

На правах рукописи



Хусаинов Кирилл Русланович

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ
ПАРОГАЗОВОЙ ТЭС ЗА СЧЕТ ПРОМЕЖУТОЧНОГО
ПЕРЕГРЕВА ВОДЯНОГО ПАРА**

**05.14.14 - Тепловые электрические станции,
их энергетические системы и агрегаты**

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Иваново 2017

Работа выполнена на кафедре «Тепловые электрические станции» федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Самарский государственный технический университет»

Научный руководитель:

доктор технических наук, профессор **Кудинов Анатолий Александрович**

Официальные оппоненты:

Ковальногов Владислав Николаевич – доктор технических наук, профессор, ФГБОУ ВО «Ульяновский государственный технический университет», заведующий кафедрой «Тепловая и топливная энергетика»

Буданов Виталий Александрович – кандидат технических наук, доцент, ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», доцент кафедры «Паровые и газовые турбины»

Ведущая организация: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Саратовский государственный технический университет имени Ю.А. Гагарина», г. Саратов.

Защита состоится « 6 » октября 2017 г. в 13-00 на заседании диссертационного совета Д 212.064.01 при ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина» по адресу: 153003, г. Иваново, ул. Рабфаковская, 34, корпус «Б», аудитория 237.

Отзывы на автореферат в двух экземплярах, заверенные печатью организации, просим направлять по адресу: 153003, г. Иваново, ул. Рабфаковская, 34. Учёный совет ИГЭУ. Тел.: (4932) 38-57-12, 26-98-61, факс: (4932) 38-57-01. E-mail: uch_sovet@ispu.ru.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Ивановского государственного энергетического университета.

Текст диссертации размещен http://ispu.ru/files/Dissertaciya_Husainov_KR.pdf .

Автореферат размещен на сайте ИГЭУ www.ispu.ru .

Автореферат разослан « » _____ 2017 г.

Учёный секретарь
диссертационного совета Д 212.064.01,
доктор технических наук, доцент



Бушуев
Евгений Николаевич

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы диссертационной работы. Энергетической стратегией Российской Федерации на период до 2030 г. в области отечественной энергетики предусматривается строительство и ввод в эксплуатацию на тепловых электрических станциях (ТЭС) парогазовых установок утилизационного типа (ПГУ-У). Одной из приоритетных задач совершенствования ПГУ-У является повышение абсолютного электрического коэффициента полезного действия (КПД) паровых турбин, который составляет 33–36 % из-за отсутствия системы регенерации и невысоких начальных параметров водяного пара. Повышение тепловой экономичности паротурбинных установок достигается за счет промежуточного перегрева водяного пара, частично отработавшего в проточной части турбины. Не менее существенная по степени важности задача – повышение КПД газотурбинной установки (ГТУ), который не превышает 38 – 40 % в основном из-за повышенного расхода энергии на привод турбокомпрессора.

Учитывая изложенное, разработка технологий совершенствования парогазовых ТЭС путем применения промежуточного перегрева водяного пара, частично отработавшего в паровой турбине ПГУ, является актуальной задачей в области теплоэнергетики как в научном, так и в практическом отношении.

Актуальность темы диссертации подтверждается ее соответствием приоритетному направлению развития науки, технологии и техники в Российской Федерации «Энергоэффективность, энергосбережение, ядерная энергетика» (указ Президента РФ № 899 от 07.07.2011), критической технологии «Технологии энергоэффективного производства и преобразования энергии на органическом топливе».

Степень разработанности темы. В настоящее время исследования отечественных и зарубежных ученых в этой области посвящены повышению эффективности ПГУ за счет промежуточного перегрева водяного пара в зоне высоких температур трехконтурного котла-утилизатора. Разработаны соответствующие методики расчетов и рекомендации, согласно которым эффективным является отбор водяного пара на вторичный перегрев после цилиндра высокого давления паровой турбины. Однако опубликованные данные не позволяют судить о возможности применения промежуточного перегрева водяного пара в двухконтурных ПГУ, а также полезного использования других источников теплоты в комбинированном цикле с целью осуществления промежуточного перегрева водяного пара. Кроме того, отсутствуют данные, характеризующие влияние двукратного промежуточного перегрева водяного пара на экономичность ПГУ утилизационного типа с трехконтурным котлом-утилизатором.

Цель диссертационной работы заключается в повышении эффективности работы парогазовой установки утилизационного типа путем применения промежуточного перегрева водяного пара, частично отработавшего в паровой турбине,

и общих рекомендаций по использованию промежуточного перегрева водяного пара на парогазовых ТЭС.

Для достижения поставленной цели в диссертационной работе сформулированы и решены следующие **задачи исследования**:

- выполнены обзор литературы и анализ разработок отечественных и зарубежных ученых по тематике использования промежуточного перегрева водяного пара в ПГУ-У, проведен анализ факторов, влияющих на эффективность работы ПГУ-У;
- разработаны новые способы работы и перспективные тепловые схемы парогазовых ТЭС с промежуточным перегревом водяного пара, частично отработавшего в паровой турбине парогазовой установки утилизационного типа;
- разработана методика теплового расчета парогазовых установок с промежуточным перегревом водяного пара;
- проведен эксергетический анализ газотурбинной и паротурбинной установок двух- и трехконтурных ПГУ-У с промежуточным перегревом водяного пара;
- выполнен технико-экономический анализ и дана оценка эффективности разработанных новых перспективных тепловых схем ПГУ-У с промежуточным перегревом водяного пара;
- разработаны общие рекомендации по размещению промежуточного пароперегревателя в тепловых схемах ТЭС, работающих по парогазовому циклу.

Научная новизна

1. Предложены и научно обоснованы новые тепловые схемы парогазовых установок с промежуточным перегревом водяного пара в хвостовой части котла-утилизатора после камеры дополнительного сжигания топлива (патент на изобретение РФ № 2611138) и в камере сгорания газотурбинной установки (патент на изобретение РФ № 2605879), обеспечивающие повышение эффективности работы ПГУ.

2. Разработана методика теплового расчета двухконтурной парогазовой установки утилизационного типа с промежуточным перегревом водяного пара в котле-утилизаторе и в камере сгорания газотурбинной установки с учетом влияния температуры наружного воздуха и изменения расходов пара.

3. Получены новые расчетные данные, характеризующие эффективность различных вариантов применения промежуточного перегрева водяного пара в парогазовых установках утилизационного типа с котлами-утилизаторами двух и трех давлений.

Теоретическая значимость работы

Разработанные новые тепловые схемы и способы работы парогазовых установок электростанций с вторичным перегревом водяного пара позволяют повысить эффективность работы ПГУ-У и могут быть использованы на парогазовых ТЭС с целью увеличения отпускаемой электрической энергии и повышения тепловой экономичности станции в целом.

Представленная в работе методика расчета тепловых схем ПГУ с промежуточным перегревом водяного пара позволяет на основе численного исследования получать новые расчетные данные, характеризующие эффективность применения промежуточного перегрева водяного пара в парогазовых установках утилизационного типа с котлами-утилизаторами двух и трех давлений.

Практическая значимость работы

Полученные в диссертационной работе результаты могут быть использованы проектными и научно-исследовательскими организациями при разработке новых схемных решений и схем технического перевооружения существующих парогазовых ТЭС. Методика расчета тепловых схем ПГУ с промежуточным перегревом водяного пара используется при выполнении научно-исследовательских работ, проводимых на кафедре «Тепловые электрические станции» ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет».

Результаты диссертационной работы рекомендованы к внедрению филиалом «Самарский» ПАО «Т Плюс» и внедрены в учебный процесс на кафедре «Тепловые электрические станции» ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет» при чтении курсов «Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях», «Газотурбинные и парогазовые установки ТЭС» для студентов и «Парогазовые и газотурбинные энергетические установки» для магистрантов в СамГТУ.

Достоверность и обоснованность результатов и выводов диссертационной работы обеспечиваются применением апробированных методов, основанных на фундаментальных законах технической термодинамики, теории тепло- и массообмена, математического моделирования и сертифицированного программного обеспечения; сходимостью результатов экспериментального обследования и данных теплотехнического расчета, патентной чистотой разработанных технических решений.

Методы исследований. В работе использованы методы вычислительной математики, технической термодинамики, теории тепло- и массообмена, технико-экономических расчетов в энергетике.

Положения, выносимые на защиту

1. Способы промежуточного перегрева водяного пара в двухконтурных парогазовых установках утилизационного типа: а) в хвостовой части котла-утилизатора; б) в камере сгорания ГТУ – в сопоставлении с вариантом расположения промежуточного пароперегревателя в зоне высоких температур котла-утилизатора.

2. Способ двукратного промежуточного перегрева водяного пара в парогазовой установке утилизационного типа с трехконтурным котлом-утилизатором;

3. Методики теплового расчета и эксергетического анализа работы ПГУ-У при различных способах промежуточного перегрева водяного пара.

4. Результаты численного исследования влияния температуры наружного воздуха на технико-экономические показатели работы двухконтурных и трехконтурных установок.

турным ПГУ с промежуточным перегревом водяного пара.

5. Результаты расчета энергетической и экономической эффективности работы ПГУ-У с промежуточным перегревом водяного пара и результаты численного исследования влияния изменения расхода водяного пара, генерируемого в контуре низкого давления котла-утилизатора, на КПД и мощность ПГУ-У.

6. Результаты научно-обоснованного выбора параметров водяного пара, отбираемого из части низкого давления паровой турбины, на промежуточный перегрев.

Личный вклад автора заключается в постановке задач исследования, разработке и обосновании принципов новых технических решений и методик расчета, проведении численных расчетов, обработке, анализе и обобщении результатов исследований, выработке практических рекомендаций, формулировке выводов и в подготовке основных публикаций по тематике исследования.

Апробация работы. Основные результаты работы докладывались и обсуждались на следующих научно-технических конференциях и семинарах: XX и XXI Международных научно-технических конференций студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика» (г. Москва, МЭИ, 2014, 2015 г.г.); XII Международной научно-технической конференции «Современные научно-технические проблемы теплоэнергетики. Пути решения» (г. Саратов, СГТУ, 2014г.); II Всероссийской научно-практической конференции (г. Кемерово, Кузбасский технический университет, 2015 г.); I Всероссийской научно-практической конференции «Введение в энергетiku» (г. Кемерово, КузГТУ, 2015 г.); Всероссийских научно-технических конференций «Наука. Технологии. Инновации» (г. Новосибирск, НГТУ, 2013, 2014, 2015 г.г.); III международном молодежном форуме «Интеллектуальные энергосистемы» (г. Томск, Томский политехнический университет, 2015 г.); VIII международной школе-семинаре молодых ученых и специалистов «Энергосбережение – теория и практика» (г. Москва, МЭИ, 2016 г.); XIII Международной научно-технической конференции «Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса» (г. Саратов, СГТУ, 2016 г.); VII Международной научно-технической конференции «Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности» (г. Ульяновск, 2017 г.).

Соответствие паспорту специальности. Работа соответствует паспорту специальности научных работников 05.14.14 – Тепловые электрические станции, их энергетические системы и агрегаты: *в части формулы специальности* – «...проблемы совершенствования действующих...технологий производства электрической энергии и тепла...»; *в части области исследования* – пункту 1: «Разработка научных основ методов расчета, выбора... параметров, ... режимов работы агрегатов, систем и тепловых электростанций в целом»; пункту 2: «Исследование и математическое моделирование процессов, протекающих в агрегатах, системах и общем цикле тепловых электростанций»; пункту 3: «Разработка, исследование, совершенствование действующих... технологий производства электрической энергии и тепла...».

Публикации. Основное содержание диссертации опубликовано в 25 печат-

ных работах, в том числе 8 работ в рецензируемых изданиях, рекомендованных ВАК РФ, 3 патента на изобретение РФ.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, четырех глав, выводов, списка литературы, включающего 127 наименований. Изложена на 151 странице машинописного текста, содержит 51 рисунок, 22 таблицы и 5 Приложений.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы исследования, сформулированы цель и задачи работы, приведены научная новизна и практическая значимость полученных результатов. Перечислены основные положения, выносимые на защиту, приведен перечень научно-технических конференций, на которых докладывались и обсуждались результаты диссертационного исследования.

Первая глава посвящена аналитическому обзору применения промежуточного перегрева водяного пара на парогазовых ТЭС. Проведен анализ тепловых схем ПГУ-У. Вопросами совершенствования газотурбинных и парогазовых технологий на ТЭС занимались многие ученые: Трухний А.Д., Фортон Е.В., Цанев С.В., Буров В.Д., Плачкова С.С., Ремезов А.Н., Зысин Л.В., Андрищенко А.И., Мошкарин А.В., Гольтман А.Э., Гохштейн Д.П., Засин В.А., Калина И.Д., Кириллов И.И., Корнеев М.И., Кудинов А.А., Кузьминский П.Д., Морозенко М.И., Петреня Ю.К., Щеглов А.Г., Ларин Е.А., Степанов И.Р. и др. Несмотря на это, некоторые вопросы, связанные с повышением тепловой экономичности ПГУ-У на ТЭС не рассматривались. В частности, отсутствуют исследования в области дальнейшего совершенствования ПГУ-У путем использования промежуточного перегрева водяного пара. На основании проведенного анализа научных работ сформулированы цель и основные задачи диссертационного исследования.

Во второй главе обосновывается применение промежуточного перегрева водяного пара в парогазовых установках утилизационного типа с двухконтурным котлом-утилизатором. При использовании промежуточного перегрева водяного пара повышаются КПД и мощность паровой турбины ПГУ за счет увеличения теплотерпада пара, срабатываемого в ее проточной части. При этом повышаются надежность и долговечность паровой турбины за счет снижения эрозионного износа лопаток ее последней ступени вследствие возрастания степени сухости водяного пара, что является дополнительным положительным эффектом.

Разработаны методики расчета тепловых схем ПГУ с промежуточным перегревом водяного пара. Тепловой расчет ПГУ-У проведен для различных температур наружного воздуха из диапазона: $t_{\text{нв}} = (-30...+30)^\circ\text{C}$.

Выполнено сопоставление параметров численного расчета и результатов натурного эксперимента для ПГУ-200 Сызранской ТЭЦ (табл. 1). Результаты проведенного сравнительного анализа подтверждают корректность теплотехнического расчета.

Таблица 1

Сравнение результатов данных экспериментального обследования и теплотехнического расчета (в знаменателе) ПГУ-200 Сызранской ТЭЦ

Расход топлива на ГТУ, кг/с	Мощность ГТУ, МВт	Расход питательной воды, кг/с	Расход пара ВД, кг/с	Расход пара НД, кг/с	Мощность ПГУ, МВт	Температура уходящих газов, °С
3,35	55,85	25,79/25,86	13,2/13,54	6,43/4,05	136,7/149,7	358
3,66	62,28	26,87/26,94	13,81/14,38	6,35/4,3	156,4/167,6	381
3,91	69,72	28,02/27,96	14,89/16,79	6,5/5,02	176/187,9	408
4,12	73,78	28,3/28,26	16,38/18,62	6,77/5,56	185,5/198,4	422
4,14	74,46	28,36/28,33	17,46/18,89	6,84/5,62	190,2/200,5	425
4,14	74,46	28,36/28,33	18,21/18,89	6,84/5,64	190,9/200,5	425

Расхождение данных натурного эксперимента и теплотехнического расчета при определении мощности ПГУ составляет от 5,03 – 9,51 %, что обусловлено не учетом влияния давления в барабане НД котла-утилизатора на расход пара НД и мощность ПГУ, а также отклонением значений мощности паровой турбины.

Выполнен комплексный анализ тепловой схемы ПГУ-450 Северо-Западной ТЭЦ г. Санкт-Петербурга на предмет выявления полезно не используемой или не утилизируемой теплоты с целью осуществления промежуточного перегрева водяного пара.

Разработаны и предложены к использованию два способа промежуточного перегрева водяного пара на двухконтурных парогазовых установках утилизационного типа с различным расположением промежуточного пароперегревателя (ПП): 1) в хвостовой части котла-утилизатора (КУ); 2) в камере сгорания ГТУ. Указанные схемы сопоставлены по показателям тепловой экономичности с вариантом расположения промежуточного пароперегревателя в зоне высоких температур котла-утилизатора.

При промежуточном перегреве водяного пара возрастает мощность паровой турбины ПГУ за счет увеличенного теплоперепада в проточной части ЦНД:

$$N_{\text{пт}}^* = 2D_0^{\text{ВД}} H_{\text{цвд}} + 2(D_0^{\text{ВД}} + D_0^{\text{НД}}) H_{\text{цнд}}^*, \quad (1)$$

где $D_0^{\text{ВД}}$, $H_{\text{цвд}}$, $D_0^{\text{НД}}$, $H_{\text{цнд}}^*$ – расходы и теплоперепады водяного пара высокого и низкого давления. Теплоперепад водяного пара в проточной части ЦНД определяется по формуле:

$$H_{\text{цнд}}^* = h_{\text{см}} - h_{\text{к}} = \frac{2D_0^{\text{ВД}} h_{\text{пп}} + 2D_0^{\text{НД}} h_0^{\text{НД}}}{2(D_0^{\text{ВД}} + D_0^{\text{НД}})} - h_{\text{к}}, \quad (2)$$

где $h_0^{\text{НД}}$, $h_{\text{пп}}$, $h_{\text{см}}$, $h_{\text{к}}$ – энтальпия пара низких параметров, после промежуточного пароперегревателя (ПП), перед проточной частью ЦНД и в конденсаторе паровой турбины.

При промежуточном (вторичном) перегреве водяного пара в зоне высоких температур котла-утилизатора энтальпия вторично перегретого водяного пара определяется из уравнения теплового баланса:

$$h_{\text{пар2}} = h_{\text{пар1}} + \frac{G_{\text{г}}^* (h_{\text{гт}}'' - h_{\text{пвд-пп}}'') - D_0^{\text{ВД}} (h_0^{\text{ВД}} - h_{\text{ивд}}'')}{D_{\text{пар}}}, \quad (3)$$

где $D_{\text{пар}} = D_0^{\text{ВД}}$, $h_{\text{пар}1}$, $h_{\text{пар}2}$, $h_{\text{ГТ}}$, $h_{\text{ПВД-ПП}}$, $h_{\text{ИВД}}$ – расход и энтальпия пара перед и после ПП, газов после газовой турбины, ПП и пароперегревателя высокого давления (ПВД), испарителя высокого давления (ИВД).

Для варианта промежуточного перегрева водяного пара в хвостовой части котла-утилизатора его КПД определяется из уравнения теплового баланса:

$$\eta_{\text{ку}} = \frac{[D_0^{\text{ВД}} h_0^{\text{ВД}} + D_0^{\text{ВД}} h_0^{\text{ВД}} - ((D_0^{\text{ВД}} + D_0^{\text{ВД}}) h_{\text{КПК}})] + [D_0^{\text{ВД}} (h_{\text{пар}2} - h_{\text{пар}1})] + [G_{\text{св}} (h_{\text{св}2} - h_{\text{св}1})]}{[G_{\text{Г}} (h_{\text{ГТ}} - h_{\text{КДСТ}})] + [(B_{\text{КДСТ}} (Q_{\text{Н}}^{\text{Р}} + h_{\text{ВДСТ}})) + (G_{\text{Г}} + B_{\text{КДСТ}}) (h_{\text{ПП}} - h_{\text{ГПСВ}})]}, \quad (4)$$

где $h_{\text{КДСТ}}$, $h_{\text{ПП}}$, $h_{\text{КПК}}$ – энтальпия газов перед и после камеры дополнительного сжигания топлива (КДСТ), турбинного конденсата перед котлом-утилизатором, $B_{\text{КДСТ}}$ – расход топлива в КДСТ, $Q_{\text{Н}}^{\text{Р}}$ – низшая теплота сгорания топлива.

Уравнение теплового баланса камеры сгорания ГТУ с учетом осуществления промежуточного перегрева водяного пара имеет вид:

$$G_{\text{В1}} h_{\text{ТК}}'' + B_{\text{Т}} (Q_{\text{Н}}^{\text{Р}} \eta_{\text{КС}} + h_{\text{Т}}) + G_{\text{В2}} h_{\text{ТК}}'' - D_{\text{пар}} (h_{\text{пар}2} - h_{\text{пар}1}) = G_{\text{Г}} h_{\text{ГТ}}'. \quad (5)$$

Из данного уравнения определяется температура вторично перегреваемого водяного пара ($t_{\text{пар}2}$) и величина снижения расхода атмосферного воздуха:

$$\Delta G_{\text{В}} = G_{\text{В2}} - G_{\text{В2}}^* = G_{\text{В}} - \frac{[G_{\text{В2}} h_{\text{ТК}}''] - [D_{\text{пар}} (h_{\text{пар}2} - h_{\text{пар}1})]}{h_{\text{ТК}}''}. \quad (6)$$

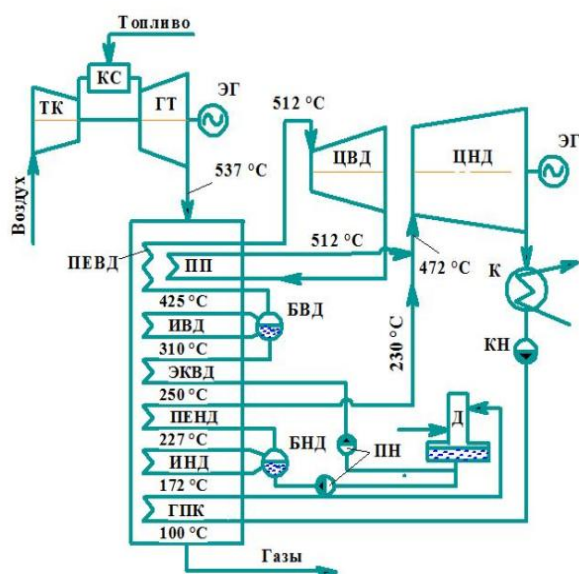


Рис. 1. Тепловая схема ПГУ-У с промежуточным перегревом водяного пара в зоне высоких температур котла-утилизатора

Здесь: $h_{\text{ТК}}''$ – энтальпия сжатого в турбокомпрессоре ГТУ воздуха, $B_{\text{Т}}$, $G_{\text{В1}}$, $G_{\text{В2}}$ – расходы топлива, первичного (вводимого в активную зону горения) и вторичного воздуха.

1. Промежуточный перегрев водяного пара в зоне высоких температур котла-утилизатора (рис. 1). Рассмотрены три варианта размещения ПП (рис. 2). Из условия обеспечения температуры вторичного перегрева водяного пара равной температуре «свежего» пара предпочтительнее ПП располагать параллельно основному пароперегревателю высокого давления.

При использовании промежуточного перегрева водяного пара КПД ПГУ-У возрастает на 2,47 % (с 51,1 до 53,57 %) по сравнению с вариантом работы ПГУ без

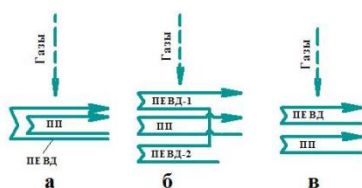
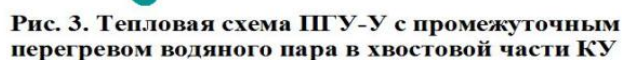


Рис. 2. Варианты размещения промежуточного пароперегревателя в зоне высоких температур КУ: а) параллельно ПВД; б) в рассечку ПВД; в) после ПВД по ходу движения газов

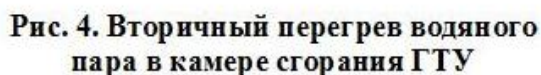
промперегрева. Удельный расход условного топлива снижается с 240,7 до 229,61 г/(кВт·ч). КПД котла-утилизатора повышается на 2,97 % (с 80,22 до 83,19 %) за счет снижения температуры уходящих газов с 114 до 100 °С. При этом уменьшается расход перегретого пара высоких параметров



С учетом повышения КПД паровой турбины данный метод промежуточного перегрева водяного пара позволяет повысить КПД парогазовой установки с 51,1 до 55,95 % (на 4,85 %). Удельный расход условного топлива (b_y) снижается с 240,7 до 219,84 г/(кВт·ч) (с учетом расхода топлива на КДСТ).

Достоинством данного способа является возможность регулирования температуры вторично перегреваемого пара путем изменения расхода топлива в КДСТ, что позволяет повысить мощность паровой турбины на 27,13 % (с 153,53 до 195,19 МВт) по сравнению с вариантом промперегрева водяного пара в зоне высоких температур КУ. Преимуществом предлагаемого способа является возможность отпуска потребителю вырабатываемой в котле-утилизаторе тепловой энергии при работе паровой турбины ПГУ в конденсационном режиме.

3. *Промежуточный перегрев водяного пара в камере сгорания ГТУ* (патент на изобретение РФ № 2605879 «Парогазовая установка электростанции»). При реализации данного принципа работы ПГУ часть теплоты, выделяющейся при



2. Промежуточный перегрев водяного пара в хвостовой части котла-утилизатора (патент на изобретение РФ № 2611138 «Способ работы парогазовой установки электростанции») (рис. 3). В этом случае для повышения температуры газов в выходной части котла-утилизатора необходима установка камеры дополнительного сжигания топлива (КДСТ), после которой размещаются ПП и газовый подогреватель сетевой воды (ГПСВ).

За счет дополнительного охлаждения газов в ПП и ГПСВ обеспечива-

осуществлении процесса горения газообразного топлива, используется для вторичного перегрева водяного пара (рис. 4).

В этом случае происходит уменьшение расхода вторичного воздуха, служащего для охлаждения нагретых газов перед проточной частью газовой турбины, что приводит к снижению общего расхода атмосферного воздуха, подаваемого в турбокомпрессор ГТУ. Снижение коэффициента избытка воздуха приводит к увеличению содержания трехатомных газов в продуктах сгорания и

повышению энтальпии газов перед газовой турбиной.

В результате КПД ГТУ возрастает на 0,2 % (с 34,4 до 34,6 %). Снижение расхода вторичного воздуха определяется количеством теплоты $\Delta Q_{\text{пар}} = D_{\text{пар}} (h_{\text{пар}2} - h_{\text{пар}1})$, передаваемой от продуктов сгорания к вторично перегреваемому водяному пару.

Особенностью данного принципа работы ПГУ является снижение расхода пара высоких параметров на 3,66 % (с 202,4 до 195 т/ч), обусловленное снижением расхода газов ГТУ, поступающих в котел-утилизатор. За счет осуществления промежуточного перегрева водяного пара обеспечивается увеличение КПД паровой турбины на 3,04 % (с 32,29 до 35,33 %), что приводит к повышению КПД ПГУ-450 на 2,7 % (с 51,1 до 53,8 %). Удельный расход условного топлива снижается с 240,7 до 228,62 г/(кВт·ч) (на 5,02 %).

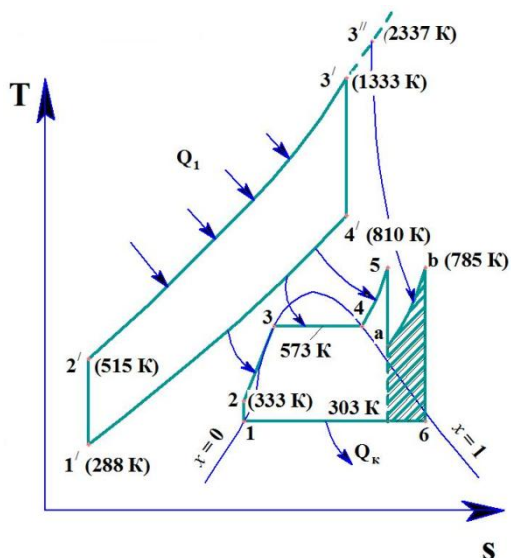


Рис. 5. Цикл Брайтона-Ренкина с промежуточным перегревом водяного пара в камере сгорания ГТУ

На рис. 5 представлен цикл Брайтона-Ренкина с вторичным перегревом водяного пара в камере сгорания ГТУ в T, s – диаграмме. Заштрихованной площадью показана прибавка в работе паротурбинной части цикла Брайтона-Ренкина за счет промежуточного перегрева частично отработавшего в турбине водяного пара в сравнении с обычным циклом без применения промперегрева.

Построены графики зависимости основных показателей работы ПГУ-У при различных способах промежуточного перегрева водяного пара от температуры наружного воздуха (рис. 6).

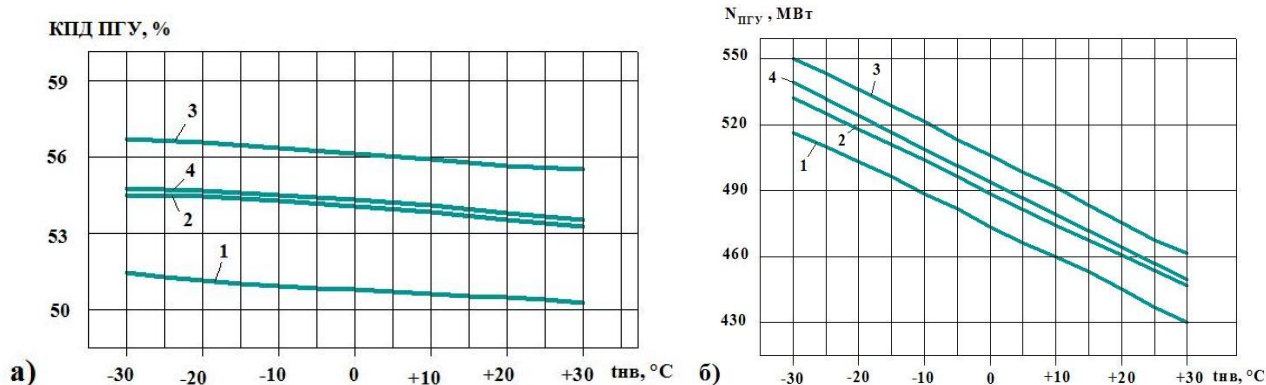


Рис. 6. Влияние температуры наружного воздуха на КПД (а) и мощность (б) ПГУ-У при различных способах промежуточного перегрева водяного пара:

- 1 – промперегрев отсутствует, 2 – промперегрев в зоне высоких температур КУ,
- 3 – промперегрев в одноступенчатом ВО турбокомпрессора ГТУ, 4 – промперегрев в хвостовой части КУ, 5 – промперегрев в камере сгорания ГТУ

В третьей главе представлен анализ работы парогазовых установок утилизационного типа с трехконтурным котлом-утилизатором при однократном и дву-

кратном промежуточном перегреве водяного пара. Трехконтурные ПГУ характеризуются высокой тепловой экономичностью комбинированного цикла, и они работают, как правило, с промежуточным перегревом водяного пара в котле-утилизаторе. Использование поверхности промежуточного пароперегревателя в зоне высоких температур позволяет снизить температуру газов на выходе из котла-утилизатора, благодаря чему возрастает его КПД. К данному типу установок относится ПГУ-800 Киришской ГРЭС (Ленинградская область), введенная в эксплуатацию в 2012 г. и состоящая из двух газотурбинных установок Siemens SGT5-4000F, двух трехконтурных котлов-утилизаторов П-132 завода «Энергомаш-БЗЭМ», паровой турбины К-240-140. КПД ПГУ-800 составляет 59,5 %.

Разработаны и предложены к использованию два способа двукратного промежуточного перегрева водяного пара на трехконтурных парогазовых установках утилизационного типа с различным расположением второй ступени промежуточного пароперегревателя (ПП-2): 1) в контуре среднего давления котла-утилизатора; 2) в хвостовой части котла-утилизатора. Во всех случаях первая ступень промежуточного пароперегревателя (ПП-1) размещается в контуре высокого давления котла-утилизатора.

На рис. 7 представлена схема парогазовой установки с двукратным промежуточным перегревом водяного пара в зоне высоких температур и в хвостовой части котла-утилизатора.

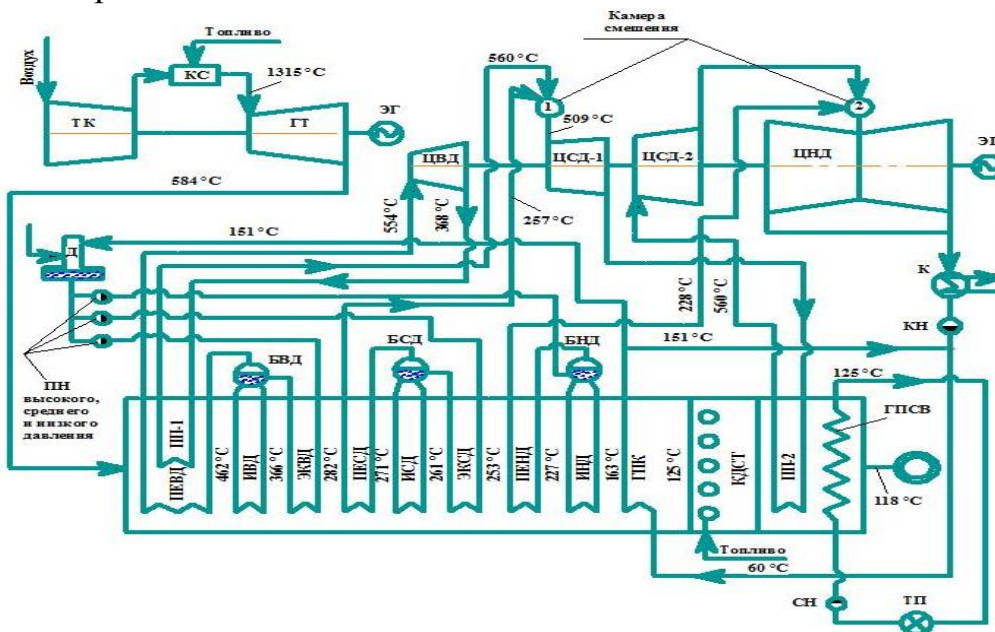


Рис. 7. Схема ПГУ-800 с двукратным промежуточным перегревом водяного пара в контуре высокого давления (ПП-1) и в хвостовой части (ПП-2) котла-утилизатора

Особенность предлагаемого способа работы ПГУ заключается в том, что отработавший в ЦВД паровой турбины водяной пар направляется в ПП, расположенный в зоне высоких температур котла-утилизатора, где перегревается до начальной температуры при давлении 3,55 МПа и направляется в ЦСД паровой турбины для дальнейшего расширения. Частично отработавший в ЦСД паровой турбины водяной пар при давлении 1,2 МПа отбирается на промежуточный перегрев в промежуточный пароперегреватель, расположенный в хвостовой части котла-

утилизатора после камеры дополнительного сжигания топлива (КДСТ), где повторно перегревается до начальной температуры парового цикла. Вторично перегретый водяной пар с параметрами $p_{пп-2}'' = 1,2$ МПа и $t_{пп-2}'' = 560$ °С поступает в ЦСД-2 и завершает процесс расширения в паровой турбине.

При осуществлении двукратного промежуточного перегрева водяного пара прирост КПД ПГУ-800 по сравнению с вариантом однократного промперегрева составляет 1,12 % (с 59,48 до 60,6 %). Удельный расход условного топлива на выработку электрической энергии снижается на 1,86 % (с 206,79 до 202,94 г/(кВт·ч)). На рис. 8 представлены графические зависимости КПД ГТУ, ПТ и ПГУ-800 с двукратным промежуточным перегревом водяного пара в контуре высокого давления и в хвостовой части КУ от температуры наружного воздуха.

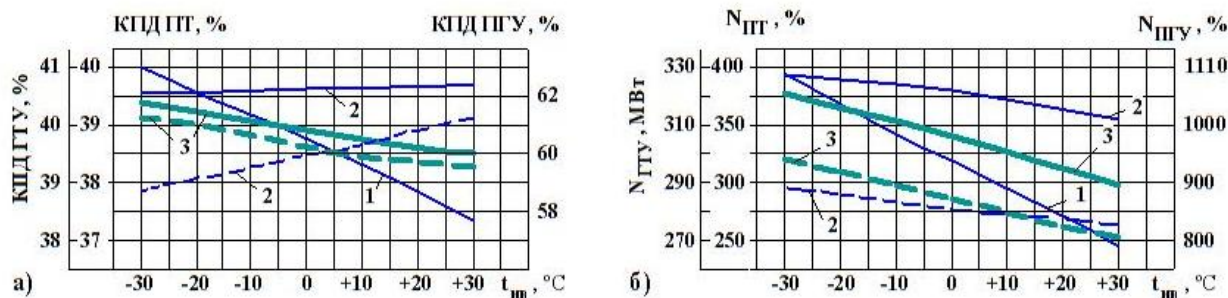


Рис. 8. Сравнительный анализ работы ГТУ, паровой турбины и ПГУ-800 с учетом двукратного промперегрева водяного пара в контуре высокого давления и в хвостовой части котла-утилизатора и при отсутствии промперегрева (пунктирная линия): 1 – для ГТУ; 2 – для паровой турбины; 3 – для ПГУ

Построены графики зависимости мощности и КПД ПГУ-800 при различных способах промежуточного перегрева водяного пара от температуры наружного воздуха (рис. 9).

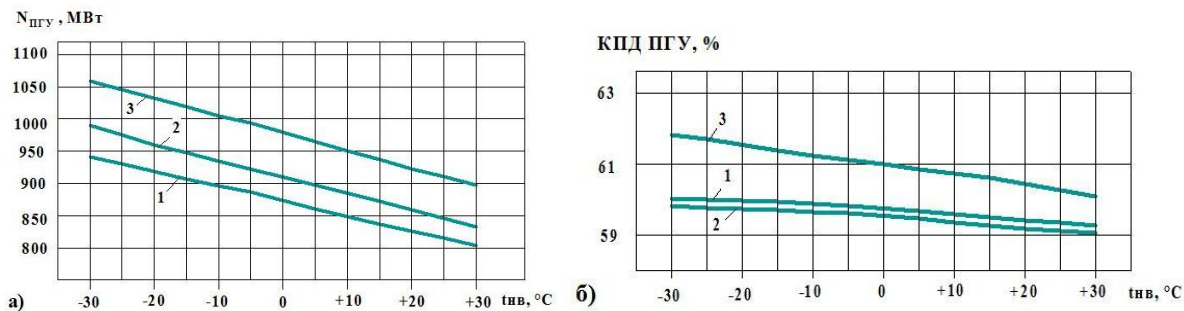


Рис. 9. Влияние температуры наружного воздуха на мощность (а) и КПД (б)

ПГУ-800 при различных способах промежуточного перегрева водяного пара:

- 1 – однократный промперегрев в КУ, 2 – двукратный промперегрев в контурах высокого и среднего давления КУ, 3 – двукратный промперегрев в КУ и ВО турбокомпрессора ГТУ, 4 – двукратный промперегрев в зоне высоких температур и хвостовой части КУ

В четвертой главе представлены результаты эксергетического анализа работы ПГУ-У с двухконтурными и трехконтурными котлами-утилизаторами для различных способов промежуточного перегрева водяного пара. Целью проведения указанного анализа является определение эксергетического КПД ГТУ и паровой турбины ПГУ-У при различных способах осуществления промежуточного перегрева водяного пара.

Значение эксергии в каждой i -той точке газотурбинного ($e_i^{\text{ГТУ}}$) и паротурбинного ($e_i^{\text{ПТУ}}$) циклов парогазовой установки определяется по формуле:

$$e_i^{\text{ГТУ}} = h_i - h_{\text{нв}} - (t_{\text{нв}} + 273) \cdot (s_i - s_{\text{нв}}); e_i^{\text{ПТУ}} = h_i - h_{\text{н(в)}} - (t_{\text{нв}} + 273) \cdot (s_i - s_{\text{н(в)}}), \quad (7)$$

где h_i и s_i ; $h_{\text{нв}}$ и $s_{\text{нв}}$; $h_{\text{н(в)}}$, $s_{\text{н(в)}}$ – значения энтальпии и энтропии рабочего тела; наружного воздуха; воды (турбинного конденсата) при температуре наружного воздуха.

Потери эксергии в камере сгорания, турбокомпрессоре и газовой турбине определяются с учетом разницы эксергии ($\Delta e_{\text{КС}}$, $\Delta e_{\text{ТК}}$, $\Delta e_{\text{ГТ}}$) в характерных точках газового цикла и значений удельной работы газовой турбины $l_{\text{ГТ}}$ и турбокомпрессора $l_{\text{ТК}}$:

$$\Delta e_{\text{КС}} = e_{\text{топл}} - \Delta e_{\text{КС}}; \Delta e_{\text{ТК}} = l_{\text{ТК}} - \Delta e_{\text{ТК}}; \Delta e_{\text{ГТ}} = \Delta e_{\text{ГТ}} - l_{\text{ГТ}}, \quad (8)$$

где $e_{\text{топл}}$ – эксергия топлива, $l_{\text{ТК}}$ и $l_{\text{ГТ}}$ – удельная работа турбокомпрессора и газовой турбины ГТУ.

Потери эксергии на трение в подшипниках и в электрическом генераторе:

$$\Delta e_{\text{МГ}} = [(1 - \eta_{\text{М}}) \cdot l_{\text{ГТ}}] + [(1 - \eta_{\text{ЭГ}}) \cdot ((l_{\text{ГТ}} \cdot \eta_{\text{М}}) - l_{\text{ТК}})]. \quad (9)$$

Потери эксергии с уходящими газами ГТУ ($\Delta e_{\text{уход. Г}}$) равны эксергии уходящих газов ГТУ ($e_{\text{ГТ}}''$).

Суммарная величина потерь эксергии в ГТУ:

$$\Sigma \Delta e = \Delta e_{\text{КС}} + \Delta e_{\text{ТК}} + \Delta e_{\text{ГТ}} + \Delta e_{\text{МГ}} + \Delta e_{\text{уход. Г}}. \quad (10)$$

Эксергетический КПД ГТУ определяется с учетом всех потерь эксергии:

$$\eta_{\text{ex}}^{\text{ГТУ}} = 1 - (\Sigma \Delta e / e_{\text{топл}}). \quad (11)$$

Эксергетический КПД ПТУ определяется с учетом удельной работы паровой турбины $l_{\text{ПТ}}$ и подведенной теплоты $Q_{\text{расп}}$ к рабочему телу паротурбинного цикла:

$$\eta_{\text{ex}}^{\text{ПТУ}} = \frac{l_{\text{ПТ}}}{q_{\text{расп}}}. \quad (12)$$

В формуле (15) $q_{\text{расп}} = (q_{\text{ку}} + q_{\text{пп}})$, $q_{\text{ку}}$ – удельное количество теплоты воспринятой паром в котле-утилизаторе, $q_{\text{пп}}$ – количество теплоты переданной пару в промежуточном пароперегревателе.

Результаты расчетов для различных температур наружного воздуха из диапазона $t_{\text{нв}} = -25 \dots + 25$ °С представлены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты эксергетического расчета ПГУ-У с двухконтурными и трехконтурными КУ

Наименование установки	ПГУ-У с двухконтурными КУ			ПГУ-У с трехконтурными КУ	
	Без промежуточного перегрева водяного пара	Промежуточный перегрев водяного пара			
		в зоне высоких температур котла-утилизатора	в камере сгорания ГТУ	однократный в котле-утилизаторе	двукратный в зоне высоких температур и хвостовой части котла-утилизатора
Значения КПД, % ($t_{\text{нв}} = - 25\text{ }^{\circ}\text{C}$)					
ГТУ	34,4	34,4	34,4	39,2	39,2
ПТ	23.89	31.82	31.82	35.87	41.2

Значения КПД, % ($t_{\text{нв}} = -15\text{ }^{\circ}\text{C}$)					
ГТУ	34	34	34	38,8	38,8
ПТ	24,12	32,04	32,04	36,04	41,47
Значения КПД, % ($t_{\text{нв}} = 0\text{ }^{\circ}\text{C}$)					
ГТУ	33,4	33,4	33,4	38,2	38,2
ПТ	24,45	32,38	32,38	36,43	41,85
Значения КПД, % ($t_{\text{нв}} = +15\text{ }^{\circ}\text{C}$)					
ГТУ	32,6	32,6	32,6	37,5	37,5
ПТ	24,81	32,72	32,72	36,86	42,28
Значения КПД, % ($t_{\text{нв}} = +25\text{ }^{\circ}\text{C}$)					
ГТУ	32,1	32,1	32,1	37	37
ПТ	25,01	32,93	32,93	37,16	42,72

Выполнен экономический анализ работы парогазовых установок с двухконтурными и трехконтурными котлами-утилизаторами для различных способов промежуточного перегрева водяного пара, в частности в котле-утилизаторе, в камере сгорания ГТУ, и с учетом двукратного промежуточного перегрева водяного пара в контурах высокого и среднего давления и в хвостовой части котла-утилизатора (для ПГУ с трехконтурными котлами-утилизаторами). Экономический анализ проводился с использованием программного продукта «Alt-Invest-Prim» при двух различных ставках дисконтирования $E = 10\%$ и $E = 15\%$ (см. табл. 3).

Эффективность схемных решений парогазовых ТЭС с промперегревом водяного пара оценивалась чистым дисконтированным доходом и внутренней нормой рентабельности. Период окупаемости является дополнительным показателем.

Таблица 3

Результаты экономического анализа ПГУ с двухконтурными и трехконтурными КУ ($E = 15\%$)

Экономические показатели работы ПГУ	ПГУ-У с двухконтурными КУ				ПГУ-У с трехконтурными КУ	
	Без промежуточного перегрева водяного пара	Промежуточный перегрев водяного пара				
		в зоне высоких температур КУ	в камере сгорания ГТУ	в хвостовой части КУ	однократный в контуре высокого давления КУ	двукратный в контуре высокого давления и в хвостовой части КУ
Объем инвестиций, млн. руб.	10475	10789	11103	11103	18600	19152
Внутренняя норма рентабельности, %	23,3	26,8	27	30,1	31,7	40
Чистый дисконтиро- ванный доход, млн.руб./год	4168	6071	6354	7947	14611	22544
Себестоимость электроэнергии, руб. /кВт·ч	1,505	1,38	1,385	1,30	1,319	1,177
Дисконтированный срок окупаемости, лет	7,5	6,5	6,5	5,9	5,6	4,6

Проведен анализ чувствительности, показавший, что дисконтированный срок окупаемости, чистый дисконтированный доход и внутренняя норма доходности чувствительны к объему инвестиций и цене сбыта (тарифу на электроэнергию). В зависимости от реализуемого принципа работы ПГУ при увеличении цены сбыта электроэнергии на 10 %, срок окупаемости снижается, в среднем, на 0,3 – 0,9 лет, при этом чистый дисконтированный доход увеличивается на 1,3 – 10,7 млрд. руб., внутренняя норма рентабельности увеличивается на 15 – 33 %.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ

1. Разработаны научно-обоснованные технические и технологические решения, позволяющие повысить эффективность работы парогазовой установки утилизационного типа путем применения промежуточного перегрева водяного пара, частично отработавшего в турбине. Разработаны и предложены к использованию на парогазовых ТЭС способы промежуточного перегрева водяного пара: а) в хвостовой части котла-утилизатора после камеры дополнительного сжигания топлива (патент на изобретение РФ № 2611138); б) в камере сгорания ГТУ (патент на изобретение РФ № 2605879).

2. Разработаны методики теплового и эксергетического расчета тепловых схем ПГУ с промежуточным перегревом водяного пара. Выполнено сопоставление параметров численного расчета и результатов натурного эксперимента для ПГУ-200 Сызранской ТЭЦ. Результаты проведенного сравнительного анализа подтверждают корректность теплотехнического расчета. Выполнен комплексный анализ работы парогазовых установок утилизационного типа электрической мощностью 450 и 800 МВт при различных способах осуществления промежуточного перегрева водяного пара.

3. Выполнен анализ способов промежуточного перегрева водяного пара в двухконтурных ПГУ-У, установлено:

– *промежуточный перегрев водяного пара в зоне высоких температур котла-утилизатора* позволяет повысить КПД парогазовой установки на 2,47 % (с 51,1 до 53,57 %), мощность – на 7 % (с 451,85 до 483,52 МВт). Удельный расход условного топлива снижается на 4,61 % (с 240,7 до 229,61 г/(кВт·ч)). При этом происходит снижение генерации пара высоких параметров при заданном фиксированном расходе газов ГТУ на 12,3 % (с 202,4 до 177,5 т/ч). В целом, мощность паровой турбины возрастает на 16,5 % (с 153,53 до 178,86 МВт) за счет увеличенного теплоперепада водяного пара в ее проточной части. Годовая экономия условного топлива (экономическая эффективность) в денежном выражении составляет 208,09 млн. руб.;

– при использовании *промежуточного перегрева водяного пара в хвостовой части котла-утилизатора* с установкой камеры дополнительного сжигания топлива мощность паровой турбины возрастает на 27,13 % (с 153,53 до 195,19 МВт). При этом показатели работы ПГУ существенно возрастают: КПД – на 4,85 % (с 51,1 до 55,95 %), мощность – на 7 % (с 451,85 до 483,52 МВт). Удельный расход условного топлива снижается на 8,67 % (с 240,7 до 219,84 г/(кВт·ч)). Экономическая эффективность составляет 391,41 млн. руб./год, что на 46,83 % больше, чем при использовании известной схемы с расположением промежуточного пароперегревателя в зоне высоких температур котла-утилизатора;

– при использовании *промежуточного перегрева водяного пара в камере сгорания ГТУ* повышается КПД парогазовой установки – на 2,7 % (с 51,1 до 53,8 %) при уменьшении удельного расхода условного топлива на 5,02 % (с 240,7 до 228,62 г/(кВт·ч)). Экономическая эффективность равна 226,69 млн. руб./год, что на 8,21 % больше, чем при использовании известной схемы с расположением промежуточного пароперегревателя в зоне высоких температур котла-утилизатора.

4. Выполнен анализ применения двукратного промежуточного перегрева водяного пара в парогазовых установках с трехконтурным котлом-утилизатором, установлено:

– двукратный промежуточный перегрев водяного пара в зоне высоких температур и в хвостовой части котла-утилизатора позволяет повысить КПД ПГУ-У на 1,1 % (с 59,5 до 60,6 %). Удельный расход условного топлива снижается на 1,86 % (с 206,79 до 202,94 г/(кВт·ч)). Экономическая эффективность составляет 128,43 млн. руб./год.

5. Результаты работы рекомендованы к внедрению филиалом «Самарский» ПАО «Т Плюс» и внедрены в учебный процесс на кафедре «Тепловые электрические станции» ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет».

ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

В изданиях из перечня ВАК Минобрнауки России

1. Кудинов А.А., Хусаинов К.Р. Влияние промежуточного перегрева пара на экономичность парогазовой установки на примере ПГУ-550 // Энергосбережение и водоподготовка. 2015. № 2(94). С. 10-13.

2. Кудинов А.А., Хусаинов К.Р. Повышение экономичности ПГУ-500 за счет промежуточного перегрева пара в котле-утилизаторе // Энергетик. 2015. №2. С. 29-31.

3. Кудинов А.А., Хусаинов К.Р. Влияние промежуточного перегрева пара на экономичность двухконтурной ПГУ утилизационного типа // Промышленная энергетика. 2015. № 8. С. 42-48.

4. Кудинов А.А., **Хусаинов К.Р.** Использование теплоты сжимаемого в турбокомпрессоре ГТУ воздуха для перегрева отработавшего в турбине пара // Энергетик. 2015. №7. С. 26-30.

5. **Хусаинов К.Р.**, Кудинов А.А. Повышение экономичности ПГУ-450 Северо-Западной ТЭЦ г. Санкт-Петербурга путем промежуточного перегрева пара в воздухоохладителе турбокомпрессора ГТУ // Надежность и безопасность энергетики. 2015. №2 (29). С. 58-64.

6. Кудинов А.А., **Хусаинов К.Р.** Повышение экономичности парогазовой установки ПГУ-450 за счет подогрева сетевой воды в воздухоохладителе турбокомпрессора и в котле-утилизаторе ГТУ // Промышленная энергетика. 2016. №2. С. 43-51.

7. Кудинов А.А., **Хусаинов К.Р.** О возможности применения в тепловой схеме ПГУ-800 Киришской ГРЭС второй ступени промежуточного перегрева пара // Энергетик. 2016. № 5. С. 32-35.

8. Кудинов А.А., **Хусаинов К.Р.** Оценка эффективности ПГУ-800 Киришской ГРЭС с трехконтурным котлом-утилизатором // Энергосбережение и водоподготовка. 2016. № 4 (102). С. 16-22.

Патенты на изобретения РФ

9. Патент № 2605879 РФ, МПК F01K23/10. Парогазовая установка электростанции / Кудинов А.А., Зиганшина С.К., **Хусаинов К.Р.**; заявитель и патентообладатель Самарский государственный технический университет – № 2015104681; опубликован 27.12.2016, Бюл. №36.

10. Патент № 2611138 РФ, МПК F01K23/10. Способ работы парогазовой установки электростанции / Кудинов А.А., Зиганшина С.К., **Хусаинов К.Р.**; заявитель и патентообладатель Самарский государственный технический университет – № 2015136089; опубликован 21.02.2017, Бюл. №6.

11. Патент № 2611138 РФ, МПК F01K23/10. Способ работы парогазовой установки электростанции / Кудинов А.А., Зиганшина С.К., **Хусаинов К.Р.**; заявитель и патентообладатель Самарский государственный технический университет – № 2016105066; опубликован 29.05.2017, Бюл. №16.

В других изданиях

12. **Хусаинов К.Р.**, Кудинов А.А. Промежуточный перегрев пара в котле-утилизаторе двухконтурной ПГУ Северо-Западной ТЭЦ Санкт-Петербурга // В сб.: Традиции и инновации в строительстве и архитектуре. Естественные науки и техносферная безопасность. Сборник статей по материалам 72-й Всероссийской научно-технической конференции. Самара: Самарский государственный архитектурно-строительный университет. 2015. С. 204-210.

13. Кудинов А.А., **Хусаинов К.Р.** Двукратный промежуточный перегрев водяного пара в трехконтурной парогазовой установке утилизационного типа // В сб.: Традиции и инновации в строительстве и архитектуре. Естественные науки и техносферная безопасность. Самара: Самарский государственный архитектурно-строительный университет. 2016. С. 189-193.

В материалах конференций

14. **Хусаинов К.Р.**, Кудинов А.А. Расширение Новокуйбышевской ТЭЦ-1 ПГУ-420 // Материалы всероссийской конференции молодых ученых «Наука. Технологии. Инновации». Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет. 2013. Часть 5. С. 91-94.

15. **Хусаинов К.Р.**, Кудинов А.А. Влияние промежуточного перегрева пара на экономичность ПГУ-800 Киришской ГРЭС // Материалы всероссийской конференции молодых ученых «Наука. Технологии. Инновации». Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет. 2014. Часть 5. С. 57-61.

16. **Хусаинов К.Р.**, Кудинов А.А. Анализ эффективности внедрения парогазового блока ПГУ-420 на НК ТЭЦ-1 // Материалы двадцатой международной научно-технической конференции студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика». М: Издательский дом МЭИ. 2014. Том 4. С. 140.

17. **Хусаинов К.Р.**, Кудинов А.А. Промежуточный перегрев водяного пара в камере сгорания ГТУ // Материалы двадцать первой международной научно-технической конференции студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика». М: Издательский дом МЭИ. 2015. Том 4. С. 71.

18. **Хусаинов К.Р.** Об одном способе повышения экономичности ПГУ с двухконтурным котлом-утилизатором // Материалы научно-технической конференции «Наука. Технологии. Инновации». Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет. 2015. Часть 4. С. 153-155.

19. **Хусаинов К.Р.**, Кудинов А.А. Применение технологии промежуточного перегрева пара на Северо-западной ТЭЦ г. Санкт-Петербург // Материалы I Всероссийской научно-практической конференции «Введение в энергетiku». Кемерово: Кузбасский государственный технический университет. Сборник статей. 2015. С. 1-5.

20. **Хусаинов К.Р.**, Кудинов А.А. Способ утилизации теплоты сжатого в турбокомпрессоре ГТУ воздуха // Материалы III международного молодежного форума «Интеллектуальные энергосистемы» (энергетический институт Томского политехнического университета) [электронный ресурс]. Том 1. Томск. 2015. С. 88-92.

21. **Хусаинов К.Р.**, Кудинов А.А. Промежуточный перегрев водяного пара в котле-утилизаторе газотурбинной установки // Материалы II всероссийской науч-

но-практической конференции «Энергетика и энергосбережение: теория и практика». Кемерово [электронный ресурс]: Кузбасский государственный технический университет. №1. 2015. С. 1-6.

22. **Хусаинов К.Р.**, Кудинов А.А. Подогрев водяного пара и сетевой воды в воздухоохладителе турбокомпрессора ГТУ // Материалы II всероссийской научно-практической конференции «Энергетика и энергосбережение: теория и практика». Кемерово [электронный ресурс]: Кузбасский государственный технический университет. №1. 2015. С. 1-6.

23. Кудинов А.А., **Хусаинов К.Р.** Промежуточный перегрев водяного пара как способ повышения эффективности парогазовой установки с двухконтурным котлом-утилизатором // Материалы XIII Международной научно-технической конференции «Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса». Саратов: Саратовский государственный технический университет. 2016 г. С. 98-102.

24. Кудинов А.А., **Хусаинов К.Р.** Промежуточный перегрев водяного пара как способ повышения эффективности парогазовой установки с трехконтурным котлом-утилизатором // Материалы XIII Международной научно-технической конференции «Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса». Саратов: Саратовский государственный технический университет. 2016 г. С. 102-107.

25. **Хусаинов К.Р.**, Кудинов А.А. Вторичный перегрев водяного пара в хвостовой части котла-утилизатора // Материалы VII Международной научно-технической конференции «Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности». Ульяновск: Ульяновский государственный технический университет. 2017 г. С. 233-237.

ХУСАИНОВ КИРИЛЛ РУСЛАНОВИЧ

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ПАРОГАЗОВОЙ ТЭС ЗА СЧЕТ ПРОМЕЖУТОЧНОГО ПЕРЕГРЕВА ВОДЯНОГО ПАРА

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук

Подписано в печать 06.07.2017 г.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная.

Печать офсетная. Усл. п.л. 1,16. Уч.-изд. л. 1,00.

Тираж 100 экз. Заказ № 505

Отдел типографии и оперативной полиграфии СамГТУ.

443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244. Главный корпус