

Энергетическая безопасность государства в значительной степени определяется надежностью работы предприятий топливно-энергетического комплекса, оборудования, которое на них используется, обеспеченностью этого оборудования квалифицированным сервисным обслуживанием и качественными запасными частями со стороны производителей. Текущая геополитическая обстановка свидетельствует о том, что это может быть достигнуто только при использовании отечественного оборудования и сервиса. Немаловажную роль играет и экономическая доступность энергоресурсов, которая во многом зависит от эффективности оборудования, его надежности и стоимости. Достижение необходимого уровня перечисленных факторов складывается из принимаемых на стадии проектирования нового оборудования технических решений, эффективности и скорости реализации технологической подготовки производства и длительности производственного цикла, эффективности сервисного обслуживания.

Одним из критических видов оборудования на предприятиях топливно-энергетического комплекса, определяющих эффективность, надежность и технологическую независимость, является турбинное оборудование. Паровые и газовые турбины применяются для осуществления привода электрогенераторов и технологических агрегатов, в том числе компрессорного оборудования на газоперекачивающих станциях. Настоящая работа посвящена вопросам разработки и внедрения научно обоснованных технических решений, обеспечивающих высокий уровень эффективности и надежности отечественного турбинного оборудования, методам его проектирования, позволяющим сократить продолжительность проектной и производственной стадий жизненного цикла и обеспечить выбор оптимальных решений при разработке и технологической подготовке производства, обеспечив тем самым высокий уровень конкурентоспособности изделий. Большое внимание в работе уделяется разработке методов осуществления локализации наукоемкого оборудования отечественными машиностроительными предприятиями и демонстрируется внедрение этих методов на конкретных изделиях энергетического

машиностроения в обеспечение технологической независимости предприятий топливно-энергетического комплекса. Разработаны подходы для повышения надежности оборудования во время эксплуатации, предложена методика проектирования систем удаленного мониторинга и предиктивной диагностики, обеспечивающие переход к обслуживанию «по техническому состоянию».

### **Повышение эффективности и надежности паротурбинных установок**

Одним из ключевых направлений повышения тепловой эффективности и мощности паротурбинных установок является увеличение начальных параметров термодинамического цикла и совершенствование системы регенеративного подогрева основного конденсата и питательной воды, которые могут обеспечить до 3% прироста тепловой экономичности энергоблока. Авторами проведены структурно-параметрические исследования схемных решений применительно к теплофикационному энергоблоку мощностью 295 МВт с турбиной Т-295/335-23,5 (рисунок 1), на основе которых осуществлен выбор параметров тепловой схемы и определена ее структура, обеспечивающая максимальную электрическую мощность и КПД энергоблока.

В результате проведенных исследований показано, что более высокую термодинамическую эффективность имеет вариант исполнения энергоблока с турбиной Т-295/335-23,5 при повышенных параметрах свежего пара, что в условиях использования газомазутного топлива позволяет реализовать современные показатели экономичности турбоустановок на конденсационных и теплофикационных режимах эксплуатации. В конденсационном режиме работы возможно достижение электрической мощности 334,3 МВт с  $\eta_{бр}=42,57\%$ .

Прирост мощности турбоагрегата за счет совершенствования аэродинамических характеристик деталей и узлов проточных частей составляет от 2-3 до 7-8% в зависимости от исходного состояния проточной части. Стоит также отметить, что работа отдельных элементов проточной части существенным образом влияет на надежность работы турбомашины. К таким элементам относятся стопорные и регулирующие клапаны, уплотнения, паропроводы, подводящие и отводящие патрубки, в которых при принятых в

процессе проектирования ошибках могут возникать нестационарные течения, приводящие к вибрационным явлениям и последующему выходу из строя.

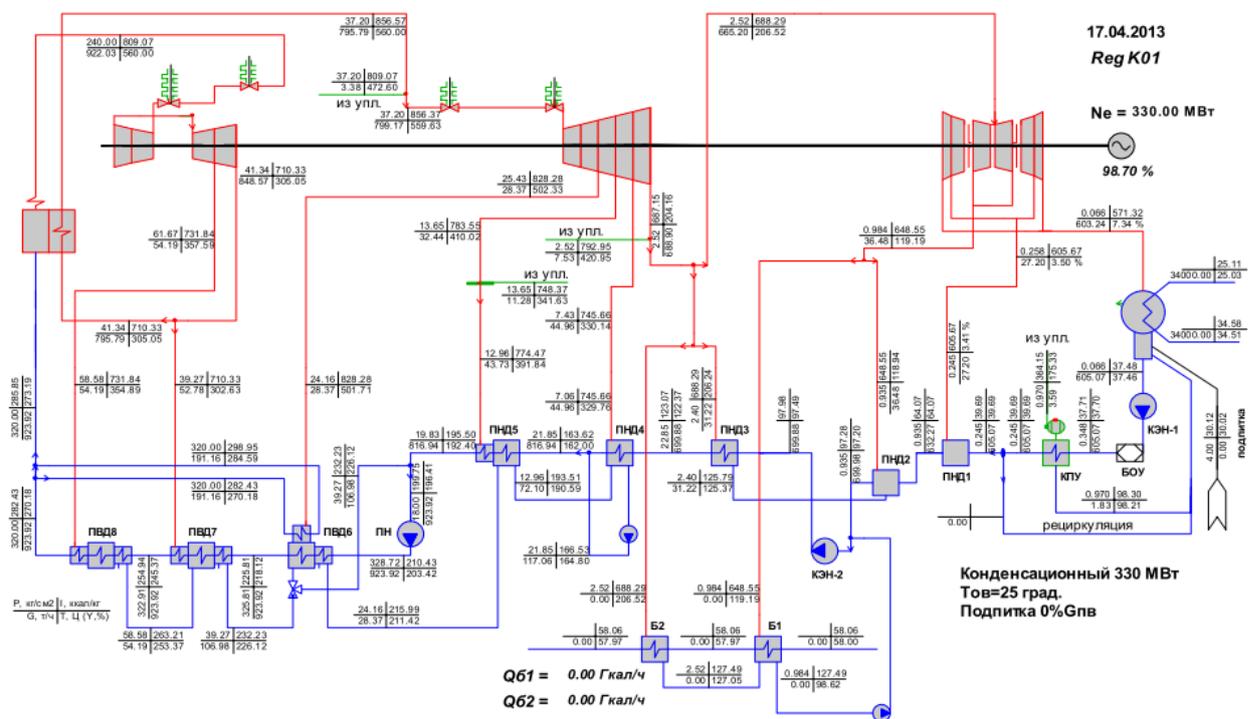


Рисунок 1 – Балансовая тепловая схема турбины Т-295/335-23,5

Именно за счет повышения аэродинамического совершенства указанных элементов проточной части можно получить увеличение тепловой эффективности и надежности. Авторским коллективом предложен целый ряд решений для всех перечисленных элементов проточной части, обеспечивающих повышение аэродинамической эффективности отдельных элементов и, как следствие, КПД турбины в целом. Многие из разработанных решений защищены патентами на изобретения РФ. Далее будут рассмотрены некоторые из решений, предложенных авторами.

Один из способов повышения КПД цилиндров высокого давления теплофикационных турбин заключается в организации выносной камеры смешения (камеры регулирующей ступени) за пределами проточной части ЦВД при ее совмещении с внешними регулирующими клапанами. Конструкция выносного блока соплового парораспределения приведена на рисунке 2. При разработанном решении конструкция турбины совершенно не зависит от типа парораспределения и, главное, практически полностью реализуется

теоретическая зависимость КПД ЦВД турбин от нагрузки турбины. Конструкция выносного единого блока соплового парораспределения с камерой смешения потоков защищена патентом.

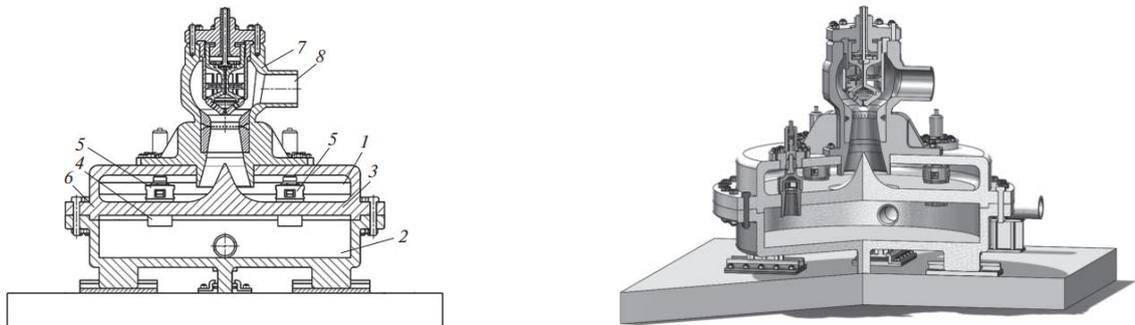
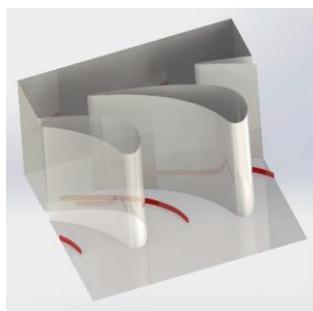


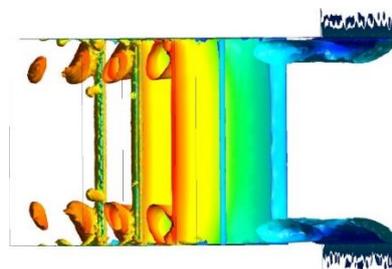
Рисунок 2 – Конструкция выносного блока парораспределения

Высокий уровень давления пара приводит к проблемам при формировании проточной части цилиндра высокого давления, обусловленным снижением объемного расхода пара через цилиндр, вызывающим, увеличение концевых потерь энергии и снижение внутреннего относительного КПД ЦВД.

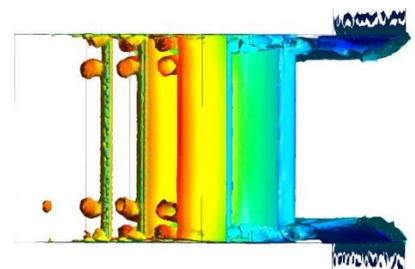
Для снижения интенсивности вторичных течений предложено на торцевых стенках решетки профилей в межлопаточном пространстве в пределах пограничного слоя расположить с малым шагом криволинейные ребра (рисунок 3). Исследование размера ребер показало, что их высота должна быть не более 2 мм, чтобы не превышать толщину пограничного слоя (увеличение высоты привело к снижению эффективности оребрения).



а) конструкция оребренной турбинной решетки



б) результаты моделирования течения в гладком канале



в) результаты моделирования течения в оребренном канале



Рисунок 3 – Конструкция турбинной решетки с оребренными торцевыми поверхностями и результаты моделирования течения в межлопаточном канале

Установлено, что применение ребер треугольной формы с отношением высоты ребра к ширине, равном 4, позволяет добиться максимального эффекта и сократить потери от вторичных течений на 6,7%.

Для выхлопных патрубков ЦНД паровых турбин семейства Т-250/300-23,5 (рисунок 4) были разработаны способы снижения гидравлических потерь, заключающиеся в увеличении внутреннего объема сборной камеры, замене реберной силовой системы на стержневую, перепрофилировании канала диффузора, а также в изменении меридионального обвода камеры влагоудаления. Канал диффузора перепрофилирован путем видоизменения обтекателя и обечайки для обеспечения безотрывного направления надбандажной струи. Для уменьшения вихревых зон вдоль углов сборной камеры установлены косынки. Конструкция модернизированного патрубка для турбин семейства Т-250/300-23.5 представлена на рисунке 5.

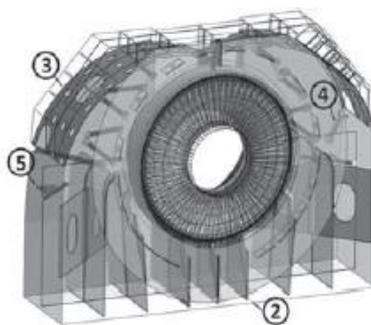


Рисунок 4 – Конструкция исходного выхлопного патрубка турбины Т-250/300-23,5

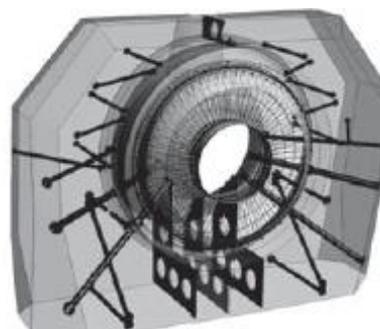


Рисунок 5 – Конструкция модернизированного выхлопного патрубка турбины Т-250/300-23,5

Разработанные решения для выхлопного патрубка турбины Т-250/300-23,5 позволили снизить коэффициент полных потерь для номинального режима на 29%, а коэффициент неравномерности выхлопа – на 26%.

Авторским коллективом выполнен комплекс экспериментальных и расчетных исследований по изучению влияния внутриканальной сепарации и вдува греющего пара на кинематические и энергетические характеристики потоков двухфазной среды в плоских сопловых решетках. На рисунках 6 и 7 представлены схема и внешний вид исследуемой сопловой решетки с двумя щелями на вогнутой поверхности профиля для внутриканальной сепарации.

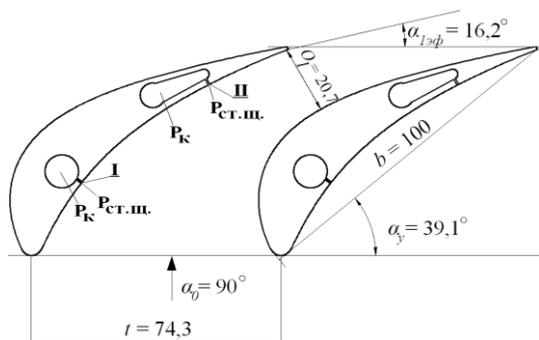


Рисунок 6 – Схема лопаток с сепарационными щелями



Рисунок 7 – Решетка профилей с щелями для сепарации

На основе проведенных исследований показано, что комбинация обогрева и вдува греющего пара является наиболее рациональным способом борьбы с влажностью в последних ступенях турбин. Поэтому предложено применять комбинацию обогрева и вдува для сопловых лопаток последних ступеней серии турбин Т-100 и Т-250 с целью сокращения эрозионного износа и продления срока службы лопаточного аппарата.

### Методы проектирования наукоемкого энергетического оборудования

Для сокращения сроков проектирования газотурбинных установок разработана методика проектирования, исключая этап экспериментальной доводки охлаждаемых деталей турбины, таких как сопловые и рабочие лопатки, на этапе испытаний опытного двигателя, что было достигнуто за счет верификации гидравлической и тепловой модели системы охлаждения до создания конструкторской документации посредством испытаний прототипов, изготовленных по SLM-технологии. Блок-схема методики проектирования представлена на рисунке 8.

С целью прямого подтверждения возможности применения прототипов охлаждаемых деталей, изготовленных по SLM-технологии, для осуществления опережающей верификации проведен комплекс сравнительных испытаний натурной лопатки, изготовленной литьем по выплавляемым моделям в серийном производстве, и ее прототипа (рисунок 9), показавший совпадение расходных характеристик и плотностей тепловых потоков в контрольных точках натурной лопатки и ее прототипа, подтвердив возможность проведения верификации.

Применение усовершенствованной методики проектирования

теплонапряженных деталей сокращает длительность их создания на девять месяцев, что составляет более 30% от ее первоначального значения.

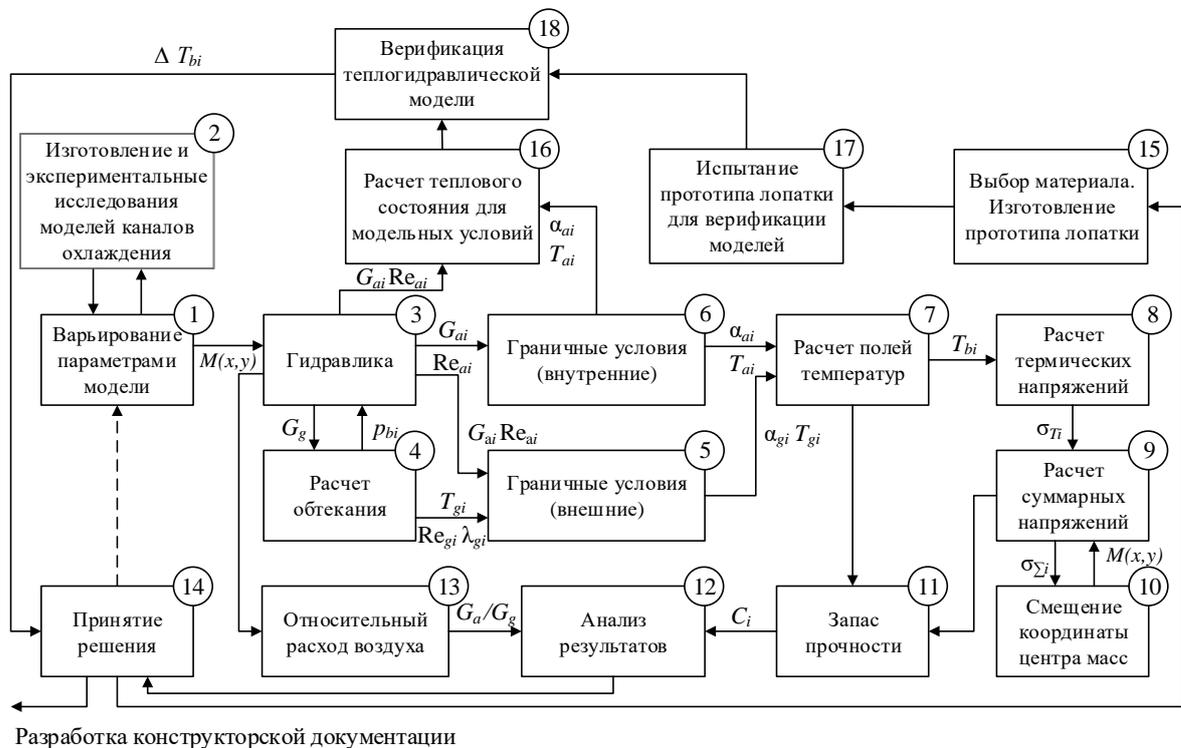


Рисунок 8 – Блок-схема методики проектирования лопатки



а) лопатка, изготовленная по серийной технологии



б) прототип лопатки, изготовленный по SLM-технологии

Рисунок 9 – Рабочая лопатка газотурбинной установки

С применением разработанной методики для лопаток турбины ГТУ с радиальными каналами системы охлаждения разработана система несимметричной интенсификации теплоотдачи, обеспечивающая снижение температурной неравномерности со стороны спинки и корыта и, как следствие, повышение надежности турбины. Для этого в перегородках, формирующих

радиальные каналы, со стороны корыта выполнены сквозные отверстия. Решение защищено патентом РФ и использовано в конструкции лопатки первой ступени турбины двигателя АЛ-31СТ.

Авторами разработаны методы и критерии модульного принципа проектирования паровых турбин, позволяющие обеспечить требуемый уровень конкурентоспособности на всех этапах жизненного цикла, в том числе за счет сокращения времени разработки.

Практика внедрения модульного проектирования на АО «УТЗ» показала возможность сокращения периода запуска нового образца паровой турбины от «осевой линии» до выдачи рабочих чертежей критических длинноцикловых заготовок с 7-9 до 2-3 мес. Такое сокращение сроков уменьшило время на поставку оборудования до 11-14 мес. против 18-20 мес. по одноцилиндровой турбине; до 13-18 мес. – по двухцилиндровой турбине против аналогичных 20-26 мес.; до 22-24 мес. по трехцилиндровой турбине против 30-36 мес.

Для повышения надежности энергетического оборудования на этапе эксплуатации авторами разработаны принципы проектирования систем предиктивной диагностики и проведена их апробация, в том числе:

1. Разработана программно-аппаратная структура автоматизированной системы предиктивной диагностики.

2. Сформирован перечень базовых неисправностей и расчетных параметров, определяемых автоматизированной системой предиктивной диагностики.

3. В составе электрической части системы регулирования паровой турбины разработаны алгоритмы, позволяющие автоматически ограничивать и корректировать недопустимые значения контролируемых параметров, определяемых в системе предиктивной диагностики, в частности модуль, формирующий коррекцию задания темпа нагружения паровой турбины в зависимости от величины контролируемого параметра.

Реализованы пилотные проекты для паровой турбины ПТ-75/80-8,8/1,25-М на ТЭЦ-ПВС ПАО «Северсталь», а также разработан опытный образец системы удаленного мониторинга ГПА-32 «Ладога».

На основе опыта осуществления проектов локализации оборудования, авторским коллективом разработаны принципы осуществления локализации в сложившихся внешнеполитических условиях:

1. Сформированы критерии формирования структуры программы локализации энергетического оборудования на примере газоперекачивающего агрегата ГПА-32 «Ладога». Определены приоритетность и способы локализации различных компонентов.

2. Определены основные принципы локализации оборудования для конструкторской и технологической подготовки производства.

3. Показано, что реализацию программы локализации необходимо совмещать с доработками и улучшениями элементов конструкции с учетом опыта эксплуатации изделия-аналога.

4. С учетом разработанных принципов и подходов локализованы и внедрены в промышленную эксплуатацию 67 изделий ГТУ Т32.

Разработанные авторским коллективом новые научно-технические решения, методики проектирования и постановки продукции на производство, в том числе методы локализации и импортозамещения наукоемких изделий иностранных производителей, были использованы отечественными машиностроительными предприятиями и конструкторскими бюро – разработчиками и изготовителями критически важного оборудования для предприятий топливно-энергетического комплекса России – ООО «Газпром энергохолдинг индустриальные активы», АО «Невский завод», АО «Уральский турбинный завод», ОКБ им. А. Люльки – филиал ПАО «ОДК-УМПО».

С использованием разработанных решений и методик разработаны и изготовлены более 20 паровых турбин для тепловых электростанций общей мощностью более 1500 МВт, более 150 ГТУ мощностью 32 и 16 МВт для привода компрессорного оборудования в системе транспортировки природного газа. Совокупная стоимость поставленного на предприятия ТЭК России оборудования составила 53,2 млрд руб., а налоговые отчисления – 5,3 млрд руб. Программа локализации ГПА-32 «Ладога» обеспечила сохранение 1663 рабочих мест.