УДК 62–665.4

К ВОПРОСУ О ПЕРЕХОДЕ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ С ТРАДИЦИОННЫХ ТОПЛИВ НА ОРГАНОВОДОУГОЛЬНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ КОМПОЗИЦИИ

Курганкина Маргарита Александровна[1],
mad2@tpu.ru

Вершинина Ксения Юрьевна[1],
vershininaks@gmail.com

Озерова Ирина Петровна[1],
ozer@tpu.ru

Медведев Валерий Васильевич[1],
t45ap@tpu.ru

[1] Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность *исследования обусловлена необходимостью эффективной утилизации многочисленных аккумулированных отходов углеобогащения и нефтепереработки в составе водоугольных и органоводоугольных топлив, существенного снижения потребления полезных ископаемых для получения тепловой и электрической энергии, минимизации влияния теплоэнергетики на здоровье населения и состояние природы.*
Цель исследования: *оценка преобразования систем топливоподачи при переходе тепловых электрических станций с твердого, жидкого и газового топлива на органоводоугольные топлива; проведение технико-экономического анализа применения органоводоугольных топлив на ТЭС с учетом основных статей затрат.*
Объект: *тепловая электрическая станция тепловой мощностью 800 Гкал/ч и электрической мощностью 300 МВт, расположенная в Сибирском регионе Российской Федерации. В качестве основных видов топлива используется каменный уголь марки «Д» и природный газ, в качестве растопочного топлива используется мазут.*
Методы: *проведение технико-экономического анализа эффективности перехода тепловой электрической станции с традиционного топлива на органоводоугольные топлива путем расчета следующих затрат: топливные, эксплуатационные, хранение топлива, хранение и утилизация золошлаковых отходов, уплата штрафов и экологические мероприятия, переоборудование системы топливного хозяйства.*
Результаты. *Переход с традиционного твердого топлива (угля) на органоводоугольные суспензии существенно упрощает системы топливных хозяйств ТЭС и котельных, так как для создания таких систем требуется значительно меньшее количество оборудования. При выработке общей установленной мощности всеми угольными электростанциями мира за счет сжигания органоводоугольных топлив экономия одних только топливных затрат может составить от сотен млн р до десятков млрд р в год.*

Ключевые слова:
Тепловая электрическая станция, система топливного хозяйства, водоугольное топливо, органоводоугольное топливо, технико-экономический анализ, антропогенные выбросы.

Введение

Согласно данным международного энергетического агентства [1], в настоящее время мир сжигает больше угля, чем когда-либо за всю историю. Мировое потребление угля увеличилось более чем на 15 % с 3480 млн т в 2007 г. до 3887 млн т в 2013 г. [2], что в среднем составляет 1,8 % в год (рис. 1).

Следует отметить, что с 2014 по 2016 гг. наблюдается замедление роста потребления угля. В первую очередь, данный факт обусловлен тем, что ряд стран, например Китай и США, дошли до определенного предела в развитии угольной энергетики и осознали опасность, которую несет сжигание угля на тепловых электрических станциях (ТЭС) для здоровья и жизни людей, а также окружающей среды в целом [3]. В США рекордными числами закрываются угольные ТЭС и в ближайшее время эта тенденция не изменится [4]. В свою очередь, Правительство Китая ведет активную политику, направленную на снижение выбросов путем сокращения доли угля в энергопотреблении [5].

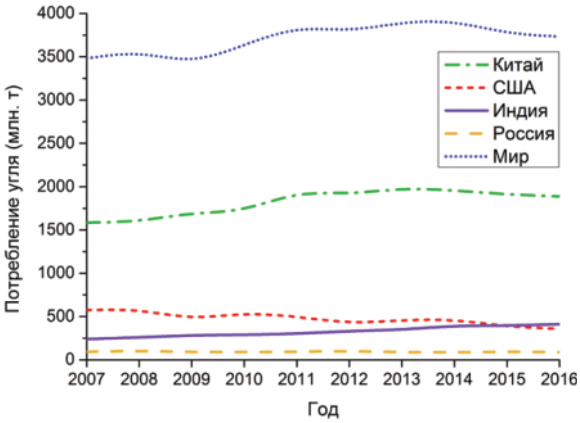

Рис. 1. *Объемы потребления угля за 2007–2016 гг.*

Fig. 1. *Trends of coal consumption in 2007–2016*

Следует отметить, что с 2014 по 2016 гг. наблюдается замедление роста потребления угля. В первую очередь, данный факт обусловлен тем, что ряд стран, например Китай и США, дошли до определенного предела в развитии угольной энергетики и осознали опасность, которую несет сжигание угля на тепловых электрических станциях (ТЭС) для здоровья и жизни людей, а также окружающей среды в целом [3]. В США рекордными числами закрываются угольные ТЭС и в ближайшее время эта тенденция не изменится [4]. В свою очередь, Правительство Китая ведет активную политику, направленную на снижение выбросов путем сокращения доли угля в энергопотреблении [5].

Вопросам снижения концентраций выбросов загрязняющих веществ в атмосферу энергетическими предприятиями и повышения жизненного уровня населения уделяется значительное внимание также и в других странах, например в Индии, Японии, России [6–8]. В последние годы активно развивается тематика применения водоугольных (ВУТ) и органоводоугольных (ОВУТ) топливных суспензий на ТЭС [9–11] взамен традиционного пылеугольного сжигания.

К настоящему времени достаточно хорошо изучены процессы зажигания и горения водоугольных и органоводоугольных суспензий [9–11], вопросы приготовления подобных топлив и их реологические характеристики [12, 13], а также экономические и экологические характеристики [14, 15]. Результаты научных исследований [9–15] дают основание полагать, что ВУТ и ОВУТ являются достойной альтернативой углю в качестве основного топлива на ТЭС. К сожалению, позиции энергетиков, экологов и населения по вопросам использования ВУТ и ОВУТ вместо угля расходятся вследствие разных интересов. Как следствие, результаты исследований, перечисленных в работах [9–15], достаточно редко доходят до практического использования.

Применение ВУТ и ОВУТ в энергетическом секторе может служить основой для эффективной утилизации многочисленных аккумулированных отходов углеобогащения и нефтепереработки, существенного снижения потребления полезных ископаемых для получения тепловой и электрической энергии, минимизации влияния теплоэнергетики на здоровье населения и состояние природы.

В данной работе авторы предлагают в качестве горючей составляющей суспензий использовать отходы углеобогащения (фильтр-кеки), которые, по сути, представляют уже готовые суспензии ВУТ. Это значительно упростит схемы систем топливоподачи, особенно для угольных ТЭС, где большую часть оборудования составляют устройства для измельчения угля и приготовления угольной пыли. Исходя из этого, представляет особый интерес изучение вопроса технологических изменений в системах топливоподачи существующих ТЭС (работающих не только на твердом, но также на жидком и газообразном топливах) при внедрении ОВУТ в качестве топлива, а также экономический эффект, который может быть получен при осуществлении этих изменений.

Следует отметить, что авторы работы также предлагают произвести переход ТЭС с традиционного топлива на ОВУТ только в тех регионах, где это является целесообразным, в частности в регионах с развитой добычей и обогащением угля (Кемеровская область, Красноярский край, Иркутская область, Донецкая область и др.). Так как существующие в этих регионах ТЭС преимущественно являются угольными, следовательно, особо остро стоит проблема экологии: высокие антропогенные выбросы, накопление объемов отходов углеобогащения. При этом вполне реально осуществить транспортировку фильтр-кеков от обогатительных фабрик до ближайших ТЭС. Однако следует учитывать климат региона, так как низкие отрицательные температуры могут затруднять транспортировку фильтр-кеков.

В работе [16] представлены результаты выполненных технико-экономических оценок перехода трех типичных объектов энергетики (две тепловые электрические станции, одна котельная установка) с фактически используемого топлива (угля, газа и мазута) на ОВУТ. В данных расчетах были учтены следующие статьи расходов: затраты, связанные с приобретением компонентов ОВУТ; затраты на хранение топлива; затраты на складирование и утилизацию золошлаковых отходов (ЗШО); затраты на экологические мероприятия. Однако авторы статьи [16] не рассматривали конкретные технологические изменения в системах топливных хозяйств электростанций, к которым приведет замена топлива. Соответственно, не были учтены затраты на осуществление этих изменений. Кроме того, представляет интерес сравнение затрат, необходимых для реализации технического перевооружения существующих систем топливоподачи, использующих в качестве основного топлива ОВУТ.

Цель работы – оценка преобразования систем топливоподачи при переходе ТЭС с твердого, жидкого и газового топлива на ОВУТ. Задачи работы: анализ существующих схем топливных хозяйств на твердом, жидком и газовом топливе для использования суспензий ОВУТ на ТЭС; на примере типичного объекта энергетики (ТЭС) провести технико-экономический анализ эффективности перехода от традиционного топлива на суспензии ОВУТ.

Изменения в технологических схемах топливных хозяйств ТЭС

В качестве типового объекта энергетики была рассмотрена ТЭС тепловой мощностью 800 Гкал/ч и электрической мощностью 300 МВт. Вид используемого топлива – каменный уголь марки «Д» (основное топливо), природный газ (основное топливо), мазут (для растопки) [16]. На рассматриваемой станции реализованы три вида системы топливного хозяйства: для твердого, жидкого и газо-

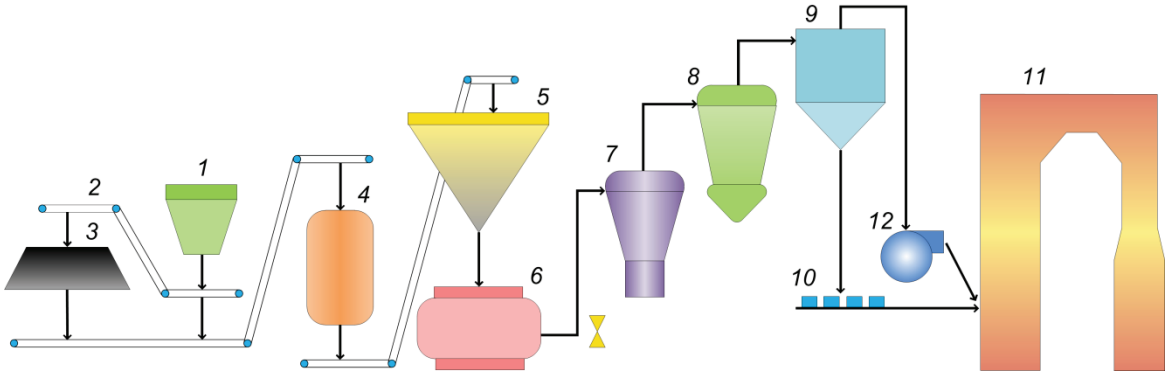

Рис. 2. *Технологическая схема угольного хозяйства ТЭС: 1 – приемный бункер; 2 – ленточный транспортер; 3 – склад угля; 4 – дробильная установка; 5 – бункер сырого угля; 6 – пылеугольная мельница; 7 – сепаратор; 8 – циклон; 9 – бункер угольной пыли; 10 – питатель угля; 11 – паровой котел; 12 – мельничный вентилятор*

Fig. 2. *Coal-handling system scheme: 1 is the receiving hopper; 2 is the transport line; 3 is the coal supply; 4 is the coal crusher; 5 is the raw coal bunker; 6 is the pulveriser; 7 is the sizer; 8 is the cyclone; 9 is the pulverized coal bunker; 10 is the feeder; 11 is the steam generator; 12 is the fan*

вого топлив. Рассмотрены технологические схемы каждой из трех систем. Затем были выполнены преобразования существующих схем для использования ОВУТ на рассмотренной станции.

Топливное хозяйство ТЭС на твердом топливе

Типичная схема топливного хозяйства ТЭС на твердом топливе показана на рис. 2.

Топливо в железнодорожных вагонах поступает к разгрузочным устройствам – *1*, откуда с помощью ленточных транспортеров – *2* направляется на склад – *3*. Со склада топливо подается в дробильную установку – *4*. Из дробильной установки – *4* топливо поступает в бункера сырого угля – *5*, а оттуда – в пылеугольную мельницу – *6*. Угольная пыль пневматически транспортируется через сепаратор – *7* и циклон – *8* в бункер угольной пыли – *9*, а оттуда питателями – *10* к горелкам котла – *11*. Воздух из циклона засасывается мельничным вентилятором – *12* и подается в топочную камеру котла – *11*.

Топливное хозяйство ТЭС на жидком топливе

Типичная схема мазутного хозяйства представлена на рис. 3.

Из приемного сливного устройства – *1* (включающего в себя железнодорожные цистерны, эстакаду, переносной сливной лоток, сливной желоб и отводящую трубу) мазут поступает в приемную емкость – *2*. Из нее насосами – *3* мазут подается в фильтры грубой очистки – *4*, фильтры тонкой очистки – *5* и закачивается в емкость мазутохранилища – *6*. Из емкости мазутохранилища – *6* через фильтры тонкой очистки – *5* и подогреватели – *7* насосами – *3* мазут подается в горелки котельного

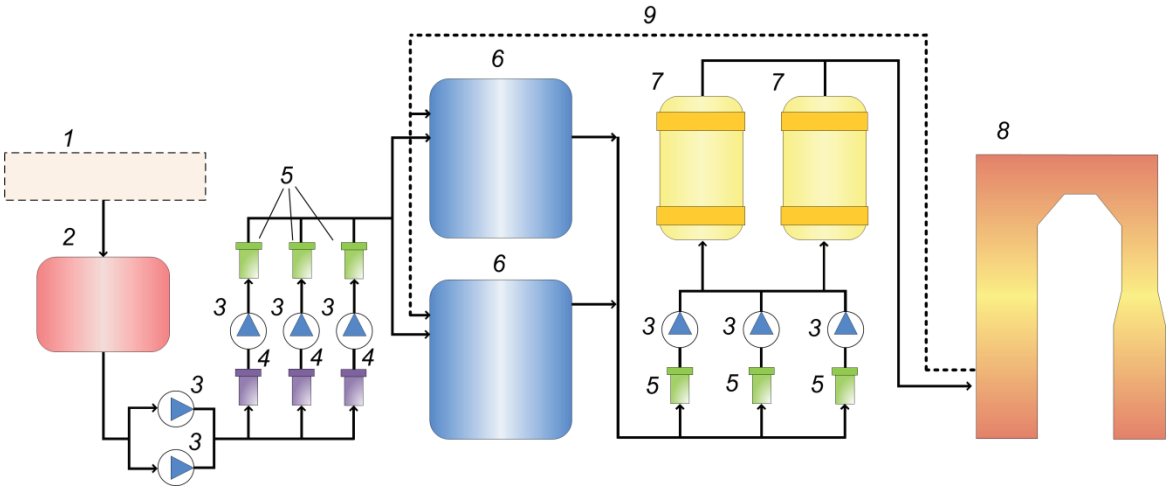

Рис. 3. *Технологическая схема мазутного хозяйства (с наземным мазутохранилищем) ТЭС: 1 – приемное устройство; 2 – приемная емкость; 3 – насос; 4 – фильтр грубой очистки; 5 – фильтр тонкой очистки; 6 – мазутохранилище; 7 – подогреватель; 8 –паровой котел; 9 – линия рециркуляции*

Fig. 3. *Fuel oil-handling system scheme: 1 is the receiving unit; 2 is the receiving tank; 3 is the pump; 4 is the pre-filter; 5 is the fine filter; 6 is the storage tank; 7 is the heater; 8 is the steam generator; 9 is the recirculation line*

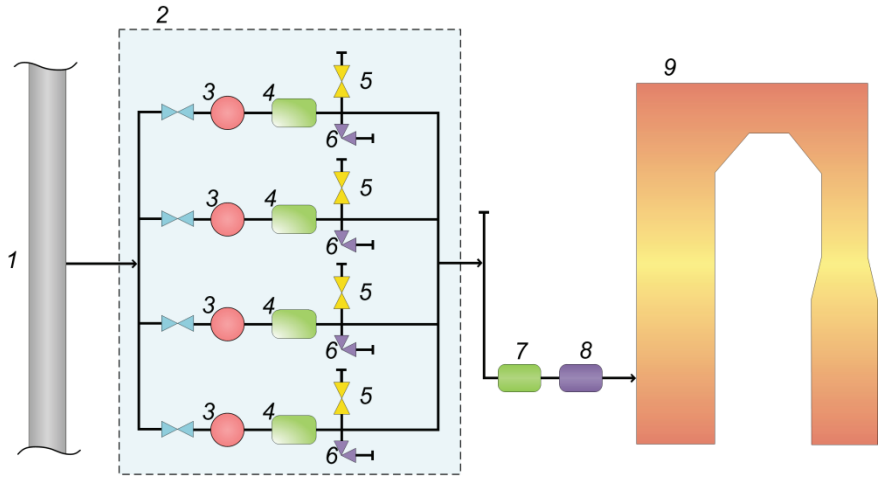

Рис. 4. *Технологическая схема газового хозяйства ТЭС: 1 – магистральный газопровод; 2 – газораспределительный пункт; 3 – фильтр; 4 – регулятор давления; 5 – свеча для продувки газопровода; 6 – предохранительный клапан; 7 – отсечной клапан; 8 – регулирующий клапан; 9 – паровой котел*

Fig. 4. *Gas-handling system scheme: 1 is the main gas pipeline; 2 is the gas-distributing plant; 3 is the gas filter; 4 is the pressure controller; 5 is the purge plug; 6 is the safety plug; 7 is the on-off valve; 8 is the regulation valve; 9 is the steam generator*

агрегата – *8*. Часть разогретого мазута направляется по линии рециркуляции – *9* в мазутохранилище – *6* для разогрева находящегося там мазута.

Топливное хозяйство ТЭС на газовом топливе

Типичная схема топливного хозяйства электростанции, работающей на газовом топливе, представлена на рис. 4.

Газ поступает на электростанцию от магистрального газопровода – *1* (или от газораспределительной станции – ГРС). Для снижения давления до необходимого (по условиям работы горелок котлов) устанавливается газораспределительный пункт (ГРП) – *2*. ГРП размещен в отдельном здании на территории ТЭС и оборудован предохранительными, противопожарными и противовзрывными устройствами (фильтр – *4*, регулятор давления газа – *5*, свеча для продувки газопровода – *6*, предохранительный запорный клапан – *7* и пр.). От ГРП – *2* газ по трубопроводу через отсечной – *7* и регулирующий – *8* клапаны подается к горелкам парового котла – *9*.

Технологические изменения в схемах топливных хозяйств ТЭС при внедрении ОВУТ

Применение ОВУТ существенно упрощает систему топливного хозяйства (рис. 5).

В частности, исключается необходимость в оборудовании, предназначенном для хранения, измельчения и транспортировки угля, а также в оборудовании мазутного и газового хозяйств. Исключением являются резервуары для хранения мазута. В данных емкостях будут храниться компоненты ОВУТ (фильтр-кек, отработанная горючая жидкость и, при необходимости, дополнительный горючий компонент (например, солома, древесные опилки, углеродный остаток пиролиза автомобильных покрышек и пр.) [16].

Технико-экономический анализ применения органоводоугольного топлива на тепловой электрической станции

Основные затраты

Технико-экономический анализ был проведен в соответствии с методиками [16, 17]. На основании имеющихся данных [16] о виде топлива, его энергетических характеристиках, расходе и стоимости была проведена оценка экономического эффекта при переходе ТЭС с традиционного топлива на суспензии ОВУТ. В данной работе были использованы полученные ранее данные о денежных затратах [16] и приведена новая (дополнительная) статья затрат на оборудование системы топливного хозяйства:

1) *Топливные затраты* [16] рассчитывались в соответствии со средней рыночной стоимостью компонентов ОВУТ (с учетом предполагаемых затрат на их транспортировку). Выражение для расчета топливных затрат:

$$S_1 = C_т \cdot V_т, \quad (1)$$

где $C_т$ – среднерыночная цена топлива, р./т; $V_т$ – объем сжигаемого топлива, т.

2) *Эксплуатационные затраты* – затраты на электроэнергию для приготовления угольной пыли и ОВУТ (на основе данных [16] о расходе и стоимости электрической энергии):

$$S_2 = G_э \cdot C_э, \quad (2)$$

где $G_э$ – расход электроэнергии на пылеприготовление и на приготовление суспензии ОВУТ, кВт·ч/год; $C_э$ – стоимость электроэнергии, р/(кВт·ч).

3) *Затраты на складирование и утилизацию золошлаковых отходов*. В соответствии с [16] переход на суспензии ОВУТ не приведет к значительному увеличению золошлаковых отходов (ЗШО). Поэтому дополнительных затрат не требуется.

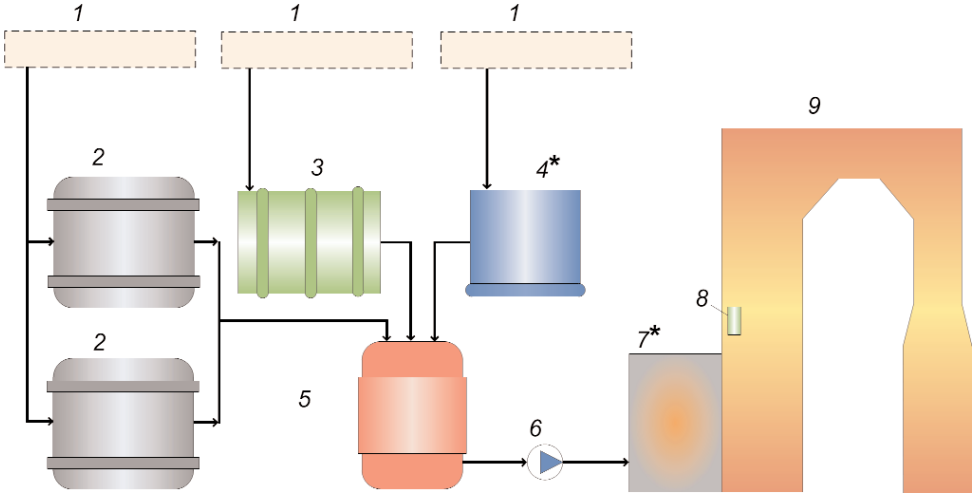

Рис. 5. *Технологическая схема топливного хозяйства ТЭС, работающей на ОВУТ: 1 – приемное устройство; 2 – резервуар для хранения фильтр-кека; 3 – резервуар для хранения отработанной горючей жидкости; 4* – резервуар для хранения дополнительного компонента; 5 – емкость для ОВУТ с гомогенизатором; 6 – насос; 7* – предтопок; 8 – форсунка; 9 – паровой котел*
** по требованию заказчика*

Fig. 5. *Fuel-handling system scheme operating on coal-water slurry containing petrochemicals: 1 is the receiving unit; 2 is the storage tank for filter cake; 3 is the storage tank for used combustible liquid; 4* is the storage tank for additional component; 5 is the tank with homogenizer; 6 is the pump; 7* is the extended furnace; 8 is spray nozzle; 9 is the steam generator*
** at the customer's request*

4) *Затраты на экологические мероприятия или уплату штрафов*. Согласно [14, 16, 18], суспензии ОВУТ снижают концентрации выбросов SO_x и NO_x, а также летучей золы, следовательно, дополнительных затрат не требуется.
5) *Затраты на оборудование системы топливного хозяйства* рассчитаны на основе средней рыночной стоимости оборудования, входящего в существующую систему топливного хозяйства ТЭС. Также были учтены затраты на хранение топлива с учетом необходимого резерва, которые были рассчитаны на основе данных [16] о необходимом резерве топлива, существующих складах и резервуарах на ТЭС. Также учитывалось дополнительное оборудование, необходимое для хранения ОВУТ.

Затраты на оборудование систем топливного хозяйства ТЭС

На основе информации [19] о количестве котлов на рассматриваемой станции (10 паровых котлов) и организации системы топливного хозяйства (например, в случае системы для твердого топлива – индивидуальные системы пылеприготовления с шаровыми барабанными мельницами (ШБМ) и промежуточными пылевыми бункерами) были рассчитаны затраты на существующее топливное хозяйство станции, включающее в себя систему для твердого, жидкого и газового топлив. При расчете затрат на топливную систему для ОВУТ учитывалось уже имеющееся оборудование на станции и его возможное дальнейшее использование при функционировании новой системы для ОВУТ. Так, например, на рассматриваемой станции имеются два бака объемом 600 м^3, которые можно использовать для хранения отработанной горючей жидкости и дополнительного горючего компонента. Далее была определена денежная экономия на системе топливного хозяйства при переходе рассматриваемой станции на ОВУТ. Результаты расчетов представлены в табл. 1.

Экономия (табл. 1), которая достигается при переходе с традиционного топлива на сжигание ОВУТ, обусловлена значительным сокращением количества необходимого оборудования для новой системы, следовательно, затраты на систему также сокращаются.

Итоговые затраты, связанные с переходом ТЭС на ОВУТ

С учетом расчетов, представленных в работе [16], было проведено суммирование всех затрат, необходимых при переходе с традиционного топлива на ОВУТ. Рассмотренные топливные суспензии имели следующие концентрации компонентов в своем составе [16]: ОВУТ № 1 (фильтр-кеки каменного угля 49,5 %, фусы 10 %, пластификатор 0,5 %, техническая вода 40 %); ОВУТ № 2 (фильтр-кеки каменного угля 49,5 %, нефтяные отложения 10 %, пластификатор 0,5 %, техническая вода 40 %); ОВУТ № 3 (фусы 15 %, каменные угли 44,5 %, пластификатор 0,5 %, техническая вода 40 %); ОВУТ № 4 (фильтр-кеки каменного угля 49,5 %, моторное масло 10 %, пластификатор 0,5 %, техническая вода 40 %). Результаты представлены в табл. 2.

Таблица 1. *Сравнение расходов на оборудование системы топливного хозяйства ТЭС*

Table 1. *Comparison of costs for fuel-handling system equipment*

Узел Unit	Количество Quantity	Цена/шт., тыс. р. Unitary cost, thousand rubles	Сумма, тыс. р. Total, thousand rubles
Топливное хозяйство ТЭС на твердом топливе Coal-handling system			
Разгрузочное устройство Discharge facility	1	44000	44000
Склад Coal supply	1	2000	2000
Ленточный транспортер Transport line	1	2000	2000
Дробильная установка Coal crusher	1	1000	1000
Пылеугольная мельница Pulveriser	20	30000	600000
Бункер сырого угля Raw coal bunker	20	2000	40000
Сепаратор Sizer	20	400	8000
Циклон Cyclone	20	200	4000
Бункер угольной пыли Pulverized coal bunker	20	1500	30000
Питатель пыли Feeder	60	1500	90000
Взрывной предохранительный клапан Safety-valve	160	20	3200
Дымосос инертных газов Induced-draft fan	20	100	2000
Мельничный вентилятор Fan	20	200	4000
Топливное хозяйство ТЭС на жидком топливе Fuel oil-handling system			
Приемное устройство Receiving unit	1	1000	1000
Мазутохранилище Storage tank	2	2400	4800
Фильтр (грубой и тонкой очистки) Filter (pre-filter and fine filter)	9	110	990
Насос Pump	6	37	222
Подогреватель Heater	2	220	440
Форсунка Burner	60	40	2400

**по требованию заказчика (возможна реализация системы без резервуара для хранения дополнительного компонента и предтопка).*

**at the customer's request (it is possible to implement a system without a storage tank for additional component and extended furnace).*

Окончание табл. 1

Table 1

Узел Unit	Количество Quantity	Цена/шт., тыс. р. Unitary cost, thousand rubles	Сумма, тыс. р. Total, thousand rubles
Топливное хозяйство ТЭС на газовом топливе Gas-handling system			
Конденсатоотвод Connected drain	1	45	45
Расходомер Flow rate meter	1	75	75
Фильтр Gas filter	4	25	100
Регулятор давления Pressure controller	4	60	240
Клапан предохранительный Safety plug	4	130	520
Клапан отсечной On-off valve	10	25	250
Клапан регулирующий Regulation valve	10	45	450
Свеча для продувки газопровода Purge plug	1	1	1
Итого Total			841733
Топливное хозяйство ТЭС на ОВУТ Fuel-handling system working at CWSP			
Резервуар для хранения фильтр-кека Storage tank for filter cake	3	2800	8400
Резервуар для хранения отработанной горючей жидкости Storage tank for used combustible liquid	1	–	–
Резервуар для хранения дополнительного горючего компонента* Storage tank for additional component*	1	–	–
Резервуар для хранения ОВУТ с гомогенизатором Tank with homogenizer	10	3000	30000
Предтопок* Extended furnace*	10	1500	15000
Устройство подачи топлива (форсунки, насос, трубопровод) Fuel feeding device (burners, pump, pipeline)	10	3500	35000
Итого Total			93200
Экономия при переходе на ОВУТ Economy from switching			743733

Экономия (табл. 1), которая достигается при переходе с традиционного топлива на сжигание ОВУТ, обусловлена значительным сокращением количества необходимого оборудования для новой системы, следовательно, затраты на систему также сокращаются.

Итоговые затраты, связанные с переходом ТЭС на ОВУТ

С учетом расчетов, представленных в работе [16], было проведено суммирование всех затрат, необходимых при переходе с традиционного топлива на ОВУТ. Рассмотренные топливные суспензии имели следующие концентрации компонентов в своем составе [16]: ОВУТ № 1 (фильтр-кеки каменного угля 49,5 %, фусы 10 %, пластификатор 0,5 %, техническая вода 40 %); ОВУТ № 2 (фильтр-кеки каменного угля 49,5 %, нефтяные отложения 10 %, пластификатор 0,5 %, техническая вода 40 %); ОВУТ № 3 (фусы 15 %, каменные угли 44,5 %, пластификатор 0,5 %, техническая вода 40 %); ОВУТ № 4 (фильтр-кеки каменного угля 49,5 %, моторное масло 10 %, пластификатор 0,5 %, техническая вода 40 %). Результаты представлены в табл. 2.

Таблица 2. *Денежные потоки при переходе ТЭС на ОВУТ (с учетом данных [16])*

Table 2. *Cash flows when switching to CWSP*

Перечень затрат, млн р. List of expenses, million rubles	Фактическое топливо Actual fuel	Состав ОВУТ CWSP composition			
		1	2	3	4
Топливные затраты Fuel costs	5878,6	762,1	844,7	3088,5	3569,4
Затраты на подготовку: Preparation expenses:					
Капитальные Capital costs	–	–	–	–	–
Эксплуатационные Operating costs	45,9	13,3	13,1	12,9	13,1
Затраты на ЗШО Ash and slag waste costs	–	–	–	–	–
Затраты на экологические мероприятия Environmental costs	–	–	–	–	–
Затраты на оборудование системы топливного хозяйства Fuel-handling system costs	841,7	93,2	93,2	93,2	93,2
Итоговые затраты Total costs	6766,2	873,3	955,7	3199,3	3680,4
Экономия Economy from switching	–	5892,9	5810,5	3566,9	3085,7

Следует отметить, что при проведении расчетов не учитывались затраты, связанные с демонтажем выводимого из эксплуатации оборудования. Данную статью затрат при реализации перехода станции с традиционного топлива на ОВУТ необходимо уточнять. В данной работе затраты на демонтаж оборудования были приняты как 10 % от стоимости топливной системы, что составило 84173 тыс. р. С учетом данной статьи экономия при переходе на ОВУТ составит 659560 тыс. р.

Авторами работы были также рассмотрены станции, работающие только на газе или только на угле [16]. Станция, работающая только на мазуте, не была принята к рассмотрению, так как в основном данное топливо используется для растопки паровых котлов. В частности, при переходе на ОВУТ станции (тепловой мощность 780 Гкал/ч, электрической мощностью 140 МВт), основным топливом которой является природный газ, экономия затрат составила [16] 75028,2 тыс. р. При переходе на ОВУТ станции (тепловой мощность 1,2 Гкал/ч), основным топливом которой является каменный уголь, экономия затрат составила [16] 1329,1 тыс. р.

Таким образом, выполненные технико-экономические оценки свидетельствуют о целесообразности перехода типового объекта энергетики с традиционного топлива на суспензии ОВУТ (даже с учетом дополнительных затрат на преобразование существующей системы топливного хозяйства на станции).

Экологические, энергетические и экономические характеристики применения органоводоугольного топлива

Экспериментальные исследования по установлению экологических характеристик сжигания ОВУТ, представленные в [14, 16, 18], показали, что применение таких суспензионных топлив имеет явные преимущества в сравнении с пылевидным и слоевым сжиганием угля. Было установлено существенное снижение концентраций антропогенных выбросов (по сравнению с углем) – NO_x на 20 %, SO_x на 40 %, летучей золы на 20 % [14, 16, 18] – при низкотемпературном (700–1000 °С) режиме сжигания топлив.

Добавление жидкого горючего компонента (например, отработанного турбинного масла) приводит к незначительному повышению выбросов (в несколько раз по сравнению с ВУТ) [18], но при этом установленные значения концентраций NO_x и SO_x для ОВУТ не превышают соответствующие значения выбросов для углей [18]. К тому же добавление жидкого горючего компонента способствует повышению энергетических характеристик топлив [20].

Значения теплоты сгорания суспензий ОВУТ в 1,5–2 раза меньше по сравнению со значениями теплот сгорания углей [20]. В связи с этим, для того чтобы ТЭС могли вырабатывать свою установленную мощность, объем сжигаемого ОВУТ необходимо увеличить практически в два раза.

Таким образом, проведенные оценки в первом приближении иллюстрируют значительный потенциал суспензионных топлив в связи с возможностями масштабной утилизации многих опасных отходов в их составе, замены дорогостоящих и де-

фицитных видов топлив, диверсификации сырьевого рынка, а также решения ряда проблем, возникающих при эксплуатации пылеугольных котельных и ТЭС (пожаро- и взрывоопасность угольной пыли, загрязнение атмосферы выбросами вредных веществ) в странах, являющихся лидерами по выработке энергии за счет сжигания угля (в частности, России, Китая, США, Индии).

Выводы

1. Переход с традиционного твердого топлива (угля) на суспензии ОВУТ (на основе фильтр-кеков) существенно упрощает системы топливных хозяйств ТЭС и котельных, так как для создания таких систем требуется значительно меньшее количество оборудования. В частности, исключается необходимость в оборудовании, предназначенном для хранения, измельчения и транспортировки угля, а также в оборудовании газового хозяйства и частично мазутного.
2. При выработке общей установленной мощности всеми угольными электростанциями мира за счет сжигания ОВУТ (переход которых целесообразно осуществить) экономия одних только топливных затрат может составить от сотен млн р. до десятков млрд р. в год.
3. Переход угольных ТЭС с традиционного топлива на суспензии ОВУТ позволит решить несколько глобальных проблем человечества. *Первая* – утилизация широкого класса отходов угле- и нефтепереработки. Это позволит не только утилизировать уже накопленные отходы (объемы составляют: отходы углеобогащения более 800 млн т, отходы нефтепереработки более 1 млрд т), но также предотвратить накопление вновь образующихся отходов. *Вторая* – снижение концентраций антропогенных выбросов угольными предприятиями энергетики (SO_x на 40 %, NO_x на 20 %), что подразумевает снижение негативного воздействия на окружающую среду, доли заболеваемости и смертности, вызванной плохим состоянием окружающего воздуха. *Третья* – рациональное использование природных ресурсов не только с целью сохранения природы, но и самих природных ресурсов, которые понадобятся для жизни следующим поколениям.

Исследования выполнены в рамках стратегического плана развития Национального исследовательского Томского политехнического университета как одного из ведущих университетов мира (проект ВИУ-ИШФВП-184/2018).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Medium-Term Coal Market Report 2016. – Paris: International Energy Agency, 2016. – 141 p.
2. Coal information: overview. – Paris: International Energy Agency, 2017. – 8 p.
3. Проблема снижения выбросов ртути при сжигании угля на ТЭС / А.М. Зыков, С.Н. Аничков, К.И. Колчин, Г.В. Гончаренко, Л.Г. Менчиков, И.К. Коршевец, Е.Д. Стрельцова, М.Ю. Леонова // Энергетик. – 2014. – № 3. – С. 69–70.
4. The US Coal Crash. Evidence for Structural Change. – London: Carbon Tracker Initiative, 2015. – 48 p.
5. Co-firing of oil sludge with coal-water slurry in an industrial internal circulating fluidized bed boiler / J. Liu, X. Jiang, L. Zhou, H. Wang, X. Han // Journal Hazardous Materials. – 2009. – V. 167. – Iss. 1–3. – P. 817–823.
6. Guttikunda S.K., Jawahar P. Atmospheric emissions and pollution from the coal-fired thermal power plants in India // Atmospheric Environment. – 2014. – V. 92. – P. 449–460.
7. Тайлашева Т.С., Красильникова Л.Г., Воронцова Е.С. Оценка вредных выбросов в атмосферу от котельных Томской области // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 322. – № 4. – С. 52–55.
8. Крылов Д.А. Микроэлементы в топливе и золошлаковых отходах угольных электростанций // Энергетик. – 2012. – № 11. – С. 36–39.
9. Results of study of sulfur oxide reduction during combustion of coal-water slurry fuel through use of sulfur capturing agents / V.I. Murko, V.I. Karpenok, Y.A. Senchurova, O.V. Tailakov, A.R. Bogomolov, V.A. Khyamyalyainen // MATEC Web Conferences. – 2016. – V. 72. – Article number 01074.
10. Технологии получения и сжигания топливных водоугольных суспензий из монгольских бурых углей / В.И. Мурко, В.И. Федяев, М.П. Баранова, С.Т. Батмунх, Д.Б. Балдандорж, Ч.Б. Сухэ-батор // Энергетик. – 2011. – № 4. – С. 35–38.
11. Ignition of promising coal-water slurry containing petrochemicals: Analysis of key aspects / D.O. Glushkov, S.V. Syrodoy, A.V. Zakharevich, P.A. Strizhak // Fuel Processing Technology. – 2016. – V. 148. – P. 224–235.
12. Kijo-Kleczkowska A. Combustion of coal-water suspensions // Fuel. – 2011. – V. 90. – P. 865–877.
13. The rheodynamics and combustion of coal-water mixtures / A.P. Burdukov, V.I. Popov, V.G. Tomilov, V.D. Fedosenko // Fuel. – 2002. – V. 81. – P. 927–933.
14. Dmitrienko M.A., Nyashina G.S., Strizhak P.A. Environmental indicators of the combustion of prospective coal water slurry containing petrochemicals // Journal Hazardous Materials. – 2017. – V. 338. – P. 148–159.
15. Khodakov G.S. Coal-water suspensions in power engineering // Thermal Engineering. – 2007. – V. 54. – Iss. 1. – P. 36–47.
16. Dmitrienko M.A., Strizhak P.A. Coal-water slurries containing petrochemicals to solve problems of air pollution by coal thermal power stations and boiler plants: an introductory review // Science of the Total Environment. – 2018. – V. 613–614. – P. 1117–1129.
17. Dmitrienko M.A., Strizhak P.A., Tsygankova Yu.S. Technoeconomic analysis of prospects of use of organic coal-water fuels of various component compositions // Chemical and Petroleum Engineering. – 2017. – V. 53. – Iss. 3–4. – P. 195–202.
18. Nyashina G.S., Kuznetsov G.V., Strizhak P.A. Energy efficiency and environmental aspects of the combustion of coal-water slurries with and without petrochemicals // Journal of Cleaner Production. – 2018. – V. 172. – P. 1730–1738.
19. Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения города Томска до 2031 года (актуализация на 2017 год). Книга 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения. Приложение 1. Энергоисточники города. – Томск: Томская печатная компания, 2016. – 95 с.
20. Burning Properties of Slurry Based on Coal and Oil Processing Waste / D.O. Glushkov, S.Yu. Lyrschikov, S.A. Shevyrev, P.A. Strizhak // Energy & Fuels. – 2016. – V. 30. – Iss. 4. – P. 3441–3450.

Поступила 12.04.2018 г.

Информация об авторах

Курганкина М.А., аспирант, ассистент лаборатории моделирования процессов тепломассопереноса Исследовательской школы физики высокоэнергетических процессов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Вершинина К.Ю., кандидат физико-математических наук, ассистент лаборатории моделирования процессов тепломассопереноса Исследовательской школы физики высокоэнергетических процессов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Озерова И.П., кандидат технических наук, доцент Научно-образовательного центра им. И.Н. Бутакова Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Медведев В.В., кандидат технических наук, доцент Научно-образовательного центра им. И.Н. Бутакова Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 62–665.4

THERMAL POWER PLANTS SWITCHING FROM TRADITIONAL FUELS TO COAL WATER SLURRIES CONTAINING PETROCHEMICALS

Margarita A. Kurgankina[1],
mad2@tpu.ru

Kseniya Yu. Vershinina[1],
vershininaks@gmail.com

Irina P. Ozerova[1],
ozer@tpu.ru

Valeriy V. Medvedev[1],
t45ap@tpu.ru

[1] National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.

The relevance *of the research is caused by the effective utilization of numerous accumulated coal waste and oil refining in the composition of coal water slurry and coal water slurry containing petrochemicals, a significant reduction in consumption of minerals for energy, minimizing the impact of heat energy on public health and the state of nature.*
The main aim *of the research is fuel supply systems transformation in switching thermal power plants from solid, liquid and gas fuel to coal water slurries containing petrochemicals; techno economic analysis of power generation facility switching to high-potential coal-water slurries containing petrochemicals based on coal and oil processing waste.*
Object *of the research is thermal power plant with electric and thermal capacity 300 MW and 800 Gcal-hr respectively located in the Siberian region of the Russian Federation, type of primary fuel used – coal and nature gas, type of starting fuel and used – fuel oil.*
Methods: *techno economic analysis of the efficiency of thermal power plant switching from traditional fuel to coal water slurry containing petrochemicals by calculating the fuel costs, operating costs, fuel storage costs, storing and disposal of bottom ash waste, payment of fines and environmental actions, fuel supply system costs.*
Results. *Thermal power plant switching from traditional fuel to coal water slurry containing petrochemicals greatly simplifies the fuel supply systems as much less equipment is required to create such systems. During the production of total installed capacity of all coal-fired power plants in the world due to the combustion of coal water slurry containing petrochemicals, the fuel costs saving can amount from hundreds of millions rubles up to tens of billions rubles in year.*

Key words:
Thermal power plant, fuel supply system, coal water slurry, coal water slurry containing petrochemicals, techno economic analysis, anthropogenic emissions.

The research was performed within the framework of the strategic plan for development of National Research Tomsk Polytechnic University as one of the world-leading universities (project VIU-ISHFVP-184/2018).

REFERENCES

1. *Medium-Term Coal Market Report 2016*. Paris, International Energy Agency, 2016. 141 p.
2. *Coal information: overview*. Paris, International Energy Agency, 2017. 8 p.
3. Zykov A.M., Anichkov S.N., Kolchin K.I., Goncharenko G.V., Menchikov L.G., Korshevets I.K., Strel'tsova Ye.D., Leonova M.Yu. The problem of reducing mercury emissions from coal combustion at thermal power plants. *Energetik*, 2014, Iss. 3, pp. 69–70. In Rus.
4. *The US Coal Crash. Evidence for Structural Change*. London, Carbon Tracker Initiative, 2015. 48 p.
5. Liu J., Jiang X., Zhou L., Wang H., Han X. Co-firing of oil sludge with coal–water slurry in an industrial internal circulating fluidized bed boiler. *Journal Hazardous Materials*, 2009, vol. 167, Iss. 1–3, pp. 817–823.
6. Guttikunda S.K., Jawahar P. Atmospheric emissions and pollution from the coal-fired thermal power plants in India. *Atmospheric Environment*, 2014, vol. 92, pp. 449–460.
7. Taylasheva T.S., Krasilnikova L.G., Vorontsova E.S. Estimation of harmful emissions into the atmosphere from Tomsk region boiler plants. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2013, vol. 322, no. 4, pp. 52–55. In Rus.
8. Krylov D.A. Microelements in fuel and ash and slag waste from coal-fired power plants. *Energetik*, 2012, Iss. 11, pp. 36–39. In Rus.
9. Murko V.I., Karpenok V.I., Senchurova Y.A., Tailakov O.V., Bogomolov A.R., Khyamyalyainen V.A. Results of study of sulfur oxide reduction during combustion of coal-water slurry fuel through use of sulfur capturing agents. *MATEC Web Conferences*, 2016, vol. 72, Article number 01074.
10. Murko V.I., Fedyaev V.I., Baranova M.P., Batmunkh S.T., Baldandorzh D.B., Sukhbaatar Ch.B. Technologies for obtaining and burning of coal-water slurries from Mongolian brown coals. *Energetik*, 201, Iss. 4, pp. 35–38. In Rus.
11. Glushkov D.O., Syrodoy S.V., Zakharevich A.V., Strizhak P.A. Ignition of promising coal-water slurry containing petrochemicals: Analysis of key aspects. *Fuel Processing Technology*, 2016, vol. 148, pp. 224–235
12. Kijo-Kleczkowska A. Combustion of coal-water suspensions. *Fuel*, 2011, vol. 90, pp. 865–877.
13. Burdukov A.P., Popov V.I., Tomilov V.G., Fedosenko V.D. The rheodynamics and combustion of coal-water mixtures. *Fuel*, 2002, vol. 81, pp. 927–933.

14. Dmitrienko M.A., Nyashina G.S., Strizhak P.A. Environmental indicators of the combustion of prospective coal water slurry containing petrochemicals. *Journal Hazardous Materials*, 2017, vol. 338, pp. 148–159.
15. Khodakov G.S. Coal-water suspensions in power engineering. *Thermal Engineering*, 2007, vol. 54, Iss. 1, pp. 36–47.
16. Dmitrienko M.A., Strizhak P.A. Coal-water slurries containing petrochemicals to solve problems of air pollution by coal thermal power stations and boiler plants: an introductory review. *Science of the Total Environment*, 2018, vol. 613–614, pp. 1117–1129.
17. Dmitrienko M.A., Strizhak P.A., Tsygankova Yu.S. Technoeconomic analysis of prospects of use of organic coal-water fuels of various component compositions. *Chemical and Petroleum Engineering*, 2017, vol. 53, Iss. 3–4, pp. 195–202.
18. Nyashina G.S., Kuznetsov G.V., Strizhak P.A. Energy efficiency and environmental aspects of the combustion of coal-water slurries with and without petrochemicals. *Journal of Cleaner Production*, 2018, vol. 172, pp. 1730–1738.
19. *Obosnovyvayushchie materialy k skheme teplosnabzheniya goroda Tomska do 2031 goda (aktualizatsiya na 2017 god). Kniga 1. Sushchestvuyushchee polozhenie v sfere proizvodstva, peredachi i potrebleniya teplovoy energii dlya tseley teplosnabzheniya. Prilozheniye 1. Energoistochniki goroda* [Substantiating materials for heat supply system diagram of the Tomsk to 2031 (updated for 2017). B. 1. The current situation in production, transmission and consumption of thermal energy for the purposes of heat supply. Appendix 1. Power sources of Tomsk]. Tomsk, Tomskaya pechatnaya kompaniya Publ., 2016. 95 p.
20. Glushkov D.O., Lyrschikov S.Yu., Shevyrev S.A., Strizhak P.A. Burning Properties of Slurry Based on Coal and Oil Processing Waste. *Energy & Fuels*, 2016, vol. 30, Iss. 4, pp. 3441–3450.

Received: 12 April 2018.

Information about the authors

Margarita A. Kurgankina, postgraduate student, teaching assistant, National Research Tomsk Polytechnic University.

Kseniya Yu. Vershinina, Cand. Sc., senior teacher, National Research Tomsk Polytechnic University.

Irina P. Ozerova, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Valeriy V. Medvedev, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.