

УДК 621.675

О.М. КОБЦЕВ, инженер филиала Харьковского ЦКБ «Энергопрогресс»
ООО «Котлотурбопром»;
В.В. ПАНОВ, аспирант Национального аэрокосмического университета
им. Н.Е. Жуковского «ХАИ», инженер филиала Харьковского ЦКБ
«Энергопрогресс» ООО «Котлотурбопром»;
Т.Н. ПУГАЧЕВА, канд. техн. наук; инженер Украинской инженерно-
педагогической академии, Харьков

ПРИМЕНЕНИЕ ТУРБОПРИВОДА ПИТАТЕЛЬНОГО НАСОСА НА ЭНЕРГОБЛОКАХ 150–200 МВт ТЭС

Рассмотрен вопрос применения турбоприводов питательных насосов на энергоблоках 150–200 МВт ТЭС. Определены возможные схемы включения турбопривода в тепловую схему энергоблока ТЭС, а также экономический эффект от регулирования оборотов питательного насоса.

Розглянуто питання застосування турбоприводів живильних насосів на енергоблоках 150–200 МВт ТЕС. Визначені можливі схеми увімкнення турбоприводу в теплову схему енергоблоку ТЕС, а також економічний ефект при регулюванні обертів живильного насосу.

The question of application of the turbine drive of feed pump at the unit 150–200 MW of TPP is considered. Schemes of inclusion of the turbine drive into thermal unit scheme, as well as the economic effect of the feed pump's rotation adjustment are defined.

Питательные насосы, наряду с котельным агрегатом и турбиной, относятся к основному и наиболее ответственному энергетическому оборудованию тепловой электростанции и являются основными потребителями энергии собственных нужд. Так, для блоков с турбинами К-160-130 и К-200-130 на параметры пара 12,74 МПа (130 ата) расход энергии на привод насоса составляет (2–2,5) % от полезной мощности энергоблока.

Режимы работы питательных насосов в значительной мере определяют экономичность работы энергоблоков ТЭС. Решение вопросов эффективного регулирования производительности и напора питательных насосов, позволяющих уменьшить износ самого насоса, трубопроводов и запорно-регулирующей арматуры, снизить потребление собственных нужд, является в настоящее время одним из основных факторов, обеспечивающих надежность работы, экономичность и маневренность котлотурбинного оборудования.

Для подачи питательной воды в котел на энергоблоках мощностью 150–200 МВт применяются питательные насосы с электроприводом (ПЭН). В настоящее время многие из указанных энергоблоков по различным причинам работают с неполной нагрузкой – из-за качества топлива, технического состояния котельного агрегата, участия в регулировочном режиме энергосистемы. При работе энергоблока в режиме частичной нагрузки, ПЭН работает при постоянных оборотах, а регулирование его напора и расхода осуществляется регулятором производительности котла (РПК), перепад давлений на котором, при соответствующем уменьшении расхода, повышается. При этом имеет место чрезмерное потребление электроэнергии электроприводом питательного насоса.

Более экономичное регулирование производительности питательного насоса возможно осуществить при изменении числа его оборотов – с помощью турбопривода,

частотного регулятора (ЧР) или гидромурфты (ГМ). Вопросы применения гидромурфт, а также частотных регуляторов на тепловых электростанциях рассмотрены в литературе [1–5].

Практика показывает, что в настоящее время на энергоблоках 150–200 МВт гидромурфты применяются все реже в связи с их довольно низкой надежностью, а частотные регуляторы, ввиду значительных массогабаритных показателей, зачастую невозможно разместить в условиях плотной компоновки электростанции.

Применение же турбопривода питательного насоса (ТПН) имеет ряд преимуществ (высокая надежность, компактные габариты, широкий диапазон регулирования) и является типовым решением для энергоблоков большой мощности (300–800 МВт). На блоках меньшей мощности (150–200 МВт) применение ТПН по различным причинам распространения не получило. Однако в настоящее время, при изменении структуры энергопотребления, графиков покрытия электрических нагрузок, подорожании топлива и электроэнергии, возник ряд факторов, позволяющих обосновать техническую возможность и экономическую целесообразность установки ТПН на энергоблоках 150 – 200 МВт ТЭС.

Целью данной статьи является рассмотрение технической возможности и экономической целесообразности применения турбоприводов питательных насосов (ТПН) на энергоблоках 150 – 200 МВт ТЭС.

Энергоблоки 150–175 МВт с турбинами типа К-160-130 и К-175-12,8 ХТГЗ

ОАО «Турбоатом» выпустил порядка 100 турбоустановок типа К-160-130 и К-175-12,8. В Украине в эксплуатации находится 6 энергоблоков с турбинами типа К-160-130. Как правило, на большинстве энергоблоков 150–175 МВт установлены два питательных электронасоса (основной и резервный) типа ПЭ-500-180, имеющих подачу, равную полному расходу питательной воды до 540 м³/ч при напоре 17,6 МПа (без бустерного насоса).

Энергоблоки 200 МВт с турбинами типа К-200-130 и Т-180-130 ЛМЗ

Турбоустановки типа К-200-130 Ленинградского металлического завода (ныне ОАО «Силовые машины») выпускаются с 50-х годов прошлого столетия. За это время выпущено более 200 турбоустановок этого типа различных модификаций. ЛМЗ также выпускает турбины типа Т-180-130, унифицированные с турбиной К-200-130 с организацией регулируемого теплофикационного отбора (изготовлено 33 турбины данного типа). В Украине в эксплуатации находится 43 энергоблока мощностью 200 МВт с турбинами К-200-130.

На большинстве энергоблоков 200 МВт количество питательных электронасосов равно трем, два из которых являются основными и рассчитаны на режим максимальной нагрузки энергоблока, а третий обеспечивает пуско-остановочные и малорасходные режимы. При этом один из основных насосов находится в работе, а другой – в резерве (на АВР). В качестве основных насосов наиболее часто используются насосы типа ПЭ-640-180 или ПЭ-580-185, в качестве пусковых – ПЭ-430-180.

Сравнение экономичности работы питательного насоса при регулировании его производительности дросселированием и изменением числа оборотов турбоприводом

На рис. 1 в качестве примера представлена характеристика питательного электронасоса типа ПЭ 580-185-2, определяющая изменение напора, КПД и потребляемой мощности при изменении производительности (расхода) насоса.

На рис. 2 представлений графік, що дозволяє оцінити зміну потужності приводу живильного насоса при регулюванні його продуктивності шляхом дроселювання та зміни числа обертів з допомогою турбопривода.

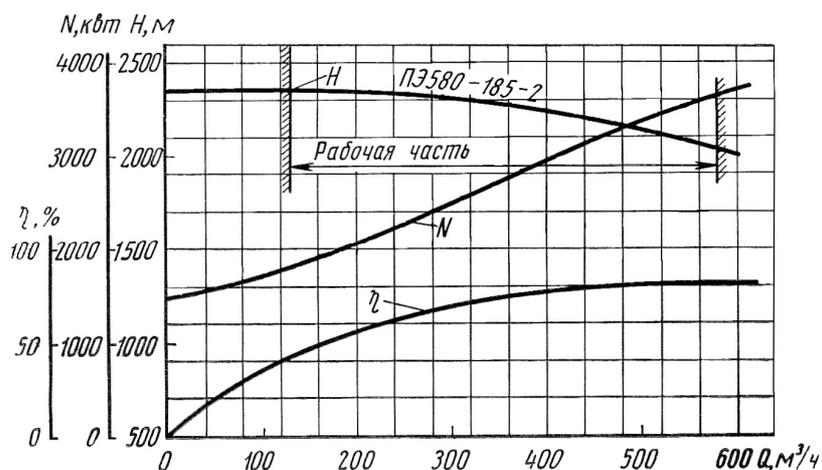


Рис. 1. Характеристика живильного електронасоса типу ПЭ 580-185-2

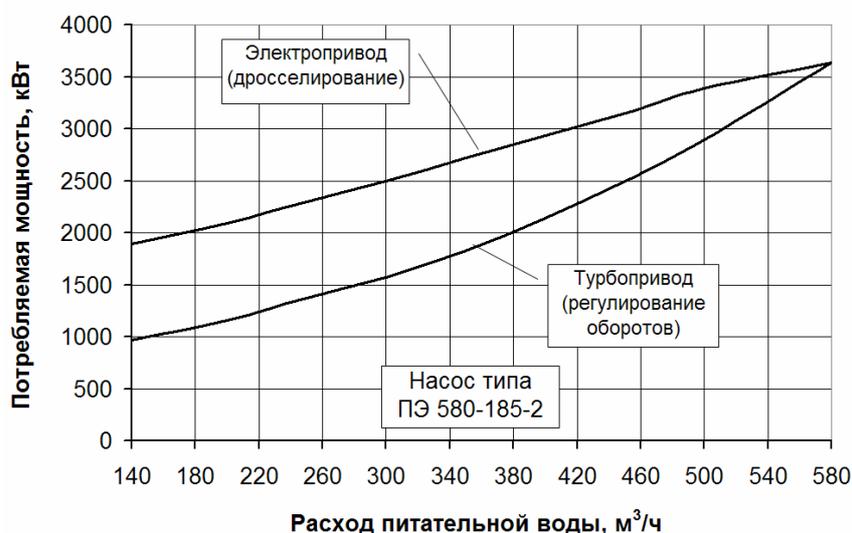


Рис. 2. Зміна потужності приводу живильного насоса

Різниця між потужністю електропривода та турбопривода представляє собою величину зниження енергопотреблення на власні потреби. На рис. 3 наведено графік, побудований для трьох основних типів живильних насосів, що застосовуються на енергоблоках 150–200 МВт, що дозволяє визначити величину зниження енергопотреблення власних потреб енергоблоку (при регулюванні обертів живильного насоса) в залежності від потужності основної турбіни.

З рис. 3 видно, що на режимах розвантаження турбіни тільки за рахунок регулювання обертів живильного насоса вдасться знизити енергопотреблення на власні потреби до 750–950 кВт (в залежності від типу насоса). Додаткове підвищення економічності енергоблоку можна досягти при роботі на ковзаючих параметрах свіжого пара.

В залежності від параметрів пара перед турбоприводом і за ним, наявності або відсутності стаціонарних споживачів редуцированого пара, а також режимів роботи

основной турбины, возможны несколько вариантов включения ТПН в тепловую схему энергоблока.

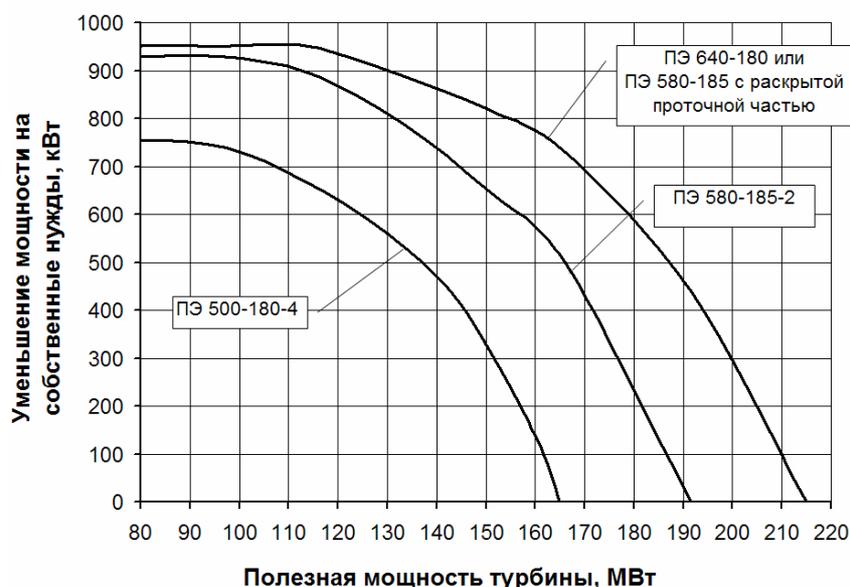


Рис. 3. Величина снижения энергопотребления собственных нужд энергоблока

Вариант 1. Питание турбопривода свежим паром от котла и сброс отработанного пара в стационарный коллектор собственных нужд (13 ата)

Как правило, пар в стационарный коллектор собственных нужд (1,27 МПа (13 ата)) поступает из холодного промпрегрева (ХПП) турбин через редукционно-охладительные установки (РОУ). В рассматриваемом варианте предполагается установка ТПН, питающегося свежим паром от котла и осуществляющего выхлоп отработанного пара в коллектор 1,27 МПа (13 ата) с замещением отборов пара из ХПП основной турбины. В случае, когда потребитель пара собственных нужд временно отсутствует (например, в летний период), возможно осуществлять выхлоп ТПН в 3-й регенеративный отбор турбины на соответствующий ПВД. Принципиальная схема представлена на рис. 4.

Данный вариант подключения турбопривода может иметь **дополнительное преимущество по увеличению мощности энергоблока** в случае, если имеется резерв по паропроизводительности котлоагрегата. В случае, когда максимальная мощность энергоблока ограничена пропускной способностью турбины, установка ТПН позволяет увеличить выработку электроэнергии сверх максимально возможной. Турбопривод, питаясь свежим паром от котла, увеличивает его паровую нагрузку (при соответствующем увеличении расхода топлива). При этом замещение пара отбора из ХПП и исключение электропривода питательного насоса позволяют увеличить максимальную полезную мощность энергоблока до 12–13 МВт при наличии потребителей пара 1,27 МПа (13 ата) в количестве 25–35 т/ч.

Предлагаемая схема успешно реализована Харьковским ЦКБ при участии в проекте перевода энергоблока 200 МВт ст. № 4 Старобешевской ТЭС на двухбайпасную пусковую схему при работе с котлом с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС). В проекте была предусмотрена установка турбопривода питательного насоса, обеспечивающего подачу питательной воды в котел на режимах работы (50–100) % номинальной производительности котла. Для случая отсутствия потребления пара из

коллектора, предусмотрена организация выхлопа ТПН в 3-й отбор турбины на ПВД-5. Принципиальная тепловая схема блока 200 МВт с ТПН представлена на рис. 5.

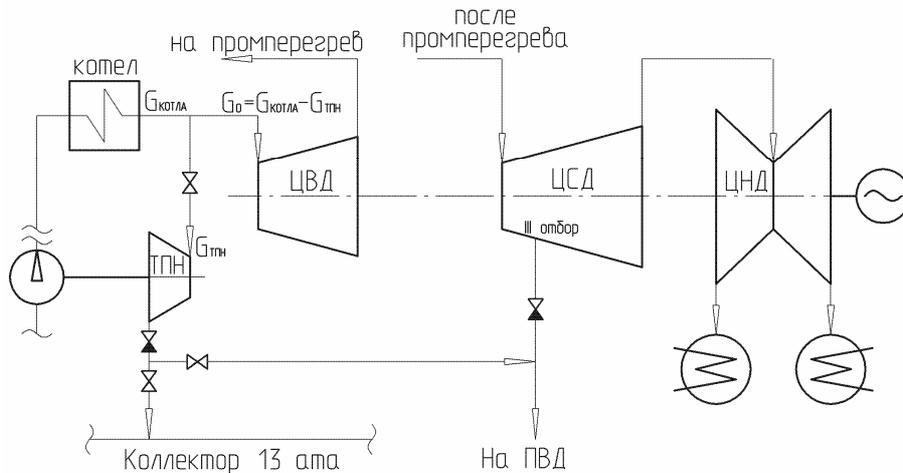


Рис. 4. Принципиальная схема подключения ТПН по варианту 1:
ЦВД, ЦСД, ЦНД – цилиндр высокого, среднего и низкого давления соответственно;
ТПН – турбопривод питательного насоса; ПВД – подогреватель высокого давления

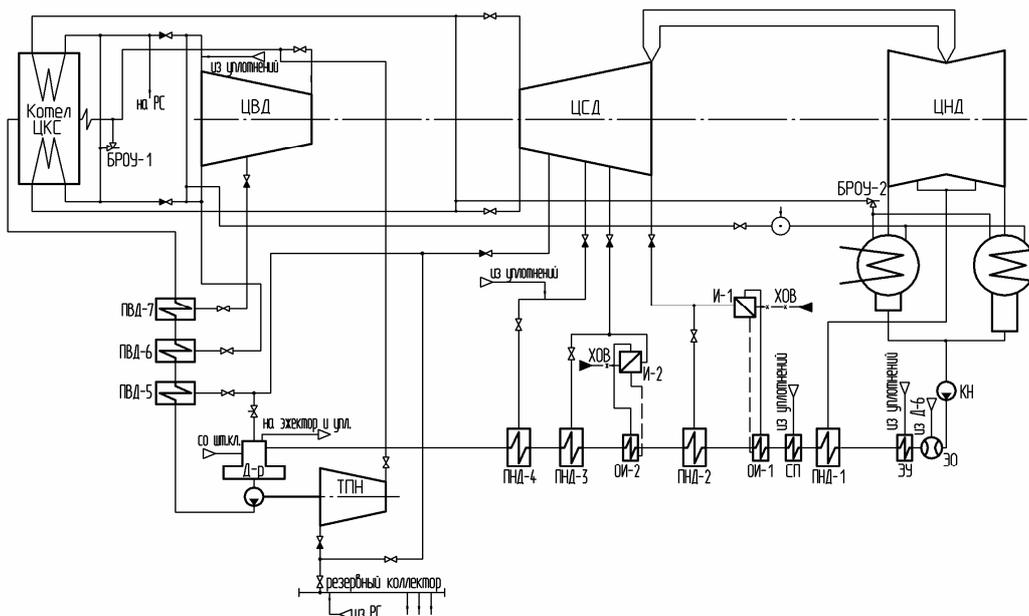


Рис. 5. Принципиальная тепловая схема блока 200 МВт ст. № 4 с котлом ЦКС и ТПН Старобешевской ТЭС:
ЦКС – котел с циркулирующим кипящим слоем; БРОУ – быстродействующая редукционно-охлаждающая установка; ХОВ – химводоочистка; Д-р – деаэрактор;
КН – конденсатный насос; И – испаритель; ПНД – подогреватель низкого давления;
СП – сальниковый подогреватель; ЭУ – эжектор уплотнений

Опыт эксплуатации реализованной по проекту ХЦКБ двухбайпасной пусковой схемы энергоблока при работе с котлом ЦКС и турбоприводом подтвердил правильность принятых технических решений, а также экономическую целесообразность установки турбопривода питательного насоса вместо электропривода. Внедрение турбопривода позволило снизить расход электроэнергии на собственные нужды с 10,7 % до 7,8 %.

Вариант 2. Питание турбопривода паром из 2-го (или 3-го) регенеративного отбора и сброс отработанного пара в проточную часть турбины

В рассматриваемом варианте возможна установка ТПН, питающегося паром из 2-го или 3-го регенеративного отбора турбины. Выхлоп отработанного пара после ТПН осуществляется в проточную часть перед ЦНД турбины. Предлагаемая схема подключения ТПН аналогична схеме, реализованной на энергоблоках мощностью 300 и 500 МВт, и представлена на рис. 6.

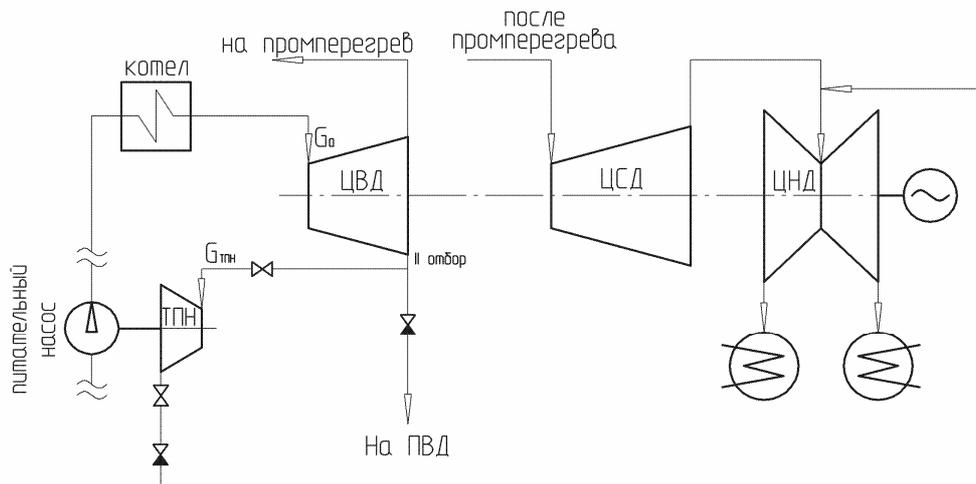


Рис. 6. Принципиальная схема подключения ТПН по варианту 2

Дополнительно в данном варианте имеется возможность использовать пар выхлопа ТПН для покрытия тепловых нагрузок, что позволит увеличить установленную тепловую мощность нерегулируемых теплофикационных отборов основной турбины. Выхлопной пар турбопривода может обеспечить дополнительный отпуск тепла в размере 20–25 Гкал/ч.

Вариант 3. Питание турбопривода паром из 2-го (или 3-го) регенеративного отбора и сброс отработанного пара в конденсатор турбины

Данный вариант аналогичен предыдущему, однако выхлоп отработанного пара ТПН осуществляется не на вход в ЦНД, а в конденсатор. Поскольку на некоторых режимах работы турбопривода с малыми расходами возможно повышение температуры выхлопного пара до 100 °С, в данной схеме предусматривается установка впрыскивающего пароохладителя.

Кроме того, сброс пара в конденсатор позволит организовать схему пуска и набора нагрузки на ТПН от постороннего источника без использования пусковых электронасосов. Подобная схема включения конденсационного турбопривода (со своим конденсатором) применяется на энергоблоках 800 МВт.

Выводы:

Внедрение турбопривода на энергоблоках 150–200 МВт позволит обеспечить следующие преимущества:

– возможность наиболее экономичного изменения производительности и напора питательного насоса со значительным уменьшением потребляемой им мощности путем регулирования числа его оборотов. При разгрузке энергоблоков 150–200 МВт до уровня 50 % от номинальной мощности, снижение потребления собственных нужд составит соответственно до 750–950 кВт;

– обеспечивается эксплуатационная маневренность блока при покрытии широкого диапазона возможных нагрузок;

– возможность работы энергоблока на скользящих параметрах, что в комплексе с корректировкой парораспределения приводит к увеличению электрической мощности основной турбины и экономичности энергоблока в целом. Работа блока на скользящих параметрах с пониженным давлением и температурой благоприятно сказывается на состоянии металла, сроке службы и надежности элементов котла и турбины;

– возможность обеспечения собственных нужд в паре определенных параметров выхлопным паром турбопривода. При этом выводятся из работы неэкономичные РОУ, приводящие к недовыработке электроэнергии.

Проведенные технико-экономические расчеты свидетельствуют о целесообразности применения турбопривода питательного насоса на энергоблоках 150–200 МВт с турбинами типа К-160-130, К-175-12,8 ХТГЗ и Т-180-130, К-200-130 ЛМЗ. Такое техническое решение особенно эффективно для блоков, участвующих в регулировочном режиме энергосистемы.

Внедрение турбопривода питательного насоса особенно актуально при техническом перевооружении энергоблоков 150–200 МВт, в том числе при новом строительстве для работы в составе энергоблоков с котлами ЦКС, спроектированными с возможностью глубокой разгрузки. Так, разработанный ХЦКБ двухкорпусный котел Еп-540-13,8-560/560 ЦКС (проектное топливо – рядовой АШ) позволяет обеспечить широкий диапазон регулирования (30–100 %) энергоблока без использования высокорекреационного топлива на всех режимах работы. Применение электропривода питательного насоса для работы в таком широком диапазоне нагрузок крайне неэкономично. Установка же ТПН позволит обеспечить все вышеперечисленные преимущества при маневренной работе энергоблока.

Стоимость внедрения пилотного проекта турбопривода питательного насоса для энергоблоков 150–200 МВт оценивается в сумму порядка 2 млн. долл. США. При существующей стоимости электроэнергии для ТЭС порядка 0,6 грн./(кВт·ч) срок окупаемости капитальных затрат составит 4–6 лет, что является приемлемым сроком в энергетике.

Список литературы: 1. Рихтер, М. Регулируемые приводы Voith в электростанциях комбинированного типа и магистральных газопроводах [Текст] / М. Рихтер, В.Б. Иванов // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. – 2010. – № 3/3 (45). – С. 57-59. 2. Фаткуллин, Р.М. Об экономической эффективности применения регулируемого привода на питательных насосах ТЭС с поперечными связями [Текст] / Р.М. Фаткуллин, О.В. Зайченко, В.Э. Кремер // Энергетик. – 2004. – № 4. – С. 9-11. 3. Фардиев, И.Ш. О целесообразности и опыте применения гидромурфт на вспомогательном оборудовании ТЭС с поперечными связями [Текст] / И.Ш. Фардиев, А.А. Салихов, Р.М. Фаткуллин // Энергетик. – 2004. – № 5. – С. 15-18. 4. Ситас, В.И. Применение регулируемых гидромурфт для уменьшения расхода электроэнергии на собственные нужды электростанций [Текст] / В.И. Ситас, А. Пёшк, Р.М. Фаткуллин // Электрические станции. – 2003. – № 2. – С. 61-65. 5. Лазарев, Г.Б. Частотно-регулируемый электропривод насосных и вентиляторных установок – эффективная технология энерго- и ресурсосбережения на тепловых электростанциях [Текст] // Силовая электроника. – 2007. – № 3. – С. 41-48. 6. Стерман, Л.С. Техничко-экономические основы выбора параметров конденсационных электрических станций [Текст]: учеб. пособ. для вузов по специальности «Тепловые электрические станции» / Л.С. Стерман. – М.: Высшая школа, 1970. – 280 с. с ил. 7. Малюшенко, В.В. Насосное оборудование тепловых электростанций. – 2-е изд., перераб. и доп. [Текст] / В.В. Малюшенко, А.К. Михайлов. – М.: Энергия, 1975. – 280 с. с ил.

© Кобцев О.М., Панов В.В., Пугачева Т.Н., 2012
Поступила в редколлегию 15.02.12