

СЕКЦИЯ ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

ПЕРЕЧЕНЬ ДОКЛАДОВ

ШАРИКООЧИСТКА ТРУБОК КОНДЕНСАТОРОВ ТУРБИН

Ботько Е.Н.
Научный руководитель – ассистент Зеленин Д.С.

СОВМЕСТНОЕ СНИЖЕНИЕ ВЫБРОСОВ ОКСИДОВ АЗОТА И СЕРЫ НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Достанко А.С.
Научный руководитель – д.т.н., профессор Жихар Г.И.

СУТОЧНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ НА ТЭЦ

Иванов А.В.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РЕЖИМА ИОНООБМЕННОЙ ЧАСТИ ВПУ С БЛОЧНОЙ КОМПОНОВКОЙ

Баривода А.С.
Научный руководитель – д.т.н., профессор Кулаков Г.Т.

СИСТЕМА АВАРИЙНОГО ПИТАНИЯ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ

Захаркевич А.В.
Научный руководитель – старший преподаватель Нерезько А.В.

ПЕРСПЕКТИВЫ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Воронов Е.О., Сорокин В.В., Рябиченко Е.Н., Соколовская Н.Ю.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Кащеев В.П.

ПРОЕКТ ПРОМЫШЛЕННО – ОТПИТЕЛЬНОЙ ТЭЦ С РАЗРАБОТКОЙ САР НАГРУЗКИ БАРАБАННОГО КОТЛА

Волосач Т.Е.
Научный руководитель – старший преподаватель Пантелей Н.В.

АВТОМАТИЗАЦИЯ КОЛИЧЕСТВЕННО – КАЧЕСТВЕННОГО ДОЗИРОВАНИЯ ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ ХИМРЕАГЕНТАМИ

Антонов М.А.
Научный руководитель – к.э.н., доцент Кравченко В.В.

МОДИФИКАЦИЯ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ПИТАНИЯ БАРАБАННОГО КОТЛА

Маркова А.А.
Научный руководитель – к.э.н., доцент Кравченко В.В.

ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОЧИСТКИ ДЛЯ ТЕПЛООБМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Лихута А.В.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Тарасевич Л.А.

ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРОКОТЛОВ НА ТЭЦ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ СУТОЧНЫХ ГРАФИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Иванов А.В., Лапатин М.В.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.

АВТОМАТИЗАЦИЯ УЗЛА РЕГЕНЕРАЦИИ ИОНИТНЫХ ФИЛЬТРОВ ПРИ ХИМИЧЕСКОМ ОБЕССОЛИВАНИИ ВОДЫ

Мазуркевич А.А.
Научный руководитель – старший преподаватель Романко В.А.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

Лесничий В.С., Лазовский В.О.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТОПЛЕНИЯ В ЖИЛЫХ ЗДАНИЯХ

Лихута А.В.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Тарасевич Л.А.

ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА КОРПУСНЫХ ДЕТАЛЕЙ ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ ПТ 135-130/13

Ланкевич Л.А.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Герасимова А.Г.

МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ НЕРАВНОМЕРНОСТИ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ

Мячин О.С.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Герасимова А.Г.

СОСТОЯНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ВОДНОГО РАБОЧЕГО ТЕЛА НА ТЭС РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Римашевская Е.Д.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Чиж В.А.

ПРЕИМУЩЕСТВА ВНЕДРЕНИЯ ТРАНСМУТАЦИИ ОТРАБОТАННОГО ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА В ПРОЦЕСС ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Пташиц К.П.
Научный руководитель – инженер Денисов С.М.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЙ СТЕНД ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТЕПЛО ВЫДЕЛЯЮЩИХ СБОРОК ТИПА ТВСА

Секлюцкий Е.В.
Научный руководитель – старший преподаватель Бузов А.Л.

АВТОМАТИЗАЦИЯ НЕПРЕРЫВНОЙ ПРОДУВКИ БАРАБАННОГО КОТЛА

Парусова О.А.
Научный руководитель – старший преподаватель Пантелей Н.В.

ЭРОЗИЯ И КОРРОЗИЯ ДЕТАЛЕЙ ПАРОВЫХ ТУРБИН АЭС И МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ ОТ НИХ

Окрут В.А.
Научный руководитель – старший преподаватель Нерезько А.В.

АВТОМАТИЗАЦИЯ УСТРОЙСТВА ПОДГОТОВКИ ПРОБЫ ПЕРЕГРЕТОГО ПАРА

Парахневич И.С.
Научный руководитель – старший преподаватель Романко В.А.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ДВУХ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНО ВКЛЮЧЕННЫХ ВПРЫСКОВ С ПРОГРАММНОЙ РЕАЛИЗАЦИЕЙ «ДАТЧИКА ТИПА ЛЮФТ»

Парахневич И.С.
Научный руководитель – к.э.н., доцент Кравченко В.В.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МАЛООТХОДНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ХВО

Римашевская Е.Д.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Чиж В.А.

ОБРАЗОВАНИЕ ОКСИДОВ АЗОТА ПРИ ГОРЕНИИ ТОПЛИВОВОЗДУШНЫХ СМЕСЕЙ

Соловей Д.Н.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Тарасевич Л.А.

ПРИМЕНЕНИЕ НОВЕЙШИХ ТИПОВ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ РЕГУЛЯТОРОВ ДЛЯ АСР ПИТАНИЯ БАРАБАННОГО КОТЛА

Шмань Д.В.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ БУРОВ А.Л.

МОДЕРНИЗАЦИЯ ОТДЕЛЕНИЯ ВОДОПОДГОТОВКИ МИНСКОЙ ТЭЦ-2

СУХАНОВ А.С.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Э.Н., ДОЦЕНТ КРАВЧЕНКО В.В.

ОСОБЕННОСТИ УЧЕТА ХИМИЧЕСКОГО НЕДОЖЕГА ТОПЛИВА В КОТЛОАГРЕГАТАХ

СОЛОВЕЙ Д.Н.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ ТАРАСЕВИЧ Л.А.

ОЧИСТКА РЕГЕНЕРАТИВНЫХ ВОЗДУХОПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ ОТ ОТЛОЖЕНИЙ

ЧАЙКО Е.Ю.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – Д.Т.Н., ПРОФЕССОР ЖИХАР Г.И.

МЕТОДЫ ПОДАВЛЕНИЯ ОКИСЛОВ АЗОТА НА ГАЗОМАЗУТНЫХ КОТЛАХ

СЕМАКА А.С.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ ПРОНКЕВИЧ Е.В.

ПРИМЕНЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ДЕАЭРАТОРОВ В ТЕПЛОВЫХ СХЕМАХ ТЭС

СОКОЛ Д.И.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ ПРОНКЕВИЧ Е.В.

СРАВНЕНИЕ МОДИФИЦИРОВАННОГО РЕГУЛЯТОРА РЕСВИКА И СИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ ПРЕДЛАГАЕМОГО ОПТИМАЛЬНОГО РЕГУЛЯТОРА

СЕЛЮК И.Г., СЛУЦКИЙ А.Н.

НАУЧНЫЕ РУКОВОДИТЕЛИ – Д.Т.Н. ПРОФЕССОР КУЛАКОВ Г.Т., К.Э.Н. ДОЦЕНТ КРАВЧЕНКО В.В.

УДК 621.311.25

ШАРИКООЧИСТКА ТРУБОК КОНДЕНСАТОРОВ ТУРБИН

Ботько Е.Н.

Научный руководитель – ассистент Зеленин Д.С.

Способы очистки трубок конденсаторов от загрязнений

Применяемая для охлаждения конденсаторов и других теплообменников поверхностная вода содержит растворенные и нерастворенные вещества, которые выпадают в виде осадка и отложений на внутренней поверхности трубок, что снижает коэффициент теплопередачи теплообменных аппаратов и экономичность блока в целом. К веществам, загрязняющим трубки, относятся взвешенные частицы в воде (песок, грязь, водоросли, различные микроорганизмы, продукты коррозии трубопроводов) и растворенные неорганические соли, которые с повышением температуры воды переходят границу растворимости и откладываются в виде твердых отложений (соли железа, силикаты, карбонаты и сульфаты кальция, магния).

Существуют три способа очистки трубок конденсаторов турбин от загрязнений: термический, химический и механический. Для турбин перегретого пара используется метод термической сушки конденсаторов путем поочередного отключения половин конденсаторов по циркуде и повышением температуры отработавшего пара до 50–60°C. За счет теплоты отработавшего пара, отложения подсыхают и отслаиваются от поверхности трубок, а затем смываются водой при быстром заполнении системы. Для турбин блоков с РБМК такой метод неприменим, поскольку в тепловую схему турбоустановки включена конденсатоочистка, ионообменная смола которой не допускает повышения температуры конденсата более 50°C. На всех турбинах АЭС смонтированы установки термической сушки конденсаторов, но они используются не для очистки, а для предотвращения стояночной коррозии трубок конденсаторов со стороны охлаждающей воды при нахождении блока в ремонте. При этом максимально допускаемая температура антикоррозионного покрытия трубных досок КНД оставляет 45°C, поэтому температура воздуха за калорифером не должна превышать этого значения.

Наиболее эффективным способом очистки внутренней поверхности трубок от солевых отложений или накипи следует считать химический способ, который проводится только на остановленной машине. Так на конденсаторах турбин КуАЭС, для охлаждения которых используется вода с высоким содержанием солей железа, смонтирована штатная схема кислотной промывки трубок КНД раствором азотной кислоты с присадкой, предотвращающей окисление сплава МНЖ.

Самый же широко применяемый способ механической непрерывной очистки трубок заключается в непрерывной циркуляции через трубную систему КНД определенного количества резиновых или пористых губчатых шариков. Раньше в системах шарикоочистки КНД использовались отечественные резиновые шарики диаметром 24 мм, то есть на 1 мм меньше внутреннего диаметра трубок. Немецкие шарики из губчатой резины имеют диаметр 26 мм (полировочные шарики типа «L») и они обеспечивают более эффективную очистку внутренней поверхности трубок от отложений. Для удаления твердых отложений предусмотрено также использование в системе шарикоочистки «Taprogge» чистящих шариков типа «Т» со сплошным корундовым покрытием диаметром 25 мм (на АЭС в связи с отсутствием солевых отложений на внутренней поверхности трубок и неудачного опыта применения корундовых шариков, приведшего к массовому повреждению трубок, в систему очистки загружают только полировочные шарики). В потоке циркуляционной воды шарики находятся практически во взвешенном состоянии (плотность замоченных шариков – 1 г/см³), что обеспечивает равномерное их распределение по трубкам. Количество шариков, загружаемых в систему шарикоочистки одного КНД, составляет всего лишь несколько процентов от числа трубок и работа установки считается удовлетворительной при частоте

прохождения 1-2 шариков в секунду по схеме шарикоочистки с использованием водоструйных эжекторов и 6-8 шариков в секунду по схеме шарикоочистки «Tarpogge».

Разновидностью механического способа очистки является гидравлический способ, заключающийся в том, что трубки поочередно промываются сильной струей воды с давлением до нескольких сотен атмосфер. До внедрения шарикоочистки «Tarpogge» конденсаторы турбин АЭС промывались во время ППР с помощью высоконапорной установки HAMMELMAN (Германия), включающей в себя насос с напором до 1000 кг/см^2 и электродвигатель мощностью 154 кВт. Такая промывка может производиться и при работе турбины (как это делается на КуАЭС) с поочередным отключением конденсаторов по циркуде.

Фильтровальная установка и система шарикоочистки фирмы «Tarpogge»

Установка шариковой очистки трубок конденсаторов представляет собой систему нормальной эксплуатации, не влияющей на безопасность АЭС, присоединенную к основному тракту охлаждающей циркуляционной воды. Традиционная схема шарикоочистки предполагает использование в качестве побудителей циркуляции шариков через трубки КНД водоструйных эжекторов с единой системой подачи на них эжектирующей воды. Схема шарикоочистки «Tarpogge» (по имени разработчика Йозефа Тапрогге) полностью независима для каждого КНД и включает в себя (рисунок 1):

- центробежный насос (НСШО), со специально сконструированным рабочим колесом, обеспечивающим шадящую транспортировку чистящих шариков, не вызывая их повреждения;

- фильтр предварительной очистки (ФПО), установленный в напорном циркудовоме и шарикоулавливающее устройство (ШУ) в сливном циркудовоме, для которых предусмотрена автоматическая промывка по достижению определенного перепада давлений на них;

- шлюз для шариков (ШШ), предназначенный для загрузки, улавливания и удаления шариков из системы;

- трубопроводы возврата шариков с ШУ и ввода их в напорный циркудовод.

Фильтр предварительной очистки Ду 1800 смонтирован в напорном циркудовоме до узла ввода шариков и выполнен в виде двенадцати вогнутых перфорированных сегментов с отверстиями диаметром 5 мм. Со стороны грязной воды перед фильтром установлен ротор обратной промывки, который прилегает к фильтрующей вставке и образует купол, имеющий размеры одной секции фильтра. При увеличении перепада давлений на фильтре до 140 мбар или 200 мбар ($0,14 \text{ кг/см}^2$ или $0,2 \text{ кг/см}^2$) открывается мембранный клапан на трубопроводе Ду 250, соединяющий ротор обратной промывки со сливным циркудовомом и включается привод вращения ротора. Под действием разрежения в сливном циркудовоме возникает встречное движение воды с расходом около 3 % от общего расхода циркудовы и отводом отслоившихся загрязнений в сливной циркудовод. Во время обратной промывки ротор перекрывает каждый сегмент фильтра. В случае заедания или блокирования ротора случайным предметом, прошедшим сетки ВЗС, направление его вращения автоматически изменяется.

По истечении задаваемого программой времени промывки (30 сек при перепаде 140 мбар, 300 сек при перепаде 200 мбар) и снижении перепада давлений ниже уставки 140 мбар привод автоматически отключается и закрывается арматура стоков. Автоматическая промывка фильтра может также включаться блоком времени через каждые 24 часа работы на время 30 сек. Пропускная способность фильтра предварительной очистки составляет 23180 м³/час, максимально допустимый перепад давлений – 600 мбар ($0,6 \text{ кг/см}^2$), частота вращения ротора – 140 об/мин, расход воды обратной промывки – 680 м³/час..

За фильтром предочистки в напорный циркудовод с противоположных его сторон

врезаны два трубопровода Ду 80, через которые очищающие шарики с напора НСШО «впрыскиваются» в поток охлаждающей воды. Для достижения равномерного распределения

шариков трубопроводы ввода входят в напорный циркуловод примерно на 0,5 м и срез их направлен навстречу потоку очищенной воды.

Шарикоулавливающее устройство Ду 1800 и длиной 1850 мм состоит из двух полуэллиптических сит с приводом, снабженным механизмом поступательного движения, позволяющим устанавливать сита либо в положение эксплуатации, когда происходит отделение шариков от потока воды, либо промывки, когда сита устанавливаются вдоль потока и промываются охлаждающей водой. Разворот сит из одного положения в другое на

угол 30° может производиться также вручную с помощью маховика, расположенного на приводе. Отвод шариков на всас НСШО с каждого из сит осуществляется по трубопроводу Ду 80 с мембранным клапаном. Перед отводящими патрубками установлено турболизирующее устройство в виде металлического козырька шириной 35 мм по периметру сливного циркуловода, которое исключает залипание и уход шариков из системы. Оба трубопровода возврата шариков перед насосом шарикоочистки объединяются одним трубопроводом Ду 80.

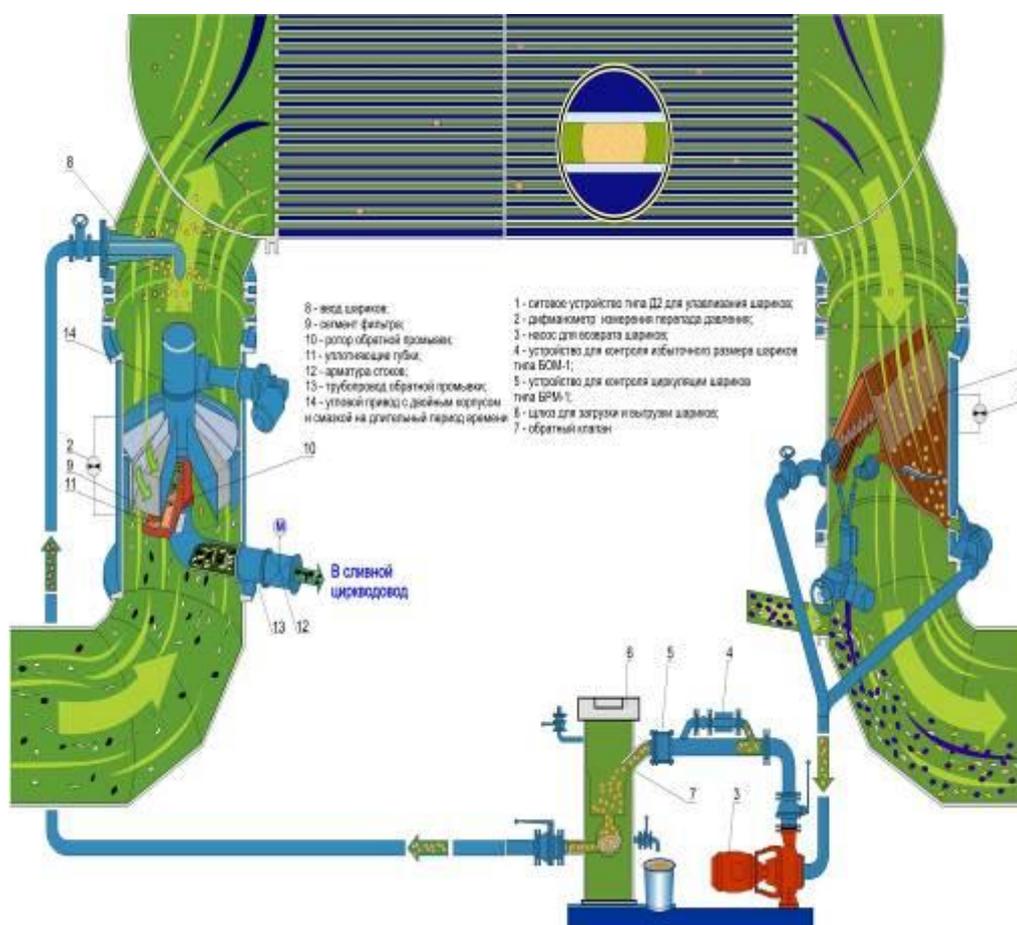


Рисунок 1 – Схема шарикоочистки фирмы «Tarpogge»

Сита, набраны из отдельных пластин с продольными ребрами жесткости при ширине зазора между пластинами 5,2 мм, длине встроенных частей 1955 мм и расстоянием между осями вращения сит – 700 мм. Максимально допустимый перепад давлений на ситах ШУ, при котором возможно их разрушение, также как для фильтра предварительной очистки составляет 600 мбар. Максимально допускаемая сила тяги механизма поступательного движения привода сит – 60000 Н.

Насос системы шариковой очистки – центробежный консольный с рабочим колесом диаметром 209 мм, производительностью 30–45 м³/ч и развиваемым напором 1,3–1,38 кг/см²

при мощности электродвигателя 4 кВт. Безлопастное рабочее колесо насоса изготовлено из углеродистой стали и представляет собой два диска с изогнутыми перегородками, образующими два канала для выхода воды с шариками. Вал уплотняется вращающимся контактным уплотнительным кольцом. Шарикоподшипник снабжен высококачественной смазкой с литиевыми присадками, рассчитанной на 15000 часов работы или на 2 года при нормальных условиях эксплуатации.

Шлюз для загрузки и выгрузки шариков выполнен в виде вертикального цилиндрического сосуда, закрытого сверху крышкой со смотровым стеклом. Снаружи в верхнюю часть корпуса вварены входной патрубок Ду 80 и патрубок Ду 30 под воздушник, в нижнюю часть корпуса – выходной и дренажный патрубки. Для сбора шариков внутри корпуса шлюза установлена перфорированная корзина, соединенная с выходным патрубком через шарикоулавливающий клапан.

В рабочем положении шарикоулавливающий клапан открыт и шарики через выходной патрубок шлюза проходят в напорный циркуловод. В положении улавливания шариков перед промывкой ШУ клапан закрыт и шарики задерживаются в корзине. Приводится в действие шарикоулавливающий клапан поворотным сервоприводом или маховиком по месту.

УДК 621.181.12

СОВМЕСТНОЕ СНИЖЕНИЕ ВЫБРОСОВ ОКСИДОВ АЗОТА И СЕРЫ НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Достанко А.С.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Жихар Г.И.

Российским химико-технологическим университетом им. Д.И. Менделеева разработан и испытан карбамидный метод, позволяющий очищать дымовые газы от оксидов азота более чем на 95 % и практически полностью удалять оксиды серы. Процесс не требует предварительной подготовки газов. Величина pH абсорбционного раствора колеблется в пределах 5 – 9, что не вызывает коррозии аппаратуры. Эффективность метода практически не зависит от колебаний входных концентраций оксидов азота и серы.

На степень очистки газов существенно влияет pH абсорбционного раствора. В случае эквимольной смеси оксидов азота удовлетворительная степень очистки (более 80 %) достигается в интервале $pH = 5 - 9$, наилучшая (более 95%) – при $pH = 5 - 6$.

Одним из наиболее важных параметров очистки является степень окисленности оксидов азота. Взаимодействие NO_x с карбамидом протекает через стадию их растворения в воде с образованием азотистой кислоты. Для ее образования требуется эквимольное соотношение $NO : NO_2$, близком к 1, степень абсорбции NO_x максимальна. В случае, когда в газах присутствует только NO_2 , при растворении образуется смесь азотной и азотистой кислот, т.е. лишь 50 % NO_2 переходит в азотистую кислоту, которая легко разлагается карбамидом. Моноксид азота практически не растворим в воде, но, возможно, образует с карбамидом аддукт, который затем при высокой температуре разлагается на N_2 , CO_2 и H_2O . При этом около 15 % NO из газов улавливается. В смеси оксидов азота, где преобладает диоксид, сначала поглощаются NO и NO_2 как эквимольная смесь, а затем поглощается оставшаяся часть NO_2 . Если же концентрация NO_2 меньше концентрации NO , то весь NO_2 поглотится вместе с NO как эквимольная смесь, а оставшийся NO поглотится не более чем на 15 %.

Изучение зависимости степени очистки дымовых газов от NO_x от концентрации карбамида показало, что уже при его содержании 40 г/л достигается 95 %-ная степень очистки от оксидов азота. При дальнейшем увеличении концентрации карбамида степень очистки увеличивается незначительно – до 98 % при концентрации 100 г/л. При концентрации карбамида 5 г/л степень очистки составляет 70 %. Ее увеличение с ростом концентрации карбамида, очевидно, связано с возрастанием скорости диффузии молекул последнего к границе раздела фаз. Отмечено также, что при содержании оксидов азота более 1 г/м³, степень очистки не зависит от их концентрации и составляет 98 – 99 %. Степень очистки возрастает с 63 до 95% при изменении содержания NO_x с 40 до 200 мг/м³, при дальнейшем его увеличении до 1000 мг/м³ степень очистки возрастает незначительно – с 95 до 98 %. Вероятно, это связано со снижением скорости диффузии в газовой фазе при малых концентрациях оксидов азота.

Для очистки дымовых газов от оксидов азота более чем на 95 % время пребывания газов в аппарате должно составлять 0,5 – 1,5 с. Степень очистки возрастает с увеличением времени пребывания, однако при малых скоростях газа (менее 0,2 м/с) она снижается вследствие возрастания толщины диффузионного подслоя. При больших скоростях газа наблюдается проскок неочищенного газа. Необходимая плотность орошения – от 0,3 до 1 л на 1 м³ газа.

Взаимодействие диоксида серы с карбамидом протекает через стадию гидролиза до карбамита аммония. Температурная зависимость степени очистки дымовых газов от SO_2 от температуры показывает, что как и при очистке от оксидов азота наблюдается минимум при температуре 50 – 60 °С. В интервале от 20 до 55 °С степень очистки от диоксида серы снижается вследствие уменьшения растворимости газа в жидкости. При повышении

температуры более 55 °С эффективность процесса начинает возрастать и при 80 °С достигает 98 %. При температурах ниже 50 °С в растворе обнаруживаются сульфит-ионы, образующиеся при растворении SO_2 , при более высоких температурах обнаружить его не удастся. По-видимому, карбамид образует с диоксидом серы аддукт, что приводит к резкому возрастанию степени очистки.

При температуре 80 °С степень очистки от SO_2 резко возрастает с изменением pH от 6,5 до 10. При pH , меньше 3, очистки вообще не происходит. В ходе абсорбции SO_2 значение pH раствора уменьшается с 8 до 5,5 – 6 и долго остается на этом уровне. Проведение процесса при более высокой температуре приводит к увеличению pH раствора до 8,5 – 8,7 вследствие медленного разложения карбамида с выделением аммиака. При температурах 70 – 95 °С раствор карбамида оказывается буферным.

Зависимости степени очистки от концентраций карбамида и диоксида серы имеют тот же характер, что и в случае оксидов азота. С изменением концентрации карбамида от 5 до 40 г/л степень очистки возрастает с 82 до 98 %, а в интервале 40 – 100 г/л практически не изменяется. При концентрации SO_2 выше 200 мг/м степень очистки от SO_2 не зависит от концентрации последнего.

При очистке дымовых газов от диоксида серы в абсорбционном растворе образуется сульфат аммония. Исследования показали, что накопление $(NH_4)_2 SO_4$ в растворе вплоть до содержания 350 г/л практически не влияет на степень очистки. Так, при концентрации сульфата аммония 20 г/л она составляет 99 %, при 350 г/л – 95 %. При содержании сульфата аммония 400 г/л происходит некоторое снижение степени очистки, что связано с изменением физических свойств раствора: увеличиваются плотность и вязкость, что приводит к снижению скорости диффузии в растворе.

Наряду с реакциями непосредственного взаимодействия оксидов азота и серы с карбамидом возможно их взаимодействие между собой.

Совместное присутствие оксидов азота и серы способствует повышению степени очистки. Заметное влияние на степень очистки оказывает изменение соотношения $SO_2 : NO_x$. При растворении газов в зависимости от этого соотношения возможно образование различных продуктов. Побочные реакции, приводящие к образованию NO , N_2O или HNO_3 , ухудшают степень очистки, т.к. эти газы плохо улавливаются абсорбентом. При соотношении $SO_2 : NO_x$, большем или равном 3, очистка будет улучшаться. Экспериментально было показано, что изменение соотношения $SO_2 : NO_x$ от 0,5 до 3 при прочих равных условиях способствует изменению степени очистки SO_2 от 89 до 99 %, NO_x – от 63 до 98 %.

Для испытания метода в промышленных условиях на Змиевской ГРЭС была построена опытно-промышленная установка. Установка состояла из бака для раствора карбамида емкостью 18 м³, насоса производительностью 30 м³/ч (напор 40 м в.ст.), для подачи раствора в абсорбер, вентилятора МВ-18А производительностью 100 тыс. м³/ч, для подачи дымового газа в адсорбер, адсорбера диаметром 3 м и высотой 8 м, производительностью 60 м³/ч с двумя ступенями вихревого контакта и степенью орошения с 12-ю форсунками, установленными на выходе из адсорбера, под каплеотбойником.

Исследования были проведены при сжигании топлива различного рода, (мазут, уголь, газ) и различных режимах работы установки. Проверка карбамидного метода очистки на опытно-промышленной установке в условиях действующего энергооборудования Змиевской ГРЭС показала, что степень очистки газов от оксидов азота достигает 98 % при практически полном удалении диоксида серы. Процесс не требует предварительной подготовки газов, применения специальных коррозионностойких материалов и не зависит от колебаний входных концентраций оксидов азота и серы. Отработанные абсорбционные растворы могут быть утилизированы с получением сульфата аммония или гипса.

УДК 621.165

СУТОЧНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ НА ТЭЦ

Иванов А.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.

Рост неравномерности суточных графиков электрических нагрузок энергосистем привел к необходимости привлечения теплофикационных энергоблоков, в том числе блоков с турбинами Т-250/300-240 к регулированию графиков электрической нагрузки.

При регулировании графика нагрузки режим работы теплофикационного оборудования определяется не только уровнями электрической и тепловой нагрузки потребителей, но и их взаимным наложением во времени, а также динамическими характеристиками теплосети.

Тепловая нагрузка горячего водоснабжения меняется в течение суток в соответствии с разбором горячей воды абонентами: утренний пик, затем дневной провал, вечерний пик и ночной провал, при котором нагрузка падает почти до нуля.

Соответственно с суточным графиком тепловой нагрузки горячего водоснабжения меняется температура обратной сетевой воды t_{oc} после абонентов, но до ТЭЦ эти изменения доходят с запаздыванием, которое определяется емкостью теплосети.

На рисунке 1 приведен примерный график изменения режимов работы и параметров теплосети энергоблока ТЭЦ с турбиной Т-250/300-240 в течение суток рабочей недели [1].

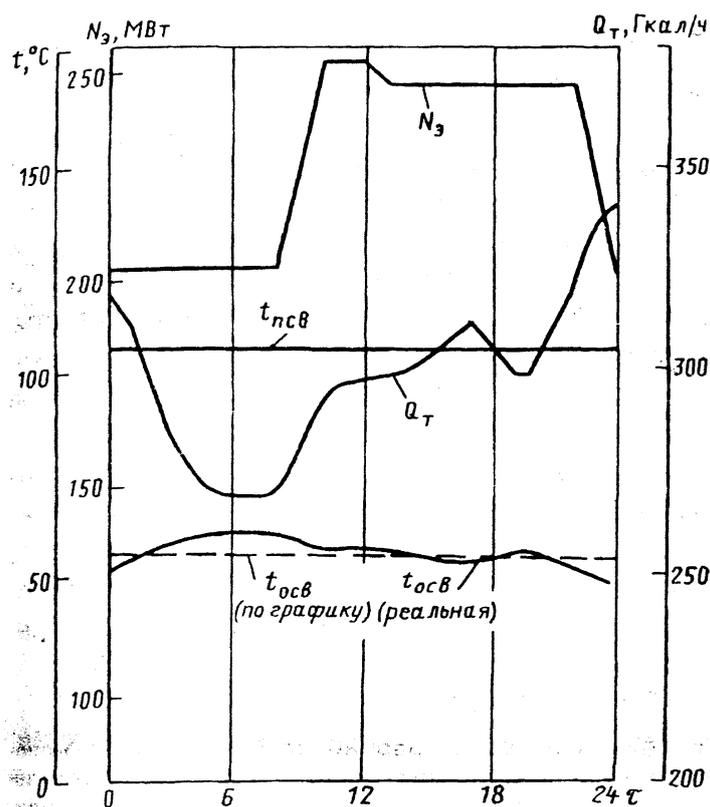


Рисунок 1 – Суточные графики изменения электрической и тепловой нагрузки турбоагрегата Т-250/300-240

Как видно из рисунка 1, величина t_{oc} достигает наибольшего значения к шести часам утра, то есть к моменту начала утреннего набора электрической нагрузки, а затем снижается.

Другими словами, хотя максимумы и провалы нагрузки горячего водоснабжения у потребителя практически совпадают с максимумами и провалами электрической нагрузки, но из-за большой емкости теплосети фактически на ТЭЦ графики отпуски теплоты и

электроэнергии существенно несинхронны. При этом повышение t_{oc} в утренние часы при заданном постоянном давлении p_t в теплофикационном отборе приводит к снижению отпуска теплоты Q_T и выработки электроэнергии на тепловом потреблении, и как следствие, к понижению экономичности работы турбоагрегата. Наоборот, снижение t_{oc} в ночные часы, приводит к повышению Q_T и мощности турбоагрегата при работе его по тепловому графику нагрузок.

Изменяется также регулировочный диапазон турбоустановки.

Так, по данным [1] снижение в 24 ч температуры сетевой воды до 48°C (при расчетной $54,5^\circ\text{C}$) уменьшает возможность разгрузки блока с турбиной Т-250/300-240 на 12,7 МВт. Дальнейшее снижение электрической нагрузки возможно только в случае передачи части тепловой нагрузки на пиковые водогрейные котлы.

Более благоприятный режим работы теплофикационных блоков, привлекаемых к суточному регулированию электрического графика, можно получить, если обеспечить снижение тепловой нагрузки в период провалов электрической нагрузки и ее увеличение в период пиков электрической нагрузки. Такое суточное регулирование отпуска теплоты (за счет понижения t_{oc} по сравнению с расчетным графиком теплосети в часы ночного провала) может быть целесообразным как в отопительный, так и межотопительный периоды работы ТЭЦ.

На рисунке 2 показана возможная экономия топлива в энергосистеме за счет суточного регулирования при работе теплофикационного блока 250 МВт Минской ТЭЦ-4 по комбинированному графику нагрузок, при котором в период провала тепловой нагрузки (в ночные часы) блок работает по тепловому графику, а в остальные часы суток – по электрическому графику [2].



Рисунок 2 – Экономия топлива в энергосистеме за счет суточного регулирования при работе теплофикационного блока 250 МВт по комбинированному графику нагрузок:

1, 2 – длительность провала тепловой нагрузки $\tau_{пр} = 6$ и 8 часов соответственно

По данным расчетов применительно к условиям работы блоков 250 МВт Минской ТЭЦ-4 [2], выравнивание суточного графика тепловой нагрузки при определенных условиях может обеспечить экономию свыше 20 т у.т. за каждые сутки межотопительного периода. Еще более существенную экономию топлива суточное регулирование может принести в течение отопительного периода, когда средняя за сутки нагрузка блока составляет 220...280 Гкал/ч.

Снижение «горба» температуры обратной сетевой воды t_{oc} на 5°C обеспечивает повышение удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении в утренние часы суток примерно на 2%, а также увеличение располагаемой тепловой мощности ТЭЦ в

утренние часы и максимального отпуска теплоты от турбоустановок и, соответственно, снижение пикового отпуска теплоты от котельных.

В существующих условиях работы Белорусской энергосистемы, примерно половину генерирующих мощностей которой составляют теплофикационные агрегаты, при регулировании суточного графика электрической нагрузки наиболее трудной задачей является не покрытие пиковой нагрузки, а прохождение ночных провалов в течение отопительного периода. После ввода в энергосистеме двух мощных блоков Белорусской АЭС и, особенно, с выходом атомной станции на проектную мощность эта проблема существенно обострится. Возникнет ряд проблем в использовании, загрузке и режиме деятельности электростанций, работающих на органическом топливе. В новых условиях повышение t_{oc} в ночные часы снизит электрическую мощность теплофикационных турбин и, соответственно, требуемую мощность специальных регуляторов нагрузки в энергосистеме, которые необходимо будет ввести в эксплуатацию (водогрейные электродкотлы на ТЭЦ, пиковые ГТУ, гидро- или пневмоаккумулирующие установки и прочее).

Литература

1. Ильин, Е.Т. Влияние динамики теплосети на режиме работы энергоблоков с турбинами Т-250-240 / В.В. Куличихин, Б.В. Ломакин // Электрические станции. – 1996. – № 3. – С. 22 – 26.
2. Качан, А.Д. Оптимизация режимов подогрева сетевой воды и мощности блоков 250 МВт при работе с частичными тепловыми нагрузками / А.Д. Качан, О.А. Стрелкова и др. // Электрические станции. – 2002. – №3. – С 21 – 25.

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РЕЖИМА ИОНООБМЕННОЙ ЧАСТИ ВПУ С БЛОЧНОЙ КОМПОНОВКОЙ

Варивода А.С.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Кулаков Г.Т.

По способу подключения ионитных фильтров в схемах обессоливания различают коллекторный и блочный принципы их соединения. При коллекторном способе включения ионитных фильтров исходная вода из общего коллектора параллельными потоками подается к каждому фильтру данной ступени. Фильтрат после фильтров также собирается в общий коллектор и поступает на группу фильтров следующей ступени. Таким образом, фильтры соединены параллельно, а ступени обессоливания последовательно. В коллекторных схемах отдельный фильтр автономен, т.е. его состояние (работа-резерв-регенерация) не определяет состояние группы фильтров. При блочном способе включения в состав каждого блока (цепочки) входит по одному фильтру соответствующей ступени ионирования, что обеспечивает полный цикл обработки воды по выбранной схеме. В данном случае каждый отдельный фильтр не является самостоятельным и блок работает периодически, имея три основных состояния: работа-резерв-регенерация (все фильтры действуют одновременно). Фильтр смешенного действия в цепочку не включают. Количество цепочек согласно расчету водоподготовительной установки увеличивают на одну резервную. Для схемы с коллекторным способом расход реагентов на регенерацию значительно выше, чем в блочной схеме, и при автоматизации требуется большее количество датчиков химического контроля. При разработке систем автоматизированного управления с блочным способом соединения имеет место сложный алгоритм управления работой фильтров, однако проще осуществлять контроль за качеством воды, снижается расход реагентов на регенерацию и воды на собственные нужды за счет проведения совместных регенераций одноименных фильтров первой и второй ступени. Обе схемы имеют области оптимального применения, и вопрос о выборе способа подключения фильтров в каждом конкретном случае решается отдельно. Однако при производительности ВПУ свыше 400 м³/ч предпочтение отдают блочной схеме.

При разработке автоматизированной установки химического обессоливания воды на экономически целесообразном уровне в первую очередь требуется определить оптимальную структуру технологической схемы и оптимальные параметры эксплуатации этой установки, реализация которых обеспечивается путем автоматизации её управления в различных эксплуатационных режимах. Автоматизированная система управления установкой, выполненной по схеме с блочным включением фильтров (при условии оснащения её надежно действующей арматурой и качественными ионообменными материалами), обеспечивает проведение в оптимальных условиях максимального числа операций в режимах «работа» и «восстановление» фильтров, а также регулирование производительности установки путем сохранения баланса между потреблением химически обессоленной воды и подачей исходной обессоленной воды на установку.

Блочная схема включения фильтров позволяет реализовать комплексную автоматизацию ионообменной установки. Под комплексной автоматизацией понимается автоматическое выполнение всех основных и вспомогательных технологических операций по эксплуатации всей ионообменной установки при централизации контроля и управления. Комплексная автоматизация, с одной стороны, не исключает участия человека в выборе рационального и экономического режима технологических процессов, в наблюдении за действиями автоматических устройств, а с другой стороны, определяет это вмешательство как минимальное возможное.

Структура автоматизированной системы управления установкой химического обессоливания воды с блоками фильтров определяется в основном организацией процессов восстановления фильтров. Возможны следующие варианты построения технологических схем при их автоматизации: все блоки фильтров разбиваются на группы (из двух-трёх блоков), не связанные с процессом восстановления, но связанные общей системой управления. В каждой группе имеется свой регенерационный узел и восстановление производится только в одной

группе. Все элементы групп, кроме устройств управления запорными органами, используются многократно; все блоки фильтров индивидуальны, каждый имеет свой отдельный регенерационный узел и свою схему управления процессами. Устройства же управления устанавливаются индивидуально на каждый блок.

Автоматизированная установка с блочным включением фильтров по сравнению с химводоочисткой, где однофункциональные фильтры включены параллельно, дает значительную экономию капитальных затрат за счет сокращения используемого водоподготовительного оборудования, фильтрующих материалов, трубопроводов, арматуры, приборов и средств автоматики, а также годовых издержек, вследствие уменьшения амортизационных отчислений, расхода реагентов и воды на собственные нужды.

В качестве основного регулятора и дифференциатора были выбраны микропроцессорные устройства производства фирмы «ОВЕН», представленный на рис. 1.



Рисунок 1 – Программируемый логический контроллер ОВЕН ПЛК 73

ОВЕН ПЛК 73, по сравнению с регулятором «БСТ-Каскад», обладает рядом очевидных преимуществ. ОВЕН ПЛК 73 является цифровым, наличие на борту различных по типу входов и выходов, полноценное устройство, не требующее дополнительного оборудования. Задатчиками ручного управления стали задающие устройства ЗУ 50. В качестве расходомера принята диафрагма камерная ДКС-0,6-80 в комплекте с датчиком разности давлений Метран-100-ДД. В качестве уровнемера принят датчик гидростатического давления (уровня) Rosemount 3051S-L-G. В качестве блока управления используется БУ-21. Для увеличения количества аналоговых входов ПЛК используется модуль аналоговых входов MB110-2AC фирмы ОВЕН. Используется клапан TRV-80-100-2-1 регулирующий седельных двухходовой с электроприводом Regada ST mini 472.0-0DFAG/00 с датчиком положения. В качестве регистратора используется Метран-900, предназначенный для сбора, обработки и регистрации информации, поступающей от датчиков с выходным унифицированным сигналом.

На рис. 2 показана структурная схема автоматизации обессоливающей установки с БФ, состоящая из следующих элементов: объекта управления 1, исполнительных механизмов 2, датчиков и концевых выключателей 3, устройства логического управления 4 и сигнализации 5.

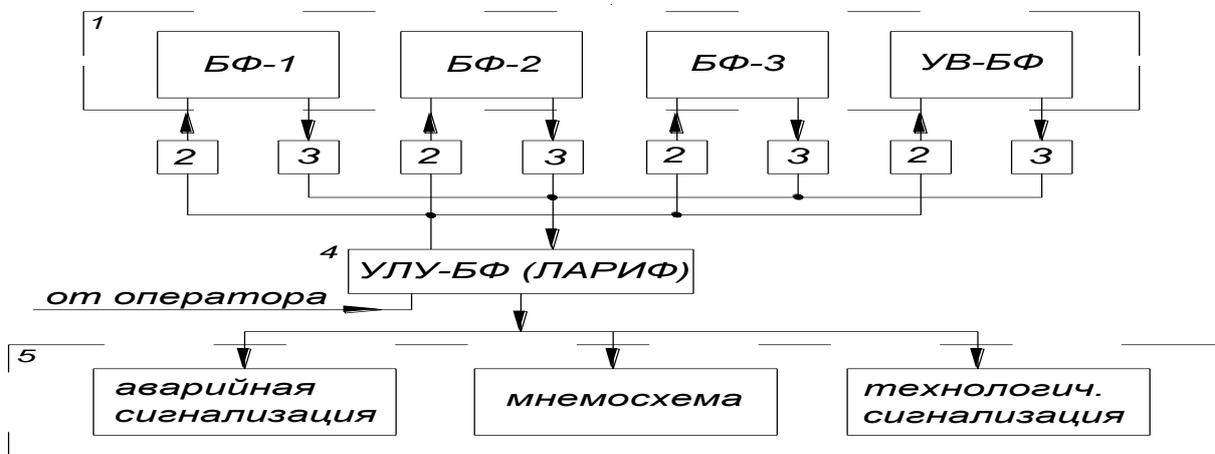


Рисунок 2 – Структурная схема системы управления

В объект управления входят: фильтры с запорной арматурой, декарбонизатор и его бак с насосами НЧОВ, узел восстановления с баками-мерниками и насосами-дозаторами кислоты (НДК) и щелочи (НДЩ) и баки обессоленной воды. К исполнительным механизмам относятся: электродвигатели насосов, мембранные или поршневые приводы к арматуре и т.д. К датчикам относятся: расходомеры и концентратомеры с сигнальными устройствами, сигнализаторы истощения фильтров, сигнализаторы истощения фильтров, сигнализаторы уровня, контактные манометры и концевые выключатели арматуры. К устройству логического (дискретного) управления относятся устройства логического управления блоком фильтров типа УЛУ-БФ с командно-информационными элементами, включая задатчики времени и кнопки-табло. В систему сигнализации входят: световые табло технологической и аварийной сигнализации, символы и сигналы мнемосхемы и звуковая сигнализация.

Дискретная информация от датчиков БФ и узла восстановления (УВ) поступает на входы УЛУ-БФ, которое обеспечивает формирование логических команд, необходимое для выполнения следующих операций: срабатывания системы сигнализации о состоянии БФ («работа», «истощение», «восстановление», «резерв», «рециркуляция», «нарушение режима» с расшифровкой этого нарушения на мнемосхеме); закрытия и открытия арматуры БФ и УВ при автоматическом и дистанционном управлении; пуска и останова счетчиков времени, определяющих время каждой операции; срабатывания защиты при опасном повышении концентрации регенерационного раствора, расхода взрыхляющей воды и уровня в баке декарбонизатора; позиционного регулирования производительности БФ по уровню в баках химически обессоленной воды; контроля правильности составления технологических линий и качества проведения процесса восстановления БФ.

На рис. 3 изображена функциональная схема системы управления. Для данной установки необходимо обеспечить поддержание следующих величин: уровня в баках обессоленной воды и баках декарбонизаторов блоков фильтров; расхода взрыхляющей воды; расхода разбавляющей воды; расхода отмывочной и домывочной воды.

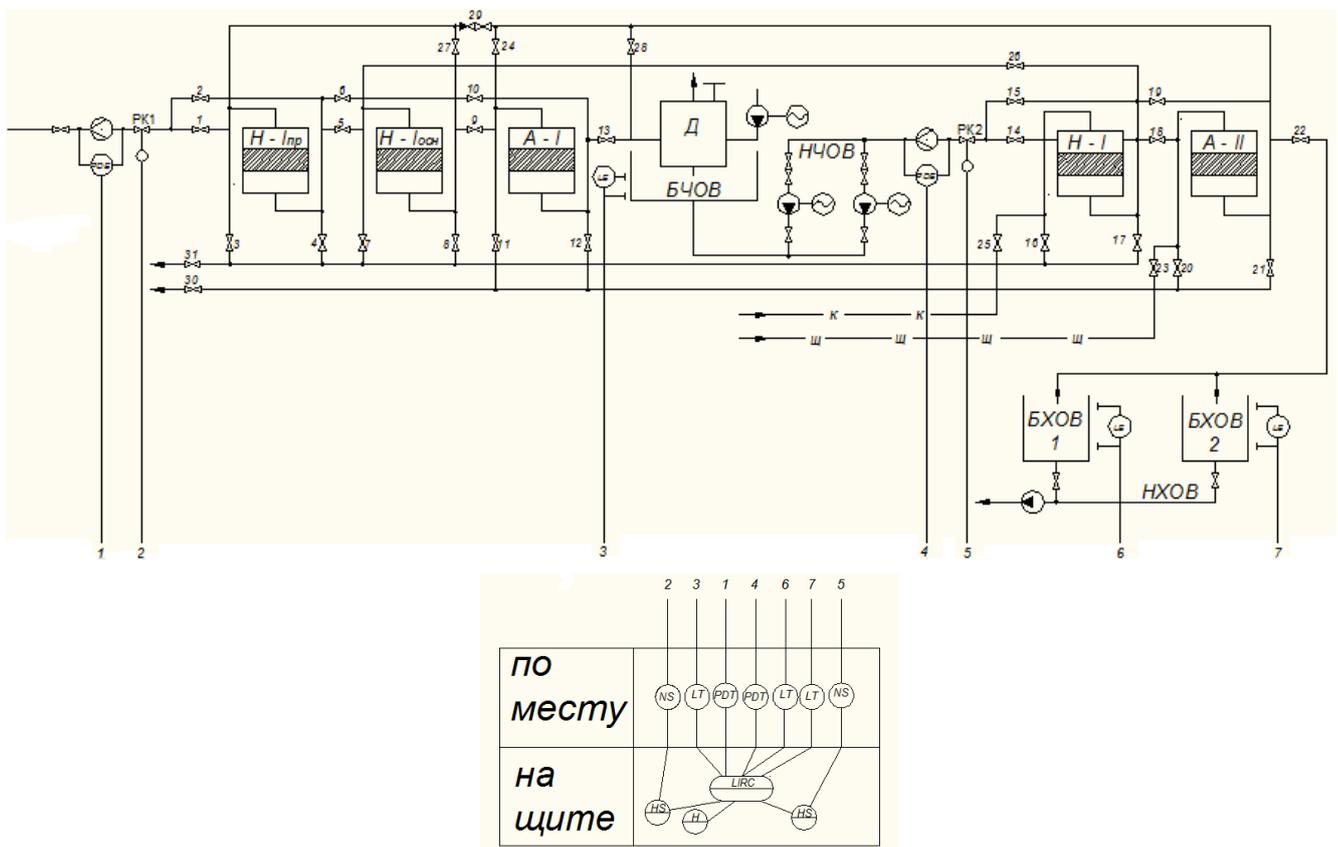


Рисунок 3 – Функциональная схема системы управления

Где Н – задатчик ручного управления; HS – переключатель; PDT – датчик перепада давлений (диафрагма в комплекте с датчиком давления); LT – преобразователь уровня (датчик гидростатического давления).

Система управления автоматизированных установок с блочным включением фильтров должна предоставлять оператору следующую информацию при отсутствии нарушений технологических параметров: с помощью показывающих (регистрирующих) приборов: расходы обрабатываемой, взрыхляющей воды, а также разбавляющей воды; уровень в баке декарбонизатора и баках обессоленной воды; электропроводности фильтратов, концентрация регенерационных растворов; давление обрабатываемой воды до фильтра и за каждым фильтром; давление на стороне нагнетания насосов-дозаторов; с помощью световых табло: название проводимой операции; номер занятого регенерационного узла; невключение задатчиков времени.

В схеме используется один свободно-программируемый контроллер, на который можно завести два независимых контура регулирования (первой и второй ступени фильтров). 1 контур: аналоговые сигналы от датчика уровня в баке частично обессоленной воды БЧОВ и сигнал расхода перед регулирующим клапаном РК1 подаются на ПЛК, откуда подается сигнал на РК1. 2 контур: аналоговые сигналы от датчиков уровня в баках химически обессоленной воды БХОВ1 и БХОВ2 и сигнал расхода после насоса частично обессоленной воды НЧОВ подаются на ПЛК, откуда подается сигнал на РК2.

При нарушениях технологических режимов, кроме вышеперечисленной информации, оператору предоставляются сигналы, указывающие на нарушение технологического процесса и места нарушения. Сигнал нарушения высвечивается на табло аварийной сигнализации и сопровождается звуковым сигналом.

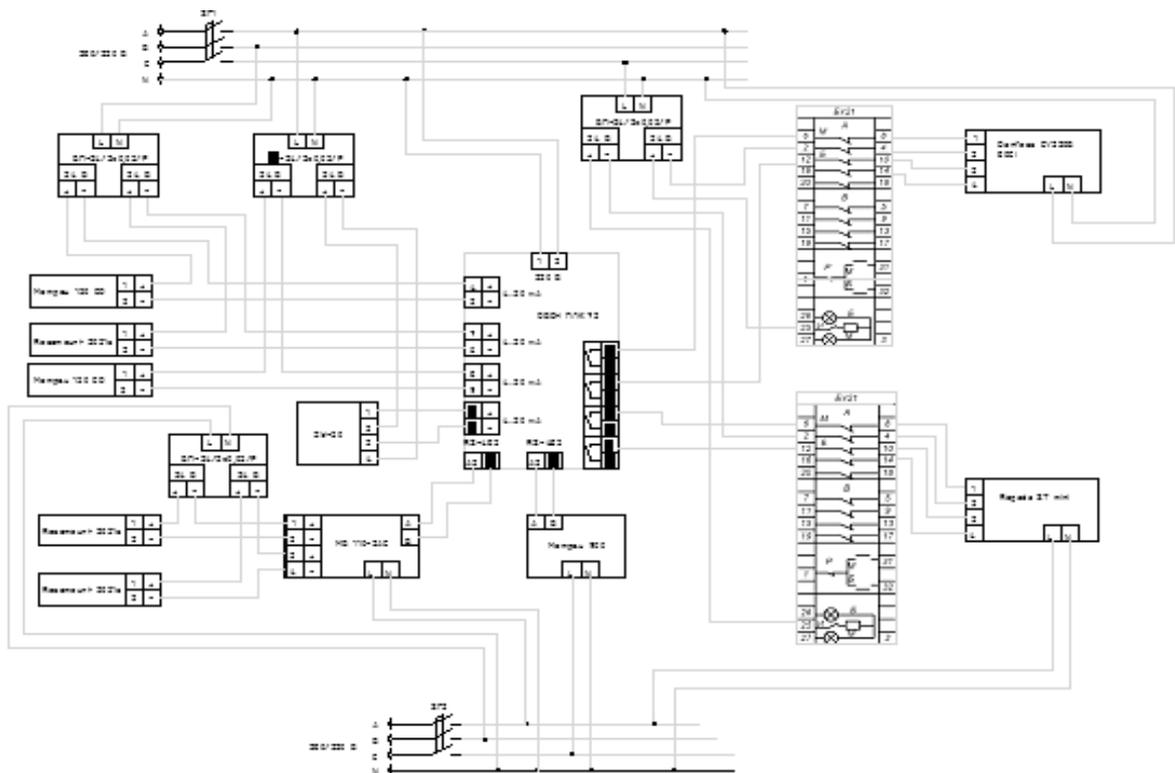


Рисунок 4 – Принципиальная электрическая схема системы управления

На рис. 4 изображена принципиальная электрическая схема системы управления. В данной системе сигнал от датчиков уровня (Rosemount 3051S) и давления (Метран 150 CD), подключенных через блок питания (БМ-24/2x0,05/р) к сети, поступают на аналоговые входы программируемого логического контроллера (ОВЕН ПЛК 154), подключенного к сети. Задающее устройство ЗУ-50, подключенное к аналоговым входам ПЛК предназначено для

применения в качестве выносного токового задатчика, как вспомогательного блока к регулирующим приборам, в том числе и микропроцессорным. Вход ПЛК RS-485 используется для подключения регистратора (Метран 900), предназначенного для сбора, обработки и регистрации информации, поступающей от датчиков с выходным унифицированным сигналом, как альтернатива бумажным самописцам. Ко входу RS-485 также подключен модуль аналоговых входов (МВ 110-2АС), который предназначен для преобразования измеряемых аналоговых сигналов, полученных от датчиков уровня, в цифровой код и передачи результатов измерений. С дискретных выходов ПЛК сигнал поступает через блок управления (БУ-21), подключенный через блок питания к сети, на клапан с сервомотором Danfoss EV 220В 80С1.

Данная система управления позволяет упростить контроль качества воды, снижается расход реагентов на регенерацию и воды на собственные нужды за счет проведения совместных регенераций одноименных фильтров первой и второй ступени. Также преимуществом схемы является возможность реализации комплексной автоматизации, что в свою очередь, определяет вмешательство человека в работу как минимальное возможное.

Литература

1. Каталог продукции «Метран».
2. Клюев А.С. Проектирование систем автоматизации технологических процессов / С.С. Клюев [и др.] – М.: Энергоатомиздат, 1990.
3. Паспорт микропроцессорного регулятора «ОВЕН ПЛК 150».
4. Плетнев, Г.П. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике: Учебник для вузов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 352 с.

УДК 621.039

СИСТЕМА АВАРИЙНОГО ПИТАНИЯ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ

Захаркевич А.В.

Научный руководитель – старший преподаватель Нерезько А.В.

При эксплуатации АЭС решающее значение имеет безопасность работы реакторной установки. Один из основополагающих принципов, на котором базируется безопасность работы реакторной установки – это ограничение последствий возможных аварий. При нормальной работе блока АЭС на мощности тепловая энергия, вырабатываемая в реакторе, отводится через парогенератор (ПГ) во 2 контур, где она срабатывается на турбогенераторе. После останова реактора мощность быстро снижается до долей процента, но за счет запаздывающих нейтронов, радиоактивного распада продуктов деления и аккумулирующей способности материалов активной зоны тепловыделение продолжается.

В процессе отвода тепла от активной зоны реактора важное значение имеет система питательной воды, осуществляющая подачу воды в парогенераторы. Поэтому возникновение отклонений в схеме подачи питательной воды в парогенераторы создает условия для нарушения нормального теплоотвода от 1 контура. При невозможности нормальной подпитки парогенераторов проектом предусмотрена подача питательной воды в ПГ от специальной системы, именуемой системой аварийной подпитки ПГ, которая тем самым создает условия для расхолаживания реакторной установки.

Система аварийной подпитки парогенератора предназначена для подачи обессоленной воды в парогенераторы в режимах обесточения энергоблока и других аварийных режимах на энергоблоке с реактором ВВЭР-1000, для обеспечения аварийного снятия остаточных тепловыделений и расхолаживания реакторной установки (РУ) в режиме обесточения энергоблока, а также при авариях и неисправностях системы питательной воды ПГ второго контура.

В основу проекта аварийной подачи питательной воды в парогенераторы ПГ положены следующие критерии и требования, предъявляемые к ней со стороны реакторной установки:

- обеспечить подачу воды не менее чем в два парогенератора;
- обеспечить подачу питательной воды в ПГ с момента аварии за промежуток времени не более 2 минут;
- обеспечить подачу питательной воды в ПГ $150 \text{ м}^3/\text{час}$ при давлении в ПГ $64 \text{ кгс}/\text{см}^2$;
- создание необходимого запаса обессоленной воды исходя из условий обеспечения расхолаживания блока через БРУ-А до давления в первом контуре $15 \text{ кгс}/\text{см}^2$;
- она должна допускать возможность опробования (поканально) при работе блока на мощности и при этом не терять своих функциональных свойств;
- она должна иметь трехканальную структуру, т.е. соответствовать структуре остальных систем безопасности;
- должна иметься возможность вывода ее в ремонт в составе одного канала безопасности (на время не более 72 часов при работе РУ согласно требований Технологического регламента безопасной эксплуатации).

Критерием выполнения функций является обеспечение подачи питательной воды в ПГ, а также выполнение требования со стороны РУ – обеспечить подачу обессоленной воды в ПГ с расходом не менее: $150 \text{ м}^3/\text{час}$ при давлении в ПГ $64 \text{ кгс}/\text{см}^2$; $125 \text{ м}^3/\text{час}$ при давлении в ПГ $70 \text{ кгс}/\text{см}^2$; $80 \text{ м}^3/\text{час}$ при давлении в ПГ $86 \text{ кгс}/\text{см}^2$.

Система аварийной подпитки ПГ состоит из трех независимых каналов каждый из которых в отдельности обеспечивает расхолаживание энергоблока. Каждый канал системы включает в себя следующее технологическое оборудование:

- бак запаса химобессоленной воды (ХОВ) емкостью 500 м^3 ;
- аварийный питательный электронасосный агрегат;

– трубопроводы, арматуру, дроссельные шайбы и КИП.

У парогенераторов ПГВ-1000М, применяющихся в ВВЭР-1000 с РУ В-320, в отличие от более ранней конструкции ПГВ-1000 предусмотрены специальные патрубки для подвода питательной воды от аварийных питательных насосов.

В проекте унифицированного ВВЭР-1000 (В-320) для подачи аварийной питательной воды в парогенераторы применяются как электронасосные агрегаты типа ПЭА 150-85 Бердянского завода «Южгидромаш» так и насосы типа ЦН 150-90Г.

Насосы размещены каждый в отдельном помещении, чтобы внутрисистемные аварии (например, вызванные пожаром или падением каких-либо тяжелых предметов) одного из каналов не привели к отказу другого канала.

Таблица 1 – Сравнительные технические характеристики насосов

Тип насоса	ПЭА 150-85	ЦН 150-90Г
Тип насоса	ТХ10-30D01	
Подача, м ³ /ч	150	150
Напор, м вод. ст.	910	910
Температура перекачиваемой среды, °С	Б-150	Б-150
Допустимый кавитационный запас, м	11	11
Расчетное давление всасывания, не более, кгс/см ²	10	
Номинальная частота вращения, об/мин	2970	
Мощность двигателя, кВт	800	800
Напряжение питания, кВ	6,3	
Тип электродвигателя	2АЗМ1-800/6000	
Смазка подшипников	Т-22, Тп-22	

Аварийный питательный насос (АПЭН) типа ПЭА 150-85 - центробежный, горизонтальный, однокорпусный, секционный, семиступенчатый, с гидравлической пятой, подшипниками скольжения с кольцевой смазкой, концевыми уплотнениями торцевого типа. Производительность насоса выбрана из условия обеспечения расхолаживания РУ в аварийных ситуациях.

Насос ЦН 150-90Г горизонтальный, однокорпусный, семиступенчатый. Состоит из входной и напорной крышек, ротора, включающего в себя вал, рабочие колеса, защитные рубашки вала, разгрузочный диск. Схема обвязки приведена на рисунке 1.

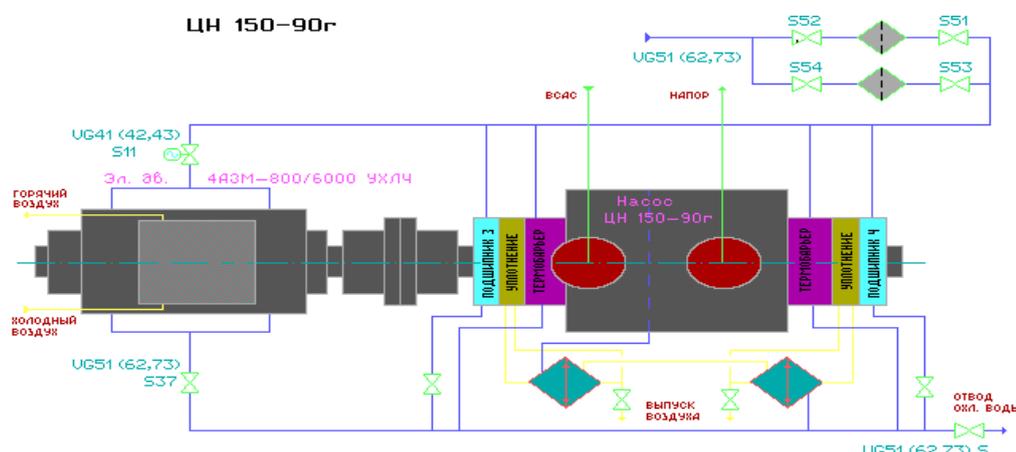


Рисунок 1 – Схема обвязки насоса ЦН 150-90Г

Для охлаждения узлов насосного агрегата используется техническая вода ответственных потребителей. Каждый агрегат подключен к своей системе технической воды с $P = 4 \text{ кг} \cdot \text{с} / \text{см}^2$. Выносные теплообменники обеспечивают нормальный режим работы торцевых уплотнений при перекачивании насосами питательной воды с повышенной температурой (164°C).

Бак аварийного запаса обессоленной воды предназначен для хранения аварийного запаса химобессоленной воды. Представляет из себя сварную цилиндрическую емкость, изготовленную из стали марки Ст3, изнутри покрытую шпатлевкой типа ЭП-00-01. Объем каждого бака – 500 м^3 .

Дроссельные шайбы, расположенные на напоре аварийных питательных насосов, предназначены для ограничения расхода в рабочей зоне характеристики насоса при недопустимых отклонениях подачи питательной воды в ПГ.

Ограничители течи расположены на трубопроводах подачи аварийной питательной воды непосредственно перед ПГ и предназначены для уменьшения расхода пара, вытекающего из ПГ при разрыве трубопровода между ограничителем и обратным клапаном.

При работе энергоблока система аварийной подпитки парогенераторов должна находиться в дежурстве, т.е. состоянии полной готовности к выполнению своих функций в случае возникновения аварии.

При неисправности двух и более каналов редуцированной установки (РУ) должна быть переведена в «холодное» состояние.

Автоматическое регулирование охватывает следующие параметры:

- поддержание уровня в ПГ №1,2,3,4 – 1700 мм;
- поддержание расхода в ПГ №2,4 – $75 \text{ м}^3 / \text{час}$.

Регуляторы подключаются к регулируемому органу в зависимости от условий формирования защит и блокировок. Для автоматического регулирования используется аппаратура типа «Каскад-2».

При аварии основным видом управления для насосов является автоматическое управление по командам защит САОЗ, реализуемое через аппаратуру ступенчатого пуска, воздействующего на комплекс технических средств. Включение системы аварийной подпитки парогенераторов автоматически происходит по следующим сигналам:

- обесточению, т.е. снижению напряжения менее $0,25 U_{\text{ном}}$ на VI ступени ПСП;
- разрывной защите 1 контура t_{10} , когда разность между t насыщения теплоносителя 1 контура и t в горячих петлях менее 10°C ;
- разрывной защите 1 контура $P_{\text{го}} > 1,3 \text{ кгс} / \text{см}^2$, когда давление в гермооболочке более $1,3 \text{ кгс} / \text{см}^2$;
- разрывной защите 2 контура t_{75} , при уменьшении давления в паропроводе до $50 \text{ кгс} / \text{см}^2$ и увеличении разности температур насыщения 1 и 2 контуров до 75°C .

Литература

1. Воронин Л. М. Особенности эксплуатации и ремонта АЭС. – М.: Атомиздат, 1981;
2. Зорин В.М. Атомные электростанции. Основной технологический процесс. – М: Издательский дом МЭИ, 2008. – 304с.
3. Маргулова Т. Х. Некоторые основополагающие концепции проектирования атомных электростанций с водным теплоносителем. – М.: Труды МЭИ № 660, 1993.
4. Стерман, Л.С. Тепловые и атомные электрические станции. /Л.С. Стерман, В.М. Лавыгин, С.Г. Тишин. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – 424с.
5. Тевлин, С.А. Атомные электрические станции с реакторами ВВЭР-1000. /С.А. Тевлин. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 358с.
6. Учебное пособие: Система аварийного питания парогенераторов, ИВАНОВО-2002г. 153003, г. Иваново, ул. Рабфаковская, 34, тел: (0932)-385778 e-mail: npp@aes.ispu.ru.

УДК 621.3

ПЕРСПЕКТИВЫ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Воронов Е.О., Сорокин В.В., Рябиченко Е.Н., Соколовская Н.Ю.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Кашеев В.П.

Ядерные технологии имеют огромный потенциал, позволяющий обеспечить непрерывно возрастающую потребность в энергии, не увеличивая при этом выбросы в атмосферу углекислого газа и других загрязняющих веществ.

Но современные технологии уран-плутониевого топливного цикла имеют недостатки. Необходимо существенно снизить стоимость ядерной энергетики и повысить ее безопасность путем совершенствования составов топлива и технологий ядерного топливного цикла. Только переход на другой, более дешевый и безопасный ядерный топливный цикл способен усилить конкурентоспособность ядерной энергетики.

Сегодня 16 % электрической энергии в мире производится на атомных электрических станциях (АЭС). Прогнозируется рост потребления электроэнергии к 2020 году на 75 % с 12.8 миллиардов кВт.ч до 22.4 миллиардов кВт.ч, а современная ядерная энергетика на уран-плутониевом топливном цикле не может обеспечить увеличения мощностей даже на 5 % из 75 % планируемых к 2020 году. Поэтому выброс парниковых газов к 2020 году увеличится на 40 %. Современная ядерная энергетика на уран-плутониевом топливном цикле при равных мощностях:

- опаснее энергетики на органическом топливе;
- порождает большой объем отходов на 1 МВт вырабатываемой мощности;
- обеспечивает распространение ядерного оружия.

Но атомная энергетика необходима, поскольку не производит выбросов CO_2 ; NO_2 ; IO_2 ; CO ; NO ; C и так далее. Следовательно, свойства современной ядерной энергетики необходимо принципиально изменить. Это можно осуществить путем перехода на уран-ториевый топливный цикл. Основной вклад в стоимость электроэнергии, вырабатываемой на АЭС, вносит капитальная составляющая, которая в свою очередь высока из-за проблем высокой ядерной опасности. В США утвержден стандарт “в десять раз снизить вероятность аварийных ситуаций, связанных с радиоактивным загрязнением от работающих АЭС за период равный 50 годам, то есть менее одного случая за 50 лет работы АЭС, путем перехода на топлива, содержащие торий и переход на модульное оборудование, полностью производимое и контролируемое на заводах. А на площадках строящихся АЭС только сборка готового оборудования”.

Топливо для новых реакторов PWR планируется изготавливать с содержанием тория. Запасы тория только в рудах редкоземельных элементов в 3 раза превышают все запасы урана на Земле, но эти запасы урана в водах морей и океанов (U_3O_8). Нарботка урана-233, которого нет в природе, может достичь величины 90% от загружаемого тория-232 в зоны ядерных реакторов. Таким образом, реальный топливный потенциал ядерной энергетики увеличивается в 100 раз и ядерная энергетика может стать базовой вместо сегодняшней базовой энергетики на органическом топливе [1].

Уран-ториевое топливо позволяет организовать длинные компании топлива до 20 лет и более за счет повышения глубины выгорания в 5-7 раз. Повышение глубины выгорания топлива в несколько раз позволяет сократить производство тепловыделяющих сборок и во столько же раз и снизить число захораниваемых сборок, соответственно. Для оболочек уран-ториевого топлива не нужен дорогой цирконий ядерной чистоты. Оболочки можно изготовить из стали. Соответственно нет опасности возникновения пароциркониевой реакции. Нет препятствий для производства топливных таблеток из смеси оксидов урана и тория на существующих заводах по производству топлива из оксидов урана [2].

В уран-ториевом топливе нарабатывается нептуния в 100 раз, плутония в 2000 раз, америция в 100000 раз, кюрия в 1000000 раз меньше чем в урановом топливе. Выгоревшее

топливо со столь малым содержанием плутония и других младших актиноидов не требует захоронения в геологических породах и может храниться в обычных приповерхностных хранилищах.

Использование тория вместо инертной матрицы в современном плутониевом топливе позволяет коренным образом улучшить нейтронно-физические характеристики активных зон ядерных реакторов на плутонийсодержащем топливе [3].

Более высокая надежность и безопасность ядерного реактора достигается за счет:

–снижения начальной избыточной реактивности в активной зоне, так как делящиеся изотопы урана-233 нарабатываются в ней в процессе кампании из тория-232;

–большого в 2-3 раза водо-уранового отношения в активных зонах реакторов типа ВВЭР;

–более слабого, чем у урана взаимодействия тория с водой и паром;

–более высокой температуры плавления оксида тория;

–более высокой теплопроводности оксида тория;

–более высокой радиационной стойкости оксида тория;

–более высокой коррозионной стойкости оксида тория (на 2 порядка выше, чем у оксида урана);

–более низкого коэффициента диффузии ксенона в поликристаллической смеси оксидов тория и урана (на порядок ниже, чем в поликристаллическом диоксиде урана).

Отработанное топливо: оксид урана – оксид тория лучшая форма ядерных отходов, чем отходы традиционного топлива диоксидов урана, так как диоксид тория – это самый высокий окисел, а диоксид урана окисляется водой до триоксида урана (UO_3).

При использовании торийсодержащего топлива возникают более благоприятные условия для предотвращения хищения делящихся материалов из-за наработки урана-232, который имеет период полураспада 72.6 года, излучает жесткие гамма-кванты (26 МэВ) и выделяет высокую тепловую энергию, недопустимую для ядерного оружия (сегодня это решающее преимущество для достижения недоступности отработанного ядерного топлива) [4].

Высокая химическая стабильность торийсодержащего топлива усложняет его переработку после облучения, что также повышает возможности обеспечения режима нераспространения ядерного оружия. Использование ядерного топлива из смеси оксидов плутония и тория, позволяет сократить запасы накопленного плутония (~2100 тонн) путем выжигания его в активных зонах реакторов типа PWR и ВВЭР. При глубине выгорания топлива 70 МВт сут/кг т.а. выжигается весь плутоний-239, а далее выжигается уран-233 и плутоний-241.

Характер изменения коэффициентов реактивности у такого топлива такой же, как и у топлива UO_2 . Скорость выжигания плутония в смеси с торием выше в 2.5 раза, чем в смеси с ураном. Высокотемпературные ядерные реакторы типа HTGR более экономичны, чем PWR с уран-ториевым топливным циклом. Открытый ядерный топливный цикл, планируемый в PWR и HTGR, исключает основной источник загрязнения окружающей среды – радиохимический завод. Отработанное топливо продолжает находиться в тепловыделяющих сборках. То есть не происходит размазывание радиоактивности по огромным площадям в виде растворов и газов при штатных и нештатных выбросах. Исчезают все проблемы, связанные со строительством радиохимических заводов: финансирование и материальные затраты на строительство, эксплуатацию заводов, зарплату, электроэнергию, тепло, водоснабжение. На огромное количество защитного оборудования и техники, химических реагентов, агрессивных, ядовитых, горючих и взрывоопасных (кислот, щелочей, органических жидкостей) и т.д. Исчезает необходимость закачивания в землю трития, устраняется проблема утилизации радиоактивного йода, жидких и газообразных отходов.

Сроки контролируемого хранения отработанного ядерного топлива (ОЯТ) – 60 лет, почти такие же как и для выделенных и отвержденных высокоактивных отходов. В то же время хранилище (могильник) для ОЯТ – это компактное “месторождение” урана и плутония. Сопоставление стоимости открытого и замкнутого ядерного топливного цикла

(ЯТЦ) показало, что в США замкнутый ЯТЦ дороже открытого в 4.5 раза. Основное назначение обедненного урана – изготовление оболочек бронебойных снарядов и авиационных бомб, предназначенных для поражения подземных бункеров (бомба проходит сквозь бетон толщиной до 6 метров или земляной грунт толщиной до 30 метров).

Необходимо создавать безопасные и технологически легко изготавливаемые ядерные реакторы, чтобы любое государство могло развернуть собственную ядерную энергетику примерно за период 20 лет. В частности, США разрабатывает несколько технологий реакторов PWR на уран-ториевом топливном цикле. После испытаний шести типов PWR до 2030 года будут отобраны два лучших, которые пойдут в серийное производство. За 20 лет, с 2030 по 2050 годы, в США будут введены в эксплуатацию 300 блоков PWR-100 с торий содержащим топливом, отвечающих требованиям МАГАТЭ и СБ ООН к широкомасштабной ядерной энергетике. Согласно им необходимо использовать только ядерные топливные циклы, гарантирующие обеспечение режима нераспространения. Поэтому программа разработки любого ядерного топливного цикла должна включать анализ риска распространения ядерного оружия. То есть ядерный топливный цикл определяет всю деятельность, связанную с производством ядерной энергии от добычи урановых руд и руд всех элементов, применяемых в ядерной энергетике, до захоронения отходов.

Потребление природного урана в оптимизированном варианте реактора ВВЭР-1200:

- природный уран – 245.0 т/год;
- свежее топливо – 23.89 т/год.

Глубина выгорания топлива на ВВЭР-1200 составляет ~50 МВт сут/кг т.а. за счет использования тория-232. Повышение глубины выгорания торийсодержащего топлива изменяет изотопный состав выгоревшего топлива, обеспечивая режим нераспространения из-за снижения в нем количества делящихся изотопов.

Выводы

Открытый (однократный) топливный цикл наилучшим образом соответствует критериям экономичности, безопасности, нераспространения.

Литература

1. A. Galperin, M. Todosow. Thorium based fuel designed to reduce the proliferation potential and waste disposal requirements of light water reactors – Proceedings of OECD/NEA ARWIF-2001 conference – Advanced Reactors with Innovative Fuels, Chester, UK, October 22-24, 2001.
2. Juhn P. Thorium fuel cycle options for advanced reactors. Overview of IAEA activities. Villigen, Switzerland/NEA, 1998.
3. Weaver K.O., Herring J.J. Performance of Thorium-based mixed-oxide for the consumption of Plutonium in current and advanced reactors. Nuclear technology, 2003, v. 143, №1, p. 22-36.
4. Маршалкин В.Б., Трутнев Ю.А. Возможности торий-уранового топливного цикла в снижении риска распространения расщепляющих материалов. Ж. Альтернативная энергетика и экология, 2007, №11, с. 23-24.

УДК 620.93:681.515

ПРОЕКТ ПРОМЫШЛЕННО – ОТПИТЕЛЬНОЙ ТЭЦ С РАЗРАБОТКОЙ САР НАГРУЗКИ БАРАБАННОГО КОТЛА

Волосач Т.Е.

Научный руководитель – старший преподаватель Пантелей Н.В.

Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) — разновидность тепловой электростанции, которая не только производит электроэнергию, но и является источником тепловой энергии в централизованных системах теплоснабжения (в виде пара и горячей воды, в том числе и для обеспечения горячего водоснабжения и отопления жилых и промышленных объектов).

В данной работе рассмотрим САР нагрузки барабанного котла.

Принципиальная схема технологического процесса, протекающего в барабанном паровом котле, показана на рис. 1.

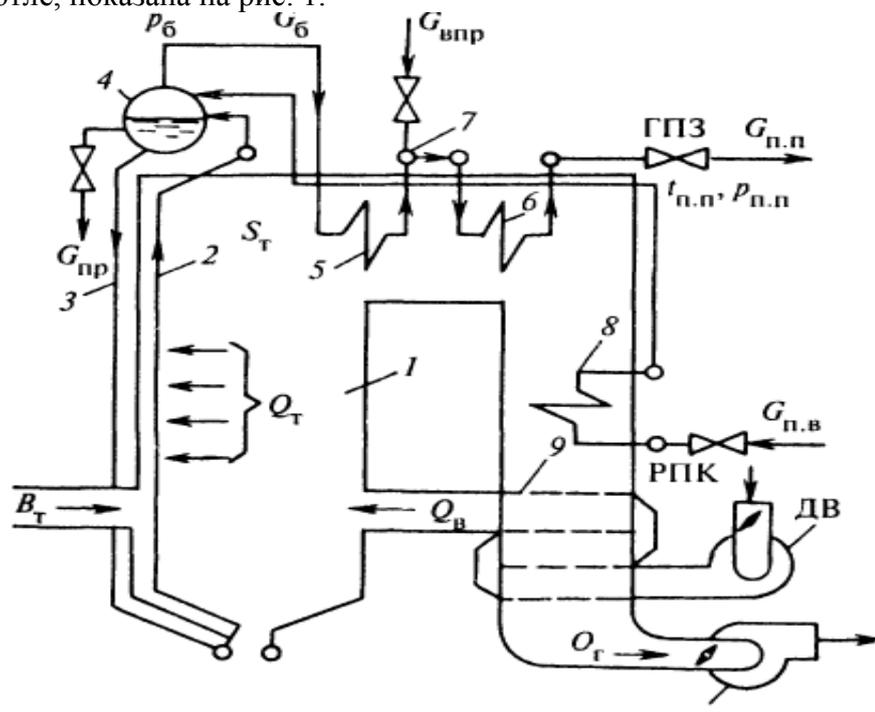


Рисунок 1 – Принципиальная технологическая схема барабанного котла
 ГПЗ – главная паровая задвижка; РПК – регулирующий питательный клапан; 1 – топка; 2 – циркуляционный контур; 3 – опускные трубы; 4 – барабан; 5,6 – пароперегреватели; 7 – парохладитель; 8 – экономайзер; 9 – воздухоподогреватель

Основными регулируемыми величинами котла служат расход перегретого пара $G_{п.п}$ и температура $t_{п.п}$. Расход пара является переменной величиной, а его давление $p_{п.п}$ и температуру поддерживают вблизи постоянных значений в пределах допустимых отклонений, что обусловлено требованиями заданного режима работы турбины или иного потребителя тепловой энергии.

Система управления барабанным котлом в целом включает автономные АСР процессов горения и парообразования, температуры перегрева пара, питания и водного режима.

Подробнее рассмотрим САР нагрузки барабанного котлоагрегата.

Любая система регулирования должна поддерживать регулируемую величину с наименьшими отклонениями от заданного значения. На практике чаще всего требуемая точность работы может быть достигнута за счет повышения чувствительности регулятора к отклонениям регулируемой величины. Однако это может привести к возникновению колебаний в замкнутой системе автоматического регулирования и потере устойчивости.

Регулирование тепловой нагрузки, характеризуемой давлением, расходом и температурой перегретого пара, требует совместного и согласованного изменения расхода топлива V_T и расхода питательной воды Q_T . В свою очередь температурный режим зависит от соотношения расходов воды и топлива, и влиять на него также можно посредством любого из регулирующих воздействий.

В качестве основного сигнала, характеризующего фактическую тепловую нагрузку котла, применяют расход питательной воды Q_T и расход топлива V_T (на газомазутных установках).

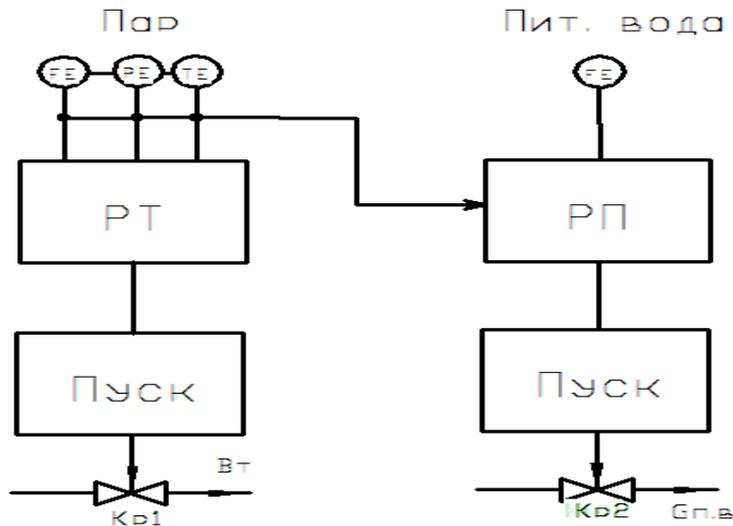


Рисунок 2 – Структурная схема регулирования нагрузки барабанного котла:
РП – регулятор питания, РТ – регулятор топлива.

Регулирование тепловой нагрузки осуществляется по соотношению расходов тепло-топливо. Тепловую нагрузку поддерживает регулятор топлива, а температурный режим – регулятор питания.

Функциональная схема является основным техническим документом, определяющим структуру узлов контроля и регулирования технологического процесса и оснащения объекта управления приборами и средствами автоматизации.

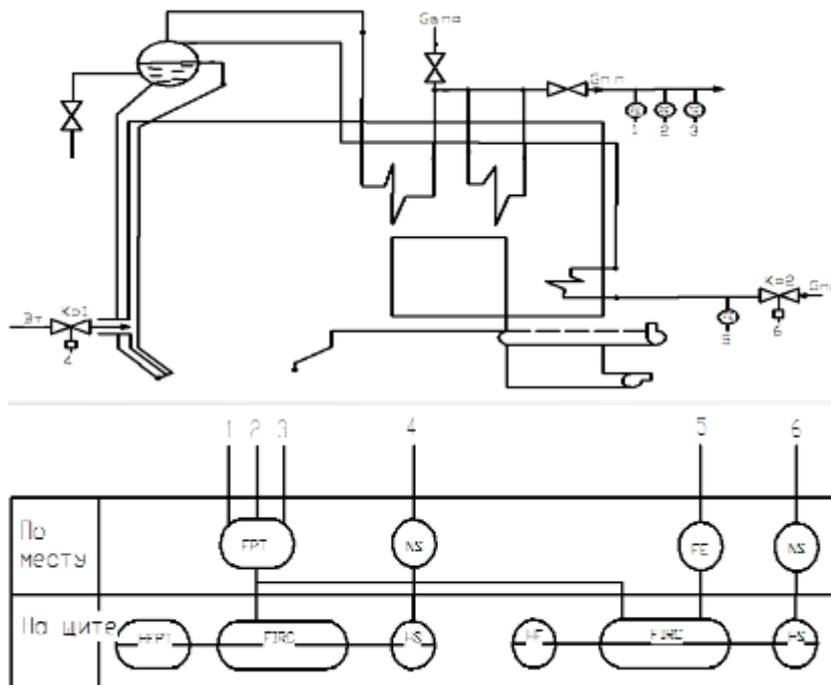


Рисунок 3 – Функциональная схема регулирования нагрузки барабанного котла

Моделирование САР нагрузки барабанного котлоагрегата

Таблица 1

Параметр	Значение
Коэффициент усиления опережающего участка объекта регулирования	$K_{оп} = 2,2 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{T}/\text{ч}$
Большая постоянная времени опережающего участка	$T_{оп} = 14,2 \text{ с}$
Меньшая постоянная времени опережающего участка	$\sigma_{оп} = 2 \text{ с}$
Коэффициент усиления инерционного участка объекта регулирования	$K_{ин} = 1 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{T}/\text{ч}$
Время по Кулакову	$T_k = 21,5 \text{ с}$
Время запаздывания	$\tau_y = 29,4 \text{ с}$
Передаточная функция крайнего внешнего возмущения.	$W_{в}(p) = \frac{5}{30p + 1}$

АСР нагрузки барабанного котлоагрегата будет представлять собой каскадную САР:

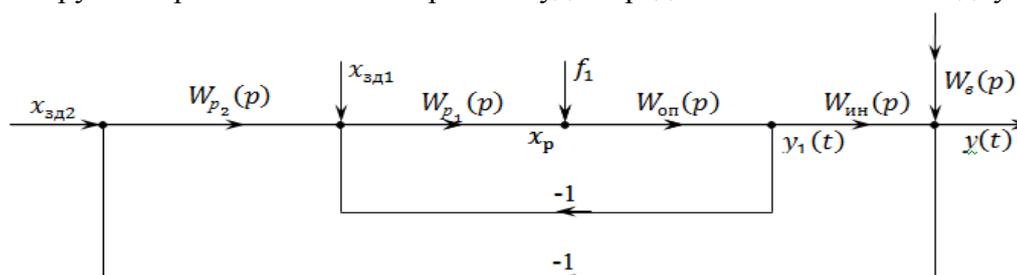


Рисунок 4 – Схема моделирования АСР нагрузки

где $x_{зд1}$, $x_{зд2}$ – заданные значения промежуточной и основной регулируемых величин соответственно; $y(t), y_1(t)$ – основная и промежуточная регулируемые величины соответственно; f_1 , f_2 – внутреннее и внешнее возмущения соответственно; $\varepsilon_1(t)$, $\varepsilon(t)$ – ошибки регулирования соответственно внутреннего и внешнего контуров.

Динамика опережающего участка представлена в виде инерционного звена второго порядка:

$$W_{оп}(p) = \frac{K_{оп}}{(T_{оп}p + 1)(\sigma_{оп}p + 1)} = \frac{2,2}{(14,2p + 1)(2p + 1)} \tag{1}$$

Динамика инерционного участка представлена в виде инерционного звена первого и второго порядков с запаздыванием:

$$W_{ин}(p) = \frac{K_{ин} \cdot e^{-\tau_y p}}{(T_k p + 1)} = \frac{1 \cdot e^{-29,4p}}{(21,5p + 1)} \tag{2}$$

$W_{в}(p)$ – передаточная функция крайнего внешнего возмущения:

$$W_{в}(p) = \frac{K_{в}}{T_{в}p + 1} = \frac{5}{30p + 1} \tag{3}$$

$W_{p1}(p)$ – передаточная функция стабилизирующего регулятора:

$$W_{p1}(p) = \frac{K_{p1}(T_{и1}p + 1)}{T_{и1}p} \tag{4}$$

$W_{p_2}(p)$ – передаточная функция корректирующего регулятора:

$$W_{p_2}(p) = \frac{K_{p_2}(T_{и_2}p + 1)}{T_{и_2}p} \tag{5}$$

Передаточная функция стабилизирующего регулятора:

$$W_{p_1}(p) = \frac{2,647 \cdot (7,04p + 1)}{7,04p} \tag{6}$$

Передаточная функция корректирующего регулятора:

$$W_{p_2}(p) = \frac{0,366 \cdot (21,5p + 1)}{21,5p} \tag{7}$$

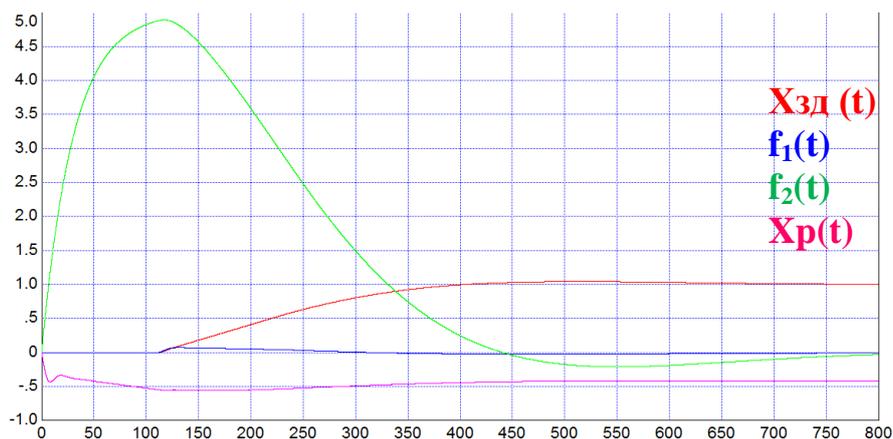


Рисунок 5 – Графики переходных процессов

Таблица 2 – Прямые показатели качества

	$t_{п}, c$	A_{max1}^+	A_{max1}^-	$\sigma_{max}, \%$	ψ
$x_{зд}(t)$	650	0,036	–	4,6	1
$f_1(t)$	296,7	0,037	0	–	1
$f_2(t)$	770	4,69	0,14	–	1
$X_p(t)$	–	–	0,43	–	–

Выводы

В результате работы составлены структурная и функциональная схемы автоматизации САР нагрузки барабанного котлоагрегата. При помощи математической схемы моделирования рассчитаны параметры оптимальной динамической настройки регуляторов. Из графика видно, что система полностью отрабатывает внутренние и внешние возмущения, что от нее и требуется.

Литература

1. Кулаков, Г.Т. Инженерные экспресс-методы расчета промышленных систем регулирования. – Мн.: «Вышэйшая школа», 1984. – 192 с.
2. Кулаков, Г.Т. Анализ и синтез систем автоматического регулирования. – Мн.: УП «Технопринт», 2003. – 135 с.
3. Плетнев, Г.П. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике: Учебник для вузов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 352 с.

УДК 621.3

АВТОМАТИЗАЦИЯ КОЛИЧЕСТВЕННО – КАЧЕСТВЕННОГО ДОЗИРОВАНИЯ ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ ХИМРЕАГЕНТАМИ

Антонов М.А.

Научный руководитель – к.э.н., доцент Кравченко В.В.

Водно-химический режим электростанции – это совокупность мероприятий, обеспечивающих надежную и экономичную эксплуатацию основных и вспомогательных агрегатов, соприкасающихся с водой, паром и конденсатом. При организации водно-химического режима ставится задача создания комплекса условий, замедляющих интенсивность коррозионных процессов и процессов образования внутренних отложений в котле и проточной части турбины, уменьшающих скорость роста температуры стенки наиболее теплонапряженных поверхностей нагрева водопарового тракта котла и турбины, увеличивающих длительность межпромывочных периодов работы основного оборудования и межрегенерационного периода работы фильтров конденсатоочистки.

Гидразинная обработка теплоносителя энергетических установок является радикальной мерой предупреждения кислородной коррозии и коррозионного растрескивания металла котлов, паровых турбин, конденсаторов и оборудования водоконденсатного тракта, а также снижения содержания окислов железа, меди и других продуктов коррозии в конденсатах, питательной и котловой водах и паре котлов.

Гидразинная обработка теплоносителя устраняет или ослабляет:

- коррозию поверхностей котлов и оборудования конденсатно-питательного тракта, выполненных из стали;
- коррозию медьсодержащих сплавов теплопередающих поверхностей конденсатного тракта;
- подшламовую и пароводяную коррозию металла элементов котла, подвергающихся высоким тепловым нагрузкам;
- коррозию конструкционных материалов проточной части турбины.

Гидразинную обработку ведут непрерывно во всасывающий трубопровод питательного насоса, процесс ввода регулируется автоматически по импульсу от расхода питательной воды. Дозирование производят с некоторым избытком. Остатки гидразина, не вступившие в реакцию с кислородом или оксидами металла, практически полностью разлагаются в котле с образованием аммиака и азота.

Обогащение питательной воды свободной углекислотой CO_2 приводит к резкому снижению показателя среды рН, что способствует возникновению и активному протеканию электрохимической коррозии котлов и трубопроводов конденсатного тракта. Снизить скорость протекания коррозионных процессов можно повышением показателя рН выше значения 8,8.

Поэтому основная задача аминирования это регулирование величины рН в соответствии с требованиями, диктуемыми конструкционными материалами пароводяного тракта.

В связи с тем, что в тепловой схеме ТЭС аммиак и углекислота непрерывно удаляются в деаэраторах, с отсосами паровоздушной смеси из паровых камер конденсаторов и теплообменных аппаратов, для поддержания показателя рН питательной воды необходима непрерывная подача аммиака в питательный контур.

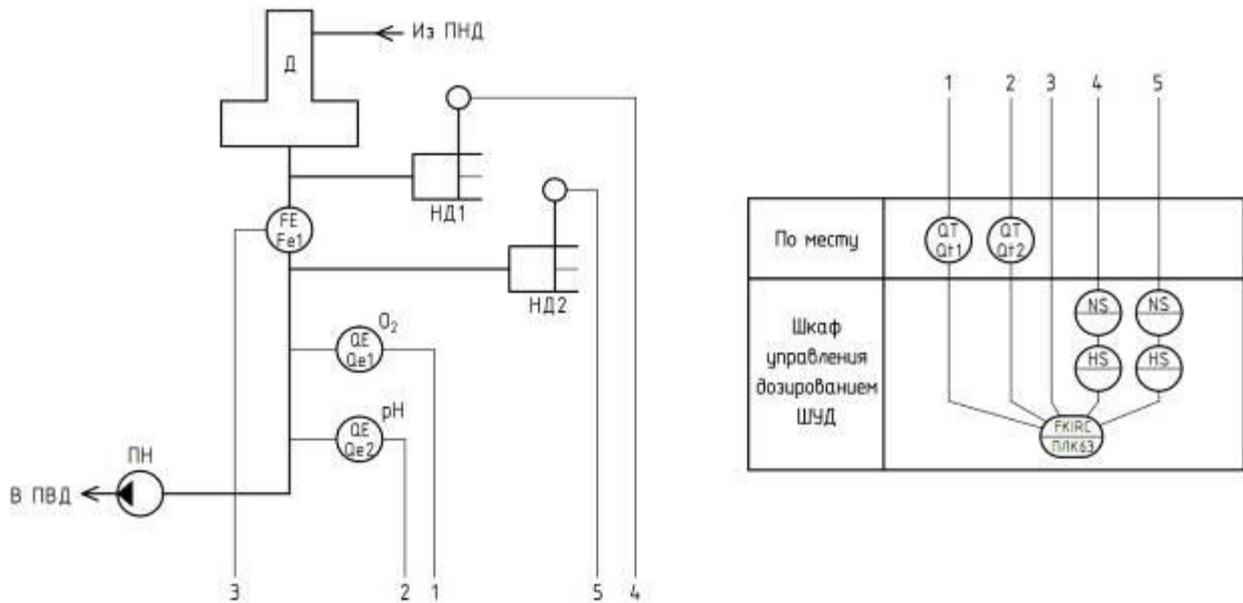


Рисунок 1 – Схема автоматизации дозирования питательной воды химреагентами

Автоматизация дозирования химреагентами в питательную воду реализована на свободно программируемом контроллере ПЛК63, расположенном в шкафу управления дозированием ШУД. Контроллер обрабатывает данные поступающие с датчика расхода Fe1, pH-метра Qe2 и анализатора кислорода Qe1 и формирует сигналы на включение исполнительного механизма в автоматическом режиме. Включение исполнительного механизма также реализовано и в ручном режиме по средствам кнопок, установленных в шкафу ШУД.

Моделирование АСР дозирования питательной воды химреагентами

Таблица 1 – Исходные данные

Параметр	Значение
Коэффициент усиления объекта для опережающего участка	$\frac{T}{\tau}$ $K_{оп} = 1,2 \frac{T}{\tau}$
Большая постоянная времени опережающего участка	$T_{оп} = 11 \text{ с}$
Меньшая постоянная времени опережающего участка	$\sigma_{оп} = 1,1 \text{ с}$
Коэффициент усиления объекта для инерционного участка	$K_{ин} = 1$
Большая постоянная времени инерционного участка	$T_{ин} = 80 \text{ с}$
Меньшая постоянная времени инерционного участка	$\sigma_{ин} = 16 \text{ с}$
Время запаздывания	$\tau_v = 20 \text{ с}$

АСР дозирования питательной воды химреагентами будет представлять собой каскадную САР:

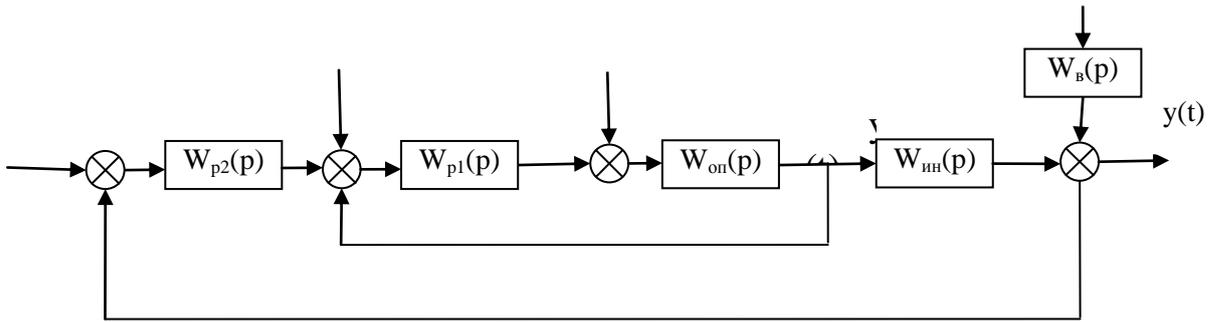


Рисунок 2 – Схема моделирования АСР дозирования питательной воды химреагентами

где

$x_{зд1}, x_{зд2}$ – заданные значения промежуточной и основной регулируемых величин соответственно;

$y(t), y_1(t)$ – основная и промежуточная регулируемые величины соответственно;

f_1, f_2 – внутреннее и внешнее возмущения соответственно;

Динамика опережающего участка представлена в виде инерционного звена второго порядка:

$$W_{он}(p) = \frac{K_{он}}{(T_{он}p + 1)(\sigma_{он}p + 1)} = \frac{1,2}{(11p + 1)(1,1p + 1)}$$

Динамика инерционного участка представлена в виде инерционного звена первого и второго порядков с запаздыванием:

$$W_{ин}(p) = \frac{K_{ин}e^{-\tau_y p}}{(T_{ин}p + 1)(\sigma_{ин}p + 1)} = \frac{K_{ин}e^{-\tau_y p}}{T_{к}p + 1} = \frac{1 \cdot e^{-20p}}{96p + 1}$$

где $T_{к} = T_{ин} + \sigma_{ин}$

$W_{в}(p)$ – передаточная функция крайнего внешнего возмущения:

$$W_{в}(p) = \frac{K_{в}}{T_{в}p + 1} = \frac{10}{30p + 1}$$

$W_{п1}(p)$ – передаточная функция стабилизирующего регулятора:

$$W_{п1}(p) = \frac{K_{п1}(T_{u1}p + 1)}{T_{u1}p} = \frac{6,623 \cdot (4,178p + 1)}{4,178}$$

$W_{п2}(p)$ – передаточная функция корректирующего регулятора:

$$W_{п2}(p) = \frac{K_{п2}(T_{u2}p + 1)}{T_{u2}p} = \frac{2,4 \cdot (96p + 1)}{96}$$

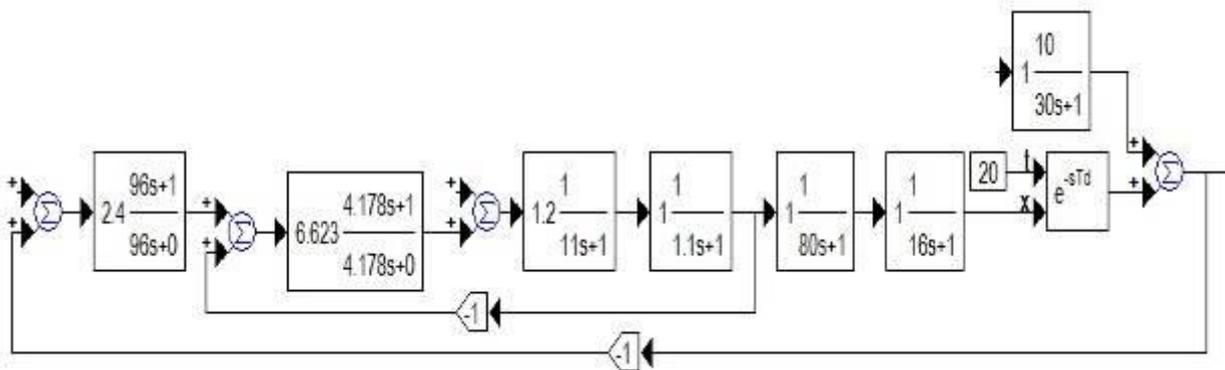


Рисунок 3 – Блок-схема типовой КСАР (динамика инерционного участка представлена в виде инерционного звена второго порядка с запаздыванием)

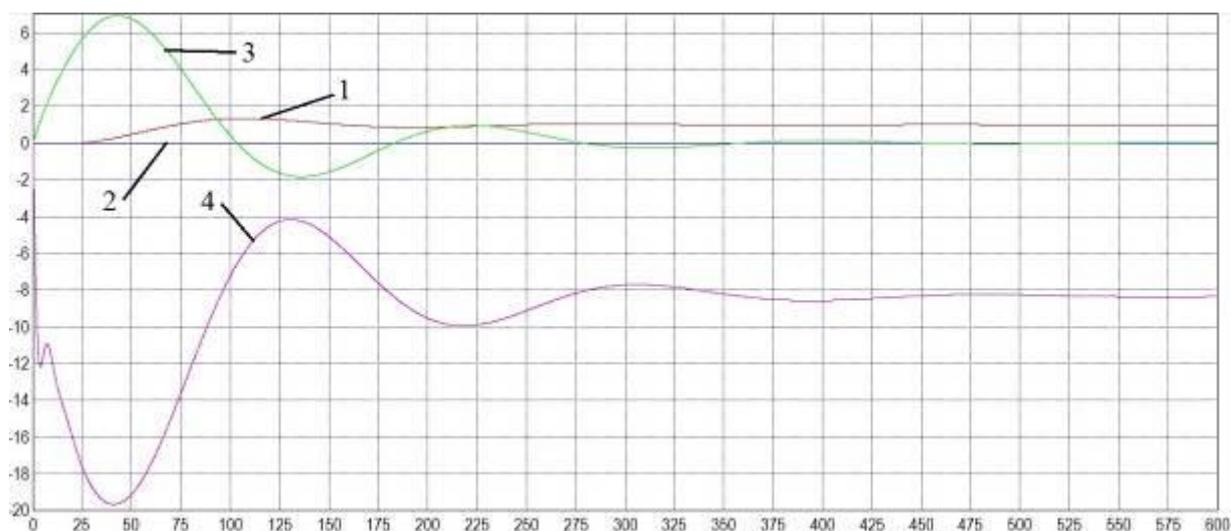


Рисунок 4 – Графики переходных процессов

- 1 – график отработки скачка задания $x_{зд}$;
 2 – график отработки внутреннего возмущения f_1 ;
 3 – график отработки крайнего внешнего возмущения f_2 ;
 4 – график регулирующего воздействия при отработке крайнего внешнего возмущения x_p .

Таблица 2 – Прямые показатели качества

$x_{зд}$			f_1		f_2		x_p
tp, с	σ , %	ψ	tp, с	A_1^+ , %	tp, с	A_1^+ , %	
288,2	34,2	0,85	0	0,5	438,7	692,9	-19,7

Выводы

В данном докладе была отражена необходимость дозирования питательной воды гидразином и аммиаком. Составлена схема автоматизации АСР дозирования питательной воды химреагентами. При помощи математической схемы моделирования рассчитаны параметры оптимальной динамической настройки регуляторов. Из графиков на рисунке 4 видно, что система полностью отрабатывает внутренние и внешние возмущения, что от нее и требуется.

Литература

1. Живилова, Л.М. Автоматизация водоподготовительных установок и управления воднохимическим режимом. – Энергоиздат, 1986. – 278 с.
2. Ключев, А.С. Проектирование систем автоматизации технологических процессов. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 464 с.
3. Кулаков, Г.Т. Анализ и синтез систем автоматического регулирования. – Мн.: УП «Технопринт», 2003. – 135 с.
4. Плетнев, П.Г. Автоматизированные технологические процессы и производств в теплоэнергетике. Учебное пособие для вузов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 352 с.

УДК 621.18-5

МОДИФИКАЦИЯ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ПИТАНИЯ БАРАБАННОГО КОТЛА

Маркова А.А.

Научный руководитель – к.э.н., доцент Кравченко В.В.

Проблема анализа и синтеза оптимальных систем автоматического регулирования (САР) является одной из центральных в теории автоматического управления. Решение этой проблемы позволяет существенно повысить экономичность, надежность, долговечность работы технологического оборудования и улучшить условия охраны окружающей среды.

Оптимизируем САР питания барабанного котла.

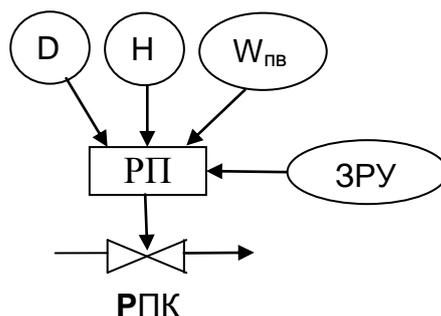


Рисунок 1 – Типовой трехимпульсный регулятор питания (ТТРП)

Настройка ПИ-регулятора определяется по динамике внутреннего быстродействующего контура, динамика которого в основном определяется инерционностью датчика расхода питательной воды и описывается инерционным звеном первого порядка со временем разгона $T_{он}^*$.

$$T_u = T_{он}^* c \tag{1}$$

$$K_p = \gamma T_{он}^* \tag{2}$$

где T_u – время интегрирования ПИ-регулятора;

K_p – коэффициент передачи.

Численное значение γ выбираем по правилу золотого сечения: $\gamma = 0,618; 0382; 0146$.

Графики переходных процессов по уровню воды в барабане и регулируемому воздействию расходом питательной воды ТТРП:

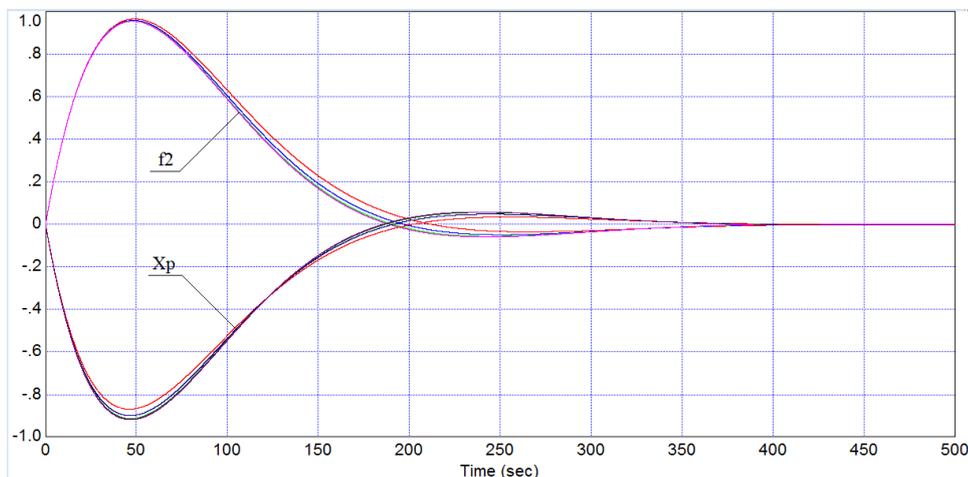


Рисунок 2 – Обработка внешнего возмущения расходом дымовых газов и величина регулирующего воздействия X_p ТТРП

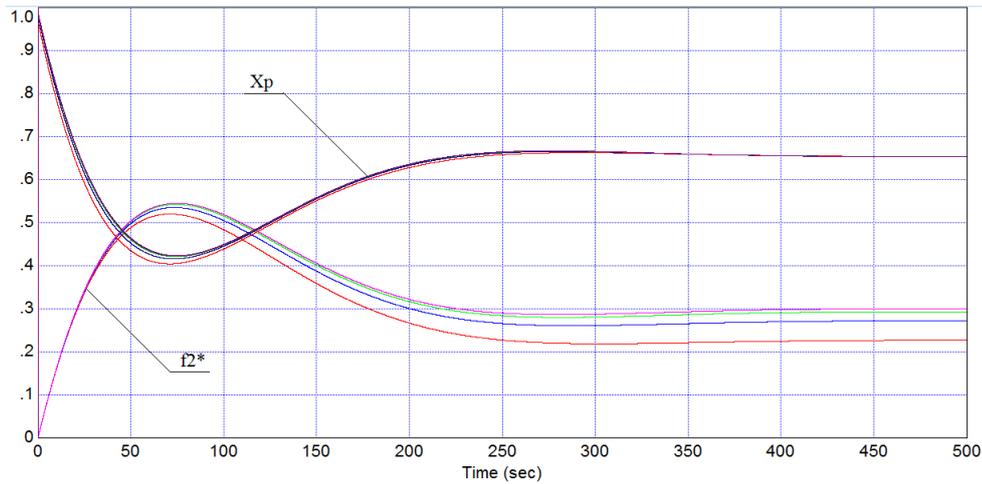


Рисунок 3 – Обработка внешнего возмущения расходом пара с явлением набухания $f2^*$ и величина регулирующего воздействия Xp ТТРП

Основным недостатком ТТРП является наличие статической ошибки регулирования при обработке внешнего возмущения расходом пара. В связи с этим далее рассмотрим модификацию регулятора питания: каскадную систему автоматического регулирования – КСАР (рисунок 5).

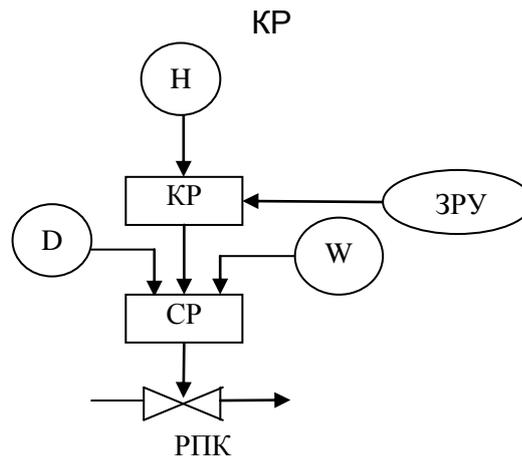


Рисунок 4 – Регулятор питания на базе КСАР

КСАР на базе оптимального регулятора с учетом динамики внутреннего контура настраиваем следующим образом.

Расчет настройки регулятора питания:

Стабилизирующий регулятор:

$$W_{p1}(p) = \frac{T_{on}^* p + 1}{T_{з\partial 1} p} \tag{3}$$

$$T_{з\partial 1} = \gamma \cdot T_{on}^* \tag{4}$$

где $\gamma = 0,618; 0382; 0146; 0,09$.

Корректирующий регулятор с учетом динамики внутреннего контура.

$$W_{p2}^{opt}(p) = \frac{T_1(\tau_1 p + 1)(T_{з\partial 1} p + 1)}{3T_{з\partial 2} \left(\frac{T_{з\partial 2}^2}{3} p^2 + T_{з\partial 2} p + 1 \right)} \tag{5}$$

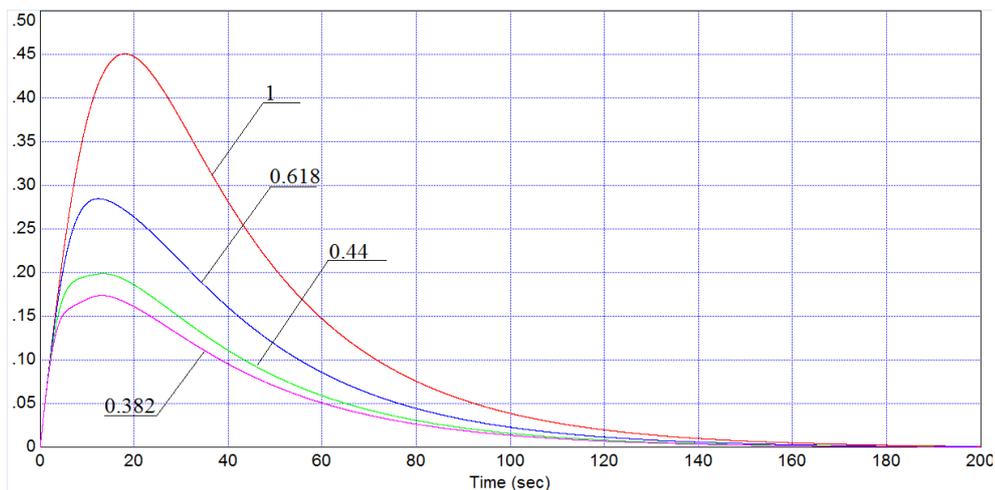


Рисунок 5 – Обработка внешнего возмущения f_2 расходом дымовых газов КСАР

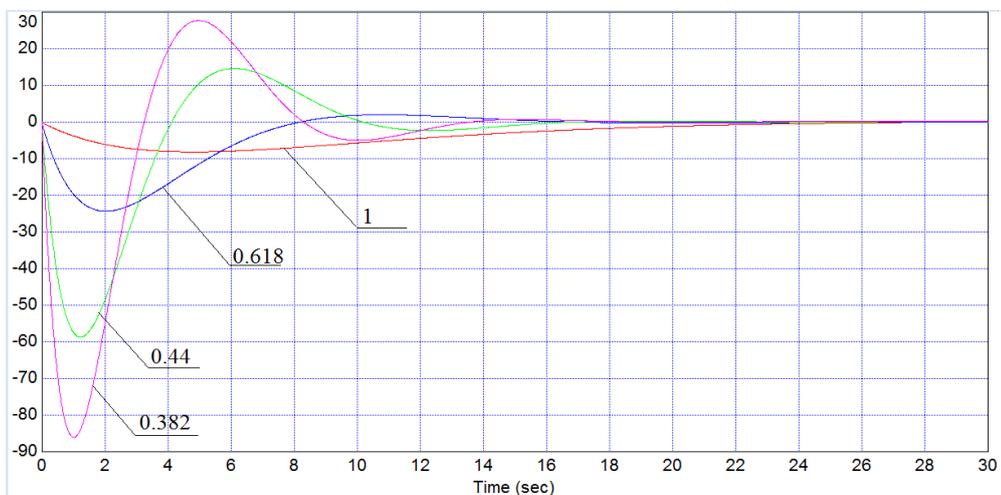


Рисунок 6 – Величина регулирующего воздействия X_p КСАР

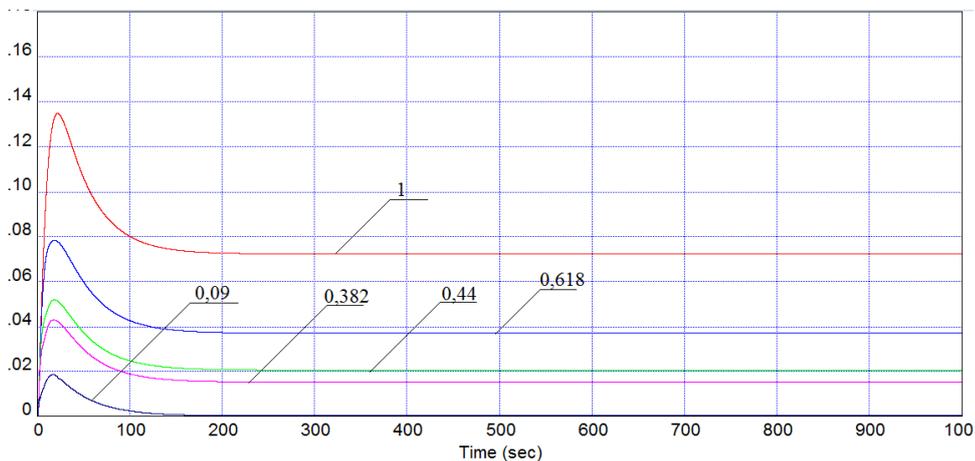
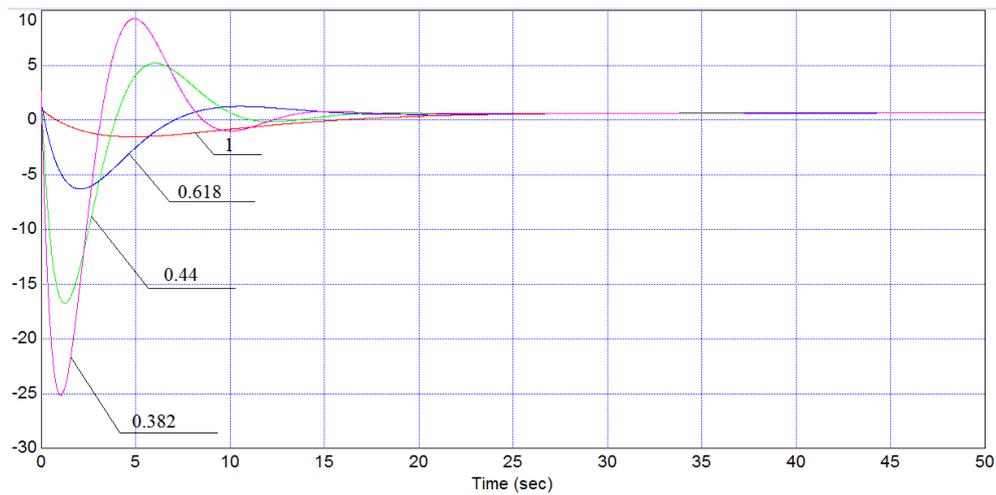


Рисунок 7 – Обработка внешнего возмущения расходом пара с явлением набухания f_2^* КСАР

Рисунок 8 – Величина регулирующего воздействия X_p КСАР

Выводы

Предложена КСАР с учетом динамики внутреннего контура, как вариант улучшения типового трехимпульсного регулятора питания барабанного котла. Система позволяет свести к нулю статическую ошибку регулирования. Единственный недостаток, величина регулирующего воздействия, которая в 1,5 раза больше, чем в случае использования трехимпульсного регулятора, был устранен добавлением в схему ограничителя по величине регулирующего воздействия.

Литература

1. Кузьмицкий, И.В. Теория автоматического управления: Учебник / И.Ф. Кузьмицкий, Г.Т. Кулаков. – Мн.: БГТУ, 2010. – 574 с.
2. Кулаков, Г.Т. Анализ и синтез систем автоматического регулирования». – Мн.: УП Технопринт, 2003. – 135 с.
3. Кулаков, Г.Т. Инженерные экспресс-методы расчета промышленных систем регулирования». – Мн.: Выш. шк., 1984. – 192 с.

УДК 658.264

ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОЧИСТКИ ДЛЯ ТЕПЛООБМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Лихута А.В.

Научный руководитель - к.т.н., доцент Тарасевич Л.А.

На предприятиях большой и малой энергетики в эксплуатации находится большое количество теплообменного оборудования, которое работает в различных температурных условиях. В качестве греющего агента применяется пар, горячая вода, нагретые продукты нефтепереработки и других производств. От состояния поверхности нагрева теплообменного оборудования зависит эффективность его работы.

Загрязнения поверхности нагрева теплообменного оборудования различными отложениями резко снижают коэффициент теплопередачи и это приводит к значительному увеличению расхода тепла. Характер отложений на теплообменной аппаратуре зависит от свойств греющего агента и нагреваемой среды.

Количество тепла Q , передаваемого от греющего агента нагреваемой среде, определяется по формуле

$$Q = k * F * \Delta t,$$

где: k - коэффициент теплопередачи, $Вт/(м^2 * °C)$;

F - температурный напор, $°C$;

Δt - поверхность теплообмена, $м^2$.

Связь коэффициента теплоотдачи, коэффициента теплопроводности материала стенки теплообменной поверхности и слоя загрязнений с коэффициентом теплопередачи выражается уравнением

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{d_n - d_{вн}}{\lambda_{см}} * \frac{d_{вн}}{d_{ср}} + \frac{\delta}{\lambda_3} * \frac{d_n + 2 * \delta}{d_{ср.з}} + \frac{1}{\alpha_2}},$$

где: α_1 - коэффициент теплоотдачи внутри теплообменной трубы, $Вт/(м^2 * °C)$;

α_2 - коэффициент теплоотдачи снаружи теплообменной трубы, $Вт/(м^2 * °C)$;

$d_{вн}$ - внутренний диаметр теплообменной трубы, $м$;

d_n - наружный диаметры теплообменной трубы, $м$;

$d_{ср}$ - средний диаметр теплообменной трубы, $м$;

$d_{ср.з}$ - средний диаметр слоя загрязнений, $м$;

δ - толщина слоя загрязнений, $м$;

$\lambda_{см}$ - коэффициент теплопроводности материала теплообменных труб, $Вт/(м * °C)$;

λ_3 - коэффициент теплопроводности загрязнений, $Вт/(м * °C)$.

Эту формулу можно представить в следующем виде

$$k = \frac{1}{R_1 + R_{см} + R_3 + R_2},$$

где: R_1 - термическое сопротивление со стороны внутренней стенки трубы;

$R_{см}$ - термическое сопротивление материала стенки трубы;

R_3 - термическое сопротивление слоя загрязнений;

R_2 - термическое сопротивление со стороны наружной стенки трубы.

Для определения влияния отложений на коэффициент теплопередачи от стенки трубы к нагреваемой жидкости (для теплообменника-подогревателя мазута) произведены расчеты при различной толщине загрязнений. Результаты этих расчетов приведены в таблице.

$\alpha_2,$ $\frac{Вт}{м^2 * °С}$	$\delta = 0$	$\delta = 0.1мм$	$\delta = 0.3мм$	$\delta = 0.5мм$	$\delta = 1.0мм$	$\delta = 1.5мм$	$\lambda,$ $\frac{Вт}{м * °С}$
	$k,$ $\frac{Вт}{м^2 * °С}$						
290	276.1	223.9	160.1	120.6	77.5	55.7	0.12
174	170.5	148.5	118.3	94.6	65.8	49.9	
58	56.8	54.5	49.9	45.2	37.1	31.3	
290	276.1	244.6	200.1	167	121.5	92.8	0.23
174	170.5	157.5	136.9	120.6	94	76.1	
58	56.8	56.0	52.2	55.6	45.4	40.5	
290	276.1	256.4	223.9	197.2	149.6	118.3	0.35
174	170.5	162.4	148.5	136.9	112.5	94	
58	56.8	56.8	54.5	52.9	48.7	45.2	
290	276.1	261	303.9	211	168.2	139.2	0.46
174	170.5	164.7	154.3	143.8	121.8	105.6	
58	56.8	55.7	55.3	53.9	50.6	47.6	

Из таблицы видно, что значение коэффициента теплопередачи значительно снижается в зависимости от толщины загрязнений.

Например: для коэффициента теплоотдачи от поверхности трубы $\alpha_2=58 \text{ Вт}/(\text{м}^2 * \text{°С})$ и коэффициента теплопроводности загрязнений $\lambda_3=0.12 \text{ Вт}/(\text{м} * \text{°С})$ коэффициент теплопередачи для труб с толщиной загрязнений $\delta=1.5$ мм в сравнении с чистой поверхностью трубы снижается на 45%.

Эффективным средством очистки поверхностей теплообмена от загрязнений является применение ультразвуковой аппаратуры. Способ ультразвуковой очистки заключается в применении упругих колебаний ультразвуковой частоты, возбуждаемых импульсным генератором и передаваемых объекту очистки с помощью магнитострикционного преобразователя, который приваривается к крышке теплообменника или к трубной доске.

Ультразвуковой способ очистки был применен на подогревателях мазута. Магнитострикционные преобразователи установлены по продольной оси теплообменника в центре передней крышки, соединены с трубной доской. Нагрев мазута осуществляется паром при давлении 0.6 МПа с температурой 170⁰С. Подогреватели подвергались чистке отложений 1 раз в 5 - 6 месяцев. Расход пара на подогрев 1 т мазута до внедрения ультразвуковой очистки составлял 0.122 т или 0.288 ГДж/т. Расход пара на подогрев мазута после внедрения ультразвуковой очистки составил 0.0676 т/т или 0.159 ГДж/т. Снижение расхода пара составило 45%.

Таким образом, проведенные исследования позволяют сделать вывод о том, что применение ультразвуковой очистки на теплообменном оборудовании позволяет существенно улучшить экономические показатели работы теплообменного оборудования.

Литература

1. Багиров И.Т., Кардаш И.М. Снижение энергозатрат на нефтеперерабатывающих заводах. – М.: Химия, 1972.

УДК 621.165

ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРОКОТЛОВ НА ТЭЦ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ СУТОЧНЫХ ГРАФИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Иванов А.В., Лапатин М.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.

В настоящее время в Белорусской энергосистеме имеет место проблема с обеспечением баланса мощностей в ночные часы, что связано с большой долей мощности ТЭЦ и приводит к необходимости их разгрузки ниже теплового графика. В перспективе, при ожидаемом вводе двух крупных энергоблоков АЭС, эта проблема существенно обострится и регулирование суточного графика без применения специальных мероприятий станет невозможным [1].

В исследованиях по маневренным ТЭЦ, выполненных в восьмидесятые годы прошлого века (значительное место в которых занимают работы Белорусского отделения ВНИПИэнергопром задача в основном сводилась к выбору наиболее эффективного способа получения маневренной мощности на ТЭЦ, работающих в отопительный период с полной загрузкой теплофикационных отборов. При этом обоснованно считалось, что по своим технико-экономическим характеристикам ТЭЦ должны вступать в регулирование суточного графика электрической нагрузки энергосистемы только после того, как конденсационные электростанции исчерпали свои маневренные возможности.

При вводе Белорусской АЭС, базовая мощность которой составит около трети прогнозной потребности энергосистемы в пики потребления и около половины – в часы его спада, ситуация существенным образом изменится. В отопительный период электроснабжение потребителей почти полностью перейдет к АЭС и ТЭЦ, и на ТЭЦ ляжет несвойственная для них функция регулятора суточных графиков электрических нагрузок в больших масштабах, включая всю переменную часть этих графиков [2].

В таких условиях определяющим фактором при выборе способа получения на ТЭЦ маневренной мощности станет снижение выдачи электрической мощности от ТЭЦ в энергосистему. В наибольшей мере [2] этому критерию соответствует ночная разгрузка отборов теплофикационных турбоустановок на специально устанавливаемые электродкотлы (ЭК), использующие электроэнергию, вырабатываемую на тех же турбоустановках (рисунок 1).

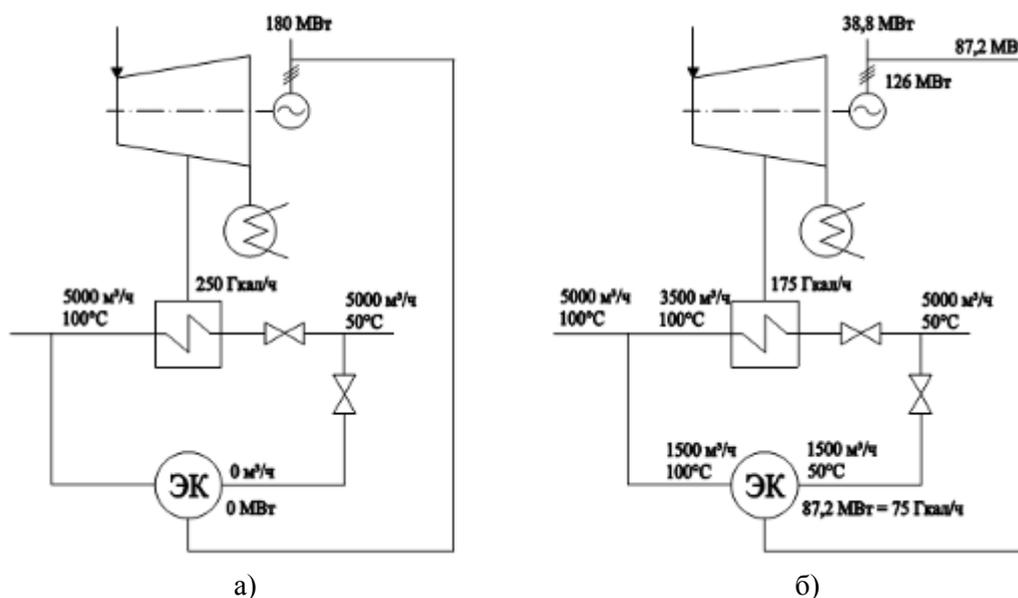


Рисунок 1 – Разгрузка блока 180 МВт на электродкотлы: а – исходный режим; б – режим разгрузки

В РУП «БелНИПИэнергопром» по поручению ГПО «Белэнерго» произведено исследование энергетической и экономической эффективности такого решения [2].

В [2] определена потребность в электродотлах в зависимости от спроса на маневренную полупиковую мощность ТЭЦ, то есть от требуемого снижения выдачи электрической мощности в энергосистему $\Delta P_{\text{рг}}$, для крупных теплофикационных паротурбинных установок (ПТУ). Величина $\Delta P_{\text{рг}}$ складывается из фактического снижения мощности турбоагрегата ниже теплового графика $\Delta N_{\text{тф}}$ и потребления электроэнергии электродотлами $N_{\text{эк}}$, значения которых можно выразить через снижение нагрузки отопительных отборов $\Delta Q_{\text{отб}}$, соответствующее теплопроизводительности $Q_{\text{эк}}$:

$$N_{\text{эк}} = \Delta P_{\text{рг}} / (W_{\text{тф}} \eta_{\text{эк}} + 1 / \eta_{\text{эк}}) \quad (1)$$

где $W_{\text{тф}}$ – удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении; $\eta_{\text{эк}}$ – КПД электродотлов.

Как видно, необходимая мощность электродотлов будет тем выше, чем больше задаваемая энергосистемой глубина разгрузки турбоустановки $\Delta P_{\text{рг}}$ и чем ниже удельная теплофикационная выработка $W_{\text{тф}}$ теплофикационного турбоагрегата.

При этом величина снижения выдачи электрической мощности в энергосистему $\Delta P_{\text{рг}}$ [4]
- при разгрузке отборов турбин на электродотлы

$$\Delta P_{\text{рг}} = W_{\text{тф}} \Delta Q_{\text{отб}} + (W_{\text{тф}} + 1 / \eta_{\text{эк}}) \Delta Q_{\text{отб}} \quad (2)$$

- при разгрузке отборов турбин на традиционные водогрейные котлы

$$\Delta P_{\text{рг}} = W_{\text{тф}} \Delta Q_{\text{отб}}. \quad (3)$$

Из сравнения (2) и (3) видно, что при одной и той же разгрузке отбора по теплоте $\Delta Q_{\text{отб}}$ в варианте с электродотлами достигается большее снижение выдачи электрической мощности в энергосистему $\Delta P_{\text{рг}}$ на величину электрической мощности, расходуемой на электродотлы $N_{\text{эк}}$. Поскольку для крупных теплофикационных турбоагрегатов, таких как Т-100/120-130, Т-180/210-130 и Т-250/300-240 характерно значение $W_{\text{тф}} \approx 0,5 \dots 0,55$, для достижения равного эффекта по снижению выдачи электрической мощности при разгрузке отборов на электродотлы потребуется в три раза меньшая разгрузка отборов турбоагрегатов по теплоте и меньшее снижение мощности парогенераторов ТЭЦ [2].

Как видно из рисунка 1 разгрузив теплофикационный энергоблок с турбоустановкой Т-180-210 на 30% с передачей 75 МВт тепловой нагрузки, т.е. 30% исходной, на электродотлы, можно сократить выдачу электрической мощности в энергосистему на 78,5%.

С энергетической точки зрения использование электродотлов характеризуется «двойной трансформацией» энергии, чем обуславливаются низкий КПД и высокая стоимость производимой теплоты. Однако в предлагаемом решении случае электродотел работает не в целях теплоснабжения, а в целях повышения надежности и эффективности электроснабжения.

При этом необходимо сопоставить две энергетические ценности – получение дополнительной экономии топлива и получение дополнительной маневренной электрической мощности в энергосистеме [2].

Результаты расчетов, приведенные в [2], показали, что разгрузка отборов теплофикационных турбоагрегатов Т-100-130, Т-180-130 и Т-250-240 на электродотлы по сравнению с разгрузкой на топливоиспользующие котлы ТЭЦ приводит к перерасходу топлива в часовом разрезе от 0,4 до 2,3 %, в суточном разрезе – от 0,03 до 0,08 %. Это сравнительно небольшая величина перерасхода топлива, намного ниже той, которую имеют электродотлы при использовании их для теплоснабжения.

Экономическую эффективность в [2] определяли исходя из того, что АЭС станет практически единственной альтернативой ТЭЦ в покрытии полупиковой части суточного

графика электрической нагрузки энергосистемы в зимний период. В качестве экономического критерия в [2] принят срок окупаемости единовременных капитальных вложений в электродкотлы за счет экономии годовых издержек на ТЭЦ при использовании их в маневренном режиме. Эта экономия определялась как разность снижений годовых издержек на ТЭЦ с теплофикационными турбоагрегатами Т-100-130, Т-180-130 и Т-250-240 и АЭС при переводе их с базового на маневренный режим работы. При этом в снижении издержек учитывались экономия затрат, связанная со снижением расхода потребляемого энергоресурса, повышение постоянной составляющей себестоимости электроэнергии, производимой в маневренном режиме, а также дополнительные годовые издержки ТЭЦ на эксплуатацию электродкотлов.

Проведенные РУП «БелНИПИэнергопром» расчеты выявили относительно высокую экономическую эффективность получения маневренной полупиковой мощности на ТЭЦ с применением электродкотлов, по сравнению с получением такой же маневренной мощности на АЭС посредством систематической разгрузки ее энергоблоков в ночные часы зимнего периода [2]. Срок окупаемости капвложений в электродкотлы находится в пределах от 0,5 до 1,5 года в зависимости от мощности турбоагрегатов, единичной теплопроизводительности электродкотлов и цены потребляемого на ТЭЦ природного газа [2].

Литература

1. Короткевич, А.М. О балансе мощностей Белорусской энергосистемы и проблемах регулирования суточного графика нагрузок: настоящее и перспективы / А.М. Короткевич, О.Г. Фоменко // Энергетическая стратегия. – 2008. – №2. – с. 24 – 28.
2. Трутаев, В.И. Применение электродкотлов на ТЭЦ как эффективный способ получения маневренной электрической мощности в энергосистеме Беларуси с вводом АЭС / В.И. Трутаев, В.М. Сыропушинский // Энергетическая стратегия. – 2010. – № 4(16). – с. 19 – 24.

УДК 620.93:681.515

АВТОМАТИЗАЦИЯ УЗЛА РЕГЕНЕРАЦИИ ИОНИТНЫХ ФИЛЬТРОВ ПРИ ХИМИЧЕСКОМ ОБЕССОЛИВАНИИ ВОДЫ

Мазуркевич А.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Романко В.А.

Эффективность очистки воды и объем отходов, удобство и безопасность обслуживания в значительной мере определяется аппаратным оформлением процесса водоподготовки. Разработаны сотни видов ионообменных аппаратов различного типа периодического и непрерывного действия, со сплошным и псевдооживленным слоями ионитов.

В отечественной водоподготовке применяются только аппараты периодического действия со сплошным слоем ионита типа фильтр. Аппараты периодического действия характеризуются тем, что все технологические процессы (очистка, взрыхление **противоточными** (противопоточными)).

Прямоточные (параллельноточные) фильтры – это наиболее простые аппараты, состоящие из корпуса, снабженного верхним распределительным устройством и нижним дренажным устройством. Последнее представляет из себя коллектор дренажными колпачками или выполненное из перфорированных дренажных труб. Внутри корпуса находится слой ионита. Он не должен превышать по высоте 0,5–0,7 высоты фильтра, так чтобы при периодическом взрыхлении слоя, когда он расширяется, не было уноса и потерь ионита.

В данном докладе разработана система автоматического регулирования узла регенерации ионитных фильтров при химическом обессоливании воды.

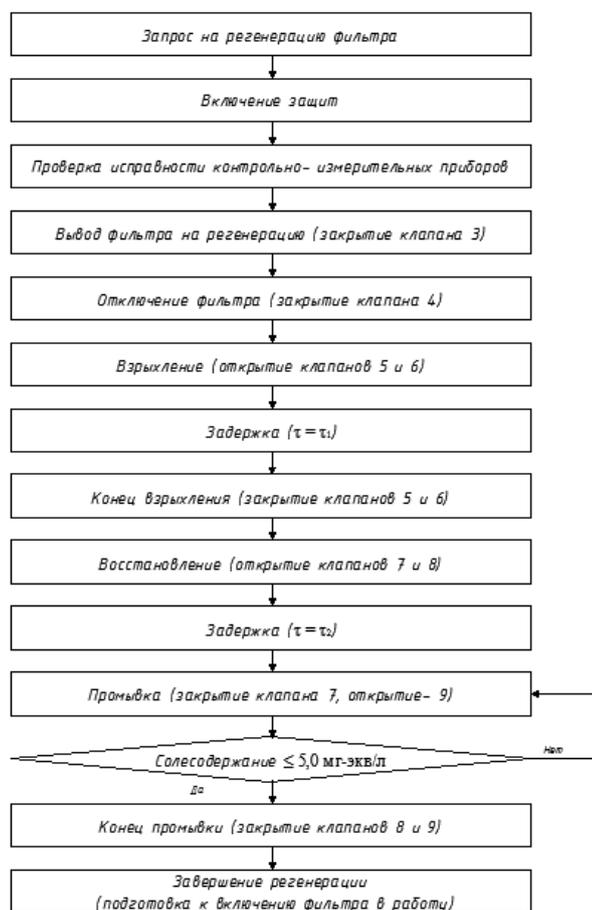


Рисунок 1 – Алгоритм автоматического управления процессом регенерации ионитных фильтров

Рядом с фильтром на подводящих трубопроводах устанавливается запорная арматура с ручным, гидро- или электроприводом.

Работа фильтра состоит из следующих операций:

• **очистка воды;**

Очистка воды производится сверху вниз при открытых клапанах 3 – 4, увеличение перепада давления на фильтре, увеличение жесткости (проскока Na^+) после фильтра и общего расхода воды через него служит надежным косвенным показателем его загрязненности. Поэтому при увеличении данных показателей ионитный фильтр выводится на регенерацию.

• **взрыхление для удаления взвесей;**

Первой стадией регенерации является взрыхление фильтрующего слоя водой. Взрыхление катионита необходимо для устранения слежавшихся слоев и удаления из него механических загрязнений, наличие которых приводит к увеличению перепада давления в слое ионита. При взрыхлении воду подают на фильтр снизу вверх скоростью 7 – 10 м/ч. Вначале закрывают клапаны 3 – 4, открываются клапаны 5 – 6. Процесс взрыхления занимает около 20 минут.

• **регенерация ионита;**

Производится закрытием клапанов 5 – 6 и открытием клапанов 7 – 8. При регенерации начинается последовательно подача регенерирующего раствора (1,5 %-го раствора серной кислоты) в течении 30 - 40 минут со скоростью не менее 10 м/ч во избежание «загипсовывания» катионита.

• **промывка.**

Вначале закрывают клапан 7, открывается клапан 9. Промывку слоя ионита от продуктов регенерации и остатков этого раствора осуществляют пропуском промывочной воды сверху вниз в течении 30 минут со скоростью 8 – 10 м/ч. О завершении процессов промывки и регенерации в целом судят по косвенному показателю – снижению перепада давлений воды на фильтре до исходного установившегося значения и концентрации соледержания (5,0 мг-экв/л). После чего закрываются клапаны 8 – 9 и фильтр вводится в работу открытием клапанов 3 – 4.

Приготовление регенерационного раствора производится следующим образом:

–открытие клапана 11 для подачи серной кислоты;

–подача осветленной воды (открытие клапана 12);

–включение насоса-дозатора;

–по расходу осветленной воды с помощью насоса-дозатора подаем нужное количество концентрированной серной кислоты, в результате получаем 1,5 %-ый раствор серной кислоты.

Для вышеописанного алгоритма автоматического управления процессом регенерации ионитных фильтров была разработана функциональная схема управления процессом, на которой указаны датчики, электроприводы, регулирующая и запорная арматура, а также микропроцессорный контроллер и органы управления.

Также для предлагаемой схемы был произведен проверочный расчет регулирующих органов.

В качестве примера ниже приведен проверочный расчет клапана КППС 600.

Исходные данные:

• Пределы изменения расхода, $\text{м}^3/\text{ч}$ – 120;

• Условный проход клапана, мм – 150;

• Гидравлическое сопротивление клапана, кПа – 520.

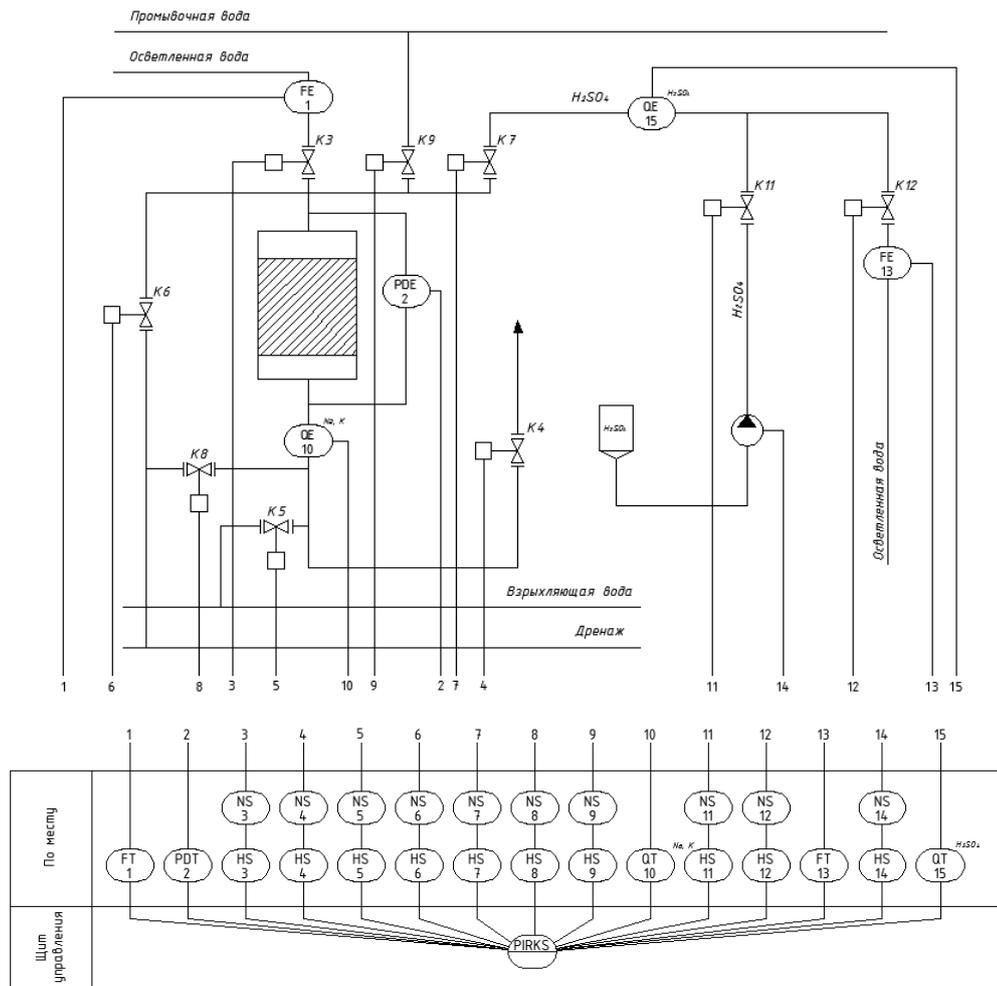


Рисунок 2 – Функциональная схема

Цель проверочного расчета состоит в определении максимальной пропускной способности клапана КПРС 600 для установления диапазонов регулирования.

Для этой цели определим объемный расход пара:

$$G = \mu_{кл} \cdot F \cdot \varepsilon \cdot \sqrt{\frac{2\Delta p}{\rho}}, \text{ м}^3/\text{с} \quad (1)$$

где $\mu_{кл}$ – коэффициент расхода, под которым понимают отношение действительного измеренного расхода среды к расчетному. Принимаем $\mu_{кл} = 7$ при $\frac{F}{F_{MAX}} = 1$; F – площадь открытия регулирующего органа, м^2 .

$$F = \pi R^2 = 3,14 \cdot \left(\frac{0,150}{2}\right)^2 = 0,0177 \text{ м}^2; \quad (2)$$

Δp – гидравлическое сопротивление дроссельного устройства, Па;
 $\Delta p = 520 \text{ кПа}$ ρ – плотность вещества, $\text{кг}/\text{м}^3$, $\rho = 1000 \text{ кг}/\text{м}^3$.

$$G = 7 \cdot 0,0177 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot 520000}{1000}} = 3,996 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3)$$

$G_{тр} = 120 \text{ м}^3/\text{ч} = 0,033 \text{ м}^3/\text{с} < G$ следовательно клапан выбран правильно.

Выводы

В процессе данной работы автоматизирован узел регенерации ионитных фильтров при химическом обессоливании воды. На основании алгоритма была разработана функциональная схема системы логического управления, а также определена максимальная пропускная способность клапана КПРС 600 для установления диапазона регулирования.

Литература

1. Живилова, Л.М. Автоматизация водоподготовительных установок и управления водно-химическим режимом ТЭС: Справочное пособие / Л.М. Живилова, В.В. Максимов. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
2. Живилова, Л.М. Автоматический контроль воднохимическим режимом тепловых электрических станций. – М.: Энергия, 1979.
3. Клюев, А.С. Проектирование систем автоматизации технологических процессов / А.С. Клюев [и др.]. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
4. Плетнев, П.Г. Автоматизированное управление объектами тепловых электростанций: Учебное пособие для вузов. – М.: Энергоиздат, 1985.

УДК 621.438 (075)

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

Лесничий В.С., Лазовский В.О.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.

С целью снижения затрат на техническое обслуживание и ремонт энергетических газотурбинных установок (ГТУ) при одновременном обеспечении максимально возможной эксплуатационной готовности и надежности их работы должна быть разработана хорошо продуманная программа технического обслуживания и осмотров газотурбинного оборудования. Правильная реализация этой программы обеспечит сокращение вынужденных простоев и повышение пусковой надежности оборудования, снизит количество незапланированных ремонтов.

Существует большое количество факторов, которые могут оказывать влияние на срок службы оборудования и должны быть учтены при планировании технического обслуживания (рисунок 1) [1].



Рисунок 1 – Факторы, влияющие на планирование технического обслуживания ГТУ

Программы технического обслуживания ГТУ и вспомогательных систем представляют собой установленный порядок проведения необходимого комплекса работ на оборудовании в зависимости от времени эксплуатации.

На рисунках 2, 3 представлены примерные планы технического обслуживания ГТУ компании Siemens, включающий визуальный осмотр, в том числе с помощью бороскопа, и неразрушающий контроль различных узлов и элементов ГТУ: газовой турбины, компрессора, камеры сгорания и пр. [2, 3]. В таблице 1 приведен пример проводимых работ на разных уровнях планового обслуживания ГТУ [2].

Кроме мероприятий по полному обследованию агрегата и определению его технического состояния (Lifetime Assessment – LTA) план техобслуживания также включает мероприятия по продлению ресурса агрегата сверх расчетного (Lifetime Extension – LTE) [2, 3].

Интервалы времени, через которые необходимо проводить соответствующее обслуживание, определяются не только количеством часов наработки ГТУ, но и эксплуатационными факторами: нагрузка, количество пусков, тип и качество используемого топлива. Для этого используется комплексный показатель – эквивалентное время наработки или эквивалентные часы наработки (ЭЧН).

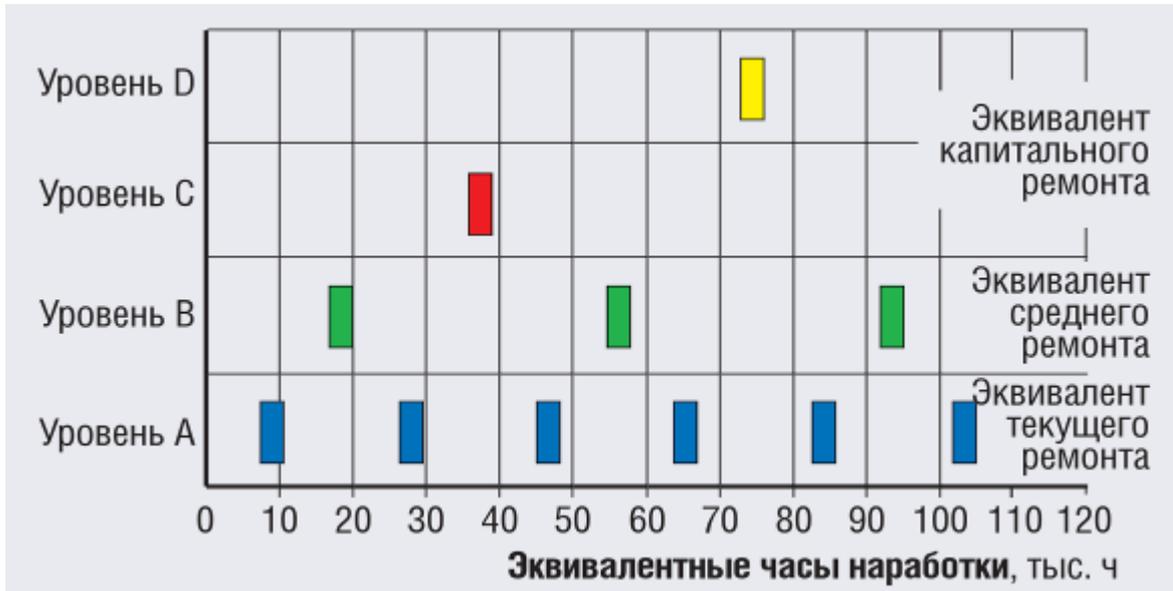


Рисунок 2 – Пример уровней планового техобслуживания SGT-800 Siemens

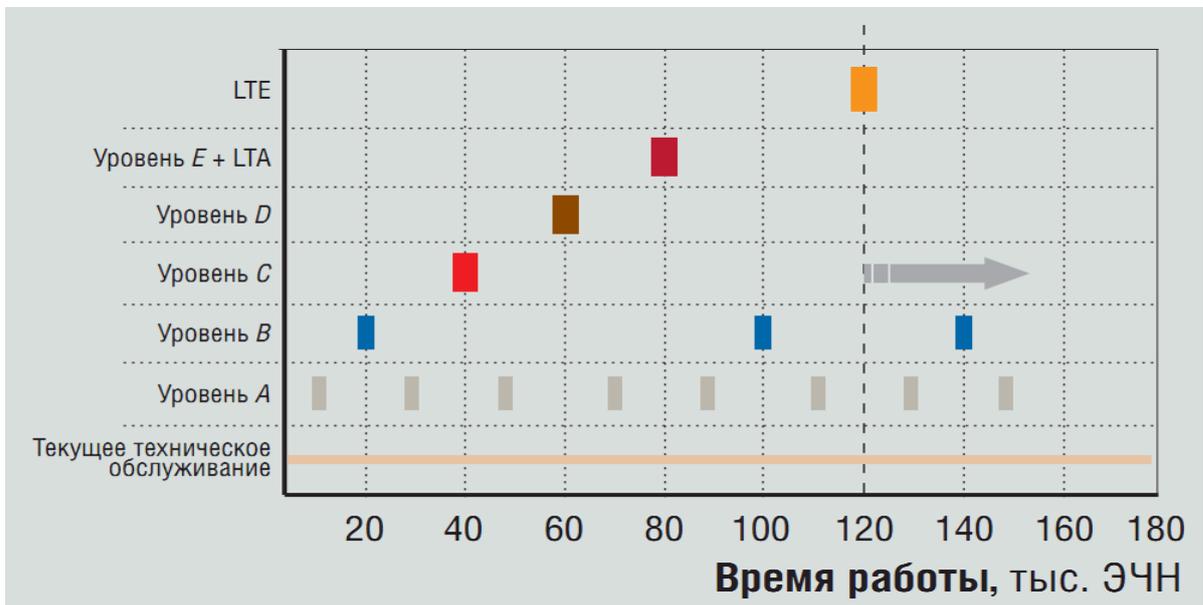


Рисунок 3 – Примерный план технического обслуживания ГТУ типа SGT-600 Siemens

Таблица 1 – Пример проводимых работ на уровнях планового обслуживания SGT-500 Siemens

Уровни	А	В	С	Д
Время ремонта	3 рабочих дня	5 рабочих дней	26 рабочих дней	26 рабочих дней
Осмотры	Лопатки турбины Камера сгорания Муфты и редуктор Вспомогательные системы Генератор	Лопатки турбины Топливные форсунки Камера сгорания Газовый коллектор Муфты и редуктор Вспомогательные системы Генератор	Неразрушающие испытания лопаток и дисков турбины Камера сгорания Газовый коллектор Муфты и редуктор Вспомогательные системы Подшипники Генератор	Неразрушающие испытания лопаток и дисков турбины Камера сгорания Газовый коллектор Муфты и редуктор Вспомогательные системы Подшипники Генератор (с выемкой ротора)
Замена или ремонт (по необходимости)			Замена Курсовые подшипники Входное кольцо ТВД	Замена Газовый коллектор Жаровые трубы 1-я ступень ТНД Курсовые подшипники Диск ТВД Входное кольцо ТВД
Проверки	САУ и КИП	САУ и КИП	САУ и КИП	САУ и КИП

В [2] пример расчета эквивалентных часов наработки представлен формулой:

$$H_0 = \Sigma (C_x \cdot C_f \cdot H + 5 N_0) = \Sigma (C_x \cdot C_f \cdot H + 5 \Sigma (C_n N)),$$

где H_0 – эквивалентные часы наработки; C_x – коэффициент нагрузки; C_f – коэффициент топлива; H – часы наработки; N_0 – эквивалентные циклы наработки; N – количество старт/стоп циклов; C_n – коэффициент пусков/останов.

Вид сжигаемого в ГТУ топлива оказывает влияние на интервалы и объем технического обслуживания. При этом газообразное топливо рассматривается как оптимальное при определении интервалов технического обслуживания ($C_f = 1$). При использовании чистого дистиллятного (дизельного) топлива рекомендуемый интервал технического обслуживания может сокращаться в 1,5 раза ($C_f = 1,5$), а при использовании сырой нефти или топочного мазута – в 2...4 раза ($C_f = 2...4$) [1].

Продолжительная работа ГТУ при *пиковой нагрузке*, связанная с *повышенными рабочими температурами*, требует более частого технического обслуживания и замены компонентов тракта горячих газов. Ориентировочно, каждый час работы при начальной температуре выше номинальной на 50°C по воздействию на срок службы рабочих лопаток турбины эквивалентен 5...6 часам работы при базовой нагрузке ($C_x = 5...6$), а увеличение температуры на 100...120°C, повысит коэффициент технического обслуживания примерно до 30...40 ($C_x = 30...40$) [1]. В то же время работа при пониженной рабочей температуре увеличивает срок службы компонентов тракта горячих газов. Так, работу в течение 1 часа при повышенной на 50°C температуре можно компенсировать примерно 6 часами работы при пониженной на 150°C относительно базовых условий температуре. Однако снижение нагрузки не всегда означает снижение рабочей температуры. Так, в ГТУ, работающих с утилизацией теплоты отработавших газов, применяется количественное регулирование нагрузки до 60...80% номинальной за счет прикрытия направляющего аппарата компрессора и сохранения номинальной рабочей температуры; в ГТУ с системами сжигания топлива типа DLN используется регулирование положения направляющего аппарата компрессора с целью расширения диапазона работы с низкими выбросами окислов азота на частичной нагрузке [1].

При учете количества пусков и остановов следует учитывать условия их осуществления, так как любые отклонения, вызывающие значительное увеличение механических напряжений и/или максимальной температуры металла по сравнению с условиями нормального цикла, снижают усталостную долговечность и увеличивают значение коэффициента технического обслуживания.

Так, отключения при частичной нагрузке оказывают меньшее влияние на ЭЧН вследствие меньшей температуры металла: в то время как отключение с режима холостого хода сокращает интервал технического обслуживания в 2 раза ($C_n = 2$), при отключении при нагрузке 80.. 100% номинальной – в 8 раз ($C_n = 8$), а при отключении на пиковой нагрузке (при форсировании камеры сгорания) – в 10 раз ($C_n = 10$) [1].

Аналогично экстренные пуски и быстрый наброс нагрузки существенно сокращают интервал технического обслуживания. Ориентировочно, экстренные пуски, при которых ГТУ переходят из неподвижного состояния в режим полной нагрузки в течение менее 5 минут оказывают влияние на срок службы компонентов, эквивалентное влиянию 20 дополнительных циклов, а нормальный пуск с быстрым набором нагрузки – только 2 [1]. В то же время, пуск ГТУ с выходом на частичную нагрузку позволяет интервалы технического обслуживания увеличить. Например, два рабочих цикла с выходом на уровень нагрузки менее 60% номинальной будут эквивалентны одному пуску с выходом на уровень нагрузки более 60% номинальной [1].

Для массивных роторов мощных ГТУ важным является изменение теплового состояния при пусках и остановах, что может приводить к высоким термическим (тепловым) напряжениям. Соответственно, коэффициент технического обслуживания для пуска зависит от продолжительности простоя, определяющего исходное *тепловое состояние ротора на момент пуска*. По мере увеличения продолжительности простоя температура металла ротора приближается к температуре окружающей среды, и влияние температурной усталости во время последующего пуска возрастает. Вследствие этого при пусках из холодного состояния устанавливается коэффициент технического обслуживания ротора, равный двум, а при пусках из горячего состояния – менее единицы [1].

Для большинства применений газовых турбин типичными являются три основных режима эксплуатации: *пиковый, полупиковый и базовый*. Для этих режимов характерны различные комбинации пусков из горячего, прогретого и холодного состояния и, соответственно, различные интервалы технического обслуживания.

Кроме указанного, на интервал технического обслуживания влияют и другие факторы: соблюдение технологии эксплуатации (например, важным является использование валоповоротного устройства), работа при отклонении частоты вращения от номинальной, уровень вибрации агрегата, чистота смазочного масла, качество забираемого компрессором воздуха и его влажность, впрыск воды или пара в газовый тракт и пр.

Интегрированный коэффициент технического обслуживания, найденный для реального режима и условий эксплуатации конкретного агрегата, может быть использован для определения оптимальных интервалов технических осмотров и улучшения технико-экономических и эксплуатационных характеристик газотурбинных установок.

Литература

1. Эксплуатация и техническое обслуживание газовых турбин большой мощности / David Balevic, Robert Burger, David Forry // General Electric Company // GE Energy / GER3620k_ru (12/04). - 2004.
2. Сервисная поддержка промышленных газовых турбин Siemens / Герд Уве Шмидель, А.В. Гуцин, В.Е. Торжков // Турбины и дизели. – 2007. - № 6 (ноябрь–декабрь). – С. 38 – 42.
3. Газотурбинный агрегат SGT-600: совершенствование конструкции и плана технического обслуживания / В.В. Навроцкий, М. Бломштедт, С. Юбель, С.В. Медведев // Турбины и дизели. – 2009. - № 1 (январь–февраль). – С. 20 – 25.

УДК 621.184

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТОПЛЕНИЯ В ЖИЛЫХ ЗДАНИЯХ

Лихута А.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Тарасевич Л.А.

Резервы энергосбережения в системах отопления жилых зданий следует искать в управлении процессами вентиляции зданий. Полностью контролируемая приточно-вытяжная вентиляционная система делает экономически целесообразным переход к воздушному отоплению в зданиях. В этом случае пропадает необходимость в монтаже дополнительной инженерной системы водяного отопления для обогрева жилых помещений.

Для жилых зданий предыдущего поколения использование системы воздушного отопления было нецелесообразно по нескольким причинам. Объясняется это тем, что температура теплоносителя в системах воздушного отопления ограничена 45 °С, для решения задачи достаточного обеспечения теплом уровень воздухообмена повышался до 3-5 кратного значения по сравнению с необходимым для целей проветривания помещений. Это приводило к существенному увеличению уровня теплопотерь зданий, а также к уносу влаги из помещений и снижению относительной влажности до 20 – 30 %. Такой уровень влажности приводил к повышенной электризации и запыленности воздуха в помещениях, что стимулировало увеличение количества заболеваний дыхательной системы, а также увеличивало количества аллергенов в атмосфере помещений.

При современных требованиях к теплозащите ограждающих конструкций после реконструкции уровень теплопотерь здания существенно уменьшится, соответственно снизится и необходимый объем воздуха в системе воздушного отопления.

Для зданий существующего жилого фонда легко рассчитать теплопотери через ограждающие конструкции в пересчете на 1 м² жилой площади. Для 9-этажного здания с высотой этажа 2,5 м и площадью горизонтального сечения 825 м² при $R_{оер} = 1 \text{ м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$ и $R_{ок} = 0,4 \text{ м}^2 \cdot \text{°C} / \text{Вт}$ и при 20-и процентном остеклении теплопотери с воздухообменом для расчетной наружной температуры $T_{нр} = -25 \text{ °C}$ и для средней за отопительный период температуры наружного воздуха $T_{н.ср} = -1,2 \text{ °C}$ в расчете на 1 м² жилой площади (50 % от общей) при номинальном воздухообмене ($V_0 = 3 \text{ м}^3/\text{ч}$) в схеме воздушного отопления без рекуперации воздуха в % от полных теплопотерь составляют

$$37\% \text{ при } T_n = -25 \text{ °C}$$

$$37\% \text{ при } T_n = -1,2 \text{ °C}$$

Рассмотрим ситуацию, когда 60 % тепла, уносимого воздухообменом из помещения, возвращается обратно.

С рекуперацией тепла уходящего воздуха система отопления имеет вид (рис. 1)

На вход системы отопления поступает воздух, подогретый до температуры T_2 .

При этом, потребление тепла из теплосети уменьшится на величину возвращаемого тепла.

Таким образом, чтобы при номинальном воздухообмене ($V_0 = 3 \text{ м}^3/\text{ч}$ на 1 м² жилой площади) обеспечить температуру воздуха в помещении $T_0 = 20 \text{ °C}$ при $T_1 = 45 \text{ °C}$ необходимо увеличивать термосопротивление ограждающих конструкций и окон.

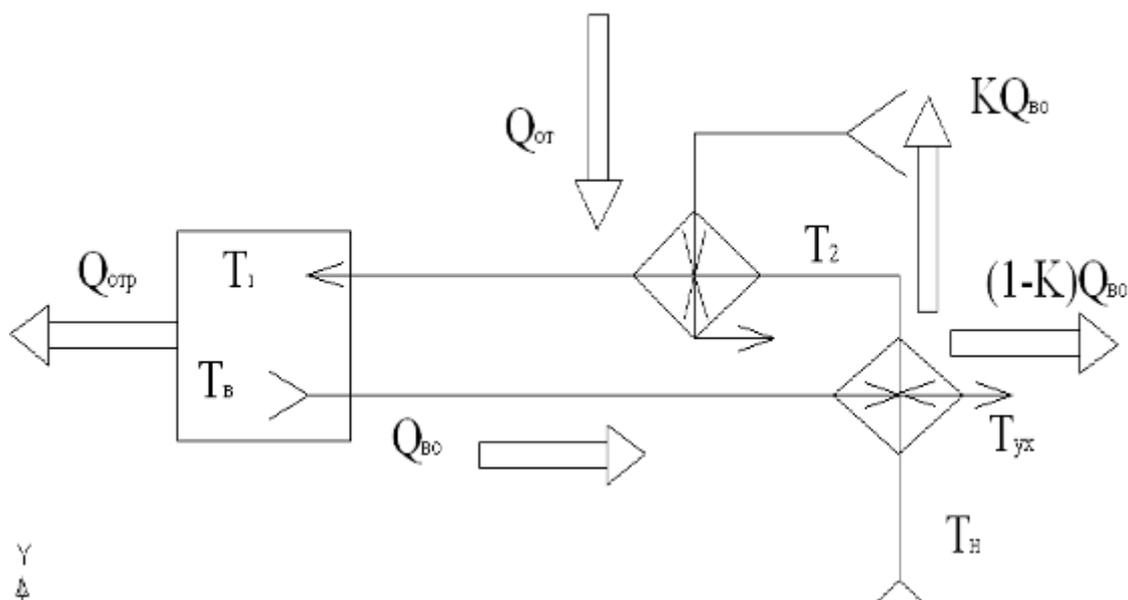


Рисунок 1 – Схема воздушного отопления с рекуперацией уходящего воздуха

В таблице приведены рассчитанные значения термосопротивления ограждающих конструкций для обеспечения температуры воздуха в помещении $T_e = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ при номинальном ($3 \text{ м}^3/\text{ч}$ на м^2) воздухообмене.

$T_n, \text{ }^\circ\text{C}$		-25	-20	-15	-10	-5	0	+5	+10
$R_{орг},$ $\text{м}^2 \text{ }^\circ\text{C}/\text{Вт}$	$R_{ок} = 0,4$	18,82	9,07	5,44	3,55	2,39	1,6	1,03	0,6
	$R_{ок} = 0,5$	7,47	5,23	3,78	2,76	2	1,42	0,95	0,58
	$R_{ок} = 0,6$	5,3	4,08	3,14	2,4	1,8	1,3	0,9	0,56
	$R_{ок} = 0,7$	4,42	3,53	2,8	2,2	1,69	1,25	0,88	0,55

Полученные результаты показывают, что воздушное отопление помещений для зданий с низким потреблением энергии для отопления вполне можно совместить с системой воздухообмена.

Требуемое термосопротивление ограждающих конструкций вполне согласуется с цифрами, рассчитанными для зданий, не требующих отопления часть существующего в настоящее время отопительного сезона.

Литература

1. Данилевский Л.Н. Необходимые условия реализации проекта "Пассивный дом" в Республике Беларусь / Белорусский строительный рынок. – № 8. – 2002 г.

УДК 621.438: 669.01:539.4

ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА КОРПУСНЫХ ДЕТАЛЕЙ ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ ПТ 135-130/13

Ланкевич Л.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Герасимова А.Г.

В условиях продолжающегося старения основных производственных фондов предприятий энергетики Республики Беларусь возрастает актуальность проблемы поддержания технического состояния оборудования ТЭС на должном уровне.

Несмотря на то, что в последнее время темпы технического перевооружения увеличиваются, изношенность генерирующих мощностей ТЭС концерна «Белэнерго» составляет более 50 %, и в ближайшей перспективе увеличение темпов осложняется недостаточным финансированием.

В сложившейся ситуации альтернативой техническому перевооружению электростанций может быть продление срока эксплуатации изношенного оборудования.

Анализ технического состояния оборудования ТЭС показал, что оборудование ряда электростанций, отработавших большой срок, имеет сравнительно неплохие показатели готовности и по показателям надёжности может конкурировать с новым. На основании этого был сделан вывод о возможности надёжной эксплуатации оборудования отработавшего парковый ресурс или приближающегося к нему [1].

В связи с тем, что самыми дорогостоящими и технически сложными в изготовлении и эксплуатации элементами энергооборудования ТЭС, как показывает экономический анализ, являются паровые турбины, именно их ресурсу работы уделяется основное внимание при рассмотрении вопросов повышения надёжности и продления сроков эксплуатации [2].

В число основных ингредиентов, определяющих надёжность и долговечность элементов паровых турбин, входят:

- особенности конструкторского исполнения;
- выбор материалов;
- технология изготовления деталей;
- особенности эксплуатации, в частности связанные с режимами пуска, параметрами среды и коррозионно-эрозионной и абразивной ее активностью;
- комплекс механических характеристик материалов;
- обоснованность применяемых методов неразрушающего контроля и продления ресурса деталей.

Основными нормативными документами, регламентирующими проведение контроля и порядок проведения оценки индивидуального ресурса паровых турбин, являются СТП 09110.17.400-03 «Инструкция по контролю металла и продлению срока эксплуатации основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций концерна «Белэнерго» [3] и РД 34.17.440-96 «Методические указания о порядке проведения работ при оценке индивидуального ресурса паровых турбин и продления их эксплуатации сверх паркового ресурса» [4].

Парковый ресурс всех турбин мощностью менее 50 МВт и работающих при давлении 9 МПа и менее – 270 тыс. час.

Парковый ресурс основных элементов турбин мощностью 50 МВт и более приведен в таблице 1.

Контроль поверхности корпусных деталей турбин осуществляется в соответствии с формулярами контроля сплошности – эскизами деталей, на которых очерчены и пронумерованы зоны контроля.

В случае отсутствия формуляров контролю подвергаются все радиусные переходы на наружной поверхности и доступные радиусные переходы на внутренней поверхности.

Таблица 1 – Парковый ресурс основных элементов турбин мощностью 50 МВт и более [3]

Тип турбины	Завод изготовитель	Парковый ресурс турбины, тыс. час.	Парковый ресурс основных элементов турбины, тыс. час.		
			Роторы высокого и среднего давления	Корпуса ЦВД, ЦСД	Корпуса стопорных и регулирующих клапанов
К-300-240, К-200-130 Т-180/215-130 ПТ-60-130/13 ПТ-80-130/13	ЛМЗ	220	220	220	170
ПТ-60-90/13 К-50-90-4, К-100-90-6 ВК-100-5, ВК-50(1,2)	ЛМЗ	270	270	270	220
К-300-240	ХТЗ	170	170	220	170
К-160-130	ХТЗ	200	200	200	170

Контроль металла корпусной детали включает в себя [2]:

- визуальный осмотр поверхности зоны контроля, зачищенной от окалины;
- магнитопорошковый или вихретоковый контроль; при наличии ремонтных аустенитных заварок – травление;
- ультразвуковой контроль объемными волнами для определения толщины стенки детали и выявления объемных металлургических дефектов в зоне обнаруженных трещин;
- измерение глубины обнаруженных трещин различными методами.

Предельным состоянием для корпусных деталей паровых турбин является появление в них трещин определенной глубины, ограничивающих их надежную эксплуатацию в течение межремонтного периода. Эксплуатация таких деталей без выполнения специальных мероприятий по восстановлению надежности недопустима.

Для измерения глубины трещин применяют электропотенциальный, вихретоковый и механический методы.

При оценке глубины трещины механическим способом сначала различными неразрушающими методами (МПД, УЗК, цветная дефектоскопия, травление, вихретоковый метод и др.) уточняется длина дефекта. После этого осуществляется фиксирование трещины путем сверления глухих отверстий, служащих исходными отметками для последующего контроля, а также являющихся препятствием для дальнейшего развития дефекта. Эти сверления должны проводиться на глубину до 10 мм, глухие отверстия должны иметь диаметр 12 – 18 мм на необработанной поверхности и 3 – 5 мм на обработанной поверхности.

Максимальная глубина трещины оценивается по результатам сверления трех-пяти глухих отверстий диаметром 12–18 мм, равномерно расположенных по длине трещины и удаленных одно от другого не более чем на 100 мм, причем одно-два отверстия должны быть выполнены посередине трещины и на участке ее максимального раскрытия.

Сверление прекращается, когда визуально в результате контроля с подсветкой при углублении сверла на каждые 3 – 4 мм устанавливается, что дно гнезда сверления очистилось от дефекта. Для проверки отсутствия трещины в дне глухого отверстия применяется токовихревой метод контроля.

Одновременно в зоне трещины должна быть определена толщина стенки детали, что необходимо для оценки остаточного ресурса. Ее значение оценивается обычно с помощью ультразвукового толщиномера. При этом в качестве эталона следует использовать фланцы и

лапы этой же детали, толщина которых определяется штангенциркулем или другим измерительным инструментом. Допускается определять толщину стенки с помощью измерительных скоб и других механических приспособлений.

Расчетный ресурс корпусов включает определение значения наработки, рассчитанные по стадиям зарождения и развития трещины, согласно приведенной в [4] методике. Остаточный ресурс кованного корпуса определяется как разность между расчетным ресурсом и наработкой корпуса на момент проведения работ по продлению его срока службы, а литого, как время его живучести.

При обнаружении в корпусе трещин он подвергается ремонту. Решение о возможности эксплуатации корпуса с трещинами без ремонта (в частности с трещинами в недоступных для ремонта зонах), а также о методах, объеме и периодичности контроля такого корпуса принимается на основании заключения специализированной организации

Для корпусных деталей турбин, в которых обнаружены трещины, глубиной, превышающие 15% толщины стенки, кроме расчетных оценок остаточного ресурса проводится определение их допустимого времени живучести по фактической скорости роста трещины в соответствии с приведенной ниже методике. Решение о продлении срока эксплуатации таких деталей принимается на основании заключения специализированной организации с учетом результатов оценок остаточного ресурса по двум подходам, рассмотренным в [4].

Оценка остаточного ресурса корпусных деталей паровых турбин проводится в соответствии с методическими указаниями [4], которые внедрены с целью сокращения объема контроля литых корпусных деталей, уменьшения трудозатрат и расхода материала, увеличения продолжительности эксплуатации. Методические указания распространяются на детали паровых турбин, отработавшие свыше 50 тыс. часов, на которых при проведении очередного контроля по наблюдению за металлом энергооборудования обнаружены трещины.

Трещины удаляются частично или полностью, или оставляются без выборки в соответствии с ремонтной документацией. Очередной контроль проводится непосредственно в ранее поврежденной зоне.

Время работы до следующего контроля назначается на основе анализа данных по глубине трещин, обнаруженных при двух последних ремонтах и результатов оценки трещиностойкости металла, причем предельный срок между обследованиями следующий: внутренняя поверхность стопорных, регулирующих и защитных клапанов – 25 ± 10 тыс. часов, а в других местах всех литых деталей – через 50 ± 10 тыс. часов.

Периодичность контроля назначается следующим образом:

- при глубине трещины менее 40% от толщины стенки следующая проверка проводится с максимальным перерывом, допускаемым действующей инструкцией, без учета трещиностойкости металла;

- если глубина трещины составляет 40% толщины стенки и более, то для установления максимальной наработки до очередного контроля определяют среднюю скорость роста трещины за межремонтный период, предшествующий ее появлению, и оценивают эффективную толщину стенки в зоне трещины. Затем по скорости роста трещины и эффективной толщине стенки детали определяют допустимое время живучести до появления сквозной трещины.

В случае частичного оставления трещины при ремонте, контроль за ее глубиной производится при каждом очередном обследовании.

На примере турбины ПТ-135-130/13 проведем оценку остаточного ресурса корпуса нижней части ЦВД.

На нижней части ЦВД турбины ПТ-135-130/13 после $105 \cdot 10^3$ часов эксплуатации при обследовании в районе регулирующей ступени обнаружена трещина. При засверловке установлено, что ее максимальная глубина составляет $h_T = 58$ мм. Время работы после ремонта $\tau_{мрк} = 25 \cdot 10^3$ ч. Толщина стенки в месте повреждения $S_{СТ} = 120$ мм.

В соответствии с методикой [4] сначала определяется условная глубина начального дефекта:

$$h_0 = 0,1 \cdot s_{CT} = 0,1 \cdot 120 = 12, \text{ мм.}$$

Средняя скорость роста трещины за первый межремонтный период рассчитывается по формуле:

$$V_{T1} = \frac{h_T - h_0}{\tau_{мкр}}, \text{ мм/час,}$$

где $\tau_{мкр}$ – продолжительность межремонтного периода, за который возникла трещина (не менее 10 тыс.ч).

$$V_{T1} = \frac{58 - 12}{25 \cdot 10^3} = 1,84 \cdot 10^{-3} \text{ мм/час.}$$

Затем подсчитываем допускаемое время живучести корпусной детали, которое составляет 90% от времени образования сквозной трещины:

$$\tau_p = 0,9 \cdot \tau_c, \text{ ч}$$

где τ_c – время работы до следующего осмотра, определяемое из выражения

$$\tau_c = \frac{S_{эф}}{V_T}, \text{ ч}$$

Здесь $S_{эф}$ – значение эффективной толщины стенки, $S_{эф} = s_{CT} - h_T$, мм

$$\tau_p = 0,9 \cdot \frac{120 - 58}{1,84 \cdot 10^{-3}} = 30 \cdot 10^3 \text{ ч,}$$

При повторном осмотре через $27 \cdot 10^3$ ч установлено, что трещина углубилась еще на 38 мм. Среднюю скорость роста трещины за второй межремонтный период определяется по формуле:

$$V_T = \frac{h_T'' - h_T'}{\tau_{мкр}}, \text{ мм/час}$$

где h_T' – глубиной первоначальной трещины, мм; h_T'' – глубина новой выборки, мм.

$$V_{T2} = \frac{38}{27 \cdot 10^3} = 1,40 \cdot 10^{-3} \text{ мм/час.}$$

Качество металла нижней части ЦВД из расточки регулирующей ступени, где образовался дефект, оценивается по пробе, из которой изготавливается ударный образец.

Испытания металла ЦВД показали, что его горячая твердость ниже нормы (НВ = 84 при норме 85), что свидетельствует о пониженной длительной прочности металла; критическое раскрытие металла хорошее ($\delta \geq 0,25$ мм).

Таким образом, налицо все признаки необходимости прекращения

эксплуатации детали: глубина трещины достигла 80% толщины стенки, скорость в 1,4 раза превысила допустимый уровень (10^{-3} мм/час).

Поэтому эксплуатацию корпуса целесообразно прекратить, провести его ремонт по более надежной технологии или заменить.

Прогноз выхода трещины на поверхность позволит станции своевременно подготовиться к замене цилиндра или его ремонту.

Литература

1. Карницкий Н.Б. Синтез надежности и экономичности теплогенерирующего оборудования ТЭС. – Мн.: ВУЗ-ЮНИТИ, 1999. – 227с.ил.
2. Резинских, В.Ф. Увеличение ресурса длительно работающих паровых турбин/ В.Ф. Резинских,

В.И. Гладштейн, Г.Д. Авруцкий. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 296 с.: ил.

3. СТП 09110.17.400-03. Инструкция по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, сосудов и трубопроводов тепловых электрических станций концерна «Белэнерго».

4. РД 34.17.440-96 «Методические указания о порядке проведения работ при оценке индивидуального ресурса паровых турбин и продления их эксплуатации сверх паркового ресурса». – М.: НПО ЦКТИ, 1196. – 153с.

УДК 621.311

МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ НЕРАВНОМЕРНОСТИ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ

Мячин О.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Герасимова А.Г.

Энергосистема любого государства объединяет в едином технологическом процессе множество электростанций, осуществляющих в реальном времени выработку электроэнергии, и множество потребителей, получающих эту энергию от электростанций через передающие и распределительные электросети. Электроэнергия является товаром, который по существующим технологиям невозможно в больших количествах и долго хранить на складах, – этот товар необходимо потреблять в темпе его производства и, наоборот, производить или генерировать в темпе его массового потребления.

Условия работы энергетической системы и входящих в ее состав электростанций определяются режимом электро- и теплотребления обслуживаемого ими района. Они характеризуются соответствующими графиками нагрузок – суточными, недельными, годовыми.

Основной график нагрузки – суточный, представленный на рисунке 1. Электропотребление в течение суток резко меняется в относительно короткие промежутки времени, измеряемые часами и даже минутами, поэтому покрытие этого графика – наиболее сложная задача. Несколько проще покрытие недельной неравномерности, где основная трудность связана с неизбежным массовым остановом агрегатов в субботние и воскресные дни. Наименее сложна задача покрытия годовой неравномерности электро- и теплотребления.

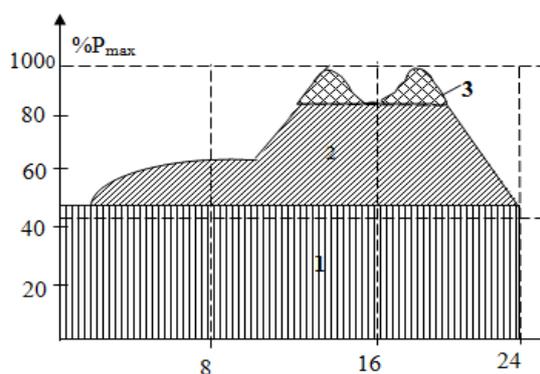


Рисунок 1 – Суточный график нагрузки

Суточный график отличается значительной неравномерностью. Нагрузка непрерывно изменяется, достигая в определенные моменты наибольшей и наименьшей величины. В ночной период сохраняется только нагрузка круглосуточных предприятий и освещения. В 6–8 утра нагрузка растет с возобновлением работы предприятий и транспорта. Провал наблюдается в 12–14 часов в связи с обеденным перерывом. Максимум имеет место в вечерние часы в связи с увеличением бытовой нагрузки. В каждый момент времени генерация электростанций с учетом импорта

электроэнергии должна быть равна потреблению электроэнергии, т.е. постоянно должен соблюдаться баланс электроэнергии и мощности. При невыполнении этого условия происходит изменение частоты электрического тока и перетока по межсистемным линиям электропередачи. Большие отклонения от баланса приводят к серьезным последствиям, связанным с обесточиванием потребителей, отключением генераторов электростанций и прочим. Поэтому в энергосистеме в каждый момент времени должен иметься резерв мощности, используемый для восстановления баланса в случае отклонения потребления электроэнергии от прогнозного значения либо при внезапном выходе из строя генерирующего оборудования.

Суточный график отчетливо подразделяется на постоянную и переменную части: первая отвечает минимальной нагрузке; вторая представляет собой всю площадь графика, расположенную выше минимальной нагрузки.

График нагрузки принято делить на 3 части: базовая; полупиковая; пиковая.

В сумме полупиковая и пиковая образуют зону переменной нагрузки. Максимальные и минимальные нагрузки являются наиболее важными точками.

Возможность участия электростанции в покрытии переменной части суточных графиков нагрузки, а так же регулировании частоты переменного тока в энергосистеме определяется ее маневренностью, которая в свою очередь, зависит от маневренности установленного на станции оборудования. Маневренность – это свойство или характеристика оборудования, отражающая, в каких пределах, с какой скоростью и в каком количестве за установленный срок эксплуатации может изменяться его мощность. В базовой части графика используется нагрузка, вырабатываемая наиболее инертными системами, такими как АЭС. В полупиковой области работают ТЭЦ, КЭС, ГТУ, ПГУ и др. Для покрытия пиковой области используют маловыгодные дизельгенераторы, ГТУ и ПГУ.

Основными факторами, влияющими на маневренность АЭС, являются:

- циклическая прочность конструкционных материалов оборудования и трубопроводов, зависящая от изменений температуры и давления;
- характеристики ядерного топлива, определяемые изменением в нем энерговыделения в переходных режимах;
- алгоритмы управления процессами в оборудовании, в том числе и во вспомогательных технологических системах.

Реальными шагами для улучшения ситуации с ночной разгрузкой ТЭЦ, регулирования режима работы энергосистемы, обеспечения высокоманевренного резерва мощности может быть один из вариантов, предложенных ниже.

1. Сооружение гидроаккумулирующей электростанции, которая позволит в ночные часы потреблять избытки мощности, а в часы максимальных нагрузок – покрывать часть электрической нагрузки. Это, в свою очередь, улучшит экономичность работы Белорусской энергосистемы за счет меньшего количества включенного оборудования, а также снизит потребность энергосистемы в конденсационной мощности.

2. Применение теплового аккумулирования энергии.

3. Установка пиковых газовых турбин, работающих только в часы максимальных нагрузок, позволит снизить величину включенного оборудования конденсационных электростанций и увеличить долю теплофикационной выработки ТЭЦ в ночные часы отопительного периода.

4. Применение для потребительских блок-станций дифференцированного по зонам суток тарифа на электроэнергию в целях исключения выдачи в энергосистему электроэнергии в часы ее избытков и стимулирования выдачи электроэнергии в пиковые часы.

5. Перевод всех потребителей на дифференцированный по зонам суток тариф на электроэнергию.

6. Применение электродвигателей для выработки тепловой энергии в ночные часы отопительного периода.

Наиболее перспективными являются первые два пункта, т.е. применение гидроаккумулирующих станций и теплового аккумулирования энергии. Аккумулирование на АЭС более перспективно, чем для других станций. Это объясняется следующими соображениями:

- аккумулирование энергии на АЭС позволяет избавиться от использования органического топлива;
- начальные затраты на блок АЭС очень высоки, и аккумулирование энергии позволяет максимально использовать эту существенную составляющую затрат;
- циклическая работа ядерного реактора вредна для топливных элементов и сложна, а аккумулятор позволяет снизить до минимума температурные колебания.

Тепловое аккумулирование на АЭС более перспективно, чем для станций, работающих на другом топливе. Системы аккумулирования питательной воды существенно ограничены в отношении пиковой мощности и оказывают сильное влияние на основную систему. В противоположность этому системы аккумулирования пара теоретически не ограничены по

пиковой мощности и представляют собой отдельные установки, связанные с основной станцией только линиями зарядки и возврата конденсата. Применительно к АЭС это рассматривается как преимущество. К таким системам относятся системы с внутренней генерацией пара и системы с внешней генерацией пара.

Если снижение потоков отбора в АЭС считается недопустимым, а перегрузка турбинной установки невозможна, то требуется специальная пиковая турбина. К преимуществам специальной пиковой турбины относят устранение ограничений мощности, вызванных аккумулярованием питательной воды и/или ограничениями впуска пара основной турбины. Тот факт, что система теплового аккумулярования энергии с основным блоком образует горячий резерв также является преимуществом этой схемы.

Аккумулярование энергии с помощью гидроаккумулярующих электрических станций (ГАЭС). ГАЭС – это насосно-аккумулярующая ГЭС, которая в одни периоды времени использует электроэнергию других электростанций из электросетей энергосистемы для преобразования ее в потенциальную энергию воды (прямое преобразование), а в другие периоды времени преобразует потенциальную энергию воды в электроэнергию (обратное преобразование), отдавая ее в электросети для покрытия пиков нагрузки энергосистемы. Гидротехнические сооружения ГАЭС состоят из двух бассейнов – верхнего (аккумулярующего) и нижнего (питающего), расположенных на разных уровнях и соединенных системой крупных наклонных трубопроводов (водоводов). Гидроагрегаты ГАЭС в зависимости от высоты напора воды оснащаются поворотно-лопастными, диагональными, радиально-осевыми или ковшовыми гидротурбинами. Время пуска и смены режимов гидроагрегатов ГАЭС измеряется несколькими минутами, что определяет их высокую эксплуатационную маневренность. ГАЭС могут быть с суточным, недельным и сезонным циклами регулирования. Регулировочный диапазон ГАЭС близок к двухкратной величине ее установленной мощности, так как регулирование графика нагрузки энергосистемы осуществляется станцией как в насосном режиме (регулирование ночного провала), так и в генераторном (регулирование пика). Стандартные функции ГАЭС за последние десятилетия наполнились новым содержанием. Если изначально главной задачей ГАЭС была работа в генераторном режиме в часы пика нагрузки, а потребление электроэнергии при прямом преобразовании ГАЭС считалось неизбежным злом, снижающим КПД станции и повышающим стоимость ее пиковой энергии, то в новых условиях, при создании мощных тепловых блоков, особенно на атомных электростанциях, имеющих ограниченные возможности регулирования мощности, большой проблемой стало прохождение ночного минимума нагрузки, когда тепловые блоки не могут быть разгружены не только по техническим условиям, но и в связи с необходимостью несения тепловой нагрузки. При этом «зло зарядки» ГАЭС превращается для энергосистемы в благо, особенно в тех регионах, где преобладают АЭС. Кроме того, гидроагрегаты успешно используются и для регулирования в энергосистеме частоты и напряжения. С образованием в последнее десятилетие в электроэнергетике ряда стран оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) на первый план выходит также использование ГАЭС как источника быстро вводимого резерва активной мощности (для сравнения: современные газотурбинные или парогазовые установки требуют 5–10 мин для выхода на полную мощность против 2–3 мин у ГАЭС). Таким образом, в современной энергетике ГАЭС превращается в многофункциональный источник оказания системных услуг, способствующих не только оптимизации суточного графика нагрузок, но и повышению надежности и качества электроснабжения.

Рассмотрим вариант строительства ГАЭС мощностью 1200 МВт и строительство ГТУ аналогичной мощности. Себестоимость отпускаемой электроэнергии находится по формуле:

$$C_{\text{ээ}} = \frac{И}{\mathcal{E}_{\text{отп}}}, \quad (1)$$

где $И$ – годовые издержки, $\mathcal{E}_{\text{отп}}$ – годовой отпуск электроэнергии.

Годовой отпуск электроэнергии для данной ГАЭС находится по формуле 2:

$$\mathcal{E}_{\text{отп}} = N \cdot h \cdot \left(1 - \frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}}}{100}\right) \quad (2)$$

где N – мощность станции, h – число часов использования установленной мощности, $\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}}$ – расход электроэнергии на собственные нужды.
 Результаты расчетов представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Сводная таблица технико-экономических показателей

Наименование показателей	Обозначение	Размерность	ГАЭС	ГТУ
Установленная мощность	N	МВт	1200	1200
Число часов использования установленной мощности	h	ч/год	1400	1400
Годовой отпуск энергии	\mathcal{E}	МВт·ч	$169,94 \cdot 10^4$	$172 \cdot 10^4$
Удельные капиталовложения	$k_{\text{уд}}$	у.е./кВт	120	1000
Полные капиталовложения	K	у.е.	$144 \cdot 10^6$	$1200 \cdot 10^6$
Штатный коэффициент	$k_{\text{шт}}$	чел./МВт	0,2	0,3
Среднегодовая заработная плата	$Z_{\text{ср}}$	у.е./год	12000	10000
Норма амортизации	N_a	%	2	2
Топливные издержки	I_t	млн.\$/год	62,05	232,7
Издержки на амортизацию	I_a	млн.\$/год	2,88	24
Издержки на ремонт	I_r	млн.\$/год	1,73	7,2
Издержки на заработную плату	$I_{\text{зп}}$	млн.\$/год	4,03	3,6
Прочие издержки	$I_{\text{пр}}$	млн.\$/год	1,73	3,38
Себестоимость электроэнергии	$C_{\text{ээ}}$	у.е./кВт·ч	0,043	0,157

Выводы

1. В результате расчетов видно, что себестоимость электроэнергии на ГАЭС более чем в 3 раза дешевле, чем энергия, выработанная на аналогичной по мощности ГТУ (0,043 \$/кВтч против 0,157 \$/кВтч).

2. ГАЭС являются в условиях современного индустриального общества эффективным маневренным инструментом суточного (в пиковые и ночные часы), недельного (в рабочие и выходные или праздничные дни) и сезонного (в отопительный и межотопительные периоды) регулирования графика нагрузки энергосистемы, повышения качества и надежности электроснабжения, обеспечения быстрых поставок электроэнергии на оптовый и розничные рынки электроэнергии.

3. ГАЭС являются быстро окупаемыми (до 7 – 8 лет) и сравнительно мало затратными сооружениями как по капитальным (100 - 300 долл. на установленный кВт мощности против 700 - 800 долл. для ТЭС или ТЭЦ), так и эксплуатационным расходам (0,2 единицы персонала на 1 МВт установленной мощности, отсутствие топливной составляющей).

4. ГАЭС, в отличие от ГЭС, используют для выработки электроэнергии воду в почти замкнутом цикле (с подпиткой от открытого источника) и наносят минимальный экологический ущерб окружающей природе.

Литература

1. Бродянский В.М. Тепловое аккумулирование энергии. – М.: Мир, 1987.
2. Гуртовцев А.Л. Гидроаккумулирующие электростанции. – РУП «БелТЭИ».
3. Качан А.Д. Техничко-экономические расчеты / А.Д. Качан, Б.В. Яковлев. – Мн.: Вышэйшая школа, 1982.
4. Тепловые и атомные электрические станции / В.А. Григорьев, В.М. Зорин. – М.: Энергоатомиздат, 1989.

УДК 621.311.25

СОСТОЯНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ВОДНОГО РАБОЧЕГО ТЕЛА НА ТЭС РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Римашевская Е.Д.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Чиж В.А.

Современное состояние технологии подготовки водного теплоносителя на ТЭС Республики Беларусь определяется состоянием и перспективами развития основного теплоэнергетического оборудования.

На водоподготовительных установках (ВПУ) ТЭС Белорусской энергосистемы используется, в основном, традиционная ионообменная технология подготовки обессоленной воды. При всех её достоинствах серьёзной проблемой остаётся использование значительного количества реагентов и, как следствие, образование больших объёмов агрессивных сточных вод [2].

В республике реализуется Государственная научно-техническая программа (ГНТП) развития Белорусской энергетической системы на период до 2016 г. В её рамках велись и ведутся работы по реконструкции ряда электростанций, на базе существующих котельных строятся мини-ТЭЦ. Кроме того, результатом этой программы стало введение новых генерирующих мощностей, в том числе парогазовых установок (ПГУ) на Березовской, Лукомльской ГРЭС, Жодинской ТЭЦ. Требования к качеству водного теплоносителя на энергоблоках ПГУ приближаются к требованиям для прямоточных котлов сверхкритического давления (СКД), а по некоторым параметрам – превосходят их [3,4].

Новые направления в водоподготовке представлены, прежде всего, противоточными и баромембранными технологиями. Как правило, для таких установок требуется высокая степень автоматизации управления, они требуют более тщательной предварительной очистки воды и могут стать наиболее перспективными на ближайшие годы.

Традиционно используемые ионообменные технологии постепенно теряют конкурентоспособность ввиду значительного повышения цен на ионообменные смолы, кислоту и щелочь, а также увеличения платы за водопользование и сброс минерализованных стоков [1,5,6]. Надёжность работы обратноосмотических мембран в значительной степени зависит от качества исходной воды по содержанию в ней взвесей, коллоидов, органических веществ, биологических загрязнений [2,5]. По результатам многочисленных исследований наиболее перспективной для удаления таких примесей признана технология ультрафильтрации, основными преимуществами которой являются высокое качество очищенной воды, компактность технологического оборудования, достигаемая за счет высокой площади поверхности фильтрования в мембранных аппаратах, и низкий расход электроэнергии и воды на собственные нужды [2].

Мембранные установки обратного осмоса (УОО) на Осиповичской и Вилейской мини-ТЭЦ служат для приготовления подпиточной воды для котлов низкого давления 14 и 24 кгс/см². Использование обессоленной воды для котлов низкого давления при традиционно принятом умягчении связано как с требованиями к качеству пара, поступающего на турбины мини-ТЭЦ, так и с жёстким ограничением стоков.

В условиях Вилейской мини-ТЭЦ были проведены эксперименты по очистке воды с использованием передвижной пилотной установки, разработанной и изготовленной Институтом физико-органической химии (ИФОХ) НАН Беларуси в рамках выполнения одного из заданий ГНТП «Энергетика-2010», по результатам которых в марте 2007 г на Вилейской мини-ТЭЦ была введена в эксплуатацию УОО [5].

Однако необходимо отметить, что в энергетике Беларуси отсутствуют подготовленные кадры для обслуживания и ремонта мембранных установок. Существуют проблемы и с расходными материалами.

Для обеспечения энергообъектов отечественным мембранным оборудованием в соответствии с ГНТП «Энергетика 2010» ИФОХ НАН Беларуси совместно с ОАО «Белэнергоремналадка» (БЭРН) разработана технология получения высокопроизводительных капиллярных мембран (КМ) и мембранных элементов на основе полисульфона и организовано на базе ОАО БЭРН производство установок ультрафильтрации [1,2,5].

Особенно актуальными в настоящее время остаются вопросы оснащения ТЭС приборами автоматического химического контроля (АХК) и оперативной непрерывной обработки их показаний, т.к. внедрение на базе микропроцессорной техники автоматизированных систем ведения ВХР) электростанций существенно повышает экономичность и надежность работы оборудования ТЭС. Приведение систем мониторинга ВХР ТЭС в надлежащий вид, безусловно, даст экономию топлива, повысит надежность работы электростанций и котельных. Филиалом «Витебский опытно-экспериментальный завод» РУП «БЕЛТЭИ» были изготовлены и поставлены устройства подготовки пробы (СУПП и УПП) с анализаторами серии АПЛАНТ, выпускаемыми ЗАО «АТРЭКО», для электростанций России и Беларуси.

Таким образом, современное состояние технологии подготовки водного теплоносителя на ТЭС РБ соответствует требованиям отечественных и зарубежных норм. Имеется резерв в совершенствовании химико-технологического мониторинга и водного режима действующего оборудования и новых энергоблоков, создана научная и материально-техническая база для дальнейшего совершенствования и развития новейших мембранных процессов на основе капиллярных мембран.

Литература

1. Бильдюкевич А.В. Капиллярные мембраны для водоподготовки. "Энергетическая стратегия", № 4 (29), 2009. С.54-58.
2. Бильдюкевич А.В., Шункевич А.А., Хаютина Е.С. Водоподготовка. Новые технологии удаления органических соединений из природных вод. "Энергетическая стратегия", № 5 (29), 2012. С.49-54.
3. Воронов В.Н., Петрова Т.И. Водно-химические режимы ТЭС и АЭС. М.: Изд. дом МЭИ, 2009. С. 50-62.
4. Воронов В.Н., Петрова Т.И. Совершенствование водно-химических режимов и химконтроля на тепловых электростанциях // Теплоэнергетика. 2010. № 7. С. 2-6.
5. Евдокименко В., Хаютина Е.С., Бильдюкевич А.В. Ультрафильтрация для очистки воды на Вилейской мини-ТЭЦ. "Энергетика и ТЭК" (научно-производственный журнал)/ Энергосбережение. 01.04.2008
6. Ларин Б.М., Ларин А.Б. Состояние технологии подготовки водного рабочего тела на отечественных ТЭС. "Теплоэнергетика", № 1, 2014 г. С. 75-80.

УДК 621.3

ПРЕИМУЩЕСТВА ВНЕДРЕНИЯ ТРАНСМУТАЦИИ ОТРАБОТАННОГО ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА В ПРОЦЕСС ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Пташиц К.П.

Научный руководитель – инженер Денисов С.М.

В настоящее время ядерная энергетика ограничена уран-плутониевым топливным циклом (как в области реакторов на тепловых, так и реакторов на быстрых нейтронах). Это объясняется наследственностью ядерных технологий из военной сферы. Вследствие этого многие недостатки данного решения, не являющиеся существенными в условиях «холодной войны» и долговременного симметричного наращивания вооружений, превратились в существенный тормозящий фактор для распространения и популяризации «мирного атома». Одним из таких недостатков является накопление в процессе уран-плутониевого топливного цикла долгоживущих, высокотоксичных и высокоактивных продуктов деления. Даже в случае выделения данных изотопов из отработанного ядерного топлива (ОЯТ) проблема их изолирования и захоронения представляется весьма трудоёмкой даже для современных технологий, поскольку период полураспада многих из них превышает десятки тысяч лет, за которые даже устойчивые ныне геологические формации могут стать нестабильными и не смогут изолировать представляющие радиоактивную опасность материалы. Большая часть короткоживущих продуктов деления успевает распасться в течение первых 100 лет выдержки, что заметно снижает дозовые показатели топлива, однако оставшиеся долгоживущие изотопы сохраняют свою активность в течение многих тысяч лет. В таблице 1 [1] представлен состав наиболее активных продуктов деления ядерного топлива в расчёте на один твэл реактора ВВЭР-1000 после 3-летней кампании.

Таблица 1 – Параметры наиболее опасных продуктов деления ядерного топлива

Изотоп	Период полураспада, лет	Активность при выгрузке, Бк/твэл
^{135}Cs	2300000	$2,99 \cdot 10^7$
^{137}Cs	30,17	$4,83 \cdot 10^{12}$
^{129}I	15700000	$2,37 \cdot 10^6$
^{79}Se	65000	$2,52 \cdot 10^7$
^{126}Sn	100000	$3,92 \cdot 10^7$
^{99}Tc	212000	$9,94 \cdot 10^8$
^{93}Zr	1530000	$1,4 \cdot 10^8$

Несмотря на развитие альтернативных топливных циклов и технологий, таких, как ториевый топливный цикл и термоядерный синтез, данные проекты всё ещё далеки от надёжной технологической реализации. Скорее всего, в ближайшие десятилетия значительных продвижений в данных областях не произойдёт. В связи с этим одним из немногих реально осуществимых вариантов существования и развития ядерной энергетики становится закрытый ядерный топливный цикл с использованием уран-плутониевого топлива для тепловых и быстрых реакторов. При переходе на закрытый топливный цикл появится возможность выжигать радиологически опасные трансплутониевые актиноиды, образующиеся при работе реакторов на тепловых нейтронах. Как упоминалось выше, это выступит преимуществом по сравнению с открытым топливным циклом, поскольку позволит избавиться от значительной части долгоживущих высокоактивных делящихся изотопов. При этом сама по себе реализация закрытого топливного цикла не решает проблему накопления вышеописанных долгоживущих и высокоактивных продуктов деления.

Для уменьшения количества данных изотопов и трансплутониевых элементов, накапливающихся в реакторе, упрощения способов их изоляции, а также минимизации

дальнейших рисков всё чаще предлагается использовать трансмутацию отработанного ядерного топлива. Данный процесс позволяет изменить элементный или изотопный состав ядерных отходов, тем самым сокращая их период полураспада и общую активность. Основными плюсами трансмутации являются:

теоретическая возможность осуществления данного процесса как посредством нынешних технологий (добавление изотопов в реакторное топливо, использование изотопов в отражателе быстрого реактора, облучение частицами на ускорителях), так и с помощью технологий будущего (помещение изотопов в первую стенку термоядерного реактора, смешение с топливом ториевого топливного цикла). Это позволяет плавно перейти с одной ядерной технологии на другую, минимизируя нагрузку на окружающую среду и будущие поколения, а также несёт перспективы полезного сосуществования, к примеру, уран-плутониевого и термоядерного циклов;

снижение нагрузки на хранилища радиоактивных отходов путём упрощения конструктивных требований вследствие снижения активности, общего количества и срока жизни помещаемых радионуклидов;

возможность реализации реального закрытого топливного цикла, что снизит зависимость ядерной отрасли от добычи урановой руды и обогащения топлива по ^{235}U . Тем самым также станет возможна утилизация накопленного оружейного и реакторного плутония;

инвестиции в данную область знаний позволят лучше изучить различные топливные циклы, что в конечном итоге должно повлечь максимизацию полезного использования имеющегося ядерного топлива и минимизацию отходов;

как следствие уменьшения количества опасных продуктов деления и реализации ЗЯТЦ, появится возможность безопасного экспорта ядерной энергетики, при котором отработанное топливо возвращается для контроля и рециркуляции к его поставщику. Многие страны отказываются от ядерной энергетики именно по причине невозможности или законодательного запрета на захоронение на своей территории долгоживущих радиоактивных отходов;

улучшение имиджа ядерной энергетики в глазах общественности, т.к. проблема с размещением и захоронением ядерных отходов на территории тех или иных государств будет минимизирована, а также появятся гарантии уничтожения наиболее опасных радионуклидов.

Трансмутация ядерного топлива, наряду с развитием ядерных топливных циклов и термоядерного синтеза, является одной из наиболее прогрессивных отраслей ядерной энергетики. Данная технология позволяет решать многие проблемы, с которыми сталкиваются страны, имеющие действующие АЭС. Роль трансмутации во многом перекликается и дополняет роль самой ядерной энергетики, которая, несмотря на имеющиеся недостатки, превосходит по эффективности и гибкости как альтернативные возобновляемые источники энергии, так и традиционные энергетические технологии на основе органического топлива. Именно этим объясняется наличие и активное развитие ядерной энергетики в странах с высоким научным потенциалом (Франция, Бельгия, Великобритания, США, Россия, Япония, Канада, Южная Корея а в последнее время – Индия и Китай). Данные страны представляют собой не только лидеров в научной сфере, и, в частности, в сфере энергетики, но и являются лидерами в экономической области. Желание данных стран продвигать ядерную энергетику на экспорт, внедрять новейшие технологии в промышленное производство показывают как экономическую, так и эксплуатационную целесообразность увеличения доли энергии, вырабатываемой на АЭС, в общем объёме энерговыработки. В связи с этим, развитие технологий трансмутации неизбежно, и роль её в дальнейшем развитии ядерной энергетики неоспорима.

Литература

1. М. Колобашкин, П. М. Рубцов, Радиационные характеристики облученного ядерного топлива. Справочник. М.: Энергоатомиздат, 1983 – 384 с.

УДК 621.311.25

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЙ СТЕНД ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТЕПЛОВЫДЕЛЯЮЩИХ СБОРОК ТИПА ТВСА

Секлюцкий Е.В.

Научный руководитель – старший преподаватель Буров А.Л.

С момента пуска первого реактора ВВЭР непрерывно совершенствуется ядерное топливо с целью повышения эффективности его использования: для увеличения выработки электроэнергии путем повышения тепловой мощности реактора, обеспечения работы АЭС в широком диапазоне маневренных режимов и др. Характер усовершенствований тепловыделяющих сборок для реакторов ВВЭР соответствует мировым тенденциям улучшения топлива водо - водяных реакторов с водой под давлением.

ОАО «ОКБМ Африкантов» проведены работы по совершенствованию конструкции ТВСА для реакторов ВВЭР. Одним из направлений совершенствования конструкции ТВСА является применение перемешивающих решеток-интенсификаторов (ПР). Основной задачей внедрения ПР является повышение теплотехнических запасов до кризиса теплоотдачи и эксплуатационной надежности за счет выравнивания температур твэлов и снижения локального паросодержания.

Применение ТВСА с перемешивающими решетками (ПР) в реакторах ВВЭР требует обоснования теплотехнической надежности активных зон и определения влияния конструкций решеток на гидродинамику и массообмен потока теплоносителя.

Обоснование теплотехнической надежности активных зон ядерных реакторов во многом базируется на теплогидравлическом расчете, что в свою очередь требует большой информативности и высокой достоверности параметров и значений локальных гидродинамических характеристик. Таким образом, надежный теплогидравлический расчет требует проведение значительного комплекса экспериментальных исследований и развитие новых методов расчета локальных гидродинамических и массообменных характеристик потока.

Весьма важной задачей перемешивающих устройств является выравнивание температур (энтальпий) по сечению сборок, улучшение ситуации в наиболее напряженных ячейках ТВС, повышение запасов до кризиса теплоотдачи и др. Это достигается использованием в решетках лопаток, дефлекторов потока и других элементов, обеспечивающих перемешивание теплоносителя в поперечном сечении ТВС. Наличие подобных элементов может привести к заметному повышению гидравлического сопротивления самой сборки, что будет являться нежелательным фактом. Поэтому, оптимальная конструкция решетки требует поиска вариантов, обеспечивающих наиболее благоприятное сочетание таких параметров, как интенсивность перемешивания, гидравлические потери и запасы до кризиса теплоотдачи.

Ввиду этого экспериментальное исследование условий и закономерностей формирования локальных и интегральных характеристик гидродинамики потока теплоносителя с получением обобщающих зависимостей является важной задачей, решение которой позволило обосновать теплотехническую надежность активной зоны реактора.

Таким образом, особенности конструкции ТВСА реактора ВВЭР - 1000 требуют детального изучения и анализа локальных характеристик межъячеечного массообмена и гидродинамических характеристик потока теплоносителя.

Учитывая сложность математического описания трехмерного течения жидкости в пучке твэлов – многосвязной области с анизотропией коэффициентов переноса, криволинейными границами и отрывами пограничного слоя, а также технические вычислительные трудности, основным методом изучения гидродинамики сборок твэлов и

активных зон реакторов в целом является экспериментальное исследование масштабных и полноразмерных моделей кассет и активных зон на аэро- и гидродинамических стендах.

Экспериментальный стенд для исследований локальных характеристик межъячеечного массообмена и гидродинамических характеристик потока теплоносителя в модели активной зоны реактора ВВЭР-1000 с ТВСА представляет собой аэродинамический разомкнутый контур, через который прокачивается воздух (рисунок 1).

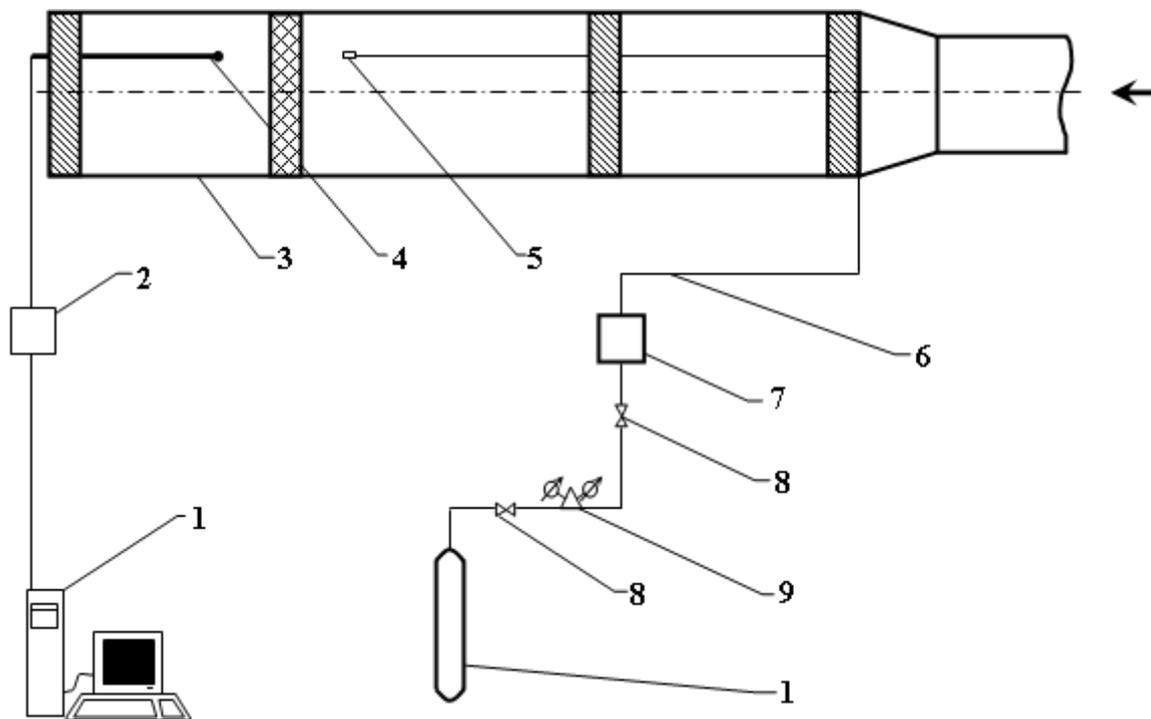


Рисунок 1 – Схема экспериментального стенда

1 – ЭВМ, 2 – модульный газоанализатор, 3 – экспериментальная модель, 4 – устройство отбора проб трассера, 5 – устройство ввода трассера в ячейку ЭМ, 6 – подвод трассера, 7 – расходомерное устройство, 8 – запорная и регулирующая арматура, 9 – редуктор, 10 – газовый баллон

Общий вид экспериментального стенда представлен на рисунке 2.

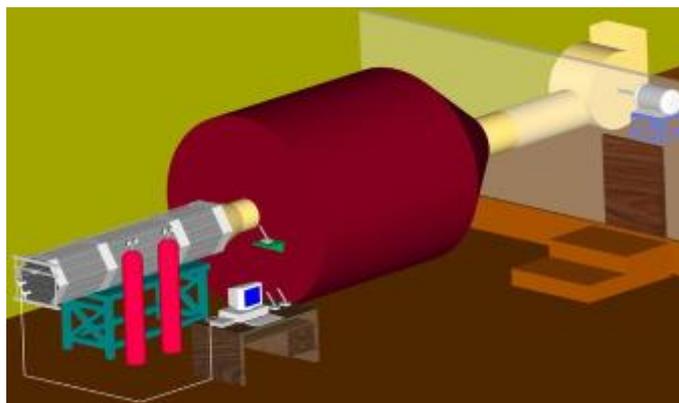


Рисунок 2 – Общий вид экспериментального стенда

В состав экспериментального стенда входят: вентилятор высокого давления, экспериментальная модель (ЭМ), расходомерное устройство с участками стабилизации потока, система подачи и отбора трассера; регулирующая арматура; измерительный комплекс.

Исследование локальных характеристик межъячеечного массообмена потока теплоносителя в экспериментальных моделях осуществлялось методом диффузии примесей (метод трассера). Данный метод основан на регистрации поперечного потока массы по некоторой переносимой субстанции (краски, соли, газа и т.д.). Принцип проведения экспериментальных исследований на экспериментальном стенде заключается в том, что поток воздуха посредством радиального вентилятора высокого давления поступает в ресиверную емкость, движется через расходомерное устройство и успокоительный участок, а затем, пройдя через ЭМ, выбрасывается в атмосферу. Трассер подается в характерную ячейку пучка твэлов в начале исследуемого участка и также выбрасывается в атмосферу вместе с газовой воздушной смесью. Выравнивание неравномерностей распределения скорости на входном участке в поперечном сечении модели осуществляется уравнивающей решеткой, установленной на входе в ЭМ.

Экспериментальная модель, представляющая собой фрагмент активной зоны реактора ВВЭР-1000 с ТВСА (рисунок 3), включает в себя сегменты трех топливных кассет и межкассетное пространство.

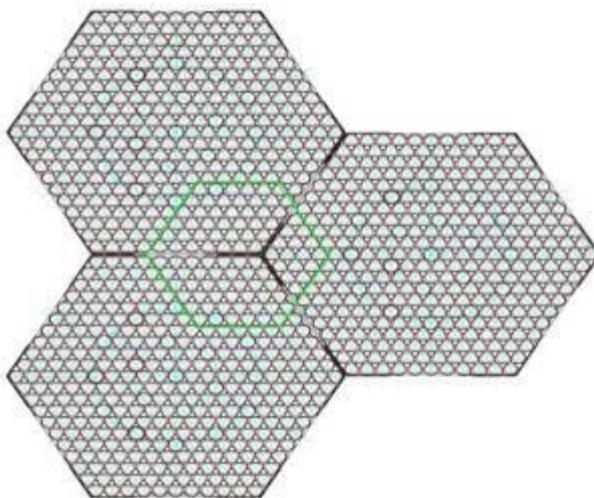


Рисунок 3 – Фрагмент активной зоны реактора ВВЭР-1000 с ТВСА

Экспериментальная модель (рисунок 4) выполнена с коэффициентом геометрического подобия $K_r = 4,4$, имеет длину $L = 3$ м и состоит из следующих элементов: шестигранного чехла, девяноста четырех цилиндрических твэлов-имитаторов с описанными диаметрами $40^{\pm 0,5}$ мм, устройства фиксации датчика, поясов дистанционирующих решеток, поясов перемешивающих решеток.

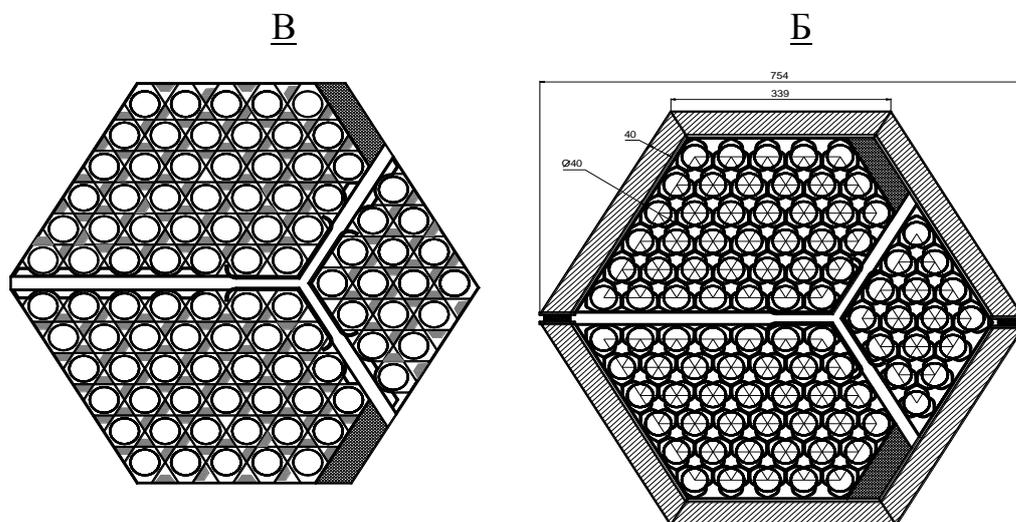


Рисунок 4 – Схема экспериментальной модели с перемешивающей решеткой типа «порядная прогонка»

Моделирование стандартных ячеек осуществляется строгим дистанционированием пучка цилиндрических твэлов-имитаторов в вершинах правильных треугольников посредством трех поясов дистанционирующих решеток.

Пояса перемешивающих решеток изготавливались из полос листового железа толщиной 1,2 мм, готовые полосы собирались соответствующим образом. Исследуемый пояс перемешивающей решетки представлен на рисунке 5. Высота ячеек перемешивающей решетки составляет 66 мм (что соответствует 15 мм натурной ПР). Перемешивающая решетка имеет турбулизирующие дефлекторы, которые улучшают перемешивание потока теплоносителя. Величина угла отгиба турбулизирующего дефлектора составляла 30° , а высота – 19,8 мм (что соответствует высоте 4,5 мм натурального дефлектора).

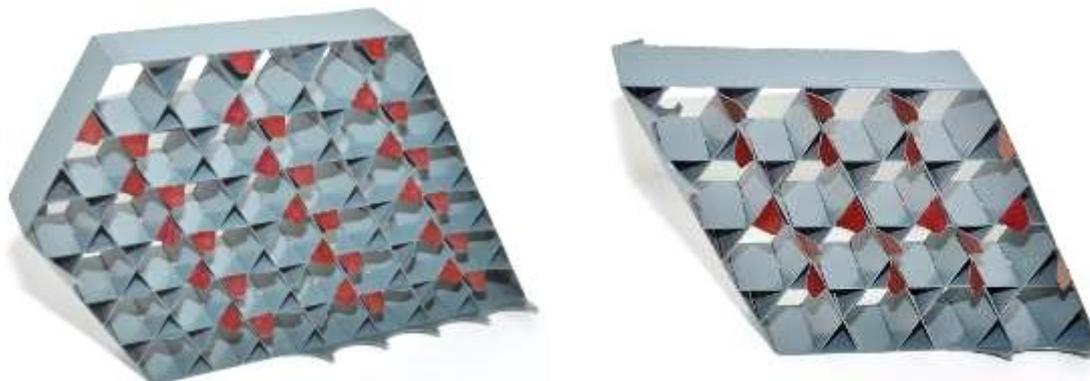


Рисунок 6 – Пояс перемешивающей решетки типа «порядная прогонка»

Подвод трассера из газового баллона осуществляется через запорную и регулирующую арматуру, расходомерное устройство и впускной зонд. Для измерения расхода газа предназначен газовый расходомер ИРГ-1000. По принципу работы прибор относится к тепловым расходомерам неконтактного типа. Эти расходомеры измеряют массовый расход газа, поэтому их показания не зависят от его давления. Предел допускаемого значения основной приведенной погрешности прибора с учетом индивидуальной градуировки равен $\pm 1,5\%$. Из расходомера ИРГ-1000 пропановый трассер поступает во впускной зонд, который имеет вид монолитной втулки, врезаемой в твэл в месте инъекции. Для равномерного распределения газа по сечению ячейки предусмотрены короткие Г-образные штуцеры, на выходе из которых установлены специальные рассеивающие насадки. Выходное отверстие штуцера вместе с рассеивающим насадком позиционируется по центру ячейки.

Для отбора проб трассера использовался зонд, выполненный в виде трубки Пито-Прандтля и позволяющий определять значения осевой скорости, статического и полного давлений в исследуемой точке, а также одновременно выполняющий функцию транспортного газопровода для подачи трассера в газоанализатор.

Анализ проб газовой смеси производится газоанализатором, принцип работы которого основан на измерении величины поглощения инфракрасного излучения.

Для управления и постоянного мониторинга экспериментальных данных, получаемых газоанализатором, разработан программный комплекс «ТРАССЕР-П». В программном комплексе реализованы возможности построения графика изменения концентрации в зависимости от времени, а также непосредственный мониторинг динамики изменения концентрации в режиме реального времени и записи значений в файл.

Литература

1. Бородин С.С. Особенности гидродинамики и массообмена теплоносителя в ТВСА-АЛЬФА реактора ВВЭР / С.С. Бородин, С.М. Дмитриев, А.Е. Хробостов. – Известия высших

учебных заведений. Ядерная энергетика, 2010. – №1.

2. Бородин С.С. Исследования массообменных характеристик и эффективности перемешивающих решеток ТВСА-АЛЬФА реакторов ВВЭР / С.С. Бородин, С.М. Дмитриев, М.А. Легчанов, А.Е. Хробостов – Труды пятой Российской национальной конференции по теплообмену в восьми томах, г. Москва, 2010., том 1, С. 177-180.

УДК 620.93:681.515

АВТОМАТИЗАЦИЯ НЕПРЕРЫВНОЙ ПРОДУВКИ БАРАБАННОГО КОТЛА

Парусова О.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Пантелей Н.В.

Для обеспечения требуемого водного режима барабанных котлов необходимо систематически удалять из них соли, поступающие с питательной водой, иначе будет происходить быстрое увеличение солесодержания и щелочности котловой воды и ее вспенивание, а также возникнут коррозионные разрушения металла котла и возможный унос солей паром. Существуют два вида продувки котла (удаления солей): периодическая и непрерывная.

Периодическая продувка котла проводится через определенные промежутки времени и предназначается для удаления шлама из нижних точек агрегата (барабана, коллекторов и др.). Она проводится кратковременно, но с большим сбросом котловой воды, которая при своем движении увлекает находящийся в барабане или коллекторе шлам и выносит его наружу в расширитель продувочной воды.

Непрерывная продувка производится из солевых циклонов котла и обеспечивает постоянный отвод растворенных в котловой воде солей, что предотвращает образование отложений на внутренних поверхностях нагрева и обеспечивает нормальный водный режим котла и требуемую чистоту пара.

В данной работе рассматривался вопрос автоматизации непрерывной продувки барабанного котлоагрегата БКЗ-75.

Для существующих на ТЭС условий эксплуатации барабанных котлов величина непрерывной продувки должна быть в пределах от 0,5% до 1% от паропроизводительности котла. Продувочную воду направляют в расширитель продувочной воды, в котором происходит отделение пара от воды. Выделившийся в расширителе пар сепарируется и направляется в деаэратор для использования его тепла и получения из него конденсата, а упаренная продувочная вода с высоким содержанием солей направляется в поверхностные подогреватели, а затем – в барботер и в канализацию.

Поскольку для котлов БКЗ-75 предусмотрена трехступенчатая схема испарения с двумя выносными циклонами, где в основном и концентрируется вынос солей, то и непрерывная продувка обеспечивается по двум независимым друг от друга линиям (с правого и левого солевых циклонов) со сбросом в общий расширитель. На каждой линии имеется свой регулирующий клапан для системы продувки котла по общему солесодержанию.

Перечень объектов автоматизации:

- структурная схема автоматической системы регулирования непрерывной продувки построена на базе ПИ-регулятора с использованием аналоговой аппаратуры регулирования;
- схема АСР трехимпульсная: нагрузка котла по расходу пара, расход на непрерывную продувку и электропроводность котловой воды в солевом отсеке циркуляционного контура котла;
- задающим сигналом является импульс по расходу пара, тогда сигнал по расходу на непрерывную продувку является сигналом обратной связи, а сигнал по электропроводности котловой воды является корректирующим.

В номенклатуру оборудования систем автоматических продувок котлов входят контроллеры-регуляторы, датчики-сигнализаторы электрической проводимости воды, датчики расхода и давления, продувочные клапаны и сопутствующая трубопроводная арматура.

В качестве корректирующего и стабилизирующего регулятора было выбрано микропроцессорное устройство ОВЕН ПЛК 150. Рассмотрим его преимущества перед регулятором КАСКАД: построение системы управления и диспетчеризации на базе ОВЕН

ПЛК возможно как с помощью проводных средств – используя встроенные интерфейсы Ethernet, RS-232, RS-485, так и с помощью беспроводных средств – используя радио, GSM, ADSL модемы; шесть вводов дискретного сигнала и четыре ввода аналогового сигнала; расширение количества точек ввода\вывода осуществляется путем подключения внешних модулей ввода\вывода по любому из встроенных интерфейсов; широкие возможности самодиагностики контроллера; встроенные часы реального времени; встроенный аккумулятор, позволяющий «пережить» пропадание питания – выполнять программу при пропадании питания, и переводить выходные элементы в «безопасное состояние»; возможность работы по любому нестандартному протоколу по любому из портов, что позволяет подключать устройства с нестандартным протоколом (электро-, газо-, водосчетчики, считыватели штрих-кодов и т.д.); набор готовых программных модулей, предоставляемых бесплатно и др.

Так как ОВЕН ПЛК 150 имеет четыре входа для аналоговых сигналов, а требуется шесть, то для дополнительного ввода двух аналоговых сигналов выбираем модуль ОВЕНМВ110 - 2АС. Регулирующим органом для непрерывной продувки был выбран клапан SpiraxSarcoBCV30 – электрогидравлически управляемый регулирующий клапан для продувки паровых котлов или выполнения других задач. Задатчиками ручного управления стали задающие устройства ЗУ-50. Датчиком расхода пара был выбран Метран-370 – 40 предназначенный для измерения объемного расхода электропроводных жидкостей, пульп, эмульсий и т.п.. Многоканальный регистратор Метран-900 был выбран для сбора, обработки и регистрации информации, поступающей от датчиков с выходным унифицированным сигналом, сигналом взаимной индуктивности и датчиков температуры, измеряющих параметры технологических процессов. Контроллер ВС3100 фирмы SpiraxSarco используется вместе с датчиком электропроводности фирмы SpiraxSarco для контроля и управлением концентрацией растворимых веществ в котловой воде, а также для контроля качества конденсата путем определения его электропроводности.

Регулирование непрерывной продувки осуществляют воздействием контроллера на регулирующий клапан на линии продувки. На вход контроллера помимо корректирующего сигнала по значению солесодержания поступает сигнал по расходу продувочной воды и сигнал по расходу перегретого пара. Задающим сигналом является импульс по расходу пара, получаемый от расходомера 7 (сигнал является общим для двух циклонов). Тогда сигнал по расходу на непрерывную продувку, получаемый от расходомера 2 и 5 (для соответствующих циклонов), является сигналом обратной связи, а сигнал по электропроводности котловой воды, получаемый от датчика электропроводности, получаемый от датчика солесодержания 3 и 4, является корректирующим. Обработав все данные, регулятор подает сигнал на открытие/закрытие регулирующего органа – РКЛ, РКП. Непрерывная продувка ведется на сепаратор непрерывных продувок. В сепараторах часть продувочного объема в виде пара возвращается в цикл через линию греющего пара на деаэраторы. Другая – в виде воды высокого солесодержания идет в бак подпитки теплосети или дренируется.

Структурная схема системы управления представлена на рисунке 1, функциональная схема системы управления представлена на рисунке 2.

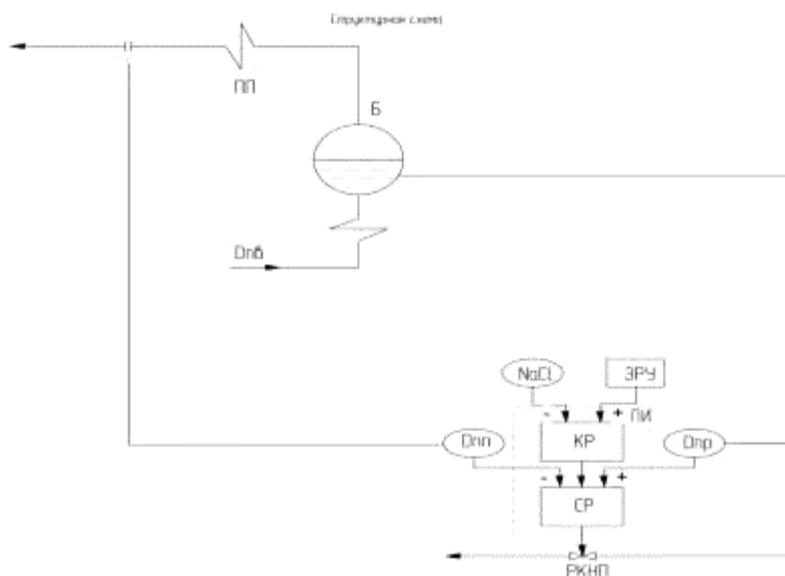


Рисунок 1 – Структурная схема непрерывной продувки БК:

Б – барабан котлоагрегата; ЗРУ – задатчик; КР – корректирующий регулятор;

ПИ – пропорционально-интегральный регулятор; ПП – пароперегреватель;

РКНП – регулятор непрерывной продувки пароперегревателя; СР – стабилизирующий регулятор; Дпп – датчик расхода пара; Дпр – датчик расхода воды на непрерывную продувку; NaCl – датчик соледержания

Нормы качества котловой воды, режимы непрерывной и периодической продувок должны быть установлены на основе инструкции завода изготовителя котла, типовых инструкций по ведению водно-химического режима или результатов тепло-химических испытаний. Результат реализации приведенных схемотехнологических решений позволяет поддерживать качество котловой воды в заданных технологическим регламентом параметров, что благоприятно сказывается на надежности работы и ресурсе основного тепломеханического оборудования ТЭС, в частности на работе паровых котлов и турбоагрегатов.

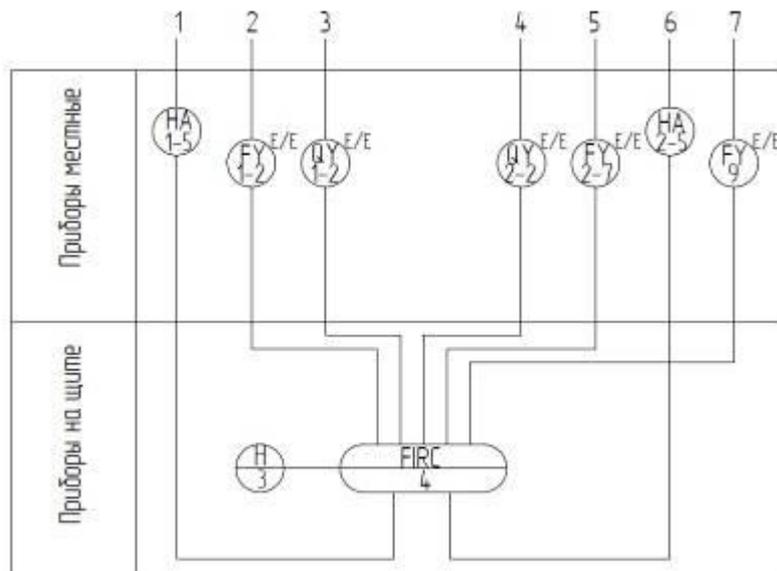
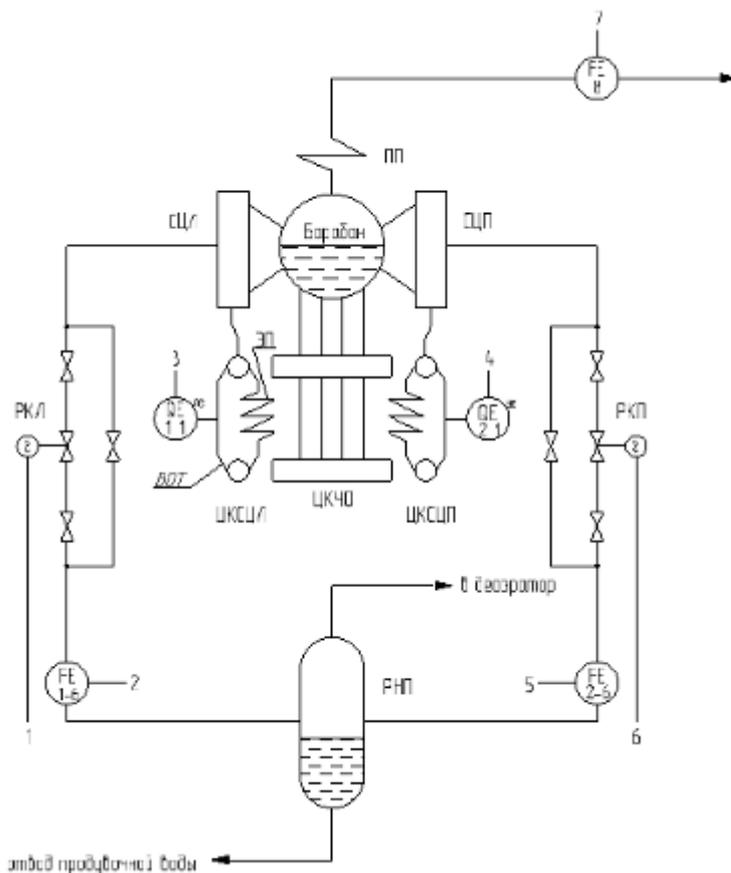


Рисунок 2 – Функциональная схема регулирования непрерывной продувки БК:

ВОТ–водоопускная труба; ПП – пароперегреватель; 1 – РКЛ, РКП – регулирующий клапан левый, правый; РНП – расширитель непрерывной продувки; СЦЛ, СЦП – солевой циклон левый, правый; ЦКСЦЛ, ЦКСЦП – циркуляционный контур солевого циклона левого, правого; ЦКЧО – циркуляционный контур чистого отсека; ЭП – экранная поверхность; FE – расходомер; FIRC – регулятор показывающий соотношения расхода, регистрирующий, дающий команду на включение/отключение исполнительного механизма; 2, 5, 7 – FY – преобразователь сигнала (Y) расхода (F) в электрический сигнал (E-E на входе и выходе); H – задатчик ручного управления; 6 – HA – ключ управления со встроенной лампочкой (подсветкой); QE – первичный преобразователь (датчик - E) содержания солей (Q) в котловой воде пропорционально электропроводности; 3, 4 – QY^{E/E} - преобразователь сигнала (Y) содержания солей (Q) по электропроводности в электрический сигнал (E-E на входе и выходе).

Литература

1. Каталог продукции «Метран».
2. Ключев, А.С. Проектирование систем автоматизации технологических процессов. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
3. Паспорт микропроцессорного регулятора «ОВЕН ПЛК 150».
4. Плетнев, П.Г. Автоматизированное технологических процессов и производств в теплоэнергетике: Учебное пособие для вузов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007.

УДК 621.039

ЭРОЗИЯ И КОРРОЗИЯ ДЕТАЛЕЙ ПАРОВЫХ ТУРБИН АЭС И МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ ОТ НИХ

Окрут В.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Нерезько А.В.

Детали турбин, находящиеся в постоянном контакте с рабочей средой, подвергаются непосредственному воздействию со стороны движущегося потока. Результат этого взаимодействия проявляется в виде эрозии.

Различают следующие виды эрозии:

- абразивная эрозия,
- электроэрозия:
 - электроискровой износ,
 - электроимпульсный износ,
 - электроконтактная эрозия,
 - электроэрозионное-электрохимическое разрушение;
- влажнопаровая эрозия.

Следует особо подчеркнуть, что в реальных условиях все названные виды эрозии взаимосвязаны друг с другом и действуют одновременно. В зависимости от состояния поверхности металла и параметров пара (влажность, скорость, температура) отдельные участки проточной части турбины могут быть подвержены в большей степени конкретному виду эрозии.

Абразивная эрозия – износ (истирание) поверхности металла твердыми частицами, содержащимися в рабочем теле (газ, пар). Наиболее ярко выражен для газовых турбин – износ поверхности твердыми частицами продуктов сгорания.

Основным условием электроэрозионного повреждения является наличие источников тока, протекающих по ротору турбины.

Особенно большое значение имеет изучение условий возникновения эффекта самовозбуждения, т.е. резкого возрастания токов и напряжений на роторе турбоагрегата.

Элементы паровых турбин, работающих во влажном паре, подвергаются непрерывному воздействию капель или струй жидкости, вследствие чего возникает влажнопаровая эрозия.

В условиях работы паровых турбин во влажном паре можно выделить основные виды эрозии:

1. Ударная;
2. Кавитационная;
3. Щелевая (размыв).

Ударной эрозией называется износ рабочих лопаток вследствие непрерывного каплеударного контакта жидкой фазы парового потока с поверхностью рабочих лопаток.

Ударная эрозия рабочих лопаток особенно последних ступеней турбины, наиболее опасна, так как она существенно снижает их экономичность и надежность.

Кавитация - процесс образования, деления и схлопывания каверн (полостей) в жидкости вследствие динамического изменения давления и температуры.

Кавитационные явления при течении воды и жидких плёнок в паровых турбинах наиболее характерны при течении в зазорах и элементах запорно-регулирующей арматуры.

Эрозионно-коррозионный износ при щелевой эрозии характерен для стыков неподвижных деталей вследствие образования щели (зазора) из-за недостаточной плотности разъёма.

Повреждение поверхностей, образующих разъём, объясняется не чисто механическим воздействием влаги, а вследствие совместного действия эрозионного и коррозионного процессов. Эрозионно-коррозионный износ (ЭКИ) возникает и развивается при наличии:

- зазора (щели);

- разности давлений по обе стороны щели;
- движущейся (как правило, коррозионно-агрессивной) среды – влажного пара или жидкости.

Зазоры между деталями турбины могут быть конструкционными или же возникнуть:

- из-за дефектов сборки и монтажа соединений;
- из-за разуплотнения разъемов вследствие термических или механических напряжений в элементах соединения;
- из-за коррозионного разрушения разъемов.

Механизм ЭКИ в первую очередь определяется совместным действием физических и химических факторов взаимодействия жидкой пленки с поверхностями стыка деталей, образующих щель.

ЭКИ – это кавитационная эрозия, протекающая совместно с коррозией (химической или чаще электрохимической).

ЭКИ металла существенно снижает надёжность, экономичность и долговечность элементов турбоустановок насыщенного пара, при этом происходит:

- снижение КПД турбины;
- снижение эффективности и надёжности работы выносных сепараторов – пароперегревателей;
- недовыработка электроэнергии вследствие аварий и вынужденных остановов турбоустановок из-за износа металла элементов турбин, трубопроводов, арматуры и другого оборудования;
- снижение эффективности и надёжности работы теплообменных аппаратов (в частности, из-за вынужденного заглушения трубок ПВД, ПНД и конденсаторов);
- ухудшение качества водно-химического режима вследствие выноса продуктов эрозии и коррозии в рабочий тракт питательной воды.

Эрозионно-коррозионный износ приводит к появлению на поверхности проточной части шероховатости. Это вызывает дополнительные потери энергии из-за трения и, в конечном счете, снижение КПД. Ущерб от ЭКИ на Кольской АЭС приведен в таблицах 1, 2.

Таблица 1 – Ущерб от ЭКИ на примере первого блока Кольской АЭС

Показатель	Год			
	1986	1987	1988	Сумма
Время восстановления, час.	754	755	1416.4	2925.4
Недовыработка эл/эн., МВт-ч.	23945	5940	63030	92920
Стоимость восстановления, тыс.руб.	4.8	0.15	7.13	11.93
Стоимость недовыработки, тыс.руб.	239.45	59.40	636.9	935.75
Трудоемкость восстановления, чел.-час.	1297	30	1803.6	3130.6
Коэффициент готовности	0.920	0.920	0.86	-

Таблица 2 – Ущерб от ЭКИ на примере второго блока Кольской АЭС

Показатель	Год			
	1986	1987	1988	Сумма
Время восстановления, час.	8	738	1479	2218
Недовыработка эл/эн., МВт-ч.	-	8010	4000	12010
Стоимость восстановления, тыс.руб.	0.15	2.9	14.74	17.89
Стоимость недовыработки, тыс.руб.	-	85.9	40	125.9
Трудоемкость восстановления, чел.-час.	32	968	3450	4450
Коэффициент готовности	-	0.922	0.856	-

На настоящее время наиболее радикальными методами снижения отрицательного воздействия щелевой эрозии на элементы турбоустановок насыщенного пара являются:

- повышение плотности стыков;

- применение высокохромистых сталей;
- применение эрозионно-стойких наплавов на отдельных участках крупных деталей турбины. После механической обработки высота наплавленного слоя должна быть не менее 10 мм;
- строгое соблюдение водно-химического режима.

Таблица 3 – Нормы качества рабочей среды II-го контура при эксплуатации в стационарном режиме на любом уровне мощности

N	Наименование величины	Качество основного конденсата	Качество питательной воды после ПВД	Качество насыщенного пара
1	Величина pH	-	9.0+0.2	
2	Удельная электропроводность H ⁺ катионированной пробы, мкСм/см	не более 0.5	не более 0.3	не более 0.3
3	Содержание натрия, мкг/кг	-	-	
4	Содержание хлор-ионов, мкг/кг	-	-	
5	Содержание соединений Fe, мкг/кг	-	не более 15	
6	Содержание соединений Си, мкг/кг	-	не более 5	
7	Содержание кислорода, мкг/кг	-	не более 10	
8	Содержание нефтепродуктов, мкг/кг	-	не более 100	

Методы защиты элементов проточных частей паровых турбин от влажнопаровой эрозии условно разделяют на:

- активные;
- пассивные.

Активные и пассивные методы уменьшения эрозионного износа приведены на рисунках 1, 2.

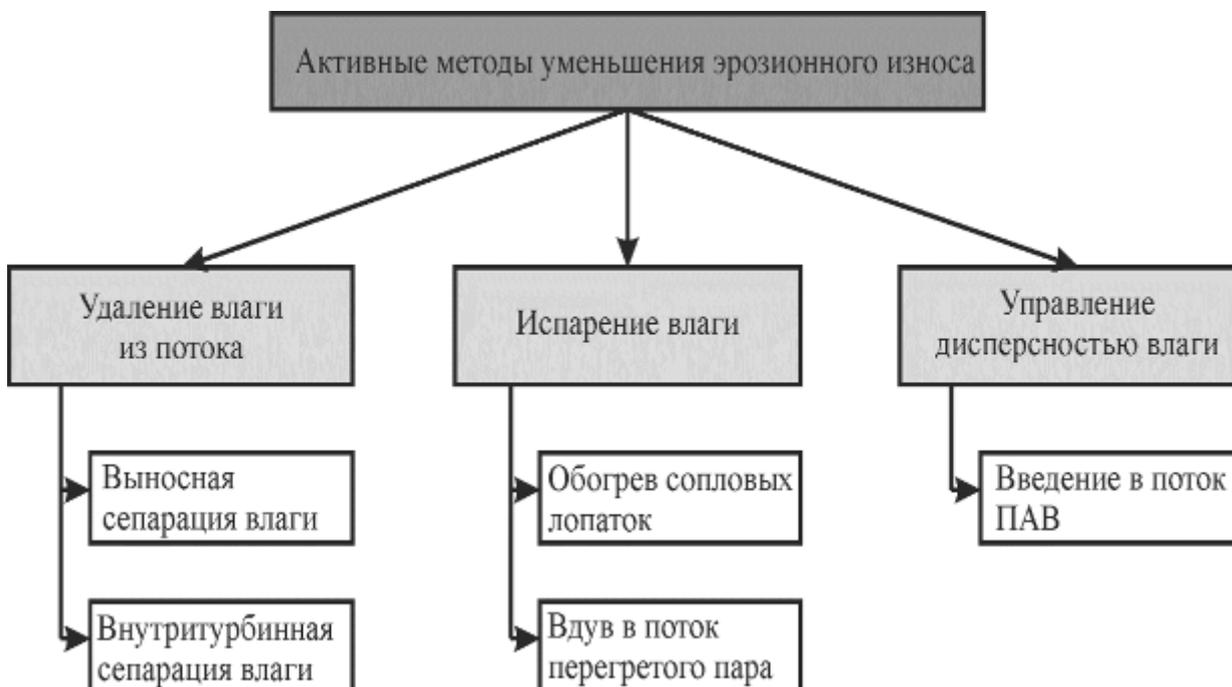


Рисунок 1 – Активные методы уменьшения эрозионного износа



Рисунок 2 – Пассивные методы уменьшения эрозионного износа

Литература

1. Маликов Д.Е., Беляков А.В. Полнопрофильный ремонт лопаток паровых турбин.
2. Перельман Р.Г., Пряхин В.В. Эрозия элементов паровых турбин.
3. Шубенко А.Л., Ковальский А.Э. Каплеударная эрозия лопаточных аппаратов паровых турбин. Прогнозирование и методы защиты.
4. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Утв. приказом Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. N 229

УДК 620.93:681.515

АВТОМАТИЗАЦИЯ УСТРОЙСТВА ПОДГОТОВКИ ПРОБЫ ПЕРЕГРЕТОГО ПАРА

Парахневич И.С.

Научный руководитель – старший преподаватель Романко В.А.

Достоверность химического анализа определяется, прежде всего, представительностью пробы анализируемой среды. При оперативном химическом контроле теплоносителя энергоблока пробы отбираются на различных участках пароводяного тракта. Параметры (температура, давление) и агрегатное состояние теплоносителя по тракту энергоблока весьма различны, поэтому для обеспечения возможности сопоставления результатов анализа пробы теплоносителя, взятые по тракту энергоблока, приводятся к унифицированным физическому состоянию и параметрам. При автоматическом контроле производится анализ охлажденной пробы при температуре 30–40 °С и давлении 0,12–0,14 МПа. Для охлаждения проб на линиях отбора устанавливаются холодильники змеевикового типа или прямотрубные, для снижения давления – дроссельные устройства. При этом в пробоотборных устройствах для пара во избежание нарушения представительности пробы паровые холодильники устанавливаются перед дроссельными устройствами.

Функциональная схема и состав УПП представлены на рисунке 1.

Все узлы за исключением первичных теплообменников первой и второй ступени размещены в стальном каркасе. Анализируемая среда после снижения температуры в первичных теплообменниках (высокотемпературная и среднетемпературная ступени) через запирающий клапан ЗК поступает в теплообменник АТ прибора регулирования защиты и сигнализации РЗС, где температура пробы снижается до 30 – 40 °С, затем в блок дросселей БД с фильтром и регулируемый дроссель РД, где давление анализируемой среды последовательно снижается до значения не более 0,2 МПа. Поддержание давления и температуры в блоке регулирования осуществляется регуляторами температуры и давления прямого действия. Регулирующий клапан регулятора температуры установлен в магистрали подачи охлаждающей воды на АТ. Чувствительным элементом регулятора температуры – твердый датчик типа ТД, чувствительным элементом регулятора давления служит сильфон, связанный со штоком регулирующего клапана, перепускающего анализируемую среду на сброс в сливную магистраль при отклонении давления в блоке регулирования от заданного значения.

Расход пробы на анализаторы устанавливается с помощью регулируемых дросселей РД. При этом индивидуальное отключение подачи пробы на любой из анализаторов осуществляется вручную с помощью соответствующего запирающего клапана ЗК. Постоянство расхода на конкретный анализатор обеспечивается за счет поддержания давления в блоке регулирования БР при неизменном положении соответствующего РД. Суммарный расход пробы определяется встроенным объемным расходомером Р. Регуляторы температуры УРГ и давления УРД формируют сигналы "Норма" и "Предел", поступающие на блок защиты и сигнализации БЗС и в программно-технический комплекс автоматизированной системы контроля и диагностики состояния водно-химического режима ТЭС (АСХКД ВХР ТЭС). По предельным значениям параметров БЗС обеспечивается защита УПП и анализаторов при отключении с помощью электромагнитного клапана ЭМК подачи анализируемой среды на БР и к анализаторам.

При скачкообразном снижении расхода пробы, например, при засорении дросселей или отключении группы анализаторов, возможно ее переохлаждение на 3–4 °С от 30 °С на время 30–40 с до входа в зону статических режимов.

При скачкообразном увеличении расхода пробы, например, несанкционированном закрытии регулирующего клапана регулятора давления или открытии электромагнитного

клапана в процессе повторного пуска после устранения аварийной ситуации, возможно превышение предельной температуры 42 °С до 45 °С на время 30–40 с.

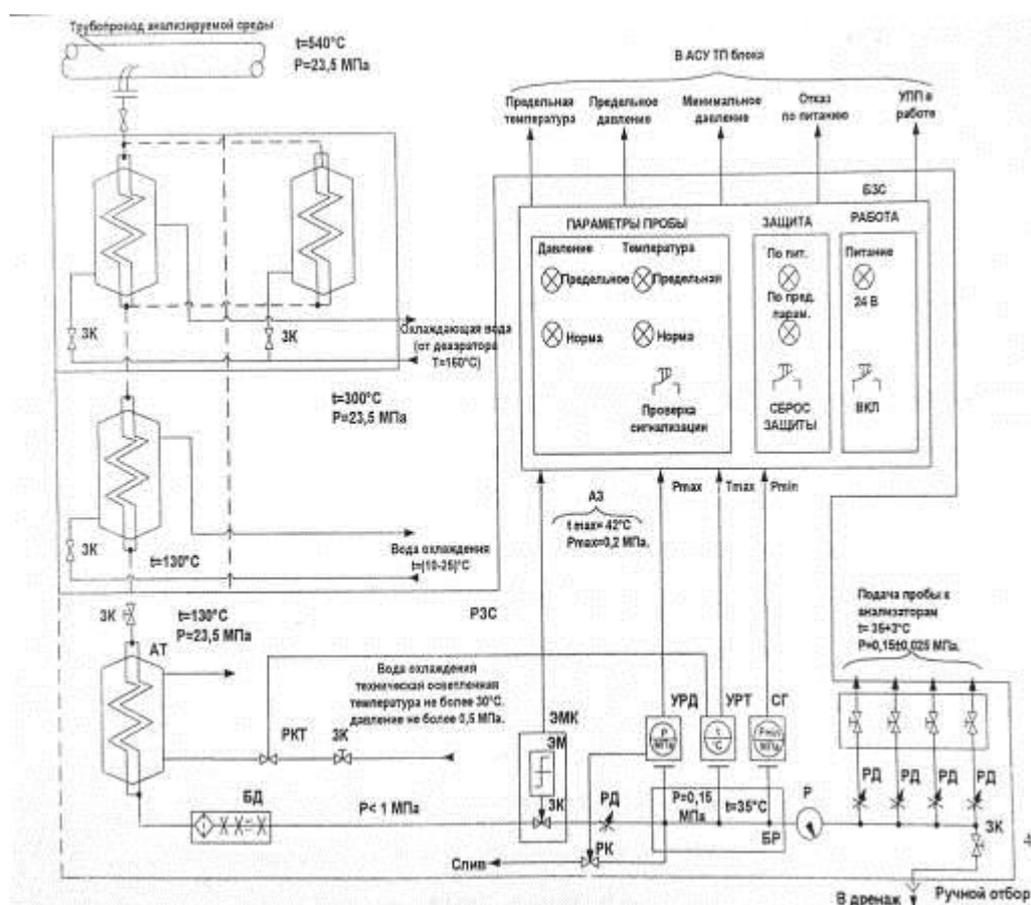


Рисунок 1 – Функциональная схема и состав УПП

При использовании УПП в проектах систем водно-химического мониторинга ТЭС обязательно следует предусматривать следующее:

- для исключения ложного срабатывания защиты (например, при повторном пуске) требуется введение специального алгоритма, связанного с установлением временной задержки или с уменьшением подачи пробы;
- введение неотключаемой подачи охлаждающей технической воды, так как развитие аварийной ситуации из-за прекращения и нарушения охлаждения может привести к выходу из строя УПП.

Опыт эксплуатации нового автоматизированного устройства подготовки проб в промышленных условиях показал, что при соблюдении перечисленных требований и условий все узлы УПП действуют безотказно.

Как видно из структурной схемы, основным средством переработки информации может быть ЭВМ, на которую поступают измеряемые сигналы всех параметров химического контроля. При этом предусматривается опрос значений всех параметров химконтроля каждые 5 мин, усреднение значений опрошенных параметров каждые час, смену, сутки. При нормальном состоянии параметров распечатка производится один раз в смену (8, 16, 24 ч) среднесменных значений и в 24 ч еще среднесуточных значений.

При отклонении какого-либо параметра химконтроля производится автоматическая печать отклонившегося параметра с указанием часа, дня, наименования параметра, номера точки, номинального значения параметра, значения отклонения, а дальше печатаются текущие значения всех параметров химконтроля (за последние опрос или час). При восстановлении отклонившегося параметра до нормы производится печать: «час», «день», «параметр», «№ точки», «в норме».

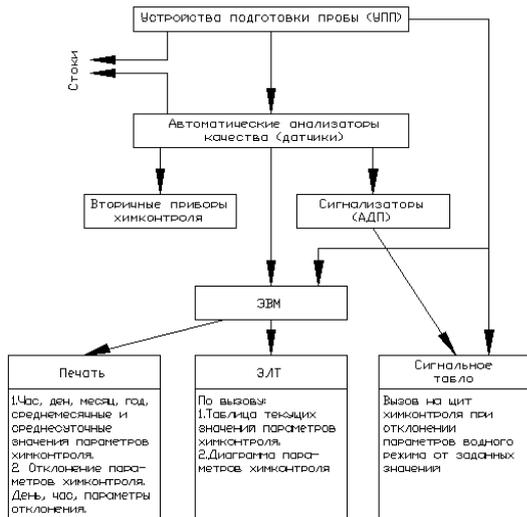


Рисунок 2 – Структурная схема системы автоматического химического контроля

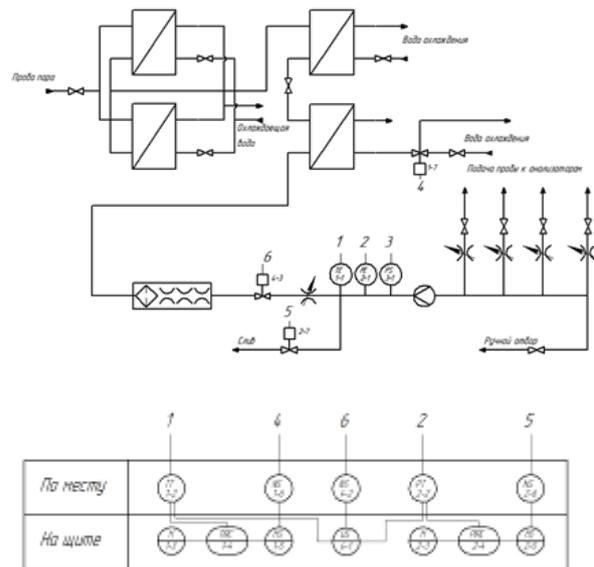


Рисунок 3 – Функциональная схема системы регулирования

Основной задачей при автоматизации устройства подготовки пробы перегретого пара является поддержание необходимых параметров анализируемой среды. Качество теплоносителя влияет на надежность и экономичность работы основного оборудования ТЭЦ. Поэтому была разработана система автоматического регулирования температуры и давления отобранной для анализа пробы пара.

Также было проведено математическое моделирование разработанной системы управления.

Динамика объекта регулирования по температуре и давлению заданы в виде передаточной функции инерционного звена первого порядка:

$$W_T(p) = \frac{0.444}{60p + 1}, \quad W_D(p) = \frac{8.888}{0.12p + 1} \quad (1)$$

Параметры оптимальной динамической настройки регулятора по температуре и давлению будем находить через передаточную функцию оптимального регулятора:

$$W_p^{opt}(p) = \frac{1}{W_{об}(p)} \cdot \frac{W_{зд}(p)}{1 - W_{зд}(p)}, \quad (2)$$

где
$$W_{зд}(p) = \frac{1}{T_{зд}p + 1} \quad (3)$$

$T_{зд}$ примем по правилу золотого сечения как $0,146T_{об}$:

$$T_{зд}^T = 0,146 \cdot 60 = 8,76c \quad (4)$$

$$T_{зд}^D = 0,146 \cdot 0,12 = 0,02c \quad (5)$$

Таким образом получим следующие передаточные функции ПИ-регуляторов:

$$W_P^T(p) = \frac{2.25 \cdot (60p + 1)}{8.76p} \quad (6)$$

$$W_P^D(p) = \frac{0.125 \cdot (0.12p + 1)}{0.02p} \quad (7)$$

Структурные схемы моделирования одноконтурных САР представлены на рисунке 4, а графики переходных процессов – на рисунках 5–8.

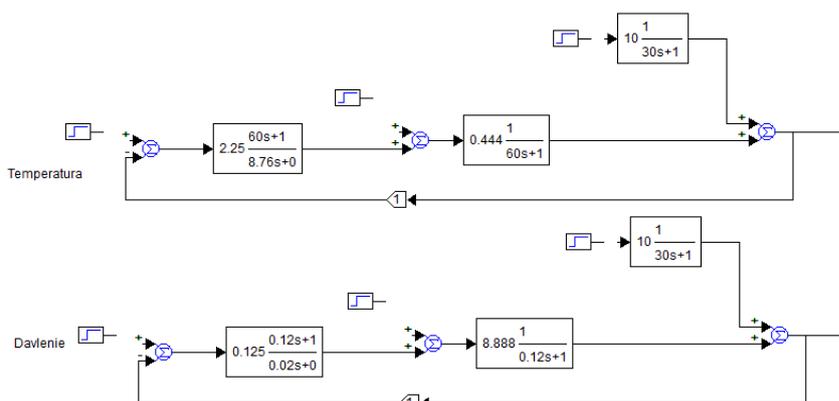


Рисунок 4 – Структурные схемы моделирования одноконтурных САР.

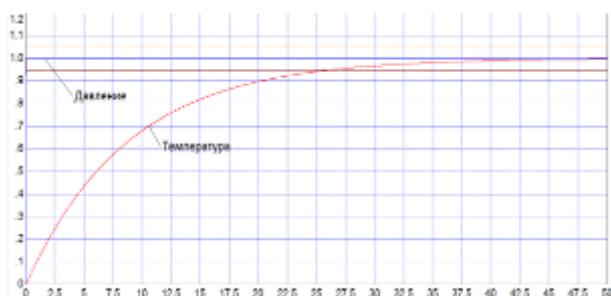


Рисунок 5 – График переходного процесса при обработке скачка задания

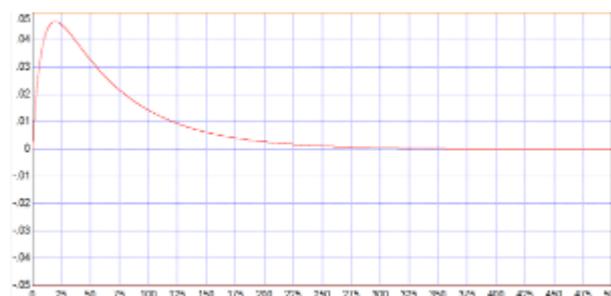


Рисунок 6 – График переходного процесса при обработке f_1 (температура)

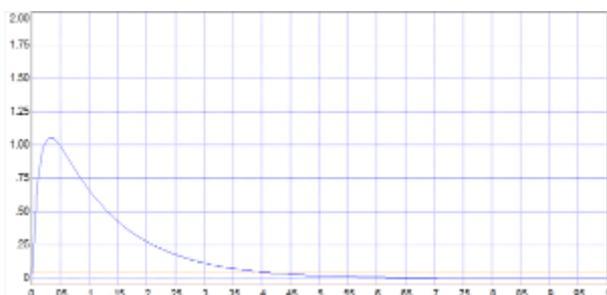


Рисунок 7 – График переходного процесса при обработке f_1 (давление)

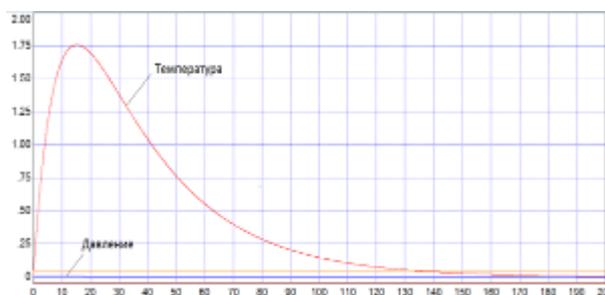


Рисунок 8 – График переходного процесса при обработке крайнего внешнего возмущения

Выводы

В результате работы разработана АСР устройства подготовки пробы перегретого пара для подачи в датчики автоматических анализаторов качества теплоносителя ТЭС. Определен объект проектирования и автоматизации, задачи проекта и основания для проектирования. На основании структурной схемы спроектирована функциональная схема регулирования, а также проведено математическое моделирование. Проектируемая система показала устойчивую работу и качественную обработку регулирующих воздействий.

Литература

1. Живилова, Л.М. Автоматизация водоподготовительных установок и управления воднохимическим режимом. – Энергоиздат, 1986.
2. Живилова, Л.М. Автоматический контроль воднохимическим режимом тепловых электрических станций. – М.: Энергия, 1979.

3. Ключев, А.С. Проектирование систем автоматизации технологических процессов. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
4. Плетнев, П.Г. Автоматизированное управление объектами тепловых электростанций: Учебное пособие для вузов. – М.: Энергоиздат, 2007.

УДК 621.18-5

МОДЕЛИРОВАНИЕ ДВУХ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНО ВКЛЮЧЕННЫХ ВПРЫСКОВ С ПРОГРАММНОЙ РЕАЛИЗАЦИЕЙ «ДАТЧИКА ТИПА ЛЮФТ»

Парахневич И.С.

Научный руководитель – к.э.н., доцент Кравченко В.В.

Схема представляет собой последовательное соединение 2 двухконтурных САР (в данном случае САР с дифференциатором – САР с Д). Выходная регулируемая величина 1-ой САР с Д воспринимается 2-ой САР с Д как внутреннее возмущение. Недостатком данной схемы является отсутствие увязки задания первого и второго впрысков, то есть при выходе регулируемой величины второго впрыска из диапазона регулирования отсутствует возможность скорректировать задание первому впрыску и тем самым ликвидировать отклонение регулируемой величины от допустимого значения.

На систему действуют: внутреннее возмущение первого и второго впрыска, внешнее возмущение первого и второго впрыска, скачок задания первого и второго впрыска. Внутренние возмущения не опасны, так как обрабатываются вторым регулятором очень хорошо. Внешнее возмущение первого впрыска воспринимается вторым впрыском как внутреннее и тоже обрабатывается достаточно хорошо. В качестве наиболее опасного возмущения принято внешнее возмущение второго впрыска, так как оно сразу проходит на выход системы и может привести к появлению статической ошибки регулирования, обусловленной выходом из расчётного диапазона регулирующего органа. Также следует учитывать в рассматриваемой схеме регулирующее воздействие первого впрыска как дополнительное внутреннее возмущение для второго впрыска, так как оно изменяет расход пара, проходящего через пароперегреватель, а значит и влияет на конечный результат качества регулирования.

Для получения необходимой схемы рассмотрим принцип «датчика типа люфт». В случае появления большого крайнего внешнего возмущения температура пара резко возрастает, а регулирующий клапан второго впрыска выходит на 100% открытия, что не приводит к установлению температуры пара в допустимых значениях, то есть регулятор второго впрыска вышел из диапазона регулирования. Чтобы снизить температуру перегретого пара до заданного значения, датчик положения включает «датчик типа люфт», который начинает корректировать задание регулятору первого впрыска в такую сторону и на такую величину, чтобы регулирующее воздействие первого впрыска сложилось с регулирующим воздействием второго впрыска и объединённым усилием снизило температуру перегретого пара до заданного значения. Исходная схема САР двух последовательно включенных впрысков с учётом влияния регулирующего воздействия первого впрыска на конечное качество регулирования представлена на рисунке 1. Сравнение будет производиться с типовой САР с Д, расчет настройки дифференциатора в которой выполнялся по МПК в ЧВ по передаточной функции инерционного участка объекта регулирования для оптимальной отработки крайнего внешнего возмущения, а расчет настройки ПИ регулятора выполнялся по МЧК по передаточной функции опережающего участка объекта регулирования, направленный на оптимальную отработку внутреннего возмущения.

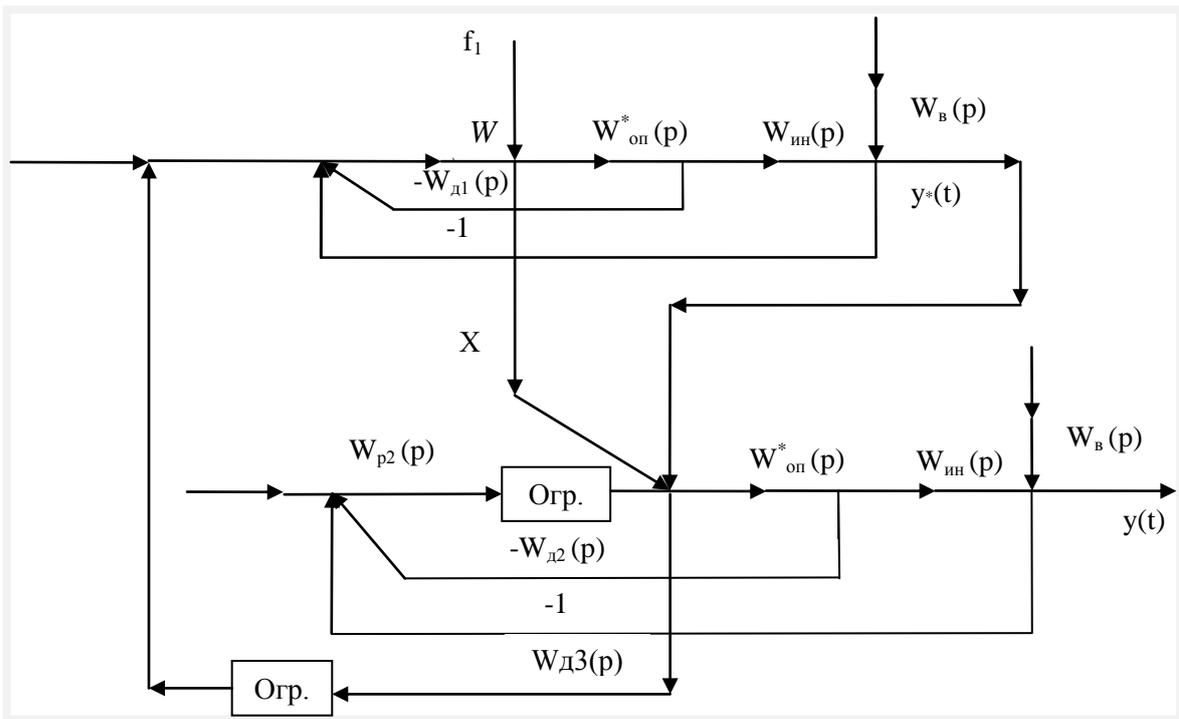


Рисунок 1 – Структурная схема САР двух последовательно включённых впрысков

$$\text{где: } K_{опр.1} = 1,618 \cdot x_{p2}^{ycm} \tag{1}$$

$$K_{опр.2} = \frac{\Delta x_{p2}^M}{K_{p1}} \tag{2}$$

$$K_{о3} = 1,618 \tag{3}$$

$$T_{о3} = \frac{t_p}{3} \tag{4}$$

Для начала моделируется схема рисунка 1 без ограничителя 1, ограничителя 2 и дифференциатора 3 при обработке внешнего возмущения.

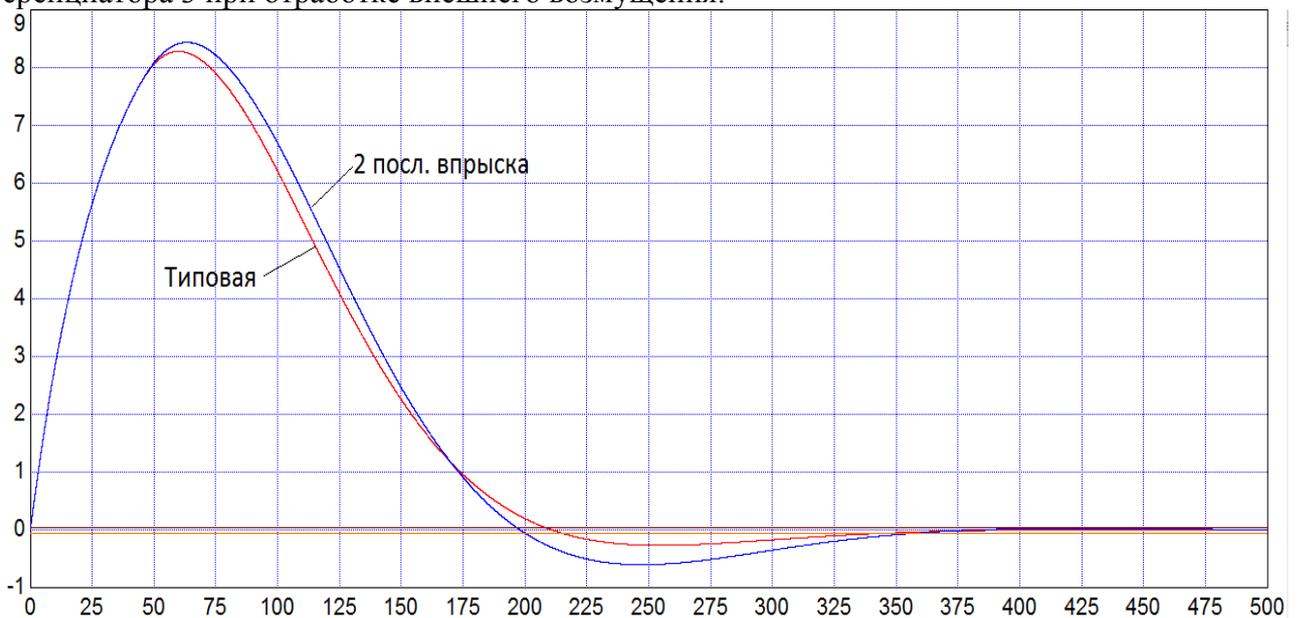


Рисунок 2 – График обработки внешнего возмущения конечным впрыском

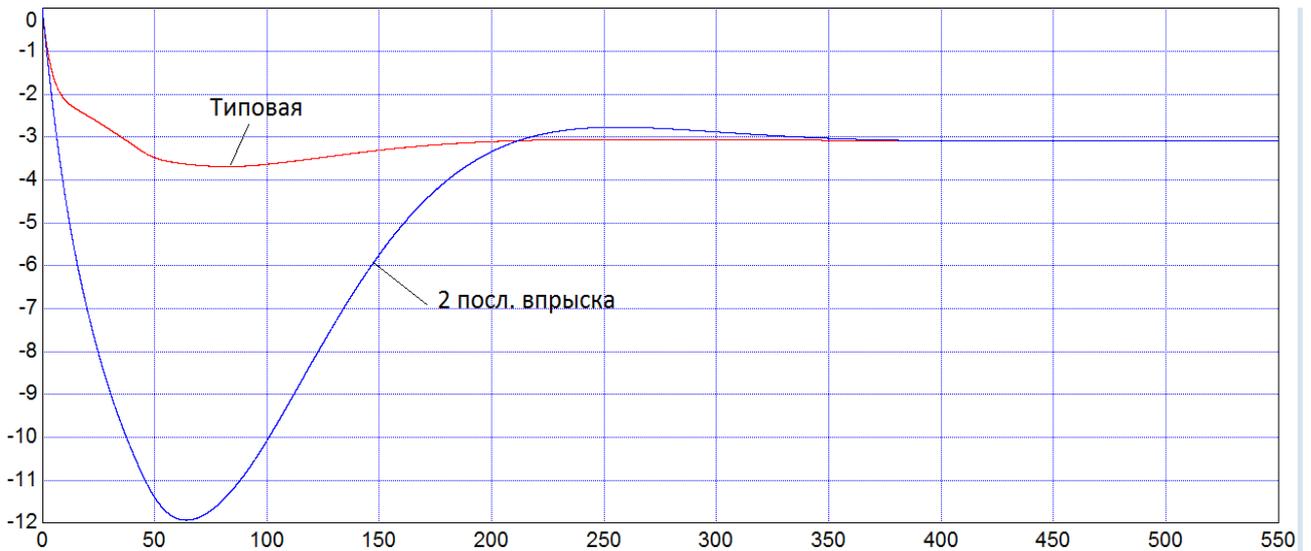


Рисунок 3 – График регулирующего воздействия конечного впрыска при отработке внешнего возмущения

Таблица 1 – Прямые показатели качества

Схема	f ₂		X _p ^м	X _p ^{уст}
	t _p , с	A ₁ ⁺		
Типовая САР с Д	343,8	8,29	3,68	3,08
САР 2-х последовательно включенных впрысков	358	8,44	11,9	3,08

$$K_{огр.1} = 1,618 \cdot 3,08 = 4,98 \tag{5}$$

$$\Delta x_{p2}^m = x_{p2}^m - 1,618 \cdot x_{p2}^{уст} = 11,9 - 1,618 \cdot 3,08 = 6,92 \tag{6}$$

Далее моделируется полная схема рисунка 1, с введенным в нее ограничителем 1, который удерживает X_{p2}^m на величине, равной $1,618 X_{p2}^{уст}$. В результате чего, качество регулирования ухудшается, т.к. величина регулирующего воздействия конечного впрыска уменьшилась на величину $\Delta x_{p2}^m = 6,92$.

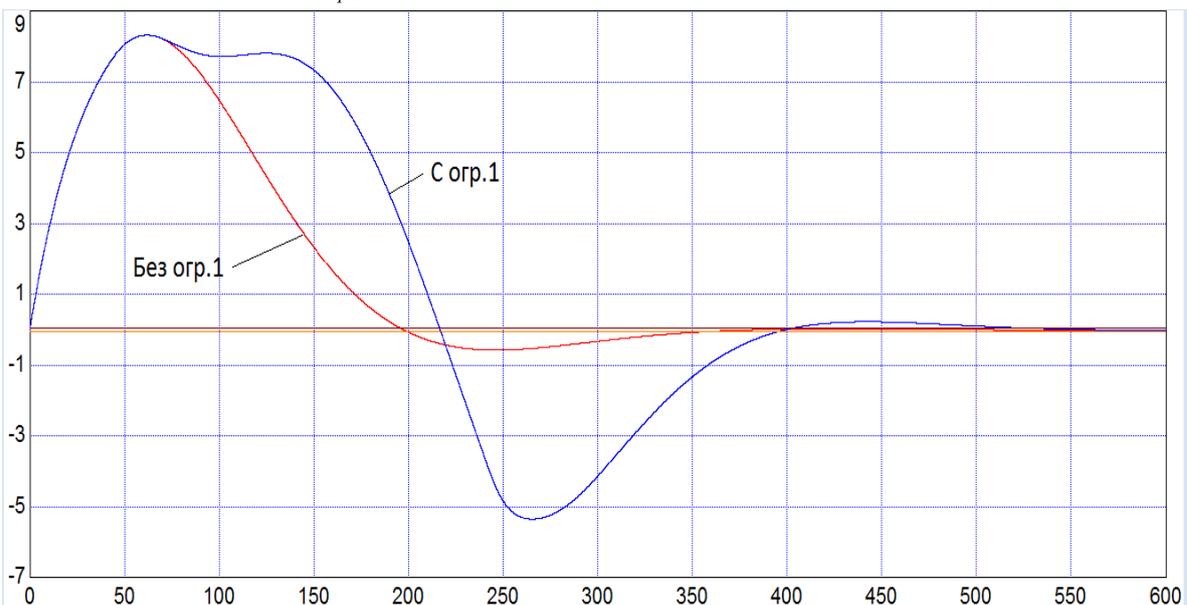


Рисунок 4 – График отработки внешнего возмущения конечным впрыском

Таблица 2 – Прямые показатели качества

Схема	f ₂	
	t _p , с	A ₁ ⁺
САР 2-х последовательно включенных впрысков без ограничителя 1	358	8,44
САР 2-х последовательно включенных впрысков с ограничителем 1	529,7	8,44

Дальнейшая сущность моделирования состоит в том, чтобы при наличии ограничителя 1 вернуть качество регулирования конечного впрыска к исходному.

Для этого вводится дифференциатор 3 и ограничитель 2.

$$K_{opr.2} = 6,92 / 1,62 = 4,27 \tag{7}$$

$$K_{o3} = 1,618 \tag{8}$$

$$T_{o3} = 358 / 3 = 119,3 \text{ с} \tag{9}$$



Рисунок 5 – График отработки внешнего возмущения конечным впрыском

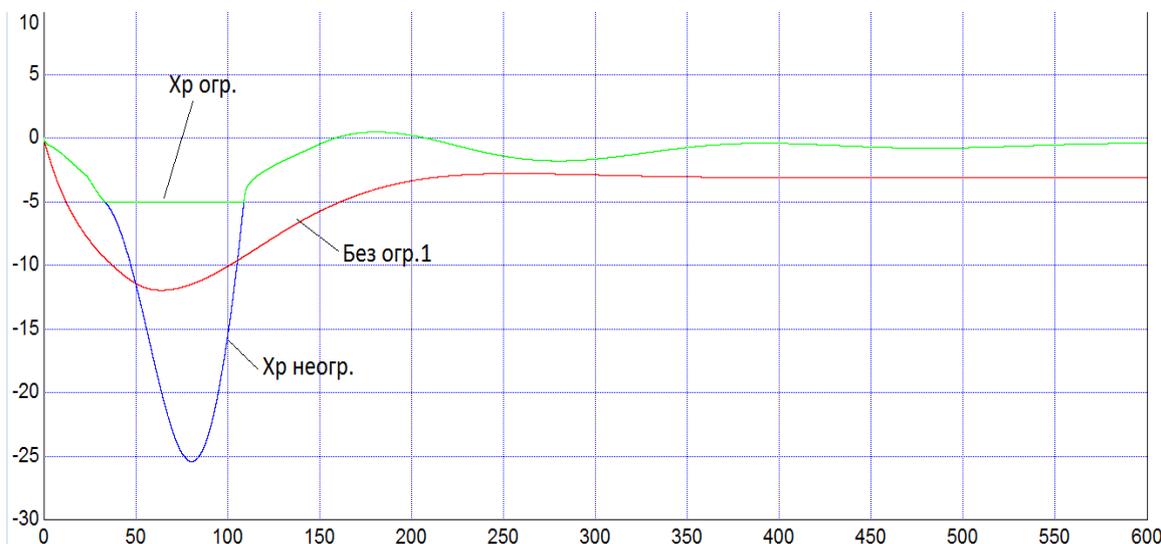


Рисунок 6 – График регулирующего воздействия конечного впрыска при отработке внешнего возмущения

Таблица 3 – Прямые показатели качества

Схема	f_2		$X_p^{\text{неогр.}}$	$X_p^{\text{огр.}}$
	$t_p, \text{с}$	A_1^+		
Исходная САР	358	8,44	11,9	-
Оптимизированная САР	374,5	8,25	25,4	4,98

Выводы

В ходе исследования была смоделирована САР двух последовательно включенных впрысков с ПИ регулятором и дифференциатором. Введя в схему элемент ограничения регулирующего воздействия конечного впрыска на величине $1,618X_{p2}^{уст}$, мы тем самым ухудшили качество регулирования. Однако после, введя в схему дифференциатор 3 и ограничитель 2, как показано на рисунке 1, хорошее качество регулирования было возвращено, при этом имея ограничения по максимальной величине регулирующего воздействия конечного впрыска.

Литература

1. Кузьмицкий, И.В. Теория автоматического управления: Учебник / И.Ф. Кузьмицкий, Г.Т. Кулаков. – Мн.: БГТУ, 2010. – 574 с.
2. Кулаков, Г.Т. Анализ и синтез систем автоматического регулирования». – Мн.: УП Технопринт, 2003. – 135 с.
3. Плетнев, Г.П. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике: Учебник для вузов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 352 с.

УДК 621.311.25

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МАЛООТХОДНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ХВО

Римашевская Е.Д.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Чиж В.А.

В конце XX в. наибольшее распространение получила технология обессоливания воды на базе параллельно-точных ионитных фильтров (для вод с малой и средней минерализацией) и термическое обессоливание (для вод с высокой минерализацией или повышенной окисляемостью) [5]. Ужесточение экологических требований к водоподготовке, ухудшение качества обрабатываемых вод и высокие эксплуатационные затраты привели к созданию новых технологий обработки воды.

Анализ литературных источников [1-3,5] показывает, что предложения по совершенствованию технологии обессоливания воды на ТЭС можно разделить на следующие группы:

- оптимизацию действующих установок ионообменного химического обессоливания (ХОУ), направленную на сокращение расхода реагентов и стоков;
- разработку схем ХОУ на основе противоточных технологий (UPCORE, Schwebbett и др.);
- разработку схем обессоливания на основе мембранных методов обработки воды;
- создание малоотходных технологий на основе термического метода.

Реализация названных направлений совершенствования водоподготовки на ТЭС в начале XXI в. привела к созданию ряда новых технологических систем.

При работе по технологической схеме ХОУ, установки комбинированного обессоливания воды (КОУ) или термического обессоливания воды (ТОУ) образуются сточные воды, которые после согласования условий их приёма обычно отводятся в окружающую среду. Результаты технико-экономических расчётов показывают, что при небольшой минерализации природных вод, наиболее экономичным является метод ионообменного химического обессоливания. Другие технологии имеют преимущество при более высокой минерализации используемой воды. [2, 5]

При повышенной минерализации или окисляемости природных вод рекомендуется термическое обессоливание. Опытные данные подтверждают, что дистилляция позволяет достаточно глубоко очищать воду от органических нелетучих примесей. Однако вследствие неустойчивости работы многоступенчатых испарительных установок (МИУ) в отдельных случаях наблюдается повышенный вынос органических примесей во вторичный пар и далее в дистиллят МИУ.

В ряде случаев (Саранская ТЭЦ-2 АО "Мордовэнерго", ОАО "Ивановские ПГУ", Казанская ТЭЦ-3) [5] был проведен комплекс работ по сокращению как водоподведения, так и водоотведения. По результатам исследований водно-химического режима (ВХР) на данных электростанциях были реализованы малоотходные технологические схемы, реализация которых позволила утилизировать основную часть сточных вод.

Таким образом, накопленный опыт освоения различных технологий обработки воды позволил раз работать три варианта малоотходных комплексов водопользования, реализация которых на ТЭС позволит значительно сократить использование природной воды и сброс сточных вод и снизить за счёт этого негативное воздействие ТЭС на гидросферу.

Исследование программного проектирования ВПУ ТЭС

В качестве проектируемой электростанции выступает ТЭЦ, на которой установлено следующее основное оборудование:

- 2 прямоточных котла ТГМП-314 (ПП-1000-240) номинальной паропроизводительностью 1000 т пара/ч каждый, с давлением перегретого пара на выходе 24 МПа, работающие с 2-мя турбинами Т-250/300-240, выполненными на сверхкритические

параметры пара; каждая турбина имеет номинальную мощность 250 МВт при начальных параметрах пара 24 МПа и 540 °С;

- барабанный котел Е-500-13,8 номинальной паропроизводительностью 500 т пара/ч, с давлением перегретого пара на выходе 13,8 МПа, температурой перегретого пара – 560 °С, работающий с турбиной ПТ-80/100-12,8/1,3 номинальной мощностью 80 МВт при начальных параметрах пара 12,8 МПа и 555 °С.

В качестве основного вида топлива проектируемой ТЭС выступает природный газ; резервным топливом является мазут.

Для конденсации отработавшего в турбине пара, охлаждения масла и газа турбин, электрогенераторов, подшипников, вспомогательных механизмов (дымососов, вентиляторов, питательных насосов) используется оборотная система охлаждения с градирнями.

В качестве источника водоснабжения проектируемой ТЭС выступает водоем со следующими показателями качества воды (табл. 1):

Таблица 1 – Показатели качества исходной воды

Показатель	Мг/кг	экв	Мг-экв/кг
Ca ²⁺	35,07	20,04	1,75
Mg ²⁺	9,11	12,15	0,75
Na ⁺	4,4	22,99	0,19
HCO ₃ ⁻	115,9	61,00	1,9
SO ₄ ²⁻	23,1	48,03	0,48
Cl ⁻	5,8	35,45	0,16
NO ₃ ⁻	-	-	-
SiO ₂ /SiO ₃ ²⁻	8,7	38,04	0,23

Целью данной работы стало проведение сравнительного анализа ионообменной и обратноосмотической технологии подготовки воды при проектировании водоподготовительных установок (ВПУ).

В качестве расчетной системы принята ВПУ с расходом воды 143,8 м³/ч. Подпитка теплосетей составляет 330 м³/ч.

При проектировании ВПУ, основанной на противоточной технологии ионного обмена, было принято 3 цепочки (2 в работе, 1 в резерве) трехступенчатой подготовки обессоленной воды производительностью 71,9 м³/ч каждая. Ионообменные фильтры данной ВПУ загружены смолами MARATHON MSA, MAC-3 PS, MARATHON C, MARATHON A, MARATHON WBA производства компании Dow Chemical.

Эскиз данной схемы ВПУ ТЭС представлен на рисунке 1.

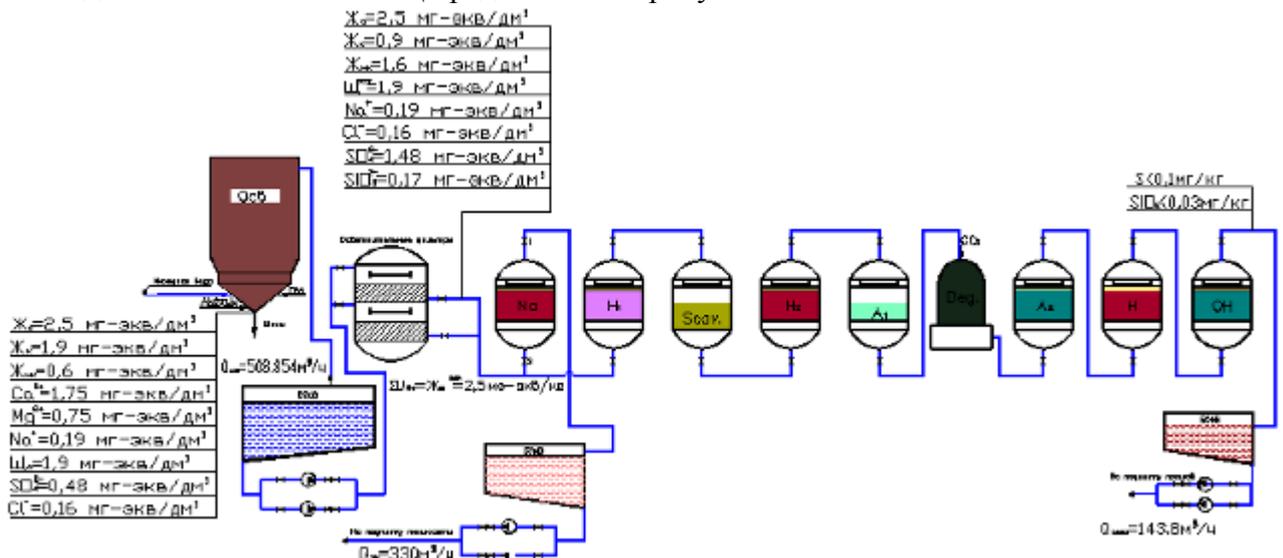


Рисунок 1 – Эскиз схемы ВПУ ТЭС 580 МВт

Для расчета и проектирования схемы ВПУ и подпитки тепловых сетей используем компьютерную программу проектирования систем ионного обмена CADIX, разработанную компанией Dow Chemical.

При проектировании малоотходной ВПУ, основанной на мембранных технологиях подготовки воды по методу обратного осмоса, за основу была взята технологическая схема малоотходной ВПУ, реализованная на Саранской ТЭЦ-2 [5]. Эскиз схемы малоотходной ВПУ ТЭЦ представлен на рисунке 2.

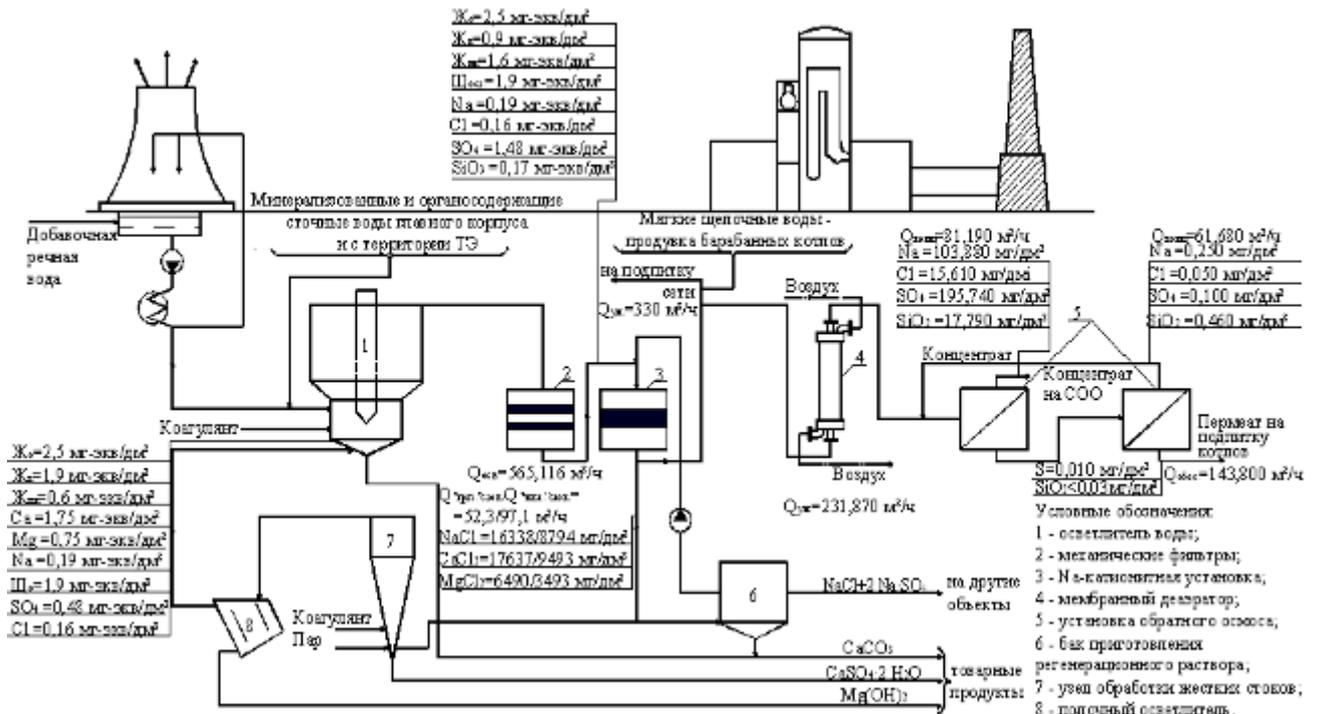


Рисунок 2 – Эскиз схемы малоотходной ВПУ ТЭЦ 580 МВт

Продувочная вода системы оборотного охлаждения (СОО), а также маломинерализованные и органосодержащие сточные воды главного корпуса и с территории ТЭЦ подаются на предочистку, состоящую из осветлителей ВТИ-160 для коагуляции и механических фильтров. Далее осветлённая вода проходит стадию одноступенчатого ионирования на Na-катионитных фильтрах. Затем часть умягчённой воды отбирается для подпитки тепловой сети, а оставшаяся вода поступает в мембранный деаэратор. В деаэратор также подаются продувочные воды барабанных котлов. Деаэрированная вода подается в двухступенчатую установку обратного осмоса (УОО) с рециклом концентрата второй ступени для подмеса к питательной воде первой ступени. В качестве финишного этапа обессоливания используется ступень Н-ОН-ионирования.

Часть концентрированного отработанного регенерационного раствора Na-фильтров, стабилизированная по сульфату кальция, используются для приготовления регенерационного раствора для этих фильтров. Остальное количество отработанного регенерационного раствора с повышенной минерализацией после коагуляции в узле 7 через полочный осветлитель 8 подаётся в осветлитель 1.

При проектировании малоотходной ВПУ, основанной на мембранных технологиях подготовки воды по методу обратного осмоса, было принято к установке 4 Na-фильтра (3 в работе, 1 в резерве), производительностью 188,372 м³/ч каждый (Na-фильтры загружены катионообменной смолой MARATHON C производства компании Dow Chemical); двухступенчатая однокаскадная УОО, производительность 2-й ступени которой по пермеату составила 143,8 м³. Гидравлический КПД обеих ступеней УОО равен 70%. В качестве

мембранных элементов для УОО используются рулонные обратноосмотические мембранные элементы RO-390-FF, производимые компанией Dow Chemical. Количество фильтродержателей в каждом каскаде первой ступени УОО равно 18, второй ступени УОО – 11. Для повышения качества обессоленной воды в каждом фильтродержателе УОО последовательно установлено 4 мембранных элемента.

Для расчета и проектирования схемы умягчения и подпитки тепловых сетей используем компьютерную программу проектирования систем ионного обмена CADIX; для расчета и проектирования УОО используем компьютерную программу проектирования систем обратного осмоса и нанофильтрации ROSA.

Результаты расчетов показали, что солесодержание пермеата 2-й ступени УОО составляет 0,1 мг/дм³. Это позволило убрать из схемы ВПУ Н-ОН фильтры окончательного обессоливания воды и сократить объем сточных вод.

Результаты сравнения исследованных ВПУ показывают значительное сокращение расходов химических реагентов, а также качественное и количественное (снижение объема “грязных” стоков приблизительно в 3 раза и “чистых” стоков практически в 1,5 раза) изменение состава сточных вод при использовании УОО вместо ВПУ, основанной на технологиях ионного обмена.

Результаты исследований могут быть применены при проектировании новых малосточных ВПУ ТЭС, что позволит значительно сократить использование природной воды и реагентов, а также объем сточных вод и концентрацию ионов в сточных водах и снизить за счет этого негативное воздействие ТЭС на гидросферу.

Литература

1. Боровкова И.И., Балаев И.С., Громов С.Л., Сидоров В.А., Шуляев В.А. – Внедрение противоточной технологии UPCORE фирмы «Дау Кэмикал» (США) на ВПУ по обессоливаю ТЭЦ-12 МОСЭНЕРГО – «Электрические станции», 2000, № 5, - с. 29-31
2. Выбор метода водоподготовки на ТЭС различных типов/ Седлов А.С., Потапкина Е.Н., Рыков А.П. и др.// Вестник МЭИ, 2004, №4
3. Громов С.Л. - Технологические преимущества процесса противоточной регенерации ионообменных смол UPCORE: промывка взрыхлением – «Теплоэнергетика», 1998, № 3 - с. 52-55
4. Копылов А.С., Очков В.Ф., Чудова Ю.В. Процессы и аппараты передовых технологий водоподготовки и их программные расчеты: учебное пособие для ВУЗов/ Копылов А.С. и др. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 222 с.
5. Седлов А.С., Шищенко В.В., Ларин Б.М., Ларин А.Б., Потапкина Е.Н., Хазиахметова Ф.Р. Опыт совершенствования технологий обессоливания воды на ТЭС - «Электрические станции», 2010, № 10 - с. 13-21.

УДК 662.613.5

ОБРАЗОВАНИЕ ОКСИДОВ АЗОТА ПРИ ГОРЕНИИ ТОПЛИВОВОЗДУШНЫХ СМЕСЕЙ

Соловей Д.Н.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Тарасевич Л.А.

Образование оксидов азота при горении подготовленных смесей топлива с воздухом представляет интерес с тех соображений, что только при горении смеси известного можно проследить некоторые основные закономерности процесса.

Экспериментальное исследование с целью изучения закономерностей изменения концентрации оксида при изменении в широких пределах режимных факторов было проведено на стенде, оборудованном туннельной горелкой с принудительной подачей воздуха от вентилятора. В смесителе горелки обеспечивалось обычное для промышленных устройств качество смешения газа с воздухом. Туннельная горелка была выбрана в связи со сравнительно хорошей изученностью полей концентраций и температур и достаточной стабилизацией факела при изменении состава смеси и нагрузки в широких пределах.

Исследованы режимы в диапазонах изменения тепловых нагрузок q топочного объема, равных $10 - 60 \text{ МВт/м}^3$ с интервалом $\Delta q = 1,16 \text{ МВт/м}^3$, и коэффициента избытка воздуха α от 1 до 1,6.

Анализ условий образования оксида азота при горении предварительно подготовленных гомогенных смесей позволил сделать следующие **выводы**.

1. Изменение коэффициента избытка воздуха от 1,2 до 1,05 снижает концентрацию оксида азота на 35 – 48 %.

2. Величина выхода оксидов азота зависит от подготовки топливовоздушной смеси, турбулентности и охлаждения пламени; в турбулентных диффузионных пламенах выход оксида азота меньше зависит от коэффициента расхода воздуха, чем в ламинарных или близких к ним.

3. Турбулентность и теплоотдача из зоны горения оказывают сильное влияние на выход оксидов азота; во всех случаях с увеличением турбулентности и размера горелки выход оксида азота увеличивается.

Литература

1. Сигал И.Я. Защита воздушного бассейна при сжигании топлива. – Л.: Недра, 1988. – 312 с.

УДК 620.93:681.515

ПРИМЕНЕНИЕ НОВЕЙШИХ ТИПОВ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ РЕГУЛЯТОРОВ ДЛЯ АСР ПИТАНИЯ БАРАБАННОГО КОТЛА

Шмань Д.В.

Научный руководитель – старший преподаватель Буров А.Л.

Котел как объект проектирования и управления представляет собой сложную динамическую систему с несколькими взаимосвязанными входными и выходными величинами.

Основными регулируемыми величинами котла является расход перегретого пара $D_{пп}$, его давление $p_{пп}$, температура $t_{пп}$. Расход пара является переменной величиной, а его давление и температура поддерживается в пределах допустимых отклонений, что обуславливается требованиями заданного режима работы турбины или иного потребителя тепловой энергии.

Объектом разработки является АСР питания котлоагрегата БКЗ-420-140ГНМ. Котел предназначен для работы на природном газе и мазуте с теплофикационными турбинами.

Автоматическая система регулирования питания предназначена для поддержания материального соответствия между расходами питательной воды в котел и нагрузке котла по пару. Показателем этого соответствия служит уровень воды в барабане котлоагрегата.

Автоматическая система регулирования должна обеспечить постоянство среднего уровня независимо от нагрузки котла и других возмущающих воздействий. В переходных режимах изменение уровня может происходить довольно быстро, поэтому регулятор питания для обеспечения малых отклонений уровня должен поддерживать постоянство соотношения расходов питательной воды и пара. Эту задачу выполняет трехимпульсный регулятор.

Функциональная схема является основным техническим документом, определяющим структуру узлов контроля и регулирования технологического процесса и оснащения объекта управления приборами и средствами автоматизации.

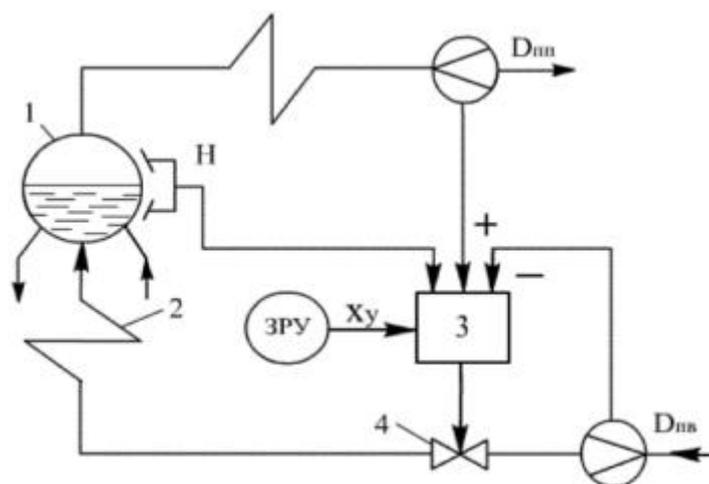


Рисунок 1 – Структурная схема трехимпульсного АСР питания барабанного котла

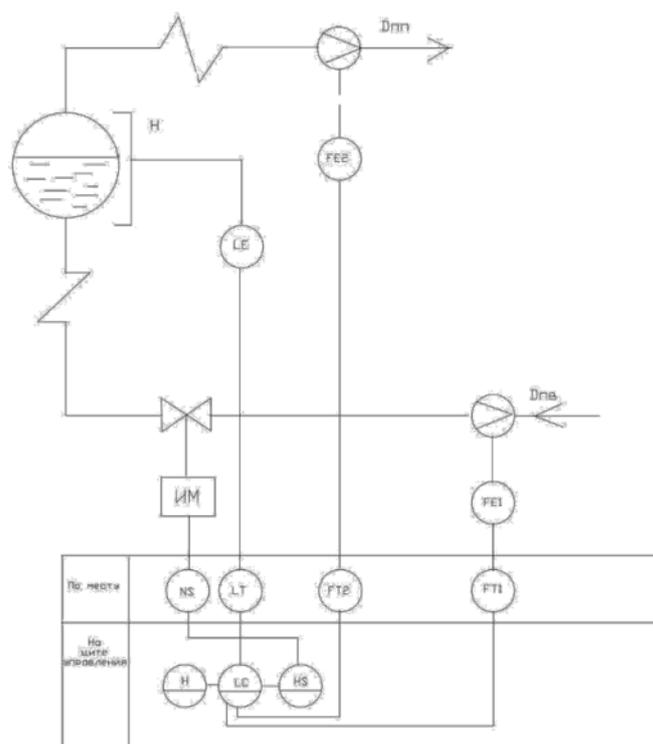


Рисунок 2 – Функциональная схема питания барабанного котла

Техническая реализация системы автоматического регулирования возможна с использованием различных типов микропроцессорных регуляторов. Ранее данные системы реализовывались в основном на микропроцессорных регуляторах первого поколения типа «РЕМИКОНТ Р-130».

РЕМИКОНТ Р-130 – это компактный малоканальный многофункциональный контроллер общепромышленного назначения, обеспечивающий автоматическое регулирование и логическое управление технологическими процессами. РЕМИКОНТ Р-130 эффективно решает как сравнительно простые, так и сложные задачи управления. Благодаря малоканальности РЕМИКОНТ Р-130 позволяет, с одной стороны, экономично управлять небольшим агрегатом и, с другой, – обеспечить высокую живучесть крупных систем управления.

Однако в данной работе рассматривается проект системы на новейшем программируемом логическом контроллере «Omron CP1L-L20D».

Компания Omron – один из мировых лидеров по производству ПЛК. В линейке контроллеров Omron представлены как компактные модели для небольших производств с количеством входов/выходов до 160 (CP1E, CP1L), так и мощные модели, способные обеспечить бесперебойную работу больших производственных комплексов, с количеством дискретных входов/выходов от 2500 до 5000 и более (CJ2M, CS1G, CS1D).

В серию **CP1L**, используемую в данном курсовом проекте, входят модули ЦПУ для стандартных операций управления с использованием базовых команд, команд управления движением, арифметических команд и команд сравнения и модули ЦПУ, которые поддерживают подключение к программируемым терминалам, инверторам и сервоприводам.

Так как в проектируемой системе сигналы, поступающие от датчиков давления, расходомера, задатчика ручного управления, а так же сигнал положения исполнительного механизма, аналоговые, а данная модель контроллера имеет только дискретные входы, то дополнительно к контроллеру устанавливается 2 модуля аналоговых входов фирмы Omron **CP1W-AD041**. Модель контроллера позволяет установку до 3 модулей одновременно. Модули имеют по 4 аналоговых входа каждый, что позволит осуществить в будущем расширение и модернизацию системы.

В каждом из модулей аналоговых входов CP1W-AD041 имеется четыре аналоговых входа.

Для измерения уровня воды в барабане котла, будет использоваться измерительный преобразователь давления типа APR-2200 ALW, производства Aplisens, НПО Европрибор, г. Витебск, Республика Беларусь. Преобразователи предназначены для работы в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами и обеспечивают непрерывное преобразование значения измеряемого параметра – разности давлений нейтральных и агрессивных сред (газа, пара и жидкостей).

Для измерения расхода питательной воды, будет использоваться измерительный преобразователь давления типа APR-2000 PZ, производства Aplisens, НПО Европрибор, г. Витебск, Республика Беларусь. Преобразователь APR-2000 PZ предназначен для измерений разности давлений газов, паров и жидкостей. Измерительным элементом является пьезорезистивная монолитная кремниевая структура, встроенная в приёмник давлений, отделенный от измеряемой среды разделительными мембранами и заполненный специальной жидкостью. Конструкция приёмника гарантирует устойчивость преобразователя к ударным воздействиям измеряемым давлением и к перегрузке по давлению до предельно допустимого статического давления 25 или 40 МПа.

Преобразователи работают на принципе преобразования пропорциональных измеряемой разности давлений изменений сопротивлений пьезорезистивного моста в стандартный токовый сигнал.

Измерительным элементом является кремневая мембрана с диффундированными в неё пьезорезисторами, отделенная от среды измерения разделительными мембранами и манометрической жидкостью.

Для измерения расхода перегретого пара, будет так же использоваться измерительный преобразователь давления типа APR-2000 PZ, производства Aplisens, НПО Европрибор, г. Витебск, Республика Беларусь, но модифицированный под параметры пара.

Исходя из требований к регулированию при проектировании был выбран блок ручного управления импульсный БУ-21.

В качестве исполнительного механизма был выбран механизм STO-4500-20-10.

Концевые выключатели на принципиальной электрической схеме не изображаются, так как они входят в комплект исполнительного механизма и регулирующего органа. Таким образом, защита на крайнее положение присутствует.

В качестве пускателя устанавливаем пускатель ПБР – 2-3, который предназначен для работы с исполнительными механизмами, оснащенными однофазными электродвигателями с симметричными обмотками. Основу пускателя составляют два тиристорных ключа, которые управляются сигналами, вырабатываемыми регулирующими блоками или оператором.

Основной элемент схемы управления – программируемый логический контроллер OMRON CP1L-L20D (далее ПЛК). Он собирает дискретную информацию от концевых выключателей (SQ2, SQ4) исполнительного механизма MAM1, о положении переключателя БУ-21, выдаёт дискретные сигналы управления, которые через промежуточные реле (K1, K2) поступают в схему управления исполнительного механизма MAM1. Также ПЛК принимает аналоговые сигналы (4-20 мА) о состоянии датчиков расхода (FQ1, FQ2) и уровня (BL1). Первичный сигнал от датчиков поступает на прибор регистрирующий VR06. Прибор должен быть установлен на щите и предоставляет эксплуатационному персоналу визуальную информацию о состоянии техпроцесса. Далее, аналоговый сигнал передаётся в ПЛК с выходов VR06. Также ПЛК принимает аналоговый сигнал от устройства задающего ЗУ-50 и аналоговый сигнал от датчика положения исполнительного механизма (MAM1).

Исполнительный механизм MAM1 приводится в действие пускателем бесконтактным реверсивным AMS1 (далее ПБР). Выбор режима управления (от ПЛК либо вручную) осуществляется с блока управления БУ-21.

Блок управления имеет два положения: «автоматическое» и «дистанционное». Положение «автоматическое» передает сигнал в ПЛК о том, что управление

исполнительным механизмом будет осуществляться автоматически от ПЛК в соответствии с ранее записанной программой в ПЛК. ПЛК начинает обрабатывать сигналы от датчиков и задающего устройства и выполнять технологический цикл в соответствии с записанным в него алгоритмом, выдавая управляющие сигналы на реле К1 или К2, которые, в свою очередь, передают управляющий сигнал на ПБР «Меньше» или «Больше» соответственно. Тогда клапан либо закрывается, либо открывается. Сигнал управления проходит через концевые выключатели SQ1 и SQ3, которые блокируют ошибочное управление в крайних положениях исполнительного механизма МАМ1.

Положение «дистанционное» переключателя БУ-21 позволяет отключить схему управления от ПЛК и задействует ручной режим управления, который осуществляет сам оператор исходя из показаний на приборе регистрирующем VR06. На блоке управления БУ-21 расположены кнопки ручного управления «Больше» и «Меньше». Нажимая на эти кнопки, оператор открывает либо закрывает клапан.

Выводы

Применение новейших микропроцессорных контроллеров производства компании «Omron» позволяет существенно удешевить систему автоматического регулирования, упростить настройку системы и значительно улучшить качество переходных процессов в системе за счет возможности построения гибкой внутренней структуры регулятора, в частности, программированием не только типовых регуляторов, но и структурно оптимизированных и инвариантных САР.

Литература

1. Ключев, А.С. Наладка систем автоматического регулирования барабанных паровых котлов. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
2. Ключев, А.С. Проектирование систем автоматизации технологических процессов. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
3. Плетнев, П.Г. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике: Учебник для вузов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007.

УДК 621.3

МОДЕРНИЗАЦИЯ ОТДЕЛЕНИЯ ВОДОПОДГОТОВКИ МИНСКОЙ ТЭЦ-2

Суханов А.С.

Научный руководитель – к.э.н, доцент Кравченко В.В.

Необходимость модернизации отделения водоподготовки вызвана тем, что на МТЭЦ-2 устанавливаются два блока ПГУ, для питания которых требуется обессоленная вода. Кроме того требуется замена морально и физически устаревшего оборудования подготовки воды для ПТС.

В качестве предварительной очистки воды для установки обессоливания и установки подпитки теплосети предусматривается установка самопромывных фильтров и установка ультрафильтрации (УУФ).

Исходная речная вода подаётся на самопромывные фильтры «Arkal» для удаления крупнодисперсных (более 200 мкм) механических примесей, после чего подогревается до 20–35 °С и со среднечасовым расходом 300 м³/ч (максимальный поток не более 380 м³/ч) под давлением 2,0–3,0 атм (не более 3,5 атм) подается на ультрафильтрационную установку.

УУФ используется для очистки исходной речной воды перед ионным обменом. Технология ультрафильтрации применяется для удаления примесей, размер которых находится в пределах 0,01–0,1 мкм. При этом из воды удаляются органические соединения, коллоидные соединения железа и кремнекислоты, вирусы и бактерии.

Необходимость удаления указанных соединений на водоподготовительной установке Минской ТЭЦ-2 обусловлена требованием к качеству воды перед ионообменными материалами установки обессоливания и умягчения. Кроме того, ультрафильтрация обладает биоцидным эффектом, так как позволяет задерживать биологические объекты вплоть до вирусов, что важно для эксплуатации ионообменных материалов.

На установке химводоподготовки вода готовится по схеме одноступенчатого Н-катионирования с противоточной регенерацией, декарбонизация, одноступенчатого анионирования на высокоосновном анионите с противоточной регенерацией. Далее для более глубокого обессоливания и обескремнивания вода пропускается через фильтр смешанного действия (ФСД), загруженный перемешанной смесью Н-катионита и ОН-анионита.

Существующая установка подпитки теплосети реконструируется. Существующие механические и Na-катионитные фильтры демонтируются. Проектом предусматривается замена в существующих Н-катионитовых фильтрах дренажных систем и фильтрующего материала на карбоксильный катионит, что позволяет обеспечить высокие скорости пропуска регенерационного 0,7 % раствора серной кислоты, снизить расходы H₂SO₄ и расходы воды на собственные нужды, увеличить фильтроцикл.

Затем для удаления углекислого газа вода поступает в декарбонизаторы типа “Бутылка” и далее подаётся на подпитку теплосети.

Для создания нормируемого рН воды, поступающей на подпитку теплосети, дозируется едкий натр.

Для очистки возвращаемого производственного конденсата устанавливается УУФ для его обезжелезивания и установка Н⁺-ОН⁻ ионитных фильтров для его обессоливания. Далее очищенный конденсат подаётся в бак обессоленной воды на ХВО ПГУ.

Существующая химводоочистка состоит из следующих установок:

- установка для подпитки паровых котлов. Схема: осветление исходной воды на механических фильтрах, водород-катионирование с “голодной” регенерацией, декарбонизация, натрий-катионирование (рисунок 1). Производительность – 100 м³/ч;

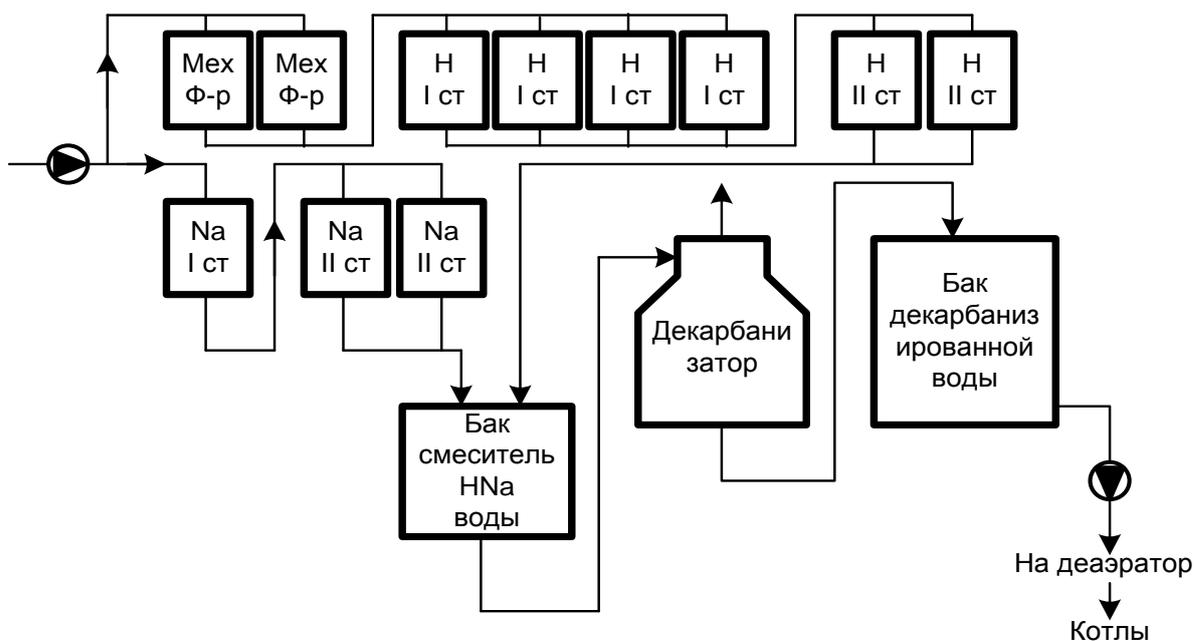


Рисунок 1 – Установка для подпитки паровых котлов

- установка для подпитки теплосети. Схема: осветление исходной воды на механических фильтрах, водород-катионирование с “голодной” регенерацией, декарбонизация (рисунок 2). Производительность – 150 м³/ч. Периодически возвращаемый конденсат с производства собирается в два бака объёмом 25 м³ и подается в деаэрацию.

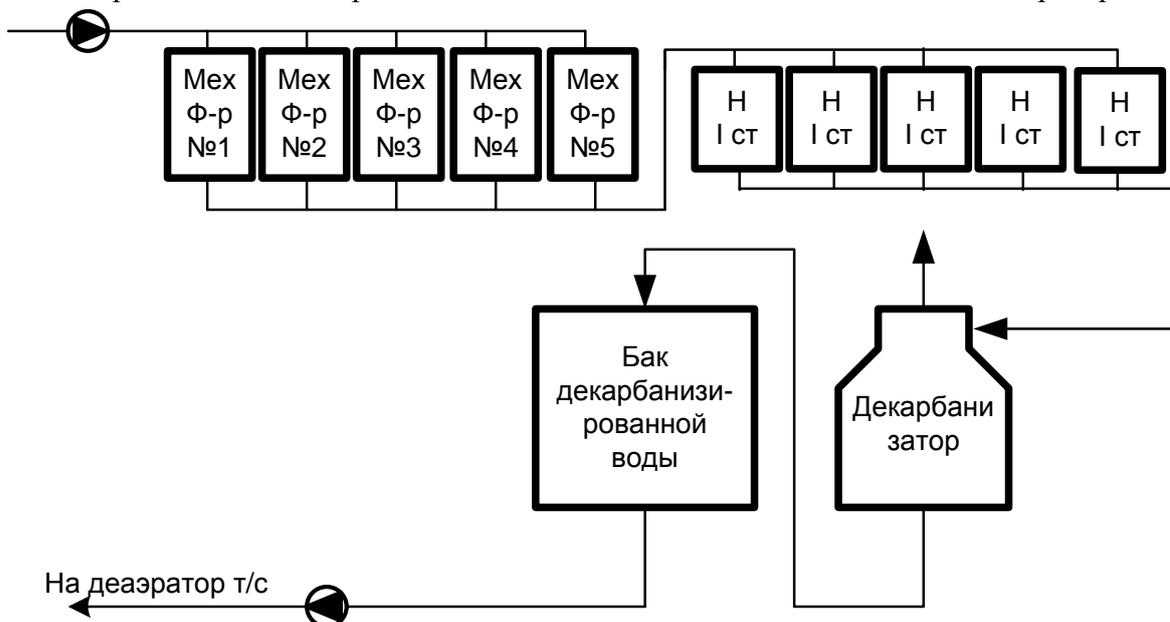


Рисунок 2 – установка для подпитки теплосети

Предлагаемые решения, производительность водоподготовительных установок (ВПУ)

Установка обессоливания воды размещается в здании ПГУ.

Осуществляем замену следующих установок:

- установки ультрафильтрации для осветления исходной воды. Производительность установки обеспечивает водой проектируемую обессоливающую установку в ПГУ, установку подпитки СОО, существующую установку подпитки теплосети;
- установки очистки производственного конденсата;
- установки нейтрализации стоков ХВО.

Предусматриваем также реконструкцию существующей установки подпитки теплосети, склада химреагентов.

Существующая обессоливающая установка для подпитки паровых котлов, расположенная в главном корпусе, выводится из эксплуатации.

В таблице 1 представлена производительность основных ВПУ.

Таблица 1 – Производительность водоподготовительных установок

Установки	Режимы		
	Максимально-зимний	Средне-зимний	Летний
Установка обессоливания воды для подпитки паровых котлов, м ³ /ч	59-70		
Установка умягчения воды для подпитки теплосети, м ³ /ч	205,0	109,0	82,0
Установка обработки воды для подпитки системы оборотного охлаждения, м ³ /ч.	38,0	38,0	50,0
Установка очистки производственного конденсата, м ³ /ч.	49,5	22,0	12,0

Предлагаются следующие решения для установок подготовки воды:

1. Установка ультрафильтрации проектируется для очистки исходной речной воды перед ионным обменом.

Мембранная фильтрация – это процесс, протекающий под давлением с использованием полупроницаемых пористых мембран для удаления твёрдых частиц, бактерий, простейших микроорганизмов, вирусов, органических молекул. Ультрафильтрационные мембраны действуют как сито, задерживая частицы, а вода проходит через мембрану в качестве фильтрата. Удержанные взвеси концентрируются в потоке, который выводится из системы. Мембранные технологии позволяют очистить поверхностные воды без коагуляции, обеспечивают высокий процент выхода фильтрата (до 90 %), удобны в использовании системы контроля, компактны, эксплуатационные затраты минимальны.

Часть осветлённой воды подаётся в здание ПГУ на установку обессоливания и на подпитку системы оборотного охлаждения.

Вторая часть осветлённой воды подаётся на подпитку существующей установки для подпитки теплосети.

Для восстановления фильтрующей способности мембранных элементов проводится удаление загрязняющих элементов с помощью реверс-фильтрации (обратная промывка водой), воздушного скруббинга (используется сжатый воздух).

Остаточные загрязнения могут быть удалены во время мойки с химическими реактивами, проводимой 1 раз в месяц.

Промывочная вода после установки ультрафильтрации поступает или на гипсовый шламоотвал для разбавления нейтрализованных стоков ХВО до норм ПДК, или сбрасывается в производственно-дождевую канализацию.

2. Существующая установка подпитки теплосети реконструируется.

Существующие механические и Na-катионитные фильтры демонтируются. Осветлённая вода после установки ультрафильтрации умягчается на H-катионитных фильтрах. Для удаления углекислого газа вода поступает в декарбонизаторы типа “Бутылка” и далее подаётся на подпитку теплосети.

Для создания нормируемого pH воды, поступающей на подпитку теплосети, в трубопроводы дозируется едкий натр. Качество обработанной воды представлено в таблице 2.

Таблица 2 – Основные показатели работы оборудования ВПУ

Наименование	Установка ультра-фильтрации	Н-катионитные фильтры подпитки теплосети	Конденсатоочистка		
			Установка ультра-фильтрации	Н-катионитные фильтры	Анионитные фильтры
Количество обрабатываемой воды, м ³ /ч	240,9	113,0	24,2	23,2	22,6
Тип оборудования и параметры: Диаметр, м Количество (в т.ч. 1 шт. для гидроперегрузки), шт. Из них постоянно работающих, шт	1 установка из 3-х модулей по Q=100м ³ /ч	2,0 5 2	1 установка из 3-х модулей по Q=25м ³ /ч	1,0 3 1	1,0 3 1
Высота слоя, м	-	1,6	-	1,0	1,3
Марка фильтрующего материала	Мембраны	Слабокислотный катионит С-104 (PUROLITE)	Мембраны	Сильнокислотный катионит С-100Н (PUROLITE)	Сильноосновный анионит А400 (PUROLITE)
Скорость фильтрования, м/ч	-	18,0	-	29,7	28,9
Количество регенераций в сутки	-	0,77 (рег/сут)	-	0,5 (рег/мес)	0,5 (рег/мес)
Обменная ёмкость, г-экв/м ³	-	2100,0	-	-	-
Тип реагента	-	H ₂ SO ₄ -0,7%	-	H ₂ SO ₄ -4%	NaOH-5%
Удельный расход реагентов на регенерацию, кг/ м ³	-	1,05 (г-экв/г-экв)	-	100,0 (кг/ м ³ катионита)	120,0 (кг/ м ³ катионита)
Расход технического продукта на регенерацию, кг/рег	-	587,2	-	84,8	290,5
Суточный расход технических реагентов, кг/сут	-	452,1	-	-	-
Расчёт выполнен для средне-зимнего режима					

В настоящее время часть Н-катионитных фильтров загружена карбоксильным катионитом, что позволило обеспечить высокие скорости пропуска регенерационного 0,7 % раствора серной кислоты. Это позволило улучшить органолептические свойства воды в системе, снизить расходы серной кислоты и расходы воды на собственные нужды, увеличить фильтроцикл.

Предусматриваем замену в остальных Н-катионитных фильтрах дренажных систем и фильтрующего материала на карбоксильный катионит.

Взрыхляющие и регенерационно-отмывочные стоки Н-катионитных фильтров направляются в баки-нейтрализаторы, нейтрализуются едким натром и выдерживаются (время определяется наладкой) для осаждения гипсового шлама. Вода над осадком сбрасывается в канализацию, 4 % гипсовая суспензия откачивается на шламоотвал.

3. Установка очистки производственного конденсата.

Производственный конденсат обезжелезивается на установке ультрафильтрации, состоящей из 2 комплектных фильтров, обессоливается на Н⁺-ОН ионитных фильтрах и подаётся в бак обессоленной воды на ХВО ПГУ.

Промывочные воды после установки ультрафильтрации конденсатоочистки сбрасываются в дренажный канал, откуда вместе с дренажными водами ХВО, с помощью

насосов, откачиваются в бак-нейтрализатор. Взрыхляющие и регенерационно-отмывочные стоки ионитных фильтров конденсатоочистки подаются также в баки-нейтрализаторы.

Выводы

При проведении модернизации отделения водоподготовки Минской ТЭЦ-2 в качестве предварительной очистки воды для установки обессоливания и установки подпитки теплосети предлагается установить Установку ультрафильтрации, проектируемую для очистки исходной речной воды перед ионным обменом. Установка ультрафильтрации является экономически выгодной, так как мембранные технологии позволяют очистить поверхностные воды без коагуляции, обеспечивают высокий процент выхода фильтрата (до 90 %), удобны в использовании системы контроля, компактны и имеют минимальные эксплуатационные затраты.

Литература

1. Вукалович, М.П. Таблицы термодинамических свойств воды и водяного пара. – М–Л.: Издательства «Энергия», 1965. – 400 с.: вкладки.
2. Долин, А.П. Справочная книга по технике безопасности в энергетике. – М.: Энергия, 1984. – 387 с.: ил.
3. Лазаренков, А.М. Охрана труда в энергетической отрасли: учебник / А.М. Лазаренков, Л.П. Филянович. – Мн.: БНТУ, 2006. – 582 с.: ил.
4. Тепловые и атомные электрические станции: Дипломное проектирование: Учебное пособие для вузов / А.Т. Глюза, В.А. Золотарева, А.Д. Качан [и др.]; Под общ. ред. А.М. Леонкова, А.Д. Качана – Мн.: Выш. школа, 1990. – 336 с.: ил.
5. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник / Под общ. ред. В.А. Григорьева, В.М. Зорина. – 2-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.: ил. – (Теплоэнергетика и теплотехника; Кн. 3).
6. Трухний, А.Д. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки: Учебное пособие для вузов / А.Д. Трухний, Б.В. Ломакин. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 540 с.: ил., вкладки.

УДК 621.181

ОСОБЕННОСТИ УЧЕТА ХИМИЧЕСКОГО НЕДОЖЕГА ТОПЛИВА В КОТЛОАГРЕГАТАХ

Соловей Д.Н.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Тарасевич Л.А.

Наладка режима горения существующих горелочных устройств, прежде всего, включает подбор оптимального коэффициента избытка воздуха. При недостатке воздуха в продуктах сгорания появляется оксид углерода. В действительности полное сгорание топлива при $\alpha = 1$ не достигается из-за несовершенства процесса смешения в горелках. Переход к режимам сжигания топлив с минимальным, часто называемым околокритическим значением коэффициента избытка воздуха представляет одно из актуальных направлений современной энергетики. При нормальных эксплуатационных режимах котельных установок содержание продуктов химической неполноты сгорания в топочных газах должно поддерживаться на минимальном уровне.

Современные конструкции горелочных устройств и организация аэродинамики газовых потоков в топках котлов позволяет сжигать топливо с низкими коэффициентами избытка воздуха, порядка 1,03 - 1,05. Это обеспечивает наиболее экономичное использование топлива, создает условия минимизации содержания оксидов азота в продуктах сгорания.

Однако при сжигании топлива с минимальными избытками воздуха возможно появление в продуктах сгорания оксида углерода. В качестве практического примера можно показать, что при сжигании мазута с околокритическими коэффициентами избытка воздуха (α) были получены следующие значения содержания СО в продуктах сгорания:

α	1,05	1,00	0,95
СО, %	0,2	2,5	5

При сопоставимом расчете коэффициента избытка воздуха по различным традиционным формулам при наличии химнедожога получены следующие значения α :

α фактическое	1,05	1,00	0,95
α по азотной формуле	1,047	1,020	0,882
α по кислородной формуле	1,052	1,035	1,020
α по формуле Равича Б.М.	1,050	1,000	0,95

Причиной различий результатов расчетов является нечеткость определения объема продуктов сгорания при наличии химического недожога в различных формулах. И это вносит неточность в расчеты технико-экономических показателей работы котла.

УДК 621.182.4

ОЧИСТКА РЕГЕНЕРАТИВНЫХ ВОЗДУХОПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ ОТ ОТЛОЖЕНИЙ

Чайко Е.Ю.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Жихар Г.И.

Для очистки регенеративных воздухоподогревателей применяется обдувка паром и воздухом при различном конструктивном исполнении аппаратов. Заводом «Ильмарине» для обдувки РВП паром в разное время поставлялись качающиеся аппараты типов ОАРВ, ОК, сейчас выпускаются только аппараты типа ОП.

В аппарате ОП обдувочная труба, конец которой снабжен соплом, совершает качательное движение с постоянной скоростью от периферии ротора к его центру и обратно.

Основным недостатком любого односоплового аппарата, сопло которого перемещается с постоянной скоростью от центра вращения к периферии по траектории, близкой к радиусу ротора РВП, является неравномерное количество очищаемого агента, приходящееся на единицу поверхности нагрева.

Таким образом, удельный расход агента очистки при постоянном диаметре сопла и параметрах агента очистки изменяется обратно пропорционально расстоянию сопла от центра вращения ротора.

Учитывая отмеченные недостатки односопловых аппаратов для обдувки регенеративных воздухоподогревателей, применяют многосопловые стационарные аппараты, преимущества которых заключается в простоте обслуживания (только закрыть и открыть пар), в отсутствии вращающихся и движущихся элементов, сокращение длительности обдувки. Кроме того, в них просто организовать более равномерное распределение обдувочного агента по радиусу ротора.

Многосопловой аппарат представляет собой стационарный коллектор, секционированный на несколько участков (в данном случае на три участка), к каждому из которых выполнен индивидуальный подвод пара. Сопла в пределах одного участка – одинаковые, расширяющиеся. Сечения сопел с удалением участка от вала вращения увеличиваются.

Расширяющиеся сопла обеспечивают сверхзвуковое истечение пара со скоростью до 900 – 1000 м/с. Путем секционирования и устройства центрального подвода пара к каждой секции разницу в давлениях перед соплами по длине аппарата сводят к минимуму и выравнивают скорости истечения пара. Недостатком подобных многосопловых аппаратов является повышенный единовременный расход пара, что требует больших диаметров подводящих трубопроводов. Последнее наиболее заметно проявляется для РВП с максимальными диаметрами ротора.

В качестве промывочных устройств водой высокого давления применяются передвижные и стационарные аппараты.

Передвижной аппарат позволяет последовательно обрабатывать кольцевые участки ротора и представляет собой поворотную трубу с многополосной головкой на конце. Обмывочная труба для жесткости усилена рамой в плоскости действия сил реакции при истечении воды.

Редкое использование аппарата на одном котле делает целесообразным быстрое перенесение его с одного РВП на другой. Последнее обеспечивается отсутствием сложной механической части и простой конструкции. Перемещенные аппарата при обмывке с одной позиции на другую производится вручную. С трассой высокого давления аппарат сочленяется с помощью шарнирного соединения. Недостаток подобной конструкции – значительное время очистки.

Промывку водой высокого давления целесообразно проводить как сверху, так и снизу РВП (иногда достаточна промывка снизу с последующей низконапорной промывкой

расходом около 100 т/ч). Последняя позволяет удалить отложения не только с РВП, но и из газоходов под ними, так как в процессе промывки водой высокого давления дренируемая из-под РВП вода содержит до 20 % золы, которая может отлагаться на слабонаклонных скатах газохода.

Применение описанного способа очистки РВП на многих электростанциях подтверждает его высокую эффективность. Во всех случаях удается восстановить аэродинамическое сопротивление поверхности до первоначального уровня. Опыт показал, что струи воды не оказывают разрушающего воздействия на теплообменную поверхность, в том числе и эмалированную, радиальные уплотнения и другие элементы ротора при умеренном пользовании ею.

Промывку следует применять 2 – 4 раза в год, сочетая ее с паровой обдувкой и применяя все указанные ранее мероприятия, приводящие к увеличению межпромывочной компании. Такую очистку целесообразно использовать и во время ремонтных работ для удаления отложений из вынутых пакетов РВП.

Нагрев поверхности регенеративных воздухоподогревателей дымовыми газами для борьбы с золовым заносом и коррозией предложен сотрудниками завода «Котлоочистка». Этот метод используется на мазутных котлах, оснащенных несколькими параллельно работающими РВП. Сущность его заключается в следующем.

На работающем котле в один из нескольких РВП на некоторое время (20 – 50 мин.) прекращается частично или полностью подача воздуха, который отводится в остальные воздухоподогреватели. За счет дымовых газов температурой 280 – 320⁰С теплообменная поверхность прогревается и деформируется, отложения золы на ней высушиваются и теряют свою прочность. Деформация теплообменных листов и термическое воздействие на отложения обеспечивают разрушение и отделение золовых отложений, которые и выносятся газами, что приводит к снижению коррозии поверхности и существенно уменьшает ее загрязнение.

Исследование этого метода на котле ТГМП-114 Киришской ГРЭС показало, что при подогреве теплообменных листов до 280 – 320 °С один раз в сутки сопротивление РВП в течение длительного времени удается поддерживать на уровне 590 – 780 Па. При этом значительно снизилась и коррозия в РВП.

В период нагрева поверхности РВП дымовыми газами происходит деформация элементов РВП и повышенный износ уплотнений, что приводит к увеличению зазоров и повышению перетоков воздуха в последующей эксплуатации. Ограничить это вредное явление удастся путем сокращения времени нагрева до 20 мин, за которое массивные элементы РВП (вал, крышки, корпус) не успевают существенно изменить свой температурный режим в сравнении с остальным периодом работы. Следует, однако, отметить, что с переходом на мощных агрегатах к РВП с диаметром ротора 8,8; 9,8 м и более опасность увеличения зазоров в уплотнениях и повышение перетоков воздуха возрастает. По-видимому, это явится одной из причин, ограничивающих применение такого способа.

Другое негативное влияние этого метода – снижение экономичности котла за счет повышения температуры уходящих газов на 20 – 25 °С.

При исследовании РВП котла ТГМ-94 отмечено, что когда прекращается подача воздуха в один из воздухоподогревателей, температура газов за ним возрастает до 280 – 290 °С, а за двумя оставшимися снижается до 110 – 120 °С. Средняя температура уходящих газов повышается со 140 °С до 160 – 165 °С.

В последние годы на ряде мазутных энергетических котлов сделана попытка использовать импульсную очистку для удаления золовых отложений из регенеративных воздухоподогревателей. Эти работы проведены УралВТИ и явились развитием области применения систем импульсной очистки, в становлении которых много сделано сотрудниками Казанского университета, Уралэнергочермета.

Сущность метода заключается в периодическом (взрывном) сжигании горючей смеси, состоящей из природного газа и воздуха в специальном объеме (камере), имеющем

свободный выход на очищаемые поверхности нагрева. В результате такого сгорания периодически резко увеличивается объем газов, что сопровождается повышенным выбросом продуктов сгорания с образованием периодических волн давления. Энергия взрывного горения и является тем импульсом, который воздействует на золотые отложения.

Установка работает следующим образом. Природный газ и воздух под давлением после открытия запорной арматуры подаются в смесительный объем, где образуется горючая (взрывоопасная) смесь примерно в пропорции: газ/воздух – 1/10. Далее смесь через диафрагмы (дырчатые) заполняет импульсную ударную трубу. После ее заполнения смесью газ отсекается электромагнитным клапаном и подается высокое напряжение на запальную свечу. Газовоздушная смесь воспламеняется, и продукты взрывного горения поступают через направленные отверстия на поверхность нагрева РВП.

Скорость смеси в байпасном трубопроводе выбирается такой, чтобы при заполнении импульсных ударных труб смесью на необходимый объем происходило зажигание смеси от свечи. Фронт пламени распространяется по байпасному трубопроводу, смесительному объему и далее через диафрагмы вызывает взрывное сгорание смеси в импульсных ударных трубах. Продукты взрыва создают в объеме ударных труб давление и выбрасываются через отверстия на поверхность РВП.

После снижения давления в ударных трубах свежая газовоздушная смесь выталкивает оставшиеся продукты сгорания и снова заполняет трубы. Цикл работы установки повторяется.

В ударных трубах развивается при сгорании смеси газ + воздух избыточное давление до 0,196 – 0,392 МПа (2 – 4 кгс/см), периодичность импульсов 2 – 8 с. Расход газа на установку составляет 20 – 50 м³/ч. Рекомендуемая продолжительность импульсной очистки 0,5 – 1 ч при включении ее 1 – 3 раза в смену.

УДК 621.182

МЕТОДЫ ПОДАВЛЕНИЯ ОКИСЛОВ АЗОТА НА ГАЗОМАЗУТНЫХ КОТЛАХ

Семака А.С.

Научный руководитель – старший преподаватель Пронкевич Е.В.

Исследованиями установлено, что на мощных газомазутных котлах выбросы NO_x больше при работе на газе, чем на мазуте, на малых котлах – наоборот.

На котлах мощных газомазутных энергоблоков без применения каких-либо мероприятий при работе на газе концентрация NO_x в продуктах сгорания находится в пределах 650-1050 мг/м³.

Технологические методы подавления NO_x основаны на снижении температуры и содержания кислорода в зоне активного горения, а также создании в топочной камере зон с восстановительной средой, где продукты неполного горения, вступая во взаимодействие с образующимся оксидом азота, приводят к восстановлению NO_x до молекулярного азота.

На основании экспериментальных данных и имеющегося практического опыта могут быть рекомендованы к внедрению следующие основные технологические методы снижения NO_x в газомазутных котлах:

- внедрение режимов с малыми значениями α , а при ступенчатом сжигании – пониженными α на грани появления химической неполноты сгорания;
- рециркуляция дымовых газов через горелки в смеси с воздухом;
- двухступенчатое сжигание топлива, что может быть реализовано в конструкции горелок или в топке в целом;
- трехступенчатое сжигание топлива (наиболее целесообразно применять для новых котлов);
- применение специальных горелок;
- впрыск воды (снижает NO_x на 20-25 %, но приводит к уменьшению КПД котла приблизительно на 0,8 %);
- двухсветные экраны (для новых котлов);
- специальные методы сжигания (например, кипящий слой);
- снижение температуры горячего воздуха.

Все эти методы достаточно хорошо известны и практически все опробованы. Задача заключается в том, чтобы реализовать их на котлах с минимальными затратами средств, с минимальным снижением экономичности, не ухудшая показателей надежности как на основном, так и на резервном топливах.

Отечественный и зарубежный опыт показывает, что при одновременном применении нескольких технологических методов удается при сжигании газа снизить выбросы NO_x в 4-5, а иногда и более раз.

Достоинством метода оптимизации является отсутствие дополнительных капитальных затрат, однако низкие избытки воздуха приводят к увеличению химической неполноты сгорания, а в ряде случаев - к образованию канцерогенных веществ. Поэтому реализация данного метода подавления оксидов азота на практике требует определенной культуры эксплуатации.

Конструкция горелочного устройства во многом определяет интенсивность воспламенения факела, скорость смешения топлива с воздухом и максимальный уровень температур в ядре горения.

Для сокращения выбросов оксидов азота с дымовыми газами предлагается реконструкции горелочных устройств, как наименее затратного и достаточно эффективного способа. Реконструкция горелочных устройств направлена на снижение температуры в ядре факела путем более равномерное распределение температуры в топке котлоагрегата. Это позволит снизить образование термических оксидов азота.

При реконструкции существующие горелочные устройства заменяются на новые, сохраняется подача пыли высокой концентрации под давлением и тангенциальное расположение горелок.

Сбросные горелки выносятся выше основных по тангенциальной схеме, что должно увеличить высоту зоны горения, уменьшить выбросы оксидов азота и снизить вероятность шлакования топочной камеры.

На топке устанавливаются четыре новые разводки под пылеугольные горелки и четыре разводки под сбросные горелки.

Блочная пылеугольная горелка выполнена в виде блока из двух горелок с индивидуальным подводом воздуха и пыли к каждой из них. Пылеугольная горелка состоит из воздушного короба, разделенного на три воздушных канала для равномерного распределения воздуха по выходному сечению горелки. В одном из каналов воздуха устанавливается сопло подачи пыли. Индивидуальный подвод воздуха и пыли в каждую горелку позволяет сохранить оптимальный режим работы горелок при изменении нагрузки путем отключения горелок.

Наиболее универсальным методом подавления NO_x для газомазутных котлов является метод ступенчатого сжигания. Под ступенчатым (или стадийным) сжиганием подразумевается такая организация процесса горения, когда через горелки с топливом подается воздух в количестве, меньшем стехиометрического, а остальное необходимое по балансу количество воздуха вводится в топочную камеру далее по длине факела.

Суть метода дожига топлива состоит в частичном восстановлении окиси азота (NO) продуктами неполного сгорания в топочной камере.

Выше основных пылеугольных горелок в топке котла устанавливаются дополнительные горелки, в которые подается часть топлива с недостатком воздуха и создается зона с восстановительной средой. Еще выше располагают сопла для ввода третичного воздуха, необходимого для завершения сгорания. Опыт показывает, что в промышленных установках за счет ввода дожигающего топлива возможно снизить концентрацию NO_x в дымовых газах до $120...210 \text{ мг/м}^3$ (н.у.). Этот метод активно исследовался энергетиками Японии, Германии и США.

Рециркуляция дымовых газов дает лучшие результаты применительно к топливу с низким содержанием азота, чем с высоким.

Максимальный эффект снижения выхода NO_x наблюдается при вводе дымовых газов вместе с воздухом или по отдельным каналам горелок. В последнем случае скорость газов рециркуляции должна быть равна или несколько больше среднерасходной скорости воздуха на выходе из горелок. При сжигании газового топлива еще больший эффект снижения наблюдается при вводе газов рециркуляции непосредственно в газообразное топливо, однако конструкция такого ввода еще недостаточно отработана.

Процесс снижения NO_x эффективен при доле газов рециркуляции 20 - 22 %. Дальнейшее увеличение приводит к незначительному снижению выхода оксидов азота при одновременном ухудшении экономичности установки.

При сжигании топлива в кипящем слое температура в топке относительно невысока ($800...1000 \text{ }^\circ\text{C}$), что уменьшает образование термических оксидов азота. Содержание оксидов азота в дымовых газах составляет $100...200 \text{ мг/м}^3$.

Способ отличается простотой, легкостью регулирования и низкими капитальными затратами. На газомазутных котлах он позволяет снизить выбросы NO_x на 20...30 %, но требует дополнительных затрат теплоты на парообразование и вызывает увеличение потерь с уходящими газами. При сжигании угля достигнутые в настоящее время результаты не столь значительны. За рубежом впрыск пара или воды для снижения образования NO_x практически не применяется.

Подача к горелкам пыли высокой концентрации (10...30 кг пыли на один килограмм воздуха) по трубопроводам малого диаметра снижает выбросы оксидов азота на 20...30 % при одновременном упрощении схемы и конструкции пылепроводов.

Литература

1. Пашков, Л.Т. Основы теории горения – М.: МЭИ, 2002 – 136 с.
2. Росляков, П.В. Нестехиометрическое сжигание природного газа и мазута на тепловых электростанциях / П.В. Росляков, И.А. Закиров. – М.: МЭИ, 2001. – 144 с.

УДК 621.165

ПРИМЕНЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ДЕАЭРАТОРОВ В ТЕПЛОВЫХ СХЕМАХ ТЭС

Сокол Д.И.

Научный руководитель – старший преподаватель Пронкевич Е.В.

Термические деаэратеры по способу нагревания воды классифицируются на деаэратеры смешивающего типа и деаэратеры перегретой воды. В первых вода нагревается вводимым в головку аппарата паром. В деаэратере перегретой воды последняя вводится в деаэратер под давлением выше давления насыщения, то есть в перегретом состоянии. При снижении (редуцировании) давления перегретая вода испаряется, пар нагревает деаэрируемую воду, газы выделяются и выводятся с выпаром из деаэратера. Эти деаэратеры (перегретой воды) применяются в практике тепловодоснабжения при отсутствии источников пара для деаэрации.

Вакуумные деаэратеры и деаэратеры атмосферные, работающие на добавочной умягченной воде, имеют своей задачей не только удаление растворенного в воде кислорода, но и удаление углекислого газа и разложение бикарбонатов натрия.

В вакуумных деаэратерах, работающих при давлении $0,3 \text{ кгс/см}^2$, остаточное содержание кислорода, растворенного в деаэрируемой воде, может достигать до 30 мкг/кг (при норме 50 мкг/кг), полностью удаляется свободная углекислота и в небольшой мере (около $6,5 \%$) происходит разложение бикарбоната натрия.

При использовании вакуумных деаэратеров должен обеспечиваться средний подогрев воды на $15 - 25 \text{ }^\circ\text{C}$ в диапазоне изменения производительности от 30 до 120% номинальной нагрузки.

Деаэратеры атмосферные типа ДСА с теплоносителем в виде смешивающегося с водой водяного пара, нагревающего воду до кипения, работают при давлении, немного превышающем нормальное атмосферное давление (до $1,2 - 1,3 \text{ кгс/см}^2$).

Они должны обеспечивать остаточную концентрацию кислорода в воде не выше 30 мкг/кг для котлов с естественной циркуляцией, работающих при средних давлениях до 40 кгс/см^2 и не выше 20 мкг/кг для котлов с естественной циркуляцией, работающих при высоких давлениях от 40 до 100 кгс/см^2 . Эти требования указаны в существующих правилах технической эксплуатации (ПТЭ). Двухступенчатые деаэратеры типа ДСА обычно применяют в теплоэлектроцентралях с большими и переменными расходами добавочной воды, умягченной $\text{H}^+ - \text{Na}^+$ -катионированием.

Деаэратеры типа ДСА могут быть использованы в установках для подпитки тепловых сетей и дегазации воды централизованных систем горячего водоснабжения, имеющих водяной пар для обеспечения требуемого нагрева деаэрируемой воды обычно до температуры $104 \text{ }^\circ\text{C}$. Отечественная промышленность производит целый ряд деаэратеров типа ДСА колоночного исполнения деаэрирующей головки, различающиеся по производительности от 5 до 300 т/ч .

Все высокопроизводительные деаэратеры ДСА обычно изготавливаются в виде аппаратов двухступенчатого барботажного исполнения с отдельным подводом водяного пара над зеркалом воды в баке-аккумуляторе со стороны противоположной деаэрирующей колонки, устанавливаемой у одного из торцов бака. Такой подвод пара предусматривает не только организацию – встречного потока пара и воды в колонке деаэратера, но и надежную вентиляцию пространства над водой в баке-аккумуляторе. Вторым местом ввода пара является погружное барботажное устройство у днища бака-аккумулятора в стороне, противоположной месту расположения деаэрирующей колонки.

Барботаж пара через толщу воды в баке-аккумуляторе увеличивает глубину деаэрации и приводит к остаточной концентрации кислорода в деаэрируемой воде до 15 мкг/кг ; при норме до 30 мкг/кг в деаэратерах ДСА и до 5 мкг/кг в деаэратерах ДСП при норме 10 мкг/кг .

Однако такой барботаж вызывает расход пара в количестве 20 кг/т воды для деаэраторов ДСА и 12 кг/т воды для деаэраторов ДСП.

На блочных КЭС и крупных промышленных ТЭЦ, где добавочная вода в конечном виде приготавливается путем глубокого ионитового обессоливания и декарбонизации, нет необходимости в разложении бикарбонатов натрия ввиду их отсутствия. Вода, поступающая на деаэрацию, содержит относительно небольшую концентрацию кислорода. В этих условиях обычно применяют термические деаэраторы типа ДСП с колоночным одноступенчатым устройством.

Давление пара, подаваемого в колонку деаэратора, составляет обычно от 6 до 8 кгс/см².

При исходном кислороде около 1 мг/кг остаточное содержание кислорода в деаэрируемой воде достигается от 5 до 10 мкг/кг. Объем бака-аккумулятора обычно рассчитывается исходя из запаса на 30-минутный расход питательной воды парогенератором. Следует заметить, что согласно правилам технической эксплуатации (ПТЭ) содержание кислорода после конденсатных насосов (при нагрузках более 50 %) должно быть для котлов до 100 кгс/см² не более 50 мкг/кг и для котлов более 100 кгс/см² – не выше 20 мкг/кг.

Следует отметить большую роль главных конденсаторов паровых турбин как аппаратов вакуумной деаэрации конденсата и добавочной воды, которая вводится в цикл через главный конденсатор. Режим главного конденсатора при вакууме, достигающем 97 %, при отсутствии подсосов воздуха и охлаждающей воды через неплотности, сальниковые уплотнения конденсаторных насосов, при эжекции газов из пространства главного конденсатора, обеспечивает условия деаэрации жидкой фазы, находящейся в объеме главного конденсатора, и оказывает значительное улучшение условий последующей деаэрации питательной воды в штатном термическом деаэраторе.

Основными факторами, определяющими преимущества вакуумных деаэраторов перед деаэраторами других типов, например перед атмосферными аппаратами на тепловых электростанциях, являются:

- в схемах деаэрации подпиточной воды теплосети - применение пара низкопотенциальных отборов или отработанного пара турбин ТЭЦ для подогрева теплоносителей перед вакуумными деаэраторами и устранение потерь конденсата греющего пара за счет использования в качестве греющего агента перегретой подпиточной или сетевой воды;

- в схемах деаэрации добавочной питательной воды котлов - снижение давления пара отопительных отборов турбин, в схему которых включены вакуумные деаэраторы, до уровня, определяемого температурным графиком работы теплосети, и использование низкопотенциальных нерегулируемых отборов турбин для регенеративного подогрева деаэрированной воды.

Основными частями вакуумной деаэрационной установки являются деаэратор, газоотсасывающее устройство, теплообменники, трубопроводы и бак-аккумулятор.

До 50 % нарушений режима вакуумной деаэрации приходится на неисправности устройств для удаления выпара, которые, безусловно, являются самыми ненадежными узлами деаэрационных установок.

Достаточно простым техническим решением, позволяющим повысить гидродинамическую устойчивость деаэратора, является установка в испарительном отсеке параллельно барботажному листу волногасительной решетки. Решетку следует изготавливать из вертикально устанавливаемых металлических полос и крепить к стенкам испарительного отсека с достаточным запасом прочности. Полосы решетки, расположенные перпендикулярно направлению потока перегретой воды, гасят кинетическую энергию потока, благодаря чему снижается интенсивность волнообразования и под всей площадью барботажного листа поддерживается более равномерная паровая подушка.

Снижению интенсивности волнообразования под барботажным листом способствовало устранению вертикальной перегородки между деаэрационным и испарительным отсеками в модернизированном варианте деаэратора горизонтального типа.

Существенного повышения гидродинамической устойчивости вакуумного деаэратора можно добиться организацией раздельного слива из аппарата деаэрированной воды и воды, не испарившейся в испарительном отсеке.

Для поддержания необходимого перепада давлений на барботажном листе трубопровод слива воды из испарительного отсека выполняется в виде гидрозатвора. Высота гидрозатвора и соответствующий ей перепад давлений на барботажном листе могут изменяться с помощью открытия или закрытия задвижек на перемычках между подъемной и отпусковой частями гидрозатвора.

На гидродинамическую устойчивость деаэратора помимо особенностей конструкции существенно влияет режим работы трубопровода слива деаэрированной воды из аппарата. Вопросы организации нормального режима работы сливных трубопроводов вакуумных деаэраторов почти не нашли отражения в литературе и недооцениваются при проектировании и эксплуатации вакуумных деаэрационных установок.

Деаэрированная вода, как и вода, не испарившаяся в испарительном отсеке, сливается самотеком из деаэратора в промежуточный бак или непосредственно в бак-аккумулятор под действием сил гравитации. Емкость, в которую сливается вода, находится под атмосферным давлением.

В случае, если вода сливается в верхнюю, воздушную часть емкости, как это иногда предусматривается проектами деаэрационных установок, при частичном заполнении водой сечения сливного трубопровода в нем возможно наличие двух движущихся навстречу друг другу фаз: воды, сливающейся из деаэратора, и воздуха, подсасываемого в деаэратор из промежуточного бака. В связи с этим ввод сливного трубопровода в промежуточный бак следует выполнять таким образом, чтобы выходное сечение трубопровода было всегда заполнено водой. При работе вакуумного деаэратора в сливном трубопроводе поддерживается столб воды, высота подъема которого $\Delta H_g = H_g - H_{но}$ зависит от разрежения в деаэраторе.

Коррозионным повреждениям очень подвержены и подогреватели исходной недеаэрированной воды, особенно при работе водоподготовительной установки по традиционному тепловому режиму, с подогревом химически очищенной воды, содержащей значительное количество диоксида углерода, до температуры 60-70 °С. Срок службы подогревателей значительно увеличивается при сосредоточении подогрева исходной воды перед декарбонизаторами и снижении ее до температуры 35-50 °С. Однако и в этом случае срок службы латунных трубных пучков теплообменников не превышает 5 лет. В связи с этим технически и экономически оправдано изготовление трубных систем этих подогревателей из коррозионно-стойких материалов.

На некоторых предприятиях серьезно ухудшает работу деаэраторов повторное насыщение кислородом деаэрированной воды в баках-аккумуляторах. По проведенным наблюдениям при хорошо организованном подводе воды в баки-аккумуляторы, исключая интенсивные вертикальные токи воды в них, повторному насыщению подвержен лишь незначительный слой воды у ее поверхности. При надежном антикоррозионном покрытии стенок баков насыщение кислородом этого слоя не представляет опасности.

Однако в случае невозможности предотвратить интенсивное перемешивание воды в баках защита от повторного насыщения кислородом необходима. В небольших промежуточных баках вакуумных деаэрационных установок, работающих в цикле подготовки питательной воды, целесообразно создание над поверхностью воды паровой подушки с незначительным избыточным давлением.

Нередко к понижению надежности работы вакуумных деаэрационных установок приводит несовершенство их проектных схем. Наиболее распространенной проектной

недоработкой является отсутствие в схемах ТЭЦ теплообменников для достаточного подогрева потоков воды перед вакуумными деаэраторами. Так, в большинстве проектных схем установок для подпитки теплосети подогрев исходной воды предусматривается лишь во встроенных пучках конденсаторов теплофикационных турбин, а в качестве греющего агента в деаэраторах используется вода после основных сетевых подогревателей. Эта схема не обеспечивает надежного подогрева теплоносителей перед деаэраторами, поскольку режим работы подогревателей сетевой воды и встроенных пучков конденсаторов существенно изменяется в течение года. В отопительный период, когда турбины работают с минимальными пропусками пара в конденсаторы, не обеспечивается необходимый подогрев исходной воды во встроенных пучках, а в теплое время года температура воды после сетевых подогревателей оказывается недостаточной для нормальной работы вакуумных деаэраторов.

Вакуумные деаэрационные установки являются ответственными технологическими узлами тепловых электростанций и котельных, однако, как показано выше, надежность их основных элементов относительно невысока. Коэффициент готовности вакуумных деаэрационных установок, рассчитываемый как отношение времени их работы и нахождения в резерве в исправном состоянии к календарному времени, на различных предприятиях составляет 0,4-0,9.

Литература

1. Рихтер, Л.А. Вспомогательное оборудование тепловых электростанций: учебное пособие для вузов / Л.А. Рихтер, Д.П. Елизаров, В.М. Лавыгин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 216 с.
2. Назмеев, Ю.Г. Теплообменные аппараты ТЭС: учебное пособие для вузов / Ю.Г. Назмеев, В.М.Ловыгин. – М.: МЭИ, 2005. – 260 с.

УДК 620.93: 681.515

СРАВНЕНИЕ МОДИФИЦИРОВАННОГО РЕГУЛЯТОРА РЕСВИКА И СИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ ПРЕДЛАГАЕМОГО ОПТИМАЛЬНОГО РЕГУЛЯТОРА

Селюк И.Г., Слущкий А.Н.

Научные руководители – д.т.н. профессор Кулаков Г.Т., к.э.н. доцент Кравченко В.В.

Регулятор Ресвика впервые был опубликован в 1967 году в журнале “Автоматика и телемеханика”. Он основан на системе с вспомогательной обратной связью, содержащей запаздывание. Для этого необходимо знать точную математическую модель с запаздыванием и без запаздывания, при этом знание реакции объекта без запаздывания позволяет регулятору предвидеть будущее, а элементы предвиденья как раз и основаны на системе с вспомогательной обратной связью, содержащей запаздывание.

Исходные данные для моделирования:

В качестве объекта будем использовать инерционное звено первого порядка с запаздыванием:

$$W_{об}(p) = \frac{k_1 e^{-\tau_1 p}}{(T_1 p + 1)}$$

$$k_1 = 1 ; T_1 = 128 \text{ с}; \tau_1 = 39 \text{ с}.$$

Передаточная функция регулятора Ресвика:

$$W_p(p) = \frac{1}{W_{об}^0(p)} \cdot \frac{1}{1 - \beta e^{-\tau_1 p}}$$

Получаем следующую структурную схему:

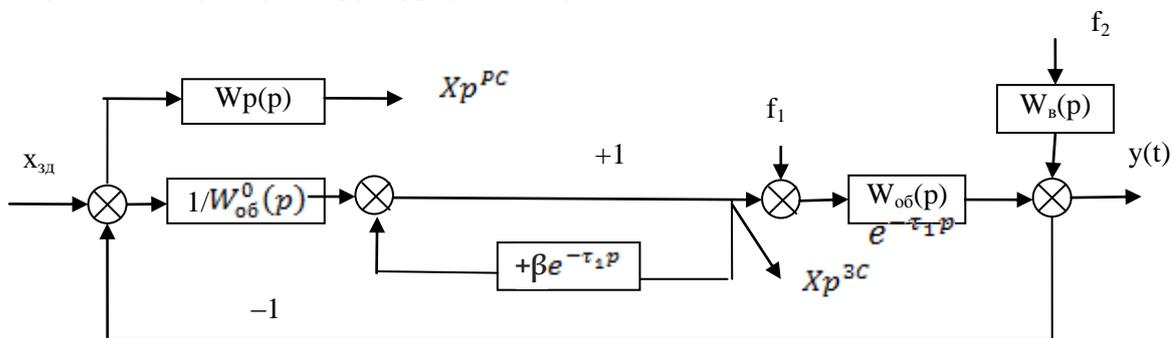


Рисунок 1 – Схема регулятора Ресвика

При реализации данной схемы, мы пришли к выводу, что инверсная передаточная функция объекта не реализуема в качестве фильтра регулятора, так как порядок числителя больше порядка знаменателя. По этой причине для реализации регулятора Ресвика в передаточную функцию регулятора добавляем идеальное интегрирующее звено $\frac{1}{T_1 p}$ и получаем ПИ регулятор. Ресвик рекомендовал $\beta < 1$, таким образом, подберем $\beta = (0,618; 0,148)$. Соответственно получаем следующую схему моделирования в программе VisSim:

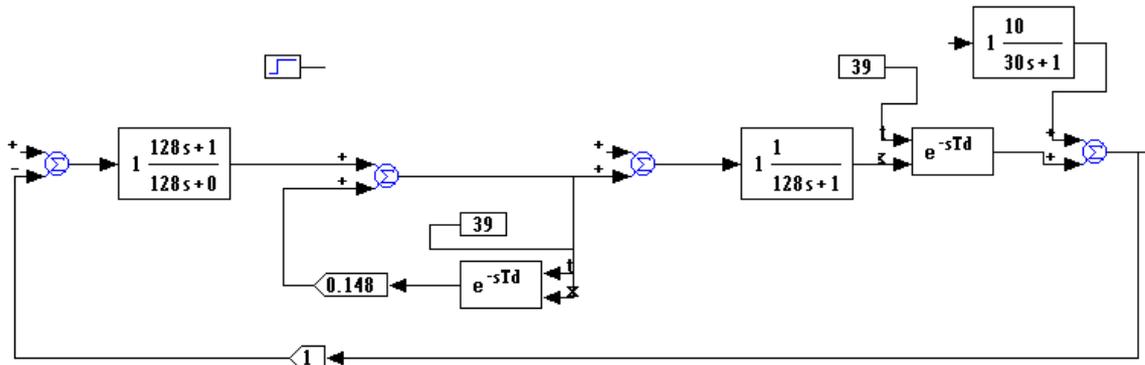


Рисунок 2 – Схема регулятора Ресвика в программе VisSim

Оптимальный регулятор.

В отличие от регулятора Ресвика в нашем методе присутствует $W_{зд}^0 = \frac{1}{(T_{зд}p+1)}$ в фильтре и в дополнительной обратной связи с $\beta = 1$.

$$W_{\phi}(p) = \frac{1}{W_{об}^0(p) \cdot (T_{зд}p + 1)}; W_p^{opt}(p) = W_{\phi}(p) \cdot \frac{1}{1 - W_{зд}^0(p) e^{-\tau_1 p}}$$

Выбор оптимального $T_{зд}$ производится по правилу “Золотого сечения”, принимая за целое τ_1 , с учетом максимальной величины регулирующего воздействия.

$$T_{зд} = \gamma \cdot \tau_1 = 0,382 \cdot 39 = 14,9 \text{ с}$$

$$T_{зд} = \gamma \cdot \tau_1 = 0,618 \cdot 39 = 24,1 \text{ с}$$

Имеем следующую структурную схему:

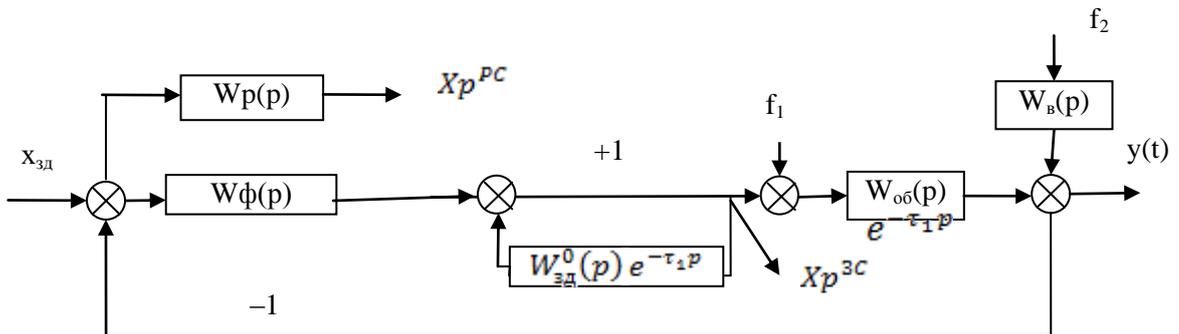


Рисунок 3 – Структурная схема оптимального регулятора

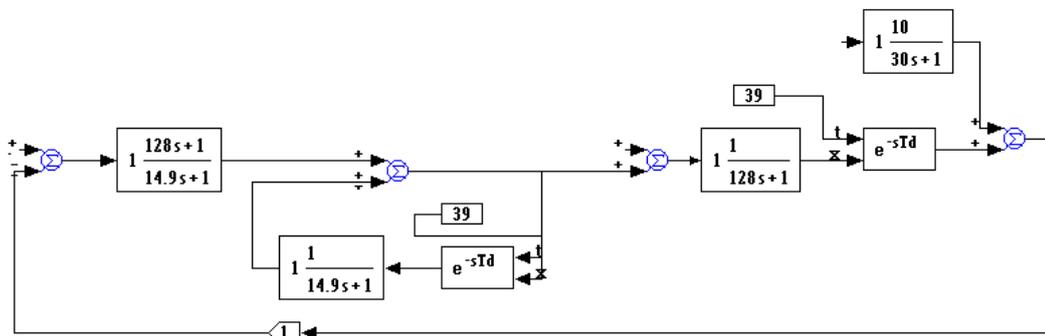
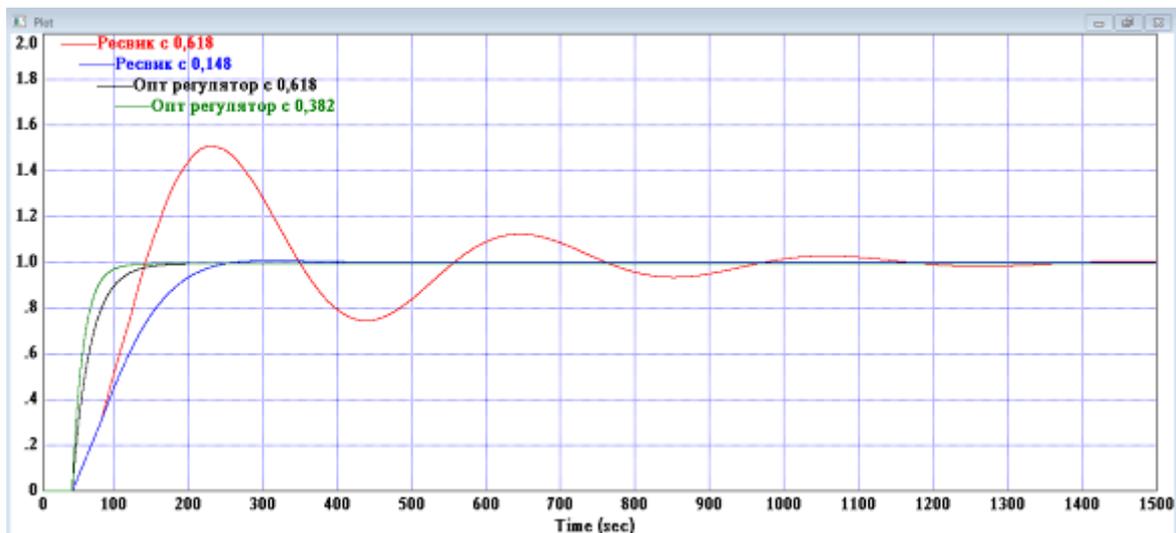
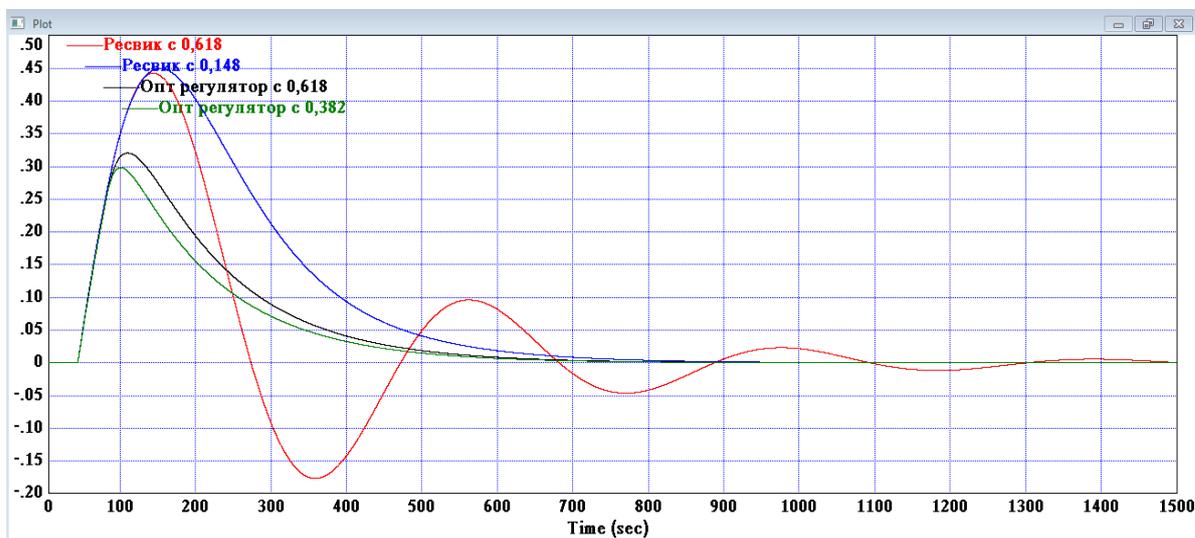
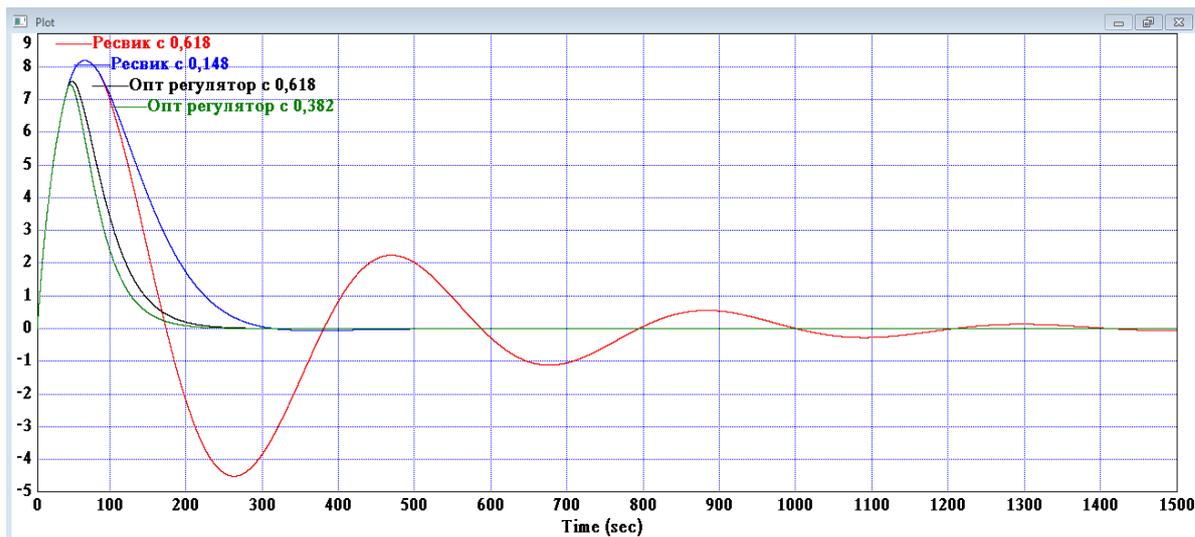


Рисунок 4 – Структурная схема оптимального регулятора в программе VisSim

Проведем сравнение данных регуляторов в программе VisSim:

Рисунок 5 – График отработки скачка задания $X_{зд}$ Рисунок 6 – График отработки внутреннего возмущения f_1 Рисунок 7 – График отработки крайнего внешнего возмущения f_2

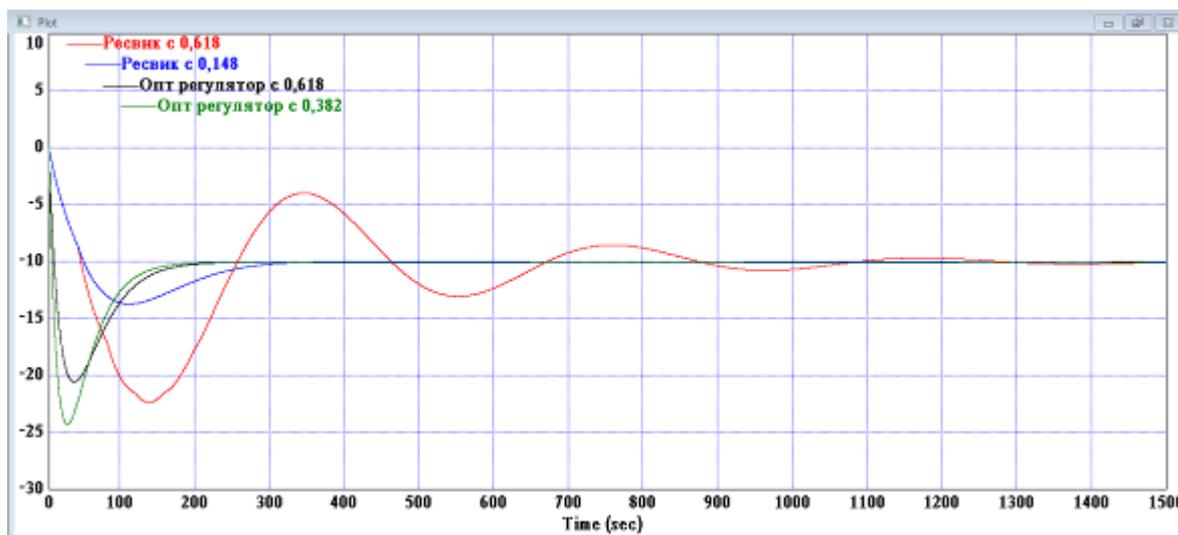


Рисунок 8 – График обработки регулирующего воздействия X_p

Анализ прямых показателей качества по графикам переходных процессов для соответствующих возмущений:

Таблица 1 – Прямые показатели качества

Метод	$x_{зд}$			f_1			f_2			x_p
	t_p, c	$\sigma, \%$	Ψ	t_p, c	A_1^+	Ψ	t_p, c	A_1^+	Ψ	
Ресвик с 0,618	1115	50,8	0,25	1212	0,44	0,77	1145	8,18	0,73	22,3
Ресвик с 0,148	230	-	1	662	0,45	1	276	8,18	1	13,75
Оптимальный регулятор с 0,618	137	-	1	581	0,32	1	200	7,54	1	20,58
Оптимальный регулятор с 0,382	107	-	1	520	0,3	1	175	7,43	1	24,25

Выводы

При реализации обратной передаточной функции той части объекта, которая не содержит запаздывания, для физической реализуемости последней умножаем ее на передаточную функцию идеального интегрирующего звена, в результате чего получаем модифицированный регулятор Ресвика, который будем сравнивать с передаточной функцией оптимального регулятора, настраиваемого с учетом правила золотого сечения [1].

В результате в первой части модифицированного регулятора Ресвика получился ПИ регулятор. Так же можно сказать, что при настройке модифицированного регулятора β не может быть больше 1, так как появляется перерегулирование, процесс становится неустойчивым, а регулирующее воздействие при обработке внешнего возмущения увеличивается.

Для сравнения модифицированного регулятора Ресвика использован метод [1] с использованием оптимального регулятора с одним параметром динамической настройки $T_{зд}$, которое выбирается по правилу золотого сечения [1], приняв за целое запаздывание по каналу регулирующего воздействия. При уменьшении $T_{зд}$ качество регулирования улучшается, но при этом регулирующее воздействие увеличивается.

В целом после сравнения двух видов регуляторов выяснилось, что оптимальный регулятор с численным коэффициентом 0,382 имеет быстродействие при обработке скачка задания примерно в 2 раза больше, чем модифицированный регулятор Ресвика, не имеет

перерегулирования и уменьшает максимальную динамическую ошибку регулирования при отработке внутреннего возмущения на 33 % и внешнего возмущения на 8 %.

Кроме того можно отметить, что $T_{зд}$ для оптимального регулятора имеет неограниченный диапазон значений, в то время как β может выбираться только от 0 до 1.

Литература

1. Кулаков, Г.Т. Методика структурно-параметрической оптимизации каскадных систем автоматического регулирования на основе модифицированного упреждителя Смита / Г.Т. Кулаков, А.Т. Кулаков, В.В. Кравченко // Энергетика – Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. – 2012. – № 2. – С. 40–45.