УДК 621.438:621.311.22

РАЗРАБОТКИ В ОБОСНОВАНИЕ СОЗДАНИЯ УГОЛЬНЫХ ТЭЦ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

Рябов Г.А., Долгушин И.А., Гуторов В.Ф.

ОАО «Всероссийский теплотехнический научно-исследовательский институт» (ОАО ВТИ), Москва, Россия

Работа выполнена при финансовой поддержки Министерства образования и науки РФ (контракт № 16.516.11.6038 «Разработка и научное обоснование технических решений и технологических основ совершенствования теплотехнического оборудования угольных ТЭЦ»).

АННОТАЦИЯ

В статье рассматривается вопрос повышения эффективности угольных ТЭЦ. В России, частности в районах Урала, Сибири и Дальнего Востока, эксплуатируются большое количество угольных ТЭЦ, зачастую они имеют низкую эффективность и высокий уровень выбросов вредных веществ. В ВТИ выполнен анализ некоторых мероприятий, способных повысить эффективность работы угольных ТЭЦ и снизить уровень вредных выбросов. Для снижения доли привозного угля и сжигания местных твердых топлив в качестве технологии сжигания предложено сжигание в циркулирующем кипящем слое (ЦКС). Тепловая схема ТЭЦ, с паровой турбиной Т-110-120-130-5 УТЗ оборудована установкой для использования тепла уходящих газов (УГ) за котлом для частичного подогрева сетевой воды. Приведены основные технические решения по повышению энергоэффективности турбоустановок мощностью 110 - 120 МВт. Проведены подробные вариантные расчеты схем. В качестве основного результата проведенных исследований можно отметить повышение выработки электроэнергии турбиной, при увеличении коэффициента полезного действия котла.

ВВЕДЕНИЕ

Россия располагает огромными запасами твердого ископаемого топлива, больше чем нефти и природного газа вместе взятых. При этом эти запасы достаточно хорошо разведанны. По данным Мирового энергетического агенства (МЭА), в течение 50 лет – с 2000 по 2050 год – спрос на уголь может удвоиться, превысив 7000 млн. т.у.т. и составить 28% мировых поставок первичных энергоносителей, по сравнению с 25% в 2010 году [1]. Прогнозы МЭА, членом которого Россия также является, позволяют заключить, что доля использования угля в России также будет расти.

Выполнение международных договоров по сокращению вредных выбросов в атмосферу, будет вынуждать использовать передовые технологии добычи, переработки и сжигания угля с максимальной эффективностью и минимальным воздействием на окружающую среду. Увеличение доли использования угля на ТЭС, подразумевает сжигание местного топлива, снижая тем самым долю привозного угля.

Среди современных технологий сжигания угля, которые используются за рубежом, особое внимание уделяется технологии циркулирующего кипящего слоя (ЦКС).

Данная технология в условиях жестких норм на выбросы обладает существенными преимуществами.

Прежде всего, это обеспечение высоких экологических показателей при оптимальном топочном режиме и без дополнительных установок азото-и-сероочистки. За счет более низкотемпературного процесса горения в топочной камере (830 – 900 °С) не происходит образование термических оксидов азота и суммарная концентрация NO_x в уходящих газах находится на уровне 200 – 300 мг/нм^3 при 6% O_2. При необходимости котел с ЦКС может быть оборудован установкой СНКВ. Выбросы оксидов серы (SO_x) так же могут быть существенно ниже, по сравнению с обычным пылеугольным сжиганием. Путем добавки в топку известняка, при оптимальном

© Рябов Г.А., Долгушин И.А., Гуторов В.Ф.

мольном соотношении Ca/S, происходит эффективное связывание серы. Эффективность связывания может достигать 95 – 98%. Требуемая концентрация твердых частиц в уходящих газах обеспечивается высокоэффективными электрофильтрами или рукавными фильтрами

Во-вторых, котел с ЦКС позволяется сжигать различные сорта топлива и их смеси. Например, в Европе в котлах часто организованно одновременное сжигание угля и высоковлажных отходов (биомассы). Технология совместного сжигания часто используется на ТЭЦ.

Для создания высокоэффективных энергоустановок для производства электроэнергии и тепла необходимо особое внимание уделить не только котельному агрегату, но и турбоустановке и рассматривать их комплексно. Теплота топлива должна быть использована как можно более полно. Температура уходящих газов (УГ) за воздухоподогревателем, при отсутствии загрязнений на поверхностях, составляет около 130 – 160 °С, значит имеется потенциал по снижению температуры УГ, которая и определяет КПД котла в большей мере. Для ТЭЦ, в качестве потребителя теплоты УГ целесообразно рассматривать тепловую сеть. Идея заключается в передаче части тепловой нагрузки сетевых подогревателей, на газовый подогреватель сетевой воды (ГПСВ), тем самым увеличив выработку на турбине, повышая КПД котла.

ЕВРОПЕЙСКИЙ ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОТЫ УХОДЯЩИХ ГАЗОВ В ЦЕЛЯХ ТЕПЛОФИКАЦИИ

В Швеции и в ряде других стран Северной Европы проекты по созданию новых ТЭЦ часто включают в себя и разработку системы охлаждения УГ для целей теплофикации [2,3].

В работе [2] приводится описание ряда схем позволяющих снизить температуру УГ за счет подогрева обратной сетевой воды. Во всех приведенных схемах происходит конденсация водяных паров из УГ с их охлаждением до температуры 30 - 53 °С (в зависимости от схемы).

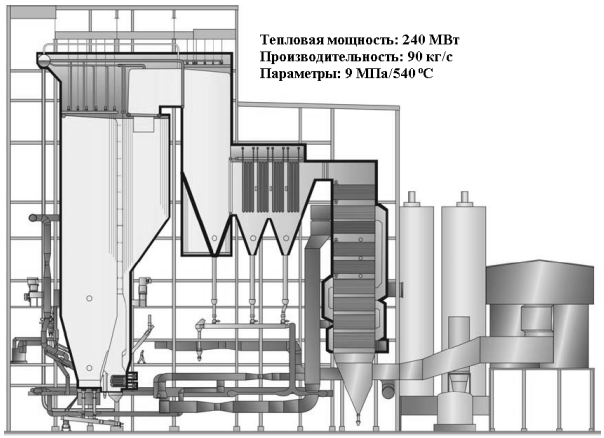

Рис.1 Котельная установка с котлом ЦКС на ТЭЦ «Игельста», Швеция.

Эффективным решением является схема, в которой конденсация паров воды из УГ совмещена с дополнительным увлажнением топочного воздуха. Согласно [2], увеличение объема паров H_2O в УГ, приводит к следующим положительным эффектам:

Возможно нагреть воду до более высокой температуры;

Пары воды, поступающие в топку котла, приводят к снижению температуры горения, и соответственно снижаются выбросы NO_x (при факельном сжигании).

Другой интересный опыт использования тепла уходящих газов в целях теплофикации получен на ТЭЦ «Игельста» (Швеция) [3]. Мощность ТЭЦ – 70 Мвт (эл.), 240 МВт (тепл.). Котел с ЦКС с параметрами свежего пара 540 °С, 9 МПа и расходом 92 кг/с, спроектирован для сжигания древесных отходов с влажностью до 60% с теплотой сгорания 6 – 17 МДж/кг. Схема котельной установки показана на рисунке 1.

Тепловая схема энергоблока представлена на рисунке 2.

На рисунке 2 показанны как пароводяной, так и газовоздушный тракты, со всем основным оборудованием ТЭЦ «Игельста».

Наибольший интерес представляют элементы 7 – установка охлаждения УГ и 8 – увлажнитель топочного воздуха. Газы из котла, пройдя отчистку в электрофильтре 5, направляются в охладитель УГ 7, в который также подается обратная сетевая вода 18. Конденсат водяных паров из охладителя 7 сливается в увлажнитель топочного воздуха 8, для того что бы повысить содержание водяных паров в уходящих газах. Благодаря дополнительному подогреву сетевой воды уходящими газами, на ТЭЦ удалось увеличить отпуск тепла на 58 – 60 МВт [3].

Регулирование отпуска теплоты от охладителя УГ осуществляется увлажнителем топочного воздуха (8).

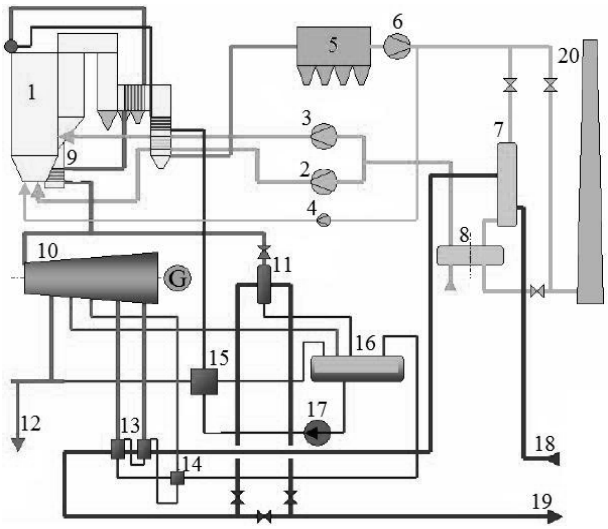

Рис.2 Тепловая схема ТЭЦ «Игельста», Швеция. 1 – котел с ЦКС; 2 – вентилятор первичного воздуха; 3 – вентилятор вторичного воздуха; 4 – дымосос рециркуляции дымовых газов; 5 – рукавный фильтр; 6 – дымосос; 7 – охладитель уходящих газов; 8 – увлажнитель топочного воздуха; 9 – зольный теплообменник «Intrex»; 10 – паровая турбина; 11 – РОУ; 12 – производственный отбор пара; 13 – подогреватели сетевой воды; 14 – ПНД; 15 – ПВД; 16 – деаэратор; 17 – питательный насос; 18 – обратная сетевая вода; 19 – прямая сетевая вода; 20 – дымовая труба.

Увлажнитель схож по конструкции с конструкцией регенеративного вращающегося воздухоподогревателя, изменение частоты вращения увлажнителя позволяется изменять содержание влаги в воздухе и соответственно в УГ.

В работах [2,3] отмечается высокая эффективность схем с ухлаждением газов до температуры конденсации водяных паров. Энергосберегающий эффект выражается в повышении коэффициента использования тепла топлива на 8 – 15% [2].

Известно, что при охлаждении дымовых газов охлаждаются пары H_2SO_4, входящие в состав газов, инициируя сернокислотную коррозию поверхностей нагрева экономайзера и воздухоподогревателя. Эффективное связывание оксидов серы создает предпосылки для возможности снижения температуры уходящих газов котла.

В этом плане использование котлов с КС является предпочтительным. Кроме того, возможно заметно снизить вредные выбросы, используя технологию совместного сжигания. ОАО «ВТИ» выполнил комплекс расчетов при различной доле биомассы для трех различных углей [4]. Показано, что технология совместного сжигания позволяет эффективно, быстро, малозатратно с существенным энергосберегающим и экологическим эффектом вовлечь значительные объемы биотоплива в национальный энергобаланс. При этом установленно, что для теплофикационного блока мощностью 110 МВт при доле угля 50% эмиссия учитываемых выбросов снижается примерно на 530 – 540 тыс. т. CO_2 в год.

ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ ТЕПЛОВАЯ СХЕМА ЭНЕРГОУСТАНОВКИ

В России, среди теплофикационных турбин, получивших наибольшее распространение, являются турбины семейства Т-110/120-130 УТЗ. Все расчетные оценки будут проводиться именно для этой турбины.

Принципиальная тепловая схема (ПрТС) включает в себя элементы пароводяного тракта и состоит из следующих подсистем:

Конденсатный тракт;

Питательный тракт;

Тракт сетевой воды с ГПСВ котла.

В качестве исходных данных приняты:

Тепловая нагрузка $Q_т$ = 180 МВт;

Коэффициент теплофикации $\alpha_{тэц}$ = 0,5;

Температурный график теплосети: $t_{п.с.}$ = 150 °С, $t_{о.с.}$ = 70 °С;

Топливо: интинский уголь.

Расчетная принципиальная тепловая схема представлена на рисунке 2.

Конденсатный тракт состоит из конденсаторов, конденсатных насосов (КН), вспомогательных теплообменников (охладителя эжектора основного, охладителя эжектора уплотнений и сальникового подогревателя), четырех подогревателей низкого давления (ПНД) и деаэратора. Конденсат греющего пара ПНД сливается каскадно из вышестоящего в нижестоящий и затем возвращается в цикл, конденсат из

первого по ходу основного конденсата турбины ПНД сливается в подогреватель сетевой воды (ПСВ1) и также возвращается в цикл. Давление в деаэраторе – 0,6 МПа.

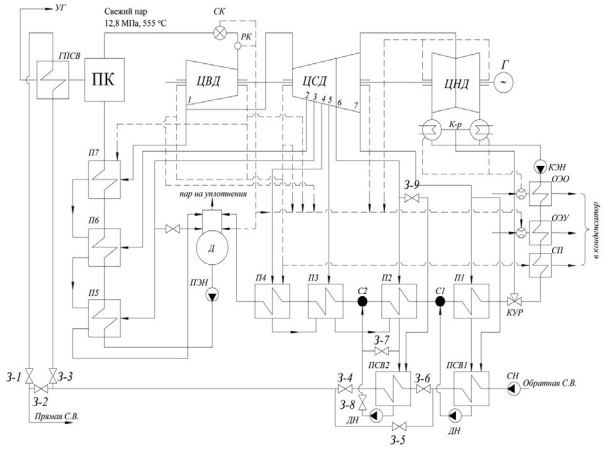

Рис.3 Тепловая схема блока с турбиной Т-110/120-130 УТЗ и газовым подогревателем сетевой воды (ГПСВ).

Питательный тракт состоит из питательного электронасоса (ПЭН) и трех подогревателей высокого давления (ПВД). Схема слива конденсата греющего пара также каскадная. Конденсат из нижнего ПВД сливается в деаэратор.

Тракт сетевой воды состоит из сетевого насоса первого подъема (СН), двух основных подогревателей сетевой воды (ПСВ1 и ПСВ2), газового подогревателя сетевой воды, установленного в отдельном газоходе котла и необходимой арматуры.

Цель расчета ПрТС – определить, как изменится выработка мощности на турбине при передачи части тепловой нагрузки с сетевых подогревателей на газовый подогреватель сетевой воды (ГПСВ) и оценка изменения КПД и расхода натурального топлива на котел. Расчеты по котлу проводились с использованием разработанной ранее программы CFB-Designer. Составление и расчет тепловой схемы проводился в Microsoft Excel с использованием встроенных функций расчета теплофизических параметров пара и воды [5]. Расчет проводится итерационным путем. Расчет проводится последовательно, сначала расчитывается установка подогрева сетевой воды, затем строится процесс расширения пара в турбине, далее рассчитывается система регенерации, определяются расходы пара на подогреватели и расходы пара по отсекам турбины, с учетом протечек пара через уплотнения, после этого уточняются расходы пара по отсекам и корректируются давления в нерегулируемых отборах. Затем при уже скорректированных давления в отборах пересчитывается процесс расширения пара, система регенерации и расходы пара по отсекам, которые сопоставляются с результатами расчета на предыдущей итерации. В случае если разница между расходами пара в отсеках в двух последних итерациях меньше 0,02 кг/с расчет можно завершить. После этого сводится материальный баланс конденсатора, рассчитывается мощность турбины и технико-экономические показатели турбоустановки и блока.

Вначале был проведен расчет базовой схемы: определены расходы пара на все подогреватели, расход пара на турбину и мощность турбины, а также технико-экономические показатели. В базовой схеме подогрев сетевой воды осуществляется последовательно сначала в ПСВ1, затем в ПСВ2.

В схеме с утилизацией теплоты УГ предполагается, что температура уходящих газов за котлом при использовании ГПСВ понизится со 130 до 105 °С ($Q_{гпсв}$ = 58,68 МВт). Во первой схеме предполагается полностью передать тепловую нагрузку ПСВ2 ($Q_{псв2}$ = 53,83 МВт) на ГПСВ и разгрузить ПСВ1 на $\Delta Q_{псв1} = (Q_{гпсв} - Q_{псв2}) =$ (58,68 - 53,83) = 4,85 МВт. При этом увеличится мощность турбины как за счет увеличения пропуска пара в промежуточном отсеке и в ЦНД, так и за счет снижения давления в нижнем теплофикационном отборе. Под промежуточным отсеком понимается часть проточной части турбины между 6-м и 7-м регулируемыми отборами пара.

Учитывая, что на действующих ТЭЦ верхний ПСВ2 уже установлен (так как оба ПСВ входят в состав поставки турбины), полное его отключение нецелесообразно, по ряду причин: ПСВ – это громоздкий аппарат большой массы требующий обслуживания и в случае его простоя, затраты, связанные с обслуживанием и ремонтом также имеют место быть, а полный его демонтаж приведет к снижению надежности выработки тепловой энергии в случае выхода из строя ГПСВ. Поэтому предложена схема, в которой сетевая вода последовательно проходит ПСВ1, ПСВ2 и ГПСВ котла. При этом регулируемые отборы более загружены – то есть снижается пропуск пара в конденсатор, по сравнению со схемой ПСВ1+ГПСВ, а температура уходящих газов снижается, что приводит к повышению КПД котла. В расчете третьей схемы (ПСВ1+ПСВ2+ГПСВ) ГПСВ загружен по теплу примерно на 50% от $Q_{псв2}$ в расчете по базовой схеме ($Q_{гпсв}$ = 22,5 МВт).

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ ТЭЦ

При расчете схемы, с подогревом сетевой воды только в ПСВ1 и ГПСВ получены следующие основные результаты. При p_0/t_0 = 12,8/555 МПа/°С, D_0 = 128 кг/с (460,8 т/ч) и $Q_т$ = 180 МВт (155 Гкал/ч):

КПД котла увеличился на 1,5% (с 92 до 83,5%), расход угля сократился на 1,1 т/ч;

Мощность турбины увеличилась на 9,56 МВт (с 97,87 до 107,43 МВт)

Расчеты схемы с подогревом сетевой воды в ПСВ1, ПСВ2 и ГПСВ при тех же параметрах пара и тепловой нагрузки дали следующие результаты:

Расход угля, по сравнению с базовой схемой снизился на 0,42 т/ч (с 68,32 до 67,9 т/ч);

Мощность турбины, по сравнению с базовой схемой, увеличилась на 5,2 МВт (с 97,87 до 103,07 МВт).

Наиболее оптимальным является вариант, когда подогрев сетевой воды осуществляется последовательно в ПСВ1, ПСВ2 и ГПСВ. Ввиду того, что потери в конденсаторе уменьшаются, так как уменьшается расход пара в нем, а КПД котла увеличивается за счет отпуска части тепла от ГПСВ. Можно сказать, что схема ГПСВ+ПСВ2+ПСВ1 являетсяв некотором роде промежуточной между схемами ГПСВ+ПСВ1 и ПСВ2+ПСВ1.

ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОУСТАНОВОК МОЩНОСТЬЮ 110-120 МВТ

Учитывая, актуальность темы создания высокоэффективных и реконструкции существующих угольных ТЭЦ, в ВТИ проведен анализ ряда технических решений, которые способны повысить энергоэффективность теплофикационных турбоустановок мощностью 110-120 МВт. Большая часть этих решений подразумевает вскрытие верхних крышек цилиндров турбины и внесение изменений в проточную часть турбины Совершенствование лопаточного аппарата и конструкции уплотнений позволяют существенно повысить эффективность турбоустановки. Например, по данным ОАО «ВТИ» и данным [6] при установке сотовых надбандажных уплотнений в ЦВД турбины К-800-240-5 Пермской ГРЭС (ступени 3-10) было получено увеличение внутреннего относительного КПД ЦВД на 0,6% и увеличение мощности ЦВД на 1,9 МВт. Применительно к турбине Т-250/300-240 (ТЭЦ-21, ст. №9) это приводит к повышению внутреннего относительного КПД ЦВД на 0,7 – 1% или к увеличению мощности на 0,5 – 1 МВт.

Для данной работы, применительно к установкам 110-120 МВт, были проведены расчетные оценки влияния следующих технических решений. Оценки для теплофикационных режимов приводятся для схемы ГПСВ+ПСВ2+ПСВ1.

Модернизация надбандажных концевых уплотнений турбин с заменой их на сотовую конструкцию: повышение КПД цилиндров до 1,5%. Увеличение мощности до 1,2 МВт.

Модернизация ЦНД с заменой сопловых лопаток на саблевидные:

1) Коденсационный режим - повышение КПД ЦНД до 2%, мощности до 0,6 МВт;

2) Теплофикационный режим: повышение КПД ЦНД до 5%, мощности до 0,2 МВт.

Замена двухвенечной регулирующей ступени на одновенечную: повышение КПД ЦВД на 2,0%:

1) Увеличение мощности в конденсационном режиме до 0,8 МВт;

2) Увеличение мощности в теплофикационном режиме до 0,2 МВт.

Реактивное облопачивание ЦВД: повышение КПД ЦВД на 1,5%, мощности до 0,82 МВт (конденсационный режим) и до 0,3 МВт в теплофикационном режиме.

Комплексный подход к повышению энергоэффективности энергоустановки, в совокупности с использованием более совершенных схем и технологий сжигания, может привести к существенному увеличению эффективности использования топлива и выработки электроэнергии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Современная российская теплоэнергетика в настоящий момент должна идти по пути большего использования угля для выработки электроэнергии на ГРЭС и тепла на ТЭЦ. Увеличение доли угля (прежде всего местного) на ТЭЦ, расположенных, как правило, вблизи по-

требителей тепла, связанно с трудностями. Зачастую местные топлива не обладают должным качеством для сжигания его в факеле. Отсюда, возникает вопрос, какую технологию сжигания применять, что бы качественно сжечь большой объем топлива, необходимый для ТЭЦ. На наш взгляд наиболее приспособленной для этого технологией является циркулирующий кипящий слой. Эффективное связывание серы в котле с ЦКС, позволяет глубоко охлаждать газы покидающие котел, что позволяет увеличить отпуск тепла, или выработку электроэнергии при вытеснении пара теплофикационных отборов.

Совокупность мероприятий, повышающих энегоэффективность установки, а так же оптимизация тепловых схем и режимов эксплуатации, позволят увеличить объемы и экономичность выработки тепла и электроэнергии на угольных ТЭЦ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Интернет-сайт Мирового энергетического агенства www.iea.org;
2. Луннинг Б., Ионкин И.Л., Рагуткин А.В., Сверчков П.М. Конденсерная технология утилизации низкопотенциальной теплоты уходящих дымовых газов // Труды Второй Всероссийской науно-практической конференции «повышение надежности и эффективности эксплуатации электрических станций и энергетических систем». – Москва: НИУ «МЭИ», 2012. - С. 213 – 216.
3. Markus Slotte, Large scale co-firing of REF and biofuels in a CFB with advanced steam and very high plant efficiency, Foster Wheeler AB, Sweden, 2011.
4. Г.А. Рябов, И.А. Долгушин Использование местных топлив и биомассы применительно к сжиганию в котлах с ЦКС // Труды Второй Всероссийской науно-практической конференции «повышение надежности и эффективности эксплуатации электрических станций и энергетических систем». – Москва: НИУ «МЭИ», 2012. - С. 290 – 293.
5. Дорохов Е.В. «Расчет тепловой схемы турбоустановки в электронных таблицах Excel», М.: Издательство МЭИ, 1999.
6. Костюк А.Г., Грибин В.Г., Петрунин Б.Н., Лисянский А.С., Горлицын К.В., Ушинин С.В. Практический опыт внедрения сотовых надбандажных уплотнений на турбоагрегатах мощность. 60 - 800 МВт // Труды Второй Всероссийской науно-практической конференции «повышение надежности и эффективности эксплуатации электрических станций и энергетических систем». – Москва: НИУ «МЭИ», 2012. - С. 192 –196.