

**Шаломов В. И., Коблов А. Ю.**  
**V. I. Shalomov, A. Yu. Koblov**

## **ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ЭНЕРГООБЛОКОВ НА ДОКРИТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПАРА МОЩНОСТЬЮ 180-230 МВт (ОБЗОР)**

### **BASIC DIRECTIONS OF THE DEVELOPMENT OF THERMAL POWER UNITS FOR SUBCRITICAL PARAMETERS OF STEAM WITH 180-230 MW (REVIEW)**

**Шаломов Вячеслав Иванович** – кандидат технических наук, доцент кафедры «Тепловые энергетические установки» Комсомольского-на-Амуре государственного университета (Россия, Комсомольск-на-Амуре). E-mail: shalomov2012@yandex.ru.

**Mr. Vyacheslav I. Shalomov** – PhD in Engineering, Associate Professor, Thermal Power Plants Department, Komsomolsk-na-Amure State University (Russia, Komsomolsk-on-Amur). E-mail: shalomov2012@yandex.ru.

**Коблов Андрей Юрьевич** – магистрант факультета энергетики, транспорта и морских технологий Комсомольского-на-Амуре государственного университета (Россия, Комсомольск-на-Амуре). E-mail: andrew.koblov.2018@yandex.ru.

**Mr. Andrei Yu. Koblov** – Master's Degree Student, Faculty of Energy, Transport and Marine Technologies, Komsomolsk-na-Amure State University (Russia, Komsomolsk-on-Amur). E-mail: andrew.koblov.2018@yandex.ru.

**Аннотация.** Представлен обзор научных работ, раскрывающих основные направления развития теплофикационных энергоблоков с паровыми турбинами на докритических начальных параметрах пара с промежуточным перегревом.

**Summary.** The authors present the review of scientific works revealing main directions of development of thermal power units with steam turbines at subcritical initial parameters of steam with intermediate overheating.

**Ключевые слова:** энергоблок, паровая турбина, докритические начальные параметры пара, промежуточный перегрев, безаэрационная тепловая схема, скользящее давление, циркулирующий кипящий слой, коэффициент полезного действия.

**Key words:** power unit, steam turbine, subcritical initial parameters of steam, intermediate overheating, non-aerating thermal scheme, sliding pressure, circulating fluidized bed, efficiency.

УДК 621.311

АО «Дальневосточная генерирующая компания» филиал «Хабаровская генерация» использует шесть энергоблоков с паровыми турбинами Т-180/210-130 Ленинградского металлического завода (ЛМЗ). Четыре энергоблока находятся в составе Хабаровской ТЭЦ-3 с установленной мощностью 720 МВт и два – в составе Комсомольской ТЭЦ-3 с установленной мощностью 360 МВт. Энергоблоки спроектированы на докритические начальные параметры перед турбиной:  $p_0 = 12,8$  МПа,  $t_0 = 540$  °С с давлением и температурой промежуточного перегрева пара  $p_{\text{пп}} = 2,49$  МПа,  $t_{\text{пп}} = 540$  °С. Паровой котёл ТПГЕ-215 – однобарабанный, газоплотный с естественной циркуляцией, Т-образной компоновки. Паропроизводительность котла 670 т/ч. Паровая турбина Т-180/210-130 представляет собой одновальный трёхцилиндровый агрегат с промежуточным перегревом пара и двумя регулируемые теплофикационными отборами (верхним и нижним) для ступенчатого подогрева сетевой воды. Основные технические данные турбины: электрическая мощность номинальная – 180 МВт, максимальная – 210 МВт, тепловая нагрузка – 260 Гкал/ч.

Продольный разрез паровой турбины Т-180/210-130 представлен на рис. 1.

Базовым топливом Комсомольской ТЭЦ-3 (КТЭЦ-3) является Сахалинский природный газ, Хабаровской ТЭЦ-3 (ХТЭЦ-3) – уголь Нерюнгринского месторождения для энергоблоков № 1-3 и уголь или природный газ для энергоблока № 4.

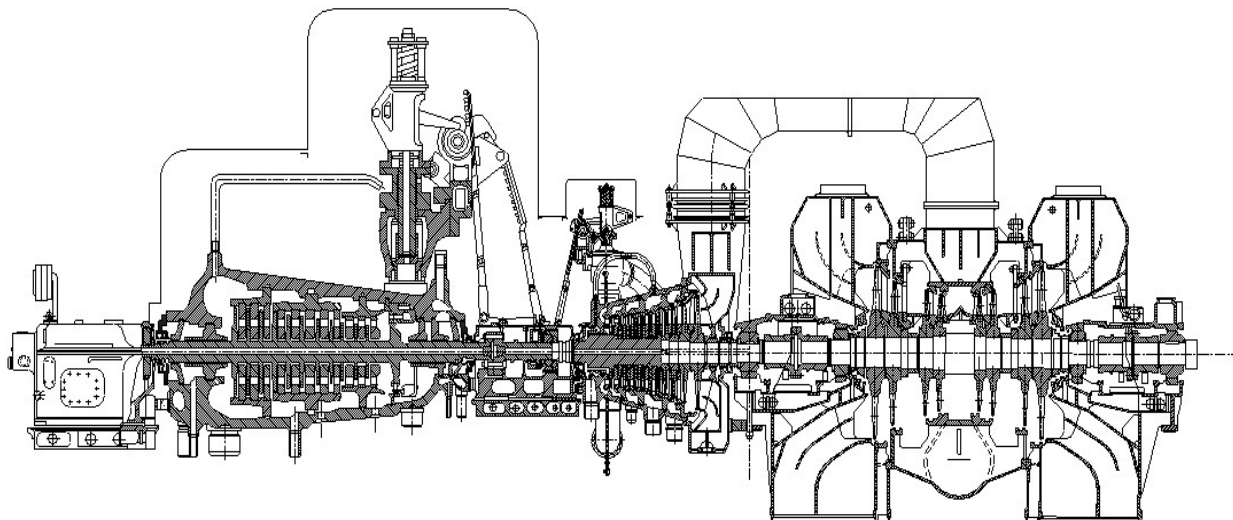


Рис. 1. Паровая турбина Т-180/210-130

Комсомольскую ТЭЦ-3 предполагалось в перспективе расширять строительством третьего энергоблока. Однако, несмотря на высокую надёжность турбоагрегатов Т-180/210-130, целесообразней рассматривать для использования в составе нового энергоблока более мощные паровые турбины с повышенной тепловой экономичностью.

Развитие перспективных паровых турбин с промежуточным перегревом пара на докритические начальные параметры осуществляется по нескольким направлениям. Но прежде чем их рассматривать, приведём данные, отражающие состояние экономичности электростанций в последние десятилетия [1], в частности, средний удельный расход топлива на выработку электроэнергии (нетто)  $b_3$ , составляет 343,7 г/(кВт·ч), что соответствует КПД нетто энергоблока  $\eta_3 = 35,8 \%$ . Авторы отмечают, что с учётом того, что половина выработки электроэнергии на органическом топливе относится к агрегатам с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии, установленным на ТЭЦ, для конденсационных энергоблоков КПД будет ещё ниже.

**Повышение начальных параметров пара.** По мнению специалистов Научного производственного объединения «Центральный котлотурбинный институт» им. И. И. Ползунова (НПО ЦКТИ) [2], для реконструкции ТЭС с начальными параметрами пара 12,8 МПа и 540...555 °С, а также для расширения экспортного потенциала отечественного энергетического машиностроения в новых экономических условиях нужно проанализировать возможность и экономическую обоснованность разработки и создания оборудования для энергоблоков мощностью 100...220 МВт на начальное давление 17...19 МПа. Целесообразность его использования подтверждается опытом зарубежных стран и ведущих производителей энергетического оборудования, а также длительным опытом эксплуатации паровых котлов на 16,66 МПа Черепетской ГРЭС.

В работе [3] авторы пишут, что в настоящее время ведущие мировые энергокомпании строят угольные энергоблоки с температурой перегретого пара 600...620 °С. Опыт их эксплуатации насчитывает уже много лет, оборудование – котлы и турбины – освоено и коммерчески производится. Повышение температуры свежего пара касается и турбоустановки (ТУ) с докритическими параметрами. Исследователи приводят пример разработки теплофикационного энергоблока нового поколения без промежуточного перегрева пара конденсационной мощностью 150 МВт на базе турбоустановки Т-110/120-130, в котором температура свежего пара перед турбиной повышена с 555 до 580 °С. При работе энергоблока в теплофикационном режиме удельный расход топлива на выработку электроэнергии понизился с 197 до 185,4 г/(кВт·ч). Другим примером [4] является использование повышенной температуры свежего пара в энергоблоке № 3 Харанорской ГРЭС, построенном и введённом в эксплуатацию в 2013 году. Его основные параметры и сравнительные показатели приведены в табл. 1.

## Технические показатели энергоблоков Харанорской ГРЭС

Технические показатели энергоблоков	Номер энергоблока	
	1 и 2	3
Электрическая мощность, МВт	215	225
Расход свежего пара, т/ч	650	602,8
Давление свежего пара, МПа	12,8	12,8
Температура свежего/промперегретого пара, °С	545/545	565/565
Давление в конденсаторе, кПа	4,0	2,85
Расчётный КПД энергоблока, %	36	41

С учётом снижения давления в конденсаторе до 2,85 кПа удалось достичь мощности энергоблока 225 МВт. Разработчиками предложен ещё целый комплекс других усовершенствований, позволивших получить расчётный КПД 41 %. При этом удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии нового энергоблока составил 310,2 г/(кВт·ч), тогда как тот же проектный показатель энергоблоков № 1 и 2 равнялся 342 г/(кВт·ч) [5]. В 2016 году энергоблок находился ещё в стадии наладки и доводки и его среднемесячный КПД составлял 37...37,5 %.

**Совершенствование тепловых схем энергоблоков.** В отечественной теплоэнергетике в последнее 20-летие, как отмечают в своей работе [6] представители Всероссийского теплотехнического института (ВТИ), наблюдается отличный от зарубежного путь совершенствования тепловой схемы турбоустановок мощностью от 200 до 800 МВт, особенностью которого является стремление к её максимальному упрощению. При этом авторы выделяют три характерных этапа развития тепловых схем. Первый этап касается замены поверхностных подогревателей, установленных на вакуумных отборах, подогревателями смешивающего типа. Они не имеют трубной системы, работают без подогрева конденсата, менее чувствительны к присосам воздуха и значительно дешевле поверхностных. На втором этапе реализуются предложенные ВТИ бездеаэрационные тепловые схемы (БТС). Переход к БТС, помимо повышения экономичности на 0,5...1 %, способствует значительному упрощению тепловой схемы, повышению надёжности эксплуатации энергоблока и снижению ремонтных затрат.

К третьему этапу совершенствования тепловой схемы можно отнести переход к так называемой «двухподъёмной» бездеаэрационной схеме. При такой схеме подогреватели высокого давления (ПВД) устанавливаются между питательными насосами первого и второго подъёмов, которые могут иметь либо общий, либо отдельный привод. Применение двухподъёмной бездеаэрационной схемы обеспечивает дополнительное повышение экономичности энергоблока и практически исключает работу с отключёнными ПВД. Безусловно, использование такой схемы необходимо при сооружении энергоблоков суперсверхкритических параметров.

В работе [7] авторы утверждают, что опыт эксплуатации БТС подтвердил их эффективность, надёжность и простоту. При разработке технических решений следует использовать уже накопленный опыт модернизации, проектирования и эксплуатации БТС на существующих энергоблоках.

На экономичность паровых энергоблоков большое влияние оказывает глубина вакуума в конденсаторе. Повышение его на 1 кПа увеличивает мощность паровой турбины и уменьшает удельный расход теплоты примерно на 1 % [8]. Но такая возможность реализована только в Дании, где для охлаждения конденсаторов паровых турбин используются воды холодного морского течения. В настоящее время в России при проектировании и строительстве новых ТЭС использование открытых систем технического водоснабжения запрещено законом. Комсомольская ТЭЦ-3 оснащена оборотной системой технического водоснабжения с башенными градирнями. В этих условиях давление в конденсаторе даже в зимний период практически не уменьшается ниже 8 кПа.

Особенностью тепловых схем теплофикационных энергоблоков мощностью 180...200 МВт является наличие промежуточного перегрева пара после цилиндра высокого давления (ЦВД) турбины. Его роль в повышении технико-экономических показателей теплофикационной турбины наглядно продемонстрировали в своей работе [9] специалисты ЗАО «Уральский турбинный завод» (УТЗ). Они провели расчётное исследование возможности создания турбин номинальной мощностью 130 МВт с промежуточным перегревом на параметры пара 12,8 МПа, 540/540 °С на базе серийно выпускаемой турбины Т-110/120-12,8-5М. Результаты исследования показали, что вводимый газовый промперегрев пара после ЦВД позволяет не только получить 130 МВт мощности в теплофикационном и конденсационном режимах, но и повысить тепловую нагрузку турбины в относительном выражении на 9,3 % для варианта новой турбины с тремя цилиндрами и на 12,3 % для варианта двухцилиндровой турбины.

Авторы работы [10] предлагают технические мероприятия по совершенствованию теплообменного оборудования тепловой схемы, заключающиеся в устранении недогрева в подогревателях низкого давления ПНД-1 и 2, модернизации конструкции ПНД-4(5) для повышения эффективности работы пароохладителя, реконструкции ПВД для снижения гидравлического сопротивления пароохладителя и охладителя конденсата, в применении работы деаэраторов на скользящем давлении и отказе от ПНД-4 для энергоблоков с поверхностными ПНД.

**Развитие основного оборудования ТЭС.** В статье [11] доктор технических наук А. Г. Тумановский показывает, что совершенствованием оборудования турбинной и котельной установок, снижением расходов на собственные нужды можно поднять КПД энергоблока с 37 до 42 % (см. рис. 2). Дальнейшее повышение КПД энергоблока до 43...46 % достижимо путём увеличения параметров пара.



Рис. 2. Влияние совершенствования оборудования ТЭС на КПД энергоблоков

**Котельные агрегаты.** Одной из основных целей модернизации котельных установок является повышение их КПД до 92...95 %. Это достигается путём снижения температуры уходящих газов и присосов воздуха в котле, реконструкции топочных и горелочных устройств, оптимизации тепловой схемы котельной установки, снижения потерь давления в пароводяном тракте. Одним из способов снижения температуры уходящих газов является включение в схему блока между подогревателями низкого давления ПНД-2 и ПНД-3 котельного экономайзера низкого давления, как это было сделано при техническом перевооружении Харанорской ГРЭС [4]. Температуру уходящих газов удалось снизить до 128 °С.

Для угольных ТЭС разработано использование котла с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС), обеспечивающего большую свободу в выборе топлива и меньшие концентрации вредных соединений в уходящих газах. Основные преимущества технологии ЦКС определяются длительным временем пребывания циркулирующих частиц топлива в реакционной зоне при стабильной и относительно низкой температуре в топке для связывания оксидов серы известняком. В 2017 году введён в эксплуатацию энергоблок мощностью 330 МВт на Новочеркасской ГРЭС [4]. Опыт его

сооружения и эксплуатации создаст условия для широкого использования технологии ЦКС в России.

**Паровые турбины.** В работе [12] авторы приводят результаты исследований эффективности мер по усовершенствованию турбоустановок и турбин класса 200 МВт. Все варианты турбины рассчитывались на температуры свежего пара и пара промперегрева  $t_0 = t_{\text{пр}} = 540, 565$  и  $575$  °С. Для всех вариантов рассчитывались и оптимизировались тепловые схемы паротурбинных установок (ПТУ). Исследователями предложена концептуальная модель турбоустановки. Турбина должна иметь регулируемую ступень, дроссельное парораспределение. При этом увеличивается число ступеней ЦВД. При меньших расходах пара используется скользящее начальное давление. Тепловая схема трёхцилиндровой турбины номинальной мощностью 225 МВт на параметры пара 12,8 МПа и 575/575 °С представлена на рис. 3. На схеме изображены: питательный насос с электроприводом и обязательно с переменной частотой вращения для обеспечения более эффективного режима работы на скользящем давлении; деаэратор – скользящего давления, ПНД-2 – смешивающего типа; ПНД-1 размещается в патрубке конденсатора. Присутствуют современные методы сепарации влаги.

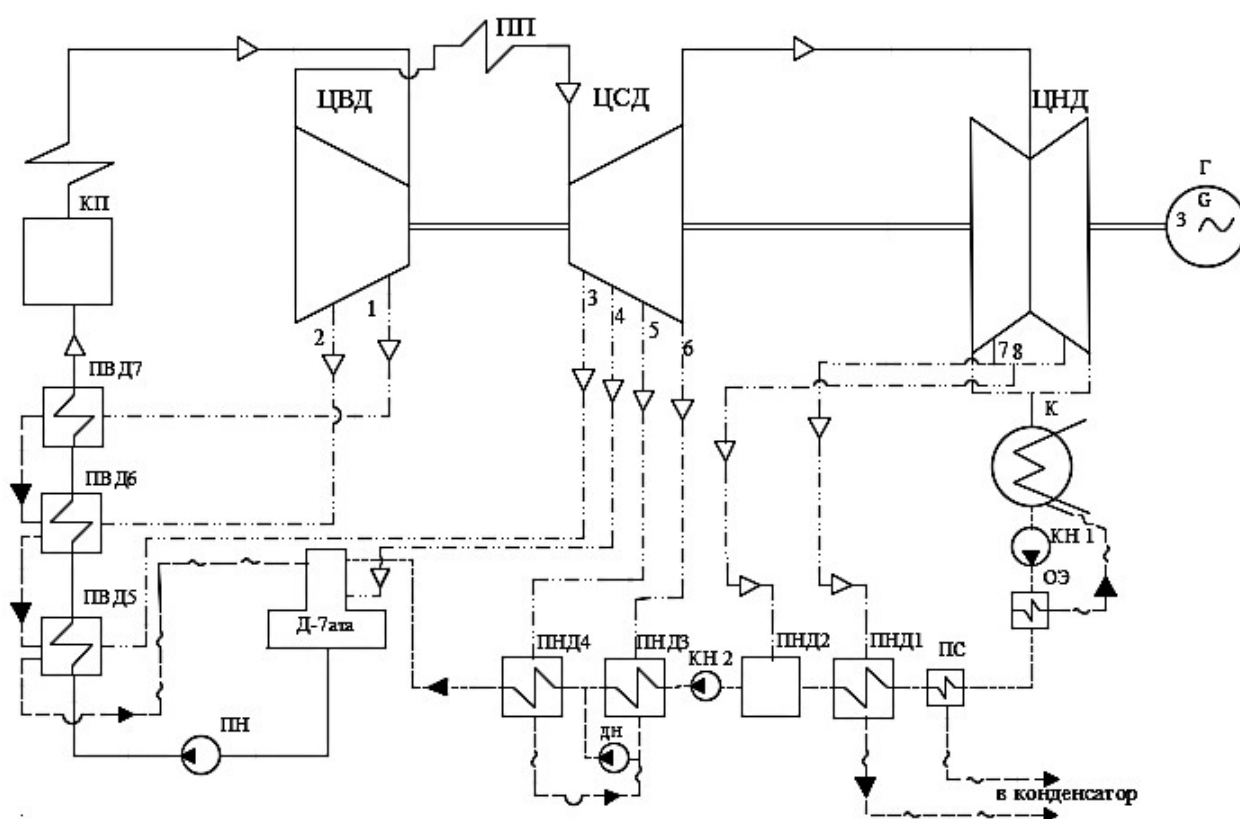


Рис. 3. Принципиальная тепловая схема турбоустановки мощностью 225 МВт

Усовершенствование энергоблоков позволяет получить КПД на уровне 39,5...40,7 %, причём использование повышенных параметров пара (начальной температуры) даёт рост КПД около 1 %.

В работе [13] исследователи НПО ЦКТИ предложили к внедрению теплофикационную турбину нового поколения на повышенные параметры пара с увеличенными не менее чем на 12 % отборами на теплофикацию типа Т-200/250-12,8 для замещения турбоустановки Т-180/210-12,8. У теплофикационной турбины с докритическими параметрами пара и промперегревом Т-200/250-12,8 ЛМЗ предлагается размещать оба отопительных отбора в цилиндре среднего давления (ЦСД), что даёт возможность при использовании расцепной муфты или прецизионных конических болтов в муфте отключать цилиндр низкого давления (ЦНД) при переходе на теплофикационный режим.

В научной публикации [14] учёные и инженеры из ОАО «Турбоатом» представили результаты анализа эффективности технических решений по усовершенствованию элементов проточных частей ЦВД, ЦСД и ЦНД паровой турбины К-220-130. При параметрах пара за стопорным клапаном 12,75 МПа, 540 °С КПД цилиндров получились следующими: ЦВД – 88,1 %, ЦСД – 94,3 % и ЦНД – 84,9 % при давлении в конденсаторе  $p_k = 4$  кПа и 87 % при  $p_k = 6,5$  кПа.

Для повышения экономичности и продления срока службы основных элементов паровых турбин мощностью 200...800 МВт специалистами НПО ЦКТИ разработаны и внедрены системы принудительного парового охлаждения роторов высокого и среднего давления.

**Перспективы применения органического топлива.** По данным работы [15], в настоящее время, в ближайшей и достаточно отдалённой перспективе на тепловых электрических станциях на органическом топливе (газ, мазут, уголь) вырабатывается и будет вырабатываться в России примерно 70 % электроэнергии (остальная часть – на ГЭС и АЭС). По оценкам на 2005 г., доли видов топлива на ТЭС составляют: газа и мазута – несколько менее 70 %, твёрдого топлива – несколько более 30 %. При этом естественным является стремление в дальнейшем уменьшать долю газа и мазута и увеличивать долю твёрдого топлива для производства электрической энергии и тепла, хотя бы потому, что запасы газа и нефти в земной коре по теплотворности в сотни раз меньше запасов твёрдого топлива. Вследствие этого переход на всё большее использование последнего в теплоэнергетике является неизбежным.

В России уголь как основное топливо, отмечают в своей работе представители ВТИ [16], сжигается на 87 ТЭС с установленной единичной электрической мощностью от 12 до 3800 МВт (27 ГРЭС и 60 ТЭЦ). Суммарная мощность этих ТЭС составляет около 49 ГВт, в том числе установленная «чисто» угольная мощность – 40,4 ГВт.

Суммарная установленная мощность оборудования ТЭС, работающего только на угле (и торфе с углём), составляет 36,6 ГВт (почти 75 % общей мощности рассматриваемых ТЭС), сжигающего совместно уголь и газ – 7,8 ГВт (чуть больше 15 % общей мощности ТЭС). Остальное оборудование рассматриваемых ТЭС (примерно 10 %) работает только на газообразном топливе. Следует отметить, что большинство ТЭС расположено рядом с угольными месторождениями.

В России продолжают строительство и модернизация угольных электростанций. Реализованы проекты на Новочеркасской ГРЭС (с технологией сжигания угля с циркулирующим кипящим слоем) и на Троицкой ГРЭС (с паросиловой установкой со сверхкритическими параметрами пара). Введены в эксплуатацию два новых угольных энергоблока 225 МВт на Черепетской ГРЭС. Идёт строительство Приморской ГРЭС в Калининградской области, а также Сахалинской ГРЭС-2, второй очереди Благовещенской ТЭЦ и ТЭЦ в г. Советская Гавань на Дальнем Востоке.

**Выводы.** Обзор опубликованных в периодической печати научных работ, посвящённых основным направлениям развития паросиловых теплофикационных энергоблоков с промежуточным перегревом пара на докритические начальные параметры мощностью 180...230 МВт, показывает, что расширение возможностей теплофикационного энергоблока нового профиля на базе ТУ Т-180/210-130 целесообразно осуществлять с учётом применения:

1. скользящего давления в деаэраторе при снижении нагрузки ТУ (если он будет оставлен в составе новой тепловой схемы);

2. скользящего начального давления пара на частичных режимах работы энергоблока, чему должны способствовать внедрение частотно-регулирующих приводов питательных насосов и дроссельного регулирования пара в турбине;

3. повышенной температуры свежего пара (и температуры промперегрева), а при развитии котельных агрегатов с рабочим давлением пара 18...20 МПа и увеличенных параметров свежего пара в целом;

5. повышенной теплофикационной нагрузки за счёт уплотнения диафрагмы ЦНД или применения расцепной муфты для отключения ЦНД (с отказом от пиковых водогрейных котельных);

6. бездеаэраторной тепловой схемы со смешивающими подогревателями низкого давления.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Трухний, А. Д. Основные научные проблемы создания паротурбинных установок для энергоблоков нового поколения / А. Д. Трухний, Б. М. Трояновский, А. Г. Костюк // Теплоэнергетика. – 2000. – № 6. – С. 13-19.
2. Петреня, Ю. К. Роль НПО ЦКТИ в стратегии развития энергомашиностроения России / Ю. К. Петреня, П. А. Кругликов, Л. Н. Моисеева // Теплоэнергетика. – 2003. – № 2. – С. 4-8.
3. Тумановский, А. Г. Пути совершенствования угольных ТЭС России / А. Г. Тумановский, Г. Г. Ольховский // Теплоэнергетика. – 2015. – № 1. – С. 67-73.
4. Ольховский, Г. Г. К 95-летию ВТИ / Г. Г. Ольховский, Б. Ф. Реутов, А. Г. Тумановский // Теплоэнергетика. – 2016. – № 6. – С. 2-13.
5. Вербовецкий, Э. Х. Разработка современного энергоблока мощностью 225 МВт для расширения Харанорской ГРЭС / Э. Х. Вербовецкий, Г. Д. Авруцкий, Ю. Г. Тихомиров // Теплоэнергетика. – 2006. – № 7. – С. 14-21.
6. Ефимочкин, Г. И. Совершенствование тепловых схем энергоблоков / Г. И. Ефимочкин, Б. И. Шмуклер, Г. Л. Авруцкий // Теплоэнергетика. – 2000. – № 4. – С. 48-53.
7. Трифонов, Н. Н. Опыт и предложения по выбору технических решений при разработке и модернизации бездеаэрационных тепловых схем современных энергоблоков / Н. Н. Трифонов, Ю. Г. Сухоруков, В. Ф. Ермолов // Теплоэнергетика. – 2009. – № 10. – С. 74-77.
8. Тумановский, А. Г. Пути совершенствования угольных ТЭС России / А. Г. Тумановский, Г. Г. Ольховский // Электрические станции. – 2015. – № 1. – С. 67-73.
9. Баринберг, Г. Д. Теплофикационные паровые турбины Т-130/130-12,8 с промежуточным перегревом пара / Г. Д. Баринберг, А. Е. Валамин // Теплоэнергетика. – 2008. – № 8. – С. 9-12.
10. Загретдинов, И. Ш. Повышение располагаемой мощности, надёжности и экономичности действующего оборудования в энергодефицитных системах / И. Ш. Загретдинов // Теплоэнергетика. – 2008. – № 1. – С. 7-10.
11. Тумановский, А. Г. Перспективы развития угольных ТЭС России / А. Г. Тумановский // Теплоэнергетика. – 2017. – № 6. – С. 3-13.
12. Трухний, А. Д. Технические предложения по созданию паротурбинной установки для замены устаревших энергоблоков 150...200 МВт / А. Д. Трухний, А. Г. Костюк // Теплоэнергетика. – 2000. – № 2. – С. 2-10.
13. Концепция турбин на суперсверхкритические, сверхкритические и докритические параметры пара / В. Е. Михайлов [и др.] // Теплоэнергетика. – 2017. – № 11. – С. 5-12.
14. Повышение эффективности турбинных установок тепловых электростанций / В. Г. Субботин [и др.] // Теплоэнергетика. – 2009. – № 9. – С. 50-54.
15. Костюк, А. Г. Некоторые насущные проблемы проектирования и модернизации паровых турбин / А. Г. Костюк // Теплоэнергетика. – 2005. – № 4. – С. 16-27.
16. Тугов, А. Н. Угольная электроэнергетика в России: состояние и перспективы / А. Н. Тугов, М. Н. Майданник // Электрические станции. – 2017. – № 12. – С. 2-9.