ОПТИМИЗАЦИЯ МАССОГАБАРИТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК И УНИФИКАЦИЯ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ СИСТЕМЫ РЕГЕНЕРАЦИИ ТУРБОУСТАНОВОК АЭС

© 2024 г. Е. Н. Кулаков^{а,} *, Ю. Г. Сухоруков^а, Д. Г. Соенко^b, И. Е. Вихарев^b, С. Б. Есин^a, Ф. А. Святкин^a, К. А. Григорьев^a, А. В. Попов^a

^аНаучно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И.И. Ползунова (НПО ЦКТИ), Атаманская ул., д. 3/6, Санкт-Петербург, 191167 Россия

^bAO "Атомэнергопроект", Бакунинская ул., д. 7, Москва, 105082 Россия

*e-mail: KulakovEN@ckti.ru Поступила в редакцию 11.08.2023 г. После доработки 21.11.2023 г. Принята к публикации 29.11.2023 г.

При проектировании новых АЭС важно обеспечить экономически эффективное производство электроэнергии с соблюдением требований безопасности, надежности и защиты окружающей среды. Одним из направлений решения этой задачи является совершенствование оборудования АЭС. в частности поиск наиболее подходящих технических решений для регенеративных подогревателей высокого и низкого давления (ПВД и ПНД) паротурбинной установки (ПТУ). Оптимизация недогрева воды до температуры насыщения греющего пара (далее недогрева) в ступенях регенерации ПТУ позволяет повысить мощность энергоблока или уменьшить металлоемкость подогревателей в зависимости от ожидаемых экономических показателей АЭС, что приводит к снижению расчетной стоимости вырабатываемой электроэнергии. Унификация подогревателей даст возможность упростить процессы проектирования, изготовления, ремонта и транспортировки серийного теплообменного оборудования, усовершенствовать компоновку машинного зала, уменьшить затраты на разработку оборудования. В статье приведены результаты расчетов технико-экономических показателей теплообменного оборудования системы регенерации ПТУ типа К-1200-6.8/50 ЛМЗ, сделаны выводы о возможности поиска предпочтительного решения по критерию годового экономического эффекта. Особенность используемой методики – определение наиболее целесообразных значений недогревов воды в поверхностных подогревателях системы регенерации ПТУ в зависимости от условий эксплуатации, ситуации на рынке электроэнергии и оборудования, а также экономической политики. Показана возможность повышения экономической эффективности энергоблока путем оптимизации массогабаритных характеристик и унификации теплообменного оборудования системы регенерации. Дополнительный экономический эффект может быть получен при использовании подогревателей камерного типа в горизонтальном исполнении, совмешающих в одном корпусе две ступени нагрева. Перспективным является вариант компоновки, при котором вся группа ПНД представлена унифицированными аппаратами поверхностного типа в горизонтальном исполнении, размещенными в патрубке конденсатора тихоходной ПТУ.

Ключевые слова: АЭС, турбоустановка, система регенерации, подогреватель низкого давления, подогреватель высокого давления, оптимизация параметров, унификация, экономическая эффективность **DOI:** 10.56304/S0040363624050072

Оптимизация технико-экономических показателей теплообменного оборудования системы регенерации турбоустановок АЭС позволяет снизить расчетную стоимость вырабатываемой электроэнергии при минимальных затратах на проектирование. Поиск подходящих решений для теплообменного оборудования при использовании традиционных технических методик не требует большого количества расчетных и экспериментальных исследований, в отличие, например, от изучения способов совершенствования проточных частей турбин. Для оптимизации системы регенерации достаточно подобрать необходимые массогабаритные характеристики ПВД и ПНД.

Современный подход к проектированию систем регенерации отечественных турбоустановок АЭС заключается в выборе одинакового значения недогрева воды δt для всех подогревателей, обычно оно составляет 2°С. В ряде нормативных документов, например в [1], рекомендуется использовать значения δt на уровне 3°С и более. Институт теплообмена США (HEI) регламентирует недогрев $\delta t = 1.1^{\circ}$ С для подогревателей без зон снятия перегрева и охлаждения конденсата [2]. Принятые при проектировании одинаковые значения δt не всегда могут оказаться оптимальными, как и определенные по ним площади поверхностей нагрева аппаратов, в том числе площади зон конденсации пара и охлаждения конденсата. По расчетам [3] для коллекторно-ширмовых подогревателей системы регенерации ПТУ К-1200-6.8/50 были получены оптимальные значения δt в пределах от 0.5 до 3.2°С.

Оптимизация недогрева δt дает возможность повысить мощность энергоблока или уменьшить металлоемкость подогревателей в зависимости от ожидаемых экономических показателей энергоблоков АЭС, что в итоге приводит к снижению расчетной стоимости производимой электроэнергии. Унификация подогревателей позволяет упростить и удешевить процессы проектирования, изготовления, ремонта и транспортировки серийного теплообменного оборудования, сделать компоновку машинного зала менее сложной. Оба направления поиска наиболее подходящих технических решений способствуют повышению конкурентоспособности отечественного оборудования на внешнем рынке.

Целью настоящей работы являлась оценка возможностей улучшить технико-экономические характеристики регенеративных подогревателей путем проведения оптимизационных исследований на стадии проектирования. В качестве объектов исследований были выбраны камерные ПВД и ПНД системы регенерации современной ПТУ типа K-1200-6.8/50 ЛМЗ.

МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ

Для того чтобы подобрать теплообменное оборудование турбоустановок АЭС с требуемыми характеристиками, применяют различные методики, описание особенностей которых и результаты расчетных оценок по ним приведены в [3–8].

В настоящей работе для оценки экономической эффективности оптимизации массогабаритных показателей оборудования использовались критерий годового экономического эффекта ΔЭ и комплексный параметр *X*.

Критерий $\Delta \Im -$ годовой экономический эффект от оптимизации АЭС, являющийся одним из широко применяемых параметров оптимизации (наряду с нормированной стоимостью электроэнергии, приведенными годовыми затратами, чистым дисконтированным доходом и др.). Поиск оптимальной площади теплообменной поверхности регенеративного подогревателя заключается в нахождении такого расчетного значения недогрева δt , которое обеспечивало бы

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА № 5 2024

максимальный годовой экономический эффект ΔЭ для энергоблока:

$$0 < \Delta \Im = Q_{\rm p} \Delta \eta h \mathcal{C}_{\Im} - a_{\rm r} \Delta K \to \max, \qquad (1)$$

где Q_p — тепловая мощность реактора, кВт; $\Delta \eta$ — изменение КПД нетто энергоблока относительно базового варианта; h — число часов использования установленной мощности энергоблока, ч/год; С_э — расчетная стоимость электроэнергии энергоблока в базовом варианте (LCOE), руб/(кВт · ч); a_r — коэффициент ежегодных отчислений, 1/год; ΔK — изменение затрат на оборудование по сравнению с базовым вариантом, вычисляется с учетом расчетных недогревов и стоимости аппаратов, руб.

С помощью параметра *X* учитывается неопределенность экономических условий создания и эксплуатации АЭС (на период до 60 лет). В параметре заложены такие характеристики, как цены на оборудование, капитальные затраты на энергоблок, коэффициент использования установленной мощности (КИУМ), ставки дисконтирования и др.

При настройке расчетной модели граничные значения X устанавливают произвольно для зоны наиболее вероятных экономических условий, что подробно рассмотрено в [6] на примере техникоэкономической оптимизации параметров тепловой схемы и характеристик теплообменного оборудования системы регенерации перспективной тихоходной ПТУ К-1200-6.8/25.

Изменяя значения X, можно изучать влияние экономических факторов на оптимальные значения параметров тепловой схемы ПТУ. Малым значениям X соответствуют высокие капитальные затраты на энергоблок и низкая удельная стоимость теплообменного оборудования, большим значениям X — наоборот. Разнонаправленное влияние этих показателей на параметр X обусловлено тем, что чем выше стоимость энергоблока AЭС, тем более эффективное оборудование целесообразно на нем использовать. В настоящем исследовании для зоны наиболее вероятных экономических условий был принят диапазон значений X от 1.5 до 3.5.

Расчетная модель состоит из двух блоков: решение системы уравнений материального и теплового балансов в узлах тепловой схемы ПТУ, которое дополнено зависимостью технико-экономических показателей установки от изменения площади теплообменной поверхности оборудования. Относительно недогрева б*t* задача решается с шагом 0.1°C.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Комбинированная система регенерации ПТУ К-1200-6.8/50 включает в себя четыре ступени ПНД и две ПВД. Подогреватель ПНД-1 выполнен в четырех корпусах (по количеству цилиндров низкого давления), встроенных в переходные патрубки ЦНД; ПНД-2 (смешивающего типа), ПНД-3 и ПНД-4 – аппараты в однокорпусном исполнении, ПВД-5 и ПВД-6 – в двухкорпусном исполнении. Подогреватели высокого давления выполнены с зоной охлаждения конденсата, а поверхностные ПНД – без нее.

Подборы значений недогрева δt отдельно для каждого ПВД и ПНД показали, что наиболее подходящее решение близко к примерно равным значениям площадей поверхностей нагрева

в зонах конденсации пара $F_{\text{КП}}^{\text{опт}}$ между ПВД-5 и ПВД-6, ПНД-3 и ПНД-4. Несмотря на кратное различие в тепловой мощности этих ступеней (рис. 1), максимальная разница в значениях $F_{\text{КП}}^{\text{опт}}$ составила 2% для ступеней ПВД и 6.3% для ПНД. При этом оптимальные значения δt различались не более чем на 1.7°С. Аналогичные результаты были получены и для ПТУ К-1200-6.8/25 [6].

На рис. 2 для примера представлены результаты расчетов, проведенных для группы ПВД, из которых следует, что при равных X оптимальные значения недогрева δt для ПВД-5 выше, чем для ПВД-6.

Теоретически, при равенстве тепловой мощности ступеней ПВД, оптимальной температуре питательной воды на входе в парогенератор и одинаковой стоимости аппаратов можно получить равные оптимальные недогревы. Однако в реально спроектированной проточной части цилиндра высокого давления, с выбранными по тем или иным соображениям давлениями в отборах, тепловые мощности ступеней нагрева могут существенно различаться (как это наблюдается в рассматриваемом примере). Кроме того, температура питательной воды за ПВД-6 влияет на среднюю температуру тепла, подводимого в термодинамический цикл. Это обусловливает влияние недогревов в регенеративных подогревателях на мощность турбоустановки и целевую функцию экономического эффекта $\Delta Э$. Поэтому решение стремится к некой "равновесной" оптимальной площади поверхности теплообмена, которая соответствует различным оптимальным недогревам, например к повышенному δt в ПВД-5 и пониженному в ПВД-6.

Полученные в настоящем исследовании результаты оптимизации *δt* по группе ПВД камерного типа качественно согласуются с результатами аналогичной оптимизации для ПВД коллекторноширмового типа, приведенными в [3].

Современные ПНД и ПВД камерного типа для отечественных ПТУ АЭС имеют высокую степень унификации (табл. 1–3). Поверхность теплообмена подогревателей выполняется из труб типоразмерами 16.0 \times 0.8 мм (ПНД) и 16.0 \times 1.4 мм (ПВД), трубы изготавливаются из коррозионностойкой стали марок 08Х18Н10Т, 08Х14МФ и 08Х14МФ-Ш. Корпуса подогревателей имеют унифицированные внутренние диаметры: 1800 мм (ПНД-1), 2600 мм (ПНД-3), 3000 мм (ПНД-4) и 2600 мм (ПВД). В качестве материала корпуса, водяной камеры и трубной доски применяется конструкционная качественная углеродистая сталь 20К и 22К.

Подогреватели ПНД-1 в горизонтальном исполнении спроектированы для установки в горловине конденсатора. Благодаря такому решению сокращается длина подводящих паропроводов, и, следовательно, уменьшаются гидравлические потери в тракте подачи пара в корпус аппарата, снижается вероятность поступления в него воздуха, а также освобождается место в турбинном цехе.

Рациональные конструктивные решения, принятые для горизонтальных ПНД-1, позволили улучшить такие показатели, как металлоемкость и компактность, по сравнению с референтными аппаратами вертикального исполнения. Так, например, суммарная масса трех горизонтальных



Рис. 1. Проектная тепловая мощность регенеративных подогревателей (с учетом количества корпусов) ПТУ К-1200-6.8/50 при номинальной нагрузке



Рис. 2. Зависимость оптимальных значений площади поверхности теплообмена $F_{K\Pi}^{O\Pi T}$ в подогревателях ПТУ К-1200-6.8/50 от недогревов δt и экономических условий (параметра X). 1 – ПВД-5; 2 – ПВД-6; 3 – исходное значение δt (до оптимизации), равное 2°C

ПНД-1, поставленных на АЭС "Куданкулам" (Индия) (ПТУ К-1000-5.9/50-2), равна 56.4 т, а вертикальных аппаратов ПН-1200-25-6-IA, установленных ранее в качестве ПНД-1 (3 шт.) в системе регенерации турбоустановки К-1000-5.9/25-2 ХТЗ на Балаковской АЭС с ВВЭР-1000, – 142.5 т [9, 10]; удельная металлоемкость сравниваемых аппаратов составляет 19.4 и 40.3 кг/м² соответственно. Диаметр горизонтального аппарата (1828 мм) меньше, чем вертикального (2050 мм).

Благодаря конструктивным решениям, принятым при разработке группы ПНД-3 и ПНД-4 в вертикальном исполнении, была уменьшена суммарная масса аппаратов энергоблока АЭС "Тяньвань" мощностью 1000 МВт (Китай) (ПТУ К-1000-5.9/50). В сравнении с суммарной массой референтных аппаратов, установленных на энергоблоке 1000 МВт Ровенской АЭС, выигрыш составил 106 т (с 242 до 136 т) [9, 10]. Это снижение достигнуто вследствие применения П-образных труб вместо прямых, уменьшения диаметра корпуса с 3480 до 2628 мм для ПНД-3 и до 3056 мм для ПНД-4, а также упразднения "плавающей" водяной камеры. Удельная металлоемкость новых аппаратов уменьшилась по сравнению с прототипами почти в 2 раза: с 37.9 до 23 ± 1.6 кг/м² [11].

Сопоставление группы камерных подогревателей вертикального исполнения (например, ПВД для АЭС "Тяньвань") с ранее применявшимися коллекторно-спиральными аппаратами (ти-

Показатели	Турбоустановка					
Показатель	K-1000-5.9/50	K-1000-5.9/50-2	K-1200-6.8/50			
Площадь поверхности теплообмена, м ²	793	971	888			
Недогрев δt , °С	3	2.8	2			
Габаритные размеры, мм:						
длина	9530	11 427	11 540			
диаметр корпуса	1828	1828	1832			
Масса сухого аппарата, т	17.0	18.8	21.6			
Удельная металлоемкость, кг/м ²	21.4	19.4	24.3			
Количество аппаратов	4	3	4			
на турбоустановку, шт.						

Таблица 1. Характеристики ПНД-1 энергоблоков АЭС мощностью 1000 и 1200 МВт

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА № 5 2024

КУЛАКОВ и др.

	Турбоустановка						
Показатель	K-1000-5.9/50		K-1000-5.9/50-2		K-1200-6.8/50		
	ПНД-3	ПНД-4	ПНД-3	ПНД-4	ПНД-3	ПНД-4	
Площадь поверхности теплообмена, м ²	2440	3570	2440	3570	2800	3920	
Недогрев δ <i>t</i> , °С	2.2	2.8	2.9	2.9	2.0	2.0	
Габаритные размеры, мм:							
высота	10200	11 500	10200	11 500	11 2 5 0	12350	
диаметр корпуса	2628	3056	2628	3056	2628	3056	
Масса сухого аппарата, т	60	76	58	77	57	81	
Удельная металлоемкость, кг/м ²	24.6	21.3	23.9	21.6	20.4	20.8	

Таблица 2. Характеристики ПНД-3 и ПНД-4 турбоустановок АЭС мощностью 1000 и 1200 МВт

Таблица 3. Характеристики ПВД турбоустановок АЭС мощностью 1000 и 1200 МВт

	Турбоустановка						
Показатель	K-1000-5.9/50		K-1000-5.9/50-2		K-1200-6.8/50		
	ПВД-5	ПВД-6	ПВД-5	ПВД-6	ПВД-5	ПВД-6	
Площадь поверхности теплообмена, м ² :							
общая	2470		2256		3129	2047	
зоны охлаждения конденсата	135.5	66.3	135.5	66.3	646	130	
Недогрев δ <i>t</i> , °С	1.6	2.0	1.5	1.6	2.0	2.0	
Габаритные размеры, мм:							
высота	10170		9600		12500	9600	
диаметр корпуса	2690						
Масса сухого аппарата, т	115	114	109.4	109.3	134	110	
Удельная металлоемкость, кг/м ²	46.6	46.2	48.5	48.5	42.8	53.7	

па ПВ-2500-97-18А, ПВ-2500-97-28А) для энергоблоков 1000 МВт показывает, что первые имеют улучшенные технико-экономические показатели при примерно равных значениях площади поверхности теплообмена: недогрев питательной воды в камерных ПВД не превышает 2°С, а в коллекторно-спиральных достигает 6°С [11]; гидравлическое сопротивление приблизительно в 4 раза ниже; диаметр корпуса меньше на 600 мм, а высота — почти на 4 м; масса камерного аппарата не превышает 115 т, а коллекторно-спирального достигает 170 т [10].

В суммарной массе комплекта камерных подогревателей для ПТУ К-1200-6.8/50 на долю ПВД приходится почти 70%. Улучшение характеристик этих аппаратов может дать ощутимый эффект.

В настоящей работе рассмотрены два варианта оптимизации параметров ПВД с унификацией оборудования: полной, когда в аппаратах обеих ступеней площади поверхностей теплообмена в зонах конденсации пара и охлаждения конденсата идентичны, и частичной, когда общая площадь поверхностей теплообмена в аппаратах одинакова, а в зонах конденсации пара и охлаждения конденсата различна (рис. 3). В обоих вариантах диаметр корпуса, конфигурация пучка, сортамент, количество трубок и их суммарная длина одинаковы.

Для ступеней ПНД-3 и ПНД-4, несмотря на существенное различие в тепловой мощности, возможна полная унификация, так как значения

 $F_{\rm K\Pi}^{\rm OIIT}$ при отсутствии зон охлаждения конденсата и удельная стоимость аппаратов примерно одинаковы.

Количественная оценка полного экономического эффекта от применения унифицированных ПВД и ПНД с оптимизированными площадями поверхностей теплообмена затруднительна ввиду влияния унификации на различные этапы жизненного цикла оборудования – от проектирования и изготовления до ремонта и обслуживания. В проведенных исследованиях эффективность вариантов оценивалась с помощью целевой функции оптимизации $\Delta Э$, при этом учитывалось

ОПТИМИЗАЦИЯ МАССОГАБАРИТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК



Рис. 3. Схема полной (*a*) и частичной (*б*) унификации трубных пучков ПВД. КП – зона конденсации пара; ОК – зона охлаждения конденсата



Рис. 4. Зависимость комплекса ∆Э/(С_э h) от параметра X для ПТУ К-1200-6.8/50. 1 — оптимизация параметров, индивидуальная для каждого подогревателя; 2 — частичная оптимизация параметров; 3 — полная унификация параметров поверхностных подогревателей

и наличие возможных преимуществ серийного унифицированного оборудования.

Согласно расчетным оценкам для паротурбинной установки К-1200-6.8/50, все варианты оптимизации и унификации подогревателей дают положительный эффект по сравнению с базовым вариантом вне зависимости от внешних условий (рис. 4). Наилучший результат показал вариант с отдельным подбором параметров для каждой ступени регенерации (кривая *I*). Низкая эффективность варианта полной унификации в группах подогревателей (кривая *3*) связана с требованием идентичности конструкций, в результате чего зона охлаждения конденсата в дорогостоящем ПВД-6 получилась избыточной, а в ПВД-5 – недостаточной, что отразилось на стоимости аппаратов и КПД термодинамического цикла. Вариант с частичной унификацией (кривая *2*) мало отличается от варианта поступенчатой оптимизации подогревателей, и с учетом отмеченных ранее преимуществ унификации его можно рассматривать как приоритетный. В области экономических

27

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА № 5 2024



Рис. 5. Экономический эффект от применения оптимизированных и частично унифицированных подогревателей (параметр *X*) для ПТУ К-1200-6.8/50 при $C_9 = 4$ руб/(кВт · ч), КИУМ = 85%, сроке эксплуатации 60 лет и ставке дисконтирования 5% (*I*), 7.5% (*2*) и 10% (*3*)



Рис. 6. Компоновка группы ПВД традиционного (*a*), оптимизированного и унифицированного (*б*) исполнений (вид сбоку)



Рис. 7. Компоновка группы ПВД традиционного (*a*), оптимизированного и унифицированного (*б*) исполнений (изометрия)

условий с высокой стоимостью электроэнергии $(X \le 1.5)$ эффективность всех вариантов возрастает, а различия становятся незначительными.

Рациональность создания унифицированных подогревателей с оптимизированными недогревами подтверждается опытом зарубежных турбостроительных компаний. Они устанавливают различные значения недогревов в группе ПВД и используют корпуса близкие по форме и размерам (прежде всего примерно равные по длине) для подогревателей разной тепловой мощности [12, 13].

Для текущих условий финансирования строительства и эксплуатации новых энергоблоков АЭС в России [14] ожидаемый суммарный экономический эффект от реализации варианта оптимизации с частичной унификацией теплообменного оборудования ПТУ К-1200-6.8/50, оцененный для зоны наиболее вероятных экономических усло-

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА № 5 2024



Рис. 8. Вариант компоновки группы ПНД в патрубке конденсатора [14]. *1*-4 – номера ступеней подогрева; 5 – конденсатор

вий, варьируется в зависимости от ставки дисконтирования в пределах от 70 до 300 млн руб. (рис. 5).

Дополнительный экономический эффект может быть получен при использовании инновационных конструкций и компоновок регенеративных подогревателей. Например, горизонтальное расположение трубных пучков по сравнению с вертикальным повышает коэффициент теплоотдачи при конденсации пара на 5–8% [15]. Это позволяет уменьшить площадь поверхности теплообмена и, соответственно, габаритные размеры аппарата, а при тех же габаритных размерах снизить недогревы. Экономичность ПТУ повышается в обоих вариантах.

Значительная часть зарубежных регенеративных подогревателей выполняется с горизонтальным расположением U-образных трубных пучков. Такие аппараты обеспечивают стабильный уровень конденсата и удобны в компоновке трубопроводов, но занимают бо́льшую площадь при установке их около турбины [3].

В НПО ЦКТИ ведутся разработки горизонтальных ПВД камерного типа, в одном корпусе которых будут совмещены две ступени нагрева [16]. В качестве примера на рис. 6, 7 представлены компоновки группы вертикальных камерных ПВД, имеющих разные длины корпуса, высоты подвода паропроводов греющего пара, неоптимальные недогревы, и для сравнения группы горизонтальных оптимизированных и унифицированных совмещенных ПВД с симметричной конструкцией и системой обвязки подводящими и отводящими трубопроводами.

Как показали оценочные проработки, выполненные для тихоходных турбин с двумя ШНД. перспективным является вариант компоновки, при котором вся группа ПНД представлена унифицированными аппаратами поверхностного типа в горизонтальном исполнении, размещенными в патрубке конденсатора (рис. 8). Аналогичное решение по компоновке группы ПНД использует фирма Mitsubishi Heavy Industries, Ltd [13]. Реализация данной идеи позволит улучшить техникоэкономические показатели энергоблоков АЭС и повысить конкурентоспособность технологии ВВЭР на внешнем рынке.

выводы

1. В результате расчетных исследований получены оптимальные значения недогревов воды до температуры насыщения в поверхностных подогревателях системы регенерации ПТУ К-1200-6.8/50 в зависимости от экономических условий создания и эксплуатации энергоблока.

2. Возможна полная унификация пучков поверхностей нагрева смежных ступеней (для ПНД-3. ПНД-4) с разными по плошали зонами охлаждения конденсата (для группы ПВД) даже при кратной разнице в тепловой мощности аппаратов.

3. Целесообразно продолжать разработки горизонтальных совмещенных ПВД камерного типа для перспективных тихоходных ПТУ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1. PTM 108.271.23-84. Расчет и проектирование поверхностных подогревателей высокого и низкого давления. Л.: НПО ЦКТИ, 1987.
- 2. Современный уровень и тенденции в проектировании и эксплуатации подогревателей высокого и низкого давления паровых турбин ТЭС и АЭС в России и за рубежом. Часть 1. Типы и конструкции подогревателей / Ю.М. Бродов, К.Э. Аронсон, А.Ю. Рябчиков, М.А. Ниренштейн, И.Б. Мур-манский, Н.В. Желонкин // Теплоэнергетика. 2020. № 10. C. 5-19.

https://doi.org/10.1134/S0040363620100021

3. Шамароков А.С., Зорин В.М., Дай Ф.К. Методика оптимизации минимальных температурных напоров в подогревателях системы регенерации паротурбинной установки // Теплоэнергетика. 2016. № 3. C. 25–33.

https://doi.org/10.1134/S0040363616020089

- 4. Харитонов В.В., Костерин Н.Н. Критерии окупаемости инвестиций в ядерную энергетику // Изв. вузов. Ядерная энергетика. 2017. Т. 2. С. 157-168. https://doi.org/10.26583/npe.2017.2.15
- 5. Критерии оптимизации технических решений АЭС / Ю.Г. Сухоруков, П.А. Кругликов, Ю.В. Смолкин,

Е.Н. Кулаков // Атомная энергия. 2021. Т. 131. Вып. 4. С. 223-227.

- 6. Технико-экономическая оптимизация параметров системы регенеративного подогрева питательной воды турбоустановок АЭС с ВВЭР / Е.Н. Кулаков, В.А. Дуб, Ю.В. Смолкин, А.Н. Коваленко // Теплоэнергетика. 2022. № 5. С. 40-48. https://doi.org/10.1134/S0040363622050022
- 7. Кулаков Е.Н., Попов А.В., Кругликов П.А. Оптимизация параметров системы поллержания температуры воды на входе парогенератора энергоблока с реактором БРЕСТ-ОЛ-300 // Технологии обеспечения жизненного цикла ядерных энергетических установок. 2021. № 3 (25). С. 23-35. https://doi.org/10.52069/2414-5726 2021 3 25 23
- 8. Повышение эффективности использования тепла конденсата пароперегревателей турбоустановок новых и действующих АЭС / Е.Н. Кулаков, В.Д. Гаев, Г.И. Казаров, Ю.Г. Сухоруков, А.В. Попов // Теплоэнергетика. 2023. № 1. С. 30-39.
- 9. Справочник по теплообменным аппаратам паротурбинных установок / Ю.М. Бродов, К.Э. Аронсон, А.Ю. Рябчиков, М.А. Ниренштейн; под общ. ред. Ю.М. Бродова. М.: Издательский дом МЭИ, 2016.
- 10. Теплообменное оборудование паротурбинных установок: отраслевой каталог. В 2-х ч. М.: ЦНИИТЭИтяжмаш. 1989.
- 11. Теплообменное оборудование отечественных турбоустановок АЭС / В.Ф. Ермолов, М.П. Белоусов, А.С. Гиммельберг, Г.В. Григорьев, Н.Н. Трифонов // Теплоэнергетика. 2003. № 2. С. 31-37.
- 12. Носанкова Л.В., Бурчева А.В. Особенности и отличия компоновки здания турбины АЭС-2006 с турбинами ОАО "Силовые машины" и ООО "Альстом Атомэнергомаш" на примере БтАЭС. [Электрон. ресурс.] http://www.gidropress.podolsk.ru/files/proceedings/ kms2012/documents/kms2012-032.pdf (Дата обрашения: 10.11.2023.)
- 13. Nuclear Turbine Plant: Catalogue. Mitsubishi Heavy Industries, Ltd. [Электрон. pecypc.] https://power.mhi.com/catalogue/pdf/nuclear turbine.pdf (Дата обращения: 20.11.2023.)
- 14. Предложение о размере цен (тарифов), долгосрочных параметров регулирования на 2021 год АО "Концерн Росэнергоатом". [Электрон. ресурс.] https://www.rosenergoatom.ru/upload/iblock/b69/b69622e1a7ccb0b4b8807ce3e4eff637. pdf.
- 15. Мигай В.К. Моделирование теплообменного энергетического оборудования. М.: Энергоатомиздат, 1987.
- 16. Анализ и выбор конструкции ПВД для АЭС нового поколения с реакторной установкой БН-1200 / А.Ю. Юрченко, Ю.Г. Сухоруков, Н.Н. Трифонов, Е.Б. Григорьева, С.Б. Есин, Ф.А. Святкин, Е.К. Николаенкова, П.Ю. Приходько, В.В. Назаров // Теплоэнергетика. 2016. № 9. С. 36-43. https://doi.org/10.1134/S0040363616090083

Optimization of Weight and Size Characteristics and Unification of Heaters of the Regeneration System of NPP Turbine Units

E. N. Kulakov^{*a*, *}, Yu. G. Sukhorukov^{*a*}, D. G. Soenko^{*b*}, I. E. Vikharev^{*b*}, S. B. Esin^{*a*}, F. A. Svyatkin^{*a*}, K. A. Grigoriev^{*a*}, and A. V. Popov^{*a*}

^a Polzunov Scientific and Production Association for the Research and Design of Power Equipment (NPO TsKTI), St. Petersburg, 191167 Russia

> ^b AO Atomenergoproekt, Moscow, 105082 Russia *e-mail: KulakovEN@ckti.ru

Abstract—When designing new nuclear power plants, it is important to ensure cost-effective electricity production while complying with safety, reliability, and environmental protection requirements. One of the directions for solving this problem is to improve the equipment of nuclear power plants, in particular the search for the most suitable technical solutions for regenerative high- and low-pressure heaters (HPH and LPH) of steam turbine units (STU). Optimization of subheating of water to the saturation temperature of the heating steam (hereinafter referred to as subcooling) in the STU regeneration stages makes it possible to increase the power of the power unit or reduce the metal intensity of the heaters, depending on the expected economic indicators of the nuclear power plant, which leads to a reduction in the estimated cost of generated electricity. Unification of heaters will make it possible to simplify the processes of design, manufacturing, repair, and transportation of serial heat-exchange equipment, improve the layout of the machine room, and reduce equipment development costs. The article presents the results of calculations of the technical and economic indicators of the heat-exchange equipment of the STU regeneration system type K-1200-6.8/50 LMZ, and draws conclusions about the possibility of finding a preferable solution based on the criterion of annual economic effect. A special feature of the methodology used is the determination of the most appropriate values of water subheating in surface heaters of the STU regeneration system, depending on operating conditions, the situation on the electricity and equipment market, as well as economic policy. The possibility of increasing the economic efficiency of the power unit by optimizing the weight and size characteristics and unifying the heat-exchange equipment of the regeneration system is shown. An additional economic effect can be obtained by using chamber-type heaters in a horizontal design, combining two heating stages in one housing. A promising layout option is that in which the entire LPH group is represented by unified surface-type devices in a horizontal design located in the condenser branch pipe of a low-speed STU.

Keywords: Nuclear power plant, turbine unit, regeneration system, low-pressure heater, high-pressure heater, optimization of parameters, unification, economic efficiency