



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 2002

Содержание

ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ

- 2 **Магрук В. И., Родионов В. Г.** Проблемы формирования тарифов за электроэнергию на ГАЭС в условиях рынка

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

- 10 **Енякин Ю. П., Зройчиков Н. А., Глускер Б. Н., Галас И. В., Цыпкин Ю. М., Зарецкий В. З., Енякин Б. П., Носов Б. Н., Чупров В. В., Аничков С. Н., Верещетин В. А.** Результаты комплексных испытаний котла ТГМП-314 ТЭЦ-23 АО Мосэнерго после реконструкции
- 16 **Галас И. В., Чернов Е. Ф., Ситняковский Ю. А.** Обессоливание добавочной воды котлов на ТЭЦ-23 обратным осмосом
- 21 **Богачев В. А., Таран О. Е.** Влияние тепловой неравномерности на температуру и надежность металла конвективных пароперегревателей
- 25 **Лантух В. М.** Ультразвуковой контроль композитных сварных соединений оборудования электростанций
- 32 **Гонсеровский Ф. Г., Силевич В. М.** Техничко-экономическое обоснование способа ремонта эрозивно-изношенных паротурбинных лопаток в условиях электростанций

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

- 37 **Домбровский В. В., Коломейцева М. Б., Орахлашвили Б. М.** Моделирование гидродинамических процессов малой ГЭС для задачи управления частотой гидроагрегата

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

- 45 **Железко Ю. С., Артемьев А. В., Савченко О. В.** Расчет нормативных характеристик технических потерь электроэнергии

ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

- 52 **Макаровский С. Н., Хвощинская З. Г.** Техничко-экономический аспект применения асинхронизированных турбогенераторов
- 58 **Грабовсков С. Н.** Диагностика измерительных трансформаторов тока

ОБМЕН ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ОПЫТОМ

- 61 **Инчиков В. Г., Васильев О. Ю., Чеченкова З. В.** Опыт применения парокислородной очистки и консервации проточных частей паровых турбин

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

- 63 **Бенеш В. А., Шмелинг М.** Производство энергии на пылеугольных электростанциях в условиях конкуренции и либерализации рынка
- 68 **Лужков В. А.** Обзор зарубежного опыта: развитие и перспективные конструктивные решения футеровок бетонных дымовых труб

* * *

- 72 **Директор Б. Я.** (некролог)



Среди авторов статьи – молодые специалисты

ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ

Проблемы формирования тарифов за электроэнергию на ГАЭС в условиях рынка¹

Магрук В. И., Родионов В. Г., инженеры

Загорская ГАЭС

Режим эксплуатации гидроэнергетического оборудования и гидротехнических сооружений ГАЭС несовместим с режимом работы обычной ГЭС, что приводит к ускоренному снижению технического ресурса и требует повышенных расходов финансовых и материальных средств, а также повышенных трудозатрат на его восстановление.

Требование обеспечения соответствующей надежности оборудования и сооружений ГАЭС, ее готовности к несению нагрузки возможно только при условии своевременного и достаточного по объему финансирования. Между тем, существующая система формирования тарифов не учитывает особенностей работы ГАЭС, множественность оказываемых ею системных услуг и соответственно не предусматривает финансовой компенсации затрат, направленных на восстановление ресурса гидроэнергетического оборудования и поддержание высокой степени надежности станции.

Концепцией реформирования электроэнергетики анонсируется, помимо основной задачи поставки электроэнергии, оказание на возмездной основе дополнительных услуг, таких, как регулирование частоты и активной мощности, регулирование напряжения и реактивной мощности, резервирование активной мощности и др. Но, во-первых, не прописан механизм реализации этого положения; во-вторых, не учтены особенности технологии ГАЭС.

Как известно, системы электроснабжения работают в состоянии непрерывного равновесия и любые отклонения должны быть немедленно сбалансированы, чтобы поддерживать стабильную работу энергосистемы. Общесистемными свойствами являются качество и надежность (поддержание частоты и напряжения на оптимальном уровне в зоне допустимых по стандарту значений, резервирование отказавшего оборудования и др.).

Рыночная организация электроэнергетики в пределе должна состоять из равноправных в хозяйственном отношении генерирующих, сетевых, энергосбытовых предприятий и потребителей электроэнергии, которые в совокупности и являются субъектами этого рынка. При этом выделяются три различающиеся сферы деятельности:

производство и сбыт энергии;

передача и распределение;
обеспечение качества и надежности (общесистемные функции).

Существует несколько причин, по которым качество и надежность электроснабжения в современных условиях выходят на первый план обсуждения принципов организации рынков электроэнергии. Назовем лишь две из этих причин:

чувствительность к перебоям в подаче электроэнергии и нестабильности напряжения и частоты увеличивается из-за использования более совершенных электронных устройств и роста числа сложных систем управления в промышленности;

в условиях интенсификации и усложнения промышленных технологий при перебоях в подаче электроэнергии велика вероятность нарушения технологических процессов с непредсказуемыми последствиями, не говоря уже о материальных потерях.

Обеспечение качества и надежности электроснабжения организационно может осуществляться различными органами управления энергетикой, такими, например, как независимые операторы энергосистем (Independent System Operators - ISO), которые должны иметь доступ к мобильным источникам системных или вспомогательных услуг.

Учитывая, что ГАЭС является не обычным генерирующим источником, а, скорее, многофункциональным источником оказания системных услуг, целесообразно рассмотреть и проанализировать эти услуги с точки зрения их актуальности для энергообъединения и необходимости возмещения расходов на реализацию этих услуг. Очевидно, стоимость оказания системных услуг не должна предъявляться конечным потребителям, т.е. покупателям электроэнергии, которые должны оплачивать поставляемую в срок и соответствующего качества электроэнергию и не обязаны знать, какими средствами это достигнуто.

Прежде чем проводить анализ системных услуг, дадим для определенности определение самого этого термина.

Системные услуги – это действия, проводимые участниками электроэнергетического рынка в пользу его оператора и имеющие целью гарантирование нужного качества и надежности электроснабжения путем оперативного использова-

¹ В порядке обсуждения. Р е д .

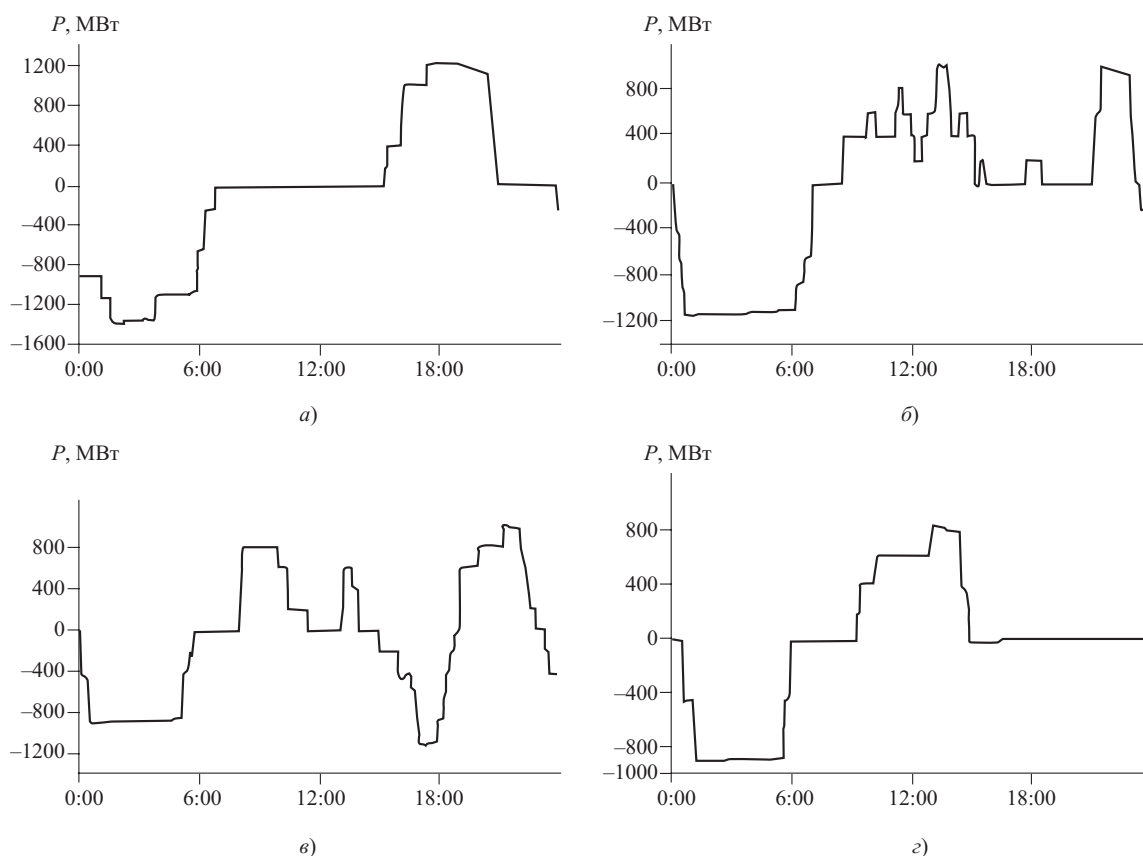


Рис. 1. Типичные графики работы Загорской ГАЭС:

a – зима; *б* – паводок; *в* – осень; *г* – лето

ния технологических возможностей участников энергетического рынка, а также обеспечение экологичности работы энергосистемы.

Рассмотрим в этом контексте те системные услуги, которые могут быть оказаны с использованием технологических возможностей ГАЭС.

Выравнивание суточного графика нагрузки, т.е. потребление электроэнергии в часы снижения нагрузки энергосистем и выработка пиковой электроэнергии, является хрестоматийной задачей ГАЭС. В более широком аспекте эту системную услугу следует трактовать как участие в регулировании мощности.

Привлечение гидроагрегатов ГАЭС в генераторном режиме для целей регулирования мощности в энергосистеме следует рассматривать как первичное регулирование активной мощности, оптимизирующее работу энергообъединения. Работу гидроагрегатов в насосном режиме, т.е. заряд ГАЭС, правильнее рассматривать не как потребление, а как оказание услуги вторичного регулирования активной мощности для обеспечения отбора излишков мощности в ночном минимуме. В зарубежной печати обсуждается вопрос о целесообразности оплаты такой системной услуги, как потребление излишней электроэнергии в ночные часы, вместо того, чтобы взимать с ГАЭС стоимость потребленной при заряде электроэнергии.

Гидроаккумулирующая электростанция является своеобразным субъектом рынка электроэнергетики – она выступает либо как потребитель (при заряде), либо как поставщик электроэнергии (при разряде). Средний коэффициент полезного действия гидравлического аккумулирования электроэнергии на разных ГАЭС в зависимости от конструкции гидроэнергетического оборудования, компоновки, напора и других параметров составляет около 70%, т.е. ГАЭС потребляет электроэнергии на заряд больше, чем отдает при разряде. Если с учетом этого и при наличии одноставочного (неизменного в течение суток) тарифа строго формально рассматривать экономику ГАЭС, то при отсутствии механизма компенсации оказываемых ею технологических (системных) услуг ГАЭС неизбежно будет убыточной.

Считается аксиомой, что ввод нескольких временных тарифных зон решает эту проблему. Однако это не совсем так. Поясним это на примере Загорской ГАЭС. Дело в том, что использование мощности ГАЭС в пиковой зоне графика нагрузок фактически практикуется только во время осенне-зимнего максимума, т.е. не более 5 мес в году. Более того, даже в этот сезон мощность ГАЭС частично используется вне пиковой части графика нагрузок с подзарядом перед вечерним пиком.

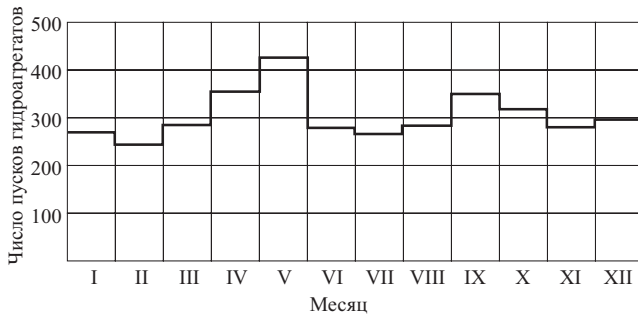


Рис. 2. Среднеемесячное число пусков гидроагрегатов (без учета пусков в режим СК)

В другие сезоны года в связи с изменением структуры энергопотребления участие ГАЭС в покрытии пика графика является неактуальным и оборудование ГАЭС используется как резерв генерирующей мощности на протяжении всего светового дня с многократными пусками, остановами и изменениями нагрузки.

Единственное, что стабильно сохраняет свою актуальность круглый год, – привлечение ГАЭС в двигательном (насосном) режиме в ночном провале суточного графика нагрузок для заряда станции и соответствующего сглаживания проблем тепловых станций при прохождении этого провала.

К работе в утреннем максимуме нагрузки (до 10 ч утра) станция привлекается достаточно редко. Число пусков обратимых гидроагрегатов в утренние часы по отношению к общему числу пусков в генераторный режим в течение года составляет не более 4%.

На рис. 1 показаны типичные суточные графики нагрузки Загорской ГАЭС с учетом реальных режимов ее работы за 5 лет (1996 – 2000 гг.), а на рис. 2 – распределение числа пусков обратимых гидроагрегатов в активный режим (без учета пусков и переводов в режим синхронного компенсатора) по месяцам.

По характеру суточных графиков нагрузки можно выделить четыре чередующихся сезонных периода: зима (ноябрь – март), весенний паводок (апрель – май), лето (июнь – август), осень (сентябрь – октябрь). Зимний и летний графики характерны тем, что суточный цикл ГАЭС состоит, как правило, из двух полуциклов – ночной заряд и вечерний или дневной разряд.

В весенний и осенний паводки суточные графики отличаются большой дробностью, т.е. при одном непрерывном ночном заряде в дневное время генераторный режим дробится на несколько зон. Во время паводка гидростанции Камско-Волжского каскада работают с полной нагрузкой и в условиях сезонного избытка генерирующей мощности потребность в генерирующей мощности Загорской ГАЭС снижается при сохранении необходимости ее привлечения во время ночного провала графика нагрузок в насосном режиме для компен-

сации избыточной мощности тепловых электростанций. Поэтому в дневное время используются все возможности для загрузки ГАЭС и подготовки ее к последующему заряду, в результате чего основная часть выработанной на ГАЭС электроэнергии приходится не на пиковые (утренние или вечерние), а на дневные часы.

Таким образом, практика показывает, что число пусков обратимых гидроагрегатов Загорской ГАЭС достигает 440 пусков в месяц, а в отдельные дни составляет около 30 пусков в сутки (без учета пусков гидроагрегатов в режим синхронного компенсатора).

Кроме того, Загорская ГАЭС привлекается к регулированию напряжения в прилегающей сети 500 кВ. Дело в том, что избыток зарядной мощности ВЛ 500 кВ, через которые Загорская ГАЭС связана с ОЭС Центра, приводит к повышению напряжения до предельно допустимых значений. Поэтому агрегаты ГАЭС в периоды повышения напряжения вынужденно используются в режиме синхронного компенсатора (СК), обеспечивая потребление избыточной реактивной мощности.

Анализ существующего режима напряжений в районе Загорской ГАЭС показывает, что статизм реактивной нагрузки в Загорском узле в интервале от 525 до 545 кВ составляет в среднем около 24 Мвар/кВ. Работая в режиме СК, каждый агрегат Загорской ГАЭС может потреблять около 110 Мвар, т.е. снижать напряжение на 5 кВ. При этом агрегат потребляет из энергосистемы около 12 МВт активной мощности. В 1996 – 2000 гг. среднегодовое число часов работы агрегатов Загорской ГАЭС в режиме синхронного компенсатора составило около 10 000 ч.

Многократные в течение суток пуски обратимых гидроагрегатов ГАЭС с изменением направления их вращения, соответствующего реверсирования водного потока и изменением уровней воды в бассейнах ГАЭС приводят к ускоренному снижению ресурса оборудования и интенсивной эрозии элементов гидротехнических сооружений.

Из приведенной информации очевидно, что ввод многоставочного тарифа не решит проблему материальной компенсации выработки ресурса оборудования ГАЭС, если не предусматривать оплату за оказание дополнительных системных услуг.

Резервирование мощности. В энергообъединениях практикуется многоуровневая система резервирования в зависимости от времени реализации резервных мощностей. Несколько упрощая, будем считать, что эта системная услуга может быть представлена в двух вариантах: оперативное резервирование в случае ожидаемого или несанкционированно возникшего дефицита мощности (например, во время пика суточного графика нагрузки), требующее для своей реализации от нескольких минут до нескольких часов, и аварийное

резервирование в случае необходимости экстренной компенсации аварийно отключившейся мощности других станций.

Оперативное резервирование с привлечением гидроагрегатов ГАЭС используется при условии пуска гидроагрегатов в генераторный режим из остановленного состояния. Это штатный режим работы гидроагрегатов и отличается он от аналогичных режимов ГЭС большим числом пусков, связанных с тем, что ГАЭС располагается обычно в регионе преобладания тепловых электростанций с дефицитом маневренных мощностей.

В принципе, мощность может резервироваться и на тепловой станции, на которой может предусматриваться как холодный, так и горячий резерв. Однако временные характеристики использования резерва турбоагрегатов и гидроагрегатов ГАЭС несопоставимы.

Пуск резервного турбоагрегата из холодного состояния в зависимости от вида топлива, степени автоматизации и других условий может длиться от 16 до 28 ч. Иначе говоря, эти агрегаты в качестве оперативного резерва использоваться не могут и используются только в качестве долговременного планового резерва.

Более оперативно могут использоваться турбоагрегаты, находящиеся в горячем резерве, для чего на тепловых электростанциях используется либо режим продувки, либо режим скользящего давления. Оба режима очень неэкономичны и используются вынужденно при отсутствии других мобильных источников генерирующей мощности.

В случае применения режима продувки (турбоагрегат отключен от сети, но вращается за счет продувки турбины на пониженных параметрах пара) время, необходимое для включения в сеть, составляет примерно 30 мин.

В режиме скользящего давления снижаются производительность котла и давление пара, нагрузка турбогенератора соответственно уменьшается (до 40% и более номинальной мощности), но турбоагрегат включен в сеть и вращается синхронно с сетью. Но даже в этом режиме набор мощности требует значительного времени. Динамика турбоагрегатов такова, что даже при наличии горячего резерва скорость набора нагрузки составляет порядка 5% номинальной мощности в минуту. Иными словами, если турбоблок, имеющий номинальную мощность 200 МВт, в режиме скользящего давления разгружен до 100 МВт, то длительность увеличения его нагрузки до номинала (на 100 МВт) составляет не менее $(100/5)$ 20 мин.

ГАЭС в этом отношении находится вне конкуренции. Длительность пуска обратимого гидроагрегата из холодного состояния вплоть до набора номинальной мощности 200 МВт составляет около 1 мин.

При каждом пуске обратимого гидроагрегата ГАЭС в генераторный режим происходят потери

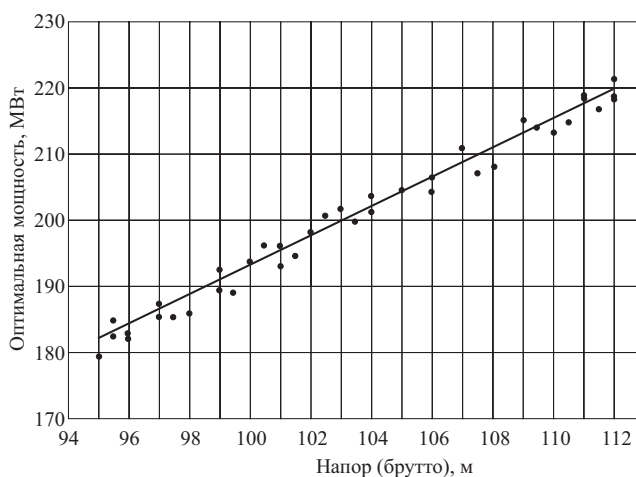


Рис. 3. График зависимости мощности гидроагрегатов Загорской ГАЭС от напора

воды, затрачиваемой на разворот агрегата и на время закрытия направляющего аппарата при останове. Поэтому нам представляется логичным, чтобы в структуру тарифа закладывалась не только плата за фактически поставленную на оптовый рынок электроэнергию, но и цена пуска холодного гидроагрегата.

Кроме того, с этой точки зрения представляет интерес работа обратимых гидроагрегатов ГАЭС в последние 1 – 1,5 ч работы в турбинном режиме при окончании сработки верхнего аккумулирующего бассейна, т.е. в зоне пониженного напора. Для обеспечения оптимальной работы агрегата, т.е. наименьшего расхода воды и максимального КПД, его мощность должна снижаться при соответствующем уменьшении напора (рис. 3). С другой стороны, интересы энергосистемы требуют неизменной и максимальной (номинальной) мощности электростанции во всем временном диапазоне ее работы в турбинном режиме. Однако удовлетворение режимных требований энергообъединения приводит к снижению КПД (до 2%) и увеличению расхода воды, т.е. работе гидроагрегатов в неэкономичном режиме и общему уменьшению выработки электроэнергии. Поэтому работа гидроагрегатов в неоптимальном режиме также должна компенсироваться.

Аварийное резервирование может потребоваться либо для сохранения устойчивости системных связей при возникновении в энергосистеме аварийной ситуации, либо для компенсации аварийно отключившейся генерирующей мощности. Фактически в том и другом случае конечной целью аварийного резервирования является обеспечение надежности электроснабжения конечных потребителей электроэнергии. Учитывая скорость протекания аварийных процессов, длительность ввода аварийного резерва должна быть достаточно малой и составлять не более нескольких секунд. Этим условиям удовлетворяют только гидроагре-

гаты, и в том числе гидроагрегаты ГАЭС, которые вращаются на холостом ходу без включения в сеть. Длительность синхронизации, включения в сеть и набора нагрузки в этом случае составляет порядка 10 – 20 с.

Понятно, что при работе гидроагрегата на холостом ходу сливается из верхнего аккумулирующего бассейна вода, на подъем которой была затрачена электроэнергия, при этом перспектива аварийного включения гидроагрегата является гипотетической. Однако этот недостаток горячего резервирования обратимых гидроагрегатов ГАЭС резко снизит свое значение при переходе электроэнергетики к реальным рыночным отношениям. Дело в том, что рыночные отношения в электроэнергетике предполагают ответственность не только потребителя (покупателя) электроэнергии за своевременную оплату полученной электроэнергии, но и ответственность поставщика электроэнергии за надежность ее поставки. По опыту промышленно развитых зарубежных стран, в которых действуют оптовые рынки электроэнергии и мощности (ОРЭМ), ответственность поставщика за несвоевременную поставку электроэнергии довольно жесткая. Так, в Великобритании и США введены в действие стандарты оперативных требований к надежности, при разработке которых уделено большое внимание экономическим аспектам надежности.

Недостаток резерва мощности в энергосистеме влечет за собой увеличение вероятности недоотпуска электроэнергии потребителям, сопровождающегося определенным ущербом. Для компенсации ущерба у потребителей, обусловленного аварийным недоотпуском электроэнергии, в Великобритании используются штрафные санкции, которые примерно в 40 раз превышают стоимость недопоставленной электроэнергии. Близкие значения штрафных санкций приняты и в США: стоимость недопоставленной электроэнергии в разных штатах в 30 – 40 раз превышает стоимость поставленной.

Из приведенных примеров очевидно, что при наличии столь жестких санкций за недостаточную надежность поставки электроэнергии предпочтительнее понести некоторый сравнительно небольшой ущерб от потерь воды при работе гидроагрегата на холостом ходу, чем нести значительно большие убытки в случае применения штрафных санкций.

Учитывая это обстоятельство, в энергообъединении Великобритании, например, один – два гидроагрегата из шести ГАЭС Динорвиг значительную часть времени находятся в режиме вращающегося резерва, т.е. работают на холостом ходу с возможностью набора номинальной нагрузки за 10 с.

Однако с точки зрения станции в этом случае работа гидроагрегата на холостом ходу приводит к недовыработке электроэнергии и соответствующе-

му экономическому ущербу. Кроме того, вращающийся гидроагрегат снижает свой ресурс, на восстановление которого опять-таки требуется дополнительное финансирование. Поэтому по примеру стран, уже накопивших опыт организации оптового рынка электроэнергии и мощности, считаем целесообразным ввести в структуру тарифа цену работы агрегата на холостом ходу.

Работа гидроагрегатов в режиме синхронного компенсатора для Загорской ГАЭС составляет около 10 тыс. ч в год. При этом гидроагрегаты ГАЭС могут работать с реактивной нагрузкой от 110 Мвар (потребление) до 180 Мвар (выдача), потребляя из энергосистемы 11 – 13 МВт активной мощности.

Нетрудно подсчитать количество (и стоимость) активной электроэнергии, используемой в режиме синхронного компенсатора. Менее очевидна необходимость дополнительного расхода материально-технических и финансовых ресурсов, связанных с обеспечением режима синхронного компенсатора (восстановление ресурса гидроагрегата и его вспомогательных систем, расход электроэнергии на работу компрессоров и насосов и др.). В настоящее время эта системная услуга не только не оплачивается, но станция при ее оказании несет прямые убытки.

Автоматическое регулирование напряжения (АРН) в прилегающей сети требует дополнительных и довольно значительных инвестиций, особенно на стадии внедрения (разработка проекта, разработка и изготовление программно-технического комплекса ГРН – группового регулятора напряжения). Поэтому чисто волевое решение о привлечении станции к автоматическому регулированию напряжения без решения финансовых вопросов как первоначального инвестирования, так и на стадии эксплуатации (на поддержание системы в работоспособном состоянии) не решает проблемы. Опыт зарубежной энергетики показывает, что эта услуга стала внедряться на многих электростанциях только после установления платы за нее.

При всем внешнем сходстве двух последних услуг оплата за эти услуги должна быть различной. Использование через диспетчеров системы работы агрегатов в компенсаторном режиме имеет следствием существенно большие дополнительные расходы, поэтому оплата за работу гидроагрегатов в режиме СК будет относительно высокой. Для АРН же большее значение имеет объем первоначальных инвестиций.

На системном рынке электроэнергии будут использоваться все виды дополнительных услуг, но по мере повышения требований к качеству электроэнергии услуга – регулирование реактивной мощности и напряжения – будет играть все большую роль. Очевидно, в будущем можно даже предполагать возникновение рынка реактивной

энергии (аналогично рынку активной мощности и энергии).

Перечисленные системные услуги будут приобретать все большее значение по мере развития рыночных отношений в электроэнергетике. Но их следует также рассматривать и в более дальней перспективе – подключении объединенной энергосистемы России к объединенной энергосистеме Европы и расширении роли международного обмена электроэнергией, в которой действуют очень жесткие стандарты в отношении надежности и качества поставляемой электроэнергии. Среди прочих системных услуг приобретет большое значение и еще одна услуга, так называемого “блэк-старта”, связанная с готовностью данной электростанции к участию в восстановлении рабочего режима в энергосистеме после лавины напряжения.

Не перечисляя всех возможных видов дополнительных системных услуг, скажем лишь, что создание основ действия рынка электроэнергии сопровождается целым рядом сложных проблем, связанных с системными услугами в пользу энергосистем. Проблемы настолько трудны, что практически требуют принятия новых решений и полностью нового подхода к системе расчетов с учетом воздействия оказываемых услуг на реализацию основных задач производства электроэнергии и степени их влияния.

Точная регламентация конкретных системных услуг является необходимым элементом ведения рыночной игры как для исполнителя услуг, так и для их получателя. Исполнитель должен видеть, зная достоверно технические возможности эксплуатируемых объектов и оборудования, выполнение какой услуги и в каком объеме предложить получателю. Получатель же знает точно, какой вид и объем услуг является для него наиболее ценным. Точная регламентация конкретных услуг позволит исключить произвол в способах расчетов и влияния на доходы электростанции благодаря проведению политики реального использования услуг, заявленных электростанцией.

Уточняя системные услуги, следует иметь в виду также то, что список оказывающих системные услуги не будет ограничиваться только производителями электроэнергии, а должен включать также объединения магистральных и распределительных сетей, конечных потребителей и обмен мощностью с зарубежными сетями в рамках международных объединенных электроэнергетических систем, однако правила назначения цены за определенные услуги должны быть едиными.

При разработке алгоритма расчетов за предоставление системных услуг можно ожидать значительных трудностей. Чтобы установить верхний предел цен, обязательным является знание расходов по оказанию каждой конкретной услуги различными производителями.

Каждый, оказывающий услугу (производитель, сетевое объединение, потребитель), должен проанализировать собственные расходы по оказанию этой услуги (которые будут определять минимальную цену), такие как:

1) постоянные затраты, связанные с первоначальными инвестициями;

2) переменные затраты:

затраты, связанные с использованной электроэнергией либо с недовыработкой ее;

затраты дополнительных потерь, возникающих при генерировании реактивной энергии, измеренной на стороне ВН блочных трансформаторов;

дополнительные затраты на поддержание и ремонт оборудования, являющиеся следствием участия станции в выработке реактивной энергии в том числе, а также расходы на восстановление ресурса оборудования;

расходы финансовые (общие расходы, амортизация).

Рыночная ценность определенной системной услуги, которая должна быть известна как оказывающим услугу, так и получающим ее, определяется на основе нескольких составляющих:

собственных расходов при оказании услуги. Такие данные, очевидно, имеются на энергопредприятиях для каждой услуги – отсюда определяется минимальная цена услуги;

ценности услуги для энергосистемы – отсюда определяется максимальная цена в условиях конкуренции;

утраченные преимущества данного энергоблока при оказании услуги, вместо другого, более оптимального для электростанции режима работы – отсюда определяется средняя цена, минимальная с точки зрения оказывающего услугу.

При анализе утраченных преимуществ нужно учитывать:

уменьшение производства электроэнергии;

невозможность получения прибыли от других режимов работы либо другой услуги. Например, привлечение обратимых гидроагрегатов ГАЭС для работы в пиковой части графика нагрузок лишает возможности использования их в качестве аварийного резерва и, наоборот, создает невозможность заключения контракта на поставку пиковой энергии от гидроагрегатов, уже законтрактованных для оказания услуги “быстрый резерв мощности”;

влияние оказания услуг на возможности ГАЭС в насосном режиме.

Системные услуги должны делиться на *услуги гарантированные* и *услуги негарантированные*, оказываемые по просьбе оператора системы в соответствии с возможностями оказывающего услугу. Эти две категории должны сильно различаться с точки зрения обязанностей сторон и соответствующей оплаты.

В случае *гарантированной услуги* оказывающий ее обязан обеспечивать ее доступность в

определенное время суток (или дни недели), а оператор сети платить оказывающему услугу по ставке, установленной в контракте, независимо от фактического использования услуги. При этом дополнительная оплата за оказание услуги не производится. Примером такой услуги может быть резерв, в том числе быстрый резерв мощности.

Негарантированная услуга декларируется и (в случае ее принятия оператором сети) реализуется в соответствии с возможностями оказывающего услугу. В этом случае оператор сети не обязан покупать эту услугу, а ее оплата реализуется по ее фактическому использованию и на основе оговоренных заранее ставок.

Таким образом, системные услуги выполняют важные функции в работе энергосистемы, а их роль вместе с внедрением основ функционирования рынка электроэнергии и мощности должна существенно возрасти. ГАЭС с ее уникальными возможностями многофункциональности в этом плане приобретает особое значение.

Существующий сегодня ассортимент системных услуг неполон. Требуется уточнить новый пакет системных услуг, который даст возможность более эффективно использовать производственный потенциал и стимулировать его развитие с целью повышения уровня регулируемости и стабильности рыночных параметров электроэнергии, обеспечить безопасную и надежную работу электроэнергетической системы.

Электростанции, особенно ГЭС и ГАЭС с их динамическими характеристиками, должны рассматриваться как интегрированные объекты регулирования параметров электроэнергии. Это позволит более полно использовать технические возможности электростанции, оптимизировать ее работу в энергообъединении с учетом участия в пуле и на рынке системных услуг.

В статье В. Китушина «Какая должна быть тарифная система на конкурентном рынке электроэнергии России?»² высказано предположение, что независимо от того, какой системой управления – централизованной или распределенной – будет обеспечено выполнение функций по поддержанию качества и надежности электроснабжения, оказание системных услуг будет носить монопольный характер и тарифы на них будут регулироваться государством по закону «необходимые затраты плюс достойная нормируемая прибыль».

По нашему мнению, это противоречит основным законам рынка. Не может рынок наполовину быть рынком, а наполовину регулируемым государством по жесткому (по сути – волевому) закону. Ценообразование системных услуг не может функционировать в изоляции от рынка электроэнергии и мощности. Равновесие на одном рынке

дает импульс равновесию на другом. В идеале оба рынка должны быть сбалансированы одновременно. Однако, судя по опыту зарубежных стран с дерегулируемой электроэнергетикой, на практике это условие может быть достигнуто лишь путем итеративного процесса.

В статье в качестве объекта для анализа проблем формирования тарифов в условиях рынка рассматривается ГАЭС, но основные положения статьи актуальны и для других субъектов ОРЭМ. Поэтому полезно обратиться к опыту в части коммерциализации системных услуг на ОРЭМ тех стран, которые уже осуществили дерегулирование энергетики.

После дерегулирования в странах с развитыми рыночными отношениями (в первую очередь, в Великобритании, Скандинавских странах и США) развивается система, предусматривающая обязательную оплату субъектам ОРЭМ технологических услуг.

Так, в Великобритании в процессе создания конкурентного ОРЭМ получил развитие вторичный рынок технологических услуг. В соответствии с установленными правилами предусматриваются оплата за поддержание резервов активной мощности, участие в регулировании частоты и напряжения, отключение нагрузки в аварийных режимах, мобилизация резервов реактивной мощности, оперативное устранение ограничений по сети, готовность агрегатов к пуску с нуля.

В Норвегии, кроме того, считается необходимым оплачивать отключение генераторов и нагрузки под действием устройств противоаварийной автоматики. При этом, при определении цены учитывается компенсация за покрытие инвестиций с учетом оперативных затрат. Однако, судя по имеющейся информации, несмотря на накопленный опыт, совершенствование механизма ценообразования на рынке системных услуг до сих пор является актуальным на скандинавском рынке. Существуют различные точки зрения относительно базового определения услуг, типов контрактов, ценообразования, доступа на рынок. Хотя после проведенных дебатов операторов скандинавской системы были приняты определенные меры, вопрос далек от окончательного решения. Между тем, совершенствование рынка системных услуг является решающим условием обеспечения резервами интегрированного рынка электроэнергии.

Выводы

1. Технологические услуги энергосистеме выполняют важную функцию ведения режима системы, их роль в условиях рынка еще более возрастает.
2. Необходимо определить объем пакета технологических услуг, которые эффективно повысят производственные возможности электроэнергетики.

² Экономика электроэнергетики. Рыночная политика. Новосибирск, СО РАН, 2001.

ки, степень регулируемости, обеспечат надежную работу энергосистем.

3. При формировании рыночной инфраструктуры электрической энергии и мощности должна быть предусмотрена оплата технологических (системных) услуг, оказываемых субъектами оптового рынка электроэнергетики и мощности.

4. Правила формирования структуры тарифа и определение стоимости его составляющих должны быть едиными для всех участников рынка. Рыночная стоимость системных услуг должна рассчитываться на основании анализа собственных расходов, ценности данной услуги для энергосистемы и с учетом анализа утраченных возможностей.

От редакции

Публикуя статью Магзука В. И. и Родионова В. Г., редакция отмечает, что рассмотрение комплекса технологических услуг, оказываемых ГАЭС энергосистемам, представляет интерес в связи с формированием рыночных отношений в электроэнергетике. Предложение оценивать каждую услугу отдельно соответствует современной тенденции к распределению затрат по видам деятельности. Вместе с тем, реализация данного предложения является задачей непростой.

Читатели журнала вправе рассчитывать, что авторы статьи продолжат разработку этой задачи и попытаются сформулировать методические подходы, а также дать количественную оценку стоимости рассмотренных технологических услуг, оказываемых ГАЭС другим субъектам электроэнергетического рынка.

Затронутая в статье тема касается не только ГАЭС, но и других субъектов электроэнергетического рынка. Поэтому редакция считает, что в ее разработке могут принять участие не только гидроэнергетики, но и другие специалисты, заинтересованные в формировании рыночных отношений в электроэнергетике.

М О С К В А

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

2002



4-я международная специализированная выставка по энергосбережению

Основные темы выставки:

- энергоэффективные технологии в промышленности и малая энергетика
- возобновляемые источники энергии
- нетрадиционная энергетика
- вторичное использование энергии
- охрана окружающей среды

OWP

☎ (095) 967-04-61
967-03-62

☎ (095) 967-04-62

e-mail: owpmow@dialup.ptt.ru



Выставка проводится при поддержке

- Министерства Энергетики Российской Федерации (МИНЭНЕРГО)
- Федеральной Энергетической Комиссии
- ОАО «Газпром»
- РАО «ЕЭС России»
- Ассоциации Энергоменеджеров
- Московского Дома Света
- ЗАО «Экспоцентр»

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Результаты комплексных испытаний котла ТГМП-314 ТЭЦ-23 АО Мосэнерго после реконструкции

Енякин Ю. П., Зройчиков Н. А., доктора техн. наук, Глускер Б. Н., канд. техн. наук, Галас И. В., Цыпкин Ю. М., Зарецкий В. З., Енякин Б. П., Носов Б. Н., Чупров В. В., Аничков С. Н., Верещетин В. А., инженеры

ВТИ – ОРГРЭС – ТЭЦ-23 АО Мосэнерго – Мосэнергоналадка

Эксплуатация котлов ТГМП-314Ц с циклонными предтопками выявила ряд серьезных недостатков по сравнению с котлами, оборудованными горелочными устройствами. Котлы ТГМП-314Ц имеют большие расходы электрической энергии на собственные нужды из-за высокого аэродинамического сопротивления предтопок, выбросы оксидов азота в 2–3 раза выше, проигрывают по надежности работы поверхностей нагрева. Поэтому в последние годы ТЭЦ-23 АО Мосэнерго планомерно ведет работы по реконструкции этих котлов.

Котел ТГМП-314Ц предназначен для сжигания природного газа и мазута. Котел однокорпусный, прямоточный на сверхкритические параметры пара с промперегревом, выполнен по П-образной компоновке, не газоплотный, под разрежением.

Топочная камера призматическая, открытого типа, на выходе из которой расположен вертикальный ширмовый пароперегреватель.

В конвективном (опускном) газоходе последовательно размещены пароперегреватель высокого давления, пароперегреватель низкого давления, водяной экономайзер.

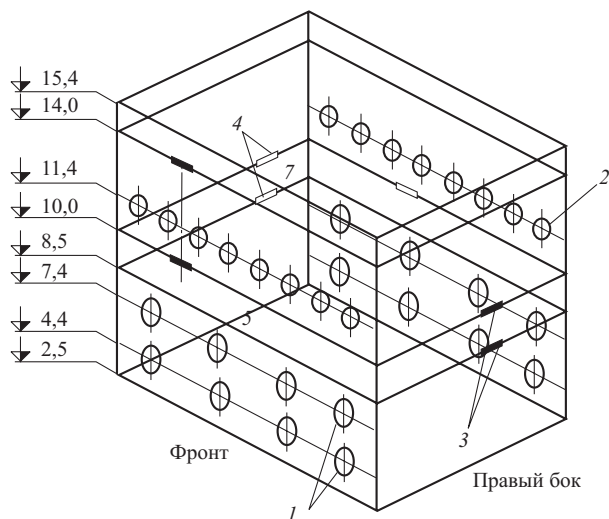


Рис. 1. Схема расположения горелок (1), сопл вторичного дутья (2) и вставок в экраны НРЧ:

вставки соответственно фронтального и правого бокового (3) и тыльного и левого бокового (4) экранов

В топке котла на фронтальной и задней стенах встречно, в два яруса, взамен четырех циклонных предтопок установлены 16 горелок типа ГМВИг(Ш)-50 конструкции ТКЗ – ВТИ. Расстояние между ярусами горелок примерно 3 м.

Ступенчатое сжигание газа для снижения выбросов NO_x осуществляется за счет подачи 30–35% воздуха через 16 сопел вторичного дутья, смонтированных встречно на фронтальной и задней стенах топки. Расстояние между соплами и верхним ярусом горелок примерно 4 м. Схема установки горелок и сопел вторичного дутья показана на рис. 1.

При работе на газе в горелки по проекту должно поступать 15% газов рециркуляции. При сжигании мазута главным мероприятием по уменьшению выбросов NO_x являются рециркуляция 18–20% продуктов сгорания через горелки и конструкция самих горелок, обеспечивающая ступенчатое сжигание топлива на горизонтальном участке факела.

При работе котла на мазуте подача воздуха в сопла вторичного дутья по проекту должна прекращаться, а для охлаждения сопел в них через четыре перемычки диаметром 400 мм предусмотрен подвод части дымовых газов рециркуляции.

Тракт рециркуляции дымовых газов выполнен по двухниточной схеме и оснащен двумя ДРГ. В тракте предусмотрена перемычка для работы котла при одном отключенном дымососе рециркуляции газов. В случае выхода из строя обоих ДРГ в горелки вместо газов рециркуляции можно подать воздух через две перемычки диаметром 1000 мм.

В объем реконструкции котла согласно проекту, кроме установки новых горелок, монтажа сопел вторичного дутья, замены ДРГ на более мощные входили: уменьшение поверхности пароперегревателя низкого давления первой ступени, выполнение независимого регулирования расхода впрыска на каждый подпоток промперегревателя, увеличение поверхности водяного экономайзера, перенос встроенной задвижки (ВЗ). Последние четыре мероприятия не были выполнены.

Горелка ТКЗ – ВТИ рассчитана на отдельное сжигание газа и мазута, но допускается кратковременная работа на двух видах топлива при переходе

с одного вида топлива на другой (рис. 2). Конструкция горелки выполнена с индивидуальным подводом воздуха и газов рециркуляции.

Подвод природного газа в горелку осуществляется по двойной схеме:

в центральную часть – по кольцевому каналу через конический насадок с отверстиями;

в среднюю часть – через входной коллектор с раздачей по газовым трубам, размещенным в канале, расположенном между внутренним воздушным каналом и каналом газов рециркуляции.

Канал газов рециркуляции расположен между каналом газораздающих трубок и периферийным воздушным каналом. В центральной трубе установлены запальник, мазутная паромеханическая форсунка и гляделка визуального наблюдения. Горелка снабжена датчиком селективного контроля факела. Воздух в горелке движется по трем каналам: центральному, внутреннему, периферийному. По центральному каналу воздух поступает прямооток. Внутренний и периферийный потоки закручиваются аксиальными лопаточными аппаратами. Дымовые газы рециркуляции подаются в топку прямооток.

Перед испытаниями персоналом ТЭЦ совместно с Мосэнергоналадкой и ОРГРЭС дополнительно к штатным измерениям была смонтирована система экспериментального контроля с установкой необходимых приборов. Все измерения и связанные с ними расчеты выполнялись в соответствии с [1, 2].

Анализ продуктов сгорания в расщелке водяного экономайзера и за дымососами выполнялся немецким прибором Testo-33. Число Бахараха измерялось прибором ДАГ-16 отечественного производства.

Отбор проб дымовых газов для определения содержания в них бенз(а)пирена проводился в соответствии с [3]. Количественное определение содержания бенз(а)пирена проводилось в НПО “Тайфун” Федеральной службы России по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды.

Измеренная концентрация оксидов азота в дымовых газах приводилась к нормативному значению коэффициента избытка воздуха 1,4. Пересчет концентрации оксидов азота на номинальную нагрузку котла производился согласно [4] по формуле

$$C_{\text{NO}_x}^{\text{НОМ}} = C_{\text{NO}_x}^i \left(\frac{D_{\text{НОМ}}}{D_i} \right)^{1,25}$$

Исследование теплового режима поверхностей нагрева включало в себя определение температур, энтальпий, приращение энтальпий среды и тепловосприятий в эксплуатационных и опытных режимах. Указанные параметры находились как для отдельных поверхностей нагрева, так и для двух частей пароводяного тракта высокого давления: паро-

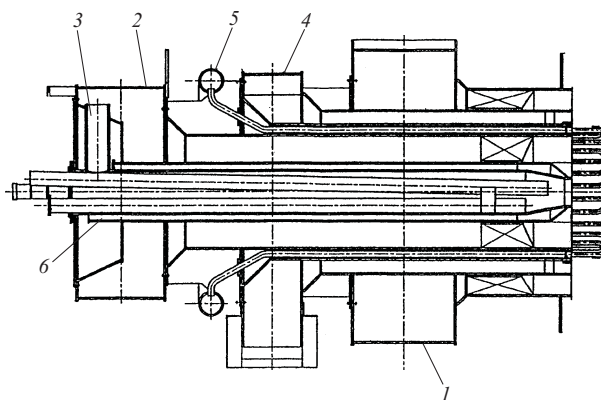


Рис. 2. Газомазутная горелка ТКЗ – ВТИ:

1, 2, 3 – воздух; 4 – газы рециркуляции; 5, 6 – природный газ

генерирующего тракта до первого впрыска (ПГ) и пароперегревательного тракта (ПП).

Установленные опытные зависимости приращений энтальпий среды и воспринятых тепловых потоков свидетельствуют о надежном тепловом режиме как радиационных поверхностей нагрева, так и всего тракта ПГ.

Испытания также показали, что в проведенном диапазоне нагрузок $(0,95 \div 0,5)D_{\text{НОМ}}$ во всех режимах поддерживаемые эксплуатационные соотношения “вода – топливо” обеспечивают состояние нагрева среды высокого давления в ВРЧ (на газе – $405 \div 410^\circ\text{C}$, на мазуте – $410 \div 420^\circ\text{C}$), выполняя условие получения надежного импульса для поддержания этого соотношения средствами САУ.

Приращения энтальпии пара и воспринятые потоки в ШПП и КПП высокого давления обеспечивают номинальный перегрев острого пара во всем проверенном диапазоне нагрузок блока. Перегрев выдерживается при включенном одном втором впрыске, теплосъем которого составляет всего 10 – 12 ккал/кг на номинальной нагрузке и 15 – 17 ккал/кг при $D = 0,5 D_{\text{НОМ}}$. Суммарное приращение энтальпии среды пароперегревателя высокого давления, не превышающее 102 – 125 ккал/кг при работе на газе и 110 ккал/кг – на мазуте, дает основание рассмотреть вопрос об установке ВЗ перед ШПП, что значительно улучшит температурный режим пароперегревателя в пусковых режимах и позволит повысить маневренные характеристики блока.

Оценка относительных тепловосприятий ступеней пароперегревателя указывает на правильный выбор распределения поверхностей нагрева между КПП и ШПП, что обеспечивает допустимый температурный режим в каждой из этих поверхностей нагрева.

Характеристики немодернизированного пароперегревателя низкого давления (КПП НД) при работе котла на мазуте и газе определялись при из-

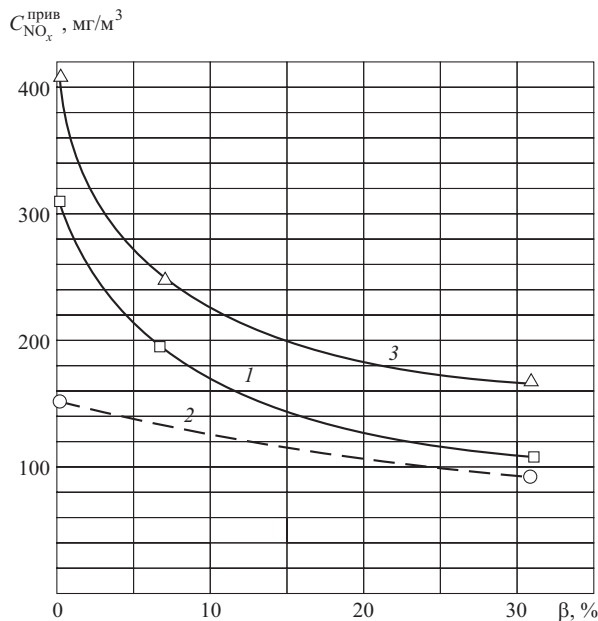


Рис. 3. Графики зависимости приведенной концентрации оксидов азота от доли воздуха, поступающего в сопла вторичного дутья, при $D_{оп} = 0,9D_{ном}$:

1 – топливо газ: $r = 0\%$, $\alpha_{ЭК}'' = 1,08 \div 1,1$, $q_3 = 0$; 2 – топливо газ: $r = 6 \div 8\%$; $\alpha_{ЭК}'' = 1,08 \div 1,09$, $q_3 = 0$; 3 – топливо мазут: $r = 0\%$; $\alpha_{ЭК}'' = 1,08 \div 1,09$, $q_3 = 0$

менении в широком диапазоне параметров, влияющих на его работу.

Установлено, что расход воздуха через сопла вторичного дутья не влияет на тепловосприятие вторичного пароперегревателя. Это положение, отмеченное при работе котла на обоих видах топлива, представляется очень важным. Вторичное дутье эффективно сказывается на подавлении оксидов азота. При этом тепловой режим промпрегревателя оказывается практически неизменным.

В то же время рециркуляция дымовых газов при работе на мазуте и газе и избыток воздуха при работе на мазуте существенно влияют на тепловосприятие КПП НД. Например, при $D = 0,9D_{ном}$ и $\alpha_{ЭК}^{опт} = 1,09$ увеличение доли рециркуляции газов r с 2 до 16 – 17% приводит к повышению тепловосприятия вторичного пароперегревателя примерно на 11% как при работе на газе, так и на мазуте. Это, в свою очередь, влечет за собой увеличение расхода воды на аварийный впрыск, крайне нежелательного по обеспечению надежности температурного режима паропроводов за КПП НД первой ступени.

Наладчики и сотрудники станции пришли к выводу, что при сжигании газа и мазута проектная доля рециркуляции дымовых газов, полезная с точки зрения более глубокого подавления NO_x , должна быть ограничена из-за возможного захлаживания гибов паропроводов за КПП НД питательной водой аварийного впрыска.

Экспериментальный материал подтвердил целесообразность реконструкции КПП НД и схемы регулирования температуры вторичного пара и позволяет рекомендовать следующее:

выполнение байпаса КПП НД первой ступени с расходом пара $(0,15 \div 0,2)D_{хпп}$;

сокращение поверхности КПП НД первой ступени на 10 – 15% за счет симметричной вырезки 1 – 1,5 петли змеевиков в каждом пакете;

выполнение независимого регулирования расходов впрыска на каждом подпотоке промпрегревателя с установкой на каждом подпотоке регулирующего клапана.

Выбор оптимальных эксплуатационных топочных режимов при сжигании природного газа проведен в диапазоне нагрузок 614 – 930 т/ч.

Нижний предел обусловлен поддержанием давления газа за регулирующими клапанами при всех работающих горелках не менее $0,14 \text{ кгс/см}^2$, принятого в эксплуатации, хотя по “срывным” характеристикам горелок давление газа может быть снижено. Максимальная нагрузка ограничивалась мощностью дымососов.

Основная задача первой серии испытаний заключалась в оценке влияния ступенчатого сжигания и рециркуляции дымовых газов на работу промежуточного пароперегревателя и концентрации оксидов азота в дымовых газах.

Для улучшения условий работы пароохладителей промпрегревателя на нагрузке, близкой к номинальной, была уменьшена доля рециркуляции дымовых газов r до $6 \div 8\%$ (вместо 15% по проекту) с обеспечением надежного охлаждения каналов горелок.

На рис. 3 показаны графики зависимости приведенной концентрации оксидов азота $C_{NO_x}^{прив}$ на нагрузке примерно $0,9D_{ном}$ от доли воздуха, поступающего в сопла вторичного дутья. Коэффициент избытка воздуха в рассечке водяного экономайзера $\alpha_{ЭК}''$ находился в пределах 1,08 – 1,10.

График позволяет оценить, что без применения средств подавления $C_{NO_x}^{прив}$ составляет 307 мг/м^3 (кривая 1). Ожидаемая $C_{NO_x}^{прив}$ в пересчете по [4] на номинальную нагрузку 980 т/ч будет близка к 360 мг/м^3 .

На однотипных котлах модели ТГМП-314, оборудованных горелками ТКЗ с такой же настенной компоновкой или горелками ТКЗ – ХФ ЦКБ – ВТИ с подовой компоновкой, $C_{NO_x}^{прив}$ в дымовых газах примерно в 2,5 – 3 раза выше.

При совместном использовании средств подавления образования оксидов азота ($r = 6 \div 8\%$, $\beta = 32\%$, $\alpha_{ЭК}'' = 1,09$) приведенная концентрация оксидов азота в уходящих газах котла в данной се-

рии опытов была равна 98 мг/м^3 (рис. 3, кривая 2). Работа промперегревателя и всех поверхностей нагрева не вызывала опасений.

После проведения поисковых испытаний были выбраны следующие режимы работы котла:

во всем рабочем диапазоне нагрузок шибера на подводах воздуха к соплам вторичного дутья открыты на 100% ($\delta = 100\%$, $\beta = 32\%$);

на нагрузке, близкой к номинальной, доля рециркуляции дымовых газов не должна превышать 6 – 8%;

при уменьшении нагрузки степень открытия направляющих аппаратов ДРГ остается постоянной.

Установлено, что при указанных условиях, в диапазоне нагрузок котла 930 – 850 т/ч, оптимальный коэффициент избытка воздуха в рассечке водяного экономайзера $\alpha_{\text{ЭК}}^{\text{опт}}$, при котором гарантировано полное отсутствие продуктов химического недожога в уходящих газах, равен 1,08. С уменьшением нагрузки $\alpha_{\text{ЭК}}^{\text{опт}}$ возрастает и при $D = 614 \text{ т/ч}$ составляет 1,12.

На рис. 4 показан график зависимости приведенной концентрации оксидов азота в уходящих газах котла от нагрузки, построенный по результатам балансовых опытов при $\alpha_{\text{ЭК}}^{\text{опт}}$. Из графика видно, что при $D = 930 \text{ т/ч}$ в режиме ступенчатого сжигания с $r = 6 \div 8\%$, $\beta = 32\%$ и $\alpha_{\text{ЭК}}^{\text{опт}} = 1,08$ приведенная концентрация оксидов азота в уходящих газах котла составляет 95 мг/м^3 . При уменьшении нагрузки $C_{\text{NO}_x}^{\text{прив}}$ снижается до 53 мг/м^3 ($r = 14\%$, $\alpha_{\text{ЭК}}^{\text{опт}} = 1,12$).

Согласно оценке по [4] приведенная концентрация NO_x при работе котла на номинальной нагрузке 980 т/ч не будет превышать 100 мг/м^3 , что ниже нормативного значения (125 мг/м^3).

Испытания котла на мазуте проведены в диапазоне нагрузок 562 – 902 т/ч, при изменении давления топлива за регулирующими клапанами от 20 до 40 кгс/см². Максимальная производительность котла ограничивалась пропускной способностью форсунок и влажностью мазута, которая составляла 10%.

После перевода котла на мазут, на нагрузке примерно $0,9D_{\text{ном}}$ был организован проектный топочный режим с коэффициентом избытка воздуха в режимном сечении 1,09 (на выходе из топки примерно 1,05). Газы рециркуляции подавались в каналы горелок и в сопла вторичного дутья.

Из-за недостаточной пропускной способности перемычек, подводящих газы рециркуляции к распределительным коробам сопел вторичного дутья, был зафиксирован недопустимый нагрев сопел.

Поэтому было принято вынужденное решение – охладить сопла вторичного дутья воздухом. Для определения необходимого расхода воздуха для

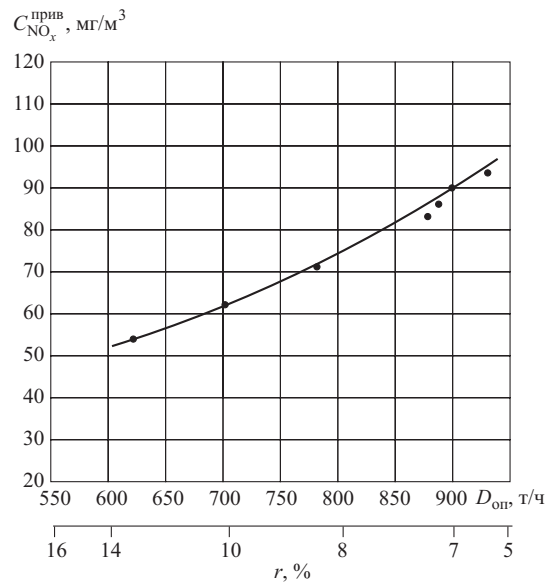


Рис. 4. График зависимости приведенной концентрации оксидов азота от нагрузки котла:

топливо газ, $\beta = 32\%$; $\alpha_{\text{ЭК}}^{\text{прив}} = \alpha_{\text{ЭК}}^{\text{опт}}$; $q_3 = 0$

охлаждения сопел и исходной $C_{\text{NO}_x}^{\text{прив}}$ без применения средств подавления NO_x были поставлены специальные опыты, результаты которых показаны на рис. 3 (кривая 3).

Установлено, что подача в сопла вторичного дутья воздуха в количестве $\beta = 7 \div 8\%$ ($\delta = 15\%$), идущего на горение, полностью решает проблему их охлаждения, а $C_{\text{NO}_x}^{\text{прив}}$ без применения средств подавления NO_x при $D = 0,9D_{\text{ном}}$, и $\alpha_{\text{ЭК}}^{\text{прив}} = 1,09$ равна 408 мг/м^3 и в пересчете на номинальную нагрузку по [4] не превышает 460 мг/м^3 .

Горелочные устройства при сжигании мазута без применения средств подавления генерируют меньше в 2,5 – 3 раза оксидов азота, чем горелки других конструкций, установленные на аналогичных котлах.

В результате были выбраны следующие режимы работы котла:

во всем рабочем диапазоне нагрузок охлаждение сопел вторичного дутья осуществлять воздухом за счет открытия шибера на подводах к распределительным коллекторам с $\delta = 15\%$, что соответствует расходу воздуха через сопла $\beta = 7 \div 8\%$;

газы рециркуляции подавать только в горелки; ограничить долю рециркуляции дымовых газов на нагрузке $0,9D_{\text{ном}}$ и выше на уровне 6% (вместо 18% по проекту);

при нагрузке $D < 0,9D_{\text{ном}}$ загрузку ДРГ устанавливать в зависимости от паровой нагрузки котла.

Режим работы котла на мазуте с охлаждением сопел вторичного дутья воздухом рекомендуется как временный, так как при коэффициенте избытка воздуха в режимном сечении 1,09 соотношение

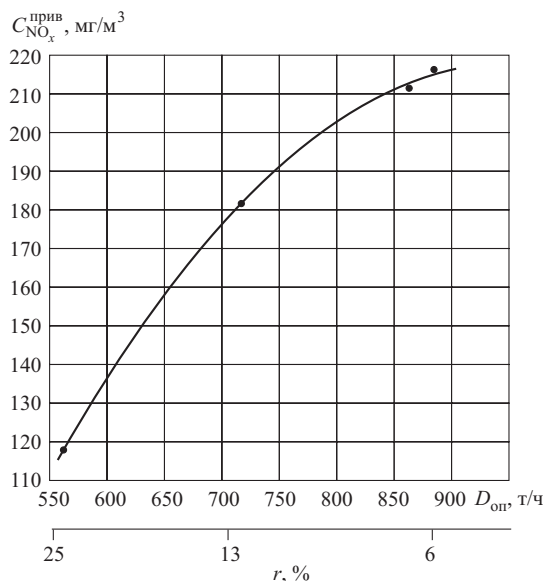


Рис. 5. График зависимости приведенной концентрации оксидов азота от нагрузки котла:

топливо мазут; $\beta = 7 \div 8\%$; $\alpha_{ЭК}'' = \alpha_{ЭК}^{опт}$; $q_3 = 0$

“топливо – воздух” в горелках несколько ниже стехиометрического ($\alpha_{гор} \approx 0,95$), что диктует необходимость проверки содержания сероводорода, опасного в отношении коррозии, в пристенной области экранов топочной камеры.

В выбранных режимах оптимальный коэффициент избытка воздуха в режимном сечении в диапазоне нагрузок 902 – 750 т/ч равен 1,09, что соответствует расчетному значению на выходе из топки 1,05. При снижении нагрузки $\alpha_{ЭК}^{опт}$ возрастает и при $D = 562$ т/ч составляет 1,17.

На рис. 5 показан график зависимости $C_{NO_x}^{прив}$ в уходящих газах котла от нагрузки, построенный по результатам балансовых опытов при $\alpha_{ЭК}^{опт}$. Из рис. 5 видно, что $C_{NO_x}^{прив}$ во всем проверенном диапазоне нагрузок меньше нормативного значения, равного 250 мг/м³. Так, на нагрузке 884 т/ч приведенная концентрация NO_x составила 216 мг/м³ ($r = 6\%$, $\beta = 7 \div 8\%$, $\alpha_{ЭК}^{опт} = 1,09$). Пересчет на номинальную нагрузку 980 т/ч дает концентрацию оксидов азота 246 мг/м³. Следует обратить внимание на то, что нормативная концентрация NO_x достигнута при $r = 6\%$, т.е. в 3 раза меньше проектного значения. В балансовом опыте на нагрузке 902 т/ч с $r = 9\%$ приведенная концентрация NO_x была равна 199 мг/м³. В пересчете на номинальную нагрузку это составляет 220 мг/м³.

При сжигании мазута и газа КПД котла брутто, приведенный к условиям теплового расчета на реконструкцию, близок к проектному.

В целом можно констатировать, что рассматриваемая горелка конструкции ТКЗ – ВТИ с отдель-

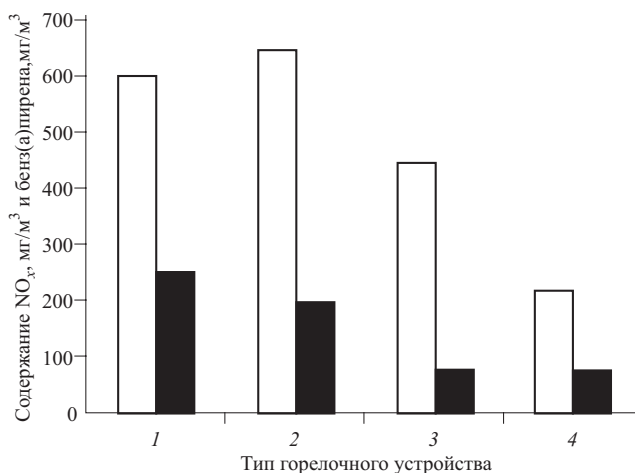


Рис. 6. Уровень выбросов оксидов азота и бенз(а)пирена в атмосферу от котлов ТГМП-314 при сжигании мазута в зависимости от типа горелочного устройства:

□ – содержание NO_x ; ■ – содержание бенз(а)пирена; горелки: 1 – ХФ ЦКБ – ВТИ; 2 – подовые; 3 – с циклонными предтопками; 4 – ТКЗ – ВТИ котел ст. № 7 ТЭЦ-23

ным каналом для дымовых газов рециркуляции обеспечивает пониженную генерацию оксидов азота без применения технологических средств их подавления, а при использовании этих средств (ступенчатое сжигание и рециркуляция дымовых газов) обеспечивает получение приведенной концентрации NO_x менее нормативной.

В эксплуатационных режимах содержание бенз(а)пирена в уходящих газах котла не превышало при сжигании газа 63 нг/м³, при сжигании мазута и смеси топлива – 80 нг/м³. Число Бахараха было ниже требований [5].

Применение на котле горелок ТКЗ – ВТИ и комплекса мероприятий по подавлению образования оксидов азота не привело к ожидаемому повышению выброса в атмосферу бенз(а)пирена. Более того, даже при достижении максимального эффекта по снижению NO_x при сжигании мазута содержание бенз(а)пирена в продуктах сгорания в большинстве опытов находилось на уровне значений, полученных в опытах при сжигании природного газа, что свидетельствует о высокоэффективной организации топочных процессов в горелках данной конструкции.

На рис. 6 показаны результаты обобщения полученных данных и их сравнение с имеющимися результатами аналогичных испытаний, проведенных ВТИ и другими организациями на котлах ТГМП-314, оборудованных различными типами горелочных устройств [6, 7]. Из рис. 6 видно, что при сжигании мазута в топках с горелками ТКЗ – ХФ ЦКБ – ВТИ и подовыми горелками средний уровень выбросов NO_x в 600 – 650 мг/м³ обеспечивается при содержании бенз(а)пирена в уходя-

щих газах 200 – 250 нг/м³, а с циклонными предтопками – 450 мг/м³ и 80 нг/м³ соответственно.

На исследованном котле удалось достигнуть снижения содержания оксидов азота в уходящих газах при сжигании мазута до 220 мг/м³ при выбросе бенз(а)пирена, равном 80 нг/м³.

Для оценки вклада выбросов котлов ТЭЦ в загрязнение атмосферного воздуха бенз(а)пиреном были проведены расчеты рассеивания по программе “Эколог”. Расчеты показали, что при обеспечении всеми котлами ТЭЦ выбросов бенз(а)пирена на уровне, достигнутом на котле ст. № 7, его содержание в приземном слое воздуха не превысит 0,05 ПДК (в пересчете на максимально-разовую), поэтому в соответствии с нормативными документами валовые выбросы бенз(а)пирена не подлежат учету и нормированию.

Температуры труб НРЧ исследуемого котла определялись вставками, установленными на фронтальной, задней и боковой стенах топки на отметках 8,5, 10 и 14 м. Схема расстановки вставок показана на рис. 1.

Проведенные испытания показали, что в рекомендованных эксплуатационных режимах на нагрузке, близкой к номинальной, температура металла труб НРЧ не превышает при работе котла на мазуте 490 – 510°С, на газе – 480 – 490°С. Полученные данные по температурному режиму НРЧ позволяют оценить его как надежный при работе котла с ДРГ.

Для обеспечения надежности горелочных устройств при отключении обоих ДРГ в каналы газов рециркуляции горелок вместо продуктов сгорания необходимо подавать воздух. В таких специально организованных режимах при сохранении неизменным положения шибера на подводах воздуха к соплам вторичного дутья ($\delta = 15\%$, $\beta = 7 \div 8\%$) на мазуте отмечено повышение температуры металла всех контролируемых труб на 25 – 40°С. При этом наибольшие температуры фиксировались на боковых экранах и достигали 540°С. В рассматриваемых опытах при постоянном избытке воздуха изменяется скоростной режим в горелках, условия смесеобразования и аэродинамика факела, что, по всей вероятности, обуславливает более интенсивное выгорание мазута в нижней части топочной камеры.

Указанное не исключает, что при этом температуры металла труб НРЧ между верхним и нижним ярусами горелок могли возрасти еще больше. Последнее требует экспериментальной проверки. Для этого необходимо установить несколько температурных вставок на отметке 5,5 – 6 м. Предложение целесообразно выполнить при испытаниях аналогичного котла ст. № 8.

Выводы

1. В диапазоне проверенных нагрузок на газе (614 – 930 т/ч) и на мазуте (562 – 902 т/ч) в режиме ступенчатого сжигания и ограниченной по условиям работы КПП НД доле рециркуляции дымовых газов котел работает надежно, с выдерживанием номинальных параметров острого пара и пара промперегрева. Температура труб НРЧ в рекомендованных эксплуатационных режимах не превышает 490 – 510°С.

2. Установленные на котле горелки конструкции ТКЗ – ВТИ без применения средств подавления обеспечивают пониженную генерацию оксидов азота, концентрация которых в продуктах сгорания на номинальной нагрузке при сжигании газа и мазута составляет соответственно 360 и 460 мг/м³, что почти в 2,5 – 3 раза меньше, чем на аналогичных котлах, оборудованных горелками других конструкций.

3. При вводе в топку через горелки рециркуляции дымовых газов и организации двухступенчатого сжигания были достигнуты следующие значения выбросов оксидов азота:

на природном газе – 100 мг/м³ при $\alpha_{\text{ЭК}}^{\text{опт}} = 1,08$, $\beta = 32\%$, $r = 6 \div 8\%$;

на мазуте – 220 мг/м³, при $\alpha_{\text{ЭК}}^{\text{опт}} = 1,09$, $\beta = 7 \div 8\%$, $r = 9\%$, что ниже требований [8].

4. В диапазоне нагрузок 750 – 900 т/ч на мазуте и 850 – 930 т/ч на газе оптимальный коэффициент избытка воздуха в рассечке водяного экономайзера составляет соответственно 1,09 и 1,08, что близко к расчетному значению.

5. В эксплуатационных режимах содержание бенз(а)пирена в уходящих газах котла не превышало: 63 нг/м³ при сжигании газа и 80 нг/м³ при сжигании мазута. Число Бахараха было ниже требований [5].

При обеспечении котлами ТЭЦ валовых выбросов бенз(а)пирена, достигнутом на котле ст. № 7, его содержание в приземном слое воздуха не превысит 0,05 ПДК (в пересчете на максимально-разовую), поэтому в соответствии с нормативными документами выбросы бенз(а)пирена не подлежат учету и нормированию.

6. Для перевода котла на расчетный топочный режим целесообразно выполнить в полном объеме реконструкцию КПП НД, увеличить поверхность экономайзера и сечение перемычек, подводящих газы рециркуляции к распределительным коллекторам сопел вторичного дутья.

Список литературы

1. Трёмбовля В. И., Фингер Е. Д., Авдеева А. А. Теплотехнические испытания котельных установок. М.: Энергоатомиздат, 1991.
2. Методические указания по проведению режимно-наладочных испытаний паровых и водогрейных котлов электро-

- станций, работающих на газообразном, жидком и пылевидном топливе. М.: Мосэнергонадка, 1991.
3. Методика выполнения измерений массовой концентрации бенз(а)пирена в выбросах топливотребляющих агрегатов. Санкт-Петербург, АО ВАМИ.
 4. РД 34.02.304-95. Методические указания по расчету выбросов оксидов азота с дымовыми газами котлов тепловых электростанций. М., 1996.
 5. ГОСТ 27824-88. Горелки промышленные на жидком топливе. Общие технические требования.
 6. Галас И. В., Морозов О. В., Усман Ю. М. Влияние эмульгирования мазута на выбросы вредных веществ. – Энергоснабжение и водоподготовка, 2000, № 3.
 7. Влияние конструкций и компоновки горелок на содержание вредных веществ в дымовых газах / Горбаненко А. Д., Аничков С. Н., Усман Ю. М. и др. – Теплоэнергетика, 1982, № 4.
 8. ГОСТ Р 50831-95. Установки котельные. Тепломеханическое оборудование. Общие технические требования.

Обессоливание добавочной воды котлов на ТЭЦ-23 обратным осмосом

Галас И. В., Чернов Е. Ф., Ситняковский Ю. А., инженеры

ТЭЦ-23 АО Мосэнерго – ГУП ВНИИМ

ТЭЦ-23 АО Мосэнерго является первой электростанцией в России, применившей обратный осмос для обессоливания добавочной воды котлов. В 1997 г. установка обратного осмоса (УОО) производительностью 50 м³/ч (УОО-50А) была введена в эксплуатацию в составе ХВО-1 химцеха ТЭЦ-23. Исходной водой данной ВПУ является вода Пироговского водохранилища, прошедшая коагуляцию в осветлителях оксихлоридом алюминия, с добавлением полиакриламида в качестве флокулянта.

Установки обратного осмоса для обессоливания воды работают сейчас и на других отечественных электростанциях: Нижнекамская ТЭЦ-1 (166 м³/ч, р. Кама), Воронежская ТЭЦ-1 (50 м³/ч, р. Воронеж), электростанция Магнитогорского металлургического комбината (90 м³/ч, р. Урал). Опытная отечественная установка обратного осмоса (50 м³/ч) начала действовать на Зуевской ЭТЭЦ в 1989 г. (р. Зуя).

За рубежом достаточно широко применяются УОО для получения питательной воды паровых котлов. Так, водоподготовка энергетического комплекса “STEAG” (Германия) выполнена на основе обратноосмотической установки производительностью 375 м³/ч (р. Зааль). В Венгрии на электростанции “Вертеш” работает УОО производительностью 50 м³/ч (оз. Бокоди), в Польше на электростанции “Zeran power station” действует УОО производительностью 700 м³/ч (морская вода). Имеются УОО на электростанциях Австрии, Италии, Испании и др. Наибольшее распространение в энергетике обратноосмотические установки получили в США. Здесь, кроме ряда тепловых электростанций, в штате Калифорния с 1992 г. работает атомная электростанция “Diablo Canon” (160 м³/ч, вода Тихого океана).

В схемах водоподготовки на электростанциях УОО применяются как более экологичные, эконо-

мичные и компактные по сравнению с традиционными ионитными схемами обессоливания воды.

Указанные преимущества обусловлены тем, что обессоливание воды в УОО происходит без применения регенерирующих реагентов, которые затем должны сбрасываться в виде солей через стоки водоподготовки.

Экономичность УОО определяется сокращенным расходом кислоты и щелочи при обессоливании воды, экономией исходной воды и электроэнергии, а также компактностью УОО.

Кроме того, применение в УОО современных низконапорных композитных мембран позволяет снизить давление исходной воды для слабосоленых вод до 6 – 7 кгс/см² и соответственно сократить массу основного оборудования УОО, уменьшить энергозатраты (снижение рабочего давления воды) и площади для размещения УОО по сравнению с УОО предыдущих поколений.

Обеспечение УОО практически полного удаления органических примесей снимает дискутируемые в настоящее время проблемы с термическим разложением “органики” в пароводяном цикле электростанции. В отличие от ионного обмена и испарителей УОО удаляет весь спектр органических примесей.

Обратноосмотические мембраны не могут полностью обессолить воду. Способность задерживать какое-либо вещество мембранами (селективность) выражается величиной R

$$R = 1 - \frac{C_{\text{п}}}{C_0}, \quad (1)$$

где $C_{\text{п}}$ – концентрация вещества в пермеате (фильтрате); C_0 – концентрация вещества в исходной воде.

Для достижения глубокого (практически полного) обессоливания воды, например, для питания

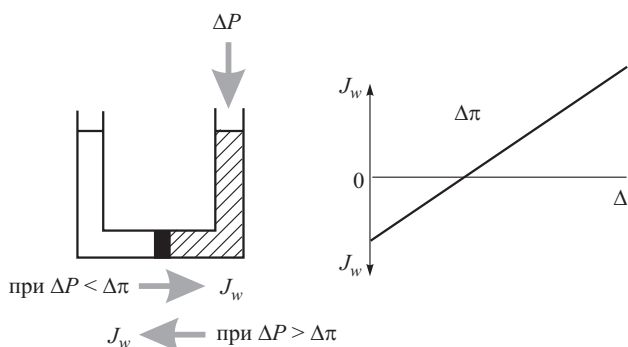


Рис. 1. Схема мембранного отделения чистой воды из раствора солей

паровых котлов СВД и СКД, необходимо после УОО производить дообессоливание воды на ионитных фильтрах. Однако основное количество солей из исходной воды устраняется на УОО, поэтому солевая нагрузка ионитных фильтров уменьшается во много раз.

Принцип обратного осмоса заключается в следующем. На рис. 1 показана схема мембранного отделения чистой воды из раствора солей.

Мембрана проницаема для растворителя (воды) и непроницаема для растворенного вещества (соли). Если осмотическое давление $\Delta\pi$ чистой воды выше внешнего давления ΔP , то поток воды J_w будет направлен из чистой воды (растворителя) в концентрированный раствор, содержащий соли. Поток будет продолжаться до тех пор, пока осмотические давления $\Delta\pi$ с обеих сторон мембраны не уравниваются, как показано на графике рис. 1. Это явление называется *осмосом*.

Если приложенное внешнее давление ΔP выше осмотического $\Delta\pi$, то поток воды J_w будет направлен в обратную сторону, т.е. из концентрированного раствора молекулы чистой воды будут проходить через мембрану в сторону растворителя. Это явление носит название *обратный осмос* или *гиперфильтрация*. Таким образом процесс обратного осмоса позволяет обессоливать растворы.

Водный поток через мембрану выражается уравнением

$$J_w = A(\Delta P - \Delta\pi), \quad (2)$$

где A – коэффициент водопроницаемости мембраны (коэффициент гидродинамической проницаемости). Коэффициент A является константой для данной мембраны; ΔP – внешнее приложенное давление; $\Delta\pi$ – осмотическое давление растворителя.

В процессе фильтрования параметры ΔP и $\Delta\pi$ воды, движущейся вдоль мембраны, постоянно изменяются, и, следовательно, изменяется J_w .

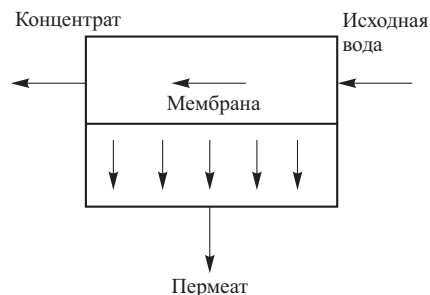


Рис. 2. Схема отвода растворенных веществ от поверхности обратноосмотической мембраны

Обратный осмос качественно отличается от известного в водоподготовке и химии процесса фильтрования.

При обычном процессе фильтрования задерживаемые частицы остаются в фильтрующей загрузке, а затем удаляются из нее обратной промывкой.

При обратном осмосе обессоливание воды обеспечивается постоянный отвод растворенных веществ от поверхности обратноосмотической мембраны, как показано на рис. 2.

В конструкциях обратных осмотических установок обязательно учитываются эти особенности фильтрования через обратноосмотические мембраны.

С учетом таких требований ВНИИАМ разработал, а АО «ЦРМЗ» Мосэнерго изготовил обратную осмотическую установку УОО-50А производительностью 50 м³/ч, эксплуатируемую на ТЭЦ-23.

Первоначально установка УОО-50А была укомплектована только отечественным оборудованием (насосы, арматура, фильтровальные патроны, корпуса фильтрующих модулей, трубы, приборы контроля и др.), включая отечественные рулонные обратноосмотические фильтрующие элементы (РФЭ) типа ЭРО-200-1016 (изготовитель НПО «Полимерсинтез», г. Владимир).

Опыт эксплуатации УОО-50А в течение первых 3-х мес показал, что РФЭ имеют невысокую общую селективность 85% (степень солезадержания), которая быстро падала в процессе работы, достигнув 30% через 3 мес эксплуатации.

Других отечественных РФЭ наша промышленность не выпускала, поэтому ЭРО-200-1016 были заменены на импортные РФЭ типа «FilmTec» BW-30-330 фирмы «Dow Denmark». Потребовалось 42 шт. РФЭ «FilmTec» BW-30-330 вместо 84 шт. ЭРО-200-1016 при сохранении производительности УОО, значительном улучшении качества пермеата и более низком рабочем давлении исходной воды 20 кгс/см² вместо 33 кгс/см². Рабочее давление удалось снизить, не меняя высоконапорные центробежные насосы, а только сняв одно из трех рабочих колес в насосе. Конструктивная схема

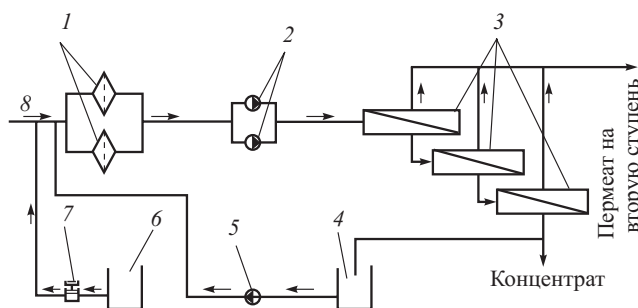


Рис. 3. Принципиальная схема водоодежной установки УОО-50А:

1 – фильтр тонкой очистки 5 мкм; 2 – насос высокого давления ЦНСК-60-330А; 3 – блок водоодежных мембранных модулей (три ступени); 4 – бак растворов химической промывки мембран; 5 – насос химической промывки мембран; 6 – бак концентрированной серной кислоты; 7 – насос-дозатор серной кислоты; 8 – исходная вода после предочистки

УОО существенно упростилась. Остальное оборудование УОО-50А осталось без изменений.

С марта 1997 г. УОО-50А эксплуатируется в составе ХВО-1 в химцехе ТЭЦ-23 в качестве первой ступени обессоливания воды.

На рис. 3 показана принципиальная схема водоодежной установки УОО-50А, состоящей из четырех блоков, соединенных между собой трубопроводами: блок фильтров тонкой очистки (ФТО), блок высоконапорных насосов (БВН), блок водоодежных фильтрующих модулей (БОМ) и блок химической промывки водоодежных мембран. Все блоки УОО-50А компонуются на своих рамах и расположены в фильтровальном зале ХВО-1.

Исходной водой для УОО-50А служит маломутная высокоцветная вода Пироговского водохранилища, прошедшая коагулирование оксихлоридом алюминия и полиакриламидом в осветлителе. Общее солесодержание воды 201 мг/л. Химический состав коагулированной воды, поступающей на УОО-50А, приведен далее.

Ca^{2+} , мг-экв/л	1,5
Mg^{2+} , мг-экв/л	0,7
Na^+ , мг/л	9,5
HCO_3^- , мг-экв/л	1,5
SO_4^- , мг/л	21,3
Cl^- , мг/л	28,0
Fe^{3+} , мкг/л	0,75
SiO_2 , мг/л	1,7
Цветность, °	25
Мутность, ед. мутн.	0,5 – 0,6
Окисляемость, KMnO_2 мг/л	4,5 – 5,0
pH	7,5

Осветленная (исходная) вода подается на вход УОО-50А через фильтр-ловушку для улавливания

Жесткость, мкг-экв/л

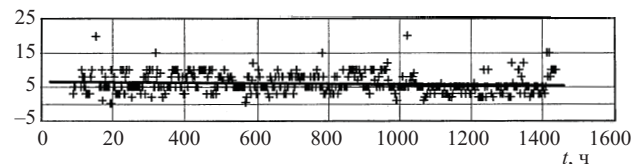


Рис. 4. Изменение жесткости пермеата (+) в зависимости от времени

фильтрующих материалов, которые могут выноситься из фильтров предочистки. Минимальный размер задерживаемых частиц в фильтре-ловушке 0,3 мм.

Далее вода поступает в блок (ФТО), включающий две секции, одна из которых служит резервной. ФТО выполняют роль барьерных фильтров и предназначены для задержания проскоков взвешенных частиц при возможных нарушениях в системе предочистки воды или ошибках операторов. По мере загрязнения фильтровальных патронов ФТО перепад давления на нем возрастает и при повышении его до $1,5 \text{ кгс/см}^2$ в работу включается резервный фильтр ФТО. Минимальный размер задерживаемых ФТО частиц – 5 мкм.

Пройдя блок ФТО, исходная вода поступает во всасывающий коллектор блока БВН, один из которых является рабочим, другой – резервным. От насосов исходная вода направляется в БОМ, где под давлением фильтруется через водоодежные мембраны, разделяясь на два потока – пермеат и концентрат. Пермеат направляется, на вторую (ионитную) ступень обессоливающей установки, включающей Н- и ОН- фильтры, а концентрат направляется на сброс.

Показатели работы УОО-50А приведены далее.

Номинальная производительность, $\text{м}^3/\text{ч}$	50
Потребляемая мощность, кВт	55,0
Удельный расход электроэнергии, $\text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^3$	1,1
Солесодержание исходной воды, мг/л	201
Солесодержание пермеата, мг/л	4,7
Жесткость пермеата, мкг-экв/л, не более	10
Солесодержание концентрата, мг/л, не более	800
Объем сброса концентрата, $\text{м}^3/\text{ч}$	16,7
Число водоодежных мембран, шт.	42
Тип водоодежных мембран	“FilmTec” BW30-330

На рис. 4 показаны данные по жесткости пермеата, определявшиеся каждые 4 ч во время контрольной работы УОО-50А.

Химический состав пермеата УОО-50А приведен далее.

Показатель	Значение	Процент задержания на мембранах	Норма ПТЭ для ТЭЦ (котлы 140 кгс/см ²)
Ca ²⁺ , мкг-экв/л	6,0	99,3	1,0
Na ⁺ , мкг/л	200	95	50
Cl ⁻ , мкг/л	148	99,3	Отс.
HCO ₃ ⁻ , мкг-экв/л	16	98	
SO ₄ ²⁻ , мкг/л	8,8	98	
Fe ³⁺ , мкг/л	16	99,6	20
Cu ²⁺ , мкг/л	5,0	99,6	5,0
SiO ₂ , мкг/л	20	99,6	30
pH	6,9		

Эти показатели постоянно контролировались во время испытаний УОО-50А.

Таким образом, жесткость пермеата стабильна в течение всего фильтроцикла; основная масса примесей (катионов и анионов) задерживается мембранами на первой ступени; задержание мембранами примесей стабильно в течение всего фильтроцикла.

При работе УОО-50 в качестве первой ступени обессоливания в 2,5 – 3 раза увеличиваются фильтроциклы ионитных фильтров второй ступени. В целом для всей цепочки ВПУ в 6 – 7 раз сокращается расход щелочи и кислоты на регенерацию ионитов. Загрязнение стоков в 3 – 3,5 раза ниже, чем при ионитном обессоливании. В то же время дополнительный расход осветленной воды на промывку механического фильтра второй ступени составляет лишь 10% производительности УОО-50А.

Конструкция обратноосмотической мембраны достаточно сложна и включает, кроме самой мембраны, специальные дренажные слои со стороны пермеата, а также турбулизатор для перемешивания потока жидкости внутри мембраны. При прохождении воды в каналах мембраны, вследствие того, что из раствора будут уходить через мембрану молекулы чистой воды, в приграничном слое у поверхности мембраны будет увеличиваться концентрация растворенного вещества. Отношение концентрации растворенного вещества в приграничном слое мембраны к концентрации вещества в растворе называется концентрационной поляризацией. Уровень концентрационной поляризации оценивается

$$K_{II} = C_m / C_0, \quad (3)$$

где C_m – концентрация вещества в растворе в приграничном слое мембраны.

Концентрационная поляризация является отрицательным фактором при обратноосмотическом фильтровании. Она способствует осаждению на мембране соединений жесткости, закупориванию пор в мембране, снижению ее производительности, повышению солесодержания пермеата. Кроме

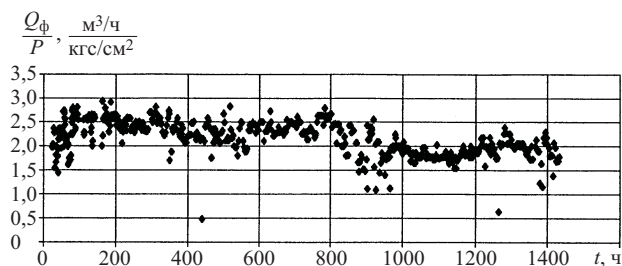


Рис. 5. Изменение производительности УОО-50А в результате отложений на мембранах

того, будет повышаться гидравлическое сопротивление мембраны и необходимое давление фильтрования исходной воды. Несмотря на то, что при конструировании мембранной установки принимаются специальные меры для исключения этих и других отложений, они все же всегда имеют место. На рис. 5 показано изменение производительности УОО-50А в течение межпромывочного периода (т.е. фильтроцикла УОО-50А).

Так как производительность УОО-50А в течение указанного на графике времени не была постоянной, график выполнен в относительных единицах – отношение производительности УОО-50А по пермеату к давлению исходной воды. Из него следует, что через 1400 ч работы УОО-50А отношение Q/P изменилось примерно на 15%, что говорит о появлении на мембранах отложений. Опытном эксплуатации УОО-50А на ТЭЦ-23 установлено, что если уменьшается расход пермеата, следовательно, на мембранах появились отложения “органики” и оксидов.

Чтобы не допускать снижения производительности мембран и ухудшения качества пермеата, эксплуатационный персонал химцеха периодически промывал мембраны растворами: трилона “Б”, лимонной кислоты и додецилсульфата натрия. После промывки производительность УОО-50А и давление исходной воды восстанавливались до первоначального уровня, а сами промывки УОО-50А проводились не чаще чем через 1,5 – 2 мес работы.

Периодичность промывок мембран существенно зависит от качества осветления воды перед обратноосмотической установкой, оцениваемого по показателю SDI (salt density index – индекс плотности осадка), рекомендованному международным стандартом D4189 ASTM. Этот показатель рассчитывается по времени фильтрования определенного количества воды через микрофильтрационную мембрану с порами 0,45 мкм и не должен превышать 5,0. Если показатель SDI более 5,0, такая вода должна быть подвергнута дополнительной обработке. Показатель SDI зависит от качества коагулированной воды: мутности, цветности, окисляемости (перманганатной и бихроматной), количества взвешенных веществ. Как показали исследования на ТЭЦ-23 в течение почти 5 лет, станционная предочистка, включающая осветлитель с

коагуляцией воды оксихлоридом алюминия и полиакриламидом, механические осветлительные фильтры с загрузкой антрацитом и дополнительный механический фильтр второй ступени с загрузкой кварцевым песком на высоту 1,7 м обеспечивают качество осветления воды по показателю SDI ниже 3 ед. Опытным путем установлено, что после коагуляции и осветления воды на механических фильтрах мутность становится близкой к нулю, цветность уменьшается до 10 – 15 ед. цветности, т.е. почти в 2 раза, окисляемость (перманганатная) уменьшается примерно на 30%. Такие показатели обеспечивали требуемое качество воды для УОО-50А. Однако в случае нарушения работы осветлителя по каким-либо причинам, выносимая из осветлителя взвесь насыщает обе ступени механических осветлительных фильтров, проходит через них и откладывается на патронных ФТО обратноосмотической установки. Анализ отложений, взятых с патронных фильтров, показал, что 41,7% отложений на поверхности фильтров составляет Al_2O_3 (коагулянт), 45,2% – отложения органического происхождения, остальное – различные минеральные примеси. Отложения, накапливаясь на поверхности ФТО, повышают их гидравлическое сопротивление и снижают расход воды через них. Практика работы УОО-50А показала, что избежать непрогнозируемых нарушений в работе осветлителя на ТЭЦ-23 не удастся, поэтому фактический срок службы ФТО не превышает 4 – 6 недель при регламентном сроке службы – 12 недель. Стоимость патронных фильтров ФТО невелика, годовые затраты на их замену незначительны.

При номинальном режиме работы УОО-50А объем концентрата, сбрасываемого с установки, не превышает 25% объема поступающей исходной воды, т.е. при производительности 50 м³/ч сброс концентрата составляет 16,7 м³/ч. При этом в концентрате содержатся в основном те же соли, что и в исходной воде, но их концентрация примерно в 4 раза выше. Содержание концентрата обратного осмоса приведено далее.

		Предельно допустимая концентрация
Солесодержание, мг/л	794,0	1000 (на сухой остаток)
pH	8,2	8,5 > pH > 6,5
Жесткость, мг-экв/л	8,8	10,0
Хлориды, мг/л	111,3	300
Сульфаты, мг/л	85,0	100
Взвешенные вещества, мг/л	0,81	10,75
Нефтепродукты, мг/л	0,026	0,05

Таким образом, концентрат обратного осмоса удовлетворяет требованиям ПДК и может быть сброшен в дренаж или использован для охлаждения другого технологического оборудования. В

тех случаях, когда для предупреждения выпадения в мембранах соединений жесткости исходную воду на ТЭЦ-23 подкисляли серной кислотой, сульфаты в концентрате превышали ПДК. Замена серной кислоты соляной (ПДК по ее стокам гораздо выше, чем по SO_4^{2-}) могла бы снять эту проблему. Возможно также использовать зарубежный опыт, где вместо кислоты применяются специальные “ингибиторы осадкообразования” с дозировкой 2 – 3 мг/л.

Проведенные на ТЭЦ-23 специальные расчеты показали, что себестоимость обессоленной воды снижается здесь не менее чем на 30%.

В процессе эксплуатации УОО-50А требует лишь минимального обслуживания персоналом химцеха. Это обстоятельство в первое время вызывало определенную настороженность у эксплуатационного персонала, привыкшего постоянно находиться около ионитных фильтров, осуществляя переключения их арматуры.

В то же время при строительстве новых водоподготовок с обратным осмосом адаптация к мембранным установкам не вызывает проблем у эксплуатационного персонала, как, например, на электростанции Магнитогорского металлургического комбината, где с 2000 г. работает автоматизированная УОО производительностью 90 м³/ч, управляемая с помощью персонального компьютера.

За период с 1997 г. не было отказов в работе основных узлов УОО-50А, включая обратноосмотические мембраны, что говорит о надежности обратноосмотической техники. Однако в процессе наладки УОО-50А возникали и частично остались проблемы с предочисткой воды перед УОО-50А и водным режимом самой УОО-50А.

Персоналом химцеха ТЭЦ-23 накоплен редкий для энергетиков опыт длительной эксплуатации крупной обратноосмотической установки в промышленных условиях.

Химводоподготовки других электростанций АО Мосэнерго, в основном, питаются водой поверхностных водоисточников, как это имеет место и на ТЭЦ-23. В то же время на каждой электростанции применяется собственная технология предочистки воды, от которой существенно зависит эффективность работы УОО. Поэтому при решении вопросов использования УОО на той или иной электростанции необходим тщательный анализ местных условий эксплуатации УОО.

Выводы

1. В условиях ТЭЦ-23 очистка исходной воды обратным осмосом перед ее ионитным дообессоливанием оказалась эффективной, экономичной и надежной в эксплуатации при одновременном улучшении экологических показателей работы ТЭЦ, значительном снижении себестоимости об-

работанной воды и сокращении размера солевых сбросов со стороны водоподготовки.

2. Реализация на ТЭЦ-23 предочистки воды для обессоливания ее на УОО-50А, включающая вторую ступень механических фильтров (загруженную кварцевым песком), обеспечивает качество осветленной исходной воды (Пироговское водохранилище), требуемое для обработки ее обратным осмосом – показатель $SDI < 5,0$.

3. Для повышения стабильности работы ВПУ необходима автоматизация работы предочистки с целью предотвращения значительных колебаний нагрузки осветлителей и температуры исходной воды.

4. С точки зрения обеспечения экологической безопасности, а также снижения расходов регене-

рирующих реагентов и воды на собственные нужды и других технологических показателей, следует считать целесообразным внедрение обратного осмоса для обработки воды на других электростанциях Московского региона.

Список литературы

1. Карелин Ф. Н. Обессоливание воды обратным осмосом. М.: Стройиздат, 1998.
2. Мудлер М. Введение в мембранную технологию: Пер. с англ. М.: Мир, 1999.
3. Дытнерский Ю. И. Мембранные процессы разделения жидких смесей. М.: Химия, 1975.
4. Проблема удаления природных и техногенных органических веществ из воды на установках обратного осмоса / Ходырев Б. Н., Федосеев Б. С., Щукина М. Ю., Ямгуров Ф. Ф. – Теплоэнергетика, 2001, № 6.

Влияние тепловой неравномерности на температуру и надежность металла конвективных пароперегревателей

Богачев В. А., Таран О. Е., кандидаты техн. наук

ВТИ – Костромская ГРЭС

Обследование котлов ряда ТЭС показало, что практика глушения поврежденных змеевиков конвективных поверхностей нагрева получила широкое распространение. Через некоторое время заглушенные змеевики сгорают, в этом месте образуются газовые коридоры и очаг повреждений разрастается. Поле скорости и температуры продуктов сгорания в коридорах приобретают выраженную неоднородность, вызывающую тепловую неравномерность и перегрев металла не только элементов с повреждением, но и следующих по ходу движения продуктов сгорания.

Укорочение змеевиков с целью увеличения скорости циркуляции пара проводится без анализа изменения гидродинамических характеристик. На периферии элементов из-за недостатков конструкции, монтажа и ремонта имеют место недопустимые зазоры между стенкой газохода и трубными пучками.

Отрицательные последствия газовых коридоров в конвективных пароперегревателях высокого (КПП ВД) и низкого (КПП НД) давления прямоточных котлов сверхкритического давления ТГМП-314 ГРЭС-4 и ТЭЦ-23 Мосэнерго, Костромской ГРЭС и Лукомльской ГРЭС с водными режимами вида ГАВР, НКВР и КАВР за 12 лет эксплуатации продемонстрированы далее. Пароперегреватели состоят из двух потоков “А” и “Б” и выполнены из 106 двух- и трехзмеевиковых пакетов труб 32/20 и 42/34 мм (сталь 12Х18Н12Т и

12Х1МФ). Пакеты расположены в шахматном порядке, змеевики имеют четыре хода. Змеевики обогреваемой зоны из стали 12Х18Н12Т соединяются с коллекторами трубами из стали 12Х1МФ. Конструктивная нетождественность элементов заключается в использовании двухзмеевиковых пакетов, занимающих примерно 24 и 17% площади газохода.

Завод-изготовитель таким решением на стадии проектирования создал три газовых коридора и будущий очаг тепловой неравномерности и повреждений. Паропроизводительность котла 1000 т/ч, расчетный расход при работе на мазуте 70,7 т/ч, на природном газе $83,2 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$. Температура и давление перегретого пара в КПП ВД соответственно 545°C и $255 \text{ кгс}/\text{см}^2$, в КПП НД – 545°C и $37,8 \text{ кгс}/\text{см}^2$. Проектная температура дымовых газов на входе в КПП ВД – 1000°C .

Распределение повреждений (хрупких и деформационных) основного металла труб по пакетам КПП показано на рис. 1. Очаги повреждений расположены в зоне трехзмеевиковых пакетов перед первым коридором, в коридорах и на периферии элементов (пакет 106). Выраженный очаг разрушений расположен между пакетами с 1 по 32 КПП ВД и с 15 по 29 КПП НД вблизи “перевальной” горки. Максимум в предположении нормального закона распределения повреждений приходится на пакеты 20; 51 и 77 КПП ВД и пакеты 21; 53 и 81 КПП НД. Число разрушений труб двух- и

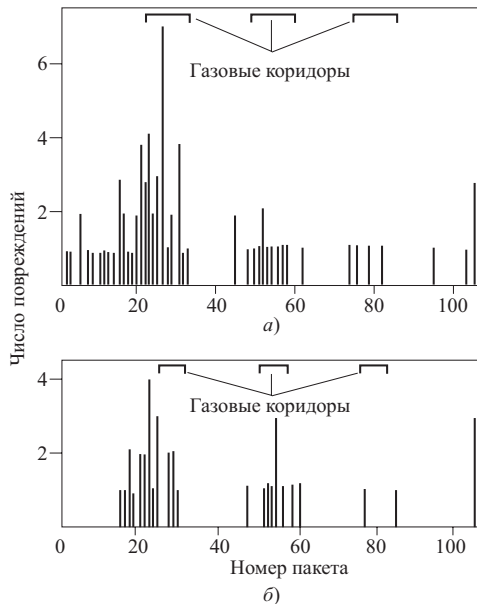


Рис. 1. Распределение повреждений по пакетам труб конвективных пароперегревателей котла ТГМП-314:

a – КПП ВД; *б* – КПП НД

трехземевиковых пакетов КПП ВД примерно одинаковое. Трубы трехземевиковых пакетов КПП НД повреждались в 2 раза чаще. Однако вероятность разрушения коридорных пакетов в 2 раза выше.

Очевидно, что повреждения вызваны не только высокой скоростью продуктов сгорания в коридорах и зазорах из-за недостатков конструкции и монтажа пароперегревателей, но и неоднородным полем температуры дымовых газов перед КПП. Температура газов максимальна в зоне пакетов с 1 по 32 и постепенно снижается к противоположной стенке газохода, что, по-видимому, вызвано стратификацией¹ потока продуктов сгорания по плотности в поворотной камере. Если бы поле температуры газов на входе в конвективный газоход было однородным, число повреждений в газовых коридорах было бы приблизительно равным.

Закономерность расположения очагов позволяет заключить, что хрупкие и деформационные повреждения определяются в основном тепловыми причинами и в меньшей степени зависят от типа применяемых водных режимов. Согласно исследованиям ВТИ органические вещества, попадающие в циркуляционный контур котла, значительно снижают деформационную способность оксидной пленки и коррозионную стойкость стали 12Х18Н12Т. После наработки около 100 тыс. ч обычно проводят превентивную замену выходного хода первого змеевика или коридорных пакетов снова на двухземевиковые.

Например, в котле № 6 Костромской ГРЭС после наработки КПП ВД 200 тыс. ч был забракован из-за утонения стенки труб, вызванного высокотемпературной газовой коррозией, и заменен выходной ход пакетов: 25, 29 – 31, 53, 54, 56 – 58 потока “А”; 17, 19, 22 – 27, 29, 30, 50 – 55, 59 потока “Б”. Из 26 пакетов 20 были двухземевиковыми. После наработки КПП НД 100 тыс. ч также заменен выходной ход пакетов: 24, 26 – 30, 51 – 55 потока “А”; 17, 23 – 27, 29, 33, 49, 51, 53, 55, 79 потока “Б”. Из 24 пакетов 18 были двухземевиковыми. Число забракованных пакетов в потоке “Б” больше, чем в потоке “А”. Это свидетельствует о тепловой разверке потока “Б”. Замена проведена в очагах будущих повреждений (рис. 1).

Исследования температурного режима КПП довольно трудоемки и дороги. Температура пара, измеренная на выходе из двухземевиковых пакетов первого коридора котла ТГМП-314 ТЭЦ-23 Мосэнерго и Костромской ГРЭС, оказалась в интервале от 560 до 570°C при средней температуре по коллектору 545°C. Расчет эквивалентной температуры эксплуатации металла поврежденных коридорных пакетов дал температуру 620 – 630°C. Измерения температурного поля газов на входе и выходе КПП носят противоречивый характер. Изложенное вызвало необходимость теплового и гидравлического анализа для интерпретации причины тепловой неравномерности и повреждений поверхностей нагрева, а также для демонстрации возможностей расчетов при проектировании оборудования.

Решение сопряженной задачи базируется на следующих уравнениях:

для тепловой нагрузки

$$Q = G_{\Gamma}(i_{\text{вх}} - i_{\text{вых}})_{\Gamma} = G_{\Pi}(i_{\text{вых}} - i_{\text{вх}})_{\Pi}; \quad (1)$$

для теплоотдачи от дымовых газов и сопротивления [1]

$$Nu = 0,4Re^{0,4}Pr^{0,36}, \quad (2)$$

$$\Delta p = \varepsilon(\rho w)^2 z / (2\rho), \quad (3)$$

$$\varepsilon = 1,42(s_1/D - 1)^{-0,25} Re^{-0,15}; \quad (4)$$

для теплопроводности в металле стенки трубы

$$q_c = (t_n - t_c) 2\lambda_m / [d \ln(D/d)]; \quad (5)$$

для теплоотдачи к пару и сопротивления [2]

$$Nu = (\varepsilon/8) Re Pr / [1,07 + 12,7 (\varepsilon/8)^{0,5} (Pr^{0,666} - 1)], \quad (6)$$

$$\Delta p = \varepsilon(\rho w)^2 l / (2\rho d), \quad (7)$$

$$\varepsilon = (1,82lg Re - 1,64)^{-2}, \quad (8)$$

¹ Стратификация – распределение температуры воздуха (газов) в атмосфере, от которого зависит возможность и степень развития вертикальных перемещений.

где G_{Γ} и G_{Π} – расход газа и пара; $i_{\text{вх}}$ и $i_{\text{вых}}$ – энтальпия среды на входе и выходе элемента; Nu , Re и Pr – числа Нуссельта, Рейнольдса и Прандтля; Δp –

гидравлическое сопротивление; ε – коэффициент сопротивления; ρw – средняя массовая скорость среды; ρ – плотность; z – число рядов труб в пучке; s_1 – поперечный шаг труб; q_c – плотность теплового потока на внутренней поверхности трубы; t_n и t_c – температура на наружной и внутренней поверхности трубы; λ_m – коэффициент теплопроводности металла; D и d – наружный и внутренний диаметр трубы; l – длина змеевика.

Теплофизические свойства в безразмерных величинах берутся при среднемассовой температуре среды [3]. Использование уравнений (3) и (7) объясняется тем, что при коллекторной системе раздачи и сбора массовая скорость среды в змеевиках является степенной функцией плотности $\rho^{0,5}$. Распределение ρw в межтрубном пространстве пучков и коллекторной системе описывается аналогичными законами.

Расчет проведен для КПП ВД при сжигании сернистого мазута с коэффициентом избытка воздуха 1,05. Температура пара на входе в элемент принята 470°C. Плотность воспринятого теплового потока и коэффициенты теплоотдачи приняты постоянными по длине змеевика. Потери давления на ускорение и замедление среды при течении пара в трубах и поперечном обтекании труб продуктами сгорания составили незначительную долю: не более 2,3 и 4,5% Δp на преодоление трения. Погрешность расчета температуры металла не более 1°C служит критерием сходимости решения уравнений (1) – (8).

Графики зависимости температуры дымовых газов на выходе $t_{г.в.вых}$ и температуры газов $t_{г.в.х}$ на входе КПП ВД от температуры пара на выходе $t_{п.в.вых}$ из элемента для одно-, двух- и трехзмеевиковых пакетов показаны на рис. 2.

Коэффициент теплоотдачи при поперечном обтекании труб продуктами сгорания максимален в передней критической точке на фронтальной стороне, снижается до минимума при угле 80 – 120° в зависимости от режима течения (ламинарного или турбулентного) и возрастает на тыловой стороне. На рис. 2 показано также изменение температуры трубы в критической точке $t_{н.кр}$.

Расчетная зависимость носит линейный характер: чем выше $t_{п.в.вых}$, тем выше $t_{г.в.х}$ и $t_{н.кр}$. Температура пара и металла коридорных пакетов испытывает большую чувствительность к температуре газов, так как в них производная $dt_{г.в.х}/dt_{п.в.вых}$ меньше. Из рис. 2 следует, что даже при однородном поле $t_{г.в.х}$ температура $t_{п.в.вых}$ и $t_{н.кр}$ коридорных пакетов значительно выше, чем трехзмеевиковых. Полученный результат объясняется тепловой неравномерностью. Массовая скорость газов ρw и теплоотдача из-за меньшего числа рядов z в коридорах увеличиваются, вне коридоров – уменьшаются. Неравномерное тепловосприятие змеевиков в

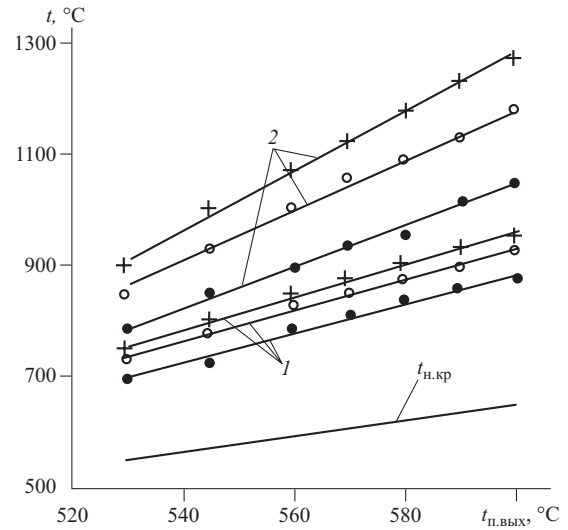


Рис. 2. Графики зависимости температуры дымовых газов на выходе (1) и на входе (2) КПП ВД и от температуры пара на выходе из элемента:

●, ○, + – соответственно одно-, двух- и трехзмеевиковые пакеты

условиях коллекторной системы вызывает снижение скорости пара и теплоотдачи в перегретых трубах и рост в недогретых. Температура $t_{г.в.вых}$ увеличивается с уменьшением z .

Таким образом, расчетным путем получен очень важный результат: температурное поле на выходе из газовых коридоров КПП ВД становится неоднородным даже при однородном поле температуры дымовых газов на входе. Образовавшийся температурный шлейф продуктов сгорания входит в газовые коридоры КПП НД и еще более увеличивает теплоотдачу, температуру двухзмеевиковых пакетов и высокотемпературную коррозию металла, что, в итоге, отражается на работе КПП НД (см. рис. 1).

Неоднородное поле $t_{г.в.х}$ кардинально изменяет режим работы пароперегревателя, что видно на рис. 2. Перегрев металла и образование выраженного очага повреждений трех- и двухзмеевиковых пакетов вблизи “перевальной” горки и в первом газовом коридоре вызваны более высокой температурой дымовых газов. Зазоры на периферии элементов также являются местом повышенного тепловосприятия пакетов из-за высокой скорости продуктов сгорания. Расстояние от периферийных пакетов до стенки газохода должно быть не более $s_1/2$. На практике зазоры иногда в 2 – 3 раза выше. Информация о характере температурного поля продуктов сгорания на входе в КПП ВД может быть получена путем замеров $t_{п.в.вых}$ термометрическими вставками и расчета $t_{г.в.х}$ по графикам на рис. 2.

Результаты расчета температуры выходящих из КПП ВД пара и дымовых газов, максимальной температуры и ресурса металла змеевиков при од-

нородном поле температуры 1000°C на входе в элемент приведены далее.

Параметр	Число змеевиков в пакете		
	1	2	3
Температура, °C:			
на выходе из КПП ВД:			
пара $t_{п.вых}$	585	560	545
газа $t_{г.вых}$	850	825	800
трубы в критической точке $t_{н.кр}$	630	600	575
Время до разрушения металла змеевиков τ_p , тыс. ч:			
из стали 12Х1МФ	33	151	393
из стали 12Х18Н12Т	117	307	656

Время до разрушения металла змеевиков τ_p в продуктах сгорания сернистого мазута при 23%-ной вероятности события определено с использованием уравнений из [4, 5] и указаний [6]. Ресурс одно- и двухзмеевиковых пакетов из стали 12Х1МФ в необогреваемой зоне на выходе КПП ВД в 11,9 и 2,6 раза ниже, а из стали 12Х18Н12Т в обогреваемой зоне котла в 5,6 и 2,1 раза ниже долговечности трехзмеевиковых пакетов.

Сталь 12Х18Н12Т по своим жаропрочным свойствам стоит значительно выше стали 12Х1МФ. Повреждения труб из этой стали до исчерпания ресурса жаропрочности носят, как правило, хрупкий характер и интерпретируются нарушением сплошности защитной оксидной пленки. Дефекты пленки наиболее часто фиксируются в змеевиках с колебаниями температуры и повышенным тепловосприятием [7]. Отсутствие хрупких повреждений КПП является примечательной особенностью работы котлов Костромской ГРЭС. Имеющие место колебания температуры пара не более 30°C только при растопочном и переходном режимах достаточно малы и редки. Аналогичный вывод следует из анализа микроструктуры металла и состояния оксидной пленки труб.

Коррозия металла в продуктах сгорания высокосернистых мазутов часто вызывает локально выраженное уплощение фронтальной стороны труб. Градиент скорости среды при поперечном обтекании цилиндра выше, чем при обтекании плоской преграды [8]. Поэтому скорость коррозии, в том числе межкристаллитной, металла змеевиков с уплощением также выше. Сталь 12Х18Н12Т очень чувствительна к наклепу, особенно недопустимо на фронтальной стороне труб.

Повреждения металла змеевиков конвективных пароперегревателей в газовых коридорах и зазорах по причине длительного перегрева порождены тепловой неравномерностью из-за высокой скорости продуктов сгорания. Неоднородное поле температуры газов на входе существенно влияет на работоспособность элемента. Высокое тепловосприятие и колебания температуры змеевиков в условиях коллекторной системы приводят к сни-

жению расхода и теплоотдачи в трубах, увеличению скорости высокотемпературной газовой коррозии, нарушению защитных свойств оксидных пленок, ускорению структурных превращений и сокращению срока службы металла.

Время до разрушения из-за перегрева металла на 10°C уменьшается примерно в 2 раза. Негативный фактор газовых коридоров и зазоров заключается также в неоднородном поле температуры на выходе пароперегревателя, способном вызвать повреждение следующих элементов по ходу движения дымовых газов. Этот вывод базируется на результатах анализа статистики повреждений, теплофизического расчета и металлографического исследования разрушенных труб поверхностей нагрева.

Для повышения надежности металла конвективных пароперегревателей котлов необходимо:

заменить поврежденные змеевики в период останова или планового ремонта;

восстановить ранее заглушенные змеевики;

согласовать с заводом – изготовителем котлов замену двухзмеевиковых пакетов в газовых коридорах на трехзмеевиковые;

выбрать недопустимые зазоры на периферии элементов и в дальнейшем контролировать их размеры;

измерить температуру дымовых газов и перегретого пара для получения информации о тепловой неравномерности и принятия мер по оптимизации топочного режима;

сделать вырезки образцов труб для определения эквивалентной температуры эксплуатации и оценки ресурса металла поверхностей нагрева, в первую очередь, из газовых коридоров и зазоров.

Список литературы

1. Жукаускас А. А. Конвективный перенос в теплообменниках. М.: Наука, 1982.
2. Петухов Б. С., Генин Л. Г., Ковалев С. А. Теплообмен в ядерных энергетических установках. М.: Энергоатомиздат, 1986.
3. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод) / Кузнецов Н. В., Митор В. В., Дубовский И. Е. и др. М.: Энергия, 1973.
4. Бугай Н. В., Березина Т. Г., Трунин И. И. Работоспособность и долговечность металла энергетического оборудования. М.: Энергоатомиздат, 1994.
5. Жаростойкость конструкционных материалов энергомашиностроения. Руководящие указания. Л.: НПО ЦКТИ, 1978, вып. 38.
6. РД 34.17.452-98. Методические указания о порядке проведения работ при оценке остаточного ресурса пароперегревателей котлов электростанций. М.: ВТИ, 1998.
7. Магнитный способ диагностики аустенитных труб поверхностей нагрева паровых котлов / Богачев В. А., Гончарь М. И., Дарвин Е. И., Титов И. В. – Электрические станции, 1994, № 8.
8. Самойлович Г. С. Гидрогазодинамика. М.: Машиностроение, 1990.

Ультразвуковой контроль композитных сварных соединений оборудования электростанций

Лантух В. М., инж.

ВТИ

Акустический контроль достаточно эффективен при обнаружении несплошностей в сварных соединениях энергооборудования, выполненных из углеродистых и перлитных сталей. Однако использование традиционных средств и технологий акустического контроля аустенитных сварных соединений ограничено из-за наличия высокого уровня эхосигналов от структуры соединения (структурных помех) и значительного коэффициента затухания акустических колебаний в шве.

С применением серийных дефектоскопов оптимизация условий контроля сводится в основном к локализации контролируемого объема аустенитного соединения, оптимальному выбору направления прозвучивания, частоты заполнения зондирующего акустического импульса и типа волны. Локализация контролируемого объема металла может быть достигнута сокращением длительности зондирующего акустического импульса и создания фокусирующего акустического пучка или узкого слабодиффундирующего пучка, формируемого нестандартными преобразователями с периферийными кольцевыми электродами на пьезоэлементе [1, 2].

Совмещенный наклонный преобразователь на поперечные волны, в отличие от раздельно-совмещенного с использованием продольных волн, позволяет (с учетом наличия валика усиления шва, околошовных неровностей и относительно малых диаметров трубопроводов) применить один преобразователь для контроля всего сечения соединения и упростить расшифровку информации, получаемой при проведении контроля. Однако с целью повышения помехоустойчивости $M = A_k - A_n(A_{ш})$ контроля (отношение амплитуды A_k полезного эхосигнала от контрольного отражателя к максимальной амплитуде A_n помехи или среднему уровню структурных шумов $A_{ш}$) аустенитных соединений рекомендуется использовать продольные волны [3, 4]. При этом из-за трансформации волн достоверная информация о наличии несплошности в металле может быть получена только при контроле прямым лучом.

Проведенные исследования [5] показали, что при контроле поперечными волнами однократно отраженным лучом верхней части сечения сварного аустенитного соединения основным фактором, вызывающим появление ложных эхосигналов, является преломление лучей на линии сплавления или на границе верхнего слоя с нормально ориентированными к верхней поверхности областями

кристаллитов. Причем, в основном происходит преломление боковых лучей диаграммы направленности волнового поля, сформированного преобразователем в основном металле соединения.

Интенсивные структурные помехи возникают при условии нормального падения преломленных лучей на верхнюю поверхность наплавленного металла соединения. Амплитуду и число указанных структурных помех возможно существенно снизить путем трансформации преломленных волн в нормальную симметричную волну нулевой моды, распространяющейся в расположенной на поверхности соединения пластине [5]. В [2, 5] также показано, что формируемые структурные помехи в корневой части шва и ложные эхосигналы от допустимого провисания корня шва не препятствуют проведению достоверного акустического контроля соединений поперечными волнами.

На основании полученных результатов исследований акустических характеристик аустенитных соединений [2, 5] с использованием поперечных волн были разработаны технологии контроля стыковых [6] и угловых [7] соединений трубопроводов электростанций для условия, когда оба стыкуемых элемента являются аустенитными. Однако в оборудовании электростанций имеются также и стыковые соединения, один из элементов которых является перлитным, а другой – изготовлен из аустенитной стали. Например, в котлах БКЗ-210 соединения труб поверхностей нагрева в зонах гнутых выходных участков змеевиков перегревателя выполняют из элементов толщиной 4,5 мм и наружным диаметром 32 мм, один из которых изготовлен из аустенитной 12X18H12T, а другой – из перлитной стали 12X1МФ.

Таким образом, основной целью данной работы является проведение акустических исследований и разработка технологий контроля сварных соединений трубопроводов электростанций, в которых кроме наплавленного аустенитными электродами металла шва имеется основной металл, изготовленный из аустенитной и перлитной сталей (композитное сварное соединение).

Известно, что скорость акустических колебаний в аустенитном элементе соединения ниже, чем в прокатанном перлитном. Поэтому при одинаковом угле призмы преобразователя угол ввода акустического луча в металл аустенитного элемента будет меньше угла ввода луча в перлитный элемент. Поэтому для использования преобразователя

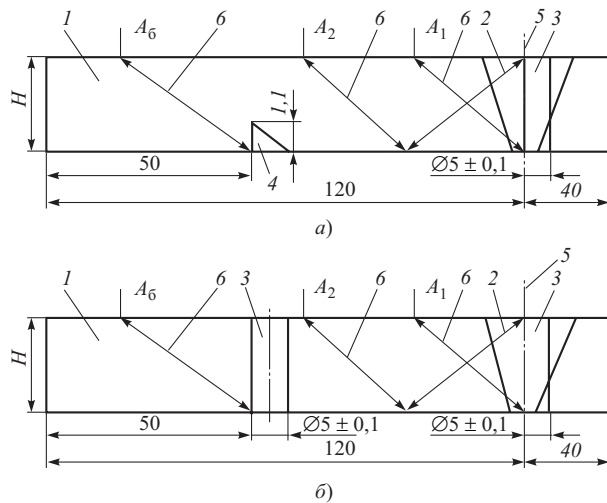


Рис. 1. Стандартный образец предприятия:

a – с зарубкой; *б* – с угловым цилиндрическим отражателем; *l* – основной металл стыкуемого элемента; 2 – сварной шов; 3 – угловой цилиндрический отражатель; 4 – зарубка шириной 2 мм; 5 – ось симметрии сварного шва; 6 – ход акустических лучей; *A* – амплитуды эхосигналов

с одинаковым углом призмы с целью осуществления контроля корневой части шва прямым лучом следует сначала определить угол ввода луча в аустенитный элемент. Конструкция указанного сварного соединения соответствует типу Тр-2 с углом разделки кромки 30° и наличием валика усиления шва.

Экспериментальные исследования [8] показали, что для указанной конструкции соединения угол ввода луча поперечных волн в аустенитный элемент должен быть не менее 70° (в перлитном элементе он возрастает на $2 - 3^\circ$). При этом в процессе контроля корневой части шва с использованием частоты акустических колебаний 5 МГц достигается помехоустойчивость контроля не ниже 6 дБ (отношение амплитуды эхосигнала от искусственного плоскодонного отражателя площадью $1,2 \text{ мм}^2$ к максимальной амплитуде структурной помехи).

Для реализации акустического контроля всего поперечного сечения соединения на основе полученных результатов исследований [8] была разработана технология [9], обеспечивающая обнаружение трещин и других плоскостных и объемных несплошностей в основном металле (околошовной зоне) ЗТВ и наплавленном металле шва с чувствительностью не хуже эквивалентной отражательной способности искусственного отражателя типа «зарубка» с размерами $2 \times 1,1 \text{ мм}$.

Указанный отражатель по отражательной способности эквивалентен плоскодонному отражателю площадью $1,2 \text{ мм}^2$.

Технология контроля предусматривает применение серийных дефектоскопов (например, УД2-12), преобразователей и стандартных образцов пред-

приятия (СОП). Преобразователи, кроме указанных акустических параметров, должны иметь: ширину углового захвата не более 11° на уровне 6 дБ последовательности амплитуд эхосигналов от бокового цилиндрического отражателя диаметром 6 мм, залегающего на глубине 15 мм в стандартном образце № 2 по ГОСТ 14782, при перемещении преобразователя вдоль образца; стрелу 7 мм и ширину рабочей поверхности не более 8 мм. Изготавливают СОП по аналогичной технологии из стали того же структурного класса с толщиной *H*, что и контролируемое соединение (рис. 1). Для настройки чувствительности контроля в СОП на основном металле *l* выполняют зарубку 4 (рис. 1, *a*) или с целью упрощения изготовления и метрологического обеспечения отражателя применяют угловой цилиндрический отражатель 3 (рис. 1, *б*).

Угловой цилиндрический отражатель диаметром 5 мм по отражательной способности эквивалентен плоскодонному отражателю площадью $1,2 \text{ мм}^2$ при указанных акустических характеристиках преобразователя.

Для настройки скорости развертки и временной регулировки чувствительности (ВРЧ) дефектоскопа в наплавленном металле шва 2 выполняют угловой цилиндрический отражатель 3. При этом ось симметрии отражателя (сверления) смещают относительно оси 5 симметрии сварного шва на 2,5 мм со стороны аустенитного или перлитного элементов.

Настройку скорости развертки производят по отражателям в наплавленном металле СОП. Для настройки скорости развертки при контроле со стороны аустенитного или перлитного элементов используют прямой и однократно отраженный лучи.

Прямым лучом фиксируют максимальную амплитуду A_1 эхосигнала от нижней части отверстия 3 и устанавливают амплитуду эхосигнала на стандартный уровень экрана дефектоскопа (средняя горизонтальная линия экрана). Передний фронт строб-импульса устанавливают левее переднего фронта эхосигнала. Далее однократно отраженным лучом фиксируют максимальную амплитуду A_2 эхосигнала от верхней части отверстия 3 и устанавливают амплитуду эхосигнала на стандартный уровень. Задний фронт строб-импульса устанавливают правее заднего фронта эхосигнала.

Настройку чувствительности контроля проводят для обеспечения выявления несплошностей в сварном соединении, подлежащих регистрации. При настройке устанавливают следующие уровни чувствительности: браковочный, на котором оценивают максимально допустимую эквивалентную площадь обнаруженной несплошности, соответствующую плоскодонному отражателю площадью $1,2 \text{ мм}^2$; контрольный, на котором измеряют условную протяженность несплошности и фикси-

руют амплитуды (контрольный уровень ниже браковочного на 6 дБ); поисковый, на котором сканируют сварное соединение (поисковый уровень ниже контрольного).

Контроль проводят контактным способом, перемещая преобразователь по поверхности изделия вручную путем сканирования наклонного преобразователя по поверхности сваренных элементов вдоль их образующей в пределах от механического контакта передней грани преобразователя с валиком усиления шва до расстояния 60 мм. И далее с помощью возвратно-поступательного перемещения наклонного преобразователя в направлении от шва и к шву с последовательным смещением вдоль периметра шва на шаг, не превышающий половины ширины углового захвата преобразователя. Перед началом контроля устанавливают преобразователь со стороны аустенитного или перлитного элементов на поверхность СОП, настраивают скорость развертки и фиксируют на экране дефектоскопа рабочую зону контроля. С помощью ВРЧ дефектоскопа устанавливают амплитуду A_2 , равную амплитуде A_1 эхосигнала, отраженного от нижней части сверления в наплавленном металле шва.

Далее, соответственно со стороны аустенитного или перлитного элементов прямым лучом фиксируют максимальную амплитуду A_6 эхосигнала от отражателя в СОП (см. рис. 1). Амплитуду эхосигнала устанавливают на стандартный уровень. В этом случае стандартный уровень равен браковочному уровню чувствительности. После указанных операций на контрольном уровне чувствительности определяют прямым лучом условную протяженность отражателя в основном металле СОП и проводят сканирование контролируемого сварного соединения соответственно со стороны аустенитного или перлитного элементов.

В процессе сканирования сварного соединения на экране дефектоскопа возможно появление ложных эхосигналов. Ложный эхосигнал однократно отраженным лучом может быть получен от поверхности валика усиления шва. Указанное формирование эхосигнала зависит от конфигурации валика усиления шва и акустической анизотропии конкретного участка соединения. Принадлежность эхосигнала указанному отражателю может быть определена путем демпфирования концом иглы, смоченным контактной средой, поверхности валика усиления шва. Если отражателем служит поверхность валика шва, то при прикосновении иглы амплитуда эхосигнала несколько снижается. Дополнительной информацией может служить местоположение эхосигнала на экране дефектоскопа (эхосигнал располагается в районе заднего фронта строб-импульса), а также условная протяженность. Последняя должна быть меньше значений, определенных для отражателя в СОП.

В сомнительных случаях следует валик усиления шва на контролируемом участке механически обработать с плавным переходом от основного металла к вершине наплавленного металла и провести повторный контроль.

От валика усиления может также отражаться поверхностная волна. В этом случае эхосигнал меняет свое положение на экране дефектоскопа при перемещении преобразователя относительно сварного шва. Снижается также амплитуда эхосигнала при прикосновении иглы к поверхности металла между преобразователем и сварным швом. Качество сварного соединения оценивают по максимальной амплитуде эхосигнала условной протяженности одиночной несплошности, суммарной протяженности несплошностей и числу несплошностей по периметру шва [8, 9].

Полученная на ряде электростанций статистика производственного контроля указанных соединений показала высокую достоверность при обнаружении несплошностей по сравнению с радиационным контролем и достаточную помехоустойчивость от структурных помех. Предложенная методология контроля позволяет снизить материальные затраты относительно использования радиационного контроля и может быть рекомендована для разработки конкретных технологий контроля других типоразмеров стыковых соединений труб поверхностей нагрева.

Однако в оборудовании электростанций имеются конструктивно более сложные композитные сварные соединения, для акустического контроля которых требуется разработка методик, основанных на других принципах. Типичный пример указанных соединений показан на рис. 2. Соединение содержит патрубок 1, изготовленный из стали перлитного класса толщиной 20 мм, аустенитную наплавку 3 шириной 8 мм на кромке патрубка 1, патрубок 2, изготовленный из аустенитной стали 08X18H10T толщиной 30 мм, аустенитную подкладку 5 с зазором между ее поверхностью и внутренней поверхностью патрубка 1 и наплавленный аустенитный металл шва. Угол разделки кромок патрубков 1 и 2 соответственно 10 и 40°. Валик усиления шва удален на уровне наружных диаметров патрубков 1 и 2. На левом окончании патрубка 1 имеется выступ (на рис. 2 не показан), а на патрубке 2 происходит уменьшение наружного диаметра. Эти факторы существенно ограничивают перемещение преобразователя вдоль образующих патрубков.

Согласно данным [2] максимальная помехоустойчивость M контроля на поперечных волнах для прямого и однократно отраженного лучей достигается соответственно при углах встречи 130 – 150° и 50 – 60° акустического луча с линией сплавления основного металла с наплавленным. Там же показано, что для повышения помехоустойчивости M контроля аустенитных соедине-

ний с указанной толщиной целесообразно использовать частоты в диапазоне 1,25 – 1,8 МГц. Для проведения экспериментальных исследований в образце (рис. 2) был выполнен боковой, цилиндрический, акустически бесконечный отражатель 4 диаметром 5 мм, залегающий на глубине 10 мм в линии сплавления наплавки 3 с наплавленным металлом шва. Максимальная амплитуда эхосигнала от указанного отражателя соответствовала A_k .

В процессе экспериментальных исследований были использованы преобразователи поперечных волн на частотах 1,25 и 1,8 МГц при контроле всего сечения сварного соединения прямым и однократно отраженным лучами. Из-за ограниченных возможностей сканирования преобразователей при полной контроледоступности соединения угол встречи акустического луча с линией сплавления основного металла с наплавленным в некоторых случаях не соответствовал оптимальному углу, при котором достигается максимально возможная помехоустойчивость контроля.

Помехоустойчивость M контроля от структурных шумов составила не менее $M = A_k - A_{ш} = 11$ дБ. Однако в ряде случаев на экране дефектоскопа наблюдались структурные помехи, максимальная амплитуда $A_{п}$ которых была соизмерима с A_k . В основном это были эхосигналы от структурных отражателей, залегающих на глубине 1 – 5 мм на границах перлит – наплавка, наплавка – наплавленный металл шва; на глубине 13 – 25 мм на границе аустенит – наплавленный металл шва.

В данном случае помехоустойчивость контроля от структурных помех возможно повысить за счет увеличения диаметра отражателя 4 (рис. 2). Однако это нецелесообразно, потому что повышение A_k за счет увеличения эквивалентной площади отражателя существенно снижает чувствительность контроля представленного соединения. Поэтому следующие экспериментальные исследования соединений были проведены на продольных волнах акустических колебаний [4]. Использовали прямой луч (так как полной контроледоступности соединения способствует отсутствие валика усиления шва) и частоту колебаний 2,5 МГц (длина волны существенно не отличается от длины поперечной волны на частоте 1,25 МГц).

Результаты экспериментов с применением прямого преобразователя (угол 0° ввода луча от наружной поверхности патрубков) показали, что относительно A_k наблюдались следующие максимальные амплитуды донных эхосигналов (рис. 2): на перлите 7 дБ, в верхней точке сплавления наплавки с наплавленным металлом шва 1 дБ, от границы наплавки с корневой частью наплавленного металла шва 16 дБ и в наплавленном металле шва 2 дБ. Помехоустойчивость контроля в наплавленном металле шва была не хуже $M = A_k - A_{п} = 22$ дБ. Эквивалентная отражательная площадь

отверстия 4 (рис. 2), полученная расчетным способом по известным формулам, составила 5 мм^2 , что ниже норм допустимости одиночных несплошностей в зоне сплавления наплавленного металла с основным [10].

Для повышения информативности контроля целесообразно также использовать продольные волны с наклонным падением акустического луча в металл. Угол ввода луча 60° определен на стандартном образце № 2 по ГОСТ 14782. Помехоустойчивость относительно структурных помех при контроле со стороны перлитного патрубка была зафиксирована не ниже $M = A_k - A_{п} = 18$ дБ, а со стороны аустенитного патрубка она составила 8 дБ, что позволяет разработать и реализовать практическую технологию контроля представленного соединения.

При этом эквивалентная отражательная площадь отверстия 4 (рис. 2) при контроле со стороны перлитного патрубка составила 7 мм^2 , а при прозвучивании со стороны аустенитного патрубка $8,8 \text{ мм}^2$. Согласно [10] она должна быть 7 мм^2 для зоны сплавления наплавки с основным металлом. При акустическом контроле других конструкций аустенитных соединений нормы допустимости несплошностей в [10] не предусмотрены (видимо, из-за отсутствия конкретных технологий контроля).

Основной целью при разработке технологии контроля представленного соединения продольными волнами на основе полученных экспериментальных данных являются: достижение чувствительности контроля для средней части соединения не хуже 5 мм^2 на нормально введенном акустическом луче, 7 мм^2 при контроле наклонным лучом со стороны перлитного патрубка и $8,8 \text{ мм}^2$ со стороны аустенитного патрубка; обеспечение максимальной контроледоступности всего сечения соединения (каждая точка сечения соединения прозвучивается с трех сторон); получение допустимой контролепригодности соединения (в данном случае она определяется помехоустойчивостью контроля от структурных помех и составляет не менее 8 дБ, что на 2 дБ выше известного допустимого критерия); обнаружение несплошности в основном металле (околошовной зоне), зонах сплавления, термического влияния и наплавленном металле шва.

Любая технология контроля должна базироваться на средствах контроля: дефектоскоп, преобразователи и настроечный образец. В данном случае последним является СОП, показанный на рис. 2. СОП шириной 40 мм должен быть изготовлен из соответствующего металлу изделия материала (рекомендуется вырезка СОП из металла штатного изделия). В качестве искусственных отражателей в СОП для настройки развертки, глубиномера и чувствительности контроля применяют боковой цилиндрический отражатель (сквозное отверстие 4 на рис. 2) и поверхности образца. Перед проведе-

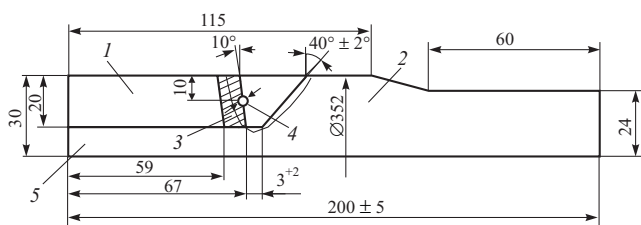


Рис. 2. Сложное композитное сварное соединение

нием контроля настраивают скорость развертки, глубиномер дефектоскопа, а также уровни чувствительности контроля. В процессе контроля выполняют сканирование.

Для проведения контроля, настройки скорости развертки, глубиномера и чувствительности контроля целесообразно применить дефектоскоп с блоком цифровой обработки получаемых данных (БЦО).

При настройке глубиномера для контроля соединений прямым преобразователем в качестве ближнего отражателя используют боковой цилиндрический отражатель 4 (рис. 3) с максимальной амплитудой эхосигнала от него A_{01} и показаниями глубиномера 7,5 мм, а дальним отражателем служит нижняя поверхность аустенитного патрубка, от которой получают донный эхосигнал A_{02} и устанавливают окончание отсчета БЦО, равное 30 мм.

Для контроля соединений со стороны перлитного патрубка наклонным преобразователем устанавливают его на середину основного металла СОП в сторону сварного шва, фиксируют прямым лучом от отражателя 4 максимальную амплитуду эхосигнала A_1 (рис. 3) и настраивают начало отсчета БЦО, равное 10 мм. При контроле соединений со стороны аустенитного патрубка устанавливают преобразователь на середину СОП в сторону сварного шва, фиксируют прямым лучом от отражателя 4 максимальную амплитуду эхосигнала A'_1 (рис. 3) и настраивают начало отсчета БЦО, равное 10 мм (указанные операции производят из-за разности скоростей акустических колебаний в перлитной и аустенитной частях соединения).

Для ориентировочного определения окончания отсчета БЦО устанавливают преобразователь на середину СОП с толщиной 24 мм, фиксируют прямым лучом от угла, образованного нижней и торцевой поверхностями СОП, максимальную амплитуду эхосигнала A_2 (рис. 3) и настраивают окончание отсчета БЦО, равное 24 мм.

Контроль проводят контактным способом, перемещая преобразователь по поверхности изделия вручную. Контроль сварного соединения прямым преобразователем проводят путем его сканирования по поверхности соединения вдоль и поперек образующей на участке металла с наружным диаметром 352 мм (рис. 2) от места механического контакта преобразователя с выступом на перлит-

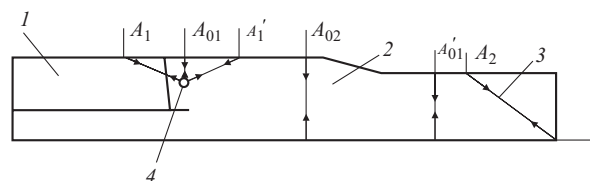


Рис. 3. Ход акустических лучей:

1, 2 – соответственно перлитный и аустенитный патрубки; 3 – луч; 4 – боковой цилиндрический отражатель; A – амплитуда эхосигнала

ном патрубке до начала впадины на аустенитном патрубке и обратно.

При обнаружении несплошностей с амплитудой эхосигнала от них, равной контрольному уровню или больше его, определяют координаты несплошности, максимальную амплитуду эхосигнала и число несплошностей по периметру сварного соединения. Методика контроля соединения прямым преобразователем заключается в следующем. Устанавливают преобразователь на поверхность СОП, настраивают скорость развертки, глубиномер и определяют на экране дефектоскопа рабочую зону контроля. Прямым лучом фиксируют максимальную амплитуду A_{01} эхосигнала от отражателя в СОП (рис. 3). Эту амплитуду эхосигнала устанавливают на стандартный уровень. В этом случае стандартный уровень равен браковочному уровню чувствительности A_6 .

Устанавливают преобразователь на наружную поверхность в середине СОП (рис. 3), где его толщина равна 24 мм (рис. 2), прямым лучом фиксируют максимальную амплитуду A'_{01} эхосигнала от нижней поверхности и разность амплитуд эхосигналов $A'_{01} - A_{01}$. В процессе проведения контроля сварного соединения эхосигнал A'_{01} служит индикатором для оперативной проверки правильности настройки глубиномера дефектоскопа и чувствительности. В этом случае на стандартном уровне показания глубиномера должны быть 24 мм, а браковочный уровень чувствительности $A_6 = A'_{01} - (A'_{01} - A_{01})$.

Операции повторяют несколько раз до получения воспроизводимости результатов настройки дефектоскопа. Это же условие следует соблюдать и при настройке дефектоскопа с наклонным преобразователем.

В процессе сканирования сварного соединения минимальная амплитуда донных эхосигналов наблюдается на участках, где проходит граница: наплавка – корневая часть наплавленного металла шва (рис. 2). Таким образом, по местоположению преобразователя на наружной поверхности соединения, соответствующему минимальному значению амплитуды донного эхосигнала, с достаточной точностью возможно определить место раздела толщин металла 20 и 30 мм.

Методика контроля сварного соединения наклонным преобразователем со стороны аустенитного патрубка должна выполняться в следующей последовательности. Устанавливают наклонный преобразователь на поверхность СОП, настраивают глубиномер, скорость развертки и фиксируют на экране дефектоскопа рабочую зону контроля.

Прямым лучом фиксируют максимальную амплитуду A'_1 эхосигнала от отражателя в СОП (рис. 3). Эту амплитуду эхосигнала устанавливают на стандартный уровень. В этом случае стандартный уровень равен браковочному уровню чувствительности A_6 .

Устанавливают преобразователь на наружную поверхность в середине СОП, где его толщина равна 24 мм, прямым лучом фиксируют максимальную амплитуду A_2 эхосигнала от угла и разность амплитуд эхосигналов $A_2 - A'_1$.

В процессе проведения контроля сварного соединения эхосигнал A_2 служит индикатором для оперативной проверки правильности настройки глубиномера дефектоскопа и чувствительности контроля.

В этом случае на стандартном уровне показания БЦО должны быть 24 мм, а браковочный уровень чувствительности $A_6 = A_2 - (A_2 - A'_1)$. Сканируют контролируемое сварное соединение со стороны аустенитного элемента от участка, где точка ввода луча преобразователя совпадает с началом впадины аустенитного патрубка до механического контакта передней грани преобразователя с началом выступа на перлитном патрубке.

В процессе сканирования сварного соединения на экране дефектоскопа возможно появление ложных эхосигналов. Ложный эхосигнал может быть зафиксирован прямым лучом от торцевой поверхности возможного зазора между аустенитной подкладкой и наплавкой на кромке перлитного патрубка. В этом случае следует определить координаты отражателя и сравнить их с данными, полученными при контроле прямым преобразователем.

Если координаты отражателя совпадают, то следует провести контроль наклонным преобразователем со стороны перлитного элемента. При сформированном торце в зазоре ложный эхосигнал от него должен отсутствовать. В противном случае эхосигналы на экране дефектоскопа при контроле со стороны аустенитного и перлитного элементов свидетельствуют о наличии несплошности в корневой части шва.

Структурные помехи (ложные эхосигналы) формируются от структурных отражателей, расположенных в переходных зонах: перлит – наплавка; наплавка – наплавленный металл шва, а также в некоторых случаях аустенит – наплавленный металл шва. Признаком структурных помех, позволяющих отличить их от эхосигнала, отраженного от несплошности, является возникновение в зоне

контроля на экране дефектоскопа двух и более ложных эхосигналов, амплитуда и местоположение которых быстро изменяются (отсутствует огибающая) при перемещении преобразователя вдоль или поперек образующей изделия.

В некоторых сомнительных случаях следует использовать результаты контроля соединения, полученные при контроле прямым и со стороны перлитного патрубка наклонным преобразователями. Методика контроля сварного соединения наклонным преобразователем со стороны перлитного патрубка выполняется следующим образом. Настраивают глубиномер, скорость развертки и фиксируют на экране дефектоскопа рабочую зону контроля. Прямым лучом фиксируют максимальную амплитуду A_1 эхосигнала от отражателя в СОП (рис. 3). Эту амплитуду эхосигнала устанавливают на стандартный уровень. В этом случае стандартный уровень равен браковочному уровню чувствительности A_6 .

Устанавливают преобразователь на наружную поверхность в середине СОП, где его толщина равна 24 мм, прямым лучом фиксируют максимальную амплитуду A_2 эхосигнала от нижнего угла и разность амплитуд эхосигналов $A_2 - A_1$.

В этом случае на стандартном уровне показания глубиномера должны быть 24 мм, а браковочный уровень чувствительности $A_6 = A_2 - (A_2 - A_1)$. Сканируют контролируемое сварное соединение со стороны перлитного элемента от механического контакта задней грани преобразователя с началом выступа на перлитном патрубке до участка, где точка ввода луча преобразователя совпадает с началом впадины аустенитного патрубка. В процессе сканирования руководствуются теми же требованиями для определения наличия на экране дефектоскопа ложных эхосигналов, что и при контроле соединения со стороны аустенитного патрубка. Качество сварных соединений оценивают по двухбалльной системе:

балл 1 – неудовлетворительное качество;

балл 2 – удовлетворительное качество.

Баллом 1 оценивают сварные соединения со следующими несплошностями:

наибольшая амплитуда эхосигнала от которых превышает браковочный уровень A_6 (т.е. больше амплитуды эхосигнала от бокового цилиндрического отражателя диаметром 5 мм);

амплитуда эхосигналов от обнаруженных несплошностей находится между контрольным и браковочным уровнями чувствительности, а число обнаруженных несплошностей на любых 100 мм периметра сварного соединения больше 3.

Баллом 2 оценивают соединения, в которых не обнаружены несплошности с характеристиками, представленными для оценки баллом 1.

На основе полученных экспериментальных данных и представленных технологий контроля разработана инструкция по акустическому контролю

лю композитного сварного соединения патрубков Ду300 (РТМ ВТИ 17.027).

Выводы

1. Акустический контроль трубопроводов из сталей разных структурных классов стыковых соединений (композитных аустенитно-перлитных соединений) практически возможен с чувствительностью не ниже или несколько хуже чувствительности контроля, регламентируемой нормами допустимости одиночных несплошностей для сварных соединений из сталей перлитного класса.

2. Для решения вопроса о возможностях контроля необходимы предварительные экспериментальные исследования акустических характеристик конкретного соединения, по результатам которых определяют контролепригодность, контроледоступность и чувствительность контроля.

3. При разработке технологий контроля композитного соединения с валиком усиления шва с целью повышения контроледоступности и согласно [5] контролепригодности соединения целесообразно использовать прямой и однократно отраженный лучи поперечной волны.

4. При удаленном валике усиления шва информативность контроля композитного соединения с большим диаметром существенно повышается с использованием прямого луча продольной волны.

5. Для толщин 4 – 6 и 20 – 30 мм разработаны промышленные технологии акустического контроля композитных соединений.

Список литературы

1. Лантух В. М. Исследование нестандартных акустических преобразователей для контроля металла. – Электрические станции, 1993, № 11.
2. Лантух В. М. Экспериментальные исследования оптимальных параметров акустического контроля аустенитных сварных соединений энергооборудования. – Дефектоскопия, 1996, № 2.
3. Ермолов И. Н. Теория и практика ультразвукового контроля. М.: Машиностроение, 1981.
4. Методические рекомендации по ультразвуковому контролю аустенитных стыковых сварных соединений трубопроводов / Гребенник В. С., Лантух В. М., Тайц М. З. и др. – В сб.: Атомные электрические станции. М.: Энергоатомиздат, 1989, вып. 11.
5. Лантух В. М. К вопросу акустического контроля аустенитных сварных соединений энергооборудования. – Дефектоскопия, 1996, № 3.
6. Лантух В. М. Акустический контроль аустенитных стыковых соединений трубопроводов электростанций. – Сварочное производство, 1996, № 3.
7. Лантух В. М. Акустический контроль аустенитных сварных угловых соединений трубопроводов электростанций. – Сварочное производство, 1996, № 10.
8. Лантух В. М. Акустический контроль стыковых соединений труб поверхностей нагрева котлов. – Сварочное производство, 1997, № 4.
9. РТМ ВТИ 17.022. Инструкция по акустическому контролю стыковых соединений труб поверхностей нагрева. М.: ПМБ ВТИ, 1997.
10. ПН АЭГ-7-010-89. Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварные соединения и наплавки. Правила контроля. М.: Энергоатомиздат, 1991.

Sim-ross

Генеральный дистрибьютор

Nexans

(новое название Alcatel Cable)

**ОПТИМАЛЬНОЕ
СООТНОШЕНИЕ
ЦЕНА - КАЧЕСТВО**

(095) 513-15-95

(095) 513-15-97

www.simross.ru

krok@korolev.comcor.ru

● Самонесущие изолированные провода ТОРСАДА (0,4; 6/10 кВ).

● Силовые кабели для передачи и распределения электроэнергии, сухие, для подземной прокладки (6-500 кВ).

● Гибкие медные провода для энергетики, промышленности и строительства (до 1 кВ).

● Широкая гамма установочных проводов и кабелей, в т. ч. с повышенной пожаростойкостью, стойкостью к агрессивным средам (1 кВ).

● Вся гамма арматуры и инструмента для монтажа СИП Торсада.

Вся продукция сертифицирована.

Технико-экономическое обоснование способа ремонта эрозионно-изношенных паротурбинных лопаток в условиях электростанций¹

Гонсеровский Ф. Г., канд. техн. наук, Силевич В. М., инж.

АООТ “НПО ЦКТИ”

Исследования в области сварочного ремонта эрозионно-изношенных или поврежденных по другим причинам лопаток (стальных и титановых) и других элементов проточной части турбин ТЭС и АЭС проводятся в АООТ “НПО ЦКТИ” с 1977 г. Накоплен положительный опыт эксплуатации таких элементов в турбинах, работающих на штатных режимах, начиная с 1983 г. К настоящему времени отремонтированы и находятся в эксплуатации рабочие лопатки 64 ступеней (с наработкой некоторых свыше 100 тыс. ч), а также около двух десятков диафрагм; 15 насадных дисков (щечки и шпоночные пазы); разрушившиеся заклепочные соединения бандажей лопаток, паяные соединения демпферных связей и др. Результаты исследований и эксплуатации опубликованы в 23 статьях (журналы и труды ЦКТИ), в том числе и в итоговых [1 – 3].

Поскольку авторы [4 – 6] раз за разом высказывают опасение по поводу работоспособности лопаток, отремонтированных по способу ЦКТИ (на станциях без демонтажа с ротора и без отпуска), не раскрывая его содержания, то в настоящей статье, в развитие уже высказанных нами возражений [3], даны более подробные сведения, чтобы показать его необоснованность. Кроме того, приведены новые, еще не публиковавшиеся результаты исследований, в том числе и сведения об экономичности способа в сравнении с технологией по [4].

Во всех упомянутых и не названных еще трех источниках это предположение сформулировано так:

“До настоящего времени ремонт лопаток из высокохромистой стали выполнялся нанесением высоконикелевой аустенитной наплавки без термической обработки после сварки с обязательной приваркой стеллитовых пластинок [4 – 6].

Однако наличие аустенитной наплавки неизбежно приводит к получению сварного соединения с резкой химической, структурной и механической неоднородностью металла по зонам, что может быть одной из причин преждевременного повреждения отремонтированных рабочих лопаток” [5].

Неоднократное повторение этого предположения в разных источниках в течение двух предпоследних лет, направленное против способа ЦКТИ, с помощью которого уже были восстановлены и эксплуатировались лопатки 50 ступеней на протяжении 18 лет (это около 4500 шт.), вызывает удивление и вынуждает нас снова давать более углубленные пояснения.

В приведенной цитате сказано, что мы используем аустенитный присадочный материал. По строгой металловедческой терминологии структуру высоконикелевых сплавов называть аустенитной неправомерно. Структура аустенита присуща только сплавам на основе железа (сталям). Теплофизические, механические, коррозионные и другие свойства этих сплавов существенно различаются, причем, в пользу высоконикелевых. В качестве примера на рис. 1 приведен заимствованный из [7] график коррозионной чувствительности сплавов с различным содержанием никеля. Можно убедиться, что аустенитные сплавы (стали), ограниченные ветвями параболы, проявляют склонность к коррозионному разрушению, а сплавы с низким (до 5%) и высоким (свыше 60%) содержанием никеля устойчивы к подобному разрушению.

Поэтому об использовании аустенитных материалов при ремонтах изначально у нас не было и речи ни на стадии исследований, ни в эксплуатации сварных соединений. Получается, что наши оппоненты приписывают нам то, чего мы не используем, а затем на этом основании прогнозируют неприятности при эксплуатации лопаток.

Что касается предупреждения о возможных “причинах преждевременного повреждения отремонтированных рабочих лопаток”, то ни в одной из шести публикаций авторы [4] не расшифровывают и не конкретизируют эти причины. Возможно, имеется в виду образование хрупких прослоек в сварных соединениях, но это явление к ремонту рассматриваемых лопаток не имеет отношения.

Дело в том, что химическая неоднородность сварных соединений имеет место при использовании не только аустенитных, но и высоконикелевых присадок. Она может привести к негативным последствиям при длительной (десятки тысяч часов) эксплуатации подобных сварных соединений при температурах свыше 500°C, когда вследствие диф-

¹ В порядке обсуждения. Р е д .

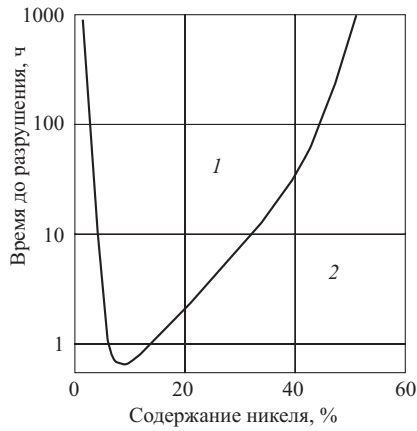


Рис. 1. Влияние содержания никеля на склонность к коррозионному растрескиванию под напряжением хромоникелевых аустенитных сталей и никелевых сплавов в хлорсодержащих средах (в том числе, и в водяных парах) [7]:

1 – наличие транскристаллитного растрескивания; 2 – растрескивание отсутствует

фузионных процессов развиваются хрупкие прослойки у границы сплавления швов с основным металлом иного структурного класса. Но так как температура эксплуатации лопаток в ЦНД турбин на порядок меньше (40 – 60°C), то скорость диффузионных процессов близка к нулю. Следовательно, в нашем случае нет условий для образования непластичных прослоек в сварном соединении. Это означает, что опасения наших оппонентов необоснованы.

Несмотря на это, общеизвестное теоретическое положение, которое не могут не знать уважаемые нами авторы-оппоненты, мы за два десятка лет до появления их “критики” подвергли рекомендуемые нами в ремонтах на электрических станциях сварные соединения лопаток весьма жестким испытаниям по различным методикам исходя из десяти гипотетических видов разрушения восстановленных лопаток при работе их в турбинах под воздействием следующих нагрузок:

- статическое нагружение от ЦБС;
- подгружение от воздействия остаточных сварочных напряжений;
- вибрационные нагрузки (испытания на образцах-моделях и натуральных лопатках);
- усталостные испытания сварных соединений в коррозионных средах;
- коррозионное растрескивание;
- коррозионная стойкость сварных соединений разнородных металлов;
- склонность к хрупкому разрушению;
- термоциклирование в диапазоне температур $20 \rightleftharpoons 450^\circ\text{C}$ с охлаждением на воздухе или в воде (500 циклов);
- противоэрозионная стойкость материалов упрочнения на базе титана, железа и никеля;

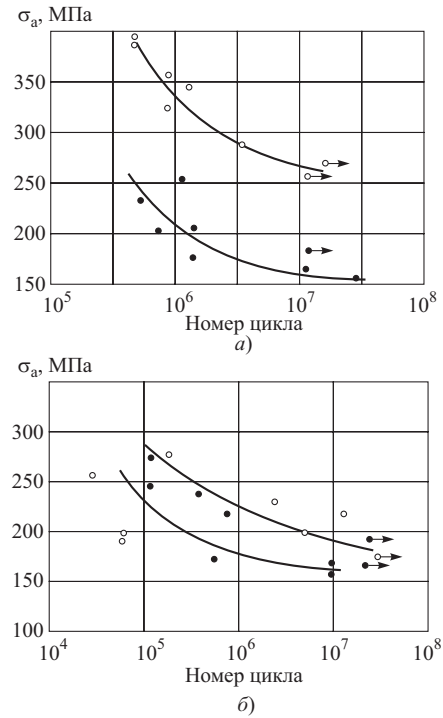


Рис. 2. Сопротивление усталости сварных соединений при изгибе на воздухе и в 10%-ном растворе NaCl:

а – наплавка никелевым сплавом на образцы из стали марки 15X11MF; б – наплавка эрозионно стойким сплавом на образцы из титанового сплава TC5; ○ – на воздухе; ● – в коррозионной среде

надежность эксплуатации упомянутых комбинированных сварных соединений в противоэрозионном защитном поясе на входных кромках лопаток.

Цель испытаний – выявить степень влияния упомянутых ранее трех видов неоднородности на работоспособность сварных соединений разнородных металлов и отремонтированных лопаток, так как структурная и механическая неоднородности являются следствием неоднородности химической. Для оценки работоспособности и надежности соединений на натуральных лопатках с приваренными стеллитными накладками использовались лабораторные исследования; стендовые испытания образцов-моделей и натуральных лопаток на воздухе и в коррозионных средах (в ЦКТИ, на ЛМЗ и ТМЗ, в ЦНИИКМ “Прометей”, в ЦНИИТМаш и других организациях); промышленное опробование на электростанциях, а также длительную (до 100 тыс. ч наработки) эксплуатацию отремонтированных лопаток на ТЭЦ, ГРЭС и АЭС в турбинах мощностью от 25 до 1200 МВт.

Далее приведены некоторые основные выводы, полученные по результатам проведенных испытаний.

Согласно расчетам в ЦКТИ, подтвержденным расчетным сектором СКБ “Турбина” (ЛМЗ), по нагрузкам от ЦБС сварные соединения на лопатках

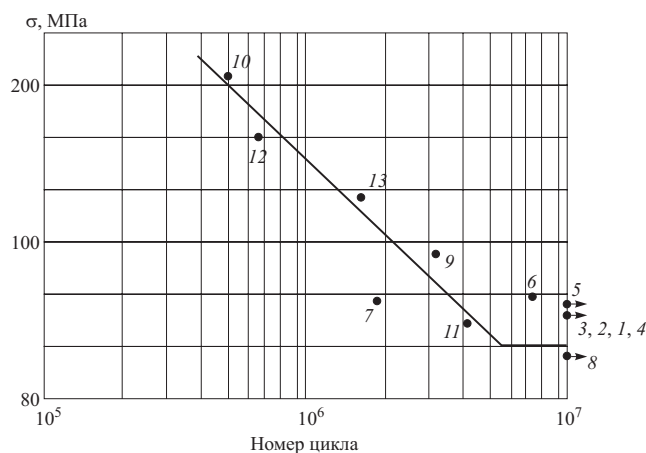


Рис. 3. Кривая усталости восстановленных лопаток пятой ступени ЦНД турбины К-300-240 ХТГЗ с применением присадки 06Х14

(стальных и титановых) работают с 7 ÷ 10-кратным запасом, а подгружение возникающими при ремонте сварочными напряжениями растяжения в худших случаях составляет не более 20 – 25% напряжений от ЦБС и на работоспособность лопаток не влияет. Кроме того, манипуляции сварочными проходами и выбором присадочного материала позволяют и эту долю технологических напряжений снизить почти в 2 раза.

Вибрационные нагрузки при испытаниях натурных сварных лопаток с длиной рабочей части от 550 до 960 мм с приваренными защитными накладками снижают предел конструктивной прочности примерно в 2 раза по сравнению с вновь изготавливаемыми лопатками без защитных накладок. Однако этот предел у них такой же, как и у новых лопаток с припаянными стеллитными накладками. Отсюда вывод: восстановление пера по нашему способу не оказывает отрицательного воздействия на вибрационную прочность, так как в конечном итоге и отремонтированные, и вновь изготовленные на заводах лопатки по этому показателю равноценны (см. табл. 1 и табл. 2 в [2]).

Испытания сварных соединений лопаточных 13%-ных хромистых сталей на общую коррозию, коррозионную усталость и коррозионное растрескивание (в среде 10% NaCl + 10% Na₂SO₄) по ОСТ 108.901.01-79 “Металлы. Методы испытаний на коррозионное растрескивание применительно к атомной и тепловой энергетике”, а также на водородное охрупчивание по методике судпрома РД5.94.22-83 “Методы контроля коррозионной стойкости”, показали несущественное отличие или совпадение результатов, характерных для самих этих сталей. Эти результаты опубликованы в журналах (см. библиографию в [1 – 3]), а также [рис. 2](#) по стали и титану, что касается усталостной прочности).

Склонность к хрупкому разрушению, определенная по методике ЦКТИ (показатель работы развития трещины), не выше, чем у сравниваемого со сварными соединениями основного металла, например, стали марки 15Х11МФ. Результаты опубликованы в [8].

При термоциклировании (20 ⇄ 450°C) с охлаждением на воздухе или в воде (самый жесткий вариант останова-пуска турбины) в испытуемых разнородных сварных соединениях после 500 циклов (пусков) трещин не обнаруживали.

Отличное качество и работоспособность показали сварные соединения защитных накладок, состоящие из комбинации сплавов на основе трех металлов – кобальта, никеля и железа.

По результатам стендовых испытаний установлено, что у некоторых сплавов на основе железа стойкость к каплеударной эрозии оказывается выше, чем у лучших плавок стеллита ВЗК с твердостью около 500 НВ. Эксплуатационная проверка на лопатках турбины К-300-240 на базе 8 лет работы подтвердила эти результаты.

Все приведенные ранее положительные факты позволяют сделать общий вывод о том, что резкая химическая, структурная и механическая неоднородность металла сварных соединений на отремонтированных лопатках при использовании нами в качестве присадки некоторых специальных никелевых сплавов в конкретных условиях эксплуатации в ЦНД турбин ТЭС и АЭС не может и не приводит ни к преждевременным, ни к долгосрочным их повреждениям. Безупречная эксплуатация в течение 18 лет свыше 5000 лопаток, отремонтированных только сотрудниками ЦКТИ, может послужить дополнительным (или основным) тому подтверждением.

Не прав автор [6], характеризуя наш способ как единственный. НПО ЦКТИ издавна производит ремонты лопаток и в демонтированном состоянии с применением соответствующей присадки и термообработки, но только в случаях, когда это технически и экономически обосновано. При этом мы не используем в качестве присадки применяемую нашими оппонентами проволоку 06Х14, считая этот материал непригодным для лопаток, работающих в условиях высоких температур из-за недостаточной длительной прочности и повышенной ползучести. Он неприемлем и для лопаток, эксплуатирующихся в низкотемпературной области (в том числе и на выхлопных ступенях ЦНД), ввиду явно недостаточных значений предела конструктивной усталостной прочности σ_{-1} , которые были получены еще в 1974 г. в ЦКТИ при выполнении совместной с ХТГЗ и ХПИ работы по определению выносливости лопаток пятой ступени ЦНД турбины К-300-240, восстановленных ХТГЗ по аналогичной с вновь предложенной в 1998 г. авто-

рами [4] технологии с той же присадкой марки 06X14. Отличие этих технологий – в способе упрочнения: у ХТГЗ оно электроискровое или ТВЧ – закалка кромок, а в [4] – заимствованная у нас приварка стеллитных накладок, предложенная нами еще в 1985 г. (см. список литературы в [3]).

Значения σ_{-1} по данным ХТГЗ для лопаток с наплавленными сталью 06X14 кромками составляют 100 и 148 МПа для упомянутых двух видов упрочнения (см. табл. 2 в [2] и рис. 3). Это в 1,5 – 2 раза меньше, чем у вновь изготовленных лопаток без упрочнения (табл. 2 в [2]). Опыт ЦКТИ свидетельствует, что приварка стеллитных накладок непременно приводит к дальнейшему снижению названного предела до 70 – 80 МПа вследствие возникающих при этом способе упрочнения геометрических концентраторов, влияние которых более существенно, чем концентраторов структурных или механических (различная прочность зон сварных соединений). Лопатки с $\sigma_{-1} \leq 80$ МПа ЦКТИ не рекомендует, а ЛМЗ в эксплуатацию не пропускает.

Высказанное ранее соображение о возможности стали 06X14 подкрепляется приведенными в табл. 1 в [2] результатами испытаний лопаток из родственной ей стали марок 15X11МФ и 20X13: при пайке защитных накладок $\sigma_{-1} = 40$ и 100 МПа, а при сварке (как рекомендуют авторы [1]) σ_{-1} находится в пределах от 60 до 95 МПа, хотя последняя цифра достигается за счет ППД. И в то же время по способу ЦКТИ σ_{-1} в ремонтном варианте на станциях составляет 900 – 100 МПа, хотя здесь использованы в качестве материалов не родственные, а разнородные сплавы. По нашему убеждению успех заключается не в формальном подходе к выбору сплавов (однородные, разнородные), а в умелом сочетании их свойств и рациональном определении области их работы, что и подтверждается 18-летней эксплуатацией отремонтированных лопаток без их демонтажа с роторов.

По уточненным данным восстановленные на ХТГЗ лопатки с использованием присадки из хромистой стали [3] были на Змиевской ГРЭС досрочно сняты с эксплуатации.

Из многих видов испытаний определение конструктивного предела высокоцикловой (10^7 циклов) усталостной прочности натуральных лопаток у расчетчиков и вибрационщиков ЦКТИ и ЛМЗ является основополагающим. Кроме того, результаты испытаний на образцах или на моделях, представленные в [9], воспринимаются этими авторами как необходимые, но далеко не достаточные.

Из [9] следует, что авторы вообще не проводили высокоцикловые испытания полностью отремонтированных лопаток натуральных размеров. Они ограничились малоцикловыми испытаниями образцов длиной 180 мм (называя их моделями лопа-

ток) с наплавкой металла 06X14 без приваренных стеллитных накладок и, сделав выводы о надежности, перенесли их на натурные рабочие лопатки. Наши оппоненты не учли, что малоцикловые испытания недостаточно отражают условия эксплуатации натуральных рабочих лопаток (а не их моделей) и что полученные таким образом результаты ближе к статике, а не к динамике процесса, характерного для работы лопаток. Эти три фактора представляют собой уязвимые аргументы для подобных выводов. Здесь может идти речь не только о сохранении, а и о снижении надежности. Поэтому с учетом приведенных фактов нам представляется, что нельзя в заголовке статьи [6] выносить слова “повышение надежности”: наработка подобных лопаток (менее 15 тыс. ч), к тому же единственного типоразмера, слишком мала, чтобы делать подобные выводы.

Далее сравним экономические показатели использования двух рассматриваемых способов ремонта. Дело в том, что разработка способа восстановления лопаток на электростанции производилась нами с учетом требований администрации ряда станций, которая соглашалась на восстановление лопаток, если его продолжительность будет укладываться в плановые сроки капремонтов и ротор не должен быть разлопачен, поскольку в период капремонта он необходим ремонтным бригадам в неразлопаченном состоянии для других, не менее важных целей. Демонтаж лопаток с вильчатым хвостовиком чрезвычайно трудоемкая, зачастую прямо-таки “каторжная” операция. Нередко подобная характеристика применима и к лопаткам с елочным хвостовиком.

Кроме того, демонтаж лопаток с вильчатым хвостовиком можно осуществить не более 1 раза ввиду того, что при последующих операциях облопачивания повторная операция рассверливания отверстий под заклепки приводит к опасному уменьшению перемычек на щечках диска (между кромками отверстий и кромкой диска). Вследствие этого произвести повторный ремонт по пропагандируемой, так называемой, новой технологии будет невозможно без установки нового диска, стоимость которого составляет около 1/4 цены комплекта новых лопаток плюс цена работ по демонтажу (и монтажу) диска. При использовании способа ЦКТИ такой проблемы нет.

Далее перечислены дополнительные, ничем необоснованные операции и их стоимость, а также просуммированы общие затраты станции, которые она вынуждена будет оплатить, если проведет ремонт по предлагаемой авторами [4] технологии, например, рабочих лопаток 30 ступени НД турбины К-100-90-130. Для конкретной турбины К-100-90-130 при отпускной стоимости одного комплекта лопаток на заводе ЛЗТЛ (С.-Петербург), при-

мерно 900 тыс. руб., они составят $900\ 000 \times 0,47 = 423\ 000$ руб. Для турбин более мощных эта цифра возрастает с коэффициентом 1,2 – 1,4.

Технологические операции, оснастка, комплектующие

Относительная стоимость операций, %

Перелопачивание:	17,5
высверливание старых заклепок	
снятие лопаток	
радировка отверстий под заклепки	
установка новых лопаток	
установка и расклепка новых заклепок	
установка новых демпферных связей	
Стоимость комплектующих:**	
прутки для заклепок (56 шт.)	10,4
демпферные связи (28 шт. × 2 ряда = 56 шт.)	10,8
Проведение отпуска отремонтированных лопаток в печи с контролируемой атмосферой	5,5
Транспортные и прочие расходы	0,5
Итого	44,7

* За 100% принята стоимость комплекта рабочих лопаток 25 – 30 ступеней РНД турбин типа К-100-90-130 (сведения Артемовской ТЭЦ).

** По данным ЗТЛ на март 1999 г.

По способу ЦКТИ указанных операций нет, следовательно, и затраты отсутствуют.

Таким образом, по материалам [1 – 3] и этой статьи можно оценить способ ЦКТИ как надежный, непродолжительный, маневренный и гораздо более дешевый, чем способ ЦРМЗ – ВТИ [4]. За 18 лет его применения к нам не поступало отрицательных отзывов на качество ремонта. На некоторых станциях по повторным и многократным пригла-

шениям сотрудники ЦКТИ проводили ремонты, расширяя объем и номенклатуру восстанавливаемых лопаток и других элементов проточной части турбин ТЭС и АЭС.

Список литературы

1. Гонсеровский Ф. Г., Петреня Ю. К., Силевич В. М. Работоспособность паротурбинных лопаток, отремонтированных с помощью сварки. – Сварочное производство, 2000, № 1.
2. Гонсеровский Ф. Г., Петреня Ю. К., Силевич В. М. Долговечность паротурбинных лопаток с учетом ремонта в условиях электростанций. – Электрические станции, 2000, № 3.
3. Гонсеровский Ф. Г. Семнадцатилетний опыт эксплуатации паровых турбин после ремонта с применением сварки. – Теплоэнергетика, 2000, № 4.
4. *Технология* ремонта рабочих лопаток паровых турбин, ч. 1. Ремонт методом нанесения высокохромистой наплавки / Хромченко Ф. А., Лапа В. А., Федина И. В., Должанский П. Р. – Сварочное производство, 1998, № 11, ч. II, 1999, № 2.
5. *Разработка* и внедрение высокоэффективной технологии ремонта рабочих лопаток паровых турбин / Карев А. Н., Хромченко Ф. Л., Должанский П. Р., Куличихин В. В. – Электрические станции, 1999, № 12.
6. Карев А. Н. Повышение надежности работы лопаток ЦНД теплофикационных турбин. – Энергетик, 2000, № 8.
7. Пикеринг Ф. Б. Физическое металловедение и разработка сталей. М.: Металлургия, 1982.
8. *Надежность* эксплуатации наплавленных рабочих лопаток и бандажей паровых турбин типа К-300-240 / Земзин В. Н., Гонсеровский Ф. Г., Хотмиров В. К. и др. – Тр. ЦКТИ, 1982, вып. 194.
9. *Технология* ремонта рабочих лопаток пазовых турбин. ч. III. Усталостная прочность отремонтированных рабочих лопаток / Хромченко Ф. А., Комаров В. А., Кареев А. Н., Должанский П. Р. – Сварочное производство, 1999, № 4.
10. *Технология* ремонта лопаток паровых турбин / Хромченко Ф. А., Лаппа В. А., Федина И. В. и др. – Тяжелое машиностроение, 1999, № 8.

УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

Познакомьтесь с историей создания журнала «Электрические станции», редакционной коллегией и редакцией, тематикой и содержанием журнала за последние годы Вы можете на нашей страничке в Internet: www.energy-journals.ru. Там же Вы узнаете расценки на размещение рекламы, как подписаться на журнал в редакции, правила оформления рукописи и другую информацию.

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Моделирование гидродинамических процессов малой ГЭС для задачи управления частотой гидроагрегата

Домбровский В. В., инж., Коломейцева М. Б., доктор техн. наук, Орахелашвили Б. М., канд. техн. наук

Московский энергетический институт (ТУ)

Алгоритм управления частотой [1] для малой ГЭС разрабатывался в предположении, что гидроагрегат как объект управления может быть адекватно описан как совокупность динамических звеньев с простыми передаточными функциями. Подобный подход, однако, не учитывает особенностей, связанных с подводом энергоносителя к агрегату, реальные характеристики основных элементов агрегата, а также особенности эксплуатации малой ГЭС, связанных с быстрым изменением ряда параметров (например, вырабатываемая мощность и расход воды через турбину) в широких пределах. В связи с этим была поставлена задача получения математического описания и разработки цифровой модели процессов, протекающих в малой ГЭС, на более глубоком уровне.

На основании системного анализа процессов предлагается провести декомпозицию малой ГЭС на следующие взаимосвязанные подсистемы: гидродинамическую, гидромеханическую, механическую и электродинамическую. Гидродинамическая подсистема описывает динамику поведения энергоносителя в проточном тракте малой ГЭС и устанавливает зависимость рабочего напора на турбине и мощности водотока от расхода через турбину. Гидромеханическая подсистема описывает взаимодействие потока энергоносителя с лопастями рабочего колеса турбины и определяет расход через турбину и момент, развиваемый рабочим колесом в зависимости от напора на турбине, открытия направляющего аппарата (НА) и частоты вращения турбины. Механическая подсистема описывает поведение элементов подсистемы (рабочее колесо турбины, инерционный маховик и ротор генератора) и крутильные колебания вала под действием моментов турбины и генератора, приложенных к соответствующим элементам. Электродинамическая подсистема описывает динамику электромеханического преобразования энергии в генераторе и связывает напряжение и частоту электрического сигнала на выходных клеммах генератора с переменными системы.

Настоящая статья посвящена математическому описанию и цифровому моделированию гидродинамической подсистемы и исследованию влияния поведения энергоносителя при регулировании рас-

хода через турбину с помощью НА для различных конфигураций проточного тракта системы.

Теории расчета переходных процессов в гидродинамических системах посвящено много работ. В числе основополагающих можно, например, выделить [2, 3]. В них поставленная задача решается на основе аналитических методов и в условиях существенных допущений относительно мгновенного расхода ГЭС и других параметров. Дальнейшее развитие методов исследования этих процессов нашло отражение в работе [4], где используются методы моделирования на основе уравнений в конечных разностях. Вместе с тем, в этих публикациях исследуются вопросы оптимального выбора параметров водоводов и уравнильных резервуаров на стадии проектирования, прежде всего для станций большой и средней мощности. При разработке же систем автоматического регулирования частоты вращения (АРЧВ) агрегата важно другое направление исследований гидродинамических процессов [1], а именно: как динамика поведения энергоносителя в проточном тракте ГЭС при управлении расходом с помощью НА влияет на переходные процессы для мощности агрегата и в какой степени это требует адаптации параметров АРЧВ. С этих позиций рассмотрим решение сформулированной задачи.

Известны два основных подхода к математическому описанию гидродинамических переходных процессов в трубопроводах, а именно, с учетом и без учета сжимаемости жидкости и упругости стенок трубы, определяющим различие между жестким и упругим гидравлическим ударом. Рассмотрим подсистему с простым цилиндрическим трубопроводом, схема гидравлического тракта которого представлена на рис. 1. На нем обозначены сечения: A – на уровне зеркала верхнего бьефа, A' – на входе в напорный водовод, B – на входе в турбинную камеру, C – на выходе из рабочего колеса турбины и D – на уровне зеркала нижнего бьефа.

Основой математического описания жесткого гидравлического удара является уравнение Бернулли [2], которое для контрольных сечений 1–2 записывается в форме

$$h_1 + \frac{p_1}{\rho g} + \frac{v_1^2}{2g} = h_2 + \frac{p_2}{\rho g} + \frac{v_2^2}{2g} + h_{12}^2 + \frac{1}{g} \frac{dQ}{dt} \int_1^2 \frac{dl}{\omega},$$

где h_1, h_2, v_1, v_2 , и p_1, p_2 – высота, скорость и давление воды в соответствующих сечениях; g – ускорение свободного падения; ρ – плотность воды; ω – площадь сечения водовода между 1 и 2; Q – расход воды; h_{12} – гидравлические потери напора.

Запишем уравнения Бернулли для сечений $A - B$ и $C - D$. Примем давление на свободной поверхности воды равным атмосферному, пренебрегая изменениями уровней воды в бьефах, инерцией воды в коротких выходных путях (за турбиной) по сравнению с инерцией воды в напорном трубопроводе и потерями в гидравлическом тракте; будем считать уровень нижнего бьефа за нулевой ($h_D = 0$), а площадь напорного водовода $A - B$ неизменной и равной F . Тогда уравнения будут иметь вид

$$\begin{aligned} h_A + \frac{p_{\text{ATM}}}{\rho g} &= h_B + \frac{p_B}{\rho g} + \frac{v_B^2}{2g} + \frac{L}{gF} \frac{dQ}{dt}; \\ h_C + \frac{p_C}{\rho g} + \frac{v_C^2}{2g} &= \frac{p_{\text{ATM}}}{\rho g}. \end{aligned} \quad (1)$$

Уравнение для рабочего напора на турбине, равного разности удельных энергий в сечениях на входе и выходе турбины, имеет вид

$$H = E_B - E_C = \left(h_B + \frac{p_B}{\rho g} + \frac{v_B^2}{2g} \right) - \left(h_C + \frac{p_C}{\rho g} + \frac{v_C^2}{2g} \right). \quad (2)$$

Подставив в выражения (2) компоненты напора из выражения (1), считая, что НА расположен в сечении B , и принимая закон течения через него в виде $Q = A\sqrt{H}$ (где A – параметр, зависящий от открытия НА), получим систему уравнений, принятую к построению цифровой модели для жесткого случая

$$\begin{cases} H = H_0 - \frac{L}{gF} \frac{dQ}{dt}; \\ Q = Q_0 a \sqrt{\frac{H}{H_0}}, \end{cases} \quad (3)$$

где $H_0 = h_A$ – статический напор на турбине; $\alpha = A/A_0$ – относительное открытие НА, принадлежащее интервалу от 0 до 1 включительно.

При рассмотрении той же самой гидродинамической подсистемы, с точки зрения теории упругого гидравлического удара, в работе исходили из системы уравнений Жуковского [3], имеющей вид

$$\begin{cases} \frac{\partial Y}{\partial x} = \frac{1}{gF} \frac{\partial Q}{\partial t}; \\ \frac{\partial Y}{\partial t} = \frac{a^2}{gF} \frac{\partial Q}{\partial x}, \end{cases} \quad (4)$$

где a – скорость распространения волны гидравлического удара; $Y = h + p/\rho g$ – пьезометрический напор.

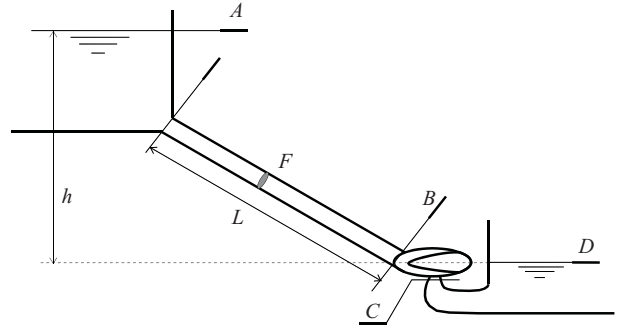


Рис. 1.

Данная система уравнений получена для упругого гидравлического удара в предположении, что $Y \gg v^2/2g$, силами трения можно пренебречь, а водовод имеет одинаковое сечение по всей длине, и может быть решена аналитически.

Решение системы (4) получено на основании преобразования Лапласа и в операторной форме содержит звенья запаздывания. После перехода в область оригиналов решение во временной области имеем:

$$\begin{aligned} Y(L, t) &= 2Y(0, t - \tau) - Y(L, t - 2\tau) + \\ &+ \frac{a}{gF} Q(L, t - 2\tau) - \frac{a}{gF} Q(L, t). \end{aligned} \quad (5)$$

Считая пьезометрический напор в начале водовода постоянным, запишем с учетом введенных обозначений

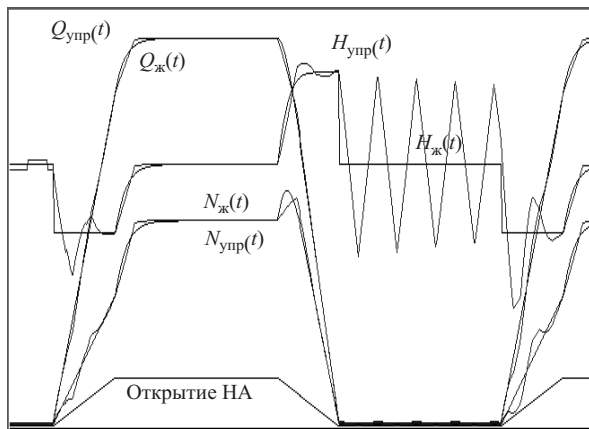
$$Y[0, t] = Y_A = h_A + \frac{p_A}{\rho g} = H_0 + \frac{p_{\text{ATM}}}{\rho g}. \quad (6)$$

Уравнение напора на турбине (2) с учетом изложенных допущений может быть записано так:

$$\begin{aligned} H &= \left(h_B + \frac{p_B}{\rho g} + \frac{v_B^2}{2g} \right) - \left(h_C + \frac{p_C}{\rho g} + \frac{v_C^2}{2g} \right) = \\ &= \left(Y_B + \frac{v_B^2}{2g} \right) - \left(\frac{p_{\text{ATM}}}{\rho g} \right) = Y(L, t) - \frac{p_{\text{ATM}}}{\rho g} + \frac{Q^2(L, t)}{2gF^2}. \end{aligned}$$

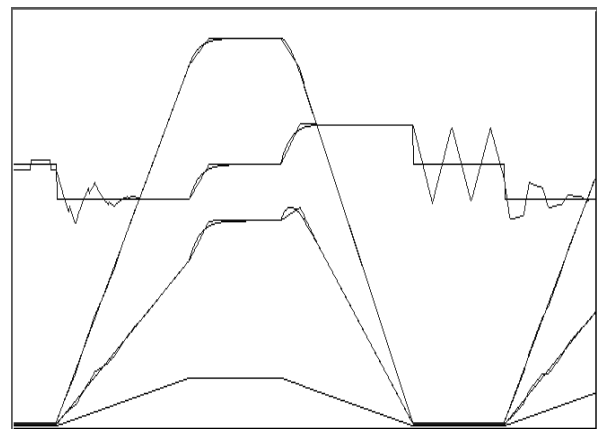
Выделяя из него значение пьезометрического напора в конце водовода, и подставляя последнее в решение (5) с учетом (6), пренебрегая скоростным напором (последний член) по сравнению с пьезометрическим и добавив зависимость расхода через турбину от открытия НА, получим систему уравнений, принятую к построению цифровой модели для случая с учетом упругости

$$\begin{cases} H(t) = 2H_0 - H(t - 2\tau) + \frac{a}{gF} Q(t - 2\tau) - \frac{a}{gF} Q(t); \\ Q(t) = Q_0 a \sqrt{\frac{H(t)}{H_0}}. \end{cases} \quad (7)$$



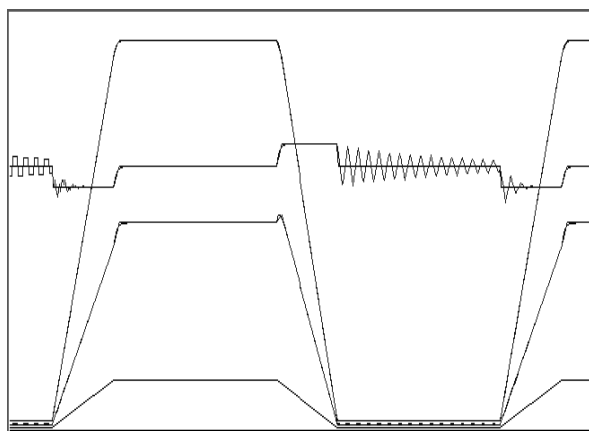
$L = 1100 \text{ м}, T_{\text{на}} = 7 \text{ с}$

Рис. 2.



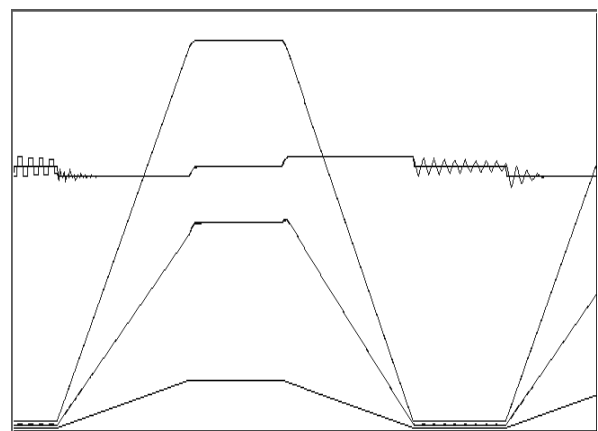
$L = 1100 \text{ м}, T_{\text{на}} = 15 \text{ с}$

Рис. 3.



$L = 300 \text{ м}, T_{\text{на}} = 7 \text{ с}$

Рис. 4.



$L = 300 \text{ м}, T_{\text{на}} = 15 \text{ с}$

Рис. 5.

Цифровое моделирование и исследования гидродинамических процессов на основе уравнений (3) и (7) было проведено с использованием специального пакета программ. В качестве параметров цифровых моделей были выбраны следующие, близкие к параметрам реально существующей малой ГЭС: статический напор $H_0 = 54 \text{ м}$, расход через турбину в установившемся режиме при полностью открытом НА $Q_0 = 0,8 \text{ м}^3/\text{с}$, внутренний диаметр и толщина стенок трубы напорного водовода соответственно $D_0 = 1,0 \text{ м}$ и $\delta = 0,01 \text{ м}$.

На рис. 2 – 5 приведены результаты моделирования жесткого (индекс “ж”) и упругого (индекс “упр”) случаев для длины напорного водовода $L = 1100 \text{ м}$ и 300 м и времени открытия НА $T_{\text{НА}} = 7 \text{ с}$ и 15 с соответственно. Из результатов моделирования видно следующее. Регулирование расхода с помощью НА приводит к резкому изменению напора на турбине (гидравлический удар), что создает всплеск по мощности в направлении, противоположном желаемому. Различия между описаниями с учетом и без учета упругости наиболее существенно проявляются для напора на тур-

бине и менее существенно для мощности водотока и эти различия зависят от длины трубопровода и скорости открытия НА, в то время как графики расхода через турбину весьма близки для обоих описаний. Для коротких трубопроводов или медленно текущих процессов упругость можно не учитывать. Несмотря на пренебрежение трением, наблюдается затухание ударных волн давления при неполностью закрытой турбине.

Дальнейшим развитием математической модели гидродинамической подсистемы является учет гидравлических потерь. В работе показано, что в большинстве случаев суммарные местные потери напора пренебрежимо малы по сравнению с потерями по длине в проточном тракте, причем достаточно учитывать только потери перед турбиной. Таким образом,

$$h_{AB} = h_{A'B}; h_{CD} \approx 0.$$

Для жесткого случая, потери по длине водовода пропорциональны длине трубопровода и квадрату расхода через него, причем коэффициент потерь зависит от режима течения и состояния внут-

ренной поверхности трубы. Запишем это в виде следующей формулы:

$$h_{A'B} = \xi L Q^2.$$

На основании сказанного получена следующая система уравнений, принятая к построению цифровой модели для случая с учетом гидравлических потерь

$$\begin{cases} H = H_0 - \xi L Q^2 - \frac{L}{gF} \frac{dQ}{dt}; \\ Q = Q_0 \alpha \sqrt{\frac{H}{H_0}}. \end{cases} \quad (8)$$

Как показали результаты моделирования, учет гидравлических потерь не приводит к качественному изменению динамики процессов в системе с данной конфигурацией. В качестве иллюстрации на рис. 6 приводятся графики сравнительного моделирования аналогичных систем с учетом (индекс “пот”) и без учета потерь для жесткого случая ($L = 300$ м, $T_{НА} = 7$ с).

Однако иногда гидравлические потери оказывают заметное влияние. К такому случаю относится система с узким предтурбинным перешейком (частный случай телескопического трубопровода), что достаточно часто встречается на практике. По соображениям минимизации воздействия гидравлического удара диаметр напорного трубопровода желательно сделать по возможности наибольшим, так как площадь сечения F находится в знаменателе [выражения (7, 8)], в то же время диаметр входного отверстия спиральной камеры гидроагрегата малой ГЭС невелик. Наиболее простым решением является использование дополнительной секции трубы малого диаметра – перешейка – соединяющего основной водовод с гидроагрегатом.

Вывод уравнений для такого случая проводится аналогично предыдущему, отметим лишь, что потребуются дополнительное контрольное сечение (в месте сопряжения основного водовода и перешейка) и еще одно уравнение Бернулли (для описания перешейка). В точке сопряжения имеется местная потеря напора, однако ее величина пренебрежимо мала по сравнению с суммарными потерями по длине водовода и перешейка. Система уравнений, принятая к построению цифровой модели для настоящего случая, выглядит следующим образом:

$$\begin{cases} H = H_0 - \xi_1 L_1 Q^2 - \frac{L_1}{gF_1} \frac{dQ}{dt} - \xi_2 L_2 Q^2 - \frac{L_2}{gF_2} \frac{dQ}{dt}; \\ Q = Q_0 \alpha \sqrt{\frac{H}{H_0}}, \end{cases} \quad (9)$$

где L_1 и L_2 , F_1 и F_2 – длины и площади поперечных сечений основного водовода и узкого перешейка соответственно. Расходы в трубопроводах, так же как и их изменения, будут, естественно, одинаковы

в любой момент времени (жесткий случай), хотя скорость потока в узком перешейке может быть существенно выше. Коэффициенты потерь ξ_1 и ξ_2 , зависящие от площади трубопроводов и качества внутренней поверхности, в общем случае будут различны.

В качестве параметров цифровых моделей были выбраны следующие (близкие к реальным): длина перешейка $L_2 = 30$ м, внутренний диаметр трубы перешейка $D_2 = 0,4$ м.

Результаты сравнительного моделирования аналогичных систем с отсутствием и наличием предтурбинного перешейка (индекс “пер”) для жесткого случая, $L = 300$ м, $T_{НА} = 7$ с, приведены на рис. 7. Видно, что влияние узкого предтурбинного перешейка на процессы в системе весьма существенно, и приводит к заметному усилению гидравлического удара, а также к значительному увеличению гидравлических потерь напора.

Как показывают результаты моделирования гидродинамических процессов в системах с полученными описаниями (3), (7), (8) и (9) явление гидравлического удара, которое возникает при регулировании расхода НА, приводит к нежелательным всплескам по мощности и затрудняет управление объектом. Для минимизации ударного воздействия применяется уравнительный резервуар (УР).

Рассмотрим типичную конфигурацию гидродинамической подсистемы с УР на примере проточного тракта малой ГЭС, установленной в г. Северо-Курильске, схема которого представлена на рис. 8. УР рассматриваемой малой ГЭС является простым цилиндрическим УР без узла гидравлического сопротивления. Верхнюю часть трубопровода станции от верхнего бьефа до УР называют деривационным водоводом (деривацией), а другую часть, от УР до спиральной камеры – турбинным водоводом.

Процессы в системе с УР можно условно разделить на ударные явления, в основном локализованные в турбинном водоводе и протекающие во время регулирования расхода через турбину, и медленные гравитационные колебания деривации – уравнительный резервуар, возникающие из-за изменения расхода и существующие сравнительно долго. Причем, упругие деформации оказывают ничтожное влияние на последний процесс [2, 3], в то время как учет гидравлических потерь важен. Если турбинный водовод достаточно короткий, а проникновением ударных волн в деривацию можно пренебречь, то процессы в системе можно целиком описать исходя из теории жесткого случая.

Проведем контрольные сечения следующим образом (рис. 8.): A – свободная поверхность воды верхнего бьефа; A' – деривационный водовод у выхода из верхнего бьефа; B – деривационный водовод у точки сопряжения с УР; C – свободная по-

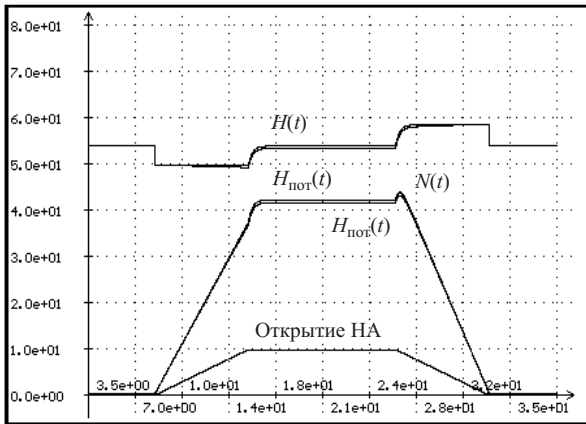


Рис. 6.

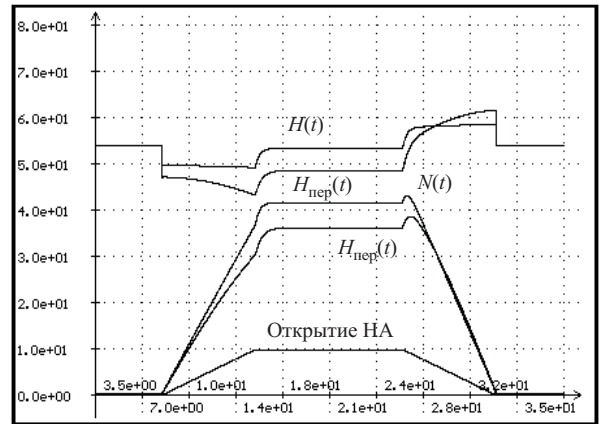


Рис. 7.

верхность воды УР; D – основание УР у точки сопряжения с деривационным и турбинным водоводами; E – турбинный водовод у точки сопряжения с УР; F – сечение внезапного сужения сопряжения с узким предтурбинным перешейком; G – вход в спиральную камеру турбины; H – выход из турбинной камеры; I – свободная поверхность воды нижнего бьефа. Запишем уравнения Бернулли для следующих пар сечений: $A - B$ (верхний бьеф, деривация), $C - D$ (уравнительный резервуар), $E - F$ (турбинный водовод), $F - G$ (перешеек) и $H - I$ (выходные пути станции). Считаем, скорость воды в сечениях A и I равной нулю, величину h_A постоянной, значение $h_I = 0$, а давление на свободных поверхностях воды равным атмосферному $p_A = p_C = p_I = p_{ATM}$. Инерцию воды и гидравлические потери будем учитывать только в трубопроводах ($A' - B$, $C - D$, $E - F$ и $F - G$), сечения которых постоянны. Пренебрежем потерями и инерционным напором на участке между сечениями $H - I$. Тогда уравнения запишутся следующим образом:

$A - B$:

$$h_A + \frac{p_{ATM}}{\rho g} = h_B + \frac{p_B}{\rho g} + \frac{v_B^2}{2g} + h_{A'B} + \frac{L_1}{gF_1} \frac{dQ_1}{dt};$$

$C - D$:

$$h_C + \frac{p_{ATM}}{\rho g} + \frac{v_C^2}{2g} = h_D + \frac{p_D}{\rho g} + \frac{v_D^2}{2g} + h_{CD} + \frac{L_p}{gF_p} \frac{dQ_p}{dt};$$

$E - F$:

$$h_E + \frac{p_E}{\rho g} + \frac{v_E^2}{2g} = h_F + \frac{p_F}{\rho g} + \frac{v_F^2}{2g} + h_{EF} + \frac{L_2}{gF_2} \frac{dQ_2}{dt};$$

$F - G$:

$$h_F + \frac{p_F}{\rho g} + \frac{v_F^2}{2g} = h_G + \frac{p_G}{\rho g} + \frac{v_G^2}{2g} + h_{FG} + \frac{L_3}{gF_3} \frac{dQ_2}{dt};$$

$H - I$:

$$h_H + \frac{p_H}{\rho g} + \frac{v_H^2}{2g} = \frac{p_{ATM}}{\rho g},$$

где Q_1 , Q_p и Q_2 – расходы через деривацию, уравнительный резервуар и турбину соответственно, полагая расходы через турбинный водовод, перешеек и турбину одинаковыми (жесткий случай); L_p – высота водяного столба в УР (считая от точки сопряжения с деривационным и турбинным водоводами), изменяющаяся во время работы резервуара.

Запишем уравнение для напора на турбине как разность удельных энергий в сечениях до и после турбинной камеры (G и H)

$$H = E_G - E_H = \left(h_G + \frac{p_G}{\rho g} + \frac{v_G^2}{2g} \right) - \left(h_H + \frac{p_H}{\rho g} + \frac{v_H^2}{2g} \right).$$

Подставив значения компонентов напоров в сечениях G и H , далее F из уравнений Бернулли, получим

$$\begin{aligned} H &= \left(h_F + \frac{p_F}{\rho g} + \frac{v_F^2}{2g} - h_{FG} - \frac{L_3}{gF_3} \frac{dQ_2}{dt} \right) - \left(\frac{p_{ATM}}{\rho g} \right) = \\ &= \left(h_F + \frac{p_F}{\rho g} + \frac{v_F^2}{2g} \right) - h_{FG} - \frac{L_3}{gF_3} \frac{dQ_2}{dt} - \frac{p_{ATM}}{\rho g} = \\ &= \left(h_E + \frac{p_E}{\rho g} + \frac{v_E^2}{2g} - h_{EF} - \frac{L_2}{gF_2} \frac{dQ_2}{dt} \right) - \\ &\quad - h_{FG} - \frac{L_3}{gF_3} \frac{dQ_2}{dt} - \frac{p_{ATM}}{\rho g}. \end{aligned}$$

Рассмотрим уравнительный резервуар и его сопряжение с деривационным и турбинным водоводами.

Напор положения зеркала резервуара $h_C = z_p$. Так как площадь уравнительного резервуара неизменна по длине, скорость движения воды в сечениях D и C одинакова ($v_D = v_C$). Скорость перемещения свободной поверхности C (скорость изме-

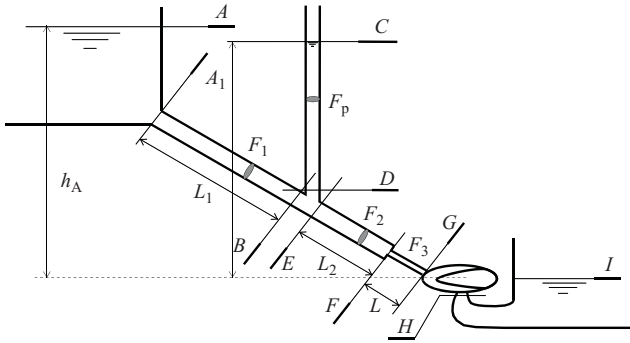


Рис. 8.

нения уровня воды) в резервуаре $v_C = -\dot{z}_p$, очевидно, связана с расходом воды следующим образом:

$$Q_p = -F_p \dot{z}_p.$$

Согласно условию неразрывности для тройника $B - D - E$ можно записать $Q_2 = Q_1 + Q_p$ или, с учетом предыдущего выражения $Q_2 = Q_1 - F_p \dot{z}_p$.

Запишем полученные выражения, учитывая, что расход Q_2 через турбину является функцией других переменных системы

A - B:

$$h_A + \frac{p_{\text{ATM}}}{\rho g} = h_B + \frac{p_B}{\rho g} + \frac{v_B^2}{2g} + h_{A'B} + \frac{L_1}{gF_1} \frac{dQ_1}{dt};$$

C - D:

$$z_P + \frac{p_{\text{ATM}}}{\rho g} = h_D + \frac{p_D}{\rho g} + h_{CD} + \frac{L_P}{gF_P} (-F_P \dot{z}_p);$$

Напор:

$$H = h_E + \frac{p_E}{\rho g} + \frac{v_E^2}{2g} - h_{EF} - \frac{L_2}{gF_2} \frac{dQ_2}{dt} - h_{FG} - \frac{L_3}{gF_3} \frac{dQ_2}{dt} - \frac{p_{\text{ATM}}}{\rho g};$$

Неразрывность:

$$Q_2 = Q_1 - F_p \dot{z}_p;$$

Расход турбины:

$$Q_2 = Q_T(H; \alpha, \dots).$$

Выберем точку с высотой Z_0 , расположенную в середине сочленения $B - D - E$. Тогда переменная высота водяного столба в резервуаре будет равна $L_P = z_P - z_0$.

Будем считать, что пьезометрические давления в сечениях B , D и E , равные $Y_B = h_B + \frac{p_B}{\rho g}$,

$Y_D + h_D + \frac{p_D}{\rho g}$, $Y_E + h_E + \frac{p_E}{\rho g}$ одинаковы (допущение, обычно принимаемое для упругого случая) и равны некоторому значению пьезометрического

давления в середине объема $B - D - E$: $Y_B = Y_D = Y_E = Y_0$.

Выразим скоростные напоры в сечениях B и E через соответствующие расходы. Обозначим высоту h_A как статический напор ГЭС H_0 , а статический расход через турбину при полном открытии примем за Q_0 . Опишем направляющий аппарат турбины как простую гидравлическую задвижку (см. ранее). Тогда уравнения запишутся следующим образом:

A - B:

$$H_0 + \frac{p_{\text{ATM}}}{\rho g} = Y_0 + \frac{Q_1^2}{2gF_1^2} + h_{A'B} + \frac{L_1}{gF_1} \frac{dQ_1}{dt};$$

C - D:

$$z_P + \frac{p_{\text{ATM}}}{\rho g} = Y_0 + h_{CD} - \frac{(z_P - z_0)}{g} \ddot{z}_P;$$

Напор:

$$H = Y_0 + \frac{Q_2^2}{2gF_2^2} - h_{EF} - \frac{L_2}{gF_2} \frac{dQ_2}{dt} - h_{FG} - \frac{L_3}{gF_3} \frac{dQ_2}{dt} - \frac{p_{\text{ATM}}}{\rho g};$$

Неразрывность:

$$Q_2 = Q_1 - F_p \dot{z}_p;$$

Расход турбины:

$$Q_2 = Q_0 \alpha \sqrt{\frac{H}{H_0}}.$$

Для того, чтобы перейти от уравнений элементов гидродинамической подсистемы с УР к системе уравнений, описывающей процессы, протекающие в ней, проделаем следующие операции.

Вычтем из уравнений для деривации ($A - B$) и напора на турбине уравнение для столба жидкости в уравнительном резервуаре ($C - D$) и получим

$$H_0 - z_P = \frac{Q_1^2}{2gF_1^2} + [h_{A'B} - h_{CD}] + \left[\frac{L_1}{gF_1} \frac{dQ_1}{dt} + \frac{(z_P - z_0)}{g} \ddot{z} \right];$$

$$H - z_P = \frac{Q_2^2}{2gF_2^2} - [h_{EF} + h_{FG} + h_{CD}] -$$

$$\left[\left(\frac{L_2}{gF_2} + \frac{L_3}{gF_3} \right) \frac{dQ_2}{dt} + \frac{(z_P - z_0)}{g} \ddot{z} \right].$$

Уровень воды в уравнительном резервуаре колеблется в пределах нескольких метров от статического напора ГЭС, высота водяного столба в резервуаре обычно измеряется десятками метров. В то же время длины деривационного и турбинного

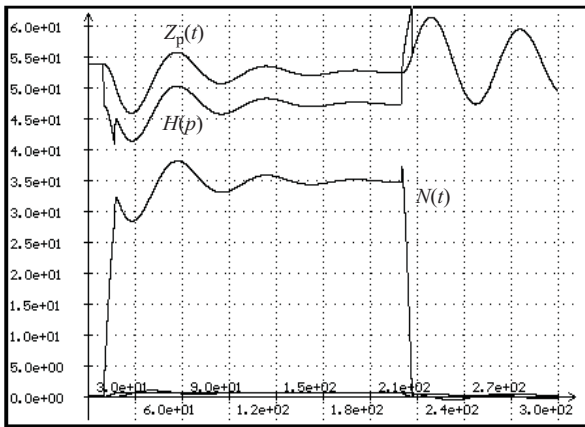


Рис. 9.

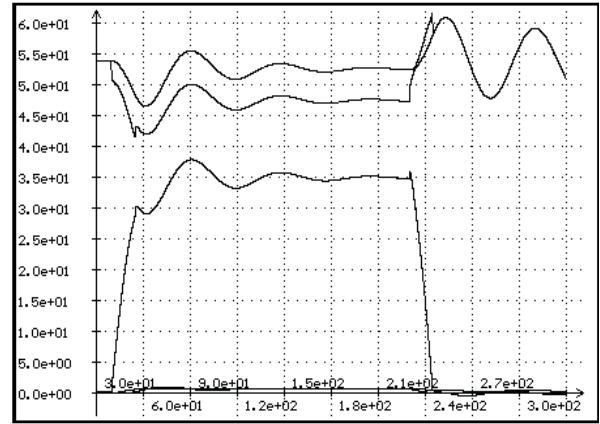


Рис. 11.

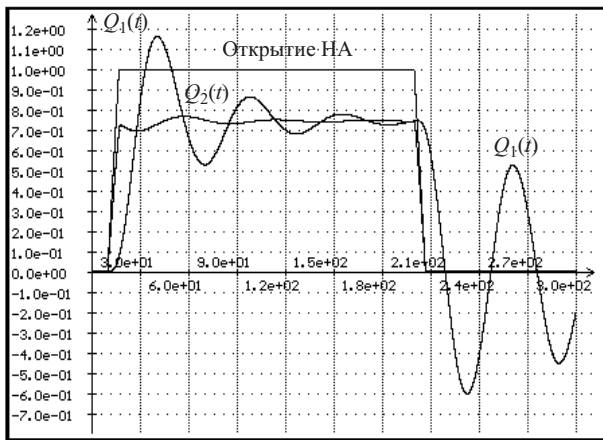


Рис. 10.

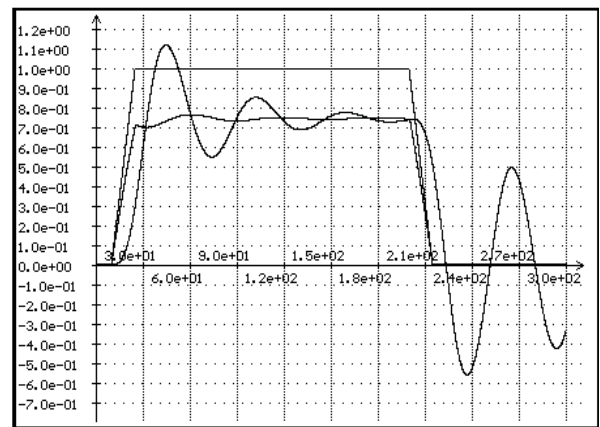


Рис. 12.

водоводов, как правило, составляют сотни метров, поэтому величиной инерции воды в УР по сравнению с инерционным напором в деривации и турбинном водоводе можно пренебречь.

Гидравлические потери h_{CD} , $h_{A'B}$, h_{EF} и h_{FG} в уравнениях представляют собой достаточно сложные зависимости. Однако для нашего случая с простым цилиндрическим УР без узла гидравлического сопротивления будем предполагать, что местные потери (в том числе связанные с функционированием УР) пренебрежимо малы по сравнению с потерями по длине трубопроводов и, таким образом, будем рассматривать $h_{A'B}$, h_{EF} и h_{FG} в первом приближении как потери по длине соответствующих водоводов. Так же пренебрежем потерями в резервуаре h_{CD} по сравнению с потерями по длине.

Расход через турбину всегда больше или равен нулю и скорость воды в турбинном водоводе и узком перешейке не изменяет своего направления во время работы системы. Однако направление скорости потока воды в деривации и УР может изменяться, и знак расхода должен учитываться [2] при вычислении гидравлических потерь. Для расчета потерь по длине деривации будем использовать формулу

$$h_{A'B} = \xi_1 L_1 |Q_1| Q_1.$$

Для расчета потерь по длине турбинного водовода и перешейка годится немодифицированная формула (направление потока постоянно).

С учетом сказанного система уравнений, описывающая процессы в гидродинамической подсистеме с уравнительным резервуаром, принятая к построению цифровой модели, запишется так

$$\begin{cases} H_0 - z_P = \frac{Q_1^2}{2gF_1^2} + \xi_1 L_1 |Q_1| Q_1 + \frac{L_1}{gF_1} \frac{dQ_1}{dt}; \\ H - z_P = \frac{Q_2^2}{2gF_2^2} - \xi_2 L_2 Q_2^2 - \xi_3 L_3 Q_2^2 - \\ - \left(\frac{L_2}{gF_2} + \frac{L_3}{gF_3} \right) \frac{dQ_2}{dt}; \\ Q_2 = Q_1 - F_p \dot{z}_p; \\ Q_2 = Q_0 \alpha \sqrt{\frac{H}{H_0}}. \end{cases}$$

В качестве параметров для исследования и цифрового моделирования использовались параметры вышеназванной малой ГЭС: статический напор $H_0 = 54$ м, расход через турбину в устано-

вившемся режиме при полностью открытом НА $Q_0 = 0,8 \text{ м}^3/\text{с}$, длины деривации, турбинного водовода и узкого перешейка $L_1 = 800 \text{ м}$, $L_2 = 300 \text{ м}$, и $L_3 = 30 \text{ м}$. В данной системе деривационный и турбинный водоводы реально представляют собой один и тот же трубопровод (длина 1100 м, внутренний диаметр $D_0 = 1,0 \text{ м}$), к которому подсоединен УР, представляющей собой отрезок трубы того же диаметра. Высота уравнительного резервуара принималась неограниченной, т.е. полагалось, что верхняя кромка трубы УР лежит заведомо выше максимального поднятия уровня воды, и выплескивания воды из резервуара во время переходных процессов в системе не происходит (высота резервуара является одним из расчетных параметров и, как правило, отвечает максимальному размаху колебаний уровня).

На рис. 9 – 10 и 11 – 12 приведены результаты моделирования процессов в рассматриваемой гидродинамической подсистеме для времени открытия НА, равном 7 с и 15 с соответственно.

На основании проведенных исследований системы с УР можно отметить следующее. Гидравлический удар в системе с УР для жесткого случая определяется параметрами турбинного водовода, однако “отсчитывается” от уровня свободной поверхности воды УР. Медленные, слабозатухающие гравитационные колебания уровня воды в УР оказывают существенное влияние на мощность водотока, и следовательно, при проектировании алгоритмов управления частотой необходимо учиты-

вать изменение мощности не только в результате кратковременного гидроудара (величина которого может оставаться ощутимой), но и в результате колебаний уровня, которые могут существовать в системе значительное время после того, как регулирование расхода через турбину закончено.

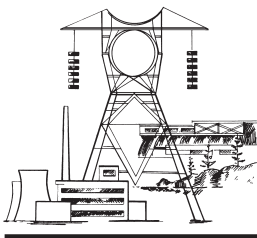
Таким образом, на основании проведенных исследований гидродинамических процессов для разнообразных моделей различных случаев гидродинамических подсистем малой ГЭС были сформулированы выводы.

1. При проектировании алгоритмов управления частотой гидроагрегата необходимо учитывать особенности поведения энергоносителя в гидравлическом тракте малой ГЭС.

2. При проектировании малой ГЭС необходимо учитывать ограничения на параметры и конфигурацию гидравлического тракта, накладываемые задачами, связанными с управлением частотой.

Список литературы

1. Коломейцева М. Б., Митрофанов В. Е., Пихлецкий В. В. Система регулирования частоты и напряжения мини-ГЭС с помощью ЭВМ. –Электричество, 1998, № 7.
2. Кривченко Г. И. Гидромеханические переходные процессы в гидроэнергетических установках. М.: Энергия, 1975.
3. Аронович Г. В., Картвелишвили Н. А., Любимцев Я. К. Гидравлический удар и уравнительные резервуары. М.: Наука, 1968.
4. Берлин В. В., Муравьев О. А. Переходные процессы на ГЭС с уравнительными резервуарами. М.: Энергоатомиздат, 1991.



Уважаемые господа!
Мы с удовольствием опубликуем на
страницах, обложке и рекламных вклейках
нашего журнала Вашу рекламу!

Рекламный материал присылайте в редакцию, сопроводив его гарантийным письмом с указанием платежных реквизитов. При необходимости наш дизайнер выполнит макет Вашей рекламы.

Расценки на публикацию рекламы можно узнать в редакции.
 Тел/факс (095) 234-7417, тел. 234-7419, 275-0023, доб. 21-66,
 E-mail: tis@mail.magelan.ru

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

Расчет нормативных характеристик технических потерь электроэнергии

Железко Ю. С., доктор техн. наук, Артемьев А. В., Савченко О. В., инженеры

АО ВНИИЭ

Нормативные характеристики потерь электроэнергии в электрических сетях (НХПЭ) представляют собой зависимости потерь от факторов, отражаемых в официальной отчетности: потребления электроэнергии собственными потребителями АО-энерго (с учетом потерь в сети), поступления энергии от крупных электрических станций, находящихся на территории энергосистемы, транзитов электроэнергии через сети АО-энерго и т.п. В связи с наглядностью отражения нормативными характеристиками характера и степени влияния факторов на потери они являются удобной формой обоснования уровня потерь, включаемого в тариф на электроэнергию для потребителей данного АО-энерго, потерь от транзитных перетоков электроэнергии, являющихся составной частью тарифа на Федеральном оптовом рынке электроэнергии и мощности (ФОРЭМ), и оценки отчетных данных, представляемых АО-энерго в соответствующие департаменты РАО "ЕЭС России".

Нормативные характеристики разрабатываются для суммарных (отчетных) потерь электроэнергии, которые включают в себя четыре разнородные по природе и механизмам формирования составляющие [1]:

- технические потери;
- расход электроэнергии на собственные нужды подстанций;
- потери, обусловленные погрешностями приборов учета электроэнергии (систематическая погрешность недоучета);
- коммерческие потери, обусловленные хищениями электроэнергии и другими причинами в сфере организации контроля за ее потреблением.

Каждая составляющая потеря характеризуется фактическим значением и имеющимися резервами ее снижения, анализ которых позволяет получить из характеристики фактических потерь (ХПЭ) нормативную характеристику (НХПЭ) [1].

Наиболее сложными для представления в наглядном виде являются технические потери, представляющие собой сумму потерь в сотнях и тысячах элементов сети. Характеристика технических потерь (ХТП) является результатом глубокого эквивалентирования сети (до числа узлов, равного числу официальных факторов). Для основной сети АО-энерго она имеет вид:

$$\Delta W_{\text{норм}} = \sum_{i=1}^m \sum_{j>1}^m A_{ij} \frac{W_i W_j}{D} + \sum_{i=1}^m B_i W_j + CD, \quad (1)$$

где m – число факторов; $W_{i(j)}$ – значения факторов [энергия, отпущенная (принятая) за D дней расчетного периода]; A , B и C – коэффициенты, определяемые в процессе эквивалентирования сети.

Для радиальной сети, потери в которой обычно выражают в зависимости от одного фактора – отпущенной электроэнергии в сеть W , выражение (1) приобретает более простой вид

$$\Delta W_{\text{норм}} = \frac{AW^2}{D} + CD. \quad (2)$$

Получить коэффициенты зависимости (1) теоретически можно с помощью методов электрических преобразований схемы сети, однако такой способ сложен для практического применения. Более практичным является экспериментальный метод, основанный на проведении вариантных расчетов потерь электроэнергии при различных сочетаниях значений факторов и последующей аппроксимации их результатов. В связи с тем, что нагрузочные потери связаны с нагрузками и напряжениями квадратичной зависимостью, их необходимо рассчитывать как минимум при трех значениях каждого фактора. Более сложный, чем чисто квадратичный, вид зависимости, обусловленный влиянием напряжений, приводит к возникновению в выражении (1) линейных членов с коэффициентами B , а также некоторому изменению коэффициента C по сравнению с его значением, отражающим только потери холостого хода (аппроксимационная постоянная составляющая нагрузочных потерь).

Количество вариантов, соответствующее всем сочетаниям значений факторов на трех уровнях, составляет 3^m . Возможны два способа расчета коэффициентов ХТП – на основе вариантных расчетов непосредственно потерь электроэнергии и на основе вариантных расчетов потерь мощности с последующим преобразованием коэффициентов характеристики потерь мощности в коэффициенты характеристики потерь электроэнергии. Второй метод реализуется проще.

льных режимах. Для условий примера примем их отличающимися на ± 5 МВт от базовых значений.

Результаты расчета потерь мощности для всех сочетаний нагрузок ($3^3 = 27$ вариантов), проведенного в автоматическом режиме по программе РАП-ОС/95, приведены в табл. 1. В качестве фактора P_0 фиксировался суммарный отпуск в сеть для собственных потребителей (суммарная нагрузка на шинах 10 кВ плюс потери в сети). Кроме суммарных потерь фиксировались потери отдельно по сетям напряжением 35, 110 и 220 кВ. В табл. 1 они не приведены, чтобы не перегружать материал цифрами.

Результаты расчетов были обработаны с помощью программы НП-1/95. Полученные значения коэффициентов характеристики потерь мощности (для удобной размерности они увеличены в 10^3 раз) приведены в табл. 2. В последнем столбце таблицы даны погрешности аппроксимации, соответствующие уровню вероятности 0,95 (удвоенные значения среднеквадратичных погрешностей). В таблице приведены также вклады составляющих ХТП в суммарную величину потерь, вычисляемые программой. Их сумма с учетом знаков составляет 100%.

Анализ данных показывает, что наименьшие вклады имеют составляющие $a_{22}P_2^2$ (7%) и b_0P_0 (-15%). Коэффициенты второго варианта зависимости (без этих составляющих) также приведены в табл. 2. Погрешность зависимости увеличилась незначительно (с 3,8 до 4%), а число членов снизилось с девяти до семи.

Малое значение составляющей $a_{22}P_2^2$ подтверждается и коэффициентом корреляции потерь и фактора P_2 – значения коэффициентов, вычисленные программой НП-1/95, для рассматриваемых факторов составили: $r_0 = 0,773$; $r_1 = 0,613$; $r_2 = 0,157$.

Потери холостого хода при изменении нагрузок также изменяются в связи с изменением напряжений в узлах, поэтому их также можно аппроксимировать квадратичным полиномом в зави-

Т а б л и ц а 1

Результаты вариантных расчетов потерь мощности

P_0 , МВт	P_1 , МВт	P_2 , МВт	Потери мощности, МВт	
			нагрузочные	холостого хода
43,76	20	-10	1,53	0,23
44,10	25	-10	1,89	0,21
43,51	15	-10	1,27	0,24
43,70	20	-15	1,46	0,24
43,98	25	-15	1,76	0,22
43,49	15	-15	1,24	0,25
43,89	20	-5	1,67	0,22
44,33	25	-5	2,13	0,20
43,60	15	-5	1,35	0,23
39,26	20	-10	1,22	0,24
39,50	25	-10	1,47	0,23
39,07	15	-10	1,02	0,25
39,24	20	-15	1,19	0,25
39,45	25	-15	1,41	0,24
39,09	15	-15	1,03	0,26
39,32	20	-5	1,29	0,23
39,61	25	-5	1,59	0,22
39,10	15	-5	1,06	0,24
34,84	20	-10	0,99	0,25
35,02	25	-10	1,18	0,24
34,70	15	-10	0,84	0,26
34,86	20	-15	0,99	0,26
35,01	25	-15	1,16	0,25
34,74	15	-15	0,87	0,27
34,85	20	-5	1,01	0,24
35,07	25	-5	1,24	0,23
34,70	15	-5	0,84	0,26

симости от факторов P_0 , P_1 и P_2 . Очевидно, что в этой зависимости большой вес будет иметь постоянная составляющая, а коэффициенты при факторах в дальнейшем сложатся с коэффициентами зависимости нагрузочных потерь.

Т а б л и ц а 2

Коэффициенты нормативных характеристик потерь мощности ($\times 10^3$)

Параметр	a_{00}	a_{11}	a_{22}	a_{01}	a_{02}	a_{12}	b_0	b_1	b_2	$\delta, \%$
$\Delta P_{н\Sigma}$ (вар.1)	0,51	0,89	0,88	2,62	2,31	1,56	-4,74	-78,35	-93,41	3,8
ΔP_{220}	0,14	0,47	0,14	0,81	0,64	0,53	-1,61	-28,92	-25,28	4,6
ΔP_{110}	0,07	0,29	0,79	0,90	1,2	0,75	+3,15	-27,80	-44,26	4,0
ΔP_{35}	0,30	0,13	-0,05	0,91	0,47	0,28	-6,28	-21,63	-23,87	3,4
Вклады составляющих в $P_{н\Sigma}, \%$	62,7	28,7	7,0	165,6	-73,0	-25,2	-15,0	-125,8	75,0	-
$\Delta P_{н\Sigma}$ (вар.2)	0,40	1,11	-	2,79	2,31	1,49	-	-94,2	-109,2	4,0
ΔP_{xx}	-0,02	-0,04	-	-0,06	-0,03	-0,03	-	1,4	-0,1	2,0
$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{н\Sigma} + \Delta P_{xx}$ (вар.1)	0,38	1,07	-	2,73	2,28	1,46	-	-92,8	-109,3	-
ΔP_{Σ} (вар.2)	0,36	1,06	-	2,76	2,20	1,49	-	-93,2	-106,7	3,3

Большинство коэффициентов характеристики потерь холостого хода имеет обратный знак по сравнению с коэффициентами характеристики нагрузочных потерь, так как при увеличении нагрузок напряжения в узлах сети снижаются (коэффициент корреляции нагрузочных потерь и потерь холостого хода в данном примере составил $-0,92$). Результаты аппроксимации потерь холостого хода, а также значения коэффициентов характеристики суммарных потерь мощности в основной сети, полученные сложением коэффициентов характеристик нагрузочных потерь и потерь холостого хода, приведены в табл. 2. Окончательно характеристика имеет вид (в мегаваттах)

$$\Delta P = (0,38P_0^2 + 1,07P_1^2 + 2,73P_0P_1 + 2,28P_0P_2 + 1,46P_1P_2 - 92,8P_1 - 109,3P_2 + 293,5) \cdot 10^{-3}, \quad (3)$$

где 293,5 – постоянная составляющая зависимости потерь холостого хода.

Аппроксимация суммарных потерь (нагрузочных и холостого хода) привела к несколько отличным (в основном, чуть меньшим) значениям коэффициентов (последняя строка в табл. 2). При этом постоянная составляющая зависимости увеличилась до 318,3 за счет включения в нее аппроксимационной постоянной составляющей нагрузочных потерь. Несмотря на возможное (обычно очень небольшое) снижение погрешности при аппроксимации суммарных потерь, целесообразно все же проводить аппроксимацию нагрузочных потерь и потерь холостого хода отдельно для более ясного отражения характеристикой их структуры.

Следует отметить, что число членов ХТП определяется только числом факторов, а не сложностью схемы сети. Для сети любой сложности при трех факторах ХТП будет иметь одинаковый вид и отличаться от ХТП других сетей лишь численными значениями коэффициентов и числом значимых составляющих.

Для преобразования коэффициентов характеристики потерь мощности в коэффициенты характеристики потерь электроэнергии применяют формулы

$$A = \frac{a}{24} k_{\Phi}^2 \cdot 10^3; \quad (4)$$

$$B = b, \quad (5)$$

где k_{Φ} – коэффициент формы графика; a и b – коэффициенты зависимости потерь мощности (3). При этом в формулу (1) значения энергии подставляют в миллионах киловатт-часов, потери электроэнергии получают также в миллионах киловатт-часов.

Коэффициенты формы графиков нагрузки вычисляют либо непосредственно по графикам, либо по эмпирическим зависимостям [2]. В последнем

случае рекомендуется принимать: для реверсивных межсистемных связей $k_{\Phi}^2 = 1,33$; для нереверсивных – равным среднегеометрическому значению между 1,33 и k_{Φ}^2 графика собственной нагрузки. При произведениях факторов k_{Φ}^2 вычисляют по формуле [3]

$$k_{\Phi ij}^2 = 1 + r_{ij} \sqrt{(k_{\Phi i}^2 - 1)(k_{\Phi j}^2 - 1)}, \quad (6)$$

где $k_{\Phi i}$ и $k_{\Phi j}$ – коэффициенты формы графиков i и j ; r_{ij} – коэффициент корреляции потоков активной мощности i -го и j -го факторов, рассчитываемый по режимным данным.

При отсутствии данных о r_{ij} приходится принимать предположение о независимости факторов ($r_{ij} = 0$). Тогда $k_{\Phi ij}^2 = 1$.

Коэффициенты формы графиков должны быть определены на стадии формирования ХТП и введены в нее в виде постоянных численных значений. При использовании ХТП их корректировка не предусматривается, так как характеристики графиков нагрузки не входят в состав параметров, регистрируемых в официальной отчетности.

Предположив для простоты в условиях примера, что все значения $k_{\Phi}^2 = 1,1$, получим с учетом формул (3) – (5) следующую характеристику технических потерь электроэнергии в основной сети:

$$\Delta W = (17,4W_0^2 + 49,1W_1^2 + 125,1W_0W_1 + 104,5W_0W_2 + 66,9W_1W_2) \cdot 10^{-3} / \text{Д} - 0,093W_1 - 0,109W_2 + 7,044 \text{Д} \cdot 10^{-3}, \quad (7)$$

где $7,044 = 293,5 \cdot 24 \cdot 10^{-3}$ – потери электроэнергии холостого хода за сутки, тыс. кВт·ч [с учетом еще одного множителя 10^{-3} в формуле (7) потери холостого хода окажутся выраженными в миллионах киловатт-часов]. Значения энергии в выражении (7) подставляют с учетом знака: с плюсом для отпуска энергии из сети; с минусом для поступления в сеть.

Для линий с реверсивными перетоками в формулу (7) в качестве W^2 подставляют эквивалентные значения, определенные по формуле [3]

$$W_{\Sigma}^2 = W_{p.o}^2 + W_{p.n}^2 - W_{p.o}W_{p.n}, \quad (8)$$

а при произведениях факторов

$$W_iW_j = W_{p.o.i}W_{p.o.j} + W_{p.n.i}W_{p.n.j} - W_{p.n.i}W_{p.o.j}, \quad (9)$$

где в качестве i -го фактора принимают фактор с меньшим значением

$$d = \frac{W_{p.o}}{W_{p.o} + W_{p.n}}. \quad (10)$$

В формулах (8) – (10) расчетные значения отпуска $W_{p,o}$ и поступления $W_{p,n}$ энергии рассчитывают по формулам [3]

$$\begin{aligned} W_{p,o} &= W_o + \sqrt{W_o W_{II}}; \\ W_{p,n} &= W_{II} + \sqrt{W_o W_{II}}. \end{aligned} \quad (11)$$

Учет в ХТП потерь электроэнергии в радиальных сетях 6 – 10 и 35 – 110 кВ. Расчет коэффициентов A и C зависимости (2) производится непосредственно в процессе расчета потерь электроэнергии в фидерах 6 – 10 кВ и линиях 35 – 110 кВ. Для фидера 10 кВ, изображенного на рис. 2, расчет по программе РАП-10/95 привел к следующему виду ХТП:

$$\Delta W = \frac{3,04W^2}{D} 10^{-3} + 0,058D, \quad (12)$$

где W – отпуск электроэнергии в данный фидер за D дней, тыс. кВт·ч. Потери, определенные по формуле (12), также получаются в тысячах киловатт-часов.

Коэффициенты характеристики суммарных технических потерь в n фидерах определяют по формулам

$$A_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n A_i \left(\frac{W_i}{W_{10}} \right)^2; \quad C_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n C_i, \quad (13)$$

где W_{10} – суммарный отпуск энергии в фидера 10 кВ, находящиеся на балансе энергоснабжающей организации.

Для 25 одинаковых фидеров в условиях примера

$$\begin{aligned} A_{\Sigma} &= 25 \cdot 3,04(1/25)^2 = 0,12; \\ C_{\Sigma} &= 0,058 \cdot 25 = 1,45. \end{aligned}$$

При подстановке в выражение (12) значения W в миллионах киловатт-часов характеристика суммарных потерь во всех фидерах 10 кВ приобретет вид (миллионы киловатт-часов)

$$\Delta W_{10} = \left(120 \frac{W_{10}^2}{D} + 1,45D \right) \cdot 10^{-3}. \quad (14)$$

Данное выражение непосредственно добавляется к характеристике потерь в основной сети (7).

При отсутствии ежемесячных данных об отпуске электроэнергии в фидера 6 – 10 кВ, находящиеся на балансе энергоснабжающей организации, потери в них выражают в зависимости от суммарного отпуска электроэнергии собственным потребителям, используя согласованное при разработке ХТП значение доли электроэнергии, отпущенной в сети 6 – 10 кВ, находящиеся на балансе АО-энерго, d_{10} . По условиям примера в сети 10 кВ АО-

энерго поступает $23,6/42 = 0,56$ суммарного отпуска W_o . В этом случае коэффициент $A_{10} = 120$ выражают в виде добавки к первому слагаемому в выражении (7) $\Delta A_{10} = 120 \cdot 0,56^2 = 37,6$. С учетом этого $A_{00} = 17,4 + 37,6 = 55,0$. Коэффициент C суммарных потерь холостого хода также рассчитывают с учетом сетей 10 кВ: $7,044 + 1,45 = 8,49$. Характеристика технических потерь в АО-энерго в целом остается выраженной в зависимости только от факторов, отражаемых в отчетности.

Учет в ХТП потерь электроэнергии в радиальных сетях 35 – 110 кВ, рассчитываемых, как правило, отдельно от основных сетей, производят аналогичным образом.

Учет в ХТП потерь электроэнергии в сетях 380/220 В. В большинстве АО-энерго потери электроэнергии в сетях 380/220 В на основе их полных схем (аналогично сетям 6 – 10 кВ) в настоящее время не рассчитываются и для учета потерь в этих сетях используют оценочные методы. В работе [4] описаны два таких метода – на основе суммарной длины линий и на основе измеренных потерь напряжения в них, – а также приведены формулы для расчета коэффициента характеристики потерь $A_{0,4}$. Иногда учет потерь в этих сетях осуществляют на основе расчета ограниченной выборки линий 380/220 В и распространения полученного для нее значения относительных потерь $\Delta W_{0,4}$ в процентах на весь отпуск электроэнергии в сети этого напряжения.

В этом случае коэффициент $A_{0,4}$ определяют по формуле

$$A_{0,4} = \Delta W_{0,4} \cdot 10D/W_{0,4}, \quad (15)$$

где $W_{0,4}$ – энергия, отпущенная в сети 0,4 кВ в целом по АО-энерго за D дней расчетного периода, млн. кВт·ч.

Значение $W_{0,4}$ тоже не регистрируется в отчетности, поэтому оно, как и отпуск в сети 6 – 10 кВ, учитывается при разработке ХТП в виде доли от отпуска в сети 6 – 10 кВ $d_{0,4}$ и остается постоянным на весь период использования характеристики.

Значение добавки $\Delta A_{0,4}$ к коэффициенту при первом слагаемом выражения (7) с учетом формулы (15) определяют по уравнению

$$\Delta A_{0,4} = \Delta W_{0,4} \frac{10D}{W_o} d_{10} d_{0,4}. \quad (16)$$

Предположим, что потери электроэнергии в выборке линий 380/220 В рассчитывались для месяца, в котором отпуск электроэнергии собственным потребителям составил 27 млн. кВт·ч и оказались равными 6%. Тогда по формуле (16)

$$\Delta A_{0,4} = 6 \frac{10 \cdot 31}{27} \cdot 0,56 \cdot 0,4 = 15,4$$

и суммарный коэффициент при первом слагаемом в выражении (7) составит $A_{00} = 65,1 + 15,4 = 80,5$.

Коэффициент нормативной характеристики A_{Σ} , вычисляемый программой РАП-10/95 по формуле (13), включает в себя потери в сетях 6–10 и 0,4 кВ, поэтому для расчета суммарного коэффициента при квадрате собственного потребления достаточно определения добавки ΔA_{10} .

Расчет потерь от транзитных перетоков. По определению транзитом электроэнергии называется передача электроэнергии из одной энергосистемы (ЭС) в другую по сетям третьей ЭС. Каждый транзит характеризуется четырьмя параметрами: из какой ЭС и в какую осуществляется транзит, сколько электроэнергии передано и за какой период. Ввиду того, что рассматриваемое АО-энерго дефицитно по мощности (собственная электростанция в узле № 1021 не покрывает нагрузки собственных потребителей), транзитом через его сети является мощность, отдаваемая по $MC1$ и равная 20 МВт. Эта мощность обеспечивается двумя транзитами: из узла № 101, принимающего энергию по межсистемной связи $MC2$ (10 МВт), и из балансирующего узла, находящегося в сети РАО “ЕЭС России” (остальные 10 МВт плюс потери от транзита).

Потерями от транзита электроэнергии по определению считается разность потерь, рассчитанных при наличии и при отсутствии транзита. Потери от транзита отражаются теми составляющими ХТП, которые включают в себя факторы W_1 и W_2 , т.е. фактически всеми составляющими формул (3) и (7) за исключением их первых слагаемых и постоянных составляющих.

Для расчета потерь от транзита необходимо в первую очередь правильно определить ситуацию транзита. Например, переток электроэнергии в соседнюю ЭС по конкретной линии может сохраняться неизменным, однако в зависимости от того, от каких источников он покрывается, в определенные периоды он может считаться транзитом, а в другие нет. Поэтому применение формулы (7) удобно для случаев, когда вся переданная по данной связи электроэнергия может считаться транзитной. В противном случае необходимо либо выделять периоды транзита и соответствующую им энергию, либо рассчитывать по выражению (3) потери мощности и суммировать их за соответствующие периоды.

Подставив в выражение (3) базовые значения факторов (строка 1 табл. 1), получим:

потери мощности от собственного потребления [первое слагаемое выражения (3)] составляют 0,728 МВт;

потери мощности от транзита (остальные слагаемые, кроме постоянной составляющей) равны 0,764 МВт (3,82% от 20 МВт);

суммарные потери (с учетом постоянной составляющей, равной 0,294 МВт) 1,786 МВт.

Суммарные потери несколько отличаются от их значения, приведенного в строке 1 табл. 1 и равного $1,53 + 0,23 = 1,76$ МВт, что объясняется погрешностью аппроксимации (в данной точке она составляет 1,5%).

Если электрическая станция в балансирующем узле находится в собственности АО-энерго, то передача энергии от нее не является транзитом. АО-энерго в этом случае становится избыточным и транзитным перетоком является переток 10 МВт из узла № 101 в узел № 202.

Потери от этого транзита определяются только составляющими ХТП, содержащими фактор P_2 (четвертый, пятый и седьмой члены). В этом случае для тех же условий получим:

потери мощности от собственного потребления АО-энерго и передачи части мощности, генерируемой своими станциями по связи $MC1$, 1,689 МВт;

потери мощности от транзита из узла № 101 в узел № 202 – минус 0,197 МВт.

Это означает, что поступление энергии от $MC2$ снижает потери в сети по сравнению с режимом его отсутствия при выдаче по $MC1$ тех же 20 МВт. Если же при его отсутствии передача по $MC1$ снижается, например, до 10 МВт, то потери в варианте “без транзита” рассчитывают при подстановке в выражение (3) $P_1 = 10$ МВт и $P_2 = 0$. Общие потери для этого случая составляют 1,102 МВт, а потери от транзита $1,492 - 1,102 = 0,39$ МВт.

Следует отметить, что в данном иллюстративном примере связь с каждой из соседних энергосистем осуществляется по одной линии. В реальных условиях такие связи могут осуществляться по нескольким линиям, часто разных номинальных напряжений и исходящих из различных точек рассматриваемого АО-энерго. Вместе с тем, транзитом электроэнергии считается сальдо перетоков по всем линиям связи между двумя АО-энерго. В этом случае ХТП приходится преобразовывать, сворачивая зависимость под меньшее число факторов. Коэффициенты такой ХТП представляют собой сумму индивидуальных коэффициентов, взвешенных по доле энергии, передаваемой по каждой линии. Описание особенностей процедуры такого преобразования и дополнительных погрешностей, вносимых при этом, выходит за рамки настоящей статьи.

Достоверность расчетных значений нормативов потерь электроэнергии. Погрешности расчетов технических потерь электроэнергии различными методами и методика оценки их гарантированных значений подробно описаны в [5], а потери, обусловленных погрешностями приборов учета электроэнергии, – в [6]. Интервалы неопределенности нормативов потерь будут несколько выше этих значений в связи с дополнительными

погрешностями аппроксимации технических потерь (табл. 2) и погрешностями сворачивания ХТП к факторам, характеризующим сальдо перетоков по группам линий. Погрешности аппроксимации имеют малые значения по сравнению с погрешностями расчетов потерь. Учитывая квадратичный характер сложения погрешностей, они несущественно увеличат суммарную погрешность. Погрешности же сворачивания ХТП должны исследоваться для каждого конкретного случая, так как структура связей, входящих в сальдо, и динамика изменения потоков энергии по ним имеют индивидуальный характер для каждого АО-энерго.

Очевидно, что нормативные характеристики, используемые на региональном и на федеральном уровнях, должны иметь разную степень обобщенности - чем выше уровень контроля, тем выше обобщенность и, к сожалению, чуть выше погрешность. Вместе с тем, погрешности, соответствующие такому решению, оказываются несопоставимо меньшими погрешностей статистических методов нормирования, описанных в [1].

Выводы

1. Нормативные характеристики являются удобным и наглядным способом обоснования как суммарных потерь электроэнергии в сетях АО-энерго, так и их составляющей, обусловленной транзитными перетоками энергии.

2. Использование программного комплекса РАП-95 существенно облегчает процедуру расчета коэффициентов ХТП за счет автоматизации вариантов расчетов потерь в основных сетях и непо-

средственного расчета коэффициентов ХТП для радиальных сетей в процессе расчета потерь электроэнергии.

3. Численные оценки интервалов неопределенности потерь, также рассчитываемые программным комплексом РАП-95, позволяют определять гарантированные значения нормативов потерь.

4. Метод расчета потерь от транзитных перетоков, изложенный в статье, рекомендован в качестве одного из методов обоснования потерь в "Методике расчета транзитных потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях субъектов оптового рынка электроэнергии", утвержденной Федеральной энергетической комиссией.

Список литературы

1. Железко Ю. С. Принципы нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях и программное обеспечение расчетов. – Электрические станции, 2001, № 9.
2. Железко Ю. С., Савченко О. В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях. – Электрические станции, 2001, № 10.
3. Железко Ю. С., Савченко О. В. Расчет потерь электроэнергии в энергосистемах с реверсивными межсистемными связями. – Электричество, 1995, № 3.
4. Железко Ю. С. Методы расчета технических потерь электроэнергии в сетях 380/220 В. – Электрические станции, 2002, № 1.
5. Железко Ю. С. Систематические и случайные погрешности методов расчета нагрузочных потерь электроэнергии. – Электрические станции, 2001, № 12.
6. Железко Ю. С. Оценка потерь электроэнергии, обусловленных инструментальными погрешностями измерения. – Электрические станции, 2001, № 8.



ИНСТИТУТ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ ГОСУДАРСТВЕННЫХ СЛУЖАЩИХ
 Российская академия государственной службы при Президенте Российской Федерации

Повышение квалификации и профпереподготовка руководящих работников
и специалистов электроэнергетики (лиц. Минобразования РФ № 24-0050)

Тел. (095) 953-2583 <http://www.ipkgos.ru>

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

кафедра «**Ремонт и модернизация энергооборудования**»

повышает квалификацию специалистов по ремонту энергетического оборудования ТЭС, ГРЭС, ПРП, по неразрушающему контролю оборудования, специалистов сварочного производства всех уровней по вопросам ремонта, восстановления, модернизации и надежности работы оборудования энергопредприятий, внедрения новых технологий и материалов, методов технической диагностики. Готовит к аттестации и аттестует специалистов сварочного производства на II и III квалификационные уровни и специалистов по неразрушающему контролю на I и II уровни с выдачей удостоверений Госгортехнадзора.

 (095) 953-0525

кафедра «**Эксплуатация электрических станций и тепловых сетей**»

осуществляет повышение квалификации руководителей, специалистов и инженеров энергетической отрасли: тепловых и гидравлических электрических станций (ТЭС и ГЭС), предприятий тепловых сетей по всем вопросам, касающимся эксплуатации, управления и оптимизации режимов работы современного оборудования электростанций.

 (095) 953-3871

ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Технико-экономический аспект применения асинхронизированных турбогенераторов

Макаровский С. Н., Хвоцинская З. Г., кандидаты техн. наук

Энергосетьпроект

Наметевшееся оживление промышленного производства в стране и ожидаемый в этой связи рост электрических нагрузок требует неотложных мер по замене в ЕЭС России физически изношенного оборудования. Благодаря этому в ближайшей перспективе складываются благоприятные условия для внедрения в электроэнергетику наиболее прогрессивных образцов сетевого и генерирующего оборудования с качественно новыми техническими характеристиками. Сюда, в частности, относятся асинхронизированные турбогенераторы [1, 2], которые благодаря своим техническим возможностям допускают многоцелевое применение. Они могут использоваться не только для получения электроэнергии, но способны одновременно выполнять роль управляемых источников реактивной мощности (ИРМ) с большим регулировочным диапазоном, особенно в сторону ее потребления.

Поскольку асинхронизированный турбогенератор (АСТГ) несколько дороже синхронного турбогенератора (СТГ) такой же мощности [3], при принятии решения о его применении на реконструируемых, расширяемых и вновь строящихся тепловых электростанциях существенно возрастает роль экономического фактора.

Принципиальное отличие АСТГ от СТГ состоит в размещении на его роторе двух обмоток возбуждения, сдвинутых относительно друг друга на определенный угол. Два идентичных тиристорных возбуждателя, управляемых микропроцессорным устройством, позволяют реализовать асинхронизированный принцип управления возбуждением, когда регулирование электромагнитного момента и напряжения осуществляется независимо одно от другого. При этом имеется возможность управления не только величиной, но и фазой форсировки возбуждения независимо от угла поворота ротора машины.

Благодаря таким возможностям при включении АСТГ на общие шины с СТГ из-за неодинакового изменения углов внутренних ЭДС этих машин в случае аварийных возмущений во внешней электрической сети между ними возникает уравнивающее действие на СТГ в первом периоде качаний роторов генераторов, повышая тем самым устойчивость СТГ.

В случае нарушения устойчивости генераторов электростанции и возникновения асинхронного режима присутствие АСТГ обеспечивает поддержание более высокого напряжения на шинах энергообъекта.

Таким образом, асинхронизированный принцип управления возбуждением АСТГ способствует повышению динамической устойчивости электростанции и энергосистемы в целом и снижению вероятности нарушения нормальной работы местных потребителей электроэнергии, получающих питание от шин электростанции, или уменьшает масштаб таких нарушений. В результате появляется возможность уменьшить объемы отключений нагрузки и генераторов противоаварийной автоматикой (ПА) предотвращения нарушения синхронного режима энергосистемы, снизив тем самым ущерб от недоотпуска электроэнергии и повторных пусков энергоблоков, отключенных ПА.

В установившихся режимах асинхронизированный принцип управления возбуждением снимает ограничения по статической устойчивости генератора.

В конструкции статора АСТГ реализованы специальные меры, исключающие перегрев и вибрацию торцевых зон в режиме длительной работы машины с большим потреблением реактивной мощности при полной номинальной нагрузке по активной мощности. Симметричный в электрическом и магнитном отношении ротор позволяет АСТГ неограниченно долго работать в асинхронном режиме с замкнутыми накоротко обмотками возбуждения.

Таким образом, в нормальных режимах работы энергосистемы АСТГ может выполнять роль неуправляемого средства компенсации реактивной мощности или управляемого ИРМ с большим регулировочным диапазоном. При этом в зоне своего влияния АСТГ может обеспечивать необходимую по условиям устойчивости и надежности работы загрузку СТГ реактивной мощностью и нормализацию напряжения на сетевом оборудовании с уменьшением числа коммутаций шунтирующих реакторов (ШР) и батарей статических конденсаторов (БСК).

В случаях, когда к шинам электростанции при-
мыкают межсистемные или сильно нагруженные

линии электропередачи, АСТГ может обеспечить повышение пропускной способности этих линий.

Эффект от использования АСТГ в качестве управляемого ИРМ в общем случае может выражаться в уменьшении затрат на внеплановые ремонты сетевого, генерирующего оборудования и коммутирующих аппаратов ШР и БСК, в снижении ущерба от недоотпуска электроэнергии, в экономии издержек в дефицитных энергорайонах за счет передачи туда более дешевой электроэнергии из избыточных энергорайонов либо в отказе от ввода дополнительных генерирующих мощностей или строительства линий электропередачи.

Тот же эффект мог бы быть получен и при подключении к шинам электростанции коммутируемых или управляемых шунтирующих реакторов (КШР или УШР). Поэтому при оценке эффективности АСТГ он может рассматриваться в качестве альтернативы СТГ такой же мощности в комплексе с КШР или УШР.

По данным заводов-изготовителей УШР примерно в 1,5 раза должен быть дороже КШР, вследствие чего во всех случаях, кроме увеличения пропускной способности линий электропередачи, его экономическая эффективность будет ниже эффективности КШР. Поэтому далее в качестве альтернативных вариантов оборудования рассматриваются АСТГ и комплексы СТГ-КШР. Так как в каждом альтернативном варианте номинальные мощности АСТГ и СТГ принимаются одинаковыми, то фактически сравнивается эффективность дополнительных затрат в АСТГ с эффективностью затрат в дополнительный КШР, подключенный к шинам электростанции.

Ограниченный коммутационный ресурс выключателей ШР не позволяет переключать их в точных циклах, что может свести на нет возможность увеличения пропускной способности линий электропередачи путем коммутации ШР. С учетом этого, в последующих рассуждениях эффект от повышения пропускной способности линий электропередачи так же, как и эффект от уменьшения дозировок управляющих воздействий ПА, связывается исключительно со свойствами АСТГ и не относится к комплексу СТГ-УШР. Количественная оценка этих двух составляющих эффекта от применения АСТГ представляет самостоятельную нетривиальную задачу, выходящую за рамки настоящего рассмотрения. Далее они учитываются обобщенно суммарным результатом R_a .

В соответствии с методикой [4] при сравнении альтернативных вариантов оборудования рассматриваются такие показатели, как чистый дисконтированный доход за срок службы оборудования, индекс доходности и срок окупаемости.

При замене комплекса СТГ-КШР на АСТГ прирост чистого дисконтированного дохода (ЧДД) может быть определен по формуле

$$\Delta\text{ЧДД} = K_{\text{ш}} - \Delta K_{\text{Г}} + \sum_{t=0}^T (R_a + \Delta R_3 - \Delta I_{\text{Г}} + I_{\text{ш}} + I_{\text{ш}}^3)_t \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (1)$$

где $K_{\text{ш}}$ – капиталовложения в КШР (ШР с выключателем); $\Delta K_{\text{Г}}$ – дополнительные, по сравнению с СТГ той же мощности, капиталовложения в АСТГ; $\Delta I_{\text{Г}}$ – дополнительные эксплуатационные издержки АСТГ; $I_{\text{ш}}$ – эксплуатационные издержки КШР; $I_{\text{ш}}^3$ – издержки на компенсацию потерь энергии в ШР; ΔR_3 – разница выручки за продажу электроэнергии, отпущенной с шин АСТГ и СТГ, обусловленная различием их КПД; R_a – суммарный результат, связанный исключительно со свойствами АСТГ (эффект от уменьшения дозировок управляющих воздействий ПА, от увеличения пропускной способности линий электропередачи и проч.); E – норма дисконта; t – шаг расчета, принимаемый равным одному году; T – горизонт расчета, равный сроку службы оборудования в предположении равенства сроков службы АСТГ, СТГ и КШР.

Значения $\Delta I_{\text{Г}}$, $I_{\text{ш}}$, $I_{\text{ш}}^3$ в выражении (1) определяются соответственно по формулам

$$\Delta I_{\text{Г}} = a_{\text{Г}} \Delta K_{\text{Г}}; \quad (2)$$

$$I_{\text{ш}} = a_{\text{ш}} K_{\text{ш}}; \quad (3)$$

$$I_{\text{ш}}^3 = 3 \Delta P_{\text{ш}} \tau_{\text{ш}} C_3, \quad (4)$$

где $a_{\text{Г}}$, $a_{\text{ш}}$ – нормативные коэффициенты; $\Delta P_{\text{ш}}$ – потери мощности в одной фазе реактора; $\tau_{\text{ш}}$ – число часов включения ШР в году; C_3 – отпускная цена электроэнергии.

Поскольку в рассматриваемых альтернативных составах оборудования энергоблока отличаются только типом турбогенератора, естественно принять, что годовые расходы топлива в обоих случаях одинаковы. Тогда разница выручки за отпущенную электроэнергию ΔR_3 в формуле (1) будет обусловлена только несовпадением характеристик КПД АСТГ и СТГ. Эту разницу можно определить по формуле

$$\Delta R_3 = P_{\text{г.ном}} (\tau_{\text{пс}} - \tau_{\text{па}}) C_3 = P_{\text{г.ном}} \frac{\eta_a - \eta_c}{\eta_a \eta_c} \tau_a C_3, \quad (5)$$

где $P_{\text{г.ном}}$ – номинальная мощность турбогенератора; $\tau_{\text{пс}}$ и $\tau_{\text{па}}$ – число часов использования максимума потерь СТГ и АСТГ соответственно; η_c и η_a – средневзвешенные на годовом интервале КПД СТГ и АСТГ соответственно; τ_a – число часов использования максимально допустимой реактивной мощности АСТГ.

Максимумы КПД СТГ и АСТГ смещены в область недовозбуждения. Например [3], КПД СТГ

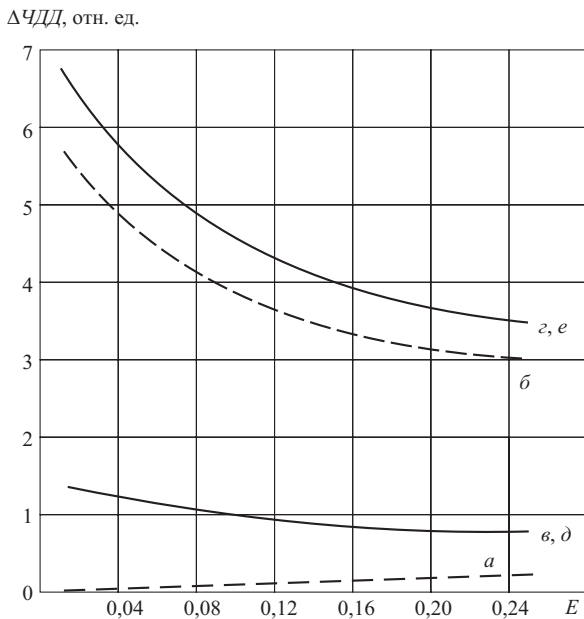


Рис. 1. Приросты ЧДД без учета R_a :

— — при применении АСТГ типов АСТГ-200 и ТЗВА-320;
 - - - - при применении АСТГ типа ТПА-110

типа ТГВ-200м $\eta_c^{\max} = 0,9897$ достигается при коэффициенте мощности $\cos \varphi = 0,95$ в режиме потребления реактивной мощности. В варианте СТГ-КШР турбогенератор будет работать в режиме выдачи реактивной мощности, т.е. на ниспадающей ветви своей характеристики КПД.

Максимум КПД асинхронизированного турбогенератора типа АСТГ-200 $\eta_a^{\max} = 0,987$ достигается при коэффициенте мощности $\cos \varphi = 0,85 \div 0,90$ в режиме потребления реактивной мощности. В альтернативном варианте АСТГ часть времени может потреблять реактивную мощность из сети, т.е. будет работать в области максимального КПД.

Если СТГ типа ТГВ-200м будет работать в течение года в режиме выдачи реактивной мощности со средневзвешенным коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,86$, то его средневзвешенный КПД будет равен

$$\eta_c = \eta_a^{\max} = 0,987.$$

Поэтому, хотя в сравнении с СТГ АСТГ имеет более низкий КПД, из-за несовпадения их режимов по реактивной мощности средневзвешенные КПД η_c и η_a в формуле (5) могут оказаться близкими, а ΔR_3 малым по величине.

Если принять, что $\Delta R_3 \approx 0$, то с учетом выражений (2), (3), (4) выражение (1) можно представить в виде

$$\Delta \text{ЧДД} = K_{\text{ш}} - \Delta K_{\Gamma} + (R_a + a_{\text{ш}} K_{\text{ш}} - a_{\Gamma} \Delta K_{\Gamma} + 3 \Delta P_{\text{ш}} \tau_{\text{ш}} U_0) \frac{(1+E)^{T-1}}{E(1+E)^{T-1}}. \quad (1a)$$

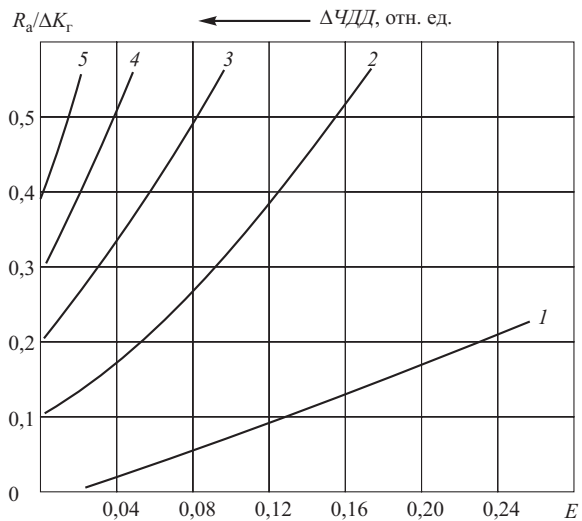


Рис. 2. Приросты ЧДД с учетом R_a в вариантах в, д таблицы

Без учета суммарного результата R_a , обусловленного исключительно свойствами АСТГ, формула (1а) позволяет оценить эффективность дополнительных затрат в АСТГ в сравнении только с затратами в дополнительный КШР, при этом отказ от учета R_a идет в пользу последнего.

Из выражения (1а) без учета R_a следует, в частности, что при замене комплекса СТГ-КШР асинхронизированной машиной прирост ЧДД определяется превышением затрат в дополнительный КШР над дополнительными затратами в АСТГ. Он сравнительно слабо увеличивается с ростом отпускной цены на электроэнергию.

Далее приведены значения капиталовложений в три типа АСТГ и два типа КШР, выраженные в относительных единицах. За единицу здесь принята стоимость СТГ типа ТГВ-200-2М.

Вид оборудования Капиталовложения, отн.ед.

Асинхронизированные турбогенераторы в комплекте с системой возбуждения, вспомогательным оборудованием и с учетом затрат на монтаж и наладку (40% стоимости оборудования):

ТАП-110	1,87
АСТГ-200	2,10
ТЗВА-320	1,96

Синхронные турбогенераторы в комплекте с системой возбуждения, вспомогательным оборудованием и с учетом затрат на монтаж и наладку (40% стоимости оборудования):

ТФ-110	1,17
ТГВ-200	1,71
ТВВ-320	1,59

Шунтирующие реакторы с учетом строительно-монтажных работ:

3 × РОДБС-33333/110	0,63
3 × РОДЦ-60000/500	0,92

Ячейки выключателей с учетом строительно-монтажных работ:

110 кВ	0,10
500 кВ	0,992

Общеподстанционные затраты:

на подстанции 110 кВ	0,12
на подстанции 500 кВ	0,99

В таблице в качестве примеров приведены шесть вариантов замены комплексов СТГ-КШР асинхронизированными турбогенераторами, для каждого из которых даны капиталовложения и эксплуатационные издержки, подсчитанные с использованием ценовых приведенных показателей.

На рис. 1 показаны изменения приростов ЧДД в зависимости от нормы дисконта при заменах оборудования в соответствии с таблицей, подсчитанные по формуле (1а) без учета R_a для исходных данных, приведенных далее.

C_3 , руб/(МВт·ч)	147,2
C_7 , руб/т	200
τ_3 , ч	5000
$\tau_{ш}$, ч	550
$a_{ш}$	0,084
a_r	0,12
$\Delta P_{ш}$, кВт:	
ШР 110 кВ	180
ШР 500 кВ	250
b , т/(кВт·ч)	$325 \cdot 10^{-3}$

Как видно на рис. 1, во всех рассматриваемых примерах применения АСТГ приросты ЧДД не отрицательны. Это означает, что дополнительные затраты в АСТГ эффективнее затрат в дополнительный КШР. С уменьшением нормы дисконта прирост ЧДД увеличивается во всех рассматриваемых случаях замены оборудования, кроме варианта а таблицы.

Поскольку норма дисконта определяется исходя из величины депозитного процента [4], можно полагать что по мере стабилизации экономики в стране эффективность дополнительных затрат в АСТГ будет увеличиваться.

Из формулы (1а) следует, что учет дополнительного результата R_a , связанного исключительно со свойствами АСТГ, повышает эффективность

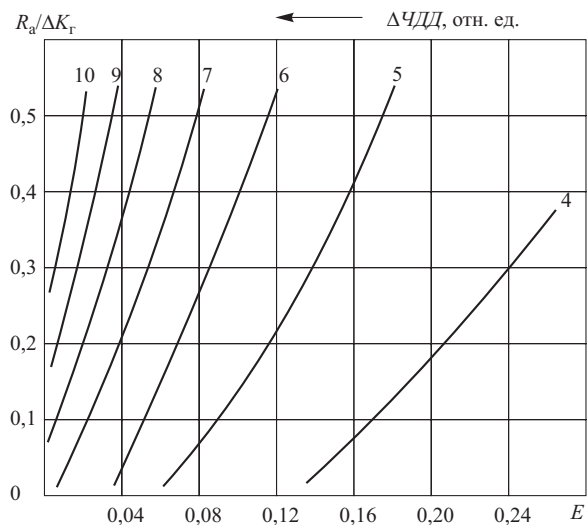


Рис. 3. Приросты ЧДД с учетом R_a в вариантах з, д таблицы

дополнительных затрат в него. Характер изменений приростов ЧДД при вариации R_a иллюстрирует рис. 2 для замены КШР 3 × РОДБС-33333/110 (варианты в, д таблицы) и рис. 3 для замены КШР типа 3 × РОДЦ-60000/500 (варианты з, е таблицы), где показаны линии равных значений приростов ЧДД в относительных единицах. Сравнение рис. 2 и 3 показывает, что эффективность дополнительных затрат в АСТГ выше при замене КШР большей мощности.

Количественную оценку эффективности рассматриваемых вариантов замен оборудования дают отношения индексов доходности АСТГ ($ИД_a$) и комплексов СТГ-КШР ($ИД_{ш}$)

$$\frac{ИД_a}{ИД_{ш}} = \frac{(R_a + R_3^a - I_T - I_a)(K_{ш} + K_c)}{(R_3^c - I_T - I_c - I_{ш} - I_{ш}^3)K_a}, \quad (6)$$

где R_3^a , R_3^c – выручка за электроэнергию, отпущенную с шин АСТГ и СТГ соответственно; I_T – издержки на топливо; I_a , I_c – эксплуатационные издержки АСТГ и СТГ соответственно; K_a , K_c – капиталовложения в АСТГ и СТГ.

Изменения отношений $ИД_a/ИД_{ш}$ в зависимости от R_a показаны на рис. 4. Эти отношения для всех вариантов замен оборудования из таблицы подсчитаны по формуле (6) при исходных данных, приве-

Вариант замены оборудования	Тип АСТГ	Заменяемое оборудование		Капиталовложения, отн.ед.		Эксплуатационные издержки, отн.ед.	
		СТГ	КШР	ΔK_r	$K_{ш}$	ΔI_r	$I_{ш}$
а	ТАП-110	ТФ-110	3 × РОДБС-33333/110	0,7	0,85	0,084	0,071
б	ТАП-110	ТФ-110	3 × РОДЦ-60000/500	0,7	2,83	0,084	0,238
в	АСТГ-200	ТГВ-200	3 × РОДБС-33333/110	0,39	0,85	0,047	0,071
з	АСТГ-200	ТГВ-200	3 × РОДЦ-60000/500	0,39	2,83	0,047	0,238
д	ТЗВА-320	ТВВ-320	3 × РОДБС-33333/110	0,37	0,85	0,044	0,238
е	ТЗВА-320	ТВВ-320	3 × РОДЦ-60000/500	0,37	2,83	0,044	0,283

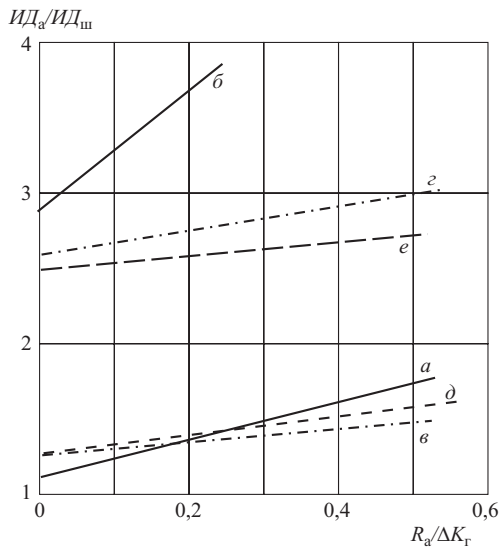


Рис. 4. Соотношения индексов доходности АСТГ и СТГ-КШР

денных ранее. На рис. 4 можно видеть, что доходность дополнительных затрат в АСТГ при замене КШР типа 3 × РОДЦ-60000/500 в 2 – 2,5 раза выше, чем при замене КШР 3 × РОДБС-33333/110.

В общем случае срок окупаемости АСТГ или комплекса СТГ-КШР с использованием дисконтирования может быть вычислен по формуле

$$\tau = \frac{1}{\ln(1+E)} \ln \left(1 - \frac{K}{A} \frac{E}{1+E} \right), \quad (7)$$

где

$$K = \begin{cases} K_a & \text{для АСТГ} \\ K_{ш} + K_c & \text{для СТГ - КШР;} \end{cases}$$

$$A = \begin{cases} R_a + R_3^a - I_r - I_a & \text{для АСТГ} \\ R_3^c - I_r - I_c - I_{ш} - I_{ш}^3 & \text{для СТГ - КШР.} \end{cases}$$

На рис. 5 – 8 показаны изменения отношений сроков окупаемости АСТГ τ_a и СТГ-КШР $\tau_{ш}$ в зависимости от R_a и нормы дисконта. Здесь представлены линии равных значений $\tau_a/\tau_{ш}$, подсчитанные с использованием выражения (7) и исходных данных, приведенных ранее, для вариантов б – е таблицы замен оборудования.

Из рис. 5 – 8 видно, что сроки окупаемости дополнительных затрат в АСТГ типов АСТГ-200 и ТЗВА-320 не превышают 46% сроков окупаемости затрат в дополнительный реактор КШР типа 3 × РОДЦ-60000/500 и 95% – в 3 × РОДБС-33333/100, т.е. дополнительные затраты в АСТГ окупаются примерно вдвое быстрее при замене более мощного КШР.

Также из рис. 5 – 8 видно, что отношение $\tau_a/\tau_{ш}$ увеличивается при снижении нормы дисконта и уменьшается по мере роста дополнительного результата, обусловленного исключительно свойствами АСТГ, R_a . Однако при использовании приве-

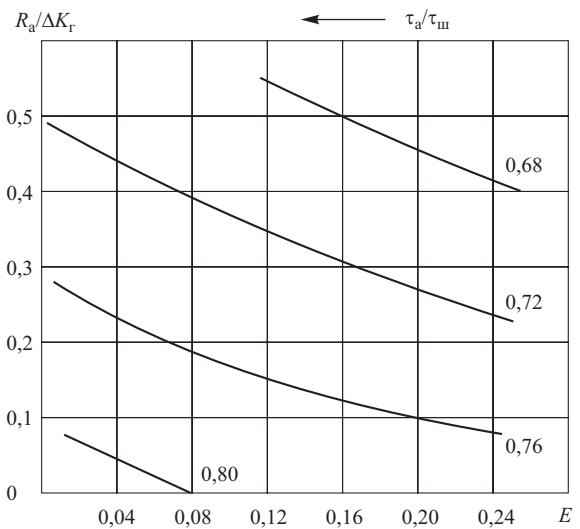


Рис. 5. Соотношение сроков окупаемости СТГ-КШР и АСТГ в варианте в таблицы

денных ранее исходных данных остается $\tau_a/\tau_{ш} < 1$. Это дает основание полагать, что во всех рассматриваемых вариантах замены оборудования дополнительные затраты в АСТГ будут окупаться быстрее затрат в дополнительный КШР и преимущество АСТГ в этом отношении будет возрастать по мере увеличения результата R_a , в том числе и при снижении нормы дисконта.

Внутренняя норма доходности (ВНД), позволяющая оценить привлекательность инвестиций в тот или иной альтернативный вариант оборудования, определяемая как решение уравнения

$$A \sum_{t=0}^T \frac{1}{(1 + \text{ВНД})^t} = K$$

при приведенных ранее исходных данных, для АСТГ во всех рассматриваемых заменах оборудования (таблица) не менее 0,5. Для комплекса в составе СТГ типа ТФ-110 и КШР 3 × РОДЦ-60000/500 этот показатель равен $\text{ВНД} = 0,1$, а для комплекса ТГВ-200 – 3 × РОДЦ-60000/500 он равен 0,3.

Для прочих вариантов комплексов СТГ-КШР из таблицы $\text{ВНД} = 0,5$.

В заключение можно привести два примера оценки приростов ЧДД в денежном выражении для возможных конкретных применений АСТГ.

Нормализация уровней напряжения в южной ветви московского кольца электрической сети 500 кВ может быть достигнута путем установки здесь КШР 180 МВ·А 500 кВ либо заменой на ТЭЦ-26 или ГРЭС-4 Мосэнерго одного из СТГ, коммутируемого в сеть 500 кВ, асинхронизированной машиной типа ТЗВА-320. Прирост ЧДД в этом случае, подсчитанный по формуле (1а) при норме дисконта $E = 0,15$, за 25 лет эксплуатации АСТГ составит 8,64 млн. долл США.

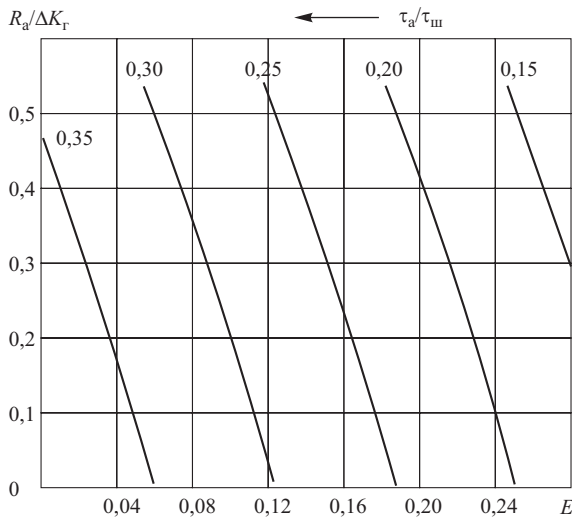


Рис. 6. Соотношение сроков окупаемости СТГ-КШР и АСТГ в варианте z таблицы

При реконструкции Конаковской ГРЭС с сооружением на ней нескольких парогазовых установок, коммутируемых в сеть 500 кВ, замена СТГ в паротурбинных блоках четырех ПГУ-325 асинхронизированными машинами типа ТАП-110 позволит, с учетом неполной загрузки ПГУ в ночные часы летнего периода, отказаться от подключения к шинам электростанции по меньшей мере двух КШР 180 МВ·А 500 кВ. Прирост ЧДД при норме дисконта $E = 0,15$ здесь может составить 8,55 млн. дол. США.

Выводы

Применение асинхронизированных турбогенераторов позволяет, в частности, отказаться от подключения к шинам электростанции дополнительных шунтирующих реакторов для улучшения режима синхронных турбогенераторов по реактивной мощности и нормализации напряжения в прилегающих к электростанции электрических сетях.

Несмотря на более высокую стоимость асинхронизированного турбогенератора по сравнению с синхронной машиной той же мощности, дополнительные затраты в него экономически более эффективны и окупаются быстрее затрат в дополнительный коммутируемый шунтирующий реактор, подключенный к шинам электростанции.

Технический и экономический эффект от использования асинхронизированных турбогенераторов носит преимущественно системный характер, выходящий за рамки коммерческого интереса электростанций, которые должны их эксплуатировать.

В современных условиях хозяйствования это обстоятельство сдерживает внедрение асинхронизированных турбогенераторов в ЕЭС России. Для преодоления негативного влияния указанного фак-

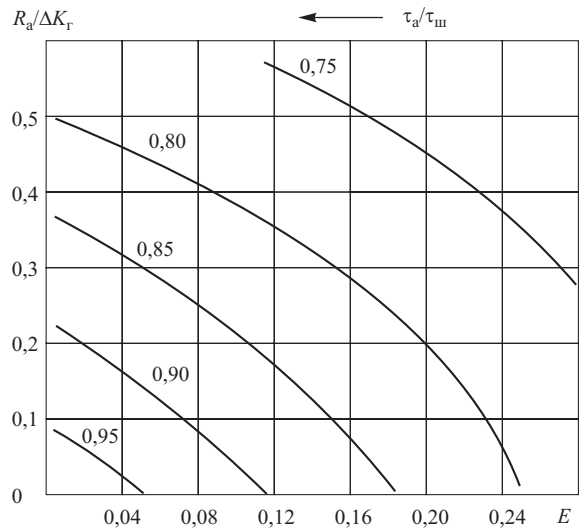


Рис. 7. Соотношение сроков окупаемости СТГ-КШР и АСТГ в варианте d таблицы

тора необходимо решить вопрос о принципе и механизме распределения эффекта от применения асинхронизированных турбогенераторов между электростанциями и энергосистемами.

Значительная доля парка турбогенераторов на электростанциях России выработала свой ресурс или близка к этому.

Привлечение таких машин к регулированию напряжения и особенно их работа в режимах недо возбуждения ускоряет износ и последующее разрушение торцевых зон статоров. Внедрение асинхронизированных турбогенераторов позволяет исключить режимы недо возбуждения работающих параллельно с ними синхронных машин, повышая тем самым их надежность и долговечность. Этим обстоятельством может быть обусловлена прямая техническая и экономическая заинтересованность в использовании асинхронизированных турбогенераторов самих электростанций, подкрепленная

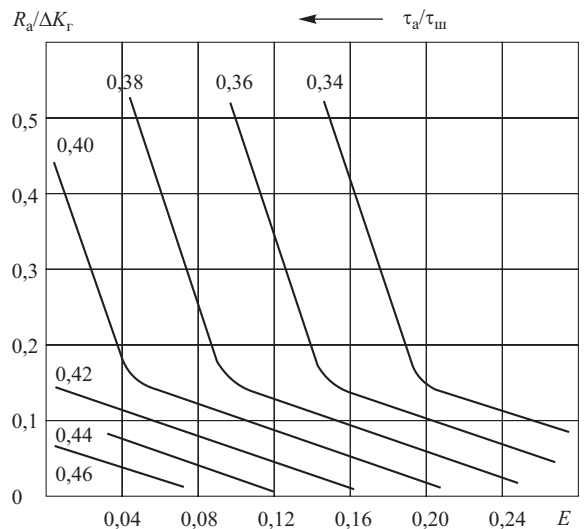


Рис. 8. Соотношение сроков окупаемости СТГ-КШР и АСТГ в варианте e таблицы

возможной экономией топлива от уменьшения числа повторных пусков энергоблоков после срабатывания ПА.

Список литературы

1. Лабунец И. А., Лохматов А. П., Шакарян Ю. Г. Режимы работы, статические и динамические характеристики асинхронизированных турбогенераторов. Препр. АН УССР ИЭД № 490. Киев, 1987.
2. Технико-экономические аспекты применения в энергосистемах асинхронизированных турбогенераторов/Мамиконянц Л. Г., Шакарян Ю. Г., Асинбаев В. Н., и др. Препр. АН УССР ИЭД № 588. Киев, 1989.
3. Методические указания по применению асинхронизированных турбогенераторов на реконструируемых, расширяемых и вновь строящихся электростанциях разных типов. М.: РАО "ЕЭС России", 1996.
4. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования. Официальное издание. М.: НПКВЦ "Теринвест", 1994.



Диагностика измерительных трансформаторов тока

Грабовсков С. Н., инж.

Южно-Российский государственный технический университет (Новочеркасский политехнический институт)

Основной способ выявления витковых замыканий – анализ отклонения вольт-амперной характеристики трансформатора тока (ТТ) от типовой. Известны устройства обнаружения короткозамкнутых (КЗ) витков в ТТ, описанные в литературе [1 – 8]. Принцип действия устройств основан на снятии вольт-амперной характеристики ТТ и последующем сравнении полученной характеристики с ранее снятой. В случае отклонения характеристики более чем на 20% в определенном диапазоне делается вывод о наличии КЗ витков.

Описанные в [1 – 4] устройства включают в себя источник переменного напряжения, измеритель тока и измеритель напряжения. В качестве источника переменного напряжения используется лабораторный автотрансформатор. Регулировка напряжения производится вручную. В качестве измерителей тока и напряжения используются амперметр и вольтметр. Запись показаний приборов производится оператором вручную, как и последующее построение на основе этих данных вольт-амперной характеристики и сравнение ее с ранее снятой.

В [2] рекомендуется дополнять амперметр специальным устройством, позволяющим снизить влияние несинусоидальности формы тока и уменьшить погрешность измерений за счет измерения амплитудного значения тока вместо действующего.

В устройстве, описанном в [8], в качестве источника переменного напряжения используется напряжение на разомкнутой вторичной обмотке трансформатора тока, работающего под нагрузкой менее 10% номинальной.

Устройства, описанные в [5 – 7], включают в свой состав источник переменного напряжения, датчики тока и напряжения, блок аналого-цифровых преобразователей (АЦП). В [5] для вывода значений тока и напряжения используются цифровые индикаторы, информация с которых записывается оператором. В [6 – 7] информация записыва-

ется автоматически в память ЭВМ с последующим воспроизведением и сравнением, в качестве источника переменного напряжения использован автотрансформатор, скользящий контакт которого перемещается с помощью синхронного двигателя по заранее заданной программе или вручную. Во всех устройствах [5 – 7] выводится на индикатор и запоминается в ЭВМ амплитудное значение тока.

Недостатками описанных устройств, реализующих метод снятия вольт-амперной характеристики, являются:

1) наличие ранее снятой характеристики или характеристики аналогичного заведомо исправного трансформатора тока;

2) невысокая чувствительность (позволяет выявить замыкание порядка 2,5% витков общего числа обмотки);

3) зависимость чувствительности от типа применяемых измерительных приборов, способа регулирования входных величин, синусоидальности входных величин, сопротивления соединительных проводов, мощности питающей сети;

4) трудоемкость метода, требующего снятия нескольких точек характеристики, построения ее и сравнения с характеристикой исправного трансформатора тока.

В связи с этим в ЮРГТУ (НПИ) было разработано устройство, позволяющее выдать заключение об исправности измерительного трансформатора при отсутствии ранее снятой характеристики и свободное от указанных недостатков. В качестве диагностирующего воздействия используется переходный процесс с заданными параметрами, созданный во вторичной обмотке ТТ. В ходе переходного процесса анализируется форма напряжения во вторичной обмотке ТТ и на основе этого выдается заключение о наличии либо отсутствии КЗ витков.

Поясняющая структурная схема устройства обнаружения КЗ витков показана на рис. 1. Устрой-

ство состоит из двух блоков: блока создания переходного процесса во вторичной обмотке ТТ (БСПП) и блока контроля формы напряжения и диагностирования исправности вторичной обмотки трансформатора тока (БКФН).

Постоянное напряжение от источника 4 через блок коммутации 3 и емкостно-активный блок 2 подается на вторичную обмотку тестируемого трансформатора тока 1. К датчику напряжения 5 подключен БКФН, состоящий из порогового элемента отрицательной полуволны 8, порогового элемента положительной полуволны 7. Последовательно с пороговыми элементами включены интеграторы положительной полуволны 9 и отрицательной полуволны 10, имеющие различные постоянные интегрирования. Сигнал с выходов интегрирующих элементов подается на сумматор 13. Кроме этого, сигнал с выхода интегрирующего элемента 10 подается на вход цепи задержки срабатывания, состоящей из последовательно соединенных порогового элемента 11 и элемента задержки на срабатывание 12. Сигнал с выхода сумматора 13 подается на пороговый элемент 14. Сигнал на вход элемента "И" 15 подается с порогового элемента 14 и элемента задержки на срабатывание 12. Элементом "И" 15 формируется выходной сигнал.

В исходном состоянии через вторичную обмотку тестируемого трансформатора тока 1 протекает постоянный ток. Магнитопровод трансформатора тока находится в состоянии насыщения. Падение напряжения на обмотке трансформатора тока обусловлено только активным сопротивлением обмотки и имеет небольшое положительное значе-

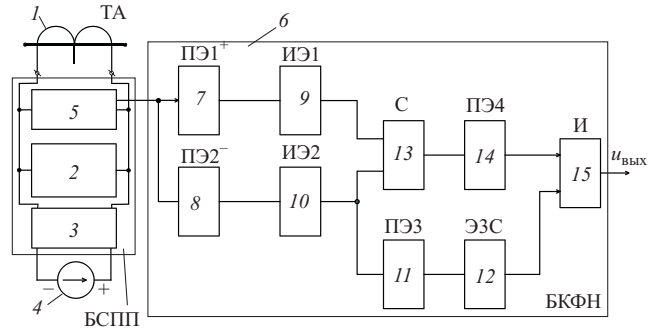


Рис. 1. Структурная схема устройства обнаружения КЗ витков:

1 – тестируемый трансформатор тока; 2 – активно-емкостный блок; 3 – блок коммутации; 4 – источник постоянного напряжения; 5 – датчик напряжения; 6 – БКФН; 7, 8 – пороговые элементы; 9, 10 – интеграторы; 11, 14 – пороговые элементы; 12 – элемент задержки на срабатывание; 13 – сумматор; 15 – элемент "И"

ние. Это напряжение через датчик напряжения 5 подается на вход пороговых элементов положительной полуволны 7 и отрицательной полуволны 8. Так как уровень напряжения значительно меньше уровня срабатывания порогового элемента 7, сигнал на выходе порогового элемента 7 равен 0. Сигнал на выходе порогового элемента отрицательной полуволны 8 также равен 0, поскольку отрицательное напряжение на его входе отсутствует.

На входах интеграторов 9 и 10 сигнал равен 0, соответственно на выходах интеграторов 9 и 10 напряжение также равно 0. На вход сумматора 13 подаются нулевые уровни напряжения и соответственно напряжение на выходе сумматора 13 не

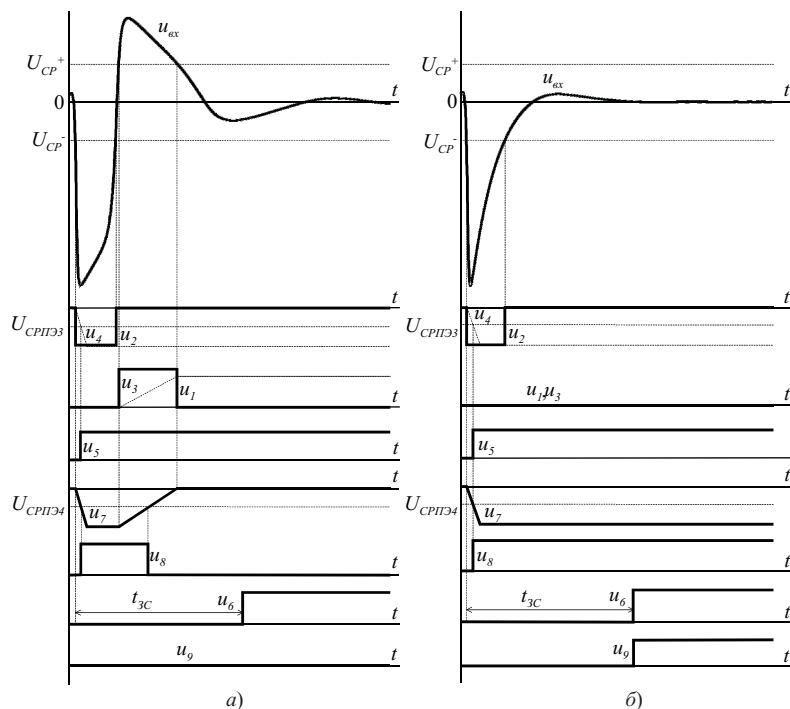


Рис. 2. Временные диаграммы работы БКФН

достигает уровня срабатывания порогового элемента 14.

Нулевое напряжение с выхода интегратора 10 подается также на пороговый элемент 11, не вызывая его срабатывания, напряжение на входе и выходе элемента задержки срабатывания равно 0. С выходов порогового элемента 14 и элемента задержки на срабатывание 12 подаются сигналы на вход элементом "И" 15, а так как уровни напряжения нулевые, сигнал на выходе элемента 15 соответствует сигналу логического нуля.

Для проведения диагностики блоком коммутации 3 отключается постоянное напряжение и в контуре трансформатор тока 1 – активно-емкостный блок 2 возникает переходный процесс, форма напряжения при котором контролируется БКФН. Напряжение через датчик напряжения 5 подается на вход БКФН.

Временные диаграммы работы БКФН построены на рис. 2. При отсутствии КЗ витка характерной особенностью переходного процесса является наличие затухающего колебательного процесса, т.е. второй положительной полуволны. Временные диаграммы работы устройства при отсутствии КЗ витка показаны на рис. 2, а. При появлении первой отрицательной полуволны срабатывает пороговый элемент 8. Интегратор 10 фиксирует появление импульса на пороговом элементе 8 и на его выходе устанавливается сигнал уровня срабатывания. При появлении положительной полуволны срабатывает пороговый элемент 7 и напряжение на интеграторе 9 достигает напряжения, равного обратному значению напряжения интегратора 10. Сигнал с выходов интеграторов подается на сумматор 13. В результате сложения сигналы, имеющие различную полярность, взаимно компенсируются. Сигнал на входе порогового элемента 14 по длительности равен продолжительности двух полуволн, что менее времени выдержки элемента задержки на срабатывание 12. Сигнал на выходе порогового элемента 14 становится равным 0 до окончания времени выдержки элемента задержки на срабатывание 12. В результате на вход элемента "И" 15 подается только сигнал порогового элемента 11, сигнал на его выходе отсутствует.

При наличии КЗ витков уровень положительной полуволны мал для срабатывания порогового элемента 7 (рис. 2, б) или положительная полуволна отсутствует. В результате в сумматоре 13 сигнал отрицательной полуволны не компенсируется сигналом положительной полуволны, и по истечении времени выдержки элемента задержки на срабатывание 12 на выходе порогового элемента 14 присутствует сигнал логическая единица, который поступает на вход элемента "И" 15 вместе с сигналом от порогового элемента 14, формируя сигнал логическая единица о неисправности трансформатора тока.

Таким образом, применение данного устройства позволяет упростить процесс выявления короткозамкнутых витков в трансформаторах тока, а проведенные испытания показали его высокую чувствительность, так, возможно выявление одного КЗ витка в трансформаторах тока с коэффициентом трансформации 2000/1.

После проведения процесса диагностирования необходимо выполнить размагничивание магнитопровода трансформатора тока. Размагничивание производится с помощью этого же устройства, после изменения параметров активно-емкостного блока.

Список литературы

1. ГОСТ 7746-89Е. Трансформаторы тока. Общие технические условия. М.: Госкомстат СССР, 1989.
2. Вавин В. Н. Трансформаторы тока. М.-Л.: Энергия, 1966.
3. Бажанов С. А. Маслонаполненные трансформаторы тока. М.: Энергоатомиздат, 1983.
4. Якобсон И. А. Испытания и проверки при наладке электрооборудования. М.: Энергоатомиздат, 1988.
5. Козин Г. А. Прибор для проверки вольт-амперных характеристик трансформаторов тока. – Промышленная энергетика, 1988, № 10.
6. Микропроцессорное устройство для снятия вольт-амперных характеристик трансформаторов тока / Аллилуев А. А., Зуев В. А., Кужекков С. Л., Сапронов А. А. – Изв. вузов. Электромеханика, 1990, № 11.
7. Сапронов А. А. Микропроцессорная защита турбогенератора в режиме частотно-тиристорного пуска: Дис. на соиск. степени канд.техн.наук. Новочеркасск, 1992.
8. Кузнецов А. П., Степанов Ю. А. Методы и средства проверки релейной защиты и автоматики в распределительных электросетях. М.: Энергоатомиздат, 1992.

ОБМЕН ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ОПЫТОМ

Опыт применения парокислородной очистки и консервации проточных частей паровых турбин

Инчиков В. Г., Васильев О. Ю., Чеченкова З. В., инженеры

Уфимская ТЭЦ-1 ОАО Башкирэнерго

В последние годы в связи со значительным снижением потребления электрической и тепловой энергии увеличились случаи отдельных остановов на продолжительное время основного и вспомогательного оборудования. В соответствии с ПТЭ электрических станций и сетей Российской Федерации [1] при выводе турбины в резерв на срок 7 сут. и более должны быть приняты меры к консервации оборудования турбоустановки. Метод консервации выбирается исходя из местных условий техническим руководителем электростанции.

На электростанциях находят применение методы консервации азотом, подогретым воздухом, летучим ингибитором, консистентной смазкой, парокислородная очистка и консервация проточных частей паровых турбин.

Многие из этих методов внедрены в эксплуатацию и проходят апробацию. По аналогии с широко применяемым методом парокислородной очистки и пассивации (ПКОиП) внутренних поверхностей нагрева котлоагрегатов и паропроводов в Свердловэнерго и на основании опыта Красногорской ТЭЦ было принято решение об опробовании этого метода для обработки проточных частей паровых турбин на Уфимской ТЭЦ-1 ОАО Башкирэнерго. Указанный метод основан на одновременном воздействии на загрязненную поверхность как перегретого пара, так и кислорода, что ведет к окислению продуктов коррозии, уменьшению сцепления оксидов железа с поверхностью металла проточной части турбин и их выносу из очищаемого тракта отработанным паром с образованием защитной ферромагнитной оксидной пленки Fe_3O_4 на элементах проточной части турбоагрегата. Данный метод отличается простотой и универсальностью для любого типа оборудования, экологической чистотой и высокой эффективностью, обеспечивает устойчивый защитный эффект на длительный срок (до 1 года), не требует дополнительных мероприятий по расконсервации.

Все технологические операции по обработке выполняются силами оперативной бригады и занимают не более 8 – 10 ч (на 2 этапа).

Промышленная апробация данного способа консервации на Уфимской ТЭЦ-1 осуществлена 8 раз на пяти турбинах типа Р и ПР (ПР-10-29/12/1.3; ПР-15-29/12/1.3; ПР-25-90/10/0.9; Р-6-35/10В).

Все турбины Уфимской ТЭЦ-1 обработаны по одной технологии (рисунок).

После выхода турбины на холостой ход режим застabilизирован. Положение основной арматуры следующее:

ГПЗ закрыто;

П-отбор отключен, противодействие переведено в атмосферу;

регулирующие клапаны на СК полностью открыты;

регулировка режима (частота вращения ротора и давление перед СК) осуществляется байпасом ГПЗ.

Параметры поддерживаются в пределах, приведенных далее.

Давление острого пара P_0 перед СК, кгс/см²:

для СД	16 – 20
для ВД	30 – 35

Температура острого пара T_0 перед ГПЗ, °С:

для СД	380 – 400
для ВД	450 – 500

Температура пара T_1 на выхлопе ТГ, °С:

для СД и ВД	250 – 300
-------------	-----------

Исходная концентрация кислорода C_0 в паре, кг/т

1 – 1,5

Частота вращения ротора, об/мин

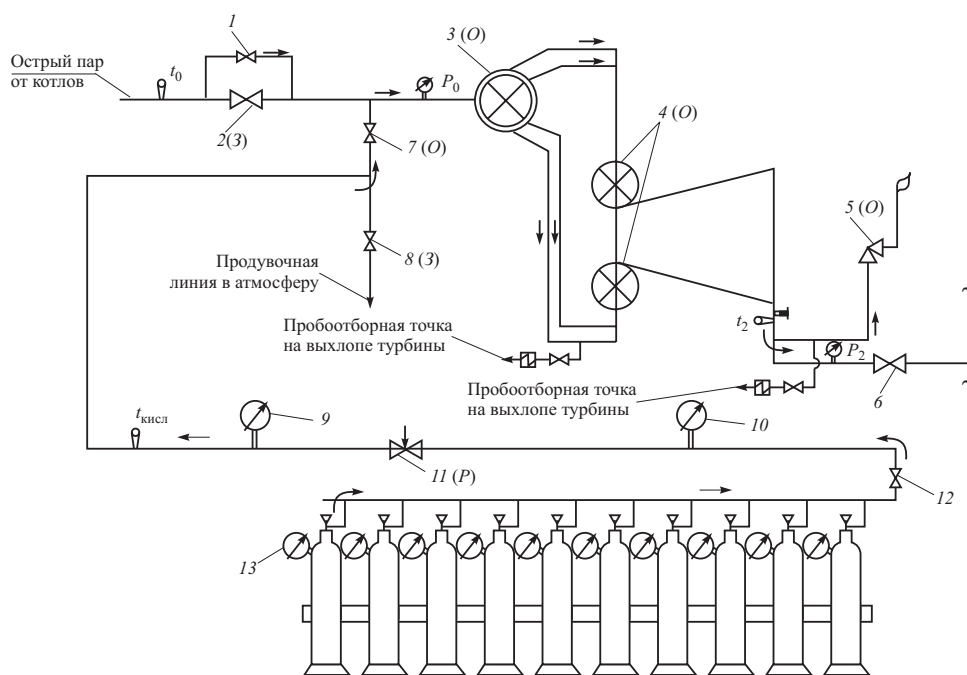
3000

Число кислородных баллонов, шт.

10 (5 – на этапе очистки, 5 – на этапе консервации)

Следует отметить, что при проведении парокислородной очистки и консервации турбин необходимо, в первую очередь, обратить внимание на занос турбин водорастворимыми натриевыми солями. При их наличии парокислородную очистку и консервацию турбин необходимо проводить в два этапа: на первом этапе – очистка загрязненных поверхностей проточной части турбин, на втором этапе – образование защитной ферромагнитной оксидной пленки (Fe_3O_4) на элементах проточной части турбоагрегата.

В процессе консервации обеспечивается частичная отмывка внутренних поверхностей оборудования от отложений и продуктов коррозии, образующихся в процессе эксплуатации, и образование устойчивой защитной ферромагнитной пленки на поверхностях проточной части турбин. Не-



Принципиальная схема проведения парокислородной очистки и пассивации:

1 – байпас ГПЗ; 2 – ГПЗ; 3 – СК; 4 – РК; 5 – ПК; 6 – задвижка на выхлопе в коллектор 1,2 кгс/см²; 7, 8 – соответственно В-3, В-2; 9, 10 – соответственно М-3, М-1; 11 – Р-1; 12 – В-1; 13 – М-2; (3) – закрыто; (O) – открыто; (P) – в регулировочном положении

обходимо создать одновременное воздействие на загрязненную поверхность как перегретого пара, так и кислорода.

Если же парокислородную очистку и консервацию турбин проводить в один этап с использованием того же количества кислорода, то невозможно достичь ожидаемого эффекта. На элементах проточной части турбоагрегата не происходит образование стойкой защитной оксидной пленки.

В период текущего ремонта, после проведения парокислородной очистки по истечении времени (10 200 ч) со дня консервации турбины одна турбина (ПР-15-29/12/1.3) была вскрыта и проведена проверка капельным методом коррозионной стойкости образовавшейся оксидной пленки на основных элементах проточной части турбин (ротор, нижняя часть корпуса, диафрагмы, лопатки турбин, бандажные ленты), несмотря на наличие индикаторов коррозии. Во всех исследуемых точках была отмечена нормальная и высшая степень коррозионной стойкости (выдержка раствора на поверхности металла 4–5 мин без изменения окраски капли) [2].

В период простоев турбин 1 раз в квартал проводится контроль шкалы устойчивости по индикаторам коррозии. По результатам оценки состояния индикаторов коррозии принимается решение о проведении повторной консервации турбин.

Законсервированное таким образом оборудование не требует никаких дополнительных мероприятий для поддержания режима консервации и под-

лежит любым профилактическим ремонтным работам.

Снижение интенсивности коррозионных процессов в период остановов значительно повышает надежность и долговечность оборудования, уменьшаются затраты на ремонт.

Выводы

1. Опыт применения парокислородной очистки и консервации турбоагрегатов на Уфимской ТЭЦ-1 ОАО Башкирэнерго показал эффективность метода для очистки и консервации элементов проточной части турбин в условиях длительного простоя в резерве или ремонте.

2. На основании эффективности метода принято решение продолжить применение технологии парокислородной очистки и консервации элементов проточной части турбин в системе предприятий ОАО Башкирэнерго.

3. Предлагается включить описанный метод консервации по результатам переданных материалов ВТИ в «Методические указания по консервации теплоэнергетического оборудования» РД 34.20.591-97.

Список литературы

1. РД 34.20.501-95. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. М.: ОРГРЭС, 1996.
2. МУ 34-70-128-85. Методические указания по предпусковой парокислородной очистке и пассивации пароводяного тракта теплоэнергетического оборудования. М., 1986.

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Производство энергии на пылеугольных электростанциях в условиях конкуренции и либерализации рынка

Бенеш В. А., Шмелинг М.

“STEAG”, Essen, Germany

Пылеугольные электростанции играют важную роль и в условиях либерализации энергетического рынка, оказывающей, в свою очередь, влияние и на используемые технические средства, основными из которых являются:

- тенденция к увеличению мощности блоков;
- гибкость в выборе топлива;
- противоречия между рентабельностью и сокращением выбросов CO₂;
- конкуренция, охрана окружающей среды;
- коммерчески оправданная надежность;
- увеличение доли парогазовых установок.

Существующие пылеугольные электростанции должны утвердиться в этой полной противоречий области рынка, строящиеся должны развиваться с учетом этих условий. Так как запасы угля огромны, он будет иметь большое значение для энергетики также и в будущем. Однако следует распрощаться с привычными, построенными с учетом индивидуальных особенностей электростанциями. В статье рассмотрены проблемы технического перевооружения пылеугольных электростанций, выявленные на основе анализа опыта “STEAG” внутри страны, а также опыта международных проектов.

Существенным признаком либерализации рынка энергетики является давление цен. Чтобы выжить в условиях конкуренции, необходимо производить электроэнергию по конкурентоспособным ценам. В прошлом в энергетике работа велась на основе долгосрочных договоров, которые делали возможными большие сроки окупаемости вложенного капитала за счет низких производственных затрат и высокой степени рентабельности. Технические средства вчера и сегодня приведены далее.

<i>Вчера</i>	<i>Сегодня</i>
Высокая степень надежности	Надежность, которую можно оплатить
Цена и собственность	Конкуренция
Исключительно индивидуальные технические решения	Модульная техника, совместимость решений
Центр тяжести – обычные технические средства	Совершенствование парогазовых установок
Большие сроки окупаемости капитала	Отсутствие готовности к долгосрочным инвестициям

На либерализованном рынке энергии и тепла невозможно рассчитать типовые условия на длительные сроки. Усиление конкуренции приводит к сокращению инвестиций и тем самым к все возрастающему давлению цен. Поэтому для снижения затрат следует испо-

льзовать все имеющиеся возможности для снижения цен и разработки оригинальных технических идей.

Новые технологические установки позволяют иметь больше свободы действий по сравнению с существующими энергообъектами.

Типовые условия для новых проектов. Как ранее, так и сегодня в промышленной энергетике в условиях рынка существует спрос на конкретные решения с учетом заранее спроектированных модульных блоков. Проектирование в таких условиях предполагает точное знание следующих моментов:

- общих технических и экономических условий;
- технических и термодинамических возможностей;
- рынка и перспективы;
- дополнительных производственных расходов;
- климатических условий;
- действующего законодательства.

Разработка конкурентоспособных энергетических объектов не ограничивается только знанием комплекса типовых условий, существует спрос на остроумные, оригинальные идеи.

Можно констатировать возрастание роли модульного принципа. Электростанции комплектуются разработанными стандартизированными модульными блоками, выполняющими определенные функции. Это приводит к упрощению проектирования и сокращению требуемого для него времени, а также к быстрому и эффективному (в смысле затрат) сооружению электростанций.

Определенный прогресс достигнут в разработке модульности для машинных залов пылеугольных электростанций; отставание в этом отмечается пока для парогенераторов и оборудования для защиты окружающей среды.

Разработки угольных ТЭС представляют собой более трудную задачу по сравнению с ПГУ, применяющими природный газ как основное топливо.

Использование преимуществ комбинированного цикла позволяет повысить КПД не только ПГУ, в которых сжигается природный газ, но и пылеугольных блоков. Это, например, разработка ПГУ с внутрицикловой газификацией угля. Однако по сравнению с обычным пылеугольным блоком альтернативные разработки требуют больших инвестиций, более сложны в эксплуатации и не дают значительного преимущества в КПД, если учесть, что эффективность обычного пылеугольного блока повышается дальнейшим совершенствованием его оборудования и ведения технологического процесса.

Сравнение классического технологического процесса электростанции с пылевидным сжиганием углей в топке котла с новыми разработками приведено в таблице, из которой видно, что классический процесс сжигания углей в пылеугольных котлах не потерял своей привлекательности. Чтобы в настоящее время при использовании каменного угля достичь КПД около 45%, не стоит вносить существенные изменения в этот хорошо освоенный технологический процесс. Для дальнейшего повышения КПД следует решать проблемы применения необходимых материалов. Ближайшее и не столь отдаленное будущее, несомненно, за блоками большой мощности до 1000 МВт.

Хорошо исследованные и освоенные методы сокращения выбросов CO и SO₂ обеспечивают дальнейшее улучшение экологических показателей пылеугольных блоков.

Модернизация существующих энергетических установок. В рамках модернизации существующих энергетических установок для отдельного оборудования могут быть использованы самые современные технические решения и тем самым снижен расход тепла и повышена надежность.

Примерами являются оптимизация топок котлов, воздухоподогревателей, паровых турбин, улучшение термодинамических характеристик циркуляционные контуров, а также снижение расходов на собственные нужды. Следует учесть, что экономия энергии не всегда автоматически приводит к снижению себестоимости. Особенно тщательно следует выбирать такие мероприятия по экономии электроэнергии, дополнительные инвестиционные расходы по которым могут не окупиться при дальнейшей эксплуатации. В условиях либерализации рынка могут быть реализованы только те решения, срок амортизации которых составит от 2 до 4 лет, что ранее не было типичным для энергетических установок.

Методы очистки дымовых газов. В Германии для очистки дымовых газов пылеугольных котлов используются электрофильтры для удаления твердых частиц, а также серо- и азотоочистные установки. Первичные мероприятия по снижению NO_x технологическими методами эффективны и хорошо зарекомендовали себя при сжигании как бурого, так и каменного углей. Однако для соблюдения жестких норм содержания оксидов азота NO_x для топок котлов на каменном угле требуется еще и выполнение вторичных мероприятий. В этих

случаях используются установки селективного каталитического восстановления оксидов азота (SCR).

При сжигании сернистого топлива используются сероулавливающие установки. Основной их целью является поглощение SO₂ и получение остаточных продуктов, пригодных для реализации. Для повышения эффективности технологии сероочистки следует подумать и о новых побочных продуктах (отходах) и в этой связи о другом способе очистки дымовых газов.

Исходя из этого, можно рассматривать использование наряду с широко распространенной установкой мокрого сероулавливания на основе известняка также и установки мокрого сероулавливания на основе аммиака. Побочным продуктом в последней является сульфат аммония, который может применяться в качестве удобрения в сельском хозяйстве. Первоначально в этой схеме использовались две ступени промывки (распыливания), в новых схемах – комбинация ступеней в одной промывочной установке с наполнителями. Кроме этого, обеспечивается улавливание аэрозолей в ступени мокрого электрофильтра.

Какому из способов будет отдано предпочтение по сравнению с установкой мокрого сероулавливания на основе известняка, зависит от цен на известняк и аммиак, а также на гипс и удобрение.

В международных проектах при наличии благоприятных условий установка мокрого сероулавливания с помощью морской воды может рассматриваться как один из вариантов, привлекательных вследствие снижения капитальных затрат.

Закупка оборудования. В условиях либерализации проектировщик обязан знать рынок оборудования. Параллельно с либерализацией энергетического рынка произошли изменения на рынке производителей технологических установок для энергетики, характеризующиеся усилением концентрации и интернационализации производства, а также конкуренции, которая в прошлом частично приводила к разорению производителей.

В таких условиях заказчик должен найти надежное оборудование по разумной цене и путем соответствующего планирования, точного формулирования и составления договора обеспечить его поставку и установку.

Исходя из своего опыта изготовители оборудования в условиях жесткой конкуренции стараются уменьшить свои расходы. Это также следует учитывать при сравнении различного оборудования. Для достижения

Критерии оценки различных типов электростанций

Наименование	КПД, %		Состояние разработки	Инвестиционные затраты	Изменение нагрузки	Утилизация отходов
	который можно достичь сегодня	в перспективе				
Традиционная паросиловая установка	~ 45	> 50	+	+	+	0
Газификация угля	~ 45	> 50	0	–	–	+
Кипящий слой под давлением	42 – 45	47	0	0	0	–
Пылевое сжигание углей под давлением	–	> 50	–	0	+	+

0 – базовый для сравнения уровень.

оптимальной рентабельности необходимы максимум точности и опыт при составлении спецификации на оборудование и ее строгое соблюдение. Тщательное составление договоров является одним из важнейших условий для сооружения или модернизации энергетических объектов в требуемые сроки и с минимальными затратами. Постановка задач должна быть сформулирована полно и однозначно. Положения о гарантиях, ответственности, штрафах, реализации открытых вопросов, а также мероприятия при нарушении договора следует формулировать, используя накопленный опыт. В то же время текст договора должен быть настолько гибким, чтобы можно было внести изменения, если меняются рамочные условия в течение срока действия договора.

Тенденции к увеличению мощности блоков. При оптимизации затрат решающую роль играет экономия от укрупнения оборудования. Крупные блоки обладают несомненным преимуществом по величине производственных затрат. На все более укрупняющихся предприятиях электроэнергетики эксплуатация маленьких блоков нерентабельна. Электростанции с блоками 150 МВт постепенно отмирают.

Что касается блоков большой мощности, то более жесткие требования предъявляются к их динамическим характеристикам. Это касается, во-первых, обеспечения минимальных нагрузок (например, в ночное время), во-вторых, скорости изменения нагрузок (например, для поддержания частоты). Вместо нескольких малых шагов необходимо сделать один большой. Для обеспечения требуемой маневренности существующие крупные энергетические установки следует модернизировать. Новые объекты необходимо проектировать с учетом этих требований.

Автоматизация. Следующей возможностью для снижения затрат является совершенствование управления энергетическим объектом. Внешние пульты управления переносятся на центральный щит управления (ЦЩУ), с которого осуществляется управление несколькими блоками.

Недавно "STEAG" успешно провел такую перестройку щитов управления на электростанциях "Люнен" и "Херне". Экономический эффект проявляется только при соблюдении тщательного планирования, реализации согласно графику и минимального времени простоя блоков. Необходимо наглядно показать, что после реконструкции средств автоматизации электростанция является качественно новой. Эффективность реконструкции требует точного анализа. Ощущается недостаток в нормативных документах. Без знания общих подходов и применения их в новых средствах предусмотренный объем автоматизации не будет реализован.

Гибкость в выборе вида топлива. В прошлом топки котлов электростанции в основном проектировались на работу с углем одного качества, добываемым в непосредственной близости. Сегодня топка котла должна проектироваться для сжигания углей разного качества. Расходы угольных электростанций на топливо меньше влияют на цену электроэнергии по сравнению с парогазовыми установками (1/3 к 2/3). Но сокращение затрат на топливо по-прежнему играет большую роль.

Для достижения его следует обеспечивать: широкий выбор топлива, возможность использовать высокозольный уголь, импортный уголь, возможность совместно с углем сжигания: нефтяного кокса, шлама, биомассы, животной муки или других веществ.

Использование новых видов топлива требует точного анализа затрат с помощью современных средств математического моделирования. При расчетах определяются дополнительные затраты на сжигание других видов топлива и оценивается эффективность применения. Очень часто некоторые виды топлива, отличающиеся от проектного, не могут быть использованы без замены оборудования энергетической установки. С помощью анализа определяются проблемные агрегаты и вместо них предлагаются другие.

Утилизация отходов. Особое внимание следует уделить утилизации отходов. Становятся актуальными сокращение отходов и увеличение массы продуктов, пригодных для утилизации. Примером является эффективное обезвоживание отходов, приводящее к уменьшению объема и затрат на хранение отходов.

Отсюда следует вывод, что энергетические объекты должны выполнять сегодня несколько задач. Электростанция работает не только для производства электроэнергии и тепла, а одновременно производит такие материалы, как гипс, золу, гранулят и др., которые должны соответствовать определенным требованиям к их качеству.

Возможность или невозможность утилизации приводит к разнице в цене электроэнергии до 15%. Невозможность утилизации отходов может оказать серьезное влияние на рентабельность и повлечь за собой закрытие электростанции. Проектировщик обязан знать рамочные условия и реализовать их техническими средствами. Постоянно существует спрос на новые идеи, решающие эти проблемы.

Баланс между рентабельностью и сокращением CO₂. К высокой экономичности установок следует стремиться с учетом экологического аспекта. Государственные законы призваны создавать стимулы в этом направлении и предотвращать диспропорции, вызванные конкурентной борьбой.

Денежные средства, предоставленные для этих целей, следует использовать максимально эффективно. Говоря о выбросах таких веществ, как CO₂, следует учитывать его воздействие на атмосферу в мировом масштабе, а не только на местные условия.

Одна немецкая марка, использованная на модернизацию и без того современной установки, принесет меньше пользы, чем модернизация устаревшей электростанции в развивающейся стране, которая и дальше будет продолжать работать. При ограниченных финансовых возможностях необходимо проводить такие технические мероприятия, с помощью которых будет достигнут больший эффект в улучшении экологической обстановки в мировом масштабе. В этом случае можно говорить о КПД использования денежных средств. Мероприятия по защите окружающей среды целесообразно реализовать там, где они приведут к наибольшему эффекту.

Осознавая ответственность в мировом масштабе, мы не имеем права и не должны позволять себе рос-

кошь тратить большие средства на постоянное совершенствование и без того современных объектов.

Конкуренция и охрана окружающей среды. Во всем мире растет продажа электроэнергии. При неупорядоченности в законах об охране окружающей среды стран, продающих электроэнергию, возникают значительные негативные диспропорции, вызванные конкуренцией. Цена на электроэнергию, например, значительно выше при использовании азотоочистных установок SCR, чем без них. В странах ЕЭС разрабатываются новые нормативы по охране окружающей среды, которые станут шагом вперед в упорядочении положения. Разумеется, для этого требуется длительное время.

Надежность. Раньше одним из требований, предъявляемых к электростанциям, была самая высокая степень надежности, однако сегодня требуется надежность, которая может быть оплачена. Поначалу существует возможность снижения затрат без заметного сокращения надежности, однако при слишком большом их сокращении надежность может достичь критического уровня.

Высокая доля парогазовых установок. В условиях либерализации рынка пылеугольные электростанции конкурируют с парогазовыми установками. При принятии решения о строительстве электростанции надо учитывать следующие моменты: место расположения, вид и качество топлива, экономически оправданную мощность, предполагаемый график нагрузки и местные законы об охране окружающей среды. Результаты воздействия этих факторов могут быть различными. Место расположения либо позволяет выполнять прямое охлаждение, либо ухудшает из-за геодезической высоты экономичность газовой турбины; необходимость прокладки газопровода для снабжения ПГУ может сделать данный проект нерентабельным и т.д.

График нагрузки также влияет на экономичность разных энергетических установок: высокие затраты оправданы только в режиме базовой нагрузки, высокие затраты на топливо – в режиме пиковой нагрузки. Следует учитывать также, что эффективность ПГУ при частичной нагрузке снижается больше, чем традиционных энергоблоков. Это может играть существенную роль при оценке общего расхода тепла.

В настоящее время наблюдается рост цен как на газ, так и на газовые турбины, поэтому преимуществ ПГУ становится все меньше. Пылеугольные электростанции с истекшим сроком амортизации, но еще не устаревшие с технической точки зрения, могут использовать свои плюсы, возникшие после погашения кредитов и вследствие низкой стоимости топлива.

Международный опыт в условиях либерализации рынка. “STEAG” реализует международные проекты по строительству электростанций, к которым предъявляются следующие требования:

- низкие цены на электроэнергию;
- надежная, испытанная техника;
- место среди генерирующих мощностей данной страны.

Нужно учитывать также возможность технических рисков.

Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии и производство тепловой энергии. При

традиционном технологическом процессе электростанции возникает необходимость конденсировать рабочую среду и отводить тепло. Чем оптимальнее технологический процесс, тем ниже температура сбрасываемого тепла. Обычно уровень температуры рабочего тела на выходе столь низок, что нецелесообразно использовать его тепло. При комбинированной выработке электрической и тепловой энергии расширение в турбине завершается при противодействии так, что, с одной стороны, вырабатывается меньше электроэнергии, а с другой, – сохраняется необходимый уровень температуры отходящего тепла. При этом коэффициент использования топлива по сумме электрической и тепловой энергии может быть значительно выше, чем при выработке электрической энергии, и составить 85 – 90%.

Обязательным условием эффективности комбинированной выработки тепловой и электрической энергии является параллельное потребление электроэнергии и тепла. Успешно внедряет комбинированную выработку электроэнергии и тепла на собственных электростанциях “STEAG”, например, на ТЭЦ “Херне” суммарной мощностью 500 МВт и ТЭЦ “Вальзум” мощностью 410 МВт. Опыт “STEAG” показывает, что это значительно эффективнее, чем раздельное производство электроэнергии электростанциями, а тепловой энергии котельными.

Задачи инженеров по оптимизации состоят в том, чтобы с помощью имеющегося широкого выбора технических средств электростанции согласовать производство тепловой и электрической энергии. С ростом тепловой нагрузки выработка электроэнергии в конденсационном цикле сокращается до тех пор, пока турбина не переходит на режим с противодействием.

Если конденсационный режим вообще не требуется, то используется турбина с противодействием. Это приводит к тому, что основной задачей станции становится выработка тепловой, а не электрической энергии. В зависимости от соотношения электрической энергии и тепловой и от наличия газа используются различные технологические процессы с газовыми и паровыми турбинами или ГТУ с котлом-утилизатором.

Критерием для выбора является отношение между электрической и тепловой мощностью. Применяя соответствующие циклы с включением в них ГТУ, можно обеспечить это отношение в пределах от 0 до 3.

Уголь, особенно каменный, является одним из важнейших видов топлива в производстве электроэнергии. В будущем традиционные и вновь разрабатываемые пылеугольные блоки и ПГУ на природном газе будут соперничать друг с другом.

Очень часто покупка технологических установок для производства электроэнергии проходит под лозунгом: “Приобретение оборудования с прилавка без проблем”. Такой подход не оправдывает себя для электростанции в условиях либерализации рынка. Надежность и правильность выбранного оборудования являются для станции определяющим фактором. Киловатт-час, который электростанция не сможет продать из-за недостаточной надежности, она не сможет продать никогда.

Кроме того, приобретение кажущегося дешевым оборудования может обернуться убытками, если при

эксплуатации такое оборудование станет причиной высоких производственных затрат и вызовет дополнительные расходы на техническое обслуживание. Чтобы продавать электрическую и тепловую энергию по низким ценам, очень важно использовать полученные знания и информацию в полном объеме.

Подводя итог, можно сказать, что на либерализованном рынке сегодня как никогда существует потребность в высококачественных услугах по планированию, которые может предоставить в необходимом объеме только профессиональный менеджмент. Только таким образом можно избежать того, что снижение стоимости энергии окажется кратковременной иллюзией. Само собой разумеется, что такие услуги должны оказывать специалисты высокой квалификации и за разумную цену.

Мнение VGB о развитии энергетики. 1. Основные условия развития энергетики в первые десятилетия XXI века:

- либерализация;
- выполнение обязательств по сокращению выбросов CO₂;
- соблюдение политических и экономических обязательств.

Использование угля для выработки электроэнергии является традиционной задачей крупных электростанций, которая в будущем должна быть откорректирована с учетом постоянного роста производства энергии во всем мире, а также требований к экономичности, и не в последнюю очередь – необходимости выделения CO₂ из дымовых газов с его последующей утилизацией. Все это в определенной мере касается также использования природного газа и мазута.

Дополнительно к традиционным региональным электростанциям с умеренными удельными капитальными затратами в ближайшем будущем будут проектироваться автономные объекты для производства электроэнергии, расположенные на больших площадях, с использованием возобновляемых источников энергии, по возможности, соединенные в “виртуальную” сеть малых энергообъектов, применяющих, например:

- топливные элементы с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии;
- модульные блоки для утилизации биомассы;
- ветроэнергетические установки.

Хотя для обеспечения рентабельности и конкурентоспособности рассредоточенных источников энергии требуется еще многое сделать, их все же следует считать перспективными исходя из опросов общественного мнения.

Наряду со снижением затрат на оборудование, которое тесно связано с требованиями надежности и безопасности, новой возможностью для повышения рентабельности является продажа квот на выбросы. В настоящее время такая продажа обусловлена реакцией общественного мнения.

2. Исследования в области угольной энергетики:

при производстве энергии определяющими являются состояние мировых рынков, рентабельность, надежность технологий и энергоносителей, защита окру-

жающей среды (в особенности, атмосферы) и общественное мнение;

уголь является традиционным энергоносителем широкого применения. По сравнению с другими традиционными энергоносителями он обладает четкими преимуществами при доставке и относительной защищенностью от кризисов;

технологический процесс производства энергии на угле является надежным и испытанным как с технической, так и с экономической точек зрения;

продолжаются разработка и усовершенствование технологий сокращения выбросов CO₂;

одним из мероприятий по защите атмосферы от тепличных газов является разработка методов удаления CO₂ из дымовых газов и последующая его утилизация;

до 2020 г. доля возобновляемых источников энергии в производстве электроэнергии предположительно составит 10%; факторами, препятствующими использованию этих источников энергии, являются или могут стать степень совершенства технических средств, рентабельность и общественное мнение;

аналогичные проблемы возникают для энергообъектов, использующих в настоящее время природный газ в качестве энергоносителя, при переводе их на технологии, основанные на водороде;

в настоящее время политика использования возобновляемых источников энергии и топливных элементов оценивается положительно и находит общественную поддержку. Однако до сих пор нет доказательств рентабельности таких источников энергии без субсидий;

производство электроэнергии на угле крупными электростанциями для покрытия базовых нагрузок энергосистем и снабжения промышленных регионов с высокой плотностью населения будет и дальше играть важную роль;

сокращение области применения природного газа доказывает стремление использовать его только в качестве энергоносителя для ПГУ и для топливных элементов.

Выводы

1. Уголь останется до 2024 г., вероятно, даже до 2050 г., основным энергоносителем для производства электроэнергии. Из-за широкой области применения доля использования угля, по-видимому, будет расти.

2. Возобновляемые источники энергии увеличат в будущем свою долю в производстве электроэнергии, однако не заменят полностью традиционные энергоносители.

3. Наряду с уже испытанными и совершенствуемыми технологическими процессами и источниками энергии разрабатываются новые технологии, что приведет к возникновению рынка производителей электроэнергии с использованием разнообразных технологий. Возрастет доля децентрализованного производства энергии.

Обзор зарубежного опыта: развитие и перспективные конструктивные решения футеровок бетонных дымовых труб

Лужков В. А., инж.

Южно-Уральский государственный университет

Конструктивные решения футеровок, используемые в конструкциях бетонных дымовых труб за рубежом, с течением времени претерпевали существенные изменения, связанные с повышением эффективности работы тепловых агрегатов и изменением требований к экологической безопасности сооружений дымовых труб.

Раньше температура дымовых газов была значительно выше, чем в настоящее время (около 230°C или выше), что значительно упрощало проектирование футеровок. Сейчас конструкция тепловых агрегатов такова, что энергия газов, изначально выбрасывавшаяся в атмосферу, используется для предварительного подогрева воздуха и воды. Кроме того, ужесточение требований по охране окружающей среды и строгий контроль за их соблюдением приводит к тому, что температура газов на входе в дымовую трубу, в среднем, не превышает 50°C. Зачастую эта температура ниже точки росы дымовых газов и поэтому футеровки труб работают в очень суровых условиях: дымовые газы водонасыщены, содержат кислоты (изредка, щелочи), а их статическое давление превышает атмосферное.

В перспективе условия работы футеровки будут еще более ужесточаться, так как наличие избыточного давления в стволе трубы стало, скорее, правилом, чем исключением, а работа при температуре дымовых газов вблизи точки росы будет вызывать попеременное увлажнение – высыхание футеровки.

Развитие типовых конструктивных решений футеровок. У первых бетонных дымовых труб кирпичная футеровка выполнялась только на часть высоты трубы и опиралась на фундамент трубы. Это связано с тем, что у первых бетонных труб стенка ствола имела значительную толщину для восприятия ветровых усилий и сейсмических нагрузок, поэтому и при отводе высоконагретых газов кирпичная футеровка была призвана снизить температурные усилия в бетонном стволе. Футеровка заканчивалась на той высоте, где для восприятия сейсмических и ветровых нагрузок было достаточно минимальной (по конструктивным соображениям) толщины бетонной стенки. Для химической стойкости бетона это не играло большой роли, так как температура газов была выше точки росы. Однако высокие температурные напряжения вызывали образование трещин там, где бетонная стенка трубы непосредственно контактировала с дымовыми газами.

Звеньевая кирпичная футеровка успешно решила проблему температурных напряжений. Бетонная оболочка трубы отливалась с консолями приблизительно через каждые 12 м. Кирпичная футеровка толщиной в 100 мм укладывалась на консоли, при этом оставался воздушный зазор около 50 мм. Часто затем этот зазор заполнялся вермикулитом или минеральной ватой. Зве-

ньевая футеровка успешно применялась до тех пор, пока не возникало избыточного давления внутри ствола дымовой трубы.

Однако в ходе технической модернизации тепловых агрегатов температура дымовых газов снижалась одновременно с повышением их скорости, и в стволах дымовых труб появилась вероятность возникновения избыточного давления дымовых газов. В этих условиях кирпичная звеньевая футеровка не могла предотвратить проникновение агрессивных газов к стволу трубы, где происходила их конденсация и коррозия основных несущих конструкций дымовой трубы. Поэтому из-за широкого спектра проблем, связанных с коррозией, звеньевые кирпичные футеровки сейчас фактически не применяются.

Следующим этапом совершенствования конструкций футеровок стали, так называемые, кирпичные футеровки “на отnose”, которые опираются на фундамент дымовой трубы и возводятся на всю высоту трубы с проходным зазором между стволом и футеровкой. При этом все проемы и неплотности герметизируются, а специальными вентиляторами нагнетается воздух в кольцевой зазор для создания в нем избыточного давления не менее 250 Па по сравнению с давлением газов в стволе трубы. Этот способ применяется в течение последних 20 лет. Кроме того, в качестве футеровок “на отnose” более 30 лет успешно используются теплоизолированные металлические газоотводящие стволы. Они обладают рядом преимуществ по сравнению с кирпичными футеровками: более низкой стоимостью при использовании в высоких трубах и более высокой сейсмической стойкостью. В настоящее время независимые кирпичные футеровки и стальные газоотводящие стволы являются наиболее распространенными в дымовых трубах с температурой отводимых газов выше точки росы. Тип футеровки определяется по экономическим соображениям в зависимости от высоты трубы и внутреннего диаметра, хотя необходимо отметить актуальность проблем коррозионной стойкости и сейсмостойкости в обоих этих конструктивных решениях.

Необходимость поиска внедрения новых конструктивных решений футеровок дымовых труб. Часто для очистки газа используются мокрые скрубберы. В некоторых газоочистных системах с целью повышения температуры отводимых газов выше точки росы применяют байпасирование, т.е. в очищенные газы после скруббера подмешивается неочищенный горячий газ. Однако высокая стоимость этих операций или необходимость соблюдения экологических требований резко ограничивают использование таких приемов. Поэтому по мере продолжения увеличения эффективности утилизации тепловой энергии и совершенствова-

ния систем очистки температура дымовых газов становится ниже точки росы.

Даже если эксплуатация труб планируется при температуре выше точки росы, устанавливается расчетная верхняя граница рабочей температуры газа на 25°C выше температуры точки росы. В связи с таким малым допуском необходимо учитывать возможность появления конденсата и вести проектирование футеровок с учетом их работы под воздействием водонасыщенных газов.

Дымовые газы после мокрого скруббера содержат некоторое количество кислотных газов таких, например, как SO₂, SO₃, Cl₂. Эти газы растворены в воде и находятся в своей самой агрессивной форме – в форме кислот. Поэтому для повышения коррозионной стойкости футеровок стремятся применять коррозионно-стойкие материалы и покрытия:

- стальные газоотводящие стволы с покрытием никелем или титаном;
- кислотоупорная каменная кладка;
- газоотводящие стволы из полимерных композиционных материалов;
- стальные газоотводящие стволы с покрытием кислотоупорной жаростойкой керамикой;
- стальные газоотводящие стволы с кислотоупорными полимерными покрытиями.

К сожалению, каждая из этих футеровок имеет недостатки, представленные далее.

Футеровка из кислотоупорного кирпича	Необратимый “рост” футеровки под воздействием дымовых газов; трещины в кладке от температурных напряжений; не выдерживает сейсмические нагрузки
Стальной газоотводящий ствол	Коробление от воздействия температурных перепадов при совместном действии других нагрузок; высокая скорость коррозии при появлении водонасыщенных дымовых газов
Никелированный стальной газоотводящий ствол	Язвенная коррозия при высокой концентрации HCl и HF
Стальной ствол с титановым покрытием	Язвенная коррозия при высокой концентрации (свыше 50%) H ₂ SO ₄
Покрытие полимерными составами	Вспучивание, отслоение, механический износ, а также деструкция под воздействием ультрафиолетовых лучей
Газоотводящий ствол из полимерных материалов	Скрытые дефекты изготовления, разрушение при возможных скачках температуры

Все эти недостатки футеровок должны учитываться при выборе типа футеровки. В зависимости от химического состава газов и их температуры некоторые из перечисленных типов футеровок становятся невосприимчивыми к коррозии. Имеются также некоторые трудности в определении теоретической точки росы газов, которая значительно меняется в зависимости от влажности, состава топлива, реагента скруббера. Укрупненно-относительные капитальные затраты на возведение некоторых типов футеровок дымовых труб приведены далее.

Футеровка

Относительная стоимость

Кирпичная звеньевая футеровка	1
Газоотводящий ствол из полимерных материалов	1,3 – 1,5
Титановый газоотводящий ствол	1,2 – 1,65
Газоотводящий ствол из нержавеющей стали (316/317 Stainless)	1,25 – 2
Стальной газоотводящий ствол (C276/C22) с покрытием никелем или титаном	1,6 – 2,2

Выводы

1. Внедрение мокрых скрубберов и повышение эффективности работы газоочистных систем приводят к необходимости поиска и развития новых конструктивно-технологических решений футеровок дымовых труб.

2. Для надежной эксплуатации дымовых труб проектировщики должны особое внимание уделять вопросам коррозионной стойкости футеровок, что в рыночных условиях требует заблаговременных инвестиций для обеспечения надежного проектирования и правильного монтажа новых конструкций. Особое внимание должно уделяться фактическим режимам эксплуатации, так как, работая с предельными режимами, можно неверно определить круг проблем коррозионной стойкости, возникающих при нормальной эксплуатации дымовой трубы.

3. Владельцы дымовых труб должны следить за техническим состоянием футеровки, так как ни один тип футеровки не выдержит суровых условий работы без принятия определенных мер по предупреждению возникновения дефектов. Особенно это относится к тем футеровкам, которые работают в условиях попеременного увлажнения – высушивания.

4. Владельцы дымовых труб должны точно указывать проектировщикам назначение и режимы работы дымовых труб. С другой стороны, проектировщики и строители должны предоставлять владельцам дымовых труб данные по оценке стоимости технического обслуживания футеровки на весь срок службы дымовой трубы. Это позволит владельцам дымовой трубы избежать такой распространенной ловушки, как меньшие единовременные затраты на возведение футеровки, но очень большие затраты по поддержанию футеровок в работоспособном состоянии.

Список литературы

1. Sowizal J. C. Overview: USA experience with linings and coating for concrete chimneys. Atlanta, GA, 1991.
2. Sowizal J. C. Chimneys for wet scrubber power plant application. – CICIND REPORT, 1996, vol. 13, № 2.
3. Schweitzer G. Wallpaper and cladding techniques for chimney linings. – American power conference, Mariott Downtown Chicago, 1993.
4. Ertz B. W., Kochan A. Protection of chimneys against acid attack and environment conditions. – CICIND REPORT, 1999, vol. 15, № 2.



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

ПРОТИВОПОЖАРНАЯ СИСТЕМА ДЛЯ ТУРБОАГРЕГАТОВ ЭНЕРГОБЛОКОВ 250 – 1200 МВт

Аварии турбоагрегатов и ошибки эксплуатации, приводящие к разгерметизации масло- и водородосодержащих систем, являются основными причинами пожаров в машзалах ТЭС.

Продолжительное горение пролитого на больших площадях масла, а также масляных фонтанов и струй водорода приводит к быстрому обрушению перекрытия машзала.

Применение эксплуатационным персоналом предусмотренных правилами пожарной безопасности средств пожаротушения в таких случаях неэффективно и связано с риском для жизни.

Имеющаяся на этих турбоагрегатах автоматизированная система предотвращения развития горения масла, вводимая в действие ключом предотвращения развития пожара (КПП), при авариях с виброразрушением корпусов подшипников, уплотнений вала генератора и маслопроводов недостаточно эффективна.

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ПРОТИВОПОЖАРНАЯ СИСТЕМА МАШЗАЛА БЛОЧНОЙ ТЭС

Иницируется ключом предотвращения развития пожара (КПП). В пожарной ситуации, вызванной вибрационным разрушением узлов в турбоагрегате:

- ограничивает аварийный выброс масла путем немедленного отключения масляных насосов;
- уменьшает выход водорода в машзал за счет быстрого сброса большей части его за пределы машзала;
- автоматически подавляет опасные очаги горения распыленной горячей воды, подаваемой из деаэратора.

ОТЛИЧИТЕЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ

Имеющейся автоматизированной системе, вводимой в действие с помощью КПП, придаются следующие дополнительные функции при появлении возгораний масла и водорода после срабатывания защиты турбоагрегата по предельному уровню вибрации:

- без выдержки времени отключать насосы системы смазки;
- быстро удалять водород из генератора;
- быстро прекращать подачу масла к уплотнениям вала генератора;
- подавлять тонкораспыленной водой воздействие горения масла и водорода на перекрытие машзала.

ПРЕИМУЩЕСТВА

Для тушения и преграждения огня используют перегретую воду из деаэратора аварийно останавливаемого блока. Локализация и подавление опасных очагов горения проводятся до прибытия пожарного подразделения без участия вахтенного персонала.

СИСТЕМА НАДЕЖНА, ДОЛГОВЕЧНА, ПРОСТА ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ И ПРАКТИЧЕСКИ НЕ ТРЕБУЕТ ОБСЛУЖИВАНИЯ

РЕАЛИЗАЦИЯ дополнительных функций включает:

- внесение соответствующих изменений в алгоритм штатной системы предотвращения развития горения масла, действие которой иницируется ключом КПП;
- выполнение электромонтажных работ;
- установку механических исполнительных устройств:
 - быстрого удаления водорода из генератора,
 - распыления воды,
 - отключения демпферного бака уплотнений вала генератора.

Необходимый объем работ может быть выполнен в течение капитального ремонта энергоблока.

МЫ ПРЕДЛАГАЕМ:

- техническую документацию;
- изготовление механических устройств;
- авторский надзор;
- консультации;
- наладку;
- обучение технического персонала.

По всем вопросам обращаться по адресу:
109280, г. Москва, ул. Автозаводская, д. 14/23,
Всероссийский теплотехнический институт,
Отделение турбинных установок и теплофикации.

Телетайп: 111634 “Корсар”

Телефакс: 279-59-24, 275-11-22

Телефон: 275-35-36 **Лыско Владимир Владимирович**, заместитель директора,

275-00-23, доб. 26-82 **Жаров Александр Петрович, Беликова Нелли Зеликовна**, старшие научные сотрудники



ПЭИПК

Государственное образовательное
учреждение дополнительного
профессионального образования

**ПЕТЕРБУРГСКИЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ**
повышения квалификации
руководящих работников и специалистов
Министерства энергетики
Российской Федерации

ПЭИПК - базовое образовательное учреждение Министерства энергетики Российской Федерации. Институт аккредитован и действует на основании государственной лицензии Министерства образования России. Начало его деятельности датируется двадцатыми годами, вместе с реализацией плана ГОЭЛРО. Работа института, прерванная войной, была восстановлена решением Правительства СССР в 1952 году.

Ежегодно в институте повышают квалификацию более 2,5 тысяч специалистов-энергетиков топливно-энергетического комплекса, промышленности, строительства, транспорта, сельского и жилищно-коммунального хозяйства.

ПОДРАЗДЕЛЕНИЯ ПЕТЕРБУРГСКОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ РУКОВОДЯЩИХ РАБОТНИКОВ И СПЕЦИАЛИСТОВ

- Кафедра "Энергетического оборудования электрических станций, подстанций и промышленных предприятий" (ээсп), т. 448-83-52, т/факс 443-22-61, equip@peipk.spb.ru;
- Кафедра "Диспетчерского управления электрическими станциями, сетями и системами" (ДУЭС), т. 279-42-29, dues@peipk.energo.ru;
- Кафедра "Релейной защиты и автоматики электрических станций, сетей и систем" (РЗА), т. 277-13-37, 277-50-33, rza@peipk.energo.ru;
- Кафедра "Систем связи топливно-энергетического комплекса" (ССТЭК), т. 151-23-32, 151-31-91, sstek@peterlink.ru;
- Кафедра "Экономики и организации управления в энергетике" (ЭОУЭ), т/факс 151-25-52;
- Кафедра "Энергетического надзора и энергосберегающих технологий" (ЭНЭТ), т/факс 443-21-43, peipk-enet@peterlink.ru;
- Факультет целевого обучения (ФЦО), т. 443-18-26, 443-19-26;
- Международный инженерный центр (МИЦ), т/факс 443-22-61, peipk@mail.ru;
- Камский филиал 423803, Татарстан, г. Набережные Челны, Челнинский пр., 7, т/факс (8552) 46-68-37;
- Челябинский филиал 454084, г. Челябинск, ул. Набережная, 5, т/факс (3512) 35-46-71;
- Новосибирский филиал 630007, г. Новосибирск, Пристанский пер., 4, т/факс (3832) 23-96-77.

**ИНСТИТУТ ИМЕЕТ ШЕСТЬ УЧЕБНЫХ КОРПУСОВ И ОБЕСПЕЧИВАЕТ
БЛАГОУСТРОЕННОЕ ПРОЖИВАНИЕ СЛУШАТЕЛЕЙ**

**ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ОБУЧЕНИЯ СЛУШАТЕЛЯМ ВЫДАЮТСЯ ДОКУМЕНТЫ
ГОСУДАРСТВЕННОГО ОБРАЗЦА**

Наш адрес: 196135, Санкт-Петербург, Авиационная ул., 23
**ПЕТЕРБУРГСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ (ПЭИПК)**
Планово-договорная служба: тел. (812) 443-61-74, т/факс (812) 448-83-53,
факс (812) 108-39-50, e-mail: equip@peipk.spb.ru
тел. администрации гостиницы "Энергетик" 151-25-59

Бенциан Яковлевич Директор

25 декабря 2001 г. на 82-м году жизни после тяжелой продолжительной болезни скончался Бенциан Яковлевич Директор, главный технолог по котлам ОАО “Фирма ОРГРЭС”. Он внес огромный вклад в освоение энергоблоков с прямоточными котлами, а также в становление и развитие ОРГРЭС, в выработку и осуществление технической политики освоения энергетических блоков.

Его отличали острый ум, обширные знания, высокая принципиальность, доброе товарищеское отношение к людям.

Б. Я. Директор в 1943 г., после окончания с отличием Московского энергетического института, поступил на работу в пусконаладочный отдел Бюро прямоточного котлостроения, затем работал на кафедре котельных установок в Московском энергетическом институте, в особом



конструкторском бюро МЭС, в бюро прямоточного котлостроения МоЦКТИ, был главным инженером проекта института Теплоэлектропроект.

С 1960 г. Бенциан Яковлевич работал в ОРГРЭС бригадным инженером котельного цеха, а с 1976 г. – главным специалистом по котлам. Он принимал непосредственное участие в пусконаладочных работах на энергообъектах, осуществлял координацию работ по совершенствованию

и внедрению прогрессивных пусковых схем и режимов, занимался разработкой технических требований к маневренности энергоблоков.

В последнее время Бенциан Яковлевич много внимания уделял разработке режимов и оборудования для обеспечения поддержания частоты в ЕЭС России.

В течение многих лет Б. Я. Директор был членом НТС Минэнерго и Минтяжмаша.

Он являлся одним из авторов настольной книги всех теплотехников “Эксплуатация прямоточных котлов”.

За заслуги в области энергетики Б. Я. Директор был награжден правительственными и отраслевыми наградами.

Светлая память о Бенциане Яковлевиче Директоре навсегда сохранится в памяти его коллег и друзей.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор **ОЛЬХОВСКИЙ Г.Г.**

АНТИПОВ К.М. (зам. главного редактора), **ВОЛКОВ Э.П.**, **ДЕНИСОВ В.И.**, **ЗОТОВ В.М.**, **КОРНИЕНКО А.Г.**, **КОЩЕЕВ Л.А.**, **ЛОШАК С.Б.**, **ЛЯШЕНКО В.С.**, **МОРОЗОВ Ф.Я.**, **НЕКЛЕПАЕВ Б.Н.**, **НЕЧАЕВ В.В.**, **ОБРАЗЦОВ С.В.**, **ОРФЕЕВ В.М.**, **ОХОТИН В.Н.**, **ПРУШИНСКИЙ Б.Я.**, **РЕМЕЗОВ А.Н.**, **РЕШЕТОВ В.И.**, **САВВАЙТОВ Д.С.**, **СЕДЛОВ А.С.**, **СОЛОВЬЕВА Т.И.**, **ФЕДОСЕЕВ Б.С.**, **ШИРОКОВА М.И.**

РЕДАКЦИЯ

Зам. главного редактора **Соловьева Т.И.**
 Ответственный секретарь **Широкова М.И.**
 Научный редактор **Шишорина Г.Д.**
 Литературный редактор **Евсеева В.Н.**
 Секретарь редакции **Васина С.А.**
 Компьютерный набор **Коновалова О.Ф.**
Раздел “Энергохозяйство за рубежом”
 Научные редакторы: **Алексеев Б.А.**, **Котлер В.Р.**

АДРЕС РЕДАКЦИИ:

109280, Москва, ул. Ленинская слобода, 23

Телефоны: редакции (095) 234-7417, 234-7419
 275-0023, доб. 21-66

главного редактора (095) 275-3483
Факс (095) 234-7417

Internet: <http://www.energy-journals.ru>

E-mail: tis@mail.magelan.ru

Сдано в набор 27.12.2001. Подписано в печать 31.1.2002. Формат 60×84 1/8.

Бумага офсетная № 1. Печать офсетная. Печ. л. 9. Тираж 1880. Цена свободная

Оригинал-макет выполнен в издательстве “Фолиум”,
 127238, Москва, Дмитровское ш., 58, тел./факс (095) 482-5590, 482-5544, 488-7210

Internet: <http://www.folium.ru>, **E-mail:** folium@online.ru

Отпечатано в типографии издательства “Фолиум”