

Использование суперсверхкритических параметров водяного пара — перспектива развития угольных электростанций Украины

Майстренко О.Ю.¹, Буляндра О.Ф.¹, Василенко С.М.²

¹ Институт угольных энерготехнологий НАН Украины, Киев

² Национальный университет пищевых технологий, Киев

Рассмотрены состояние тепловой энергетики Украины, динамика потребления органического топлива и перспективы использования каменного угля с учетом высокоэффективных технологий его сжигания. Показано, что повышение КПД на современных тепловых электростанциях может быть достигнуто за счет использования суперсверхкритических параметров пара. Так, использование водяного пара с параметрами $t_1 = 700-720$ °С и $p_1 = 300-320$ бар приводит при двух промежуточных и десяти регенеративных отборах к повышению эффективного КПД до 54–58 %.

Ключевые слова: энергетика, уголь, промежуточный и регенеративный отборы, КПД. Розглянуто стан теплової енергетики України, динаміку застосування органічного палива та перспективи використання кам'яного вугілля з урахуванням високоефективних технологій його спалювання. Показано, що підвищення ККД на сучасних теплових електростанціях може бути досягнуто за рахунок використання супернадкритичних параметрів пари. Так, використання водяної пари з параметрами $t_1 = 700-720$ °С та $p_1 = 300-320$ бар приводить при двох проміжних та десяти регенеративних відборах до підвищення ефективного ККД до 54–58 %.

Ключові слова: енергетика, вугілля, проміжний і регенеративний відбори, ККД.

Энергетика Украины является мощной отраслью и несмотря на кризисные явления в экономике полностью обеспечивает функционирование хозяйственного комплекса и социальной сферы страны. Установленные генерирующие мощности на начало 2007 г. составляли 52,0 млн кВт, из них более 65 % размещено на тепловых электростанциях (ТЭС) и теплоэлектроцентралях (ТЭЦ), в том числе 50 % на ТЭС, которые сжигают твердое топливо [1, 2].

Большинство основного оборудования ТЭС превысило заводской гарантированный эксплуатационный ресурс. На начало 2007 г. 95,6 % энергоблоков отработало более 100 тыс. ч, а свыше 60 % находятся в эксплуатации более 200 тыс. ч, что превышает установленную в мировой практике границу физического износа. В 2005 г. оборудование ТЭС, которое проработало 30 и более лет, составляло приблизительно 80 %.

В структуре производства электроэнергии на ТЭС уголь играет основную роль. Динамика потребления органического топлива в производстве электрической энергии на электростанциях объединенной энергосистемы Украины в 1991–2006 гг. приведена в табл.1 [1, 2]. За этот период общая потребность в энергоносителях уменьшилась в 2,3 раза, что объясняется спадом произ-

водства. Использование угля частично выросло, а природного газа (ПГ) уменьшилось более чем в 3 раза. Что касается мазута, то он сегодня используется лишь для розжига котлоагрегатов из холодного состояния. Исходя из балансовых запасов твердого топлива в Украине, которых хватит на сотни лет [3], можно констатировать, что в структуре производства электроэнергии на ТЭС оно будет играть основную роль.

Согласно «Энергетической стратегии Украины на период до 2030 года», предусматривается до 2010 г. увеличить годовую добычу угля

Таблица 1. Потребление органического топлива на ТЭС

Энергоноситель	1991 г.	1997 г.	2001 г.	2002 г.	2006 г.
Уголь, млн т	37,9	29,9	27,9	27,7	33,4
Уголь, млн т у.г.	22,7	18,0	18,1	19,7	23,7
Уголь, %	31,3	52,3	60,5	65,7	75,7
Мазут, млн т	11,0	1,3	0,2	0,3	0,07
Мазут, млн т у.г.	15,1	1,8	0,3	0,4	0,10
Мазут, %	20,8	5,2	1,0	1,3	0,3
ПГ, млрд м ³	30,2	12,8	10,1	8,7	6,7
ПГ, млн т у.г.	34,7	14,6	11,5	9,9	7,5
ПГ, %	47,9	42,5	38,5	33,0	24,0
Всего, млн т у.г.	72,5	34,4	29,9	30,0	31,3

до 90,0 млн т. Однако даже такое увеличение добычи способно лишь смягчить, а не полностью покрыть дефицит энергетического угля.

Действующие пылеугольные блоки не оснащены системами серо- и азотоочистки, из-за чего выбросы оксидов серы и азота с дымовыми газами во много раз превышают мировые нормы. Актуальной задачей развития тепловой энергетики Украины является реконструкция энергогенерирующих мощностей с внедрением современных технологий сжигания твердого топлива.

Уже сегодня можно утверждать, что сроки реконструкции ТЭС Украины упущены, поэтому в скором будущем необходимо ожидать существенного снижения надежности оборудования и резкого роста расходов на его обновление, а также последующего снижения производительности и экономичности. Реабилитация и реконструкция ТЭС могут лишь продлить сроки эксплуатации действующих парогенераторов, частично улучшить экономические и экологические показатели.

Развитие твердотопливной энергетики требует использования на ТЭС и ТЭЦ высокоэффективных технологий сжигания угля. К ним относятся [2, 4–6]: современные методы сжигания твердого топлива в котлоагрегатах на сверхкритических параметрах пара с системами серо- и азотоочистки; методы сжигания в циркулирующем кипящем слое (ЦКС); методы сжигания в кипящем слое под давлением (КСД) и циркулирующем кипящем слое под давлением (ЦКСД); методы газификации в потоке, в КСД и в ЦКСД для парогазовых установок (ПГУ) на твердом топливе. Среди рассмотренных методов наиболее перспективным в Украине на ближайшее время является внедрение факельных и ЦКС-котлоагрегатов, рассчитанных на сверхкритические и суперсверхкритические параметры пара с двухступенчатым промежуточным перегревом пара [7].

Факельные методы сжигания давно применяются и широко распространены в мировой практике. При этом используется отработанная техника, которая позволяет достаточно гибко эксплуатировать ее в зависимости от потребностей промышленности и обеспечить взвешенную структуру расходов на производство электроэнергии. Современные котлоагрегаты обеспечиваются установками для механической очистки от пыли, удаления оксидов серы и азота. Высокие удельные выбросы CO_2 могут быть значительно сокращены за счет повышения КПД.

Для повышения КПД в Западной Европе, Китае и США новые ТЭС с факельным сжиганием угля строятся на параметры значительно выше сверхкритических (суперсверхкритиче-

ские) [7]. Электрическая мощность современных энергоблоков, которые сжигают уголь, превышает 1000 МВт_{эл}, а КПД достигает 43–45 % [7]. В рамках программы «Thermie AD 700» исследуются возможности построения электростанций с паровыми турбинами на давление 375 бар и температуру пара $t = 700$ °С и выше. В таких электростанциях КПД должен превысить 50 %. Ожидается сокращение на 15 % удельного расхода топлива и выбросов в окружающую среду.

Повышение КПД установок достигается только за счет применения суперсверхкритических параметров, но и за счет использования многоступенчатого промежуточного перегрева пара, лучшего использования теплоты отходящих газов, меньших расходов энергии на собственные нужды и благодаря применению многоступенчатого предварительного подогрева питательной воды.

При создании таких котлоагрегатов большое внимание уделяется разработке новых материалов на никелевой основе для использования их в газовых турбинах. К таким материалам предъявляются требования выдерживать высокие температуры (до 750 °С) и давления (до 100 МПа) при сохранении прочностных характеристик в течение длительного времени (до 100 тыс. ч). Эти задачи успешно решаются в странах Евросоюза [7].

При анализе целесообразности внедрения новых факельных и ЦКС-котлоагрегатов необходимо учитывать, что их параметры пара нужно учитывать, что их разработка определяется эффективностью эксплуатации новых элементов: котлоагрегата и паровой турбины, а также эффективностью применения термодинамического цикла [9]:

$$\eta_{\text{эф}} = \eta_{\text{к.а}} \cdot \eta_i \cdot \eta_t,$$

где $\eta_{\text{эф}}$ — эффективный КПД энергоблока — КПД котлоагрегата; η_i — относительный КПД паровой турбины; η_t — термический КПД термодинамического цикла энергоблока.

КПД котлоагрегата зависит от вида топлива и при применении каменного угля в значительной степени определяется качеством приготовленного топлива. Выбор схемы приготовления пыли пыльного агента и типа размольного оборудования осуществляется на основе экономических и экологических требований с учетом физико-химических и теплофизических характеристик топлива [10]. В современных факельных твердотопливных котлоагрегатах $\eta_{\text{к.а}} = 90\text{--}93$ % [11].

Относительный КПД паровой турбины зависит от параметров водяного пара и его состояния. Существенно влияет на величину

степень сухости водяного пара X . С уменьшением сухости пара растут силы трения между струями пара и между струями пара и поверхностями лопаток. Кроме того, появление капелек воды в паре приводит к быстрому износу (эрозии) поверхностей лопаток. Поэтому наиболее экономически целесообразной является степень сухости $X = 0,93-0,96$.

Для повышения сухости пара в последних ступенях проточной части турбины применяют промежуточный перегрев пара, который необходимо проводить так, чтобы не было большой разницы температур между дымовыми газами и водяным паром. Для повышения КПД турбины промежуточный перегрев необходимо организовывать так, чтобы среднеинтегральная температура подвода теплоты в цикле с промежуточным перегревом \bar{T}_{III} была выше, чем в цикле с однократным перегревом.

При использовании сверхкритических давлений могут применяться два и больше промежуточных перегревов пара. Однако, применение промежуточного перегрева приводит к осложнению и удорожанию турбины на 10–12 % [12].

Оптимальную температуру пара T_{III}^{opt} , который отбирается на промежуточный перегрев, приближенно определяют по выражению $T_{III}^{opt} = (1,02-1,04) T_1$. Давление пара перед промежуточным перегревом p_{III} выбирают из соотношения $p_{III} = (0,2-0,3) p_1$, где p_1 — давление на входе в паровую турбину.

В табл.2 представлен эффективный КПД энергоблока без промежуточного перегрева, при одном, двух и трех промежуточных отборах при начальных параметрах $t_1 = 700$ °С, $p_1 = 300$ бар и конечном давлении $p_2 = 0,04$ бар, определенный по формуле (1). Для этих случаев относительный КПД турбины находится в границах $\eta_t = 0,86-0,90$. Термический КПД идеального цикла может быть рассчитан по формуле [13]:

$$\eta_t = l_{ц} / q_1 = (q_1 - q_2) / q_1 = 1 - q_2 / q_1 = 1 - (h_2 - h_3) / (h_1 - h_3), \quad (2)$$

где $l_{ц}$ — удельная работа цикла, кДж/кг; q_1, q_2 — удельные количества теплоты, соответственно подведенной от горячего и отведенной к холодному источникам, кДж/кг; h_1, h_2, h_3 — энтальпии пара соответственно при входе и выходе из паровой турбины и конденсата в конденсаторе в состоянии насыщения, кДж/кг.

Значения энтальпии в расчетах находились по $h-s$ диаграмме водяного пара [14]. Соответствующие расчеты для идеального цикла без промежуточного перегрева дают $\eta_t = 0,486$, а

эффективные КПД в зависимости от принятых значений $\eta_{ка}$ и η_s равны $\eta_{эф} = 37,61-40,67$ %.

При осуществлении промежуточного отбора при $p_{IIo} = 0,2$ $p_1 = 0,2 \cdot 300 = 60$ бар термический КПД $\eta_t = 0,51$. Тогда эффективные КПД энергоблока $\eta_{эф} = 39,57-42,79$. То есть применение промежуточного отбора приводит к росту величины $\eta_{эф}$ приблизительно на 2 %. Объясняется это тем, что растет среднеинтегральная температура подвода теплоты \bar{T}_I от 314 до 342 °С, а сам цикл смещается вправо и конечная степень сухости пара X_k увеличивается от 0,76 до 0,87, то есть внутренний КПД турбины растет. При этом среднеинтегральная температура рассчитывалась по выражению:

$$T = q_1 / (s_1 - s_3) = (h_1 - h_3) / (s_1 - s_3), \quad (3)$$

где s_1 — энтропия пара при входе в турбину; s_3 — энтропия конденсата при выходе из конденсатора.

Увеличение давления промежуточного отбора до $p_{IIo} = 90$ бар почти не влияет на изменение значений эффективного КПД энергоблока. При меньшем давлении промежуточного отбора цикл на $h-s$ диаграмме смещается вправо, то есть необходимо ожидать некоторого повышения КПД турбины.

Таблица 2. Эффективность работы энергоблоков

Показатель	η_t	$\eta_{эф}$
Без промежуточного перегрева	0,486	0,376–0,407
При промежуточных отборах:		
одном ($p_{IIo} = 60$ бар)	0,51	0,395–0,427
одном ($p_{IIo} = 90$ бар)	0,51	0,395–0,427
двух ($p_{IIo} = 90$ бар, $p_{IIIo} = 27$ бар)	0,52	0,404–0,437
трех ($p_{IIo} = 90$ бар, $p_{IIIo} = 27$ бар, $p_{IVo} = 8$ бар)	0,535	0,414–0,448
двух ($p_{IIo} = 90$ бар, $p_{IIIo} = 27$ бар) и девяти регенеративных	0,654	0,504–0,542

Примечание. Начальные параметры пара перед турбиной: $t_1 = 700$ °С, $p_1 = 300$ бар.

При осуществлении двух промежуточных отборов при $p_{IIo} = 90$ бар и $p_{IIIo} = 27$ бар эффективный КПД энергоблока достигает $\eta_{эф} = 40,44-44,67$ %. То есть происходит последующее увеличение эффективности работы блока, но уже лишь на 1 % по сравнению с одним промежуточным отбором и на 3 % без перегрева. Среднеинтегральная температура подвода теплоты увеличивается до $T = 358$ °С. Конечная степень сухости пара повышается до $X_k = 0,92$, что улучшает условия работы турбины и повышает ее КПД.

Увеличение количества промежуточных отборов до трех при $p_{IIo} = 90$ бар, $p_{IIIo} = 27$ бар и $p_{IVo} = 8$ бар приводит к последующему увеличению значений эффективных КПД $\eta_{эф} =$

41,40–44,78 %. Однако наличие трех промежуточных отборов значительно удорожает установку, поэтому необходимо исходить из экономической целесообразности введения третьего промежуточного перегрева.

Значительное повышение эффективности работы энергоблоков может быть достигнуто за счет передачи теплоты рабочему телу при более высокой температуре (при предварительном регенеративном подогреве конденсата).

Регенеративный цикл имеет более высокую среднеинтегральную (эквивалентную) температуру подвода теплоты \bar{T}_1 по сравнению с циклом без регенерации. Поэтому такой цикл имеет более высокий термический КПД. Оптимальной температурой $T_{п.в}^{opt}$ подогрева питательной воды считается температура равная \bar{T}_1 . Температура питательной воды $T_{п.в}$ может быть повышена до температуры насыщения при давлении p_1 . Однако при этом резко растут потери теплоты с уходящими газами.

Повышение экономичности работы энергоблока в регенеративном цикле будет пропорционально количеству теплоты, переданной питательной воде в системе регенерации. Это количество теплоты зависит от разности температур питательной воды и конденсата ($t_{п.в} - t_k$). Регенерацию необходимо проводить так, чтобы осуществить равномерный нагрев воды. При

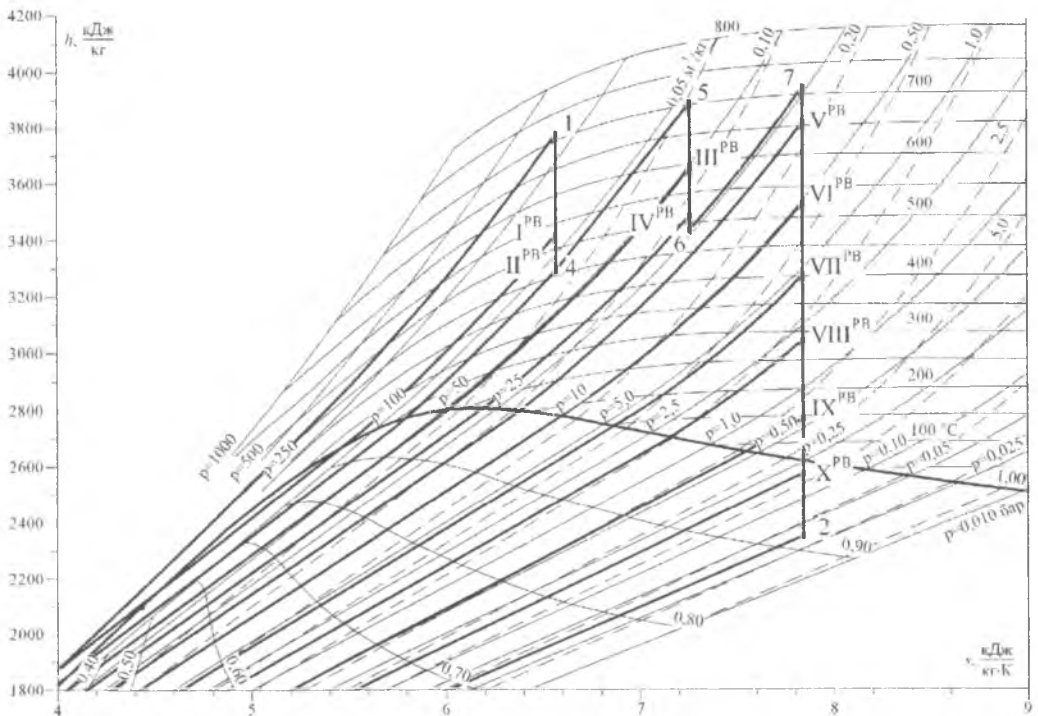
этом точки отбора в турбине выбираются в условиях обеспечения в каждом подогревателе повышения энтальпии (или, что равнозначно, температуры воды) на одну и ту же величину.

Регенерация существенно влияет на эффективность работы первых ступеней цилиндра высокого давления. Увеличение расхода пара из него требует увеличения высоты лопаток, изменения их конструкций на современные, приводит к повышению эффективности работы.

Кроме того, регенерация приводит к уменьшению потерь теплоты в конденсаторе q_2 . Потери пропорциональны количеству отработанного пара. За счет регенерации количество пара, который поступает в конденсатор, может быть уменьшено более чем на 40 %. На такую же величину будут уменьшены потери с q_2 .

Наличие регенеративных подогревателей увеличивает стоимость энергоблоков. Поэтому их количество определяют, исходя из экономической целесообразности. На практике их число на крупных станциях может достигать десяти.

Эффективный КПД энергоблока при начальных параметрах $p_1 = 300$ бар, $t_1 = 700$ °C промежуточных отборах при $p_{II}^{no} = 90$ бар, $p_{IV}^{no} = 27$ бар, оптимальной температуре питательной воды $t_{п.в} = 358$ °C и ее регенеративном подогреве от 30 до 300 °C через каждые 30 °C согласно предложенным методам расчета



Регенеративный цикл энергоблока при двух промежуточных отборах и сверхкритических параметрах: $p_1 = 300$ бар, $t_1 = 720$ °C, $t_{п.в} = 330$ °C, $p_{II}^{no} = 96$ бар, $p_{IV}^{no} = 29$ бар, $\eta_T = 69,4$ %, $\eta_{\text{эф}} = 53,70\text{--}58,03$ %.

ставляет $\eta_{эф} = 50,66-54,16$. При этом термический КПД растет до $\eta_t = 65,45$ %. При увеличении начальной температуры до $t_1 = 720$ °С и том же значении $p_1 = 300$ бар и девяти регенеративных отборах термический и эффективный коэффициенты почти не изменяются. При начальных параметрах $t_1 = 720$ С, $p_1 = 320$ бар и $t_{п.в} = 330$ °С и десяти регенеративных отборах термический КПД цикла $\eta_t = 69,38$ %, а эффективный коэффициент $\eta_{эф} = 53,70-58,03$ %. Этот регенеративный цикл на $h-s$ диаграмме приведен на рисунке.

Выводы

Приведенные расчеты свидетельствуют о том, что технология сжигания угля при атмосферном давлении еще не исчерпала себя и в будущем останется преимущественной при использовании угля в производстве электроэнергии на мощных электростанциях.

Приведенный пример с учетом современных условий эксплуатации оборудования на ТЭС и при существующих материалах является предельно возможным. Его реализация в ближайшем будущем возможна для энергоблоков мощностью 1000 МВт_{эл} и выше, но в каждом конкретном случае будет нуждаться в детальном технико-экономическом обосновании.

Список литературы

1. Основні положення енергетичної стратегії України на період до 2030 року : Ухв. Кабміном України від 15.03.06. — Киев : Мінпаливенерго України, 2006. — 129 с.
2. Корчевой Ю.П., Майстренко О.Ю., Шидловский А.К., Яцкевич С.В. Современное состояние угольных электростанций Украины и перспективы их развития // Экотехнологии и ресурсосбережение. — 1996. — № 3. — С. 3–8.

3. Карп И.Н., Шидловский А.К. Ресурсная база энергетики Украины. 1. Уголь. Природный газ. // Там же. — 1997. — № 1. — С. 3–9.
4. Корчевой Ю.П., Майстренко О.Ю., Чернявский Н.В., Яцкевич С.В. Направления реконструкции пылеугольных ТЭС Украины // Там же. — № 5. — С. 3–13.
5. Майстренко О.Ю. Розробка методів спалювання та газифікації низькоякісного вугілля з урахуванням сучасних екологічних вимог // Энергетика и электрификация. — 1997. — № 5. — С. 1–5.
6. Майстренко А.Ю., Дудник А.Н., Яцкевич С.В. Технологии газификации углей для парогазовых установок. — Киев, 1993. — 68 с. — (Препр./О-во «Знание» Украины. ОВПЭ ИПЭ).
7. Гастайгер Г., Стамателопулос Г.-Н. Угольные электростанции — современный уровень техники и перспективы развития на будущее // Металлургия и энергетика. Черные металлы. — 2002. — С. 26–35.
8. Вербовецкий Э.Х., Шварц А.Л., Сотников И.А. Решение экологических проблем при создании блоков повышенной экономичности на сверхкритических параметрах пара // Природоохранные технологии ТЭС. — М. : ВТИ, 1996.
9. Арнольд Л.В., Михайловский Г.П., Селиверстов В.М. Техническая термодинамика и теплопередача. — М. : Высш. шк., 1973. — 444 с.
10. Толчинский Е.Н., Левит Г.Т., Бокша А.К., Векслер Ф.М. Состояние и перспективы развития пылеприготовления на современных электростанциях. — М. : ВТИ, 1996. — С. 96–110.
11. Тумановский А.Г., Берсенев А.П., Бабий В.И. и др. Разработка новых технологий сжигания топлива на электростанциях России // Развитие теплоэнергетики. — М. : ВТИ, 1996. — С. 55–70.
12. Паровые и газовые турбины / Под ред. А.Г.Костюка, В.В.Фролова. — М. : Энергоатомиздат, 1985. — 350 с.
13. Буляндра О.Ф. Технічна термодинаміка. — Київ: Техніка, 2006. — 320 с.
14. Ривкин С.Л., Александров А.А. Термодинамические свойства воды и водяного пара. — М. : Энергоатомиздат, 1984. — 80 с.

Поступила в редакцию 02.07.07

The Application of Ultra-Super-Critical Water Steam Parameters as the Prospect of Ukrainian Coal-Fired Power Plants Development

Maystrenko O.Yu.¹, Bulyandra O.F.¹, Vasilenko S.M.²

¹Coal Energy Technology Institute of NASU, Kiev

²National University of Food Technologies, Kiev

The status of coal-based energy sector of Ukraine, organic fuel consumption dynamics and the prospects of bituminous coal application considering high-performance combustion technologies are considered. It is presented that modern thermal power plants efficiency increase can be provided approaching to ultra-super critical steam conditions. That this why water steam application with parameters $t_1 = 700-720$ °С, $p_1 = 300-320$ bar reduces efficiency increase to 54–58 % with two intermediate and ten regenerative extracting points.

Key words: energy sector, coal, intermediate and regenerative extracting points, efficiency factor.