

# Проектирование паровых турбин АО «УТЗ» для повышения эффективности ПГУ

А. Ю. Култышев (к.т.н.), М. Ю. Степанов, Е. Н. Поляева – АО «Уральский турбинный завод»

**П**овышение эффективности электростанций за счет применения современного оборудования, отвечающего высоким требованиям рынка, всегда было одной из основных задач в энергетике. Решение этой задачи актуально и в настоящее время, несмотря на

наличие некоторого профицита мощностей в стране. АО «Уральский турбинный завод» (УТЗ) имеет богатый опыт проектирования паровых турбин как для традиционных паросиловых блоков, так и для парогазовых установок (ПГУ), являющихся перспективным направлением повышения эффективности электростанций [1-5].

За последние шесть лет реализован ряд проектов по созданию турбин, работающих в составе ПГУ. Так, с 2009 года на Минской ТЭЦ-3 в составе блока ПГУ-230 вместе с газовой турбиной GT13E2 (Alstom) эксплуатируется паровая турбина Т-53/67-8,0 производства УТЗ [6]. Продольный разрез паровой турбины Т-53/67-8,0, представляющей собой двухцилиндровый агрегат, показан на рис. 1.

В 2011 г. на Краснодарской ТЭЦ запущена паровая турбина Т-113/145-12,4, работающая в составе блока ПГУ-410 [7]. Она представляет собой трехцилиндровый агрегат и отличается значительной новизной конструкции цилиндров турбины. Это обусловлено прежде всего тем, что Т-113/145-12,4 проектировалась для работы в составе трехконтурной ПГУ, а также высокими параметрами пара высокого давления (12,4 МПа, 563 °С) и промежуточным перегревом пара (3,0 МПа, 560 °С). Продольный разрез турбины представлен на рис. 2.

При проектировании Т-63/76-8,8 (рис. 3) для работы в составе ПГУ-230 стояла задача – создать турбину мощностью до 100 МВт с подводом пара высокого давления (ВД) и низкого давления (НД), с двумя регулируемыми отопительными отборами пара для двухступенчатого подогрева сетевой воды в подогревателях и с возможностью нерегулируемого / регулируемого производственного отбора пара [8].

В блоке ПГУ с турбиной Т-63/76-8,8 было принято решение повысить оптимальное (0,6 МПа) значение давления пара контура НД до 1,4 МПа, что позволило выполнить ее в одноцилиндровом исполнении. Как известно из различных исследований, повышение давления пара контура НД с 0,7 до 1,4 МПа понижает

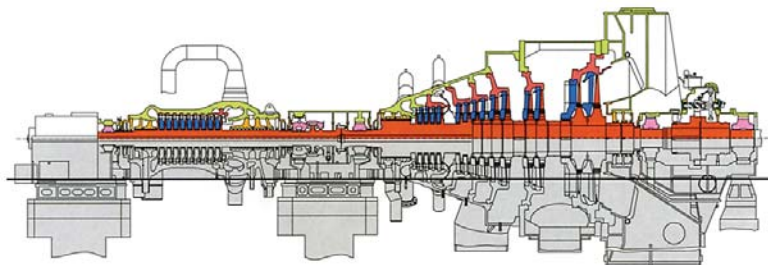


Рис. 1. Продольный разрез турбины Т-53/67-8,0

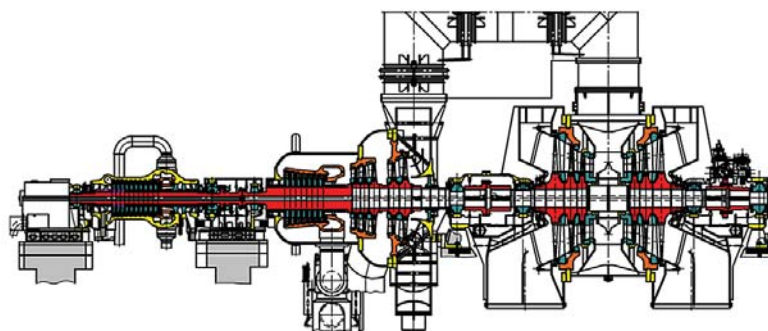


Рис. 2. Продольный разрез турбины Т-113/145-12,4

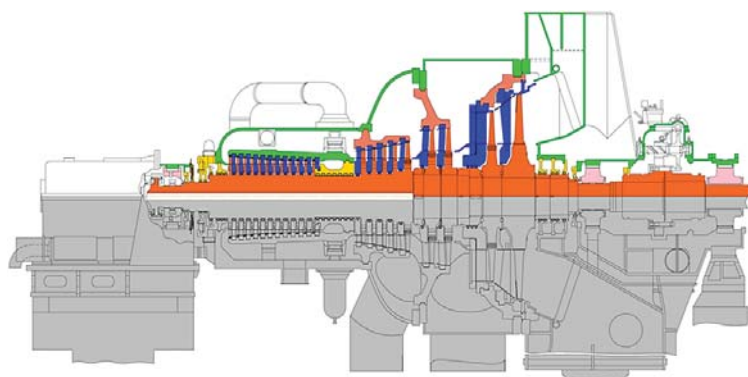


Рис. 3. Продольный разрез турбины Т-63/76-8,8

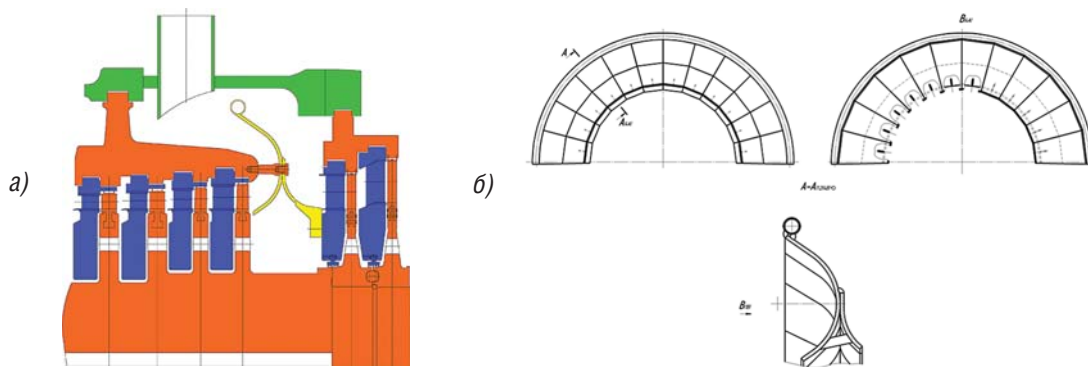


Рис. 4. Кольцевая камера для подвода пара контура НД в турбине Т-53/67-8,0:  
 а – организация камеры подвода в проточной части; б – криволинейная перегородка, разделяющая камеру на две части

КПД парогазовой установки на 0,11 % в конденсационном режиме (без производственного и теплофикационных отборов при 100 %-й нагрузке ГТУ) [2]. Однако данные исследования проводились при одинаковом КПД паровой турбины. Для получения достоверного результата при исследовании оптимальных параметров тепловых схем ПГУ необходимо проводить дополнительный анализ с учетом выбранной конструкции и тепловой схемы турбины.

Для приема пара контура НД в камерах проточной части турбин устанавливаются специальные смешивающие устройства, чтобы обеспечить перемешивание подводимого пара НД с основным потоком пара, протекающим в проточной части турбины, и их равномерность на входе в последующие ступени [9].

Так, в паровой турбине Т-53/67-8,0 камера смешения организована криволинейной перегородкой, прикрепленной к обойме перед камерой и разделяющей ее на две части (рис. 4). Пар из проточной части проходит первую половину камеры, образованную первой обоймой, ее последней ступенью и вогнутой частью перегородки, разворачивается на 180°, смешивается с паром контура НД и поступает во вторую половину камеры, образованную обоймой за камерой и выпуклой частью перегородки. На входе смешанного потока пара в ступень, следующую за камерой подвода пара контура НД, на выпуклой части криволинейной перегородки установлен направляющий элемент [10].

Сложная траектория прохождения пара проточной части и разворот его практически на 180° обеспечивает значительное перемешивание этого пара с потоком пара от внешнего источника (контура НД), выравнивание температуры смешанного потока и его равномерную плотность на выходе из канала.

В паровых турбинах Т-40/50-8,8 (рис. 5) и Тп-35/40-8,8 (рис. 6) [11, 12] применена конструкция другого смешивающего устройства. Оно представляет собой кольцевой коллектор, образованный корпусом цилиндра и

смешивающим устройством, устанавливаемым в камере проточной части турбины. Смешивающее устройство выполнено в виде двух обечаек, между которыми установлены профильные «стаканы» со щелевыми разрезами (рис. 7). Пар НД с несколько большим давлением, чем давление пара основного потока в данной зоне проточной части, движется по «стаканам» от периферии камеры подвода к корневой зоне и выходит наружу через щелевые разрезы, смешиваясь с основным потоком, который омывает «стаканы». После этого общий поток направляется в следующую ступень.

Такое смешивающее устройство имеет меньший аксиальный размер и, по сравнению с опи-

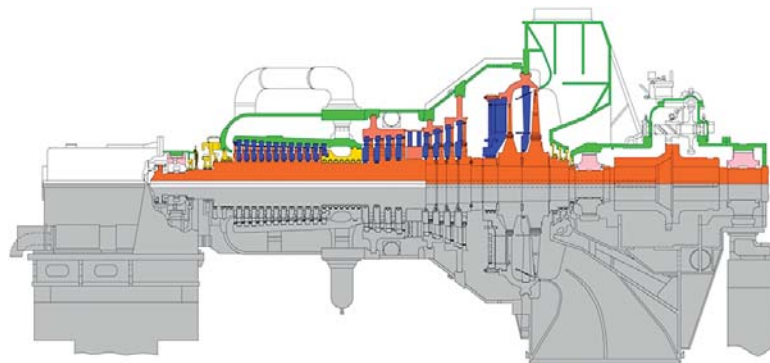


Рис. 5. Продольный разрез турбины Т-40/50-8,8

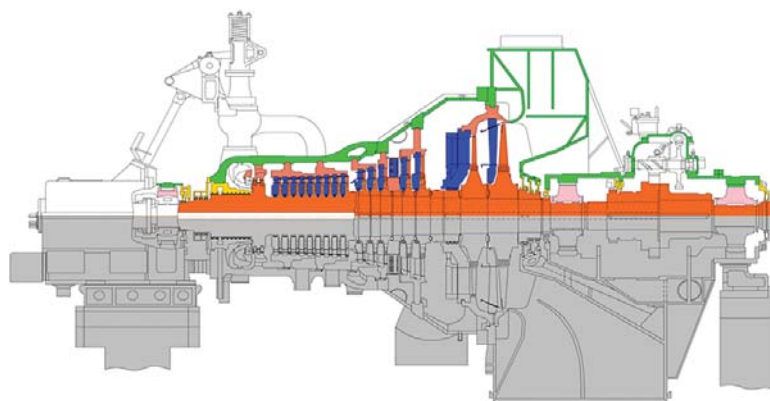


Рис. 6. Продольный разрез турбины Тп-35/40-8,8

**In brief**  
**Development of UTZ JSC steam turbine for efficiency upgrading of power stations.**

Upgrading of steam turbine and combined cycle power stations efficiency always was the main task of power engineering.

Ural turbine works JSC has great experience of development of steam turbines for traditional thermal power stations and for combined cycle power stations. During last six years the company realized the number of projects of steam turbines development operating as a part of CCPP. Among such projects is steam turbine for Minskaya TETs, Krasnodarskaya TETs, Kirovskaya TETs-3, Izhevskaya TETs-1, Vladimirskaia TETs-2 etc.

➤ Рис. 7. Кольцевая камера для подвода пара контура НД в турбине Т-40/50-8,8



санной выше кольцевой камерой, позволяет сэкономить до 200 мм, что дает возможность установить дополнительную ступень.

Представленные смешивающие устройства эффективно использовать в одноцилиндровых турбинах мощностью до 60 МВт. При их установке в турбинах большей мощности, где расстояние между подшипниками является лимитирующим по прочности и статическому прогибу ротора, при проектировании проточной части приходится сокращать количество ступеней и перегружать оставшиеся, отходя от оптимальных характеристик ступеней при работе на номинальных режимах.

Для турбин мощностью свыше 60 МВт, в основном теплофикационных, в блоке с повышенным давлением пара контура НД (1,4 МПа) можно применять петлевую схему движения пара в цилиндре, состоящем из внутреннего и наружного корпусов. При этом пар контура НД оптимально подводить в камеру межкорпусного пространства, в которую после разворота потока на 180° поступает пар, прошедший ступени части высокого давления (ЧВД), расположенные во внутреннем корпусе.

Такая конструкция позволяет организовать эффективный двухступенчатый подогрев сетевой воды, а также повысить давление в верхнем отопительном отборе и отказаться от пиковых бойлеров на станции. При этом ступени ЧВД рассчитаны так, чтобы максимальное давление пара за ними, а следовательно, и максимальное давление пара в камере межкорпусного пространства, соответствующее максимальному расходу пара ВД, было бы ниже давления подводимого пара НД.

Таким образом, применив данное конструктивное решение, можно в принципе отказаться от использования смешивающих устройств подвода пара контура НД и тем самым сократить осевую длину ротора турбины и повысить эффективность ступеней проточной части.

Применив в конструкции турбины петлевую схему движения пара, можно сократить осевой размер переднего концевого уплотнения и уменьшить протечки пара, по сравнению с проточной схемой движения пара в цилиндре, за счет снижения параметров пара перед первым отсеком. При повышении давления пара контура НД до 1,3...1,5 МПа вместо 0,6...0,7 МПа уменьшаются протечки пара ВД через промежуточное уплотнение в камеру перед ступенями части среднего давления (ЧСД), в которой устанавливается давление, близкое к давлению пара контура НД.

В конструкции одноцилиндровой турбины довольно трудно организовать одновременно двухступенчатый подогрев сетевой воды и регулируемый / нерегулируемый отбор пара на производство с давлением 0,8...2,0 МПа. Это связано с увеличением осевого расстояния между подшипниками для организации камер отбора, и так недопустимо большого по условиям статического прогиба ротора и возникающих в нем напряжений. Такой отбор пара на производство невозможен еще и потому, что вывод и трассировка из корпуса цилиндра трубопроводов отбора в непосредственной близости с трубопроводами двух отопительных отборов пара для двухступенчатого подогрева сетевой воды в подогревателях и трубопроводами подвода пара НД – технически неосуществимая задача.

При повышенном давлении пара контура НД существует возможность отбирать пар на производственные нужды с барабана НД котла-утилизатора, что обеспечивается тепловой схемой. Таким образом, исключается необходимость осуществлять одновременную подачу пара в турбину и отбор пара с давлением 1,4 МПа. В том случае, если потребляемый расход пара на производство превышает генерируемое количество, дополнительно пар может отбираться из камеры межкорпусного пространства турбины.

Для организации нерегулируемого производственного отбора пара в конструкции наружного цилиндра турбины предусмотрен необходимый патрубок. Давление пара при этом регулируется с помощью блока защитно-регулирующего клапана, установленного на трубопроводе отбора, либо другой регулирующей арматурой. Также в турбине возможна организация регулируемого производственного отбора с проведением необходимых конструктивных изменений.

Итак, достигнуть мощности более 60 МВт, с возможностью организации подводов пара ВД и НД, двух регулируемых отопительных отборов пара для двухступенчатого подогрева



**Рис. 8. Турбина  
КТ-63-7,7 в машинном зале  
Нижнетуринской ГРЭС**

более прочной жаростойкой стали приводит к увеличению стоимости оборудования и трубопроводов в 2–3 раза. Повышение давления пара требует увеличения толщины и массы деталей и напряжений в них, что ухудшает маневренные характеристики, надежность и ремонтпригодность турбины.

Несмотря на повышение технико-экономических показателей и мощности турбины вследствие увеличения параметров пара, работа на СКП снижает надежность оборудования. При выработке паркового ресурса потребуется заменить большое количество дорогостоящих элементов: паропроводы пара контура ВД и промежуточного перегрева, блоки клапанов, роторов и корпусов ВД и другие элементы, что приведет к неоправданным затратам.

Срок окупаемости турбин для ПГУ суперкритических параметров пара в европейских странах составляет 15–17 лет, тогда как в России он может достигать 20 лет. Таким образом, срок окупаемости такой турбины приближается к сроку ее службы, что делает эксплуатацию ПГУ экономически нецелесообразной. В табл. приведены основные показатели энергоблоков ПГУ на суперкритических параметрах согласно данным УТЗ.

Таким образом, при выборе оптимальных значений параметров пара необходимо проводить обязательное технико-экономическое обоснование, учитывая высокую экономичность турбоустановки и стоимость не только реализации проекта, но и эксплуатации в течение всего ее жизненного цикла. Специалисты Уральского завода проводят исследования в данном направлении для определения оптимальных параметров пара при работе в составе ПГУ. Они могут также выполняться совместно с проектными и научными институтами, с проведением необходимых расчетов, касающихся паротурбинной установки.

На данный момент на УТЗ решена подобная задача с проектированием паровой турбины паросилового блока с начальными параметрами пара: температура свежего пара и промежуточного перегрева 565 °С, давление 23,5 МПа, и ресурсом

**Табл. Основные показатели энергоблоков ПГУ на суперкритических параметрах пара**

| Показатель   | Температура пара ВД/ПП*, °С                                 |         |
|--|---|---------|
|  | 560/565   | 580/585 |
| Срок окупаемости, лет                              | 7–8   | 15–17   |
| Ресурс деталей и элементов турбины (норма), тыс. ч | 220 (гарантийный парковый), с возможностью продления до 350 | 220     |
| Срок службы, лет                                   | 40 (гарантийный парковый), с возможностью продления до 50   | 40      |
| КПД ПГУ, %   | 54,5  | 56      |

\*ПП – промежуточный перегрев

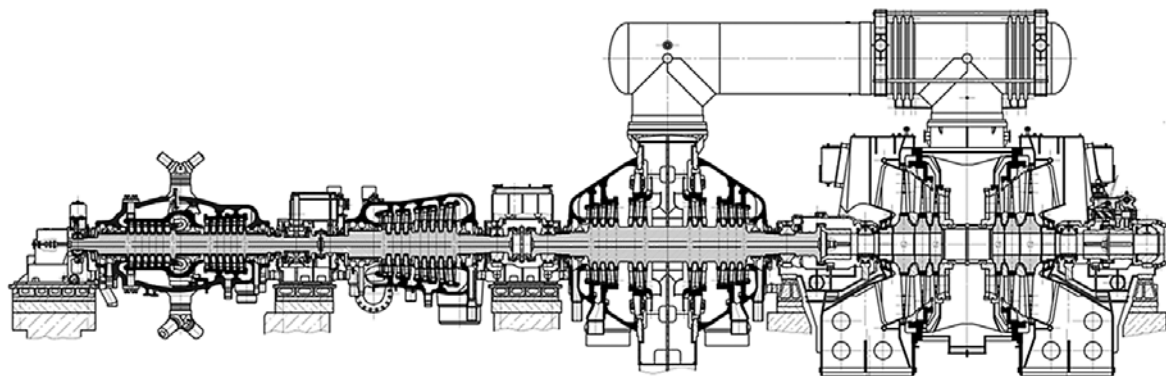
сетевой воды в подогревателях и нерегулируемого/регулируемого производственного отбора при давлении пара контура НД 1,4 МПа возможно (при внедрении определенных конструкторских решений) в одноцилиндровой турбине, а при давлении 0,5...0,7 МПа – только в двухцилиндровой. При этом за счет применения приведенных выше решений по конструкции и тепловой схеме турбины повышаются на 1,5 % технико-экономические показатели паротурбинной установки, что обеспечивает повышение КПД парогазовой установки примерно на 0,5 %.

Турбины Т-63-76-8,8 в настоящий момент уже эксплуатируются на Кировской ТЭЦ-3, Ижевской ТЭЦ-1, Владимирской ТЭЦ-2, Академической ТЭЦ – маркировка турбины КТ-63-7,7, двух блоках Нижнетуринской ГРЭС – маркировка КТ-63-7,7 (рис. 8).

При выборе энергоблоков ПГУ с современными газовыми турбинами класса F и выше (температура газов на входе превышает 1400 °С) оптимизация параметров перед паровой турбиной затруднена. Это обусловлено тем, что повышение, в частности, давления пара с 12,0 до 27,0 МПа при несопряженном повышении температуры с 565 до 580 °С приводит к увеличению влажности в последних ступенях турбины. При этом возникает необходимость внедрения промежуточного перегрева пара, что вызывает удорожание турбоустановки.

Повышение параметров пара до суперкритических (27,0 МПа, 580 °С) приводит к повышению КПД ПГУ до 56 %, однако удельная стоимость единицы мощности в связи с увеличением стоимости оборудования и паропроводов, для изготовления которых применяется дорогостоящая сталь, также возрастает. Создание новых материалов для изготовления турбины, обладающих необходимыми рабочими свойствами при суперкритических параметрах пара (СКП), является главной проблемой освоения новой ступени параметров [13]. Применение

Рис. 9.  
Продольный разрез  
турбины Т-295/335-23,5



высокотемпературных узлов турбины 250 тыс. часов. Теплофикационная паровая турбина Т-295/335-23,5 (рис. 9) разработана для замены турбин серии Т-250/300-23,5.

Турбина Т-295, как и исходная, выполнена в четырех цилиндрах: цилиндр высокого давления (ЦВД), среднего давления-1 (ЦСД-1), среднего давления-2 (ЦСД-2) и цилиндр низкого давления (ЦНД). При этом цилиндры и другие элементы новой турбины выполнены таким образом, чтобы фундамент демонтируемого турбоагрегата (турбина и генератор) можно полностью или частично сохранить и использовать [14].

В рамках данного проекта предусмотрена работа турбины в блоке с котлом на сверхкритические параметры пара:  $P_0 = 23,5$  МПа и  $T_0/T_{пп} = 565$  °С. Элементы конструкции и узлы турбины на паровпуске ВД и после прогрева выполнены из стали, выдерживающей температуры до 570 °С при обеспечении расчетного ресурса собственно турбины. При этом за счет роста термодинамического КПД, а также совершенствования конструкции и тепловой схемы паровой турбины экономичность турбоустановки повышена на 2-3 %. Принятые в конструкции решения могут использоваться при разработке турбины для работы в составе ПГУ. **Д**

#### Литература

1. Перспективные паровые турбины для ПГУ / Г.Д. Баринберг, А.Е. Валамин, А.Ю. Култышев // Тяжелое машиностроение. 2008, № 9.
2. Паровые турбины ЗАО «УТЗ» для ПГУ / Г.Д. Баринберг, А.Е. Валамин, А.Ю. Култышев [и др.] // Теплоэнергетика. 2009, № 9.
3. Новые эскизные проекты паровых турбин для ПГУ / Г.Д. Баринберг, А.Е. Валамин, А.Ю. Култышев и [др.] // Теплоэнергетика. 2011, № 1.
4. Новые проекты Уральского турбинного завода для парогазовых установок / А.Е. Валамин,

А.Ю. Култышев, Ю.А. Сахнин [и др.] // Турбины и дизели. 2012, № 1.

5. Паровые турбины для парогазовых установок мощностью 90...900 МВт / А.Е. Валамин, А.Ю. Култышев, Ю.А. Сахнин [и др.] // Тяжелое машиностроение. 2012, № 2.

6. Теплофикационная паровая турбина Т-53/67-8,0 для ПГУ-230 Минской ТЭЦ-3 / Г.Д. Баринберг, А.Е. Валамин, А.А. Гольдберг [и др.] // Теплоэнергетика. 2008, № 8.

7. Теплофикационная паровая турбина Т-113/145-12,8 для ПГУ-410 Краснодарской ТЭЦ / Г.Д. Баринберг, А.Е. Валамин, А.А. Гольдберг [и др.] // Теплоэнергетика. 2009, № 9.

8. Теплофикационная паровая турбина Т-63/76-8,8 для серии ПГУ-230 / А.Е. Валамин, А.Ю. Култышев, В.Н. Билан [и др.] // Теплоэнергетика. 2012, № 12.

9. Мошкарин А.В., Мельников Ю.В. Анализ тепловых схем ТЭС – ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». – Иваново, 2010. – 460 с.

10. Паровые турбины ЗАО «УТЗ для парогазовых установок / А.Е. Валамин, А.Ю. Култышев, Т.Л. Шибяев [и др.] // Теплоэнергетика. 2013, № 8.

11. Теплофикационная паровая турбина Т-40/50-8,8 для ПГУ-115 / А.Е. Валамин, А.Ю. Култышев, А.А. Гольдберг [и др.] // Теплоэнергетика. 2012, № 12.

12. Теплофикационная паровая турбина Тп-35/40-8,8 / А.Е. Валамин, А.Ю. Култышев, А.А. Гольдберг [и др.] // Теплоэнергетика. 2012, № 12.

13. Основы современной энергетики. Курс лекций для менеджеров энергетических компаний / под ред. чл.-корр. РАН Е.В. Аметистова. М.: Издательство МЭИ, 2004.

14. Теплофикационная паротурбинная установка Т-295/335-23,5 / А.Е. Валамин, А.Ю. Култышев, Т.Л. Шибяев [и др.] // Теплоэнергетика. 2016, № 11.