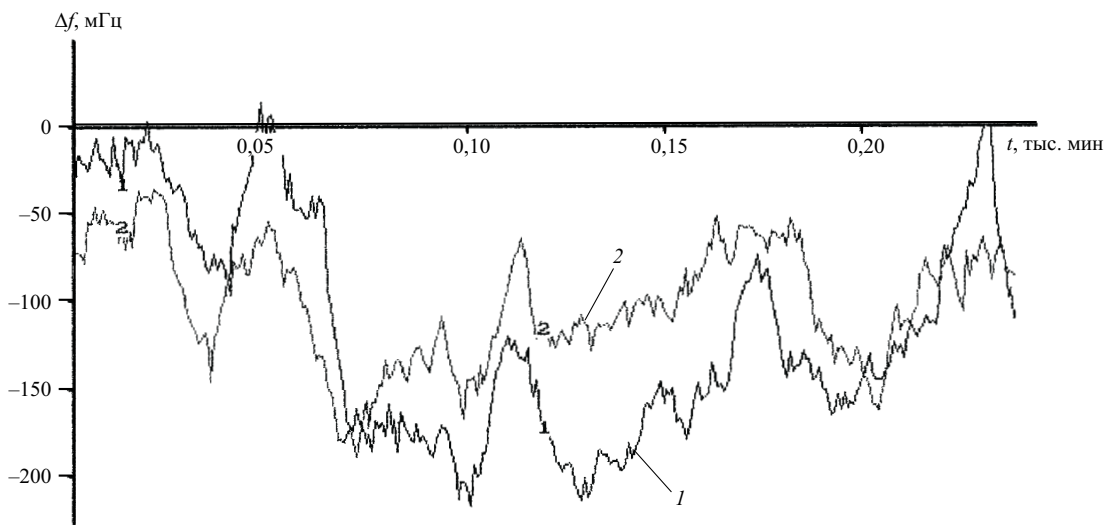
Не вдаваясь в обсуждение причин и обстоятельств, вынуждающих эксплуатацию прибегать к ручной корректировке частоты, из приведенных данных можно сделать главный вывод: имеющиеся возможности техники управления генерацией в ЕЭС России позволяют уже сейчас существенно повысить качество частоты в объединении, приблизить его практически к западноевропейскому уровню. Для этого необходимо повысить работоспособность и эффективность автоматического регулирования частоты и активной мощности, и, в

первую очередь, системы вторичного регулирования: обеспечить ее необходимым резервами для поддержания среднего значения частоты на уровне 50 Гц, привлекая к регулированию не только ГЭС, но и ТЭС, улучшить организационную структуру системы и техническое состояние оборудования и повысить ее быстродействие для подавления медленных отклонений частоты с периодом 15 мин и более. Анализ частотного спектра процесса, изображенного на [рис. 1](#), показывает, что удаление из него подобных низкочастотных колебаний позволило бы еще более стабилизировать частоту, снизить ее среднеквадратическое отклонение.



**Рис. 4.** График отклонения частоты от 50 Гц (С.-Петербург, понедельник 15/V 2000 г.):

1 — 8 ч 00 мин — 12 ч 00 мин, математическое ожидание 49,954 Гц, среднеквадратическое отклонение 29,4 мГц; 2 — 12 ч 00 мин — 16 ч 00 мин, математическое ожидание 49,882 Гц, среднеквадратическое отклонение 41,7 мГц



**Рис. 5.** График отклонения частоты от 50 Гц (С.-Петербург, вторник 16/V 2000 г.):

1 — 8 ч 00 мин — 12 ч 00 мин, математическое ожидание 49,886 Гц, среднеквадратическое отклонение 63,6 мГц; 2 — 12 ч 00 мин — 16 ч 00 мин, математическое ожидание 49,898 Гц, среднеквадратическое отклонение 34,0 мГц

Если с подавлением низкочастотной части спектра эксплуатационных колебаний частоты достаточно эффективно может справляться система вторичного регулирования, то подавление быстрых эксплуатационных и, что более существенно, аварийных отклонений частоты целиком возлагается, как известно, на первичное регулирование частоты и мощности.

Высокая скорость реализации вращающегося резерва мощности в концентрированной энергосистеме, какой является ОЭС УСРТЕ, необходима, как уже отмечалось, для предотвращения аварий-

ного динамического снижения частоты до уровня АЧР. В протяженной неконцентрированной энергосистеме, какой является ОЭС России, вращающийся резерв мощности, если не допускать управление нагрузкой, также должен по величине и скорости реализации обеспечивать ликвидацию максимального вероятного аварийного дефицита генерации у любого партнера без действия АЧР. Дополнительным условием для этого является здесь необходимость дополнительного запаса пропускной способности межсистемных связей для

передачи в дефицитную энергосистему потоков аварийной взаимопомощи.

Как известно, аварийный дефицит в объединенной энергосистеме в первый момент распределяется в виде дополнительной нагрузки на электростанции аварийной энергосистемы и только вследствие нечувствительности и инерционности систем регулирования мощности генерации на этих станциях в процесс вовлекаются электростанции остальных энергосистем, даже в тех случаях, когда аварийная энергосистема располагает собственными резервами для покрытия возникшего дефицита. Учитывая случайный характер величины и места возникновения аварийного дефицита в сложной протяженной энергосистеме, изменчивость ее структуры и разнообразие режимов работы, трудно гарантировать постоянное наличие необходимых резервов пропускной способности всех связей и безопасность “волны частоты”, охватывающей без необходимости каждый раз все энергосистемы. В эксплуатации встречались случаи, когда вследствие недостаточного участия электростанций в первичном регулировании мощности и недостаточной приемистости энергоблоков (наличия больших зон нечувствительности и статизмов систем регулирования) аварии получали развитие за тысячи километров от места их возникновения.

Поэтому для надежной параллельной работы энергосистем в составе ЕЭС России важное значение имеет проблема локализации аварийных возмущений. Необходимо создание условий, при которых аварийные дефициты мощности, не превышающие располагаемых резервов первичного регулирования в аварийной энергосистеме, покрывались ею прежде всего собственными резервами, с минимальным вовлечением в переходный процесс остальных энергосистем. Обследование оборудования и систем автоматического регулирования, проведенное фирмой ОРГРЭС в связи с подготовкой к параллельной работе ЕЭС России с западными энергообъединениями, выявило ряд технических и организационно-технических причин недоиспользования энергоблоков для системного регулирования частоты, устранение которых позволит обеспечить необходимую эффективность первичного и вторичного регулирования [4].

## Выводы

Анализ подтверждает эффективность мероприятий РАО “ЕЭС России” по стабилизации частоты в энергосистеме. Однако считать эту проблему решенной преждевременно.

Качество частоты в ЕЭС России может быть повышено практически до западноевропейского уровня стабилизацией среднего значения и подавлением низкочастотной части спектра колебаний средствами вторичного регулирования. Для этого необходимо обеспечить постоянную работоспособность системы автоматического регулирования и повысить ее быстродействие.

Стабилизация частоты в области быстрых “секундных” колебаний и повышение приемистости энергоблоков для обеспечения необходимой скорости реализации вращающихся резервов требуют повышения эффективности системы первичного регулирования и, в том числе, участия в первичном регулировании всех пригодных для этого энергоблоков, постоянного поддержания на этих блоках заданного вращающегося резерва мощности и сокращения зон нечувствительности и уменьшения статизмов регуляторов этих блоков.

Модернизация систем управления энергоблоков и достигаемое при этом повышение управляемости генерацией имеют важное значение для обеспечения надежной параллельной работы энергосистем в составе ЕЭС России и будут полезны независимо от перспектив создания синхронных связей ЕЭС с зарубежными энергообъединениями.

## Список литературы

1. *ГОСТ 13109–97*. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. ИПК Издательство стандартов, 1998.
2. *Spielregeln zur Primären und Sekundären Frequenz- und Wirkleistungsregelung in UCPT*. Union für die Koordinierung der Erzeugung und des Transportes elektrischer Energie. Überarbeitung 20 März 1998.
3. *Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей*. М.: Энергоиздат, 1989.
4. *О технических аспектах подготовки к параллельной работе ЕЭС России с энергообъединениями Европы* / Кучеров Ю. Н., Бондаренко А. Ф., Коган Ф. Л. и др. – *Электричество*, 2000, № 1.

## Взаимовлияние двухцепных воздушных линий и их воздействие на режим электрических систем

Мисриханов М. Ш., доктор техн. наук, Попов В. А., канд. техн. наук, Якимчук Н. Н., Медов Р. В., инженеры

Южэнерго – Вятский государственный технический университет

На отдельных участках электрической сети, например, на выходах с распределительных устройств электрических станций и подстанций, воздушные линии электропередачи располагаются в непосредственной близости друг от друга и идут параллельно на некотором протяжении. При уменьшенных расстояниях между осями параллельных ВЛ становится заметным влияние цепей друг на друга через взаимную индуктивность и емкость. Наиболее заметным такое влияние оказывается на двухцепных ВЛ, когда цепи находятся на одной опоре и расстояние между ними определяется длиной траверс опоры. Достаточно длинные двухцепные ВЛ чаще встречаются в сетях 35, 110 и 220 кВ; используются они и при напряжении 330 кВ.

Как показывает опыт эксплуатации, такие линии оказывают существенное влияние на режимы работы электроэнергетических систем (ЭЭС). Это влияние приходится учитывать при производстве ремонтных работ, при выборе уставок релейной защиты, при расчете управляющего воздействия противоаварийной автоматики, а также при оперативном ведении и корректировке текущих режимов энергосистем [1].

В проектной практике также известны различные предложения по использованию взаимовлияния линий для увеличения пропускной способности двухцепных ВЛ путем оптимального размещения проводов [2]. При этом снижение эквивалентного индуктивного сопротивления достигается за счет рационального использования взаимного влияния между цепями. При изменении расположения фазных проводов двухцепных ВЛ на опорах соответствующим образом может быть снижена несимметрия фазных величин [3].

Как видно из сказанного, исследование и учет взаимного влияния линий электропередачи при проектировании и эксплуатации электрических систем, а также разработка единой методики и программного обеспечения для расчета режимов ЭЭС с учетом такого влияния ВЛ различных классов напряжений и их конструктивного исполнения являются актуальными проблемами современной электроэнергетики.

Настоящая статья посвящена анализу взаимовлияния двухцепных ВЛ на потокораспределение активной и реактивной мощности электрической сети и значения несимметрии фазных токов, а так-

же установлению основных закономерностей такого влияния на удельные параметры линий. Рассматриваются также изменения параметров сети и соответственно потокораспределения от расположения фазных проводов на опорах двухцепных ВЛ. Для исследования этих вопросов наиболее универсальным является метод расчета в фазных координатах [4, 5, 6], который взят за основу в данной статье.

Двухцепную линию электропередачи длиной в 1 км можно промоделировать в виде матрицы собственных и взаимных фазных удельных сопротивлений

$$Z_{\text{в}} = \begin{matrix} & & \begin{matrix} \text{I цепь} \\ A & B & C \end{matrix} & \begin{matrix} \text{II цепь} \\ a & b & c \end{matrix} \\ \begin{matrix} \text{I цепь} \\ A \\ B \\ C \\ a \\ b \\ c \end{matrix} & \begin{matrix} Z_A & Z_{AB} & Z_{AC} \\ Z_{BA} & Z_B & Z_{BC} \\ Z_{CA} & Z_{CB} & Z_C \\ Z_{aA} & Z_{aB} & Z_{aC} \\ Z_{bA} & Z_{bB} & Z_{bC} \\ Z_{cA} & Z_{cB} & Z_{cC} \end{matrix} & \begin{matrix} Z_{Aa} & Z_{Ab} & Z_{Ac} \\ Z_{Ba} & Z_{Bb} & Z_{Bc} \\ Z_{Ca} & Z_{Cb} & Z_{Cc} \\ Z_a & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_b & Z_b & Z_{bc} \\ Z_c & Z_{cb} & Z_c \end{matrix} \end{matrix}, \quad (1)$$

где  $Z_i = r_{\text{п}} + r_3 + j0,145 \lg(D_3/\rho_{\text{эп}})$  – собственные удельные сопротивления фаз ВЛ (диагональные элементы матрицы), Ом/км;  $Z_{ij} = 0,05 + j0,145 \lg(D_3/d)$  – взаимные удельные сопротивления между двумя фазами (недиагональные элементы), Ом/км; ( $i, j = A, B, C$ );  $r_{\text{п}}$  – удельное активное сопротивление провода, Ом/км;  $D_3$  – эквивалентная глубина возврата тока нулевой последовательности через землю, м;  $\rho_{\text{эп}}$  – эквивалентный радиус провода, м;  $r_3 = 0,05$  – сопротивление, учитывающее потери активной мощности в земле от протекающего в ней тока, Ом/км;  $d$  – расстояние между проводами, м.

После преобразования (1) в симметричные составляющие получаем

$$Z_{120} = \begin{bmatrix} C^{-1} & \\ & C^{-1} \end{bmatrix} \cdot Z_{\text{в}} \cdot \begin{bmatrix} C & \\ & C \end{bmatrix}, \quad (2)$$

$$\text{где } C = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix}; \quad C^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix};$$

$$a = -0,5 + j \frac{\sqrt{3}}{2}; \quad a^2 = -0,5 - j \frac{\sqrt{3}}{2}.$$

		I			II			
		1	2	0	1	2	0	
I	1	$Z_1^I$	$Z_{12}^I$	$Z_{10}^I$	$Z_{11}^{I-II}$	$Z_{12}^{I-II}$	$Z_{10}^{I-II}$	· (3, a)
	2	$Z_{21}^{II}$	$Z_2^I$	$Z_{20}^I$	$Z_{21}^{I-II}$	$Z_{22}^{I-II}$	$Z_{20}^{I-II}$	
	0	$Z_{01}^I$	$Z_{02}^I$	$Z_0^I$	$Z_{01}^{I-II}$	$Z_{02}^{I-II}$	$Z_{00}^{I-II}$	
II	1	$Z_{11}^{II-I}$	$Z_{12}^{II-I}$	$Z_{10}^{II-I}$	$Z_1^{II}$	$Z_{12}^{II}$	$Z_{10}^{II}$	
	2	$Z_{21}^{II-I}$	$Z_{22}^{II-I}$	$Z_{20}^{II-I}$	$Z_{21}^{II}$	$Z_2^{II}$	$Z_{20}^{II}$	
	0	$Z_{01}^{II-I}$	$Z_{02}^{II-I}$	$Z_{00}^{II-I}$	$Z_{01}^{II}$	$Z_{02}^{II}$	$Z_0^{II}$	

Аналогично преобразуются удельные емкостные проводимости в симметричные составляющие

		I			II			
		1	2	0	1	2	0	
I	1	$Y_1^I$	$Y_{12}^I$	$Y_{10}^I$	$Y_{11}^{I-II}$	$Y_{12}^{I-II}$	$Y_{10}^{I-II}$	· (3, б)
	2	$Y_{21}^I$	$Y_2^I$	$Y_{20}^I$	$Y_{21}^{I-II}$	$Y_{22}^{I-II}$	$Y_{20}^{I-II}$	
	0	$Y_{01}^I$	$Y_{02}^I$	$Y_0^I$	$Y_{01}^{I-II}$	$Y_{02}^{I-II}$	$Y_{00}^{I-II}$	
II	1	$Y_{11}^{II-I}$	$Y_{12}^{II-I}$	$Y_{10}^{II-I}$	$Y_1^{II}$	$Y_{12}^{II}$	$Y_{10}^{II}$	
	2	$Y_{21}^{II-I}$	$Y_{22}^{II-I}$	$Y_{20}^{II-I}$	$Y_{21}^{II}$	$Y_2^{II}$	$Y_{20}^{II}$	
	0	$Y_{01}^{II-I}$	$Y_{02}^{II-I}$	$Y_{00}^{II-I}$	$Y_{01}^{II}$	$Y_{02}^{II}$	$Y_0^{II}$	

где  $Z_1^I, Z_1^{II} (Y_1^I, Y_1^{II})$  – собственные сопротивления (проводимости) прямой последовательности;  $Z_{11}^{I-II}, Z_{11}^{II-I}, (Y_{11}^{I-II}, Y_{11}^{II-I})$  – взаимные сопротивления (проводимости) прямой последовательности.

Параметрами обратной и нулевой последовательностей ВЛ пока пренебрегаем.

Как видно из выражений (3, a) и (3, б), эквивалентное продольное сопротивление двух параллельных ВЛ определяется как собственными сопротивлениями цепей, так и взаимными сопротивлениями между ними. При изменении расстояний между фазными проводами цепей изменяются  $x_\Sigma$  и  $b_\Sigma$ , а вместе с ними и натуральная мощность двухцепной ВЛ  $P_{\text{нат}}$ , которую без учета активных потерь можно записать в виде

$$P_{\text{нат}} = U_{\text{ном}}^2 / Z_c, \quad (4)$$

где  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение ВЛ;  $Z_c = \sqrt{x_\Sigma / b_\Sigma}$  – волновое сопротивление ВЛ;  $x_\Sigma = \text{Im}(Z_\Sigma)$ ,  $b_\Sigma = \text{Im}(Y_\Sigma)$  – эквивалентные удельные индуктивное сопротивление и емкостная проводимость двухцепной ВЛ.

При исследовании вопросов, связанных с изменением натуральной мощности воздушной линии, рассматривается ее симметричный нагрузочный режим, а значит, используются только удельные параметры прямой последовательности. У двух-

цепных ВЛ расстояние между цепями соизмеримо с междуфазными расстояниями, поэтому взаимное сопротивление в схеме прямой последовательности может достигать существенной величины и оказывать заметное влияние на условия работы линий. В связи с этим для двухцепной ВЛ эквивалентные сопротивление и проводимость принимают следующий вид:

$$Z_\Sigma = \frac{Z_1^I Z_1^{II} - Z_{11}^{I-II} Z_{11}^{II-I}}{Z_1^I + Z_1^{II} - Z_{11}^{I-II} - Z_{11}^{II-I}}; \quad (5)$$

$$Y_\Sigma = Y_1^I + Y_1^{II} + Y_1^{I-II} + Y_1^{II-I}. \quad (6)$$

Согласно [2, 3] имеется шесть различных вариантов расположения проводов на двухцепной опоре (рис. 1). Для пяти из них в соответствии с выражениями (1), (3, a) и (3, б) влияния цепей друг на друга неодинаковы:  $Z_{11}^{I-II} \neq Z_{11}^{II-I} (Y_{11}^{I-II} \neq Y_{11}^{II-I})$ , что вызывает неравномерное потокораспределение мощностей по ВЛ.

Анализ влияния расположения фаз двухцепной ВЛ на изменение ее натуральной мощности проводится для линий напряжением 330, 220 и 110 кВ, данные которых приведены в табл. 1 и на рис. 2 [7].

В табл. 1 фазы каждой цепи ВЛ 330 кВ расщеплены на два провода, удельное активное сопротивление фазы равно 0,0375 Ом, а эквивалентный радиус – 74,162 мм.

По результатам расчетов параметров двухцепных ВЛ 330, 220 и 110 кВ при различных вариантах размещения фазных проводов на опорах в соответствии с рис. 1 определены значения натуральной мощности. Расчеты показали (табл. 2), что наибольший эффект от изменения расположения фазных проводов достигается на двухцепных ВЛ более высокого напряжения. Перестановка фаз по варианту рис. 1, e по сравнению с наиболее распространенным вариантом рис. 1, a позволяет увеличить натуральную мощность двухцепной ВЛ 330 кВ на 10% (с 712,67 до 783,68 МВт), ВЛ 220 кВ – также на 10% (с 234,13 до 257,62 МВт), ВЛ 110 кВ – на 5% (с 60,48 до 63,51 МВт). Размещение фазных проводов двухцепных ВЛ в соответствии с вариантом рис. 1, e при значительных перетоках активной мощности по ним способствует уменьшению потерь напряжения и снижению потоков реактивной мощности.

В большей степени взаимовлияние параллельных цепей проявляется на компактных двухцепных линиях, у которых уменьшены междуфазные расстояния. Методом фазных координат были проанализированы изменения от перестановки фаз параметров компактной ВЛ 330 кВ, смонтированной на специальных опорах 380 кВ (Италия) [8]. Было выявлено, что при переходе от варианта под-

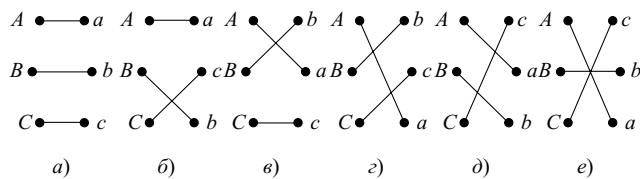


Рис. 1. Варианты фазировки двухцепной ВЛ:

*a* – осевая симметрия фаз; *б, в* – перемена мест двух фаз; *г, д* – круговая перестановка фаз одной цепи; *е* – центральная симметрия фаз

вески проводов рис. 1, *а* к варианту рис. 1, *е* натуральная мощность увеличивается на 12%.

Известно, что в установившихся режимах работы двухцепной ВЛ наряду с токами и напряжениями прямой последовательности возникают составляющие обратной и нулевой последовательностей, обусловленные различием параметров фаз линий [3]. Такая несимметрия может привести к срабатыванию пусковых органов устройств релейной защиты в нормальных режимах работы линии и их излишней работе в аварийных режимах. Проанализировав значения токов и напряжений двухцепной ВЛ при различных вариантах размещения ее фаз, можно выявить способ подвески проводов, при котором взаимное влияние цепей приводит к снижению этой несимметрии. В некоторых случаях это может послужить основанием для отказа от транспозиции достаточно длинных двухцепных ВЛ.

Анализ зависимости несимметрии от расположения фаз производился для двухцепных ВЛ напряжением 110, 220 и 330 кВ. Типы опор и марки проводов ВЛ приведены в табл. 1. Схема замещения сети принималась простейшей и содержала двухцепную линию с концевыми реактивностями систем, соответствующими натуральной мощности двухцепной ВЛ данного класса напряжения. Значения сопротивлений схемы замещения приведены в табл. 3. В расчетах ЭДС по концам передачи принимались такими, чтобы обеспечить требуемый переток мощности.

Максимальное значение токов обратной последовательности в цепях наблюдается в случае перемены мест двух фаз одной из цепей (рис. 1, *б* и *в*), а максимальное значение суммарного тока обратной последовательности имеет место при осевой

симметрии фаз цепей (рис. 1, *а*). Минимальное значение тока обратной последовательности за пределами двухцепной ВЛ протекает при центральной симметрии фаз (рис. 1, *е*). Токи нулевой последовательности в параллельных цепях и во внешней сети максимальны при перемене мест фаз *A* и *B* (рис. 1, *в*). Минимальный ток нулевой последовательности в каждой цепи протекает при осевой симметрии фаз (рис. 1, *а*), за пределами двухцепной ВЛ – при перемене мест фаз *B* и *C* (рис. 1, *б*).

Оценивая оптимальные варианты подвески проводов, следует исходить из обеспечения минимума токов как обратной, так и нулевой последовательности. Фазировка ВЛ 330 кВ по вариантам рис. 1, *г* и *д* приводит к снижению до минимума сквозного (суммарного) тока обратной последовательности, однако при этом токи обратной последовательности в цепях возрастают до 6,55%. Более предпочтителен здесь вариант фазировки по рис. 1, *е*, при котором по сравнению с вариантами рис. 1, *г* и *д* сквозной ток незначительно увеличивается, однако токи в цепях снижаются до 1,74%. Для ВЛ 220 и 110 кВ вариант по рис. 1, *е* обеспечивает минимум токов обратной последовательности как в отдельных цепях, так и их суммы.

Ток нулевой последовательности во внешней сети при перемене фазировки изменяется незначи-

Т а б л и ц а 2

Параметры двухцепных ВЛ при различных вариантах расположения фазных проводов на опорах

Вариант расположения фаз (по рис. 1)	$Z_{\Sigma}$ , Ом/км	$b_{\Sigma}$ , мкСм/км	$P_{\text{натур}}$ , МВт
ВЛ 330 кВ			
1, <i>a</i>	0,0188 + <i>j</i> 0,1629	<i>j</i> 6,9766	712,6713
1, <i>б</i>	0,0188 + <i>j</i> 0,1589	<i>j</i> 7,1410	730,0380
1, <i>в</i>	0,0188 + <i>j</i> 0,1571	<i>j</i> 7,2282	738,6775
1, <i>г</i>	0,0188 + <i>j</i> 0,1499	<i>j</i> 7,4950	770,0393
1, <i>д</i>	0,0188 + <i>j</i> 0,1499	<i>j</i> 7,4950	770,0393
1, <i>е</i>	0,0188 + <i>j</i> 0,1467	<i>j</i> 7,5972	783,6815
ВЛ 220 кВ			
1, <i>a</i>	0,0510 + <i>j</i> 0,2194	<i>j</i> 5,1342	234,1334
1, <i>б</i>	0,0511 + <i>j</i> 0,2133	<i>j</i> 5,2684	240,5411
1, <i>в</i>	0,0511 + <i>j</i> 0,2119	<i>j</i> 5,3142	242,3811
1, <i>г</i>	0,0511 + <i>j</i> 0,2018	<i>j</i> 5,5276	253,3104
1, <i>д</i>	0,0511 + <i>j</i> 0,2018	<i>j</i> 5,5276	253,3104
1, <i>е</i>	0,0510 + <i>j</i> 0,1979	<i>j</i> 5,6066	257,6157
ВЛ 110 кВ			
1, <i>a</i>	0,1530 + <i>j</i> 0,1990	4,9712	60,4769
1, <i>б</i>	0,1532 + <i>j</i> 0,2062	5,1572	60,5129
1, <i>в</i>	0,1532 + <i>j</i> 0,2062	5,1600	60,5293
1, <i>г</i>	0,1533 + <i>j</i> 0,2053	5,4374	62,2711
1, <i>д</i>	0,1533 + <i>j</i> 0,2053	5,4374	62,2711
1, <i>е</i>	0,1530 + <i>j</i> 0,2007	5,5288	63,5078

Т а б л и ц а 1

Исходные данные для определения натуральной мощности двухцепных ВЛ

Класс напряжения, кВ	Длина, км	Тип опор	Марка провода
330	100	П330-2	2 × АС 400/51
220	100	П220-2	АС 300/66
110	50	П110-2	АС 95/16

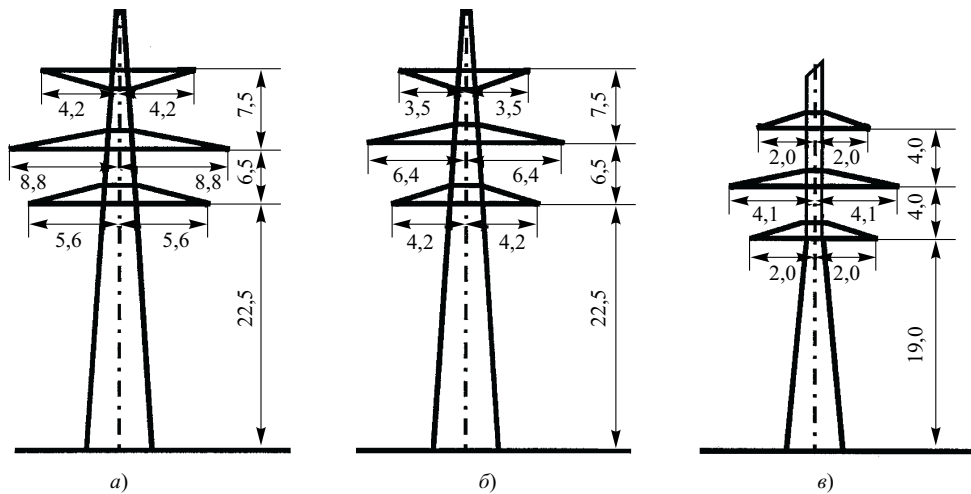


Рис. 2. Двухцепные опоры (расстояния указаны в метрах):

а – ПЗ30-2; б – П220-2; в – П110-2

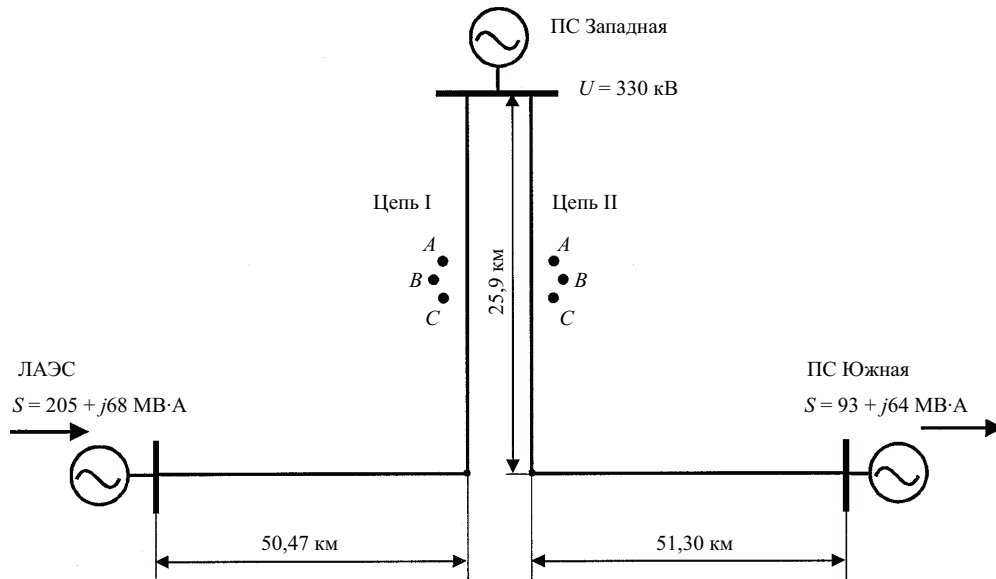


Рис. 3. Двухцепное ответвление от ВЛ к транзитной подстанции

тельно и остается на минимальном уровне (менее 0,5%). Однако при любых вариантах фазировки, кроме рис. 1, а и е, заметно возрастают токи нулевой последовательности в отдельных цепях (до 5,47% в ВЛ 330 кВ). Напряжения обратной и нулевой последовательностей по концам двухцепной ВЛ при любом размещении фаз не превышают 0,1%.

Для компактной ВЛ 330 кВ с уменьшенными междуфазными расстояниями токи обратной последовательности при вариантах подвески проводов по рис. 1, а и е в среднем превышают в 2 раза соответствующие токи обычной двухцепной ВЛ. При остальных вариантах они приблизительно равны. Токи нулевой последовательности компак-

тной линии при любом способе размещения фаз больше токов обычной линии в 2 раза.

Таким образом, двухцепные ВЛ не вносят значительной несимметрии токов и напряжений за их

Т а б л и ц а 3

Сопротивления примыкающих систем, соответствующие натуральной мощности двухцепной ВЛ

Класс напряжения, кВ	Натуральная мощность двухцепной ВЛ, МВт	Сопротивление системы	
		отн.ед.	Ом
330	713	0,4	61,09
220	234	0,4	82,74
110	60	0,4	80,67

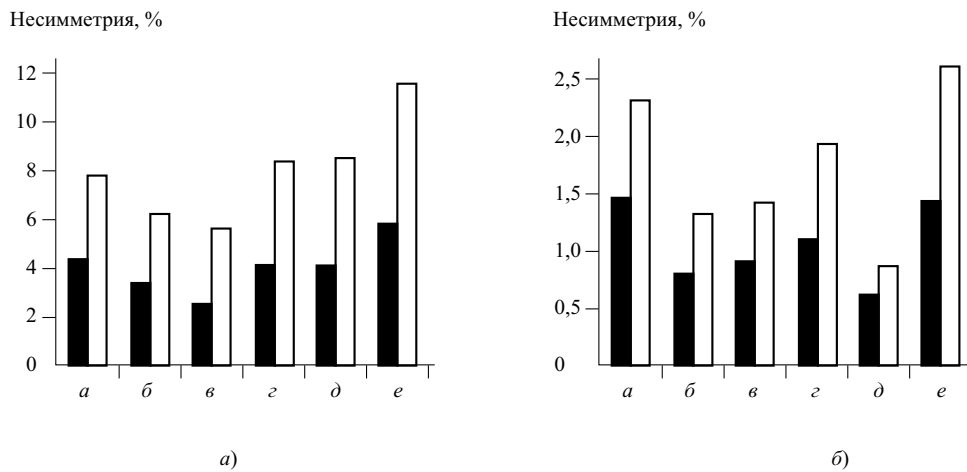


Рис. 4. Изменение токов симметричных составляющих при различных вариантах фазировки двухцепной ВЛ в схеме рис. 3:

а – обратная последовательность; б – нулевая последовательность; ■ – цепь I; □ – цепь II

пределами. В то же время несимметрия токов в параллельных цепях линии при всех вариантах расположения фаз, кроме рис. 1, а и е, достигает значительной величины, что может отрицательно сказаться на работе устройств релейной защиты. Для снижения токов обратной и нулевой последовательностей в параллельных цепях двухцепной ВЛ

наиболее рациональным представляется расположение проводов согласно рис. 1, е (центральная симметрия одноименных фаз), что совпадает с выводами [3].

Однако для этих линий имеются особенности не только при установившихся нагрузочных режимах, но и при КЗ на землю. Из результатов расчета

Т а б л и ц а 4

Токи различных последовательностей в параллельных цепях двухцепной ВЛ при однофазном КЗ на шинах приемной подстанции

Расположения фаз в соответствии с рис. 1	Ток в цепи I (фазы А, В, С на рис. 1)			Ток в цепи II (фазы а, б, с на рис. 1)			Разность токов цепей		
	1	2	0	1	2	0	1	2	0
ВЛ 330 кВ +									
1, а	303,86∠-85,97	303,86∠-85,97	303,86∠-85,97	303,86∠-85,97	303,86∠-85,97	303,86∠-85,97	0	0	0
1, б	301,76∠-79,89	301,06∠267,53	303,98∠-86,26	310,19∠267,54	310,90∠-79,89	304,29∠-86,26	67,51∠10,95	67,54∠-169,28	0,31∠93,74
1, в	327,16∠-85,51	327,34∠-85,66	281,16∠-86,51	291,91∠-86,50	291,72∠-86,32	337,91∠-85,53	35,65∠-77,38	35,80∠-80,27	56,99∠99,31
1, г	324,31∠-82,33	328,63∠-89,48	280,24∠-86,83	296,46∠269,48	291,67∠-82,59	338,97∠-85,75	52,31∠-28,50	52,44∠-131,33	59,02∠99,38
1, д	312,73∠-84,20	315,33∠-87,94	303,17∠-86,28	308,36∠-88,17	305,68∠-84,36	317,54∠-86,07	21,95∠-7,66	21,66∠-149,71	14,41∠98,35
1, е	314,14∠-86,26	313,96∠-85,85	303,30∠-86,27	306,50∠-86,03	306,68∠-86,45	317,34∠-86,03	7,74∠-95,41	7,97∠-62,09	14,10∠99,14
ВЛ 220 кВ									
1, а	159,52∠-85,43	159,52∠-85,43	159,52∠-85,43	159,52∠-85,43	159,52∠-85,43	159,52∠-85,43	0	0	0
1, б	156,42∠-79,56	164,57∠268,47	159,54∠-85,70	164,65∠268,48	156,50∠-79,56	159,79∠-85,69	34,44∠18,21	34,43∠-162,06	0,25∠100,67
1, в	168,27∠-85,34	167,74∠-84,48	151,12∠-86,29	155,84∠-85,50	156,41∠-86,42	173,02∠-84,65	12,44∠-83,33	12,59∠-59,60	22,38∠106,49
1, г	165,23∠-81,06	170,63∠-89,45	150,75∠-86,66	160,10∠269,51	154,37∠-81,55	173,52∠-84,86	27,23∠-6,60	27,65∠-139,57	23,33∠106,85
1, д	163,14∠-84,28	164,92∠-86,68	160,10∠-85,80	162,83∠-86,92	161,03∠-84,49	165,79∠-85,41	7,52∠2,04	7,34∠-143,60	5,80∠104,43
1, е	163,84∠-85,20	164,35∠-85,82	160,17∠-85,82	162,03∠-86,02	161,53∠-85,39	165,70∠-85,40	2,95∠-33,43	3,07∠-109,05	5,66∠106,58
ВЛ 110 кВ									
1, а	97,99∠-85,56	97,99∠-84,56	97,99∠-84,56	97,99∠-84,56	97,99∠-84,56	97,99∠-84,56	0	0	0
1, б	93,70∠-80,74	102,76∠-88,24	97,93∠-84,69	102,77∠-88,23	93,71∠-80,73	98,12∠-84,63	15,70∠40,71	15,72∠-139,42	0,22∠123,72
1, в	102,46∠-84,24	100,72∠-82,66	93,91∠86,55	95,53∠-84,82	97,38∠-86,44	104,19∠-82,68	7,00∠-76,30	7,34∠-21,61	12,26∠-128,45
1, г	98,41∠-80,69	105,01∠-86,56	93,82∠-86,83	100,07∠-88,53	93,13∠-82,48	104,32∠-82,67	13,67∠12,35	13,81∠-115,23	12,72∠129,67
1, д	99,35∠-84,79	98,98∠-84,49	99,19∠-84,64	99,22∠-84,44	99,60∠-84,73	99,38∠-84,58	0,62∠-162,52	0,75∠61,54	0,22∠124,08
1, е	99,26∠-84,63	99,27∠-84,62	99,29∠-84,63	99,31∠-84,62	99,31∠-84,64	99,29∠-84,63	0,05∠114,49	0,05∠54,46	0



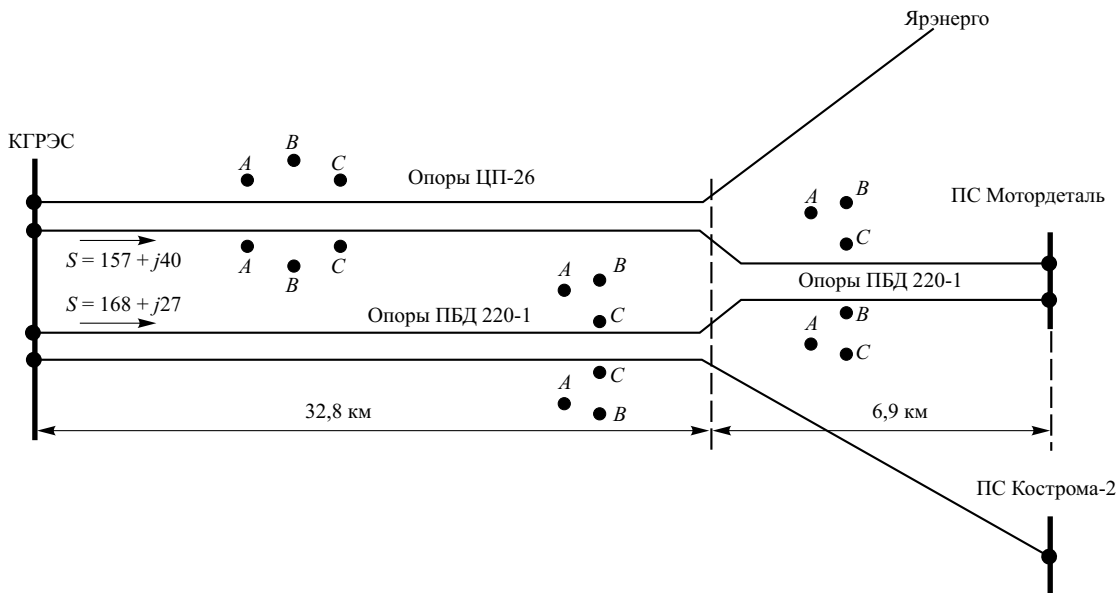


Рис. 5. Влияние двухцепных ВЛ на перераспределение потоков мощности в параллельных цепях

токов однофазного КЗ на шинах приемной ПС (табл. 4) следует, что во всех случаях, кроме рис. 1, а, появляется разность токов нулевой последовательности параллельных ВЛ, которая увеличивает токи небаланса устанавливаемой на ВЛ поперечной дифференциальной защиты из появления “циркулирующих токов” [4]. Максимальная разность токов имеет место при расположении проводов в соответствии с рис. 1, г, д и составляет 59,02 А для ВЛ 330 кВ, 23,33 – для ВЛ 220 кВ, 12,72 А – для ВЛ 110 кВ. Размещение фаз в соответствии с вариантом рис. 1, е, обеспечивающим максимум натуральной мощности и минимальную несимметрию токов в установившемся режиме, не приводит к значительному увеличению разности токов нулевой последовательности при однофазных КЗ.

Таким образом, для параллельных двухцепных ВЛ наиболее предпочтительным является подвеска фаз на опорах в соответствии с вариантом рис. 1, е. При этом за счет взаимовлияния цепей увеличивается их суммарная натуральная мощность, снижается несимметрия токов в линиях без использования транспозиции. Появляющаяся при

этом разность токов нулевой последовательности в цепях при внешнем КЗ незначительна (см. табл. 4) и не приводит к нарушениям в работе устройств релейной защиты.

Моделирование участков сети в фазных координатах позволяет выявлять оптимальную фазировку и в тех случаях, когда на двухцепных опорах подвешены линии, не имеющие общих шин на одном или на обоих концах. Примером такого случая является участок сети 330 кВ Ленэнерго, приведенный на рис. 3 (двухцепное ответвление от ВЛ к транзитной подстанции). Здесь потоки мощности в цепях направлены противоположно и имеют различную величину, поэтому картина взаимодействия линий заранее не известна.

Результаты расчетов установившихся режимов при различных вариантах чередования фаз на двухцепном ответвлении приведены на гистограммах рис. 4. Параметры режима, указанные на рис. 3 (напряжения в узлах, мощности нагрузок и генераторов), при всех вариантах расположения фаз поддерживались одинаковыми. Из рис. 4 видно, что наименьший ток обратной последовательности в цепях двухцепной ВЛ имеет место при ва-

Т а б л и ц а 5

Мощности в параллельных цепях КГРЭС – Мотордеталь при различных влияющих потоках мощности КГРЭС – Ярэнерго и КГРЭС – Кострома-2

Поток мощности в цепях, МВ·А				Разность мощностей в цепях I и II, МВ·А
КГРЭС – Ярэнерго	КГРЭС – Кострома-2	КГРЭС – Мотордеталь, цепь I	КГРЭС – Мотордеталь, цепь II	
$0 + j0$	$0 + j0$	$169,80 + j26,00$	$172,36 + j21,62$	$-2,56 + j4,38$
$0 + j0$	$163,39 + j106,56$	$171,37 + j26,74$	$170,79 + j21,08$	$0,58 + j5,66$
$236,80 + j132,82$	$0 + j0$	$164,86 + j24,81$	$177,66 + j23,37$	$-12,8 + j1,44$
$234,79 + j131,97$	$163,87 + j106,12$	$165,78 + j25,50$	$175,35 + j22,82$	$-9,57 + j2,68$

рианте фазировки рис. 1, в (перемена мест фаз *A* и *B*). Ток нулевой последовательности при этом тоже остается небольшим.

На рис. 5 показан участок сети 220 кВ Костромаэнерго с параллельными ВЛ КГРЭС – ПС Мотордеталь. На значительном протяжении данные линии располагаются на разных двухцепных опорах совместно с проходящими ВЛ КГРЭС – Ярэнерго и КГРЭС – ПС Кострома-2. Последние оказывают заметное влияние на распределение мощности по параллельным линиям (табл. 5).

Из данных табл. 5 видно, что разность потоков мощности в параллельных линиях КГРЭС – Мотордеталь, цепь I и КГРЭС – Мотордеталь, цепь II изменяется и зависит от нагрузки ВЛ КГРЭС – Ярэнерго и КГРЭС – Кострома-2. Наиболее характерным является третий случай. Это позволяет сказать, что при расчетах установившихся нагрузочных режимов необходимо учитывать взаимное влияние сближенных ВЛ, какими являются двухцепные линии.

## Выводы

1. Установлены основные закономерности влияния взаимного расположения фаз двухцепных ВЛ на их удельные параметры, что позволяет повысить натуральную мощность ВЛ.

2. Произведены уточнения зависимости уровня токов и напряжений обратной и нулевой последовательностей в двухцепных ВЛ от размещения на опорах их проводов. При выполнении последнего необходимо учесть ограничения по условиям релейной защиты.

3. Оценка эффекта снижения несимметрии от изменения расположения фаз двухцепных ВЛ, не имеющих общих шин на одном или двух концах передачи, зависит от конкретной схемы сети.

4. Выявлены характерные примеры взаимного влияния двухцепных ВЛ на перераспределение потоков мощности в установившихся режимах сети.

## Список литературы

1. Использование неполнофазного режима блоков Чиркейской ГЭС для увеличения аварийного набора мощности в период ремонта выключателей 330 кВ / Попов В. А., Кушкова Е. И., Онищенко А. А. и др. – Электрические станции, 1990, № 2.
2. Астахов Ю. Н., Веников В. А., Зуев Э. Н. Повышение пропускной способности за счет рационального размещения проводов двухцепных линий электропередачи. – Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1965, № 6.
3. Евдокунин Г. А., Чуйков Ю. В., Щербачев О. В. О целесообразном расположении фаз двухцепных воздушных линий для снижения пофазной несимметрии. – Электрические станции, 1980, № 3.
4. Лосев С. Б., Чернин А. Б. Вычисление электрических величин в несимметричных режимах электрических систем. М.: Энергоатомиздат, 1983.
5. Берман А. П. Расчет несимметричных режимов электрических систем с использованием фазных координат. – Электричество, 1985, № 12.
6. Гусейнов А. М. Расчет в фазных координатах несимметричных установившихся режимов в сложных системах. – Электричество, 1989, № 3.
7. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / Под ред. Баумштейна И. А. и Хомякова М. В. М.: Энергоиздат, 1981.
8. Алексеев Б. А., Крылов С. В., Тимашиова Л. В. Компактные воздушные линии электропередачи. – Электрические станции, 1993, № 9.

**ЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА**  
VIII Международная специализированная выставка  
**15-18 мая 2001**

- ✓ 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 теплоэнергии
- ✓ силовая электроника
- ✓ приборы измерения, контроля, программное обеспечение
- ✓ энергосбережение
- ✓ средства диагностики технического состояния
- ✓ светотехника
- ✓ радиационная безопасность

**LENEXPO** Санкт-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 8990  
sci&ind@restec.spb.ru  
www.restec.spb.ru

## ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

### Измерение тока ротора генератора с бесщеточным возбуждением

Поляков В. И., канд. техн. наук

ВНИИЭ

Измерение тока ротора генератора является важной эксплуатационной процедурой. Результаты измерения тока ротора используются в целях контроля за режимом работы генератора, в системах защиты и автоматики. Кроме того, данные по току ротора необходимы для контроля технического состояния обмотки ротора и используются в измерениях температуры обмотки ротора методом сопротивления [1], а также для диагностики витковых замыканий, например, по методике [2]. Измерения тока ротора производятся при снятии характеристик холостого хода и короткого замыкания.

На генераторах с щеточным токосъемом задача измерения тока ротора решается установкой измерительного шунта в неподвижной части силовой цепи обмотки ротора. Применяемые в эксплуатации шунты имеют высокий класс точности, как правило, 0,2 и реже 0,5, что по условию точности измерений обеспечивает успешное решение всех эксплуатационных задач, связанных с измерением тока ротора.

В бесщеточных системах возбуждения (БСВ) вся силовая цепь обмотки ротора вращается. Неподвижной является цепь возбуждения возбудителя. Эти технические особенности усложняют задачу точного измерения тока ротора.

На эксплуатируемых генераторах с БСВ измерения тока ротора производятся с помощью индукционных датчиков. Датчик представляет собой индукционную катушку с разомкнутым сердечником, установленную с зазором в несколько миллиметров вблизи поверхности вала ротора, по которой проходят токонесущие шпильки выпрямленного тока от возбудителя. Преобразованные сигналы датчиков поступают в схемы защиты, автоматического регулирования возбуждения и на измерительные приборы штатных панелей контроля. На показания индукционной системы влияют намагниченность вала ротора, изменения геометрии зазора вследствие тепловых расширений ротора турбоагрегата и другие причины. Поэтому данные индукционной системы не пригодны для целей диагностического контроля.

Для измерения температуры обмотки ротора и настройки индукционной системы в эксплуатации

используют косвенный метод измерения тока ротора по зависимости тока ротора  $i_f$  от тока возбуждения возбудителя  $i_{ff}$

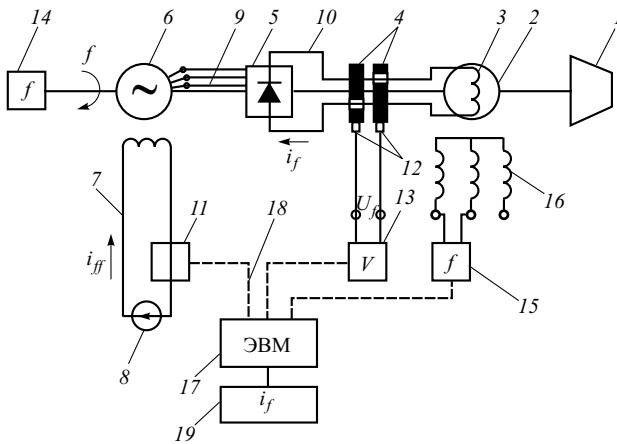
$$i_f = F(i_{ff}). \quad (1)$$

Указанная зависимость определяется, как правило, в табличной и графической форме при пусконаладочных испытаниях энергоблока. Измеряются ток возбуждения возбудителя и ток статора генератора в режиме короткого замыкания обмотки статора. Ток ротора определяют косвенным путем по результатам измерений тока статора и заводской характеристике короткого замыкания (ХКЗ). Эталонную ХКЗ определяют достаточно точно на заводском испытательном стенде с использованием щеточного подвода тока ротора и стационарного измерительного шунта.

Точность такого метода также не вполне удовлетворительна для решения задач диагностики, например, невозможна диагностика витковых замыканий по методу [2]. Появление погрешности объясняется непостоянством сопротивления обмотки ротора, на которую работает возбудитель. Сопротивление обмотки ротора зависит от ее температуры и претерпевает существенные изменения в различных режимах нагрузки и при изменении температур охлаждающих сред генератора.

Кроме того, на генераторах проводятся ремонты с заменой обмоток роторов и роторов в целом. Здесь возможны изменения сопротивления обмотки ротора до 10%, что в свою очередь приводит к изменению зависимости (1) приблизительно на 2 – 3%. В этом случае использование предремонтной зависимости (1) для измерения температуры обмотки ротора методом сопротивления приводит к ошибке на 9 – 10°C, что неприемлемо. Следует отметить, что уточнить зависимость вида (1) после ремонта с заменой обмотки ротора практически невозможно, так как необходимая для этого ХКЗ генератора может быть получена только на испытательном стенде завода-изготовителя.

Другим фактором, влияющим на точность косвенного метода измерений тока ротора, является непостоянство частоты вращения ротора, которая может существенно отклоняться от номинального



значения, особенно в режиме короткого замыкания, во время определения тарировочной зависимости (1).

Точность косвенного метода измерения тока ротора повышается до приемлемого уровня, если ток ротора определять по зависимости

$$i_f = F(i_{ff}, U_f, f), \quad (2)$$

где  $U_f$  – напряжение ротора, измеряемое с использованием штатных измерительных колец обмотки ротора;  $f$  – частота вращения ротора, равная частоте тока статора на двухполюсных турбогенераторах.

На рисунке схематично представлен турбогенератор с бесщеточной системой возбуждения. На одном валу находятся ротор турбины 1, ротор турбогенератора 2 с обмоткой ротора 3, измерительные кольца 4 для измерения напряжения обмотки ротора, вращающийся выпрямитель 5, якорь возбуждителя 6. Возбудитель представляет собой обращенный синхронный генератор переменного тока, который имеет неподвижную обмотку возбуждения возбуждителя 7, подключенную к источнику постоянного тока 8. Элементы БСВ связаны между собой электрическими цепями переменного тока 9 и постоянного тока 10. Для косвенного измерения тока ротора по зависимости (2) необходимо выполнить измерение тока возбуждения возбуждителя  $i_{ff}$  амперметром 11, напряжения ротора  $U_f$  вольтметром 13 и измерение частоты вращения ротора  $f$  тахометром 14 или частотомером 15, подключенным к обмотке статора 16. Если средства измерений имеют связи 18 с блочной ЭВМ 17 и известна функция (2), то значения тока ротора могут быть отображены на дисплее 19 в режиме реального времени.

Вид функции (2) определяется следующими соотношениями. Возбудитель БСВ представляет собой синхронный генератор, работающий на выпрямительную нагрузку с  $\cos \varphi$ , близким к единице. Магнитная цепь генератора БСВ выполнена ненасыщенной для обеспечения форсировки возбуждения турбогенератора при работе защит энер-

гоблока. В условиях отсутствия насыщения магнитной цепи диаграмма Потье в относительных единицах и с учетом возможного изменения частоты [3] дает следующие соотношения между электрическими параметрами режима работы:

$$E_p^2 = (U_B \cos \varphi)^2 + (U_B \sin \varphi + I_B X_P)^2; \quad (3)$$

$$\Phi = \arccos \frac{U_B \cos \varphi}{E_p} = \arcsin \frac{U_B \sin \varphi + I_B X_P}{E_p}; \quad (4)$$

$$i_{ff} = E_p \frac{f_H}{f} i_{xx}; \quad (5)$$

$$(i_{ff})^2 = (i_{ffp} \cos \varphi)^2 + (i_{ffp} \sin \varphi +$$

$$+ I_B i_{кз} - I_B X_P \frac{f_H}{f} i_{xx})^2; \quad (6)$$

$$U_B = U_f, I_B = i_f \quad (7)$$

где  $E_p$  – ЭДС обмотки якоря возбуждителя;  $U_B$  – напряжение возбуждителя;  $U_f$  – напряжение ротора турбогенератора;  $I_B$  – ток возбуждителя;  $i_f$  – ток ротора турбогенератора;  $\cos \varphi$  – коэффициент мощности возбуждителя;  $i_{кз}$  – ток возбуждителя, обеспечивающий номинальный ток возбуждителя в режиме его короткого замыкания;  $i_{xx}$  – ток возбуждения возбуждителя, обеспечивающий номинальное напряжение возбуждителя в режиме его холостого хода при номинальной частоте вращения  $f_H$ ;  $f$  – частота вращения генератора;  $X_P$  – сопротивление Потье возбуждителя.

Подставляя выражения (4), (5), (7) в (6), получаем

$$(i_{ff})^2 = \left( \frac{f_H}{f} i_{xx} U_f \right)^2 + (1+a)(i_f i_{кз})^2, \quad (8)$$

где

$$a = 2 \frac{f_H}{f} \frac{U_f}{i_f} \frac{i_{xx}}{i_{кз}} \sin \varphi.$$

В условиях, когда  $a \ll 1$ , так как значение  $\sin \varphi$  близко к нулю, с учетом того, что

$$\frac{f_H}{f} \approx 1 \text{ и } \frac{U_f}{i_f} \approx 1, \quad (9)$$

можно записать

$$1+a = 1 + 2 \frac{i_{xx}}{i_{кз}} \sin \varphi = \frac{1}{C^2}, \quad (10)$$

где  $C$  – постоянная.

Подставляя формулу (10) в (8), получаем окончательное выражение

$$i_f = C \frac{1}{i_{кз}} \sqrt{(i_{ff})^2 - \left( \frac{f_n}{f} i_{xx} U_f \right)^2}. \quad (11)$$

Множитель  $f_n/f$  при  $i_{xx}U_f$  в первых скобках уравнения (8) необходимо сохранить, так как в противном случае погрешность допущения о равенстве  $f_n$  и  $f$  будет слишком велика, в то время как результирующая погрешность упрощенного выражения (10) существенно меньше 1%.

Коэффициент  $C$  принимает значения  $1 > C \approx 1$  и должен уточняться для каждого возбудителя индивидуально. Коэффициент  $C$  целесообразно определять в процессе штатной процедуры снятия ХКЗ турбогенератора, описанной ранее. При этом наряду с током возбуждения возбудителя  $i_{ff}$  и током статора следует дополнительно измерять напряжение обмотки ротора турбогенератора  $U_f$  и частоту вращения вала  $f$ . После чего коэффициент  $C$  находят методом наименьших квадратов (МНК). Значения токов  $i_{кз}$  и  $i_{xx}$  определяются по паспортным данным возбудителя.

Выражение (11) можно представить в виде

$$i_f = K_1 \sqrt{(i_{ff})^2 - \left( K_2 \frac{f_n}{f} U_f \right)^2}. \quad (12)$$

Коэффициенты  $K_1$  и  $K_2$  также могут быть определены методом МНК по данным измерений ХКЗ. При этом для определения значения  $K_2$  с приемлемой точностью необходимо выполнить измерения восходящей ветви ХКЗ, дождаться прогрева обмотки ротора, что увеличит ее сопротивление, и выполнить измерения в процессе снижения тока  $i_{ff}$ .

Опытная проверка на турбогенераторах типа ТВВ-1000-4 показала, что при применении для измерений в цепи ротора и возбудителя приборов класса точности 0,2 и в цепи статора класса точно-

сти 0,5 способ определения тока ротора по зависимостям (11), (12) имеет погрешность порядка  $1 \div 1,2\%$ . Причем, основная составляющая погрешности имеет случайный характер. Такая точность измерений позволяет успешно решать все упомянутые эксплуатационные задачи технической диагностики обмотки ротора. Так, данные измерения тока ротора по зависимости (12) использовались в практическом опробовании методики диагностики витковых замыканий обмотки ротора [2]. Было установлено, что погрешность определения числа витковых замыканий не превышает 1 витка. Достигнутый показатель точности вполне приемлем для практических целей.

Способ определения тока ротора генератора с БСВ по зависимости вида (2) защищен патентом РФ № 2011203.

### Вывод

Способ косвенного определения тока ротора генератора с бесщеточным возбуждением по зависимости вида  $i_f = F(i_{ff}, U_f, f)$  обеспечивает погрешность измерений менее 1%, что позволяет успешно решать эксплуатационные задачи технической диагностики обмотки ротора.

### Список литературы

1. РД. 34.45.309-92. Методические указания по проведению испытаний генераторов на нагревание. М.: СПО ОРГРЭС, 1993.
2. А.с. 1436649 (СССР). Способ определения числа витковых замыканий в обмотке ротора синхронной электрической машины / Цветков В. А., Минаев Е. К., Петров Ю. В., Поляков В. И. Оpubл. в Б. И., 1988, № 41.
3. Поляков В. И., Минаев Е. К. Определение расчетного индуктивного сопротивления синхронного генератора. – Электрические станции, 1986, № 5.
4. Пат. 2011203 (РФ). Способ измерения тока ротора генератора с бесщеточным возбуждением / Поляков В. И.

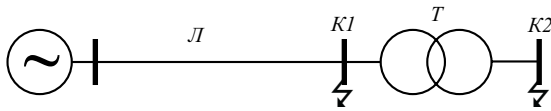
## Анализ основных типов защит линий с односторонним питанием

Цыгулев Н. И., канд. техн. наук

ЮРГТУ (НПИ), г. Новочеркасск

В отечественной и зарубежной литературе по релейной защите (РЗ) отсутствует аналитический анализ известных типов построения РЗ электроэнергетических объектов, который позволил бы обосновать возможности их применения и теоретически получить значения коэффициентов, в частности, коэффициентов чувствительности, используемых при расчете параметров срабатывания

защит. В данной работе делается первая попытка проведения такого анализа. Подход автора к решению этой проблемы иллюстрируется на примере анализа построения защит линий с односторонним питанием. Это сужает возможности распространения полученных результатов на защиты других электроэнергетических объектов, но позволяет получить простые аналитические выражения,



Участок радиальной сети с односторонним питанием

характеризующие работу защит, и может послужить первым этапом решения указанной проблемы.

Для общности анализа в работе не рассматриваются конкретные способы построения систем РЗ и устройства их реализации.

Для упрощения анализа в работе принят ряд допущений: входные сигналы приняты синусоидальными, т.е. рассматриваются только принужденные составляющие токов короткого замыкания и напряжений; измерительные трансформаторы тока и напряжения приняты идеальными, т.е. работают без погрешности; не учитывается время срабатывания систем РЗ.

Сравнение различных типов защит может быть представлено на основе анализа областей пространств параметров срабатывания и областей пространств параметров режимов при внутренних и внешних повреждениях, а также в аномальных режимах. При этом, если области пространств параметров срабатывания пересекаются с областями пространств параметров при внешних повреждениях или аномальных режимах, происходит неселективное срабатывание РЗ. Пространства параметров срабатывания токовых защит являются одномерными, а токовых направленных защит, токовых защит с блокировкой по напряжению и дистанционных защит – двухмерными. Анализ защит проведен для линии с односторонним питанием, показанной на рисунке. Для рассматриваемого случая токовые направленные защиты преимущественно перед токовыми защитами не имеют, поэтому в дальнейшем не анализируются.

**Токовые защиты.** Для этой схемы две ступени токовой отсечки обеспечивают защиту всей линии и частично трансформатора, поэтому она рассматривается в качестве основной защиты.

Ток срабатывания отсечки выбирается по известной формуле из [1]

$$I_{co} \geq k_{отс} I_{к2.макс}, \quad (1)$$

где  $k_{отс} = 1,1 \div 1,3$  – коэффициент отстройки, зависящий от типа используемого реле тока;  $I_{к2.макс}$  – максимальное значение трехфазного тока короткого замыкания (КЗ) в точке К2, а коэффициент чувствительности – по формуле

$$k_{ч} = 0,87 \frac{I_{к1.мин}}{I_{co}}, \quad (2)$$

где  $I_{к1.мин}$  – минимальное значение трехфазного тока КЗ в точке К1. В соответствии с требованиями

ми ПУЭ коэффициент чувствительности должен быть  $k_{ч} \geq 1,5$ .

Подставляя выражение (1) в (2) и раскрывая выражения для вычисления токов  $I_{к2.макс}$  и  $I_{к1.мин}$ , после несложных преобразований получим соотношение

$$k_{ч} \leq 0,87 \frac{z_{с.мин} + z_{л} + z_{тр.мин}}{z_{с.макс} + z_{л}},$$

где  $z_{с.мин}$ ,  $z_{с.макс}$  – минимальное и максимальное значения сопротивления системы;  $z_{л}$  – сопротивление линии;  $z_{тр.мин}$  – минимальное значение сопротивления трансформатора из [2]

$$z_{тр.мин} = \frac{u_{кз.мин\%}}{100\%} \frac{[U_{ср}(1 - \Delta U_{*РПН})]^2}{S_{тр.ном}}$$

(где  $\Delta U_{*РПН}$  – половина полного суммарного диапазона регулирования напряжения на стороне высокого напряжения трансформатора;  $S_{тр.ном}$  – номинальная мощность трансформатора), которое и определяет границу применения токовой защиты. Токовая защита может быть рекомендована к установке, если выполняется неравенство

$$0,87(z_{с.мин} + z_{л} + z_{тр.мин}) \geq k_{ч}(z_{с.макс} + z_{л}). \quad (3)$$

С другой стороны, выражение (3) позволяет теоретически обоснованно определить величину  $k_{ч}$  токовых защит для различных соотношений сопротивлений, трансформатора, линии и системы в максимальном и минимальном режимах.

В частном случае, при большой мощности системы, когда можно пренебречь ее сопротивлением в максимальном и минимальном режимах, неравенство (3) упрощается и принимает вид

$$z_{л} \leq 1,38 z_{тр.мин}.$$

Для повышения чувствительности токовой защиты ее часто дополняют блокировкой по напряжению. Применение комбинированной защиты по току и напряжению позволяет произвести отстройку от повреждения за трансформатором по напряжению [3]. Ток срабатывания такой защиты выбирается из условия обеспечения достаточной чувствительности при двухфазном металлическом КЗ в конце защищаемой зоны при максимальном сопротивлении системы

$$I_{co} = 0,87 I_{к1.мин} / k_{чт}, \quad (4)$$

где  $k_{чт} = 1,5$  – коэффициент чувствительности комбинированной защиты по току.

Выбранный с помощью выражения (4) ток  $I_{co}$  должен обеспечивать надежную отстройку от токов самозапуска в режиме АПВ при неисправности в цепях напряжения, т.е. [3]

$$I_{co} \geq k_{отс} k_{сзп} I_{раб.макс}, \quad (5)$$

где  $k_{сзп}$  – коэффициент самозапуска;  $I_{раб.макс}$  – максимальный рабочий ток, равный номинальному току трансформатора  $I_{раб.макс} = I_{тр.ном}$ .

Подставляя выражение (4) в (5) и раскрывая выражения для  $I_{к1.мин}$  и  $I_{раб.макс}$ , после несложных преобразований получим первое неравенство, определяющее возможность использования комбинированной токовой защиты

$$z_{тр.мин} \geq 1,72k_{отс}k_{сзп}(z_{с.макс} + z_{л}). \quad (6)$$

Для системы бесконечной мощности выражение (6) упрощается и принимает вид

$$z_{л} \leq 0,58k_{отс}k_{сзп}z_{тр.мин}.$$

Таким образом, в комбинированной защите при реальных значениях коэффициентов  $k_{отс}$ ,  $k_{сзп}$  требования к тому, чтобы сопротивление трансформатора превышало сопротивление линии, оказываются менее жесткими и во многом зависят от величины  $k_{сзп}$ , т.е. от процентного содержания двигательной нагрузки подстанции.

Второе условие целесообразности использования комбинированной защиты получим с помощью выражения для выбора напряжения срабатывания защиты [3]

$$U_{со} \geq 1,71I_{со}(Z_{л} + Z_{тр.мин.})/k_{н}, \quad (7)$$

где  $k_{н} = 1,1 \div 1,2$  – коэффициент надежности.

Чувствительность защиты по напряжению проверяется при КЗ в конце защищаемой линии. Остаточное напряжение в месте установки защиты должно быть не менее чем в 1,5 раза ниже, т.е. из [4]

$$k_{чн} = U_{со}/U_{ост}, \quad (8)$$

где  $k_{чн} = 1,5$  – коэффициент чувствительности по напряжению;  $U_{ост} = 1,71I_{к1.макс}z_{л}$ .

Подставив выражение (7) и (8), запишем второе условие

$$k_{сзп}(z_{л} + z_{тр.мин})(z_{с.мин} + z_{л}) \geq k_{чн}z_{тр.мин}z_{л}. \quad (9)$$

Таким образом, если условия (6) и (9) одновременно выполняются, то рекомендуется использовать комбинированную защиту (отсечку) по току и напряжению, являющуюся достаточно простой и обеспечивающую быстродействующую селектив-

ную защиту линии и частично трансформатора. Если же одно из условий не выполняется, то рекомендуется использовать более сложную дистанционную защиту, параметры срабатывания которой не зависят от режимов работы системы и ее параметров.

Выражение (9) может быть также использовано для нахождения коэффициента чувствительности по напряжению в зависимости от соотношения сопротивлений, входящих в защищаемый участок элементов.

**Дистанционные защиты.** Далее анализируется дистанционная защита с круговой характеристикой.

По условию отстройки от КЗ за трансформатором первичное сопротивление срабатывания второй ступени дистанционной защиты выбирается с помощью выражения [5]

$$z_{сз} \leq 0,85(z_{л} + z_{тр.мин}). \quad (10)$$

Так как рассматривается только одна линия, то не требуется согласования ее с защитами других линий.

Коэффициент чувствительности защиты при металлическом замыкании в конце защищаемого участка линии определяется по формуле

$$k_{ч} = z_{сз}/z_{л}. \quad (11)$$

Подставляя выражение (10) в (11), получим соотношение, при котором рекомендуется использовать дистанционную защиту

$$z_{л} \leq 1,30z_{тр.мин}. \quad (12)$$

Если условие (12) не выполняется, то следует применить более сложные защиты.

#### Список литературы

1. Федосеев А. М. Релейная защита электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 1984.
2. Гельфанд Я. С. Релейная защита распределительных сетей. М.: Энергия, 1975.
3. Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Л.: Энергоатомиздат, 1985.
4. Правила устройства электроустановок. Раздел III. Защита и автоматика / Под ред. Королева С. Г. М.: Энергоиздат, 1981.
5. Руководящие указания по релейной защите. Дистанционная защита линии 35 – 330 кВ. М.: Энергия, 1966, вып. 7.

## Узел блокировки срабатывания направленных защит от замыканий на землю при феррорезонансных процессах

Сафарбаков А. А., канд. техн. наук, Олейник С. И., инж.

Павлодарский государственный университет

В результате многолетнего осциллографирования в сетях 6 – 10 кВ с током замыкания на землю до 10 А и сбора статистических данных были зарегистрированы как одиночные, так и групповые ложные срабатывания направленных защит от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) типа ЗЗП-1М [1]. Анализ осциллограмм показал, что в большинстве случаев причиной ложной работы защит являются феррорезонансные колебательные процессы, возникающие после селективного отключения ОЗЗ защитой поврежденного присоединения. Частота этих колебаний зависит от параметров сети, а также от количества и типа установленных измерительных трансформаторов напряжения. При этом установлено (доклад Сафарбакова А. А. “Влияние феррорезонансных процессов на работу защит от замыканий на землю” на конференции “Наука и новая технология в электроэнергетике Павлодар-Экибастузского региона”, Алматы, 1994 г.), что ложная работа защит обуславливается токами нулевой последовательности, проходящими через точки соединения с землей первичных обмоток трансформаторов напряжения. Значения этих токов при частоте колебаний 50 Гц и выше крайне незначительны и не способны вызывать срабатывание защит. Резкое увеличение токов нулевой последовательности происходит при феррорезонансных процессах, содержащих составляющие 25 Гц и ниже, сопровождающиеся насыщением трансформаторов напряжения. При соблюдении антирезонансных мероприятий (таких, как установка сопротивления 25 Ом в разомкнутый треугольник трансформаторов напряжения типа НТМИ и ЗНОМ) длительность таких колебаний составляет 0,2 – 0,4 с с последовательным сниже-

нием частоты по мере затухания. Это оказывается достаточным для ложного срабатывания защит неповрежденных присоединений. Необходимо также отметить, что при снижении частоты тока и напряжения нулевой последовательности время срабатывания большинства существующих защит сокращается. В результате, для ложного срабатывания иногда оказывается достаточно одной полуволны колебания с пониженной частотой. В сетях с трансформаторами напряжения типа НАМИ после отключения замыкания также возникают феррорезонансные процессы, которые имеют апериодический характер. При этом в сеть генерируется значительный ток нулевой последовательности, содержащий как промышленную, так и низкочастотную составляющие. На рис. 1 приведена экспериментальная осциллограмма отключения ОЗЗ и ложного срабатывания защиты типа ЗЗП-1М, установленной на присоединении с трансформатором напряжения типа НАМИ.

Для исключения случаев ложной работы ранее было разработано реле, снабженное блокировкой срабатывания защиты при возникновении в сети феррорезонансных колебаний пониженной частоты [2]. Принцип работы блокировки заключается в измерении частоты напряжения нулевой последовательности при помощи формирования из напряжения нулевой последовательности двух импульсов: основного и разрешающего. Если частота равна 50 Гц, то импульсы совпадают во времени, а если частота напряжения нулевой последовательности снижается до уровня 25 Гц и ниже, то импульсы расходятся и реле блокируется.

Однако в процессе эксплуатации этих устройств были выявлены отдельные случаи отказа их срабатывания при замыкании в защищаемой зоне. Как было установлено, причиной отказов является ложная работа блокировки. Дело в том, что формирование основного и разрешающего импульсов блокировки осуществлялось при помощи  $RC$ -цепей. Под воздействием временных и температурных факторов, а также вследствие несинусоидальности входных сигналов при перемежающихся дуговых замыканиях соотношения параметров  $RC$ -элементов указанных цепей изменяются. При этом основной и разрешающий импульсы расходятся, и при определенных условиях возможна блокировка действия защиты при наличии ОЗЗ в зоне срабатывания.

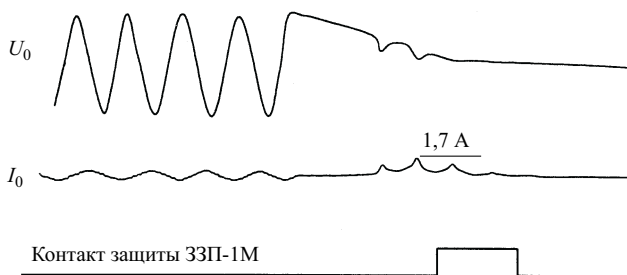


Рис. 1. Ток и напряжение нулевой последовательности на присоединении с трансформатором напряжения НАМИ-10 после отключения однофазного замыкания на землю



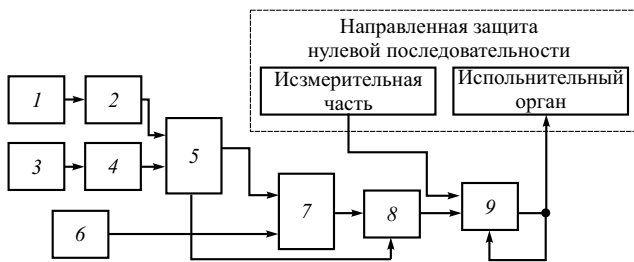


Рис. 2. Структурная схема блокировки

Для повышения надежности срабатывания реле авторами предлагается схема блокировки, основанная на сравнении частоты напряжения нулевой последовательности и линейного напряжения, которое не изменяется ни при однофазных замыканиях на землю, ни при феррорезонансных процессах. При замыканиях на землю длины полуволн указанных напряжений будут практически совпадать, а при феррорезонансных процессах, вливающих на работу защит, отличаться.

Структурная схема блокировки приведена на рис. 2. Вход блокировки содержит два канала, один из которых состоит из выпрямителя 1 и усилителя-ограничителя напряжения нулевой последовательности 2, другой – из выпрямителя 3 и усилителя-ограничителя линейного напряжения 4. Усилители-ограничители этих каналов служат для преобразования входных сигналов в прямоугольные импульсы одной полярности, длительность которых равна длительности соответствующих полуволн входных напряжений. С выходов усилителей-ограничителей обоих каналов прямоугольные импульсы поступают на вход блока переключения режимов счета 5, функция которого заключается в следующем. При поступлении первого положительного фронта прямоугольных импульсов по каналу напряжения нулевой последовательности он запускает счет импульсов от высокочастотного генератора 6 реверсивным счетчиком 7. По отрицательному фронту этого же прямоугольного импульса работа счетчика останавливается и полученная сумма сохраняется до прихода на второй вход блока переключения режимов счета ближайшего положительного фронта прямоугольных импульсов по каналу линейного напряжения. С этого момента запускается счет импульсов на вычитание показаний счетчика до прихода отрицательного фронта импульса. Затем показания счетчика фиксируются и подаются на вход блока формирования разрешающего сигнала 8, а блок переключения режимов счета устанавливается в режим ожидания следующего ближайшего положительного фронта импульса по каналу напряжения нулевой последовательности, обнулив показание счетчика. Если зафиксированное показание счетчика мало, значит частота линейного напряжения практически равна частоте напряжения нулевой последовательности.

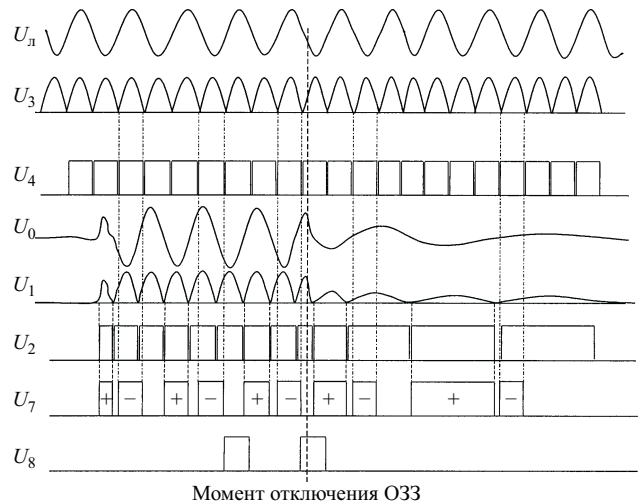


Рис. 3. Время-импульсная диаграмма

При увеличении длительности полуволны напряжения нулевой последовательности показания счетчика резко увеличиваются.

Таким образом, реверсивный счетчик импульсов используется в качестве измерительного органа, реагирующего на снижение частоты напряжения нулевой последовательности. Если частота напряжения нулевой последовательности лежит в диапазоне от 40 до 60 Гц, то на выходе блока формирования разрешающего сигнала появляется импульс. Длительность последнего определяется наименьшим временем срабатывания измерительной части защиты для исключения ложного срабатывания после отключения замыкания на землю. При одновременном поступлении разрешающего сигнала и сигнала от измерительной части защиты на выходе схемы И 9 появляется сигнал, обеспечивающий срабатывание исполнительного органа защиты. Для сохранения выходного сигнала на выходе схемы И при исчезновении разрешающего импульса с выхода блока 8 и существовании сигнала от измерительной части защиты выполнена обратная связь от выходного сигнала.

Работу блокировки поясняет время-импульсная диаграмма (рис. 3). При возникновении замыкания длительность первого полупериода напряжения нулевой последовательности не равна длительности полупериода линейного напряжения, поэтому после первого измерения показания счетчика разрешающий сигнал на выходе блока 8 не появляется. После второго и третьего измерений во время замыкания разрешающие сигналы появляются, так как частоты измеряемых напряжений практически равны. После отключения ОЗЗ длительность полупериодов напряжения нулевой последовательности начинает увеличиваться и блокировка больше не выдает разрешающие сигналы на срабатывание защиты.

Предлагаемая схема блокировки обладает следующими преимуществами:

температурной стабильностью, поскольку незначительное изменение параметров элементов генератора тактовых импульсов не влечет за собой ложной работы блокировки, так как счетчиком производится дифференцирование числа импульсов измененной частоты;

некритичностью к несинусоидальности входных сигналов при перемежающихся дуговых замыканиях;

изменение соотношений параметров схемы блокировки с течением времени не влияет на ее работу;

блокировка разработана и может быть выполнена в виде отдельного модульного блока, что позволяет использовать ее как дополнение к направленным защитам от замыканий на землю, которые уже находятся в эксплуатации.

Принцип действия устройства защищен патентом Республики Казахстан [3].

Предложенная схема блокировки реализована на микросхемах серии 561, которые отличаются повышенной помехоустойчивостью. Блокировка прошла успешные лабораторные испытания и в настоящее время проходит опытные испытания на производстве.

## Выводы

1. Разработанная блокировка имеет температурную и временную стабильность и надежно работает при перемежающихся дуговых замыканиях.

2. Применение разработанной блокировки повысит надежность срабатывания защит от замыканий на землю, что приведет к повышению безопасности производства, снижению уровня разрушений в месте замыкания и понижению уровня перенапряжений в поврежденной сети.

## Список литературы

1. Серов В. И., Шуцкий В. И., Ягудев Б. М. Методы и средства борьбы с замыканиями на землю в высоковольтных системах горных предприятий. М.: Наука, 1985.
2. Богдан А. В., Калмыков В. В. Направленная защита повышенной селективности при замыканиях на землю в сети с изолированной нейтралью. Изв. вузов. Электромеханика, 1993, № 4.
3. Пат. 6924 Н 02 Н 3 / 16 (Республика Казахстан). Устройство защиты от замыканий на землю в сети с изолированной нейтралью / Сафарбаков А. А., Олейник С. И.



*Старые традиции, новое качество*

**ОАО «Новая Сила»** (бывший Ленинградский электромашиностроительный завод ЛЭЗ) – ведущий производитель крупных электрических машин переменного тока, имеющий 50-летний опыт изготовления, предлагает свою продукцию:

- турбогенераторы от 6 до 220 МВт и запчасти к ним;
- одно и двухскоростные асинхронные электродвигатели АОД, взаимозаменяемые с ДАЗО и ДАЗО2, находящимися в эксплуатации;
- асинхронные электродвигатели АО до 6 МВт;
- фазные асинхронные двигатели ДАФЗ, АКСЗ, АКС до 5 МВт;
- асинхронные электродвигатели серии А4, АК4, ДАЗО4, ДАЗО от 250 до 2000 кВт;
- синхронные электродвигатели СДМЗ, СДНЗ, СДС, СДН мощностью до 8 МВт;
- дизельные и газотурбинные генераторы ГСФ, ГСБ, СГД;
- гидрогенераторы для малых ГЭС до 20 МВт;
- двигатели РД-42, датчики положения ДПЛ, ЛД и другое оборудование для АЭС;
- токоприемники кольцевые экскаваторные ТКЭ.

Принимаем заказы на ремонт и изготовление запчастей к электродвигателям нашего изготовления, а также, к электродвигателям, изготовленным другими предприятиями.

Принимаем заявки на разработку и изготовление электрических машин.

ОАО «Новая Сила» имеет сертификат соответствия системы качества требованиям ИСО-9001-94, выданный в 1999 г. обществом технического надзора TÜV-NORD.

Россия. 196641, Санкт-Петербург, п/о Металлострой

Тел. (812) 464-4933, т/ф. (812) 464-4934

E-mail: [novsila@novsila.com](mailto:novsila@novsila.com)

<http://www.novsila.com>

## ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

### Система централизованного управления потреблением электроэнергии в Венгрии

Белотелов А. К., инж., Брауде Л. И., Шкарин Ю. П., кандидаты техн. наук, Шаги Й.

РАО "ЕЭС России" – АО ВНИИЭ – АBB Energir Kft. (Венгрия)

Система управления потреблением электроэнергии используется в большинстве венгерских энергосистем. Эта система может отключать и включать потребителей в заданное время или оперативно, менять тарифы и др. Однако наибольшее применение она нашла в управлении нагрузкой потребителя с целью выравнивания суточного графика нагрузки.

Эффективная система управления потреблением электроэнергии может работать только при наличии разветвленной сети связи, доходящей в идеале до каждого потребителя. Такая сеть связи может быть создана на основе использования существующей телефонной сети, радиоканалов и др. Возможен также вариант использования в качестве канала связи самой электроэнергетической сети.

Один из вариантов системы управления потреблением электроэнергии с использованием электрической сети для организации каналов связи, реализованный в Венгрии, – это система, называемая S.P.I.D.E.R. LMS, разработанная и изготовленная в АBB Energir Ltd. и включающая в себя все техническое оборудование, необходимое для осуществления поставленной задачи. Кроме АBB Energir Ltd., непосредственное участие в разработках принимала немецкая энергосистема RWE.

Передача сигналов управления осуществляется на тональных частотах (ТЧ), а в качестве среды передачи сигналов используется электроэнергетическая сеть.

В общем случае система управляет:

- бойлерами в квартирах;
- другими нагревательными устройствами;
- котлами центрального отопления;
- кондиционерами;
- холодильными камерами;
- водосборными установками и установками по очистке сточных вод;
- оросительными установками;
- уличным и декоративным освещением;
- переключением многотарифных счетчиков;
- выборочным вызовом спецперсонала по тревоге.

Система может осуществлять управление внутри конкретного промышленного предприятия. В этом случае она реализует следующие функции:

- управление электрическими нагрузками;
- включение/отключение сторонних потребителей;

- управление технологическим процессом;
- управление освещением и отоплением;
- экстренный вызов специалистов и др.

Система S.P.I.D.E.R. LMS (ее структура приведена в [таблице](#)) построена с использованием принципа "распределенного интеллекта". Это означает, что на всех трех функциональных уровнях системы находятся интеллектуальные элементы, способные принимать решения самостоятельно.

Такой принцип выполнения системы имеет два основных преимущества:

- возможность распределять задачи управления в системе, например, синхронизировать связь приемников LCR с помощью встроенных внутренних часов, что освобождает каналы связи для передачи других команд;

- в случае ошибки в передаче команды или нарушения канала связи устройства, расположенные на нижних уровнях системы, могут самостоятельно выполнять самые необходимые команды управления.

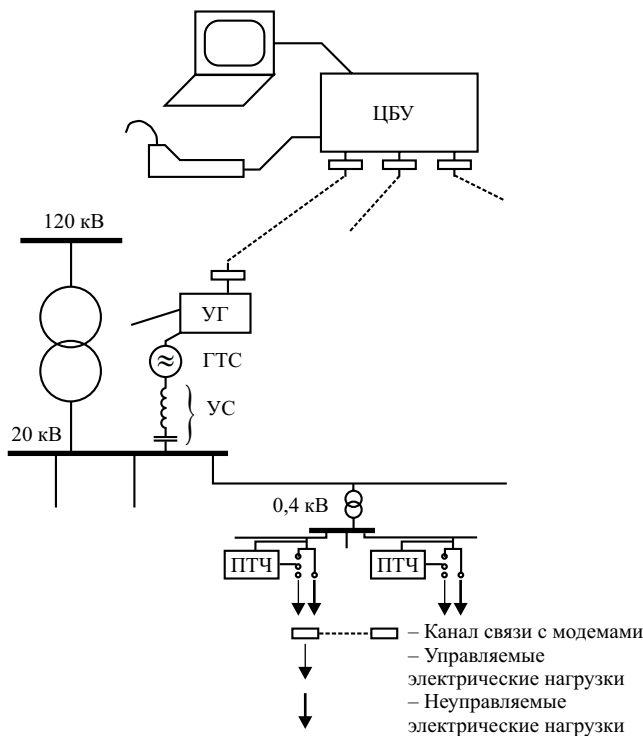
Схема передачи информации от центрального блока управления к приемникам, расположенным на периферии электрической сети, показана на [рис. 1](#).

Рассмотрим вкратце каждый из функциональных уровней системы S.P.I.D.E.R. LMS.

**Центральный блок управления (ЦБУ)** обычно располагается в центре управления (например,

Структура системы S.P.I.D.E.R. LMS

Функция LMS	Блок	Тип блока в рамках системы S.P.I.D.E.R.
Управление	Центральный блок управления	LCM 500, LCC 500
	Местный блок управления	LCU 500
Образование сигнала ТЧ	Генераторы тональных сигналов	RTS 400 RTS 500
	Устройство сопряжения	RAP RAT, RAW
Выполнение команд	Приемник ТЧ	LCR400, LCR500



**Рис. 1. Схема передачи информации от центрального блока управления к приемникам:**

ЦБУ – центральный блок управления; УГ – местный блок управления генераторами тональных сигналов; ГТС – генератор тональных сигналов; УС – устройство сопряжения; ПТЧ – приемник тональных частот

ЦДП энергосистемы) и связывается со всеми подстанциями (ПС), на которых установлены генераторы тональных сигналов. Этот блок является двухмашинным комплексом, построенным на IBM совместимых компьютерах. В памяти комплекса заложена программа переключений нагрузки и тарифов счетчиков по всем приемникам, включенным в систему регулирования. Переключения могут быть привязаны к заданному временному графику или осуществляться по критерию появления какого-либо события.

Связь с подстанциями, на которых расположены генераторы тональных сигналов, осуществляется через модемы. Эти модемы работают по любым видам канала связи (физические пары, РРЛ, оптоволоконные линии связи и др.).

Набор сообщений – команд, передаваемых на приемники, называется “телеграммой”. Длина одного импульса в послылке составляет около 1 с, а число импульсов в телеграмме может достигать 50, т.е. время передачи телеграммы доходит до 50 – 60 с. Управляющие команды передаются спорадически, в закодированном виде.

В последнее время фирмой ABB был разработан специальный код VERSACOM (стандарт Германии DIN 43861/3) с адресной системой. Адресность отдельных приемников дает возможность выполнения различных функций (например, за-

прещение или разрешение работы отдельных приемников). Находящиеся в коде VERSACOM контрольные биты в случае повреждения телеграммы обеспечивают полную защиту от выполнения ошибочной команды. Это свойство кодовой системы особенно хорошо проявляет себя в таких областях применения, где неправильное выполнение команды может привести к серьезным проблемам (например, управление сиренами гражданской обороны). Максимальное число адресов, предусмотренное системой, составляет 16 777 225.

При практическом использовании кодов VERSACOM в системе ABB S.P.I.D.E.R. LMS не требуется задавать необходимую битовую последовательность, потому что составление телеграмм происходит с помощью современных интеллектуальных средств. Пользователю надо задать адрес устройства и выполняемую функцию с ее параметрами, а телеграмму автоматически составляет центральный блок управления (LCC 500, LCM 500) или передатчик кода (TTS 500).

**Местный блок управления** генераторами тональных сигналов (УГ) располагается на ПС высокого и среднего напряжения в местах установки генераторов тональных сигналов. Эти устройства принимают команды управления от ЦБУ и передают их генераторам тональной частоты.

**Генераторы (источники) тональных сигналов** (ГТС) выполняются на тиристорах и имеют трехфазный выход, подключаемый к трехфазному устройству сопряжения с высоковольтной сетью. На входе и выходе генераторов имеются сглаживающие фильтры. ГТС располагаются на подстанциях ВН (110 или 120 кВ) и СН (6, 10, 20 или 35 кВ) и управляются блоком управления. Число ПС, на которых располагаются ГТС, место их расположения в сети, а также необходимая мощность ГТС и выбор несущей тональной частоты определяются на основании расчетов по специально разработанной методике. Диапазон тональных частот, в котором могут располагаться несущие частоты, составляет 167 – 1500 Гц. Мощность единичного ГТС, как правило, не превышает 1,5 МВ·А.

Выбор номинальной мощности передатчика зависит от числа присоединений и трансформаторов, их мощности, а также мощности примыкающей сети. Она должна выбираться таким образом, чтобы обеспечить номинальный уровень сигнала ТЧ на сборных шинах 1,1 – 1,5% номинального напряжения электросети.

Выбранное значение управляющей частоты должно отвечать следующим критериям:

минимизация номинальной мощности генератора ТЧ, необходимой для обеспечения надежной работы приемников;

равномерное распределение сигнала ТЧ по сети (значение напряжения ТЧ в местах включения приемников должно находиться в пределах 0,5 – 5,0% номинального напряжения 50 Гц);

минимизация зависимости распределения сигналов ТЧ по сети от нагрузки и переключений в сети;

отсутствие последовательного резонанса в сети на рабочих частотах;

отсутствие взаимных влияний между сигналами ТЧ рассматриваемой и соседних энергосистем.

Первые четыре требования легко реализуются на низких частотах (до 300 Гц). Использование низких частот (ниже 250 Гц) имеет преимущество как по условиям распространения сигнала в сети, так и по необходимой мощности передатчика.

Для исключения взаимных влияний между сигналами тональной частоты в рассматриваемой и соседних энергосистемах могут использоваться режекторные устройства параллельного или последовательного типов. Однако эти устройства достаточно дорогостоящие и их применения лучше избежать правильным выбором частоты.

В 60-х годах в целях сбалансированного проектирования систем управления ассоциация немецких энергосистем разработала перечень частот, рекомендуемых для использования в каналах ТЧ: 166 2/3, 183 1/3, 216 2/3, 232, 267, 283 1/3, 316 2/3, 383 1/3, 425, 500, 600, 750, 1050, 1350 и 1600 Гц.

**Устройство сопряжения (УС)** ГТС с сетью ВН или СН осуществляет присоединение ГТС к сети. Существуют два вида устройств сопряжения – параллельные и последовательные (рис. 2).

При параллельном способе присоединения УС (рис. 2, а) включается между фазами. Оно представляет собой специально разработанный трехфазный трансформатор с номинальным напряжением, соответствующим номинальному напряжению сети, к которой осуществляется присоединение. Номинальная мощность УС выбирается на основании расчетов необходимой мощности ГТС. Со стороны обмотки НН к трансформатору УС подключен генератор тональных сигналов. Индуктивность рассеяния трансформатора компенсируется на стороне сети для несущей частоты канала связи последовательно включенными в каждую фазу батареями конденсаторов, устанавливаемых, как правило, на опорах. Емкость батареи определяется расчетом и составляет несколько десятков микрофард. Трансформатор с батареями конденсаторов подключается к сборным шинам через трансформатор тока, разъединитель и выключатель, занимая отдельную ячейку распределительного устройства. Все оборудование, составляющее УС, защищается от повреждений комплектом релейных защит, как обычный трансформатор.

При последовательном способе присоединения УС (рис. 2, б) специально разработанный трехфазный трансформатор включается в разрыв фаз. Его номинальное напряжение также равно номинальному напряжению сети, к которой осуществляется присоединение, а номинальная мощность выбира-

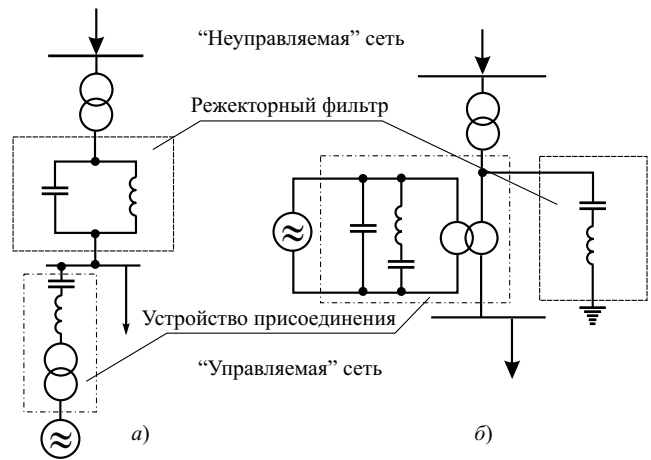


Рис. 2. Виды устройств присоединения к сети с режекторными фильтрами:

а – параллельное; б – последовательное

ется на основании расчетов необходимой мощности ГТС. Со стороны обмотки НН к трансформатору УС подключен генератор ТС, зашунтированный последовательным контуром, настроенным на частоту 50 Гц. Так как включение последовательного УС производится без коммутационной аппаратуры, повреждения в УС вызывают отключение и силового трансформатора, и самого УС.

К устройствам сопряжения можно отнести и режекторные фильтры, с помощью которых осуществляется отделение управляемой части сети от примыкающей “неуправляемой”. Тем самым, во-первых, уменьшаются потери мощности ТЧ на входном сопротивлении “неуправляемой” части сети и, во-вторых, уменьшаются взаимные влияния между системами S.P.I.D.E.R, работающими на близких или одинаковых частотах в разных сетях.

На выбор класса напряжения сети для ввода сигналов влияет: величина территории, которую надо охватить управлением; характер сети (радиальная или замкнутая); технические средства, находящиеся в распоряжении заказчика; влияние управляющих систем соседних энергосистем.

При вводе сигналов в сеть среднего напряжения передатчики могут управлять потребителями, расположенными на всей охватываемой трансформаторной подстанцией территории. Можно образовать свои управляющие системы в отдельных промышленных предприятиях, районах, селах и небольших городах. Последовательность монтажа системы относительно свободная и осуществляется согласно плану капиталовложений и, в отличие от ввода сигналов в сеть ВН, не требует одновременного введения в работу всего дорогостоящего оборудования системы.

Ввод сигналов в сеть ВН экономически выгоден, только когда необходимо управлять нагрузкой на территории, охватываемой 10–12 или более

подстанциями ВН/СН. В Венгрии этому условию соответствует энергосистема Будапештэнерго.

Выбор способа присоединения передатчика к сети (параллельный или последовательный) должен производиться с учетом значения тональной частоты. При этом принимается во внимание, что для работы в одной и той же энергосистеме при использовании частоты до 300 Гц меньшая мощность передатчика требуется при последовательном способе присоединения, а при использовании частоты выше 500 Гц – при параллельном способе присоединения.

Кроме того, необходимо учитывать следующие обстоятельства:

при последовательном способе присоединения передатчика не требуется отдельный выключатель, нет необходимости в конденсаторах на номинальное напряжение сети и, наконец, оно требует меньше места в распределительном устройстве. Однако случайное повреждение устройства присоединения может вызвать отключение трансформатора;

при параллельном присоединении подключение передатчика производится к сборным шинам и поэтому в случае повреждения устройства его можно отделить от сборных шин, а при необходимости можно обеспечить его дублирование. “Слабым местом” такого присоединения является необходимость использования последовательно включенного конденсатора на номинальное напряжение сети.

Решающими факторами в полной стоимости каждого из этих двух способов присоединений являются затраты на строительные и монтажные работы, а также находящееся в распоряжении число ячеек распределительного устройства.

**Приемник ТЧ** типа LCR – наиболее распространенный элемент системы S.P.I.D.E.R. LMS – подключается к сети 0,4 кВ и устанавливается у абонентов, потреблением электроэнергии которых необходимо управлять. В 1999 г. в Венгрии эксплуатировалось около 120 000 таких приемников. Приемники LCR, работающие в системе S.P.I.D.E.R. LMS, характеризуются следующими особенностями:

приемник включает в себя устройство приема сигналов ТЧ, микропроцессор, управляемый сигналами ТЧ, и таймер;

устройство приема, управляемое сигналами ТЧ, и таймер могут работать отдельно, что позволяет комбинировать эти две функции;

сигналы ТЧ выделяются из сетевого напряжения фильтром, устойчивым к старению и температурным колебаниям;

управление ведется с помощью системы телеграмм в коде VERSACOM, разработанной ABB Energir Ltd.;

встроенный EEPROM сохраняет данные пользователя, которые по желанию энергопредприятия

записываются непосредственно на месте или телеграммами VERSACOM;

одной телеграммой можно управлять несколькими реле, поэтому оснащенное тремя реле устройство способно управлять трехфазными нагрузками;

во всем соответствуют требованиям публикаций IEC;

фирма располагает сертификатом КЕМА.

Существуют два основных типа приемников LCR – LCR 400 и LCR 500. Оба типа построены на одинаковых технических принципах и их программирование осуществляется одними средствами. Главные различия этих типов в способах тестирования приемника, числе и способе подключения выходных реле и в выполнении корпуса.

Имеются варианты этих двух типов:

LCR 440/LCR 540, которые в основном совпадают с соответствующими прототипами, но дополнительно содержат встроенный Super-Cap для питания внутренних часов в случае потери напряжения;

LCR 404/LCR 406, отличающиеся от LCR 400 наличием дополнительных реле, специально разработанных для особого потребителя.

Описываемые в последующих разделах свойства одинаково характерны для обоих типов приемников. В дальнейшем какие-либо отличия выделяются дополнительно.

Блок-схема приемника LCR показана на [рис. 3](#). В этой схеме *входной полосовой фильтр* обеспечивает подавление гармоник основной частоты 50 Гц и высокочастотные помехи. *Цифровой фильтр* выделяет принимаемый из сети управляющий сигнал ТЧ, предварительно преобразованный в цифровую форму с помощью *АЦП* в центральном процессоре. Цифровой фильтр имеет характеристику типа FIR (Finite Impulse Response) и работает по специальному, созданному фирмой ABB алгоритму. Параметры фильтра сохраняются в EEPROM и их нельзя изменить с помощью программ пользователя.

По сравнению с аналоговыми фильтрами цифровой фильтр обладает следующими преимуществами:

параметры фильтра не зависят от температуры и старения;

частоту фильтра можно устанавливать, не изменяя его составные части;

фильтр не чувствителен к сетевым помехам.

В остальных блоках происходит проверка, насколько импульсы, поступающие с цифрового фильтра, соответствуют запрограммированной системе кодов, в которой заложены следующие параметры:

длина всей телеграммы;

длина стартового импульса;

минимальная длина стартового импульса;

максимальная длина стартового импульса;

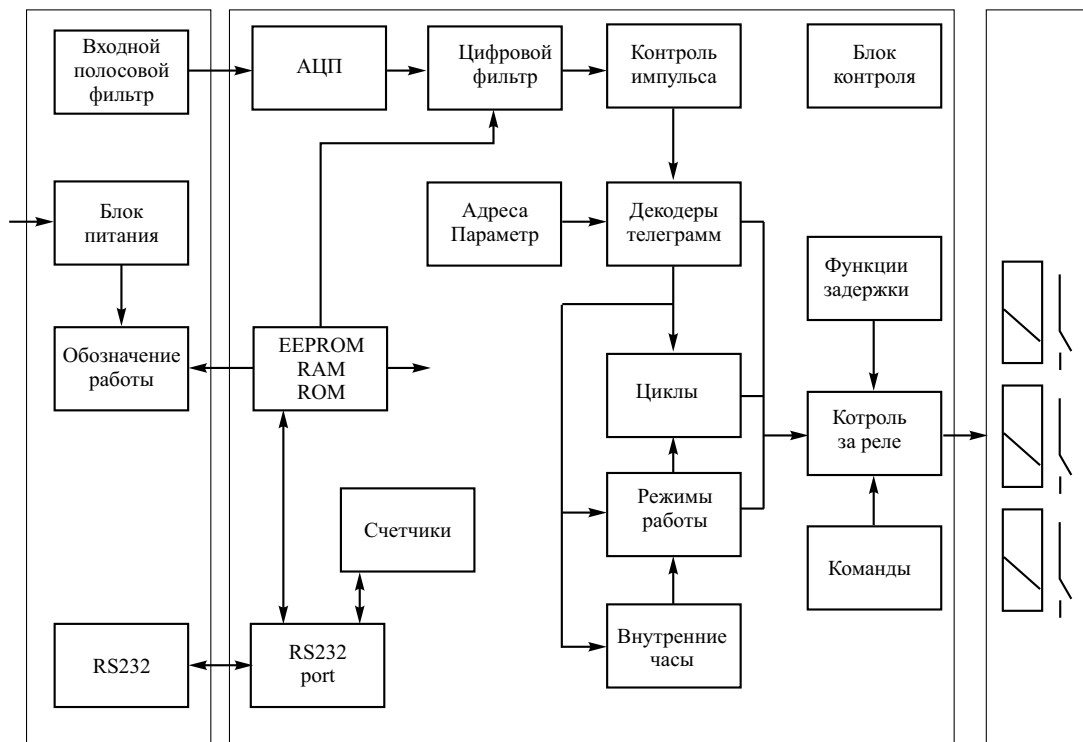


Рис. 3. Блок-схема приемника LCR

- сумма длин стартового импульса и паузы;
- минимальная длина заданного импульса;
- сумма длин заданного импульса и заданной паузы;
- минимальная длина стоп-бита;
- минимальное время между двумя заданными битами;
- способ обозначения окончания телеграммы (рестарт или стартовый импульс).

Проверка производится с помощью двух временных счетчиков. Один из них измеряет длину поступающих импульсов. Он останавливается в конце каждого принятого импульса и сбрасывается для приема нового. Второй счетчик измеряет длину телеграммы. Он включается по признаку прибытия стартового импульса. Оценка импульсов происходит с постоянным сравнением результатов, полученных от счетчиков, с заданными параметрами.

Заданные параметры сохраняются и их значения можно изменить согласно требованиям потребителя, но только с помощью программ производителя.

**Некоторые сведения о проектах, реализованных в энергосистемах Венгрии.** В Будапештской энергосистеме общее число управляемых приемников составляет 250 000. Для возможности управления приемниками установлено 25 ГТС. Одиннадцать ГТС установлено на пяти ПС 120 кВ и остальные четырнадцать – на ПС 20 кВ. Все они работают на частоте 216 Гц (в Венгрии для общего пользования, кроме Будапештской энергосистемы,

принята частота 183,3 Гц). Для избежания возможных биений между напряжениями, поступающими в заданную точку сети от разных генераторов, частоты всех генераторов, входящих в систему управления, стабилизированы.

Для примера приведем данные о ГТС и устройствах присоединения, установленных на одной из ПС 120 кВ.

На этой ПС установлено два ГТС с номинальной мощностью 1,2 МВ·А каждый. Каждый из ГТС состоит из трех генераторов по 400 кВ·А, располагающихся в отдельных шкафах. Питание этих генераторов производится от специально выделенного трансформатора СН. Располагаются генераторы (и все устройства, необходимые для их работы) в специально сооруженном для них помещении (примерно 100 м<sup>2</sup>) на территории ОРУ 120 кВ.

Для присоединения к сети 120 кВ на ПС установлено устройство присоединения параллельного типа. Оно представляет собой специально разработанный трехфазный трансформатор с номинальным напряжением 120 кВ и номинальной мощностью 1,2 МВ·А. К этому трансформатору со стороны обмотки НН подключены две генераторные установки, одна из которых находится в работе, а другая обеспечивает “горячий” резерв. Индуктивность рассеяния трансформатора со стороны 120 кВ скомпенсирована для несущей частоты канала связи (216 Гц) последовательно включенными в каждую фазу батареями конденсаторов, установленными на опорах. В каждой фазе включено 14 конденсаторов емкостью по 4,7 мкФ. Трансфор-

мотор с батареями конденсаторов подключается к сборным шинам 120 кВ через трансформатор тока, разъединитель и выключатель, занимая отдельную ячейку ОРУ 120 кВ. Все оборудование, составляющее УС, защищается от повреждений комплектом релейных защит, как обычный трансформатор.

*Система управления на Дунайском нефтеперерабатывающем комбинате* введена в 1989 г. Присоединение осуществлено к сети 6 кВ по параллельной схеме. Используются два генератора мощностью по 120 кВ·А с частотой 425 Гц.

## Выводы

1. Система централизованного управления потреблением электроэнергии, разработанная фирмой ABB Energir Ltd, работниками Будапештской энергосистемы и компании System Technique Development, дает возможность оптимального управления нагрузкой бытовых, промышленных и сельскохозяйственных потребителей электроэнергии, т.е. наиболее рационального использования установленной мощности электростанций. По данным ABB Energir Ltd применение этой системы позволяет уменьшить максимальную установленную мощность примерно на 10%.

2. Генераторы тональных сигналов и в особенности устройства сопряжения генераторов (в месте их установки) с шинами ПС являются весьма дорогостоящим оборудованием. Кроме того, для установки устройства сопряжения требуется выделение отдельной ячейки ОРУ, а для питания генераторов требуется установка отдельного трансформатора СН. Несмотря на это, срок окупаемости составляет около 2 лет.

3. Для передачи управляющих команд системы централизованного управления потреблением

электроэнергии используется симплексный канал связи на тональных частотах, обеспечивающий передачу сигналов телеуправления от центра управления на объекты, расположенные на периферии сети (выключатели нагрузки сети 380 В, переключение тарифов на счетчиках электроэнергии). В то же время имеется необходимость передачи сигналов телесигнализации, телеизмерения и другой информации от периферии сети к центру управления. Отсутствие в разработанной ABB Energir Ltd системе связи обратного канала в значительной степени снижает возможности ее использования или требует создания отдельного дополнительного канала связи.

4. Представляет интерес использование разработанной системы для целей Гражданской обороны, например, для оповещения в прилегающей к атомной электростанции территории об опасности при аварии на АЭС.

5. В России система может найти практическое применение на уровне РЭС, ПЭС и АО-энерго для управления энергопотреблением бытовых, промышленных и сельскохозяйственных потребителей, и особенно в перспективе при повсеместном переходе на многотарифную систему расчета потребителей с энергоснабжающими организациями. Однако использование описанной системы управления можно рекомендовать при наличии ряда предпосылок, а именно:

необходимость управления большим числом объектов, рассредоточенных на большой территории;

допускается задержка выполнения команд от 15 до 60 с;

для управления достаточно иметь одностороннюю (в направлении от центра управления к периферии) связь.





## ПОСТАВКА

Газоаналитического, природоохранного и технологического оборудования, приборов для контроля за концентрацией примесей в воде и почве собственного производства, а так же зарубежных фирм, таких как **Testo**, **Ecom**, **IMR**, **PPMsystems**.

## ПРОИЗВОДСТВО

Переносного анализирующего оборудования, контролирующих и управляющих комплексов постоянного действия для энергетических промышленных установок с одновременным измерением следующих параметров:  $O_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ,  $NO$ ,  $NO_2$ ,  $SO_2$ ,  $H_2S$ , давление/разрежение, температура окружающего воздуха, температура газов в месте замера, КПД, коэффициент избытка воздуха, химический недожог, потери тепла с уходящими газами.

## ОБСЛУЖИВАНИЕ

Гарантия и сервисная поддержка на весь срок службы поставляемых приборов и оборудования.



**Ищем партнеров для совместного проекта по сервисному обслуживанию и внедрению анализирующей аппаратуры, комплексов в любом регионе России.**

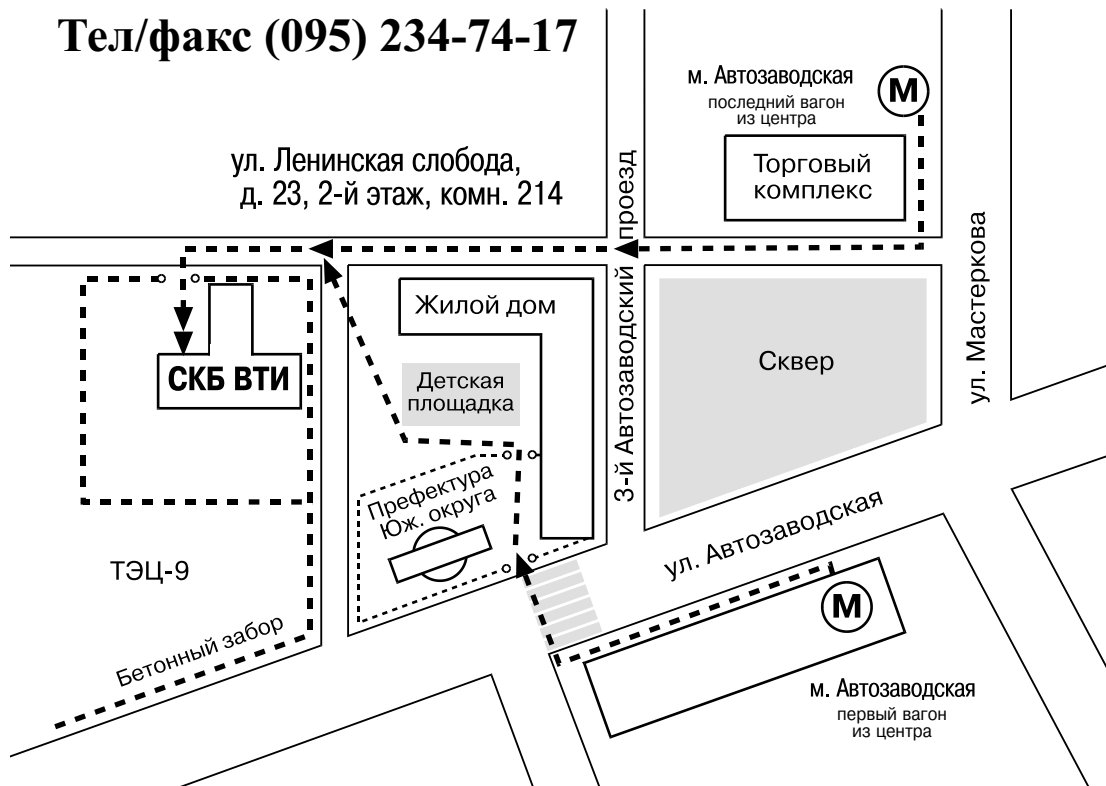
**Лицензия: серия А № 01742**

---

### **ЗАО «ВИВАТ»**

195271, г. С.-Петербург, ул. Бестужевская, д. 10, а/я 115,  
тел. (812) 543-00-16 тел/факс (812) 543-59-00, E-mail: [vivat.spb@rambler.ru](mailto:vivat.spb@rambler.ru)

**Внимание!**  
 Новый адрес редакции журнала  
 «Электрические станции»:  
**109280, Москва, ул. Ленинская слобода, 23**  
**Тел/факс (095) 234-74-17**



**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.**, **ЛЕБЕДЕВ Б.П.** (зам. главного редактора), **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.**, **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 **Полукарова И.В.**  
 Компьютерный набор **Коновалова О.Ф.**

*Раздел "Энергохозяйство за рубежом"*  
 Научные редакторы: **Алексеев Б.А.**, **Котлер В.Р.**

**Адреса:** редакции 109280, Москва, ул. Ленинская слобода, 23;  
 ИТФ "Энергопрогресс" 103062, Москва, ул. Чаплыгина, 6  
**Телефоны:** редакции (095)234-7417, 275-0023 доб. 21-66;  
 главного редактора (095)275-34-83. **Факс** (095)234-7417  
**Internet:** <http://www.energy-journals.ru>  
**E-mail:** [tis@mail.magelan.ru](mailto:tis@mail.magelan.ru)

Сдано в набор 27.12.2000. Подписано в печать 25.1.2001. Формат 60×84 1/8.  
 Бумага офсетная № 1. Печать офсетная. Печ. л. 9. Тираж 1890. Цена свободная

Оригинал-макет выполнен в издательстве "Фолиум",  
 127238, Москва, Дмитровское ш., 58, тел./факс (095) 482-5590  
**Internet:** <http://www.folium.ru>, **E-mail:** [folium@online.ru](mailto:folium@online.ru)  
 Отпечатано в типографии издательства "Фолиум"