

11. *E. Kurkela, M. Nieminen, P. Simell.* Development and commercialization of biomass and waste gasification technologies from reliable and robust co-firing plants towards synthesis gas production and advanced power cycles. Proc. of Second World Biomass Conference, 10–14 May 2004, Rome, Italy, pp. 10–15.

12. *B. Staiger, L. Wiese, R. Berger, K.R.G. Hein.* Investigation of existing gasifier and gas cleaning technologies with an online tar measuring system. Proc. of Second World Biomass Conference, 10–14 May 2004, Rome, Italy, pp. 789–792.

13. *A.A.C.M. Beenackers, K. Maniatis.* Gasification technologies for heat and power biomass. Proc. of EuroSun'96, September 16–19, 1996, Freiburg, Germany, pp. 1311–1335.

14. *F. Foch, K.P.B. Thomsen, N. Houbak, U. Henriksen.* The Pinch-method applied on a biomass gasifier system. Proc. of ECOS 2000 Conference, 5–7 July 2000, Enschede, The Netherlands.

15. *P. Tam, E. Mazzi, K. Cheng, W. Edwards.* Assessment of gasification technologies and prospects for their commercial application. Proc. of Forest Sector Table. National Climate Change Process. 9 April 1999, Richmond, USA, No. 499–0101.

16. *Beenackers A.A.C.M., Maniatis K.* Gasification Technologies for Heat and Power from Biomass. Proc. of the 9th European Bioenergy Conf., Copenhagen, Denmark 24–27 June, 1996. Pergamon. Vol.1, pp. 228–259.

Получено 13.09.2006 г.

УДК 662.638

**ЖОВМИР Н.М., ГЕЛЕТУХА Г.Г.,
ЖЕЛЕЗНАЯ Т.А., СЛЕНКИН М.В.**

Институт технической теплофизики НАН Украины

ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЙ СОВМЕСТНОГО СЖИГАНИЯ БИОМАССЫ И УГЛЯ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЯХ ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАН

Проведено аналіз сучасних технологій сумісного спалювання біомаси і вугілля. Зібрано дані по існуючим у світі електростанціям, що реалізують різні технології сумісного спалювання. Розглянуто нові, що знаходяться ще у стадії дослідження технології, такі як сумісне спалювання піропалива з біомаси і вугілля або природного газу. Проаналізовано перспективи України щодо впровадження технологій сумісного спалювання біомаси та традиційних палив. Зроблено висновок про те, що Україна має всі необхідні передумови для поступового впровадження таких технологій, що дасть змогу знизити споживання дорогих викопних енергоносіїв і призведе до покращення екологічних показників роботи електростанцій.

Выполнен анализ современных технологий совместного сжигания биомассы и угля. Собраны данные по существующим в мире электростанциям, реализующим различные технологии совместного сжигания. Рассмотрены новые, находящиеся в стадии исследования технологии, такие как совместное сжигание пиротоплива из биомассы с углем или природным газом. Проанализированы перспективы Украины по внедрению технологий совместного сжигания биомассы и традиционных топлив. Сделан вывод о том, что Украина обладает всеми необходимыми предпосылками для постепенного внедрения таких технологий, что позволит снизить потребление дорогостоящих ископаемых энергоносителей и приведет к улучшению экологических показателей работы электростанций.

Modern technologies for co-combustion of biomass and coal are analyzed. Data on existing in the world power plants which realize different co-combustion technologies are collected. New co-combustion technologies, which have been still under investigation, are reviewed, for example, co-combustion of bio-oils with coal or natural gas. Prospects for Ukraine as for the introduction of co-combustion of biomass and fossil fuels are considered. It is concluded that Ukraine has all the necessary prerequisites for gradual introduction of these technologies. It will give an opportunity to reduce consumption of expensive fossil energy carriers and will improve environmental performance of power plants.

БМ – биомасса;
 ГГ – генераторный газ;
 КС – кипящий слой;
 ПТУ – паротурбинная установка;
 ТБО – твердые бытовые отходы;
 ТЭС – тепловая электрическая станция;
 ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

Совместное сжигание угля и биомассы на электрических станциях рассматривается в мире как наименее капиталоемкий путь использования биомассы для производства электрической энергии. Существующие угольные электростанции характеризуются высокими начальными параметрами пара, что обеспечивает достижение высокого коэффициента полезного действия по преобразованию тепловой энергии биомассы в электроэнергию. Дооснащение существующих электростанций под использование биомассы характеризуется значительно меньшими капитальными затратами по сравнению со строительством новых. Использование биомассы позволяет снижать как выбросы традиционных загрязняющих веществ (SO_x , NO_x), так и эмиссию парниковых газов (CO_2 , CH_4). Совместное сжигание угля и биомассы распространено в ряде развитых стран Европы и США. Например, в Германии имеется 27 ТЭС с совместным сжиганием биомассы и угля, в Финляндии – 18, в Швеции – 15, в Дании, Австрии и Нидерландах – по 5, в США – 41.

Организация использования биомассы на электрических станциях Украины также представляет практический интерес. В Украине имеются ресурсы биомассы в количествах, достаточных для ее использования на крупных ТЭС. Технически доступные ресурсы биомассы превышают объемы потребления топлива отопительными котельными в Николаевской, Одесской, Черниговской, Закарпатской, Черновицкой, Херсонской, Винницкой и Полтавской областях. Прямое перенесение зарубежного опыта совместного сжигания угля и биомассы на электростанции Украины вряд ли возможно. Кроме свойств биомассы и углей, сжигаемых на электростанциях Украины, необходимо учитывать конструктивные особенности и техническое состояние существующего парка котлов.

Существующие в мировой практике технологии совместного сжигания биомассы и угля мож-

ЦКС – циркулирующий кипящий слой;
 ЭУ – энергоустановка;
 Q_n^p – низшая теплота сгорания.

Индексы

t – тепловой;
 э – электрический.

но разделить на четыре группы со следующими технологическими особенностями.

Совместное сжигание с подачей в котел смеси угля с биомассой

Смешивание угля и биомассы на топливном складе с подачей смеси топлив в систему пылеприготовления является простым и наиболее дешевым методом совместного сжигания. Дополнительные капитальные вложения составляют 50...100 \$ на 1 кВт электрической мощности, обеспечиваемой потреблением биомассы. Метод осуществим в пылеугольных топках при подаче древесной биомассы в количестве, не превышающем 5 % по массе топлива. При этом особое внимание должно уделяться размеру частиц биомассы, подаваемой в топку. Размер частиц определяется временем их пребывания в топке. Благоприятно то, что кинетика выгорания частиц биомассы более быстрая, нежели угля. Поэтому подготовка биомассы к сжиганию обычно заключается в ее измельчении – древесины до 6 мм, соломы до длины менее 50 мм. Технология реализована на пылеугольных электростанциях (см. табл. 1) [1-3].

При реализации этой технологии основные проблемы возникают в системе пылеприготовления. Добавление древесной биомассы к углю увеличивает расход электроэнергии на размол. Уменьшается температура сушильного агента на выходе из мельницы. При подаче в валковые мельницы древесины в количестве больше 5 % по массе ухудшается ситовый анализ угольной пыли до фракционного состава, неприемлемого для работы котла. Увеличение содержания древесины может привести к снижению производительности мельницы и, как следствие, к снижению производительности котла. Имеются ограничения и по качеству биомассы. Так, например, значительное содержание волокнистой коры может привести к блокированию работы угольных

Табл. 1. Электрические станции, осуществляющие смешивание угля и биомассы [1–3]

Электростанция	Мощность ЭУ, потребляющих БМ, МВт _э	Вклад биомассы
<i>Топки с факельным сжиганием</i>		
Maasvlakte-2, Нидерланды	518	5...10 % мас.
Colbert, США	190	1...5 % мас.
Kingston, США	190	1...5 % мас.
Shawville, США	318	3 % мас.
Plant Hammond, США	120	5...14 % мас.
Gelderland-13, Нидерланды (с 2001 г.)	600	3 % по энергии топлива
Borssele-12, Нидерланды	420	3% по энергии топлива
<i>Циклонные топки</i>		
Allen, США	272	5...20 % мас.
Michigan City, США	469	10 % мас.
<i>Котлы со слоевыми топками</i>		
Bay Front, США	75	56 % по энергии топлива
Kettle Falls, США	46	0...100 %
9 электростанций США	Суммарная мощность 410	0...100 %

мельниц. Использование измельченной соломы даже в количестве около 5 % по массе может вызывать блокирование пропускной способности системы топливоподачи и забивание топливных бункеров. Следует отметить, что 5 % по массе соответствуют объемному содержанию соломы 37 %.

Смешивание угля и биомассы на топливном складе более приемлемо для циклонных котлов, где применяется не размол угля, а только его измельчение до частиц размером менее 6 мм. В циклонных топках количество древесной биомассы в топливной смеси может быть увеличено до 20 % по массе. Возможность подачи биомассы ограничивается пропускной способностью питателей топлива. Технология реализована на ряде электростанций (см. табл. 1, [1, 2]).

На электростанции Maasvlakte (Нидерланды), 518 МВт_э (здесь и далее указана мощность энергетических установок, потребляющих биомассу) реализовано совместное сжигание гранул биомассы и угля. Гранулы производятся из осадка сточных вод, древесных отходов и осадка бумажного производства на специально построенном рядом заводе. Транспортной лентой гранулы влажностью 40 % подаются на электростанцию, смешиваются с сырым углем в топливных бунке-

рах, измельчаются в существующих мельницах и подаются в пылеугольный котел. Биомасса замещает 5...10 % масс. годового потребления угля [3].

В котлах со слоевыми топками также возможно сжигание смеси угля и древесных отходов, при этом доля биомассы может варьироваться от 0 до 100 %. Примером реализации такого подхода является электростанция Bay Front (США), 75 МВт_э. Два котла паропроизводительностью по 90 т/час могут работать на отдельных топливах или их смеси, причем вклад древесных отходов за год эксплуатации составлял 56 % по энергии потребленного топлива. При эксплуатации на смесях топлив наблюдалось интенсивное шлакование из-за химического взаимодействия щелочей древесной золы и кислого угольного шлака. Поэтому в конце 1990-х перешли на режимы работы на отдельных топливах [2].

На электростанции Kettle Falls, 46 МВт_э (США) осуществляется совместное сжигание природного газа и древесных отходов в количестве 500 тыс. т/год. Отходы поставляются лесопильными предприятиями, расположенными на расстоянии до 100 км. Биомасса сжигается в котле производительностью 190 т пара/час на цепной колосниковой решетке с механическим за-

Табл. 2. Электрические станции с отдельным вводом биомассы и угля в топку [2, 3]

Электростанция	Мощность ЭУ, потребляющих БМ, МВт _э	Вклад биомассы
<i>Топки с факельным сжиганием</i>		
Blount St., США	50	5...20 % мас. (солома просьяная)
Greenidge St., США	104	10...20 % мас. (древесина)
Plant kraft, США	55	20...50 % мас. (древесина)
Ottumwa, США	726	5...20 % мас. (солома просьяная)
Studstrup, Дания	350	10...20 % по энергии топлива (солома злаков)
St. Andrä, Австрия	124	3 % по энергии топлива (биомасса различного типа)
Amer-8, Нидерланды	650	3 % мас. (биомасса различного типа, в т.ч. древесные гранулы и пульпа оливы)
Amer-9 (ТЭЦ), Нидерланды	600	5...10 % мас. (биомасса различного типа, в т.ч. древесные гранулы и пульпа оливы)
Borssele-12, Нидерланды*	420	3 % по энергии топлива (биомасса различного типа, в т.ч. древесные гранулы, пульпа оливы и оболочка плодов какао)
Gelderland-13, Нидерланды (до 2000 г.)	600	3 % по энергии топлива (древесина)

брасывателем. Влажность древесных отходов составляет 50 %, поэтому при нагрузке менее 70 % дополнительно сжигают природный газ [2]. В литературе также найдено описание других девяти американских ТЭС со слоевым сжиганием древесных отходов суммарной мощностью 410 МВт_э.

Совместное сжигание с отдельной подачей биомассы и угля в котел

Совместное сжигание с отдельным вводом угля и биомассы предусматривает отдельные системы подготовки и подачи биомассы и угольной пыли в топку. Дополнительные капитальные вложения в систему подготовки и подачи биомассы составляют 175...200 \$ на 1 кВт электрической мощности, обеспечиваемой потреблением биомассы.

Измельченная биомасса вводится через горелки, а в случае тангенциальных топок – вдувается непосредственно в топочную камеру. Такая технология требует больше оборудования, но обеспечивает возможность сжигания большего количества биомассы в пылеугольных котлах. Увеличение доли биомассы может использовать-

ся для снижения выбросов NO_x. Если мощность котла лимитируется производительностью угольных мельниц, то подача биомассы может обеспечивать поддержание мощности котла. Технология реализована в пылеугольных топках для сжигания древесных отходов на электростанциях, перечисленных в табл. 2 ([2, 3]). Так, на австрийской электростанции St. Andrä существующий угольный котел дооборудован двумя решетками для сжигания биомассы по 5 МВт_т каждая, расположенными под пылеугольными горелками. Вклад биомассы составляет 3 % по энергии топлива.

Примером реализации технологии совместного сжигания с отдельной подачей биомассы и угля в период 1995–2000 гг. являлась также электростанция Gelderland в Нидерландах, 600 МВт_э. Щепа, произведенная из древесного лома, поставлялась на станцию и хранилась в больших бункерах на специально оборудованном складском дворе. Измельчение щепы выполнялось молотковой дробилкой. Пневмотранспортом древесная пыль подавалась в четыре горелки по 20 МВт_т

Табл. 3. Электрические станции со сжиганием биомассы и угля в кипящем слое [2, 4]

Электростанция	Мощность ЭУ, потребляющих БМ, МВт _э	Вклад биомассы
<i>Топки с кипящим слоем</i>		
Тасома, США	12	68...88 % по энергии топлива (древесные отходы, топливо из ТБО)
<i>Топки с циркулирующим кипящим слоем</i>		
Colmac, США	49	10...20 % мас. (древесные отходы + добавка нефтяного кокса)
Alholmens, Финляндия	240	35 % по энергии топлива (отходы деревообработки, кора); 10 % по энергии топлива (лесные отходы)

каждая, расположенные в топке ниже 36 основных угольных горелок. С 2001 г. электростанция Gelderland отказалась от сжигания древесины в отдельных горелках, поскольку это вызывало ряд проблем, например, выпадение больших частиц несгоревшей древесины в шлакозольный остаток. Древесная пыль стала подаваться непосредственно в транспортеры угольной пыли, питающие угольные горелки. В настоящее время электростанция ежегодно сжигает 60 тыс. т древесины, замещая 45 тыс. т угля (3 % по энергии топлива). Поскольку зольность древесины в десять раз меньше зольности угля, станция генерирует на 4000 т/год меньше летучей золы по сравнению с работой на чистом угле. Органы местной власти установили для электростанции Gelderland следующие пределы по выбросам загрязняющих веществ: NO_x – 200 мг/м³, SO₂ – 400 мг/м³, пыль – 20 мг/м³, СО – 50 мг/м³, тяжелые металлы – 1 мг/м³, HCl – 10 мг/м³, Hg – 0,05 мг/м³, Cd – 0,05 мг/м³.

Совместное сжигание в топках с кипящим слоем

Топки с ЦКС имеют более благоприятные характеристики для совместного сжигания угля и биомассы. Такие топки характеризуются топливной гибкостью, и их можно приспособить для сжигания угля, топлива из бытовых отходов, биомассы или их смесей в широком диапазоне соотношений. При этом возможно введение известняка в слой для снижения выбросов SO₂.

Совместное сжигание угля и биомассы в кипящем слое осуществляется на электростанции Тасома, 12 МВт_э (США), причем на протяжении ряда лет вклад древесных отходов и топлива из ТБО составляет от 68 до 88 % по энергии топлива (табл. 3). На электростанции Colmac, 49 МВт_э, (Калифорния, США) в двух котлах с ЦКС производится 210 т пара/час при сжигании городской древесины, древесных отходов от сельского хозяйства с добавкой нефтяного кокса. Для этой электростанции, находящейся в курортной зоне, были установлены самые жесткие экологические требования по сравнению с другими станциями США, и они действительно выполняются [2].

Финская ТЭЦ Alholmens (г. Питерсаари) является уникальной в своем роде, поскольку на ней установлен самый крупный в мире котел с ЦКС, в котором сжигается биомасса – 550 МВт_т. Конструкция котла является очень гибкой в отношении топлива, что позволяет использовать широкий диапазон топлив. В настоящее время на станции сжигается: торфа – 45 %, отходов деревообработки и коры – 35 %, лесных отходов – 10 %, мазута или угля – 10 % по энергии топлива. ТЭЦ производит 1300 ГВт·ч/год электроэнергии и 2520 ТДж/год теплоты, осуществляя теплоснабжение города с населением 20 тыс. человек и поставляя технологический пар на ближайшую бумажную фабрику [4].

Табл. 4. Электрические станции с газификацией биомассы с последующим сжиганием генераторного газа [2, 3, 5, 6]

Электростанция	Мощность ЭУ, потребляющих БМ, МВт _э	Вклад биомассы
Куміjarvi (Финляндия, г. Лахти), ТЭЦ	185	Газификатор ЦКС с воздушным дутьем мощностью 40...70 МВт _т . Вклад БМ 15 % по энергии топлива (сухие и влажные древесные отходы)
McNeil (США, Вермонт)	50	ПТУ со сжиганием природного газа и древесных отходов на цепной колосниковой решетке. Вклад биомассы 35...100 % по энергии топлива (лесные отходы, отходы распиловки). Газификатор ЦКС, 35...40 МВт _т . Вклад БМ 15...20 % по энергии топлива
Zeltweg (Австрия)	137	Газификатор ЦКС*, 10 МВт _т (древесная щепа, кора)
Amer-9 (Нидерланды), ТЭЦ	600	Газификатор ЦКС с воздушным дутьем, 83 МВт _т . Вклад БМ 5 % по энергии топлива (древесные отходы)

* газификатор эксплуатировался в 1998-2001 гг. В настоящее время не работает, поскольку закрыта электростанция, на которой он установлен.

Газификация биомассы с последующим сжиганием генераторного газа

Газификация биомассы с последующим сжиганием генераторного газа является наиболее капиталоемкой технологией совместного сжигания, но обеспечивает совместимость с энергетическими установками, работающими на различных видах традиционного топлива (уголь, мазут, природный газ). По такой технологии биомасса поступает в газификатор с целью производства генераторного газа, который затем используется вместо природного газа в газовых двигателях или турбинах, а также может сжигаться в паровом котле или котле-утилизаторе установок комбинированного цикла. Возможно весьма широкое разнообразие технологий газификации биомассы [6].

На ТЭЦ Куміjarvi (г. Лахти, Финляндия) мощностью 185 МВт_э влажные древесные отходы газифицируют в газификаторе циркулирующего кипящего слоя с воздушным дутьем мощностью 40...70 МВт_т (зависит от влажности и теплосодержания отходов). Горячий низкокалорийный генераторный газ сжигают в топке пылеугольного

котла (350 МВт_т), при этом вклад биомассы составляет 15 % по энергии топлива (табл. 4).

Другой известный проект осуществляется на электростанции McNeil (США, Вермонт). Это паротурбинная электростанция мощностью 50 МВт_э со сжиганием древесных отходов на колосниковой решетке. На электростанции дополнительно установлен газификатор ЦКС с паровым дутьем (процесс SilvaGas). Генераторный газ средней калорийности сжигается в топке котла вместо природного газа. После доработки системы горячей очистки генераторный газ планируется использовать в газовой турбине мощностью 15...20 МВт [2].

На ТЭЦ Amer-9, 600 МВт_э+350 МВт_т (Нидерланды) газификатор с ЦКС мощностью 83 МВт_т перерабатывает древесные отходы, а генераторный газ сжигается в пылеугольном котле (рис. 1). Потребление древесины составляет 150 тыс. т /год, что заменяет использование 70 тыс. т угля /год. Вклад газификатора в работу ТЭЦ составляет 5 % по энергии топлива. Кроме того, на Amer-9 реализуется совместное сжигание с отдельной подачей биомассы и угля в топку.

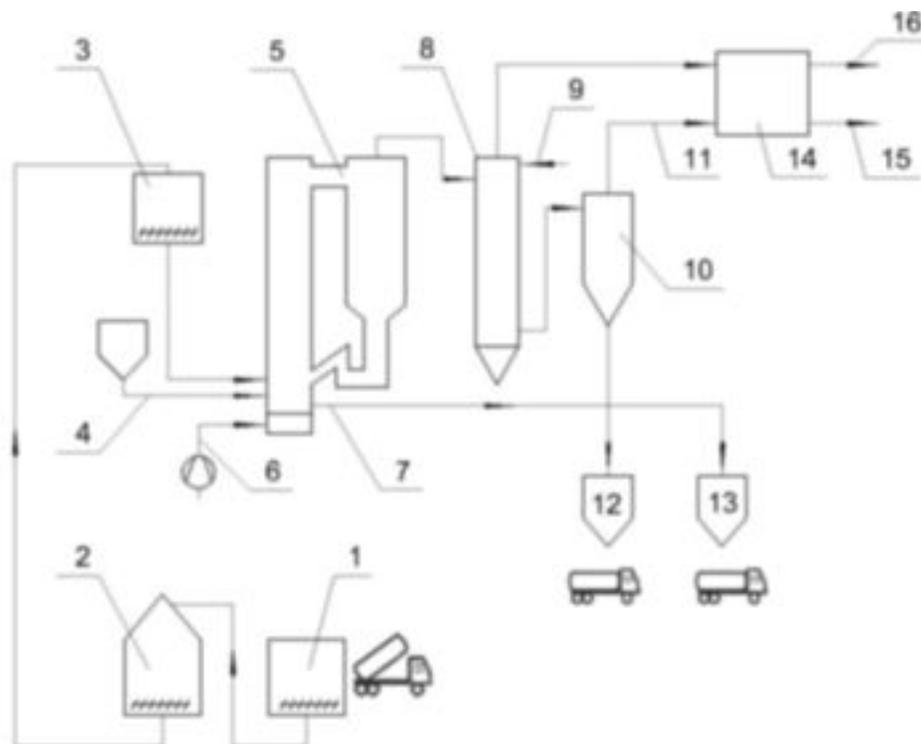


Рис. 1. Газификация биомассы на электростанции Ater-9 (Нидерланды).

1 – приемочный бункер, 2 – бункер для хранения отходов древесины, 3 – дробилка, 4 – подача инертного материала, 5 – газификатор с ЦКС, 6 – подача воздуха, 7 – отвод шлакозольного остатка, 8 – охладитель ГГ с генерацией пара, 9 – подача питательной воды для охлаждения ГГ, 10 – циклон, 11 – отвод ГГ из циклона, 12 – емкость для сбора летучей золы, 13 – емкость для сбора шлакозольного остатка, 14 – энергоблок: паровой котел + электрогенератор, 15 – тепловая энергия, 16 – электроэнергия.

Проект по установке газификатора на биомассе был осуществлен также на угольной электростанции Zeltweg, 137 МВт_э (Австрия) (рис. 2). Газификатор с ЦКС мощностью 10 МВт_г успешно работал на древесной щепе и коре с последующим сжиганием генераторного газа в существующем угольном котле. Хотя электростанция по экономическим причинам была закрыта, проект успел продемонстрировать техническую возможность конкурентоспособной выработки электроэнергии из биомассы [3, 6].

В Украине на маслоэкстракционном заводе в г. Пологи реализован проект газификации лузги подсолнечника со сжиганием генераторного газа в паровом котле производительностью 40 т/час.

Новые технологии совместного сжигания

Среди новых технологий, находящихся в стадии развития, можно выделить совместное сжигание угля или природного газа и жидкого пиро-

топлива из биомассы. Пиротопливо получают технологиями быстрого пиролиза биомассы, его плотность составляет 1200 кг/м³, Q_н) – порядка 18 МДж/кг. Преимуществом такой технологии является возможность производства пиротоплива в местах наличия дешевой биомассы с последующей транспортировкой продукта с высокой энергетической плотностью на электростанцию. Для сравнения: энергетическая плотность пиротоплива составляет 28 ГДж/м³, тогда как древесной щепы – 8 ГДж/м³, соломы – 2 ГДж/м³. Основным требованием к пиротопливу для совместного сжигания является его высокое качество. Так, например, из-за недостаточно качественного пиротоплива, поставленного канадской компанией Ensyn, эксперименты по его совместному сжиганию с углем на котлах коммунального предприятия Manitowoc в г. Ред Эрроу (США) были не очень удачными [7-9].

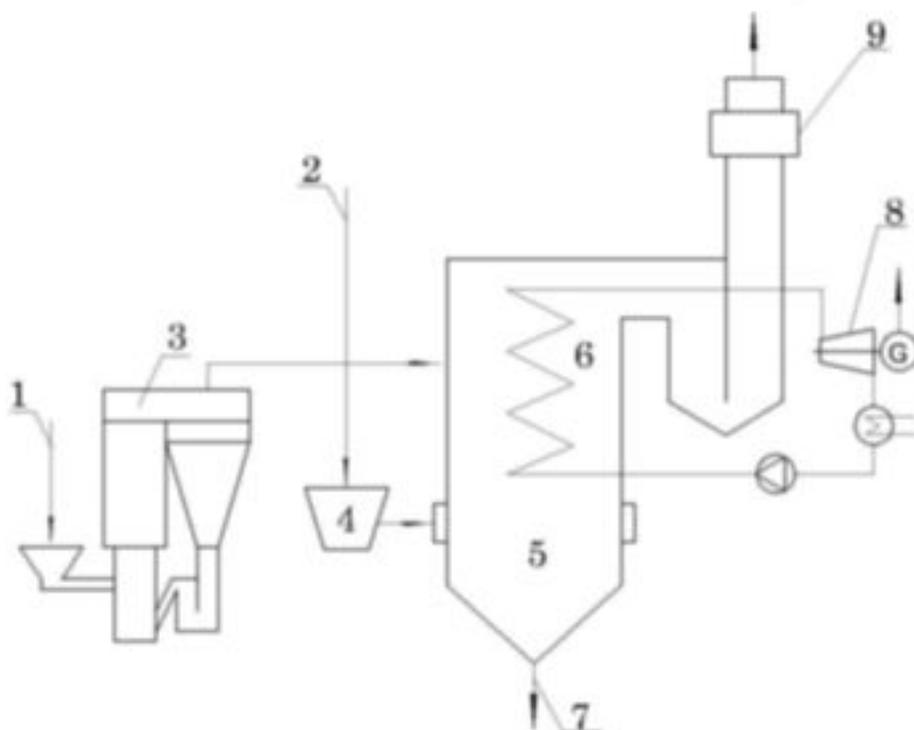


Рис. 2. Схема электростанции Zeltweg (Австрия).

1 – подача биомассы, 2 – подача угля, 3 – газификатор с ЦКС, 4 – мельница, 5 – паровой котел, 6 – зона дожигания, 7 – отвод золы, 8 – паровая турбина и электрогенератор, 9 – система очистки продуктов сгорания.

Успешная демонстрация технологии совместно-го сжигания пиротоплива и природного газа была выполнена на электростанции Nardulo, 350 МВт_э (Нидерланды). Пиротопливо было произведено на установке быстрого пиролиза голландской компании VTG и хранилось в течение 5 месяцев, пока шла подготовка к демонстрационным испытаниям на электростанции. В ходе экспериментов было использовано 15 т пиротоплива и выработано 25 МВт·ч “зеленой” электроэнергии. Снижение потребления природного газа составило 800 нм³/ч, что эквивалентно 8 МВт_т. После окончания экспериментов на форсунке не было обнаружено никаких отложений и было отмечено, что пиротопливо при сжигании вело себя как легкое дисцилиатное топливо [10].

Паровые котлы электростанций Украины

На тепловых электрических станциях общего пользования установлено 104 энергоблока различной мощности (150 МВт 6 блоков, 200 МВт 43 блока, 250 МВт 5 блоков, 300 МВт 42 блока, 800 МВт 8 блоков) на докритические и сверхкритические

параметры пара. Распределение энергоблоков по ТЭС Украины приведено в таблице 5 [11].

Большинство тепловых электростанций спроектировано для сжигания твердого топлива (80 % установленной мощности), причем из них 49 % для работы на низкорезакционном антрацитовом штыбе и тощем угле, а 31 % на газовых и длинно-пламенных углях Донецкого и Львовско-Волынского угольных бассейнов. На крупных электростанциях Украины используется сжигание угольной пыли в камерных топках с жидким шлакоудалением. Последнее десятилетие электростанциям поставляется уголь с качеством ниже расчетных показателей. За период с 1975 по 1995 годы зольность поставляемого антрацитового штыба увеличилась с 26,6 % до 37,6 % при снижении его теплотворной способности с 21,7 МДж/кг до 17,5 МДж/кг. Зольность поставляемых битуминозных углей составляет 35,9...37,8 %, а теплотворная способность 18,5...17,6 МДж/кг [12].

В Украине в 90-х годах была разработана программа развития теплоэнергетики и реконструк-

Табл. 5. Характеристика тепловых электростанций Украины [11]

Электростанция	Мощность блоков, МВт	Всего блоков	Ввод в эксплуатацию, годы
Луганская	8×200	8	1961-1969
Старобешевская	10×200	10	1961-1967
Славянская	2×800	2	1967-1971
Углегорская	4×300; 3×800*	7	1972-1977
Кураховская	1×200; 6×210	7	1971-1975
Зуевская	4×300	4	1981-1988
Приднепровская	4×150; 4×300	8	1958-1965
Криворожская	10×300	10	1965-1973
Запорожская	4×300; 3×800*	7	1972-1979
Змиевская	6×200; 4×300	10	1960-1969
Трипольская	6×300	6	1969-1972
Ладыжинская	6×300	6	1970-1971
Добротворская	2×150	2	1963-1964
Бурштынская	12×200	12	1965-1969
Харьковская ТЭЦ-5	1×250*	1	1986
Киевская ТЭЦ-5	2×250*	2	1974-1976
Киевская ТЭЦ-6	2×250*	2	1982-1984

Примечание: Все электростанции – пылеугольные ТЭС; * газо-мазутные блоки.

ции тепловых электростанций. Основные направления реконструкции энергетических котлов изложены ниже лишь в части, которая может касаться перспектив использования на них твердых бытовых отходов и растительной биомассы в качестве топлива [11-13].

Котельные агрегаты с параметрами пара до 10,0 МПа

Техническое переоснащение котлов ТЭС на параметры пара $P < 10,0$ МПа, $t < 540$ °С планировалось производить с целью увеличения сроков эксплуатации путем проведения качественных ремонтов оборудования, замены и восстановления изношенных и отработавших ресурс наиболее ответственных узлов котлов, паропроводов, питательных трубопроводов.

Увеличение сроков эксплуатации наиболее устаревших, физически и морально изношенных котлов должно достигаться путем:

снижения на отдельных котлах параметров пара (в зависимости от состояния основных узлов и другого оборудования);

перевода отдельных паровых котлов на режим работы водогрейных котлов;

перевода отдельных ТЭЦ в паровые и отопительные котельные.

Перечисленные мероприятия должны решаться с учетом требований схем теплоснабжения городов (районов).

Планировалось также приведение котлов и ТЭС в целом в соответствие с новыми, более жесткими требованиями охраны окружающей среды путем внедрения технологических методов уменьшения концентрации NO_x в дымовых газах.

Намечено усовершенствование структуры потребляемого топлива с целью сокращения, а в дальнейшем и полного исключения потребления мазута и природного газа на ТЭС и ТЭЦ, которые были запроектированы для сжигания угля, например, Мироновская, Луганская, Старобешевская, Славянская ТЭС и Черниговская, Черкасская, Днепродзержинская, Дарницкая ТЭЦ. Для этого планировалось разработать технико-экономическое обоснование целесообразности перевода на сжигание твердого топлива, в первую очередь пылеугольных котлов, которые были переведены на сжигание газа и мазута; определить возможность и целесообразность применения

новых технологий сжигания низкокачественного топлива (например, в кипящем слое и др.).

При переводе котлов на сжигание угля намечено ориентироваться на применение простых схем приготовления пыли (например, в мельницах-вентиляторах, аэробильных мельницах и т.п.), которые могут изготавливаться на заводах Украины. На более далекую перспективу намечена реконструкция оборудования для сжигания в кипящем слое отходов обогащения угля, имеющих калорийность от 6,2 до 10,5 МДж/кг. В перспективе планировалось создать на базе тепловых электростанций 90 региональных мусоросжигающих установок.

Изложенные направления реконструкции ТЭС и ТЭЦ на параметры пара до 10,0 МПа позволят реализовать на них технологии утилизации биомассы различных видов, в первую очередь древесных отходов и обогащенного топлива из ТБО.

Котельные агрегаты блоков мощностью 200 МВт_э (на параметры пара 14,0 МПа) со сжиганием антрацитового штыба

Для котлов со значительной изношенностью оборудования планировалась реконструкция по технологиям сжигания в кипящем слое при атмосферном давлении. Для котлов, предназначенных для сжигания топлива ухудшенного качества, при большом остаточном ресурсе, считается целесообразным внедрение разомкнутых систем пылеприготовления с газовой сушкой угля и повышением температуры подогрева воздуха. Указанные мероприятия позволят повысить температурный уровень в топке, за счет чего расширится диапазон работы котла с выходом жидкого шлака без сжигания мазута. Для котлов, предназначенных для сжигания топлива нормального качества, при большом остаточном ресурсе, предусматриваются мероприятия, обеспечивающие более надежный выход жидкого шлака из топки.

Направление реконструкции изношенных котлов с внедрением топков с ЦКС открывает большие возможности для использования древесных отходов. Согласно второму и третьему направлениям возможна организация сжигания топлива, полученного из бытовых отходов, в количестве от одного до нескольких процентов от общего расхода топлива, что может перекрыть

потребности по утилизации отходов в отдельных регионах.

Котельные агрегаты блоков 300 МВт_э

Применительно к прямоточным котлам энергетических блоков мощностью 300 МВт_э на сверхкритические параметры пара (24,0 МПа) планируются малозатратные методы сохранения их работоспособности, обеспечения высоких температур в нижней части топочной камеры, снижения потребления природного газа и мазута при пониженных нагрузках. Применительно к котлам этой группы электростанций целесообразно изучить возможности частичной замены угля на древесные отходы и топливо из бытовых отходов.

Планами модернизации энергетики Украины предусматривается надстройка тепловых электростанций газовыми турбинами. Целесообразно исследовать возможности газификации различных видов биомассы и использования генераторного газа вместо природного газа.

Выводы

1. Совместное сжигание биомассы с углем на существующих угольных электростанциях широко применяется в Европе и мире и является наименее капиталоемким способом использования биомассы для производства электрической энергии. При этом существенно улучшаются экологические показатели электростанций.

2. Украина обладает всеми необходимыми предпосылками для постепенного внедрения различных технологий совместного сжигания биомассы и традиционных топлив. Использование этих технологий позволит снизить потребление таких дорогостоящих энергоносителей как уголь и природный газ и приведет к улучшению экологических показателей работы украинских электростанций.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Tillman D.* Biomass cofiring: the technology, the experience, the combustion consequences // Biomass and bioenergy. – 2000. – v. 19, № 6. – p. 365 – 384.
2. *Wiltsee G.* Lessons learned from existing biomass power plants // NREL / SR-570-26946. – 2000. – 144 p.

3. *Van Ree R., Korbee R., Meijer R. et al.* Operational experiences of (in)direct co-combustion in coal and gas fired power plants in Europe. Proceedings of Power-Gen Europe Conference, 29–31 May 2001, Brussels, Belgium.
4. *Vainikka P., Helynen S., Hillebrand K. et al.* Alholmens Kraft: Optimised multifuel CHP with high performance and low emissions at Pietarsaari pulp and paper mills. Proceedings of the Pulpaper 2004 conference, 1–3 June 2004, Helsinki, Finland.
5. *Железная Т.А., Гелетуха Г.Г.* Обзор современных технологий газификации биомассы // Промышленная теплотехника. – 2006, т. 28, №2, с. 61–75.
6. *Anderl H., Mory A., Zotter Th.* BioCoComb - Gasification of Biomass and Co-Combustion of the Gas in a Pulverized-Coal-Boiler. Proceedings of the 15th International Conference on Fluidized Bed Combustion. May 16–19, 1999, Savannah, Georgia.
7. *Железная Т.А., Гелетуха Г.Г.* Современные технологии получения жидкого топлива из биомассы быстрым пиролизом. Обзор. Часть 1. // Промышленная теплотехника. – 2005, т. 27, № 4, с. 91–100.
8. *Железная Т.А., Гелетуха Г.Г.* Современные технологии получения жидкого топлива из биомассы быстрым пиролизом. Обзор. Часть 2. // Промышленная теплотехника. – 2005, т. 27, № 5, с. 79–90.
9. *Mullaney H., Farag I.H., LaClaire C.E., Barrett C.J.* Technical, environmental and economic feasibility of bio-oil in New Hampshire's North Country. Final report of ABAN-URI-BO43 project, August 2002.
10. *Wagenaar B.M., Gansekoele E., Florijn J.H., Venderbosch R.H.* Bio-oil as natural gas substitute in a 350 MW power station. Proceedings of Second World Biomass Conference, 10–14 May 2004, Rome, Italy, p. 1727–1732.
11. *Стратегічні напрями та технічні рішення реконструкції діючих ТЕС України / Міністерство енергетики та електрифікації України.* – Київ, 1994. – 104 с.
12. *Современное состояние угольных электростанций Украины и перспективы их развития / Корчевой Ю.П., Майстренко А.Ю., Шидловский А.К., Яцкевич С.В.* // Экологические технологии и ресурсосбережение. – 1996. – № 3 – с. 3–8.
13. *Направления реконструкции пылеугольных ТЭС Украины / Корчевой Ю.П., Майстренко А.Ю., Чернявский Н.В., Яцкевич С.В.* // Экологические технологии и ресурсосбережение. – 1997. – № 5 – С. 3–13.

Получено 11.01.2006 г.

УДК 620.92

**ГЕЛЕТУХА Г.Г., ЖЕЛЄЗНА Т.А.,
МАТВЄЄВ Ю.Б., ЖОВІР М.М.**

Інститут технічної теплофізики НАН України

ВИКОРИСТАННЯ МІСЦЕВИХ ВИДІВ ПАЛИВА ДЛЯ ВИРОБНИЦТВА ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ

Проаналізовано можливості використання місцевих видів палива для виробництва енергії в Україні. Виконано оцінку ємності ринку України щодо впровадження котлів на деревині, соломі, торфі та оцінку необхідних капіталовкладень. Показано, що річне заощадження коштів завдяки скороченню споживання природного газу перевищує загальну суму витрат, що потрібні на впровадження парку котлів на біомасі і торфі.

Проанализирована возможность использования местных видов топлива для производства энергии в Украине. Выполнена оценка емкости рынка Украины для внедрения котлов на древесине, соломе, торфе и оценка необходимых капиталовложений. Показано, что годовая экономия средств вследствие сокращения потребления природного газа превышает общую сумму затрат, которые нужны на внедрение парка котлов на биомассе и торфе.

Possibility to use local fuels for energy production in Ukraine is analyzed. Estimation of capacity of Ukraine's market for the introduction of boilers operating on wood waste, straw and peat is fulfilled, and required investment costs are assessed. It is shown that annual saving of money due to reduced natural gas consumption exceeds total costs required for the introduction of all these boilers operating on biomass and peat.