

УДК 621.675

Т.Н. ПУГАЧЁВА (кандидат технических наук, доцент)**Национальный технический университет «Харьковский политехнический институт»**
tatpch@ukr.net

ЭФФЕКТИВНОСТЬ УСТАНОВКИ ТУРБОПРИВОДА ПИТАТЕЛЬНОГО НАСОСА ВМЕСТО ЭЛЕКТРОПРИВОДА НА ЭНЕРГБЛОКАХ МОЩНОСТЬЮ 200 МВт

Рассмотрен вопрос преимуществ применения турбоприводов питательных насосов на энергоблоках 200 МВт ТЭС. Определены возможные схемы включения турбопривода в тепловую схему энергоблока ТЭС. Приведено сравнение турбопривода с частотным регулированием и гидромуфтой. Дано сравнение экономичности турбопривода, частотного регулятора и гидромуфты. Представлена структура дополнительных потерь при работе различных типов регулируемых приводов. Представлено сравнение показателей работы для различных типов регулируемого привода питательного насоса. Приведены экономические показатели внедрения турбопривода питательного насоса.

Ключевые слова: *питательный насос, турбопривод, питание турбопривода, частотный регулятор, гидромуфта, преимущества, собственные нужды, экономия топлива, мощность, годовая экономия.*

Постановка проблемы. Турбоустановки типа К-200-130 выпускаются с 50-х годов прошлого столетия. За это время выпущено более 200 турбоустановок этого типа различных модификаций.

В Украине в эксплуатации находится 43 энергоблока мощностью 200 МВт. Некоторые из них по различным причинам работают с неполной нагрузкой – из-за качества топлива, технического состояния котельного агрегата, участия в регулировочном режиме энергосистемы.

В настоящее время на энергоблоках 200 МВт для подачи питательной воды в котел применяются питательные насосы с электроприводом (ПЭН). Как правило, количество ПЭНов 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.

При работе энергоблока в режиме частичной нагрузки, ПЭН работает при постоянных оборотах и практически постоянном напоре, а регулирование производительности ПЭНа осуществляется регулятором производительности котла (РПК), перепад давлений на котором возрастает. При этом потребляемая ПЭНом мощность снижается незначительно.

Режим наиболее экономичной работы энергоблока соответствует максимальному открытию РПК с перепадом давления на нем не более $5 \dots 10 \text{ кг/см}^2$.

Такое регулирование возможно при переводе питательного насоса на переменное число оборотов, и в данной ситуации целесообразной является установка турбопривода питательного насоса вместо электропривода.

Анализ предыдущих исследований. Целесообразность применения на маневренных энергоблоках питательных насосов с регулируемым числом оборотов подтверждается аналогичными разработками передовых энергомашиностроительных компаний мира.

В статье «Проектирование турбоприводов питательных насосов на базе малорасходных турбин ленинградского политехнического института» авторами М. И. Гринманом, А. А. Епифановым описана модернизация питательных установок на теплоэлектроцентрали с поперечными связями с заменой электропривода на турбопривод.

В статье «Реконструкция питательной электроустановки с установкой турбопривода» автор М.Ю. Паршиков рассматривает эффективности использования турбопривода для небольших мощностей питательных насосов.

В ООО «Комтек-Энергосервис» совместно с кафедрой ТДУ ФГБОУ ВПО «СПбГПУ» разработана линейка турбоприводов номинальной мощностью 2 600–4 700 кВт, предназначенных для привода питательных насосов с номинальной подачей 380–720 м³/ч. Три турбопривода (Р-2.6-0.85/0.15 П, Р-3.15-1.28/0.2 П, Р-3.7-1.28/0.2 П) сданы в эксплуатацию и работают на Черниговской ТЭЦ.

Формулировка цели статьи. Анализ эффективности установки турбопривода питательного насоса. Выявление преимуществ турбопривода питательного насоса. Рассмотрение различных вариантов включения турбопривода питательного насоса в тепловую схему энергоблока.

Изложение основного материала исследования.

Преимущества турбопривода питательного насоса:

– возможность изменения производительности и напора питательного насоса путем регулирования числа его оборотов при значительном уменьшении энергопотребления;

- 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.
- Ниже представлено сравнение режимов работы питательного насоса с электроприводом и турбоприводом.

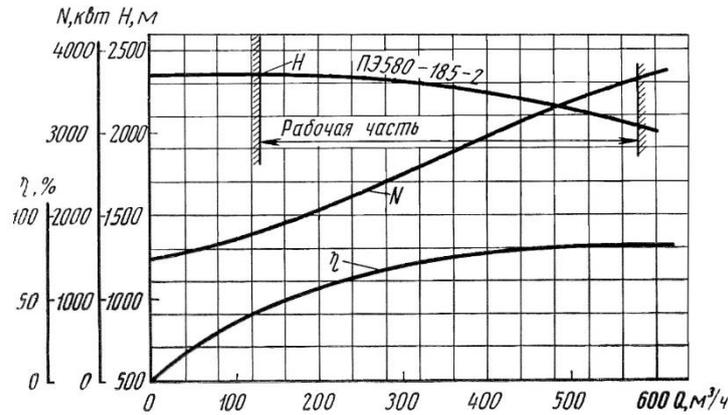


Рисунок 1 – Характеристика питательного насоса ПЭ-580-185-2

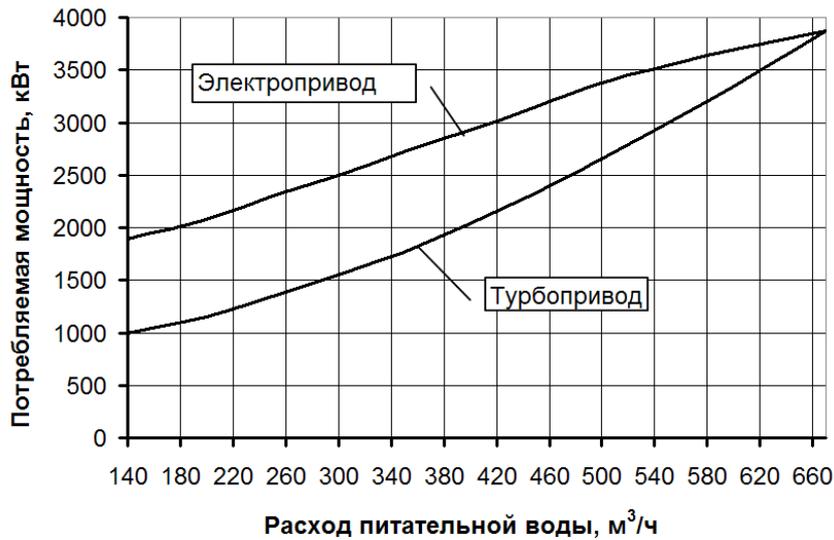


Рисунок 2 – Мощность, потребляемая питательным насосом энергоблока 200 МВт с электроприводом и турбоприводом

Из графиков видно, что на режимах разгрузки турбины только за счет регулирования оборотами питательного насоса удастся снизить энергопотребление на собственные нужды до 950 кВт. Кроме того, переход на скользящие параметры свежего пара обеспечит дополнительное повышение экономичности энергоблока.

Необходимо отметить следующее. В случае, когда электрическая нагрузка турбины регламентирована энергосистемой, снижение энергопотребления при использовании турбопривода питательного насоса следует относить не на увеличение объемов отпускаемой электроэнергии, а на снижение величины потребляемой электроэнергии на собственные нужды. Это означает, что заданная полезная электрическая мощность турбины может быть достигнута при меньшем расходе свежего пара, а, следовательно, и при меньшем расходе топлива на котел.

Таким образом, при участии в регулировочном режиме энергосистемы, экономический эффект при установке турбопривода также может выражаться в экономии топлива (см. рисунок 4).

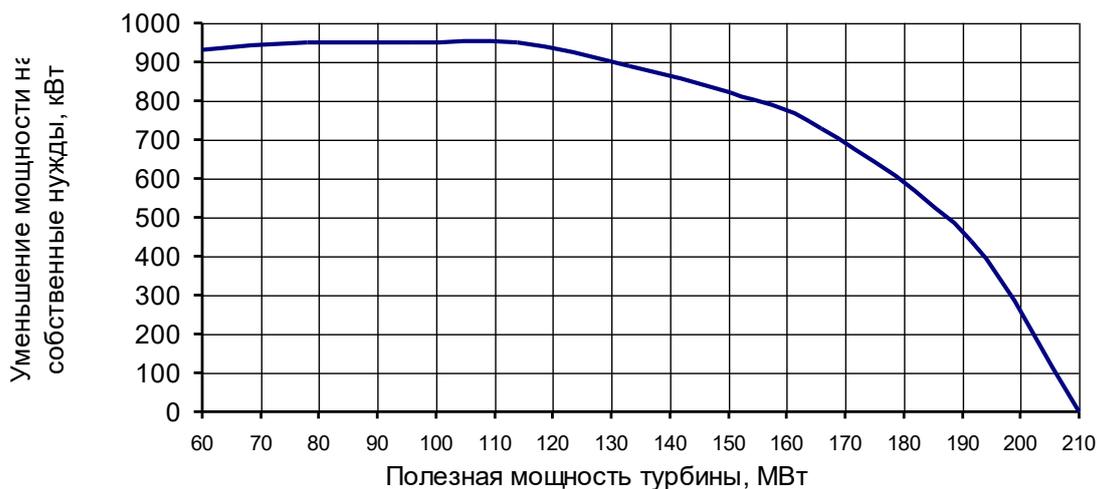


Рисунок 3 – Выигрыш электрической мощности за счет снижения потребления на собственные нужды при регулировании числа оборотов питательного насоса энергоблока 200 МВт с турбоприводом в зависимости от полезной мощности основной турбины

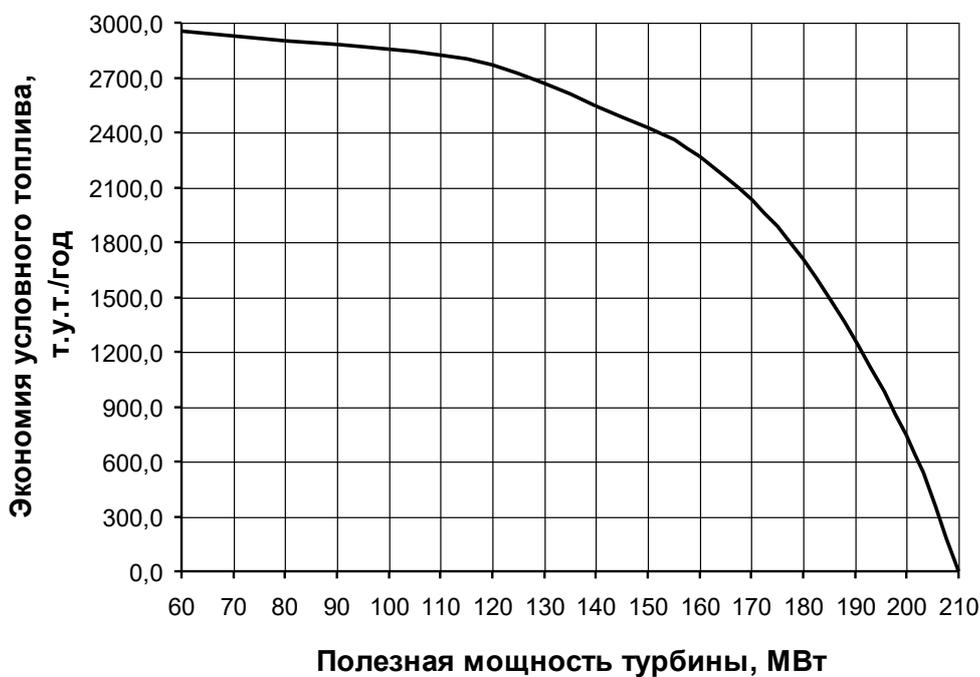


Рисунок 4 – Величина годовой экономии условного топлива при работе с турбоприводом питательного насоса энергоблока 200 МВт в зависимости от полезной (отпускаемой) мощности турбины.

В настоящее время большинство пылеугольных котлов при разгрузке требуют использования дорогостоящего природного газа или мазута для стабилизации режима горения (подсветки). Ухудшение удельных показателей по расходу тепла, имеющее место при работе энергоблоков с частичными нагрузками, приводит к дополнительному увеличению расхода высокорекреационного топлива. Очевидно, что вопрос экономии топлива при работе в маневренном режиме чрезвычайно актуален.

В зависимости от параметров пара перед турбоприводом и за ним, наличия или отсутствия стационарных потребителей редуцированного пара, а также режимов работы основной турбины, возможны несколько вариантов включения ТПН в тепловую схему энергоблока.

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

Для корректного анализа проводится сравнение базового варианта (без каких-либо изменений в тепловой схеме) и предлагаемого варианта (с установкой ТПН).

Как правило, пар в стационарный коллектор собственных нужд (13 ата) поступает из ХПП турбин через РОУ. В рассматриваемом варианте предполагается установка ТПН, питающегося свежим паром от котла и осуществляющего выхлоп отработанного пара в коллектор 13 ата с замещением отборов пара из ХПП.

Базовый вариант

Для сравнения за базовый вариант принят режим работы турбины с отбором пара из ХПП в коллектор 13 ата. Принципиальная схема представлена на рисунке 5.

Предлагаемый вариант

Вариант предполагает, что котел работает с паровой нагрузкой, равной нагрузке в базовом варианте. Турбопривод питается свежим паром от котла, вследствие чего расход свежего пара на турбину уменьшается на соответствующую величину. Выхлоп пара после ТПН осуществляется в стационарный коллектор 13 ата, замещая отбор пара из ХПП турбины. В случае, когда потребитель пара собственных нужд временно отсутствует (например, в летний период), предусмотрена возможность осуществлять выхлоп ТПН в 3-й регенеративный отбор турбины на ПВД-5. Принципиальная схема представлена на рисунке 6.

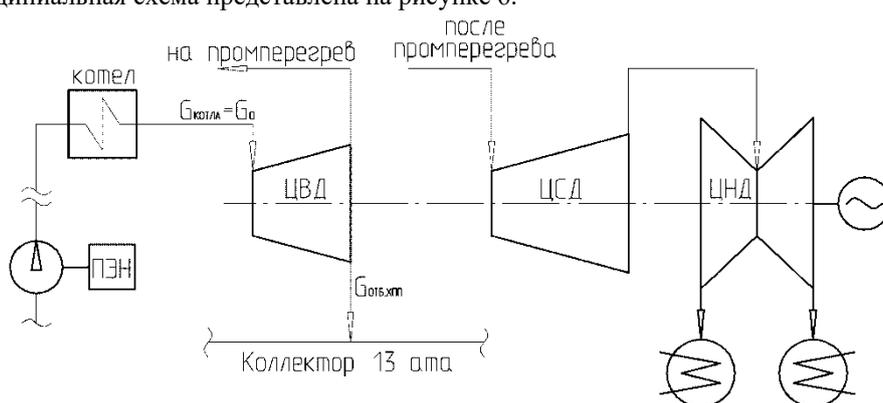


Рисунок 5 – Принципиальная схема работы турбоустановки по базовому варианту (с отбором из ХПП)

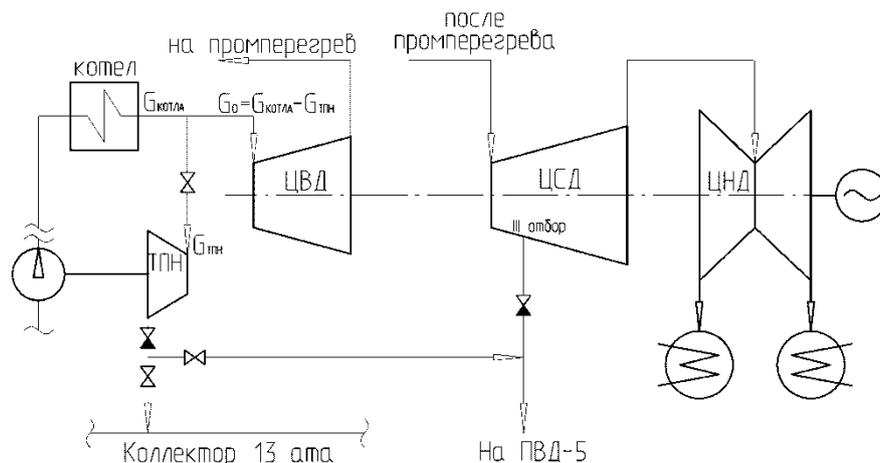


Рисунок 6 – Принципиальная схема работы турбоустановки по варианту с ТПН

Уменьшение расхода пара через ЦВД (по сравнению с базовым вариантом) и соответствующее уменьшение выработки электроэнергии главной турбиной в предлагаемом варианте компенсируется выработкой эквивалентной мощности в турбоприводе. В то же время, за счет замены электропривода на более экономичный турбопривод, достигается снижение потребления электроэнергии на собственные нужды.

Эффект от применения турбопривода в данном варианте выражается в уменьшении потребления электроэнергии на собственные нужды согласно графику, представленному на рисунке 3, или в эквивалентной экономии топлива (рисунок 4).

Вариант 1 схемы подключения турбопривода может иметь дополнительное преимущество по увеличению мощности энергоблока в случае, если существует потребность увеличения выработки электроэнергии и имеется резерв по паропроизводительности котлоагрегата.

Так, в ряде случаев максимальная мощность энергоблоков ограничена пропускной способностью турбины, однако при наличии дополнительного резерва по паропроизводительности котла, 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, во-первых, установка турбопривода позволяет полностью устранить потребление электроэнергии на привод питательного

насоса, во-вторых, выхлоп пара ТПН в стационарный коллектор 13 ата замещает отбор пара из ХПП турбины и обеспечивает покрытие потребностей в паре собственных нужд. Замещенный пар отбора из ХПП проходит через ЦСД и ЦНД турбины и вырабатывает дополнительную электроэнергию. Таким образом, установка турбопривода позволяет увеличить максимальную полезную мощность энергоблока до 12-13 МВт при наличии потребителей пара 13 ата в количестве 25-35 т/ч;

Принципиальная схема представлена на рисунке 7.

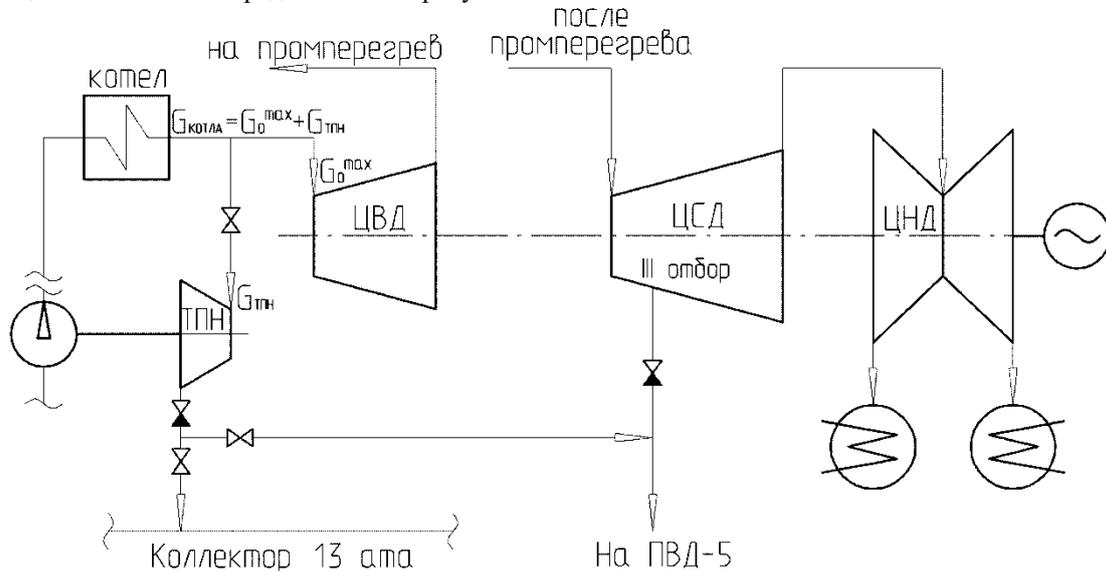


Рисунок 7 – Принципиальная схема работы турбоустановки для варианта с наличием резерва по паропроизводительности котла

Экономический эффект от применения турбопривода в данном варианте выражается в следующем:

- уменьшение потребления электроэнергии на собственные нужды согласно графику, представленному на рисунке 3 или эквивалентная экономия топлива (рисунок 4) (в диапазоне частичной работы турбины по графику энергосистемы);
- максимальная полезная мощность энергоблока при наличии резерва по паропроизводительности котла и собственных нужд в паре 13 ата может быть увеличена на 12-13 МВт.

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

В рассматриваемом варианте возможна установка ТПН, питающегося паром из:

- 1) 2-го регенеративного отбора турбины (на ПВД-6) (максимально разрешенный заводом-изготовителем дополнительный расход пара сверх регенерации для 2-го отбора составляет 50 т/ч);
- 2) 3-го регенеративного отбора турбины (на ПВД-5). Максимально разрешенный заводом-изготовителем дополнительный расход пара сверх регенерации для 3-го отбора составляет:
 - 30 т/ч при расходах свежего пара на турбину $G_0 \geq 400$ т/ч, когда деаэратор подключен к 3-му отбору;
 - 40 т/ч при расходах свежего пара на турбину $G_0 < 400$ т/ч, когда деаэратор переключается на 2-ой отбор;

Выбор варианта подключения зависит от режима работы основной турбины и требуемой мощности турбопривода. Выхлоп отработанного пара после ТПН осуществляется в ЦНД турбины (в 6 отбор).

Предлагаемая схема подключения ТПН аналогична схеме, реализованной на энергоблоках мощностью 300-500 МВт, и представлена на рисунке 9.

В качестве базового варианта для сравнения принят вариант работы турбины по стандартной заводской схеме. Принципиальная схема представлена на рисунке 8.

Экономический эффект от применения турбопривода в данном варианте выражается в уменьшении потребления электроэнергии на собственные нужды согласно графику, представленному на рисунке 3 или в эквивалентной экономии топлива (рисунок 4).

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 в конденсатор. Поскольку на некоторых режимах работы турбопривода с малыми расходами возможно повышение

температуры выхлопного пара до $100\text{ }^{\circ}\text{C}$, в данной схеме предусмотрена установка впрыскивающего пароохладителя (рисунок 10).

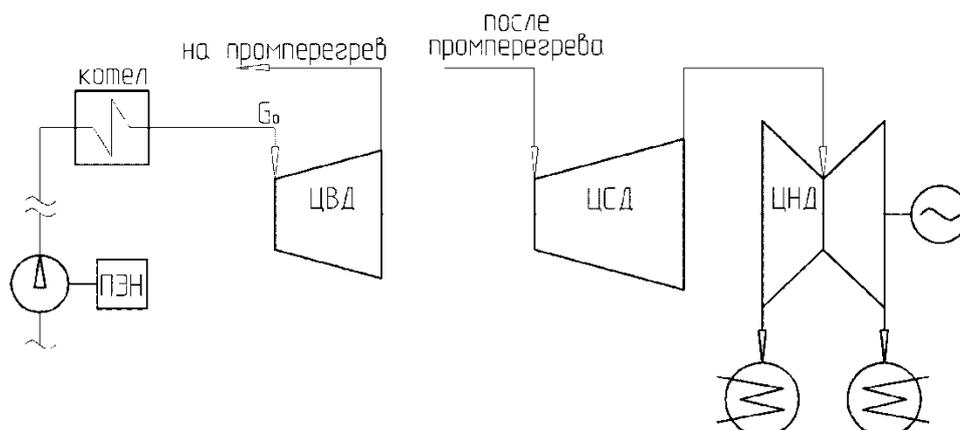


Рисунок 8 – Принципиальная схема работы турбоустановки по базовому варианту

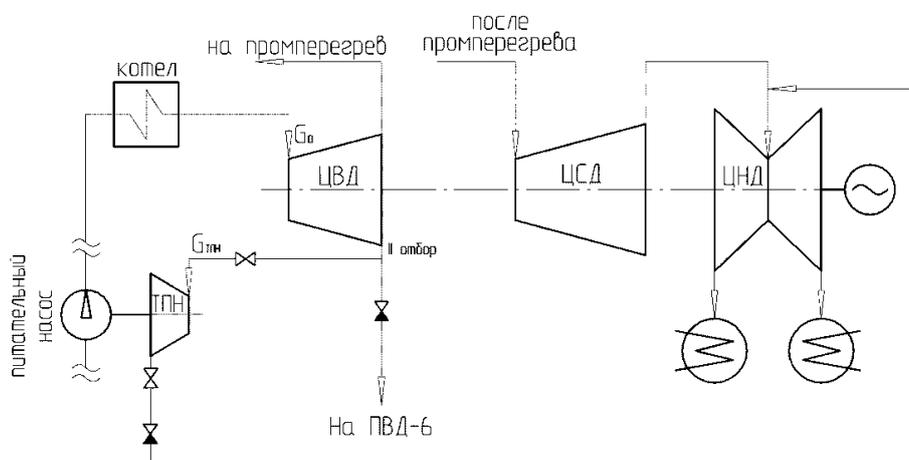


Рисунок 9 – Принципиальная схема работы турбоустановки по предлагаемому варианту (с ТПН)

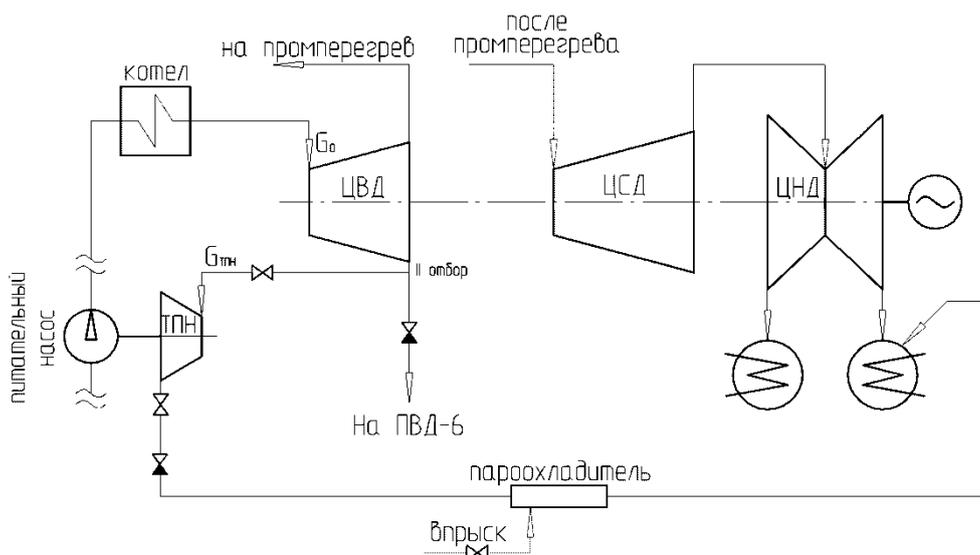


Рисунок 10 – Принципиальная схема работы турбоустановки по предлагаемому варианту (с ТПН)

Кроме того, сброс пара в конденсатор позволит организовать схему пуска и набора нагрузки на ТПН от постороннего источника без использования электронасосов.

Сравнение турбопривода с частотным регулированием и гидромуфтой

а) Применение частотного регулятора.

Производительность питательных насосов может регулироваться путем изменения числа оборотов приводных асинхронных электродвигателей при изменении частоты трехфазного переменного тока с помощью высоковольтных преобразователей частоты.

Эффект от регулирования оборотов питательного насоса принципиально одинаков как для турбопривода, так и для частотного регулирования. Стоимость частотного преобразователя мощностью 4000 кВт колеблется в диапазоне 0,9...1,5 млн. долл. США (в зависимости от производителя), что сопоставимо со стоимостью турбопривода, оцениваемой в 1 млн. долл. США.

При этом существуют следующие особенности применения частотного регулятора. Габариты установки мощностью 4000 кВт составляют порядка 7250×1500×2850 мм (Д×Ш×В), вес – 13800 кг. Для его обслуживания необходимо обеспечить свободное пространство не менее 1 метра с тыльной стороны и 1,6 метра с фронтальной стороны. Частотный регулятор устанавливается на высоте не менее 1 метра от пола на специально сооружаемом фундаменте. Таким образом, занимаемая частотным регулятором площадь составляет порядка 7250×4100×3850 (Д×Ш×В). В условиях существующей плотной компоновки оборудования в машзале, как правило, такая значительная площадь свободного пространства отсутствует.

В отличие от частотного регулятора установка турбопривода осуществляется на место демонтируемого электродвигателя с незначительной корректировкой фундамента. Габариты и масса турбопривода соизмеримы с габаритами и массой демонтируемого электродвигателя. Таким образом, турбопривод не требует наличия дополнительного пространства для его установки.

При значении КПД частотного регулятора 0,96 и мощности 4000 кВт тепловыделения составляют порядка 160 кВт. Для отвода тепла шкаф преобразователя оборудован принудительной вытяжной вентиляцией с забором воздуха через боковые стенки и отводом через верхнее перекрытие. В зависимости от величины суммарных тепловыделений в машзале, при необходимости соблюдения баланса между тепловыделениями оборудованием и теплопотерями здания, может потребоваться прокладка воздухопроводов от шкафа частотного регулятора для вывода нагретого воздуха на улицу.

б) Применение гидромукты.

Регулирование с помощью гидромукты экономичнее регулирования дросселированием, однако при низких нагрузках энергоблока потери велики: к.п.д. гидромукты составляет 95-98% при полной нагрузке и лишь 85% при нагрузке блока, составляющей 50% номинальной.

При снижении оборотов выходного вала гидромукты увеличивается скольжение, что приводит к возникновению больших потерь энергии вследствие трения масла и рабочих колес. В результате масло разогревается, и для обеспечения работы гидромукты его необходимо охлаждать циркулирующей водой.

в) Сравнение экономичности турбопривода, частотного регулятора и гидромукты.

На рисунке 11 представлена зависимость мощности привода питательного насоса при различных типах регулирования от степени разгрузки основной турбины. Данный график учитывает только внутренний КПД регулируемых приводов.

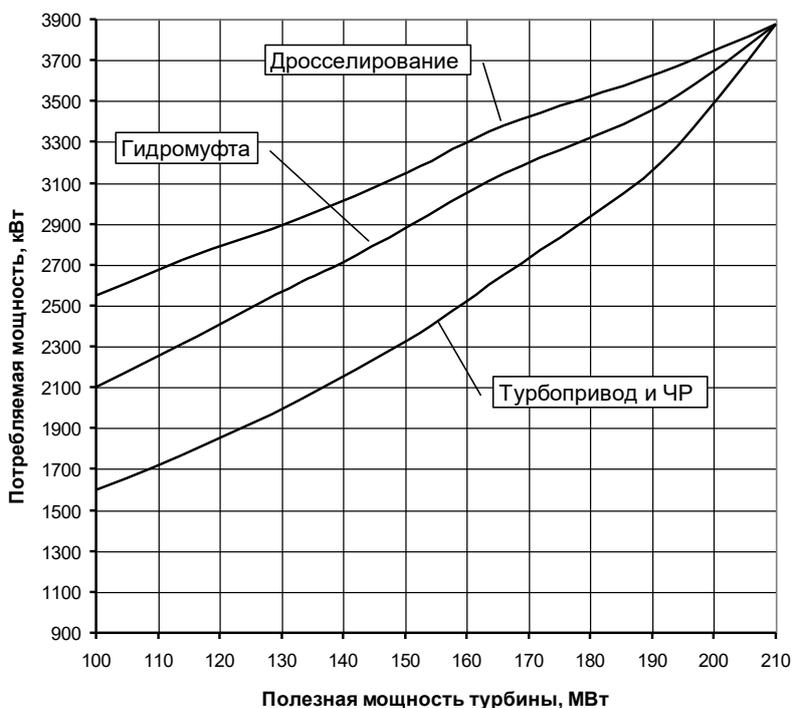


Рисунок 11 – Потребляемая мощность привода питательного насоса при различных типах регулирования с учетом внутреннего КПД привода

На рисунке 12 представлена принципиальная структурная схема преобразования энергии, включающая в себя все элементы, используемые при работе регулируемых приводов различного типа. Данная схема позволяет оценить величину дополнительных потерь и суммарный КПД системы регулируемого привода.

Из рисунка видно, что при использовании частотного регулятора и гидромуфты наличие электродвигателя питательного насоса приводит к необходимости преобразования механической энергии вращения вала основной турбины в электрическую энергию в генераторе турбины, а затем – обратное преобразование электрической энергии в механическую для вращения вала собственно питательного насоса. При таком взаимном превращении энергии неизбежны потери, которые определяются произведением КПД всех элементов схемы. Наличие нескольких элементов в схеме также приводит к соответствующему снижению надежности системы.

При использовании же турбопривода питательного насоса механическая энергия вращения вала турбопривода напрямую передается валу питательного насоса без дополнительных потерь и определяется только внутренним КПД самого турбопривода. Отсутствие дополнительных элементов в схеме с турбоприводом приводит к повышению надежности системы регулируемого привода.

В результате усредненный суммарный КПД системы составляет:

- для частотно-регулируемого привода $\eta_{\Sigma} = 0,76$;
- для гидромуфты $\eta_{\Sigma} = 0,67$;
- для турбопривода $\eta_{\Sigma} = 0,8$.

Таким образом, система с турбоприводом имеет значительно большую надежность и суммарный КПД.

На рисунке 13 представлен график снижения энергозатрат на собственные нужды при использовании регулируемых приводов различного типа с учетом суммарного КПД системы.

В таблице 1 приводится сравнение показателей для различных типов регулируемого привода питательного насоса.

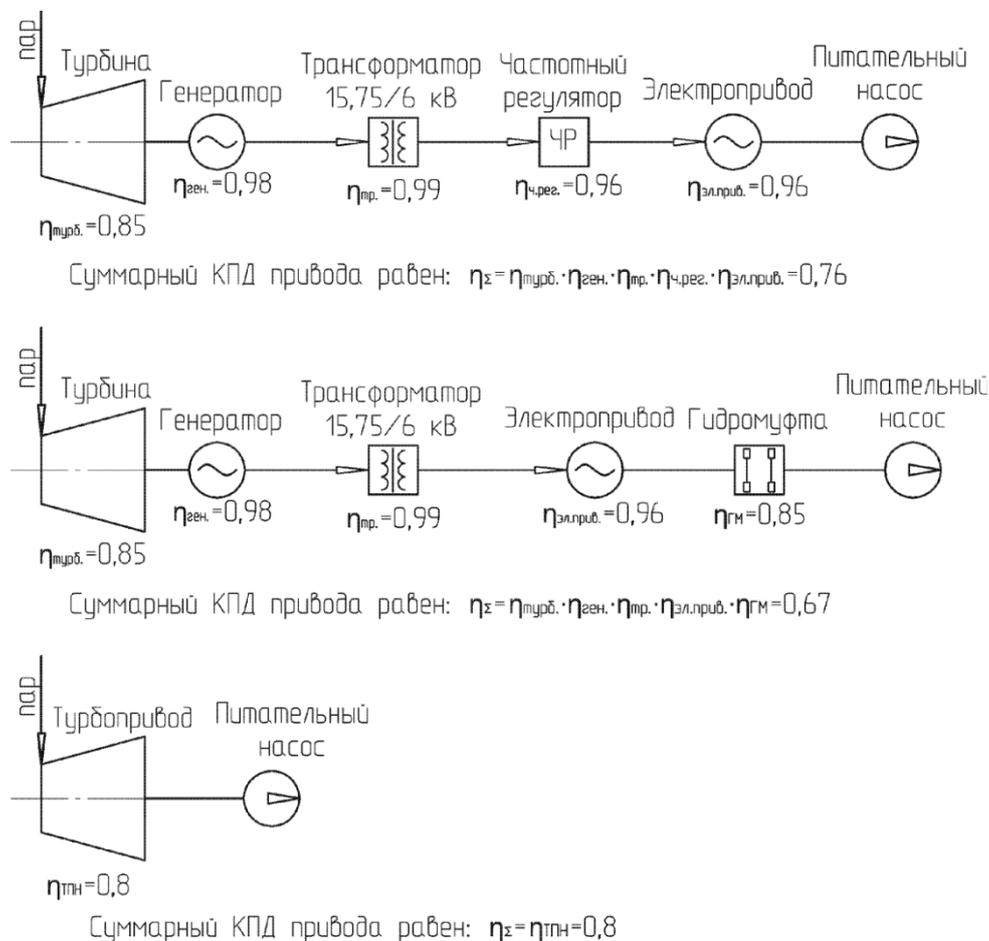


Рисунок 12 – Усредненная структура дополнительных потерь при работе различных типов регулируемых приводов

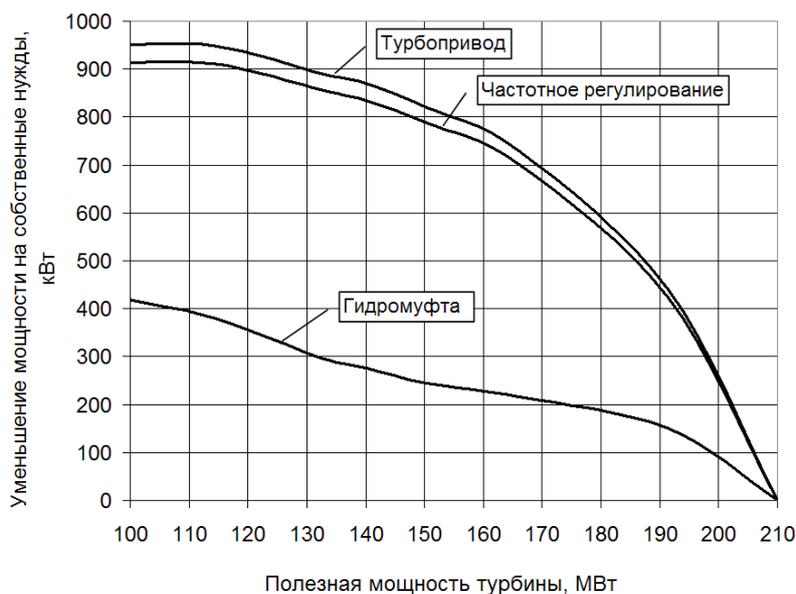


Рисунок 13 – Снижение потребления электроэнергии на собственные нужды с учетом суммарного КПД системы регулируемого привода

Таблица 1 – Основные технико-экономические показатели различных видов регулируемого привода питающего насоса

	Гидромуфта	Частотный регулятор	Турбопривод
Суммарный КПД системы регулируемого привода ^(*)	0,67	0,76	0,8
Маслосистема	Маслосистема гидромуфты включается в существующую систему маслоснабжения электронасосного агрегата	–	Используется существующая маслосистема демонтируемого электродвигателя
Фундамент	Необходимо увеличение длины фундамента и смещение электродвигателя	Сооружение нового фундамента	Незначительная корректировка существующего фундамента
Система охлаждения	Система водяного охлаждения маслоохладителей гидромуфты включается в существующую систему водяного охлаждения электронасосного агрегата	Воздушное охлаждение	Используется существующая система водяного охлаждения маслоохладителей
Возможность покрытия тепловых нагрузок	-	-	Возможно в случае питания турбопривода свежим паром с выхлопом отработанного пара в соединительную магистраль
Масса	Дополнительно порядка 2 000 кг к массе насосного агрегата	Дополнительно порядка 14 000 кг к массе насосного агрегата	Масса сопоставима с массой демонтируемого электродвигателя (порядка 11 000 кг)
Габаритные характеристики	Требует дополнительно 1,5–2 м свободного пространства между электродвигателем и насосом.	Установка мощностью 4000 кВт требует значительной площади свободного пространства 7250×4100×3850 мм	Устанавливается на месте демонтируемого электродвигателя и не превышает его габариты.

^(*) – с учетом КПД всех элементов системы (согласно рисунку 12)

На рисунке 14 представлена зависимость срока окупаемости внедрения турбопривода, на рисунке 15 – величина дополнительного дохода за счет продажи сэкономленной электроэнергии собственных нужд. В расчетах время работы энергоблока в году принято равным 8760 часов.

Выводы. Проведенные технико-экономические расчеты свидетельствуют о целесообразности применения турбопривода питательного насоса на энергоблоках 200 МВт с турбинами типа К-200-130. Такое техническое решение особенно эффективно для блоков, участвующих в регулировочном режиме энергосистемы. Регулирование оборотов ТПН позволяет обеспечить высокую маневренность энергоблока при работе в широком диапазоне нагрузок, значительно уменьшить энергопотребление на собственные нужды.

Снижение электрических собственных нужд за счет регулирования числа оборотов питательного насоса на режимах разгрузки турбины составит до 950 кВт, что соответствует экономии топлива до 2800 т.у.т./год.

При усредненном снижении собственных нужд на 700-800 кВт годовая экономия условного топлива составит порядка 2100 – 2200 т.у.т., в том числе дорогостоящего высокорационного топлива.

Установка ТПН позволяет при разгрузке блока работать на скользких параметрах, что улучшает условия работы металла, надежность и срок службы элементов котла и турбины, а также повышает экономичность энергоблока в целом.

При наличии резерва по паропроизводительности котла и собственных нужд в паре 10-20 ата, установка ТПН позволит получить дополнительную мощность главной турбины до 12-13 МВт.

Экономия топлива, имеющая место при установке ТПН, позволит также снизить выбросы SO_2 , NO_x , CO_2 , CO , пыли и значительно уменьшить плату за эти выбросы, особенно с учетом возросших с 2011 г налоговых ставок.

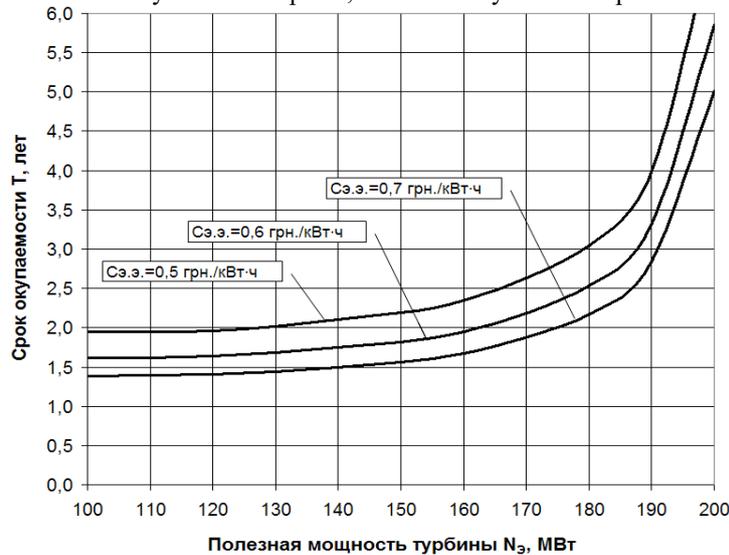


Рисунок 14 – Срок окупаемости турбопривода в зависимости от разгрузки основной турбины и стоимости отпускаемой электроэнергии

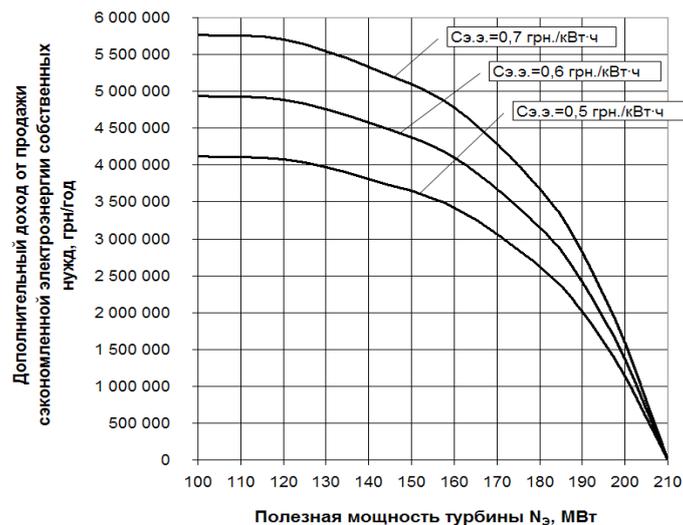


Рисунок 15 – Дополнительный годовой доход за счет продажи сэкономленной электроэнергии собственных нужд в зависимости от разгрузки основной турбины и стоимости отпускаемой электроэнергии

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 ТЭЦ 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 гидромуфт 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 гидромуфт 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.

REFERENCES

1. Rihter, M. (2010) "Adjustable drives Voith in combined-type power plants and gas mains", *Vostochno-Evropeyskiy zhurnal peredoviyih tehnologiy*, Vol. №3/3, no 45, pp. 57-59.
2. Fatkullin, R.M. (2004) "About economic efficiency of the application of a regulated drive on feed pumps of TPPs with cross-links", *Energetik*, Vol. №4, pp. 9-11.
3. Fardiev, I.Sh. (2004) "About expediency and experience of using hydraulic clutches on auxiliary equipment of TPPs with cross-links", *Energetik*. Vol. №5, pp. 15-18.
4. Sitas, V.I. (2003) "The use of adjustable hydraulic couplings to reduce the consumption of electricity for own needs of power plants", *Elektricheskie stantsii*, Vol. №2, pp. 61-65.
5. Lazarev, G.B. (2007) "The frequency-regulated electric drive of pumping and fan units is an effective technology of energy and resource saving in thermal power plants", *Silovaya elektronika*, Vol. №3, pp. 41-48.

Поступила в редколлегию

Рецензент:

T. N. PUGACHOVA

National of Technical University "Kharkov Polytechnic Institute"

Efficiency of installation of turbo drive of the feed pump instead of electric drive for 200 MW power plants.

There are 43 power generating unit with the capacity of 200 MW operate in Ukraine. Some of them for various reasons work with incomplete load. The reasons for this are low fuel quality, technical condition of the boiler unit, participation in the regulating mode of the power system.

Currently, for feeding water to the boiler power generating units of 200 MW use electric drive pumps (EDP).

When the power generating unit is running in partial load mode, the EDP operates at constant revolutions and a practically constant pressure, and the EDP output is regulated by a boiler capacity regulator (BCR), the pressure difference at which increases. At the same time, the power consumed by the EDP decreases slightly.

The mode of the most economical operation of the power generating unit corresponds to the maximum opening of the BCR with a pressure drop on it of not more than $5 \dots 10 \text{ kg/cm}^2$.

This adjustment is possible when the feed pump is worked with a variable speed, and in this situation it is advisable to install the turbo drive of the feed pump instead of the electric drive.

The purpose of this article is to analyze the efficiency of installing the turbo drive of the feed pump, to identify the advantages of the turbo drive of the feed pump, to consider the various options for including the turbo drive of the feed pump in the thermal scheme of the power generating unit.

The advantages of the turbo drive of the feed pump:

- the possibility of changing the output and pressure of the feed pump by regulating the number of its revolutions with a significant reduction in energy consumption;
 - the operational maneuverability of the unit is ensured when covering a wide range of possible loads;
 - the possibility of the power unit operating on sliding parameters, which, both with the adjustment of the steam distribution, leads to an increase in the electric power of the main turbine and the profitability of the power unit as a whole. Operation of the unit on sliding parameters with reduced pressure and temperature favorably affects the state of the metal, the service life and reliability of the elements of the boiler and turbine;
 - the possibility of providing their own needs in a pair of certain parameters with the exhaust steam of the turbo drive.
- At the same time, no need uneconomical reduction-cooling devices, which resulting in underproduction of electric power.

Depending on the parameters of the steam before the turbo drive and behind it, the presence or absence of station consumers of the reduced steam, as well as the operation modes of the main turbine, there are several options for switching the turbo drive of the pump into the thermal scheme of the power generating unit are possible. For example, feeding the turbo drive with fresh steam from the boiler and discharging the exhaust steam into the auxiliary sewer (13 atm), supplying the turbo drive with steam from the 2nd (or 3rd) regenerative intake and discharging the exhaust steam into the flowing part of the low-pressure cylinder of the turbine, steam turbine from the 2nd (or 3rd) regenerative selection and discharge of the exhaust steam into the turbine condenser.

Keywords: *feed pump, turbo drive, turbo drive power, frequency regulator, hydraulic coupling, advantages, own needs, fuel economy, power, annual savings.*

Т.М. Пугачова

Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут"

Ефективність установки турбопривода живильного насоса замість електропривода на енергоблоках потужністю 200 МВт. В Україні в експлуатації знаходяться 43 енергоблоки потужністю 200 МВт. Деякі з них з різних причин працюють з неповним навантаженням - через якість палива, технічного стану котельного агрегату, участі в регульовальному режимі енергосистеми.

В даний час на енергоблоках 200 МВт для подачі живильної води в котел застосовуються живильні насоси з електроприводом (ЖЕН).

При роботі енергоблоку в режимі часткового навантаження, ЖЕН працює при постійних обертах і практично постійному напорі, а регулювання продуктивності ЖЕНа здійснюється регулятором продуктивності котла (РПК), перепад тисків на якому зростає. При цьому споживана ЖЕНОм потужність знижується незначно.

Режим найбільш економічної роботи енергоблоку відповідає максимальному відкриттю РПК з перепадом тиску на ньому не більше 5 ... 10 кг / см².

Таке регулювання можливо при перекладі живильного насоса на змінне число обертів, і в даній ситуації доцільною є установка турбопривода живильного насоса замість електроприводу.

Метою даної статті є аналіз ефективності установки турбопривода живильного насоса, виявлення переваг турбопривода живильного насоса, розгляд різних варіантів включення турбопривода живильного насоса в теплову схему енергоблоку.

Переваги турбопривода живильного насоса:

- можливість зміни продуктивності і напору живильного насоса шляхом регулювання числа його обертів при значному зменшенні енергоспоживання;

- забезпечується експлуатаційна маневреність блоку при покритті широкого діапазону можливих навантажень;

- можливість роботи енергоблоку на ковзких параметрах, що в комплексі з коригуванням паророзподілу призводить до збільшення електричної потужності основною турбіни і економічності енергоблоку в цілому. Робота блоку на ковзких параметрах зі зниженим тиском і температурою сприятливо позначається на стані металу, терміні служби і надійності елементів котла і турбіни;

- можливість забезпечення власних потреб в парі певних параметрів вихлопних паром турбопривода. При цьому виводяться з роботи не економічні РОУ, що приводять до недовиробітку електроенергії.

Залежно від параметрів пари перед турбоприводом і за ним, наявності або відсутності станційних споживачів скороченої пара, а також режимів роботи основної турбіни, можливі кілька варіантів включення ТПН в теплову схему енергоблоку: живлення турбопривода свіжим паром від котла і скидання відпрацьованого пара в станційний колектор власних потреб (13 ата), живлення турбопривода паром з 2-го (або 3-го) регенеративного відбору і скидання відпрацьованого пара в проточну частину ЦНТ турбіни, живлення турбопривода паром з 2-го (або 3-го) регенеративного відбору і скидання відпрацьованого пара в конденсатор турбіни.

Ключові слова: *живильний насос, турбопривод, живлення турбопривода, частотний регулятор, гідромуфта, переваги, власні потреби, економія палива, потужність, річна економія.*