

МИНИСТЕРСТВО РЕГИОНАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ, СТРОИТЕЛЬСТВА
И ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА УКРАИНЫ
МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ УКРАИНЫ
АКАДЕМИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА УКРАИНЫ
ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ПАЛАТА УКРАИНЫ
НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ТЕХНИЧЕСКОЙ ТЕПЛОФІЗИКИ
ІНСТИТУТ ГАЗА
ІНСТИТУТ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЕКОЛОГІИ
ЦЕНТР МУНИЦІПАЛЬНОЇ І ПРОМЫШЛЕННОЇ ЕНЕРГЕТИКИ
УКРАИНСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ ВСЕМИРНОЙ АССОЦИАЦИИ
ИНЖЕНЕРОВ-ЕНЕРГЕТИКОВ

ПРОБЛЕМЫ ЭКОЛОГИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ЭНЕРГЕТИКИ

Сборник трудов

*Под редакцией
кандидата технических наук
А. И. Сигала*

КИЕВ
ІПЦ АЛКОН
2016

УДК 504.03+620.9
ББК 28я43+31.19я43
П 78

Редакционная коллегия:

канд. тех. наук А. И. Сигал,
канд. физ.-мат. наук Д. Ю. Падерно,
канд. тех. наук Н. Ю. Павлюк

Проблемы экологии и эксплуатации объектов энергетики :

П 78 Сборник трудов / Институт промышленной экологии. – К. : ИПЦ АЛКОН НАН Украины, 2016. – 254 с.
ISBN 978-966-8449-61-1

В сборнике помещены труды участников Объединенной научно-практической конференции «Энергоэффективность – 2015» (23–25 сентября 2015 г., г. Одесса), которая включала ХХV Международную конференцию «Проблемы экологии и эксплуатации объектов энергетики» и IX Конференцию «Энергетический аудит, энергетический менеджмент, энергоэффективные проекты», а также другие материалы по теме, поданные в оргкомитет специалистами отрасли.

Материалы посвящены общим проблемам энергетики, экологическим проблемам теплознегергетики, вызовам и перспективам приведения экологической политики в соответствие с нормативами Директивы 2010/75/ЕС, механизмам внедрения внутренней торговли выбросами парниковых газов в соответствии с Директивой 2003/87/ЕС, проблемам эксплуатации объектов промышленной и муниципальной энергетики, современным технологиям сжигания топлив, экологически чистым и энергосберегающим технологиям, процессам сжигания бытовых отходов, анализу автономных источников теплоснабжения, перспективе внедрения системы энергоменеджмента в Украине, а также внедрению энергоэффективных проектов в зданиях.

УДК 504.03+620.9
ББК 28я43+31.19я43

ISBN 978-966-8449-61-1

© Институт промышленной экологии, 2016

© ИПЦ АЛКОН НАН Украины (оформление), 2016

СОДЕРЖАНИЕ

Сигал А. И.

СОСТОЯНИЕ КОММУНАЛЬНОЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ
УКРАИНЫ И ПУТИ ВЫХОДА ИЗ КРИЗИСА.....9

Ковалко О. М., Зозулюк В. О.

НЕДОСКОНАЛІСТЬ МЕХАНІЗМУ КОМПЕНСАЦІЇ РІЗНИЦІ В
ЦІНАХ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ТА МЕХАНІЗМІВ
ЦЕНТРАЛІЗОВАНИХ РОЗРАХУНКІВ ЗА ПРИРОДНИЙ ГАЗ19

Куруленко С. С.

ПЕРСПЕКТИВЫ УЧАСТИЯ УКРАИНЫ В СИСТЕМЕ
ТОРГОВЛИ КВОТАМИ НА ВЫБРОСЫ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ....28

Мордань М. В.

ЗАВДАННЯ З ІМПЛЕМЕНТАЦІЇ В УКРАЇНІ
ДИРЕКТИВИ № 2003/87/ЄС ПРО ВСТАНОВЛЕННЯ СХЕМИ
ТОРГІВЛІ ДОЗВІЛЬНИМИ ОДИНИЦЯМИ НА ВИКИДИ
ПАРНИКОВИХ ГАЗІВ У РАМКАХ СПІВТОВАРИСТВА33

Падерно Д. Ю., Корінчук К. О., Логвин В. О.

ОСОБЛИВОСТІ ВПРОВАДЖЕННЯ СИСТЕМИ ТОРГІВЛІ
ДОЗВІЛЬНИМИ ОДИНИЦЯМИ НА ВИКИДИ ПАРНИКОВИХ
ГАЗІВ В УКРАЇНІ В ГАЛУЗІ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ42

Сигал О. І., Бикоріз Є. Й., Логвин В. О.

СВІТОВІ ТА УКРАЇНСЬКІ НОРМАТИВИ ВИКИДІВ
ТОКСИЧНИХ РЕЧОВИН.....61

Павлюк Н. Ю.

ДИРЕКТИВА ЄС № 2015/2193 ЩОДО ОБМЕЖЕННЯ ВИКИДІВ
ДЕЯКІХ ЗАБРУДНЮЮЧИХ РЕЧОВИН В АТМОСФЕРНЕ
ПОВІТРЯ ВІД УСТАНОВОК СПАЛЮВАННЯ СЕРЕДНЬОЇ
ПОТУЖНОСТІ67

Логвин В. О., Падерно Д. Ю.

ЩОДО ВАЖЛИВОСТІ ВИЗНАЧЕННЯ СТАТУСУ УКРАЇНИ
В РАМКАХ ПАРИЗЬКОЇ УГОДИ.....72

Сигал О. І., Канигін О. В., Бикоріз Є. Й.

КОНЦЕПТ МОДЕРНІЗАЦІЇ КОТЛА КВВД-0,63 ГН.....79

Сигал О. І., Канигін О. В., Бикоріз Є. Й.

ЕКОЛОГІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ МОДЕРНІЗОВАНОЇ ТОПКИ
КОТЛА КВВД-0,63 ГН83

Падерно Д. Ю., Логвин В. О., Глушак Є. М.	
ВИЗНАЧЕННЯ МОЖЛИВОСТІ ТА ДОЦЛЬНОСТІ ЗАМІНИ АБО ПОДАЛЬШОГО ВИКОРИСТАННЯ КОТЕЛЬНОГО ОБЛАДНАННЯ КОТЕЛЕНЬ СВП «КІЇВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ»	
ПАТ «КІЇВЕНЕРГО»	88
Филатов В. И.	
ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ВЫБОР ТОПЛИВА ДЛЯ ЗАМЕЩЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ПРОМЫШЛЕННЫХ КОТЕЛЬНЫХ	93
Письменный Е. Н., Багрий П. И., Вознюк М. М.	
ЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕПЛОУТИЛИЗАТОРЫ ДЛЯ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ	96
Фіалко Н. М., Гнєдаш Г. О., Навродська Р. О., Пресіч Г. О., Степанова А. І., Шевчук С. І., Глушак О. Ю.	
ЕФЕКТИВНІСТЬ КОМБІНОВАНОЇ ТЕПЛОУТИЛІЗАЦІЙНОЇ СИСТЕМИ ДЛЯ ПІДГРІВАННЯ ВОДИ ТА ДУТЬОВОГО ПОВІТРЯ КОТЕЛЬНИХ УСТАНОВОК	100
Фіалко Н. М., Прокопов В. Г., Алешко С. А., Шеренковский Ю. В., Меранова Н. О., Юрчук В. Л., Стрижеус С. Н., Новаковский М. А.	
АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ НАГРУЗКИ КОТЛОАГРЕГАТА НА АЕРОДИНАМИЧЕСКИЕ И ТЕПЛОВЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СИСТЕМ ОХЛАЖДЕНИЯ ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВ СТАБИЛИЗАТОРНОГО ТИПА	104
Фіалко Н. М., Пресіч Г. О., Навродська Р. О., Гнєдаш Г. О., Шевчук С. І., Глушак О. Ю.	
АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ АГРЕГАТУВАННЯ ТЕПЛОУТИЛІЗАЦІЙНИХ СИСТЕМ КОТЕЛЬНИХ УСТАНОВОК	108
Фіалко Н. М., Шеренковский Ю. В., Сариогло А. Г.	
ОСОБЕННОСТИ СТРУКТУРЫ ТЕЧЕНИЯ И ТЕПЛООБМЕНА ПРИ ПОПЕРЕЧНОМ ОБТЕКАНИИ МЕМБРАННЫХ ТРУБНЫХ ПОВЕРХНОСТЕЙ.....	111
Фіалко Н. М., Прокопов В. Г., Шеренковский Ю. В., Меранова Н. О., Алешко С. А., Полозенко Н. П., Милко Е. И., Малецкая О. Е., Клищ А. В.	
ОСОБЕННОСТИ ТЕЧЕНИЯ В ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВАХ С ГРЕБЕНЧАТЫМ РАСПОЛОЖЕНИЕМ ЭШЕЛОНИРОВАННЫХ СТАБИЛИЗАТОРОВ ПЛАМЕНИ ДЛЯ ХОЛОДНОГО ПОТОКА И УСЛОВИЙ ГОРЕНИЯ	117

Фиалко Н. М., Майсон Н. В., Меранова Н. О., Иваненко Г. В., Юрчук В. Л., Абдулин М. З., Ганжа М. В., Дончак М. И. ЗАКОНОМЕРНОСТИ ТЕЧЕНИЯ В ЦИЛИНДРИЧЕСКИХ ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВАХ С ТУРБУЛИЗАТОРАМИ ПОТОКА НА ИХ ЗАТУПЛЕННЫХ ЗАДНИХ КРОМКАХ.....	121
Любчик Г. Н., Фиалко Н. М., Реграги А., Майсон Н. В., Кутняк О. Н. ФОРМИРОВАНИЕ ДИФФУЗИОННОГО ГАЗОВОГО ФАКЕЛА В ОДИНОЧНОМ ТРУБЧАТОМ ТОПЛИВОСЖИГАЮЩЕМ МОДУЛЕ.....	125
Фиалко Н. М., Шевчук С. И., Навродская Р. А., Пресич Г. А., Гнедаш Г. А., Сбродова Г. А. ПРИМЕНЕНИЕ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ ЗАЩИТЫ ДЫМОВЫХ ТРУБ ПРИ СНИЖЕНИИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ КОТЕЛЬНЫХ ...	130
Бирюков А. Б., Сафьянц С. М., Сафьянц А. С. СИСТЕМА ДИАГНОСТИКИ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ТЕПЛОТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО И ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ	134
Сігал О. І., Бикоріз Є. Й. ЕКОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ПРОЦЕСІВ СПАЛЮВАННЯ ОРГАНІЧНИХ ПАЛИВ	142
Сігал І. Я., Смихула А. В., Лавренцов Е. М., Марасин А. В. ТЕХНОЛОГИИ СНИЖЕНИЯ РАСХОДА ПРИРОДНОГО ГАЗА И ВЫБРОСОВ ОКСИДОВ АЗОТА СУЩЕСТВУЮЩИМИ КОТЛАМИ КОТЕЛЬНЫХ И ТЭЦ	148
Плашихін С. В., Семенюк М. В. ЩОДО ПИТАННЯ ДЕСУЛЬФУРИЗАЦІЇ ДИМОВИХ ГАЗІВ	153
Плашихин С. В., Семенюк Н. В. УВЕЛИЧЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ЦЕМЕНТНЫХ МЕЛЬНИЦ ПУТЕМ МОДЕРНИЗАЦИИ СИСТЕМ АСПИРАЦИИ....	155
Рогожин Д. В. МОДЕРНИЗАЦИЯ КОММУНАЛЬНОЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ г. ЖИТОМИР НА БАЗЕ КП «ЖИТОМИРТЕПЛОКОММУНЕНЕРГО».....	158
Барский В. А., Фришман А. Е. АДАПТИВНАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТЯГОДУТЬЕВЫМИ МЕХАНИЗМАМИ КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ ЭКО-3.....	162

Данильченко Ю. В.	
ГІДРОННІ ГАЗОВІ КОТЛИ – ПОТУЖНА АЛЬТЕРНАТИВА ЖАРОТРУБНИМ	167
Никитин Е. Е.	
ЕНЕРГЕТИЧЕСКИЙ МЕНЕДЖМЕНТ В КОММУНАЛЬНЫХ СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	170
Саф'янц А. С.	
ПРАКТИЧЕСКИЙ ОПЫТ ПОСТРОЕНИЯ И СЕРТИФИКАЦИИ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТА В СООТВЕТСТВИИ СО СТАНДАРТОМ ISO 50001 НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ	175
Овдієнко О. В.	
МІЖНАРОДНА СЕРТИФІКАЦІЯ ЕНЕРГОМЕНЕДЖЕРІВ В УКРАЇНІ	178
Шишка К. М.	
ВПРОВАДЖЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНИХ ПРОЕКТІВ В БУДІВЛЯХ РОЗРОБКА ТА РЕАЛІЗАЦІЯ.....	183
Плахотній С. А.	
ОЦІНКА ГІДРОГЕОМЕХАНІЧНИХ ПРОЦЕСІВ, ЩО ВІДБУВАЮТЬСЯ В ПОРОДНИХ ВІДВАЛАХ ВУГІЛЬНИХ ШАХТ, ТА ВПЛИВ НА НАВКОЛИШНЄ ПРИРОДНЕ СЕРЕДОВИЩЕ.....	189
Конєченков А. Е.	
НОВЫЕ ПРАВИЛА ИГРЫ НА РЫНКЕ «ЗЕЛЕНОЙ» ЭНЕРГЕТИКИ УКРАИНЫ	194
Жук Г. В., П'ятничко О. І., Силакін А. Е.	
ТВЕРДІ ПОБУТОВІ ВІДХОДИ – РЕЗЕРВ МУНІЦИПАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ ТА ШЛЯХ ДО ЗНИЖЕННЯ ВИКІДІВ CO ₂	198
Меллер В. Я.	
ПУТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТБО	200
Павлюк Н. Ю.	
ОЦІНКА КІЛЬКОСТІ ТЕПЛОТИ, ЩО ВИДЛЯЄТЬСЯ ПРИ СПАЛЮВАННІ ТВЕРДИХ ПОБУТОВИХ ВІДХОДІВ	205
Магера Ю. М.	
КОНЦЕПЦИЯ РАЗВИТИЯ «ЗАВОДА «ЭНЕРГИЯ»: ТЭЦ НА ТБО.....	208
Тютюшкін И. Н.	
ПРОЕКТ ПИРОЛИЗНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ ТБО в г. НИКОЛАЕВ	212

Корінчук Д. М.

ТЕХНОЛОГІЯ ВИРОБНИЦТВА ТЕРМОЧНООБРОБЛЕННОГО
КОМПОЗИЦІЙНОГО БІОПАЛИВА214

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

- РАБОТЫ, ВЫПОЛНЯЕМЫЕ ИНСТИТУТОМ
ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКОЛОГИИ.....220
- КОТЕЛ ВОДОГРЕЙНЫЙ ВОДОТРУБНЫЙ, РАБОТАЮЩИЙ
НА ПРИРОДНОМ ГАЗЕ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ,
ТЕПЛОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ 2,0 МВт (КВВ-2,0 Гн)223
- КОТЕЛ ВОДОГРЕЙНЫЙ ВОДОТРУБНО-ДЫМОГАРНЫЙ
ТЕПЛОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ 0,63 МВт (КВВД-0,63 Гн) ..224
- УТИЛИЗАЦИЯ ТЕПЛОТЫ И СНИЖЕНИЕ ВЫБРОСОВ
ОКСИДОВ АЗОТА КОТЛАМИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
КОНТАКТНОЙ КОМБИНИРОВАННОЙ
ТЕПЛОУТИЛИЗАЦИОННОЙ УСТАНОВКИ.....226
- МОДЕРНИЗИРОВАННЫЕ ПОДОВЫЕ ГОРЕЛКИ ТИПА МПИГ
ДЛЯ КОТЛОВ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ ДО 10 Гкал/час.....228
- ИНТЕНСИФІКАЦІЯ ТОПОЧНОГО ТЕПЛООБМЕНА
В КОТЛАХ ПУТЕМ УСТАНОВКИ ПРОМЕЖУТОЧНИХ
(ВТОРИЧНИХ) ИЗЛУЧАТЕЛЕЙ230
- РЕЦИРКУЛЯЦІЯ ПРОДУКТОВ СГОРАННЯ232
- МОДЕРНІЗАЦІЯ КОТЛІВ ПТВМ-50233
- ЭКОНОМИЯ ГАЗА И ПРОДЛЕНИЕ РЕСУРСА КОТЛОВ
ТВГ-8, ТВГ-8М, КВГ-7,56235
- ПЕРЕОБОРУДОВАННІЕ СУЩЕСТВУЮЩІХ ГОРЕЛОК
КОТЛОВ ТИПА ДЕ И ДКВР С ЦЕЛЬЮ СНИЖЕНИЯ
РАСХОДА ПРИРОДНОГО ГАЗА (ОСОБЕННО
В ОСЕННЬ-ВЕСЕННІЙ ПЕРІОД)236
- КОНДЕНСАЦІЙНИЙ ТЕПЛОУТИЛІЗАТОР УТКП-0,7.
КОНТАКТНА КОМБІНОВАНА ТЕПЛОУТИЛІЗАЦІЙНА
УСТАНОВКА.....237
- СОКРАЩЕНИЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ЖКХ
ЗА СЧЕТ УТИЛИЗАЦИИ ТЕПЛОТЫ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ.....239
- СКРУББЕРЫ ИНТЕНСИВНОЙ ПРОМЫВКИ (СИП)240

• СНИЖЕНИЕ ЗАТРАТ ЖИДКОГО ТОПЛИВА НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ КОТЕЛЬНОЙ ЗА СЧЕТ ПОДОГРЕВА ТОПЛИВА УХОДЯЩИМИ ГАЗАМИ	242
• ЦЕНТРОБЕЖНЫЙ ФИЛЬТР	243
• ЦИКЛОФИЛЬТР	245
• ЦИКЛОННЫЙ ПЫЛЕУЛОВИТЕЛЬ	247
• ВИПРОБУВАЛЬНА ЛАБОРАТОРІЯ ІТТФ НАН УКРАЇНИ.....	249
• ОСНОВНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА И ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕПЛООБМЕННИКОВ «ДАН» ОТ КОМПАНИИ ТЕПЛОЭНЕРГО.....	250
• ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕПЛОВОЙ ПУНКТ ОТ «ТЕПЛОЭНЕРГО»	251
• RIELLO S.P.A.....	252

Институт промышленной экологии, г. Киев

СОСТОЯНИЕ КОММУНАЛЬНОЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ УКРАИНЫ И ПУТИ ВЫХОДА ИЗ КРИЗИСА

Политическая составляющая: Инфляция гривны с 8 до 24 за 1 доллар США привела к адекватному росту цен в первую очередь на энергоносители. Выросли цены также на электроэнергию и, соответственно, на воду, т. к. в ее цене значительная составляющая электроэнергии.

Продолжающееся АТО привело к сложному положению с энергетическим углем для электростанций. Его приходится или дорого закупать в ЮАР или в Австралии, либо «дешево» доставлять с не контролируемых украинских территорий. Так, на начало июля 2016 г. на складах ТЭС дефицит составлял 1100 тыс. т, что достаточно много и ситуация нуждается в срочном реагировании. Как уже было сказано, тариф на электроэнергию вырос в 3,2 раза. Таким образом, электрикам удалось сформировать ремонтные и инвестиционные фонды в объеме более 3 млрд грн. В том числе, «Укргидроэнерго» увеличило тарифы более чем на 70 %: с 0,65 грн. до 1,1 грн., что дало этой компании дополнительно около 1 млрд.

Стимулирующий тариф Облэнерго обеспечит потребителям дополнительную надбавку к цене электроэнергии не менее 20 %, зато «подарит» Облэнерго на развитие около 30 млрд грн./год. Если добавить к этому абсолютно неправомерно введенный акциз на электроэнергию в 3,2 %, которым электроэнергию приравняли к таким товарам, как табак и алкоголь, отобрав у нас «добровольно» еще около 5 млрд грн./год, и повышения дивидендов энергокомпаний до 70 % от чистой прибыли за счет оплачиваемого жителями тарифа, можно получить картину отрасли, в которой должен быть не только избыток средств, но и реальные возможности для снижения тарифа.

Значительно скромнее выглядит ситуация в тепловой генерации.

Пользуясь новой методологией расчета цены угля «Роттердам + доставка», можно обосновать тариф, превышающий 1 грн. вместо 0,85 грн., однако здесь в любом случае речь идет о 15 %, а не о 300 %, как в электрогенерации.

С повышением цены газа для теплокоммунэнерго (ТКЭ), доля газа в цене для конечного потребителя подросла с 70 до 85 % и колеблется в пределах 83–85 % во всех утвержденных НКРКП тарифах.

Несложные расчеты показывают, что если задаться максимальной ценой газа в 220 долл. США за 1000 м³ или за 8 Гкал, то получим 690 грн./Гкал. Тогда ТКЭ получает 15 % этой суммы или 105 грн. Итого, суммарная цена 690 + 105 – это около 800 грн./Гкал. Именно она и должна быть реперной при установлении тарифа.

Если учесть, что в оставшихся у предприятия ТКЭ 100 грн./Гкал около 60 % занимает оплата воды и электроэнергии, а остальные 40 % содержат НДС, налоги и зарплату, то на ремонты, реконструкцию и новое оборудование остается 1–3 %. Однако нет ни одной теплоснабжающей компании в мире, где сбор платежей населения составлял бы 100 %.

Именно эти 1–3 %, как не защищенные статьи и исчезают в разделе недоплаты потребителя. Реально, нам для получения ощутимой экономии газа около 30 %, необходимо инвестировать около 1,5 трлн. грн., сумму для бюджета практически неподъемную.

Источником этих инвестиций может быть только само население. Рассматривая три пути финансирования: привлечение кредитов, привлечение инвестиций, муниципальное или государственное финансирование, легко видеть, что все они не сильно отличаясь, рассчитывают на наши карманы.

Раньше все области делали и защищали как региональные программы модернизации коммунальной теплоэнергетики, так и Схемы теплоснабжения городов. В последнее время сроки действия этих документов произвольно увеличиваются, новые готовятся не регулярно и не качественно. По сути, единственным документом «развития», на подготовку которого предприятия ТКЭ еще тратят силы, являются инвестиционные программы.

Не имея денег не только на развитие, но и на поддержание существующих систем централизованного теплоснабжения (ЦТ), видимо, следует формировать программы планового вывода из эксплуатации изношенных систем, так как стихийный, лавинообразный их выход из строя может стоить потребителю еще дороже.

Некоторые резервы у нас, впрочем, есть. Так, на балансе предприятий ТКЭ находится около 70 тыс. котлов, эксплуатируется же около 46 тыс., из которых около 20 тыс. к дальнейшей эксплуатации без ремонта не пригодны. Следует оценить, какое количество котлов из ос-

тавшихся 24 тыс. реально пригодны к эксплуатации и могут «подхватить» нагрузку вместо вышедших из строя.

Завершая обзор политизированной составляющей теплоснабжения, хочется отметить, что Украина входит в число стран – лидеров централизованного теплоснабжения не только Европы, но и Мира. Киев эксплуатирует третью по величине в Мире централизованную теплосеть.

Построенные предыдущими поколениями украинцев системы централизованного теплоснабжения мы немного недотянули до промышленного использования новых видов энергии, таких, как солнце, ветер, электроэнергия, твердые бытовые отходы, биогаз, биомасса (впрочем, использование последней – быстрый, но ограниченный ресурсом путь).

Следует также иметь ввиду, что вся альтернативная энергетика работает в базе и, соответственно, вытесняет атомную энергетику, а Украине остро нужны пиковые маневровые мощности.

Страна вечно догоняет вырвавшихся вперед конкурентов, как в сырьевой, так и в интеллектуальной гонке. Но нам нужны собственные новые прорывные технологии и инновационные идеи и, в первую очередь, их следует искать в той области, в которой мы имеем приоритеты, например, в теплоэнергетических системах. Правда, для возникновения и сохранения за Страной новых идей нужны, как иное финансирование науки, так и значительно большая потенциальная защита отечественных изобретений и изобретателей.

Надеемся, что новые чиновники от науки путем сокращения не науки, а надстроек смогут решить поставленные задачи.

Технологическая составляющая. Ориентировочно, удельный расход условного топлива на 1 Гкал. вырабатываемой на источнике теплоты составляет около 160 кг у.т./Гкал, а в неконденсационных котельных ЕС – около 150 кг у.т./Гкал. Разность, т. е. около 10 кг у.т., и есть реальный потенциал энергосбережения в источнике. Для уточнения этих цифр целесообразно сформировать условия объединенного эколого-энергетического аудита, который и провести на основных источниках теплоснабжения в преддверии введения в действие в 2017 г. Директивы 2010/75/EС (рис. 1–3) снижающей допустимые нормативы на выбросы в атмосферу в разы.

С точки зрения замещения природного газа иными видами топлива, что становится все более популярно, можно провести грубую оценку, показывающую, что сжигание биомассы может обеспечить до 6–8 % потребностей и ограничено реальным ресурсом; сжигание твердых бытовых отходов (ТБО) – до 9 % и ограничено как отсутствием

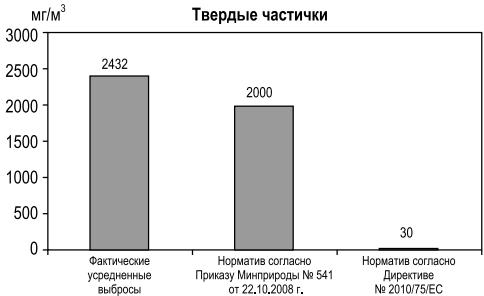


Рис. 1. Фактические и нормативные выбросы твердых частиц для котлов Украины мощностью выше 50 МВт.

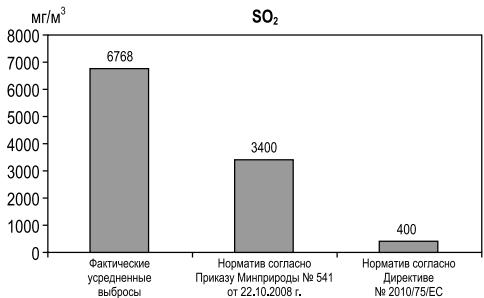


Рис. 2. Фактические и нормативные выбросы диоксида серы для котлов Украины мощностью выше 50 МВт.

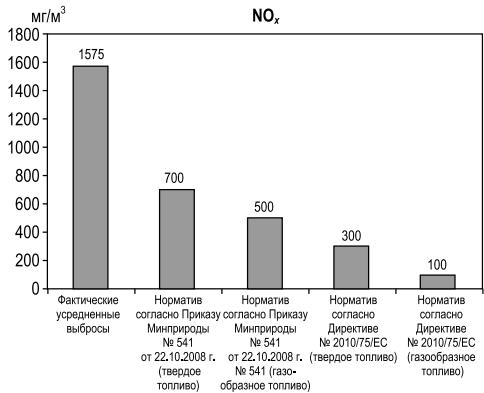


Рис. 3. Фактические и нормативные выбросы оксидов азота для котлов Украины мощностью выше 50 МВт.

финансового ресурса в виде «длинных», на 6–8 лет, денег, так и снизившейся теплотворной способностью ТБО в связи с падением уровня жизни населения, обусловленной инфляцией гривны.

Наибольший же потенциал замещения имеет электроэнергия. Она составляет 14 %, если использовать электроэнергию впрямую, и 29 % если около 30 % электроэнергии пустить на тепловые насосы с COP 2,5–3,5.

Предлагаемые электрические системы теплоснабжения могут быть концептуально централизованными, умеренно децентрализованными, и индивидуальными. Централизованные системы предполагают установку электроподогревателей обратной сетевой воды (электрокотлов) в объеме, лимитируемом мощностью резервного электрического ввода котельных. Использование профицита электрической энергии в ночной период путем объединения традиционного централизованного теплоснабжения на природном газе в дневной период с электрообогревом в ночной, обеспечивает замещение до 1,5 млрд м³ газа и составляет основу перехода к так называемому гибридному теплоснабжению.

Умеренно-децентрализованное теплоснабжение на основе электроэнергии предполагает установку баков-аккумуляторов в домах с электроплитами, что позволит использовать существующие сети, обеспечить отопление зданий на базе собственных индивидуальных теплопунктов (ИТП) в осенне-весенний период и частично уменьшить теплопотребление зданий зимой.

Что до индивидуального электроотопления, то использование электроподогрева пола совместно с кондиционером (тепловым насосом), работающим на отопление с СОР больше 3,0.

Возможности экономии природного газа непосредственно в источнике теплоснабжения весьма ограничены. Это 1,0–1,5 % за счет замены горелочных устройств, а также до 1,5–2,0 % за счет новой горелочной автоматики, снижающей перетопы в переходной период. Всего, за счет повышения КПД котлов, от 2 до 8 %. Усредненно примем 4 %.

На выходе из котельной можно дополнительно охладить дымовые газы в утилизаторе теплоты, что обеспечит 3–4 % на котлах некондиционного типа и 8–9 % при установке значительно более дорогих утилизаторов конденсационного типа из нержавеющей стали.

Потери в теплотрассах составляют от 2–5 % в новых предварительно изолированных сетях до нормативных 13 % и более до 16 % в распределительных и протяженных сетях г. Харькова и около 18 % в сетях г. Киева. Введение «лимита» максимальных допустимых потерь 13 % приводит к недоиспользованию энергетического потенциала. Например, если имеется резерв мощности на котельной, но потери на транспортировку более 13 % (что часто бывает в больших и старых теплосетях), строится новая котельная, что часто дешевле перекладки сетей с использованием качественных предизолированных труб.

Когда же теплоноситель достигает потребителя, мы сталкиваемся не только с общедомовой системой, которая, чаще всего, не позволяет учитывать и регулировать потребление индивидуально каждым владельцем жилья, но и оснащена, как правило, элеваторным узлом ввода, для эффективной работы которого требуется высокое давление на входе. Такое давление обычно отсутствует по техническим причинам. Сети давно изношены и их предпочитают без нужды не нагружать. Уже несколько лет, как отменены температурные испытания сетей, а сегодня обсуждается и вопрос отмены гидравлических испытаний. Что до мнения автора по данному вопросу, то в гидравлических испытаниях давлением 1,25 от расчетного в нынешнем формате, без отсечения иных потребителей и закольцовки участка сети, большого смысла в таких испытаниях не просматривается.

Замена элеваторных узлов на индивидуальные теплопункты (ИТП) даст существенные возможности для экономии топлива.

Во-первых, из-за того, что элеваторный узел (фактически представляющий собой водяной эжектор) очень чувствителен к изменению давления на входе. Так как в последние годы регулировка практически всех систем теплоснабжения претерпела значительные изменения (уменьшились расходы в связи с отключением ряда потребителей, упало давление в системе, упало оно и из-за установки ИТП на части зданий) элеваторные узлы практически не работают, создавая лишь дополнительное сопротивление и разбалансируя систему.

Во-вторых, из-за возможности регулирования температур в зданиях, в которых можно не поддерживать комфортную температуру в течение всего времени суток. Это, например, учреждения, кроме больниц. На таких объектах установка ИТП обеспечивает экономию в 20–25 %, в то время, как на жилье лишь 3–5 %.

Несмотря на такой значительный эффект в админ.зданиях в целом по Стране эффект не превышает 5 % из-за небольшого, относительно жилого фонда, числа таких зданий.

Что до потенциала энергосбережения за счет утепления зданий, то формально он достаточно велик и составляет до 24 %, и именно на использование этого потенциала направлены усилия Правительства и гражданского общества в последние годы, однако следует учитывать, что это один из наиболее дорогих в финансовом отношении потенциалов, ориентировочно оцениваемый в 500 млрд грн.

Последнее время именно этому направлению экономии посвящено множество работ. Хочется их дополнить следующими соображениями:

- внешнее утепление может при неверном расчете приводить к конденсации в толще самой стены;
- крепление теплоизоляционных мат шурупами или дюбелями создает мостики холода, количество которых от 8 и более на 1 м² при заглублении от 30 мм полностью нивелирует установку теплоизоляции;
- латочное утепление (поквартирное) должно быть запрещено не только с точки зрения сохранения фасада здания, но и с точки зрения невозможности регулирования теплоснабжения по стоякам (в утепленных квартирах жарко и они просят уменьшить параметры теплоносителя для экономии, а в квартирах выше и ниже при этом холодно).

С тем, что утеплять старый фонд «бетонки» и «хрущевки» необходимо, все согласны, однако дело это не очень скорое и весьма не дешевое.

Так, вложение, обеспечивающее экономию 1 тыс. м³ природного газа составит около 200 тыс. грн., что при цене 200 долл. США за 1 тыс. м³ обеспечит возврат инвестиций за 40 лет. Но это один из самых пессимистических прогнозов.

Если выстроить рассматриваемые нами методы энергосбережения по срокам окупаемости, с учетом новых цен на тепловую энергию, то безусловным лидером с окупаемостью до 1 года является сжигание биомассы, на втором месте – модернизация котельных с окупаемостью до 1,5 лет. С небольшим отставанием и окупаемостью до 2 лет свое место занимает электроотопление. Установка теплоутилизаторов неконденсационного типа окупается за 1,5, а конденсационного – за 2,5 года. Замена котлов мощностью до 3,15 МВт окупится за 3 года, а установка индивидуальных теплопунктов на административных зданиях – за 3,5 года. Наименее быстроокупаемым мероприятием являются электроотопление с использованием теплоносочных технологий – 6 лет, и сжигание мусора – 8–9 лет.

Если все рассматриваемые мероприятия построить по ранжиру вложений, необходимых для экономии 1 тыс. м³ природного газа, то получим такую картину: с вложениями до 1 тыс. грн. лидирует модернизация котельных с заменой горелок и автоматики, до 2 тыс. грн. – сжигание биомассы; установка теплоутилизаторов потребует до 4 тыс. грн.; электроотопление – около 6 тыс. грн.; замена котлов – более 8 тыс. грн.; установка ИТП на административные здания – 30 тыс. грн. и использование тепловых насосов – 35 тыс. грн. В следующей ценовой категории более 50 тыс. грн. за 1 тыс. м³ сэкономленного газа видим ТЭЦ на мусоре с ценой 55 тыс. грн.; утепление зданий с ценой 60–65 тыс. грн.; установка ИТП на жилые дома – до 120 тыс. грн. и замена теплотрасс на предварительно изолированные – более 200 тыс. грн.

Говоря о теплоснабжении населения, мы в последнее время ставим во главу угла экономику, в том числе в обсуждении вопросов сохранения систем теплоснабжения как таковых. Думается, что это не очень верный подход. Если вернуться к основополагающим учебникам теплоснабжения, то цитируем, что задачей централизованного теплоснабжения (ЦТ) является обеспечение надежного и бесперебойного отопления населения. Вот на этой надежности и бесперебойности хочется остановиться подробнее.

Из рис. 4 видно, что количество котлов более 100 Гкал/час в Украине не превышает 1 % от численности, в тоже время они производят

до 50 % всей тепловой энергии ЦТ. Еще около 2 % производят котлы от 20 до 100 Гкал/час. Итого, 3 % котлов производят до 70 % тепловой энергии. Очевидно, что именно выход этих котлов из строя и приведет к необратимой утрате ЦТ в Украине и этого нельзя допустить. Что же угрожает этой группе котлов в первую очередь? Это – потеря потребителя и недогрузка. Последнее снижает КПД и ставит под сомнение саму целесообразность эксплуатации таких котлов.



Рис. 4. Соотношение доли котельных различной мощности и их вклада в производство тепловой энергии в Украине.

На второе место следует поставить устаревшие системы регулирования и автоматики, что приводит к пережогу топлива в переходные периоды. На третье – достаточно высокую температуру уходящих газов и отсутствие теплоутилизации, и на последнем (отнюдь не по значимости) – проблему конденсации дымовых газов в кирпичных трубах при низких нагрузках.

Можно подробно рассказывать о технических решениях, разработанных в нашем Институте для минимизации вышеизложенных проблем, однако это тема иной статьи. Хочется отметить, что мы имеем как новые, так и модернизированные на базе установленных типовых горелочные устройства; системы управления и безопасности, в том числе с использованием датчиков кислорода и γ -зонда; утилизаторы теплоты конденсационного, не конденсационного и комбинированного типов; средства защиты дымовой трубы и многое другое.

В частности, для котлов серии ПТВМ вертикальной компоновки (ПТВМ-50, ПТВМ-100) мощностью, соответственно, 58 и 116 МВт предлагается установка горелочных устройств стадийного сжигания и дополнительной щелевой горелки в холодной воронке, что улучшит работу котла на низких нагрузках и наряду со снижением образования

оксидов азота на 20–25 % обеспечит экономию газа 5 и 10 млн м³/год для котлов 50 и 100 Гкал соответственно.

Для котлов меньшей мощности ДЕ и ДКВр от 6 до 25 Гкал или до 20 МВт мы, совместно с Институтом газа НАН Украины, предлагаем переоборудовать установленные вихревые газомазутные горелки в чисто газовые двухколекторные, с переоборудованием мазутной форсунки в встроенную горелку малого газа. Параллельно с лучшим регулированием и возможностью работы на сниженных нагрузках обеспечивается снижение образования оксидов азота на 30 % и годовая экономия газа в 800 тыс. м³, что гарантирует окупаемость проведенных работ до 1 года.

Всего в системе ЦТ необходимо заменить 6200 горелок, что дает 180 млн м³ экономии газа.

Для котлов типа ТВГ и КВГ, которых много в эксплуатации, можно поддержать предложение Института газа НАН Украины по замене горелок на новые подовые с современной автоматикой и замену конвективных пакетов на сварные из труб 32×3, что обеспечивает продление ресурса котла на 15 лет с окупаемостью до 1 года.

Обзор ситуации с котлами был бы не полным, если бы обошли вниманием достославные котлы НИИСТУ-5, число которых уменьшают уже более 25 лет. На сегодня их осталось в эксплуатации только в коммунальной теплоэнергетике 4490 единиц, из которых около 2350 отработало свой ресурс и нуждается в замене или реконструкции.

Несложная и недорогая модернизация, предложенная нашим Институтом, как и иные виды модернизации этих котлов внедрены на 313 котлах, что составляет около 7 % парка котлов. Причем безусловными лидерами такой модернизации выступает Николаевская (72 котла), Черкасская (80 котлов) области.

Рациональным подходом в замене котлов до 3,15 МВт можно считать такой. Разделить аналогичные котлы на 3 группы:

Первая – котлы, которые последние 3 года не эксплуатировались и находятся в резерве. Эти котлы замене не подлежат.

Вторая – котлы, эксплуатируемые при падении температуры окружающей среды ниже –15 °С. Эти котлы нуждаются в недорогой модернизации.

Третья – котлы, работающие в базе. Такие котлы нуждаются в замене. Ориентировочная стоимость замены котла НИИСТУ-5 на новый современный котел аналогичной мощности не менее 350–400 тыс. грн.

Оценивая ориентировочную потребность в оборудовании ЦТ можно отметить не менее 2000 шт. котлов до 1 МВт, около 200 капитальных

ремонтов котлов 50–180 МВт, более 4000 теплоутилизаторов, около 1100 ИТП, 1750 котлов на биомассе (более 1 МВт), более 7,5 тыс. км теплотрасс, 750 блочных котельных и более 3000 теплонасосных установок.

Некоторые предложения:

1. Вернуть большие (50–180 МВт) котлы на баланс Государства. Местные власти не имеют ресурсов для их содержания и ремонта, а это 50 % ЦТ.
2. Установить на этих котлах конденсационные теплоутилизаторы, горелки малого газа и датчики кислорода в уходящих газах. Это может дать около 400 млн м³ экономии газа.
3. Не проводить тендеры на закупку каждого котла, а провести тендер единоразово на заводы по производству разных типов котлов. Эти заводы приобретут оснастку, персонал, и более производителя не менять. Это позволит загрузить заводы и обеспечить украинское производство оборудования.
4. Закрепить за Минрегионбум законодательно техническую политику ЦТ, за которую ведомство должно отчитываться ежегодно, чтобы было ясно, к чему идем.
5. Закрепить коммунальное имущество за мэром города. Приходя после избрания он должен принимать у предшественника, а уходя, сдавать последователям протяженность тепловых и иных сетей, число котельных, котлов и т. д. Децентрализация власти, – это не только права мэров на уничтожение коммунального имущества, но и ответственность за это имущество.
6. Вернуть централизованное финансирование науки в Министерства. Мы так давно не финансируем свою науку, что уже нечем кормить и чужую.
7. Сменить экономическую политику энергорынка для стимулирования резкого увеличения ночного потребления электроэнергии. Это даст стимул достройки атомных энергоблоков, продаже электроэнергии за рубеж, развитию альтернативной энергетики.
8. Использовать международные гарантии и кредитные программы для привлечения инвестиций в строительство ТЭЦ на твердых бытовых отходах. Для этого необходимы крупные (от 300 млн долл. США) инвестиции не менее, чем на 9–10 лет.
9. Украина имеет серьезные проблемы с торфяниками, которые склонны к самовозгоранию и, соответственно, загрязнению воздуха. Возить насыпной торф экономически нецелесообразно, а брикетировать дорого. Использование торфа может стать для Украины су-

щественным ресурсом. Однако путь лежит в строительстве небольших, возможно, передвижных, электростанций непосредственно на торфяниках с передачей электроэнергии в сеть и использованием сбросной теплоты для сушки новых порций торфа.

Резюмируя, можно сказать, что как методы энергосбережения, так и методы замещения природного газа, могут в пределе дать эффект снижения его потребления до 2 млрд м³/год по каждой группе методов.

Стоимость внедрения первой группы методов (энергосбережение) приближается к 60 млрд грн., причем наиболее затратными (30 млрд грн.) являются самые необходимые – мероприятия по замене теплотрасс, без выполнения которых иные и не имеют смысла.

Из мероприятий по использованию альтернативных видов энергии стоимостью около 30 млрд грн. наиболее затратной является и наиболее реальная программа использования электроэнергии стоимостью более 8 млрд грн.

Хочется надеяться, что в обозримое время необходимые средства, специалисты и интеллектуальный ресурс будут найдены, задействованы и мы не потеряем такую комфортную, удобную в эксплуатации и современную систему централизованного теплоснабжения городов Украины.

УДК 620.9.64:658.26

О. М. Ковалко, В. О. Зозулюк

НАК «Нафтогаз України», м. Київ

НЕДОСКОНАЛІСТЬ МЕХАНІЗМУ КОМПЕНСАЦІЇ РІЗНИЦІ В ЦІНАХ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ТА МЕХАНІЗМІВ ЦЕНТРАЛІЗОВАНИХ РОЗРАХУНКІВ ЗА ПРИРОДНИЙ ГАЗ

Газовий ринок України переживає часи кардинального реформування, спрямованого на відокремлення діяльності компаній з транспортування природного газу від його видобутку, розподілу, постачання і зберігання, підтримки конкуренції заради споживачів та переходу до ринкових методів ціноутворення [1, 2]. На жаль, реформування газового ринку в Україні здійснюється в умовах збереження регульованих

державою цін, обтяжених відсутністю грошових розрахунків, непрозорої приватизації та субсидування більшості категорій виробників і споживачів за принципом «витрати плюс» (підтримка надається НАК «Нафтогаз України», комунальним підприємствам (об'єктам) у сфері теплопостачання, бюджетним організаціям і населенню).

Наслідком ведення такої політики реформування стало: відсутність зацікавленості з боку компаній у підвищенні ефективності своєї діяльності, оскільки немає механізму отримання заборгованості, а недоліки компенсиуються державою за рахунок бюджетних видатків; зменшення обсягів внутрішнього видобутку природного газу в Україні, регульовані ціни на який не компенсиують витрат на розширення його видобутку; поява корупційних схем з маніпулювання обсягами і існуючими цінами для різних категорій споживачів і виробників [3–5].

Серед означених проблем, що потребують розв'язання шляхом реформування газової галузі, найбільш вразливою складовою на наш погляд залишається система субсидування, яка потребує першочергової передбудови в напрямі застосування єдиних принципів ціноутворення на природний газ для всіх категорій виробників і споживачів та переходу до монетарної форми надання адресної допомоги вразливим категоріям споживачів.

Процеси формування цін на природний газ та розрахунків за нього і появи дисбалансу (рис. 1) будемо розглядати з моменту підписання контракту з ВАТ «Газпром» 2009 року. На момент підписання цей контракт відповідав загальній практиці довгострокових контрактів, що за відсутності розвиненого спотового ринку природного газу дозволяло формувати довгострокову політику в газовій галузі як України, так і країн учасниць.

Ключовими у контракті 2009 року були умови, за яких НАК «Нафтогаз України» (далі Компанія) була зобов'язана здійснювати стовідсоткові розрахунки з ВАТ «Газпром» за імпортований природний газ, не допускаючи будь-якої заборгованості. У випадку допущення заборгованості цей же пункт Контракту передбачав автоматичний перехід на авансову форму розрахунків за імпортований природний газ. Така умова змушувала Уряд України та керівництво Компанії постійно вишукувати всіх можливих заходів задля недопущення заборгованості за імпортований природний газ і це є позитивним аспектом такої форми ведення діяльності в газовій галузі. В той же час українські споживачі природного газу отримували природний газ за пільговими цінами, які були в 4–5 разів менші, ніж закупівельні та й не розраховувались за нього в повному обсязі [6, 7], бо не мали для цього ні належних умов, ні стимулів.

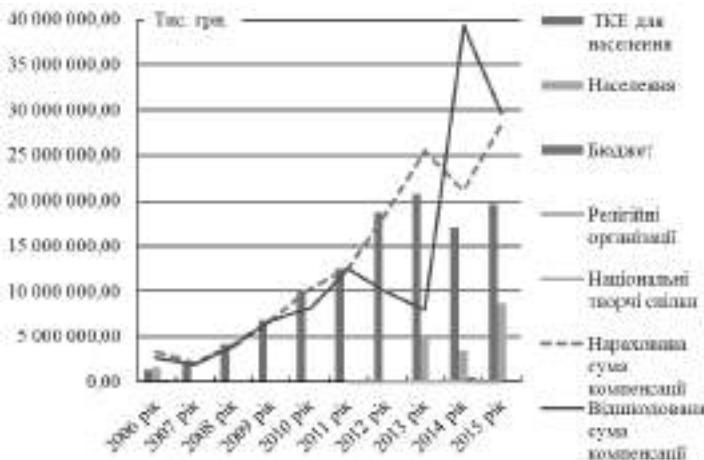


Рис. 1. Обсяги відшкодування НАК «Нафтогаз України» різниці в цінах за 2006–2015 роки.

Саме відсутність відповідних умов, стимулів і штрафних санкцій призвела до закріплення на державному рівні такої практики як «Компенсація НАК «Нафтогаз України» різниці між цінами закупівлі імпортованого природного газу та його реалізації суб'єктам господарювання на виробництво теплової енергії, яка споживається населенням». Проте компенсація надходила несвоєчасно, не у повному обсязі та й не завжди у грошовій формі. Переважна доля компенсації різниці в цінах здійснювалась у вигляді випуску облігацій внутрішньої державної позики (ОВДП) з терміном погашення від п'яти років в обмін на додаткову емісію акцій Компанії та збільшення її статутного фонду.

Систематизована інформація про обсяги відшкодування НАК «Нафтогаз України» різниці в цінах закупівлі імпортованого природного газу та його реалізації для виробництва теплової енергії для потреб населення та інших категорій споживачів протягом 2006–2015 років представлена на рис. 1.

Можна бачити суттєву нерівномірність і несвоєчасність надання компенсацій за роками, що призводить до нестабільності роботи підприємств галузі, відсутності ресурсів на їх розвиток та поступову деградацію, а з точки зору управління галуззю свідчить про критичну розрегульованість застосованих механізмів компенсації.

Розподілення за роками нарахованої суми компенсації різниці в цінах за видами компенсації представлено на рис. 2.

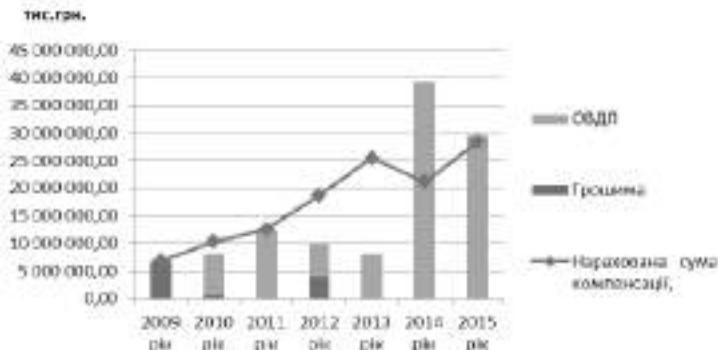


Рис. 2. Обсяги компенсації різниці в цінах за 2009–2015 роки за видами компенсації.

Із зазначених на рис. 2 даних видно, що тільки у 2009 році Компанія отримала компенсацію різниці в цінах грошовими коштами у повному обсязі і частково у 2010 та 2012 роках. Переважна частина компенсації відшкодована шляхом надання ОВДП. В цілому за зазначений період 2009–2015 роки із загальної потреби у компенсації в сумі 123 558 437,43 тис. грн. лише 11 453 628,78 тис. грн. компенсовано грошова, або 9 %. Решту було компенсовано шляхом надання ОВДП. При цьому у 2014 році державна підтримка була надана не тільки на компенсацію різниці в цінах, а й для поповнення обігових коштів, дефіцит яких виник у 2012–2013 роках.

Для отримання грошових коштів для розрахунків з ВАТ «Газпром» Компанія була вимушена вишукувати механізми монетизації отриманих ОВДП, одним з яких став механізм продажу ОВДП банкам на умовах РЕПО (кредитування, заставою за яким виступають цінні папери), з обов’язковим зворотнім їх викупом через певний період часу. Такий механізм розрахунків відноситься до категорії квазірозрахунків і не дає Компанії можливостей формувати та використовувати свої доходи відповідним чином, при цьому призводить до негативних наслідків й для держави. Так, незважаючи, що сама операція щодо обміну ОВПД та акцій Компанії не приводила до дефіциту державного бюджету на відповідний рік (більш правильно казати – не збільшувала існуючий дефіцит), проте самий факт випуску ОВПД є збільшенням загального державного боргу, який необхідно повернати, як тільки настане строк погашення зобов’язань за ОВДП. Тобто, витрати державного бюджету лише відтерміновуються на певний час, або, іншими словами, дефіцит

державного бюджету, який вдалось оминути цього року, не зникає взагалі, а лише збільшує дефіцит наступних років, оскільки економіка країни не забезпечує стабільного росту ВВП та відповідних надходжень до державного бюджету, які є джерелом погашення державних запозичень минулих років.

Компенсація різниці в цінах не є єдиним механізмом негрошових розрахунків за природний газ в Україні. Так, незважаючи, що об'єкти у сфері теплопостачання отримували газ за пільговими цінами, переважна частина розрахунків за природний газ здійснювалась за рахунок фінансування з державного бюджету відшкодування різниці в тарифах на теплову енергію. Важливо підкреслити, що таке фінансування різниці в тарифах для розрахунків за природний газ також необхідно визнати квазірозрахунками, оскільки вони здійснювались за рахунок надходжень до спеціального фонду державного бюджету від Компанії та її підприємств від сплати рентних платежів за видобуток вуглеводнів, а також частково з податку на прибуток та інших податкових платежів. Для забезпечення надходжень до державного бюджету на фінансування різниці в тарифах у необхідних обсягах зазначені ставки рентних платежів за видобуток вуглеводнів постійно збільшувались без прив'язки до реального фінансового стану видобувних підприємств та їх фінансових потреб у розвитку видобутку. Більш того, в момент проведення фактичних розрахунків за рахунок відшкодування різниці в тарифах виявлялось, що нарахувань з відповідних податків, які є джерелом фінансування різниці в тарифах, не вистачає, і Компанія та її підприємства були вимушенні Урядом сплачувати до державного бюджету відповідні податки у вигляді авансової сплати для того, щоб забезпечити фінансування різниці в тарифах. При цьому слід відзначити, що сама система обґрунтування підприємствами розміру різниці в тарифах є недосконалою і дозволяє збільшувати фактично необхідний розмір різниці в тарифах, що призводить до перевитрат з державного бюджету. І це незважаючи на те, що розрахований підприємством розмір різниці в тарифах затверджується колегіальним органом – комісією, що сформована відповідно до постанови Уряду. Показово, що жодного разу перевірок щодо відповідності розміру нарахованих та затверджених обсягів різниці в тарифах з боку відповідних органів не відбулось.

Слід зазначити, що, фактично, фінансування різниці в тарифах на теплову енергію, вироблену для потреб населення, відбувається не щороку та й не у повному обсязі, в залежності від наявних ресурсів

державного бюджету, що видно з приведеній на рис. 3 діаграми обсягів витрат підприємств у сфері тепlopостачання в 2009–2015 роках за спожитий природний газ та розрахунків за нього. При цьому, у поточному році, як правило, компенсується заборгованість з різниці в тарифах, що виникла у минулому або минулих роках.

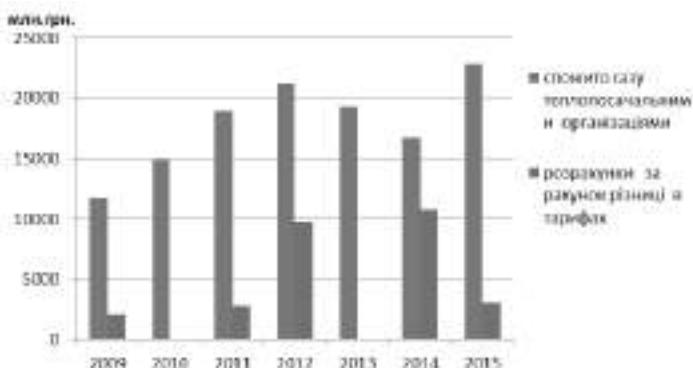


Рис. 3. Доля розрахунків за природний газ підприємствами у сфері тепlopостачання за рахунок різниці в тарифах.

І, нарешті, ще один існуючий механізм квазірозрахунків – це розрахунки за природний газ за рахунок фінансування пільг та субсидій населенню. Проблемних питань в цьому механізмі в умовах постійного зростання цін на природний газ виявилось ще більше і вони більш складні.

Перш за все, слід зазначити, що, так як і в механізмі розрахунків за природний газ підприємствами у сфері тепlopостачання за рахунок фінансування різниці в тарифах на теплову енергію, розрахунки за природний газ газопостачальними підприємствами, що здійснюють постачання природного газу населенню за рахунок пільг та субсидій з державного бюджету також можна віднести до квазірозрахунків з тією лише різницею, що фінансування відбувається у цьому випадку за рахунок надходжень до загального фонду державного бюджету від більшої кількості податків, найбільшим та надійнішим серед яких довго залишалась рентна плата за транзитне транспортування природного газу територією України. З прийняттям Закону України «Про ринок природного газу» та переходу на інший механізм оплати послуг транспортування за принципом вхід–вихід такий податок, як рентна плата за транзитне транспортування природного газу, скасовано.

Сьогодні основними джерелами фінансування пільг та субсидій на оплату природного газу населенням залишаються надходження від сплати рентних платежів за видобуток природного газу та газового конденсату ПАТ «Укргазвидобування» та податку на додану вартість апаратом НАК «Нафтогаз України». При цьому тут ситуація аналогічна з механізмом фінансування різниці в тарифах на теплову енергію, а саме, – з метою забезпечення стабільного фінансування пільг та субсидій та недопущення соціальної напруги у суспільстві ПАТ «Укргазвидобування» змушене здійснювати авансову сплату з рентних платежів. На момент написання цієї статті такі авансові платежі ПАТ «Укргазвидобування» становлять понад 5 млрд гривень.

Населення є головним споживачем житлово-комунальних послуг (ЖКП) та головною цільовою групою, на яку спрямована державна політика в сфері пільг та субсидій. Так, у Державному бюджеті України на 2016 рік передбачено 35 млрд грн. на розрахунки з пільг та субсидій, що складає 5,1 % усіх витрат бюджету. У 2017 році за прогнозами МВФ потреба в субсидіях на оплату ЖКП може сягнути до 80 млрд грн. або 10 % Державного бюджету. У 2015 році в кінцевих цінах обсяг ринку ЖКП для населення становив 82,7 млрд грн. У 2017 році ємність цього ринку за оцінками Мінрегіонбуду може зрости до 136 млрд грн., – в основному, за рахунок підвищення тарифів на опалення та цін на природний газ.

За даними Держстату у 2015 році населення самостійно сплатило 61,9 млрд грн. за спожиті ЖКП та паливно-енергетичні ресурси, що склало 95,2 % від нарахованої до сплати суми 65,0 млрд грн. Обсяг перерахування у цьому році субвенцій з державного бюджету місцевим бюджетам на надання пільг та субсидій населенню для оплати ЖКП склав 19,9 млрд грн. Дані щодо проведення населенням у 2009–2015 роках розрахунків за природний газ за рахунок пільг та субсидій наведено на рис. 4.

При цьому слід звернути увагу, що, незважаючи на те, що кінцевим бенефіціаром державної підтримки є населення та домогосподарства, кошти для розрахунків по субсидіям надходять на рахунки підприємств – надавачів житлово-комунальних послуг або постачальників паливно-енергетичних ресурсів та надалі використовуються для проведення клірингових взаєморозрахунків.

Всього у 2015 році для населення було нараховане пільг та субсидій на оплату ЖКП в сумі 25,4 млрд грн. При цьому потреба у державній допомозі для покриття вартості фактично спожитих житлово-комуналь-

них послуг та природного газу склала лише 17,6 млрд грн. Різниця в розмірі 7,8 млрд грн. сформована за рахунок призначення більшої суми субсидії для оплати природного газу, ніж склала його фактична вартість (через існування двох рівнів ціни на газ). Вказана сума обліковувалась на абонентських рахунках споживачів як переплата.

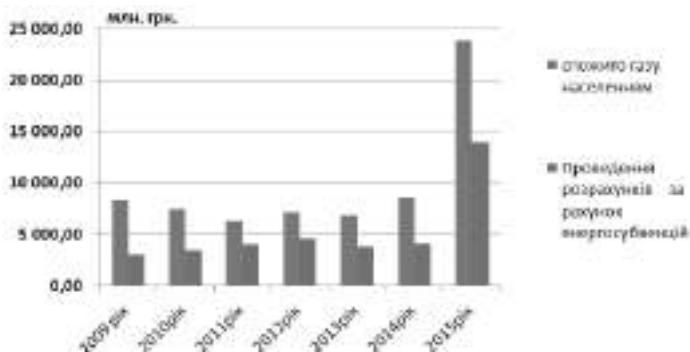


Рис. 4. Обсяги розрахунків населення за природний газ.

Деталізована для одного з підприємств у сфері тепlopостачання інформація щодо розподілення за джерелами надходження фактично нарахованих доходів підприємства за надані послуги тепlopостачання за опалювальний період 2015/2016 рр. та прогнозних нарахувань за опалювальний період 2016/2017 рр. наведена на рис. 5. Фактичні нарахування склали 168 196,10 тис. грн. (внутрішнє коло) та прогнозні – 216 335,79 тис. грн. (зовнішнє коло).

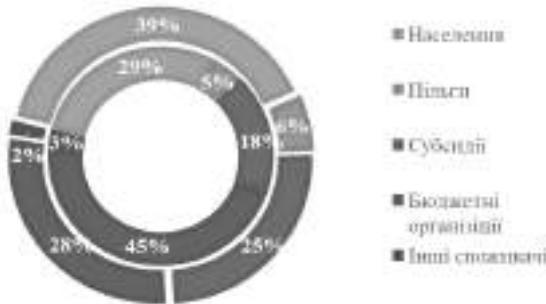


Рис. 5. Діаграма розподілення за джерелами надходження нарахованих доходів підприємства у сфері тепlopостачання.

Прогнозні нарахування були розраховані з урахуванням підвищення тарифу на зазначену послугу ($34,39$ грн./ m^2), нового тарифу на теплову енергію, введеного в дію 05.05.2016 р. по категорії «бюджетні установи» та «інші споживачі» ($1391,98$ грн./Гкал), а також Постанови Кабінету Міністрів України від 30.10.2015 р. № 1037 «Про запровадження перерахунків вартості послуги з централізованого опалення залежно від температури зовнішнього повітря». Можна бачити, що величина прогнозних субсидій зростає в кількісному і процентному відношеннях, що додатковим тягарем ляже на і так перенавантажений державний бюджет та стимулюватиме подальше «вимивання» реальних грошей з бюджету підприємств у сфері теплопостачання.

Узагальнюючи представлену вище інформацію, не складно побачити, що з сумарного обсягу вартості відпущеного природного газу таким категоріям споживачів, як населення та підприємства у сфері тепло-постачання, загальний рівень квазірозрахунків (не грошових розрахунків за газ та компенсацій різниць) сягає 80 %. Це вкрай негативно впливає на можливість НАК «Нафтогаз України» формувати свої фінансові ресурси для виконання покладених на неї зобов'язань. В таких умовах переході на грошове відшкодування відповідних компенсацій вбачається обґрунтованим ринковим механізмом, як у розрахунках за природний газ, так і у фінансуванні відповідних пільг, субсидій та компенсацій. Очевидно, що не реально відразу перейти виключно на грошові розрахунки без негативних наслідків для споживачів, пільговиків, економіки, стабільного курсу національної валюти. Зрозуміло, що недопустимо забезпечувати своєчасні виплати пільг, субсидій та компенсацій за рахунок збільшення емісії грошової маси, що призведе до росту інфляції. Разом з тим, зменшувати долю таких квазірозрахунків та компенсацій вкрай важливо для переведення економіки на прозорі ринкові взаємовідносини.

Список використаної літератури

1. Про ринок природного газу / Закон України від 9 квітня 2015 року № 329-VIII.
2. План реструктуризації НАК «Нафтогаз України». [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://www.naftogaz.com/files/Information/NAK_Restructuring_Plan_ua.pdf
3. Суходоля О. М. Ринок газу в Україні: проблеми та пріоритети розвитку на сучасному етапі // Віче. – 2015. – № 11. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.viche.info/journal/4764>
4. Суходоля О. М., Сменковський А. Ю. Енергетичний сектор України: перспектива реформування чи стагнації // Стратегічні пріоритети. – 2013. – № 2. – С. 74–80.

5. Ковалко О. М. Механізми державного управління і регулювання діяльності з підвищення енергоефективності системи тепlopостачання в Україні // Наук. вісник Академії муніципального управління. – 2012. – Вип. 4. – С. 103–110.

6. Про спрощення порядку надання населенню субсидій для відшкодування витрат на оплату житлово-комунальних послуг, придбання скрапленого газу, твердого та рідкого пічного побутового палива / Постанова КМ України від 21 жовтня 1995 р. № 848, із подальшими змінами, внесеними згідно з Постановами КМ.

7. Про затвердження Порядку компенсації у 2007 році Національний акціонерний компанії «Нафтогаз України» різниці між цінами закупівлі та реалізації імпортованого природного газу, що використовується на виробництво теплової енергії для населення // Постанова КМ України від 1 березня 2007 р. № 340.

УДК 502.5:504.38:613.5

С. С. Куруленко

*Председатель Комитета предпринимателей по вопросам
природопользования и охраны окружающей среды
Торгово-промышленной палаты Украины, г. Киев*

ПЕРСПЕКТИВЫ УЧАСТИЯ УКРАИНЫ В СИСТЕМЕ ТОРГОВЛИ КВОТАМИ НА ВЫБРОСЫ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ

Влияние человека на климат – сильное и очень негативное явление, его нужно ограничить в относительно безопасных пределах.

Как было отмечено в Пятом оценочном докладе Международной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК), к 2081–2100 гг. рост средней глобальной температуры приземного слоя воздуха (рисунок):

- по трем из четырех сценариев превысит **1,5 °C**;
- по двум будет значительно более **2 °C**;
- по одному превысит **4 °C** от доиндустриального уровня 1750 г.

27 июня 2014 г. была подписана **экономическая часть** Соглашения об Ассоциации между Украиной и ЕС.

16 сентября 2014 г. Верховная Рада Украины и Европейский парламент синхронно **ратифицировали** Соглашение об ассоциации между Украиной и ЕС.

В соответствии со статьей 486 Соглашения с **1 ноября 2014 г.** осуществляется его **временное применение** до момента вступления в силу.

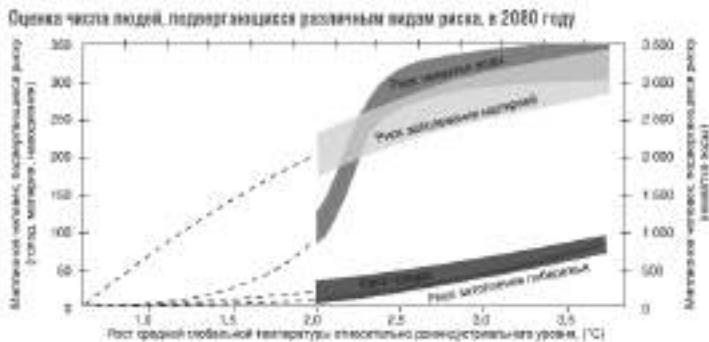


Рисунок. Оцінка числа людей, підвергаючихся різним видам риска, в 2080 році.

Глава 6 Роздела V Соглашення предусматриває гармонизацію законодательства в сфері охорони оточуючої середи. **Стаття 361** предполагає спільне рішення ряду питань, зокрема **вопросу змінення клімату** стоїть на першому місці. **Статті 363, 365** уstanовлюють вимоги по гармонизації українського законодательства з європейським законодательством в отношении визначених Директив та Регламентів ЄС.

В сфері охорони оточуючої середи – **29 Директиви та Регламенти – Приложения XXX та XXXI**.

Ключевим нормативним документом касательно питань змінення клімату в політиці ЄС є Директива 2003/87/ЕС.

В зв'язку з цим, в Закон України «Про Основні засади (стратегію) державної екологічної політики України на період до 2020 року» внесені змінення відносно питань змінення клімату, а іменно (далі языком оригінала Закона):

У назві та тексті Закону України «Про Основні засади (стратегію) державної екологічної політики України на період до 2020 року» цифри «2020» замінені на «2030».

«Зміна клімату

Однією з ключових глобальних проблем сьогодення є негативний антропогенний вплив на довкілля, що є, зокрема причиною зростання концентрації парникових газів в атмосфері. Рамкова конвенція ООН про зміну клімату заклали підвалини для вирішення цієї проблеми. Кіотський протокол визначив кількісні цілі скорочення викидів на

період до 2020 року для розвинених країн і країн з перехідною економікою, до яких належить Україна.

До 2020 року для вступу в дію II періоду Кіотського Протоколу очікується прийняття Дохійської поправки до Кіотського протоколу з урахуванням національних інтересів України у сфері зміни клімату. На період після 2020 року передбачається укладення нової глобальної кліматичної угоди, покликаної прийти на зміну Кіотському протоколу з метою забезпечення стабілізації викидів парникових газів, з урахуванням національних інтересів України у цій сфері. Відповідно до висновків Міжурядової групи експертів зі зміни клімату потепління клімату є незаперечним фактом. Зростання викидів парникових газів в атмосферу призведе до подальшого потепління і змін у всіх компонентах кліматичної системи. Обмеження зміни клімату потребує істотного і постійного скорочення викидів парникових газів за рахунок, зокрема, впровадження низьковуглецевих технологій».

Енергозбереження та підвищення енергоефективності, збільшення виробництва екологічно чистої енергії, впровадження найкраїших наявних, низьковуглецевих технологій виробництва та використання нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії, а також впровадження сучасних будівельних технологій з тепло- та енергозбереження дозволять суттєво (до 90 % відносно базового року) зменшити викиди парникових газів та забруднюючих речовин у атмосферне повітря, а також скидання забруднюючих речовин у водойми, та відмовитися від викопного палива до кінця століття.

Ціль 3. Забезпечення інтеграції екологічної політики в процес соціально-економічного розвитку України

Завданнями у цій сфері є:

- забезпечення імплементації в Україні джерел права ЄС секторів «Управління відходами та ресурсами», «Промислове забруднення та техногенні загрози», «Зміни клімату та захист озонового шару»;
- визначення основних зasad державної політики України у сфері зміни клімату з урахуванням ключових напрямків щодо запобігання зміні клімату, а також адаптації до зміни клімату.

Изменения внесены в **Национальный план действий по охране окружающей природы на 2016–2020 годы**, а именно (далее языком оригинала Постановления Кабинета Министров Украины):

Ціль 3. Забезпечення інтеграції екологічної політики в процес соціально-економічного розвитку України, зокрема, шляхом впровадження

інструментів, притаманних моделям ресурсно-ефективної, «зеленої» та низько-углецевої економіки:

- Директива 2003/87/ЄС про встановлення схеми торгівлі викидами парникових газів у рамках Спітвовариства та внесення змін і доповнень до Директиви 96/61/ЄС зі змінами й доповненнями, внесеними Директивою 2004/101/ЄС;
- Визначення основних засад державної політики України у сфері зміни клімату, з урахуванням ключових напрямків щодо запобігання зміні клімату, а також адаптації до зміни клімату;
- Підготовка та подання на розгляд Кабінету Міністрів України проекту правового акта щодо визначення основних засад державної політики України у сфері зміни клімату, з урахуванням ключових напрямків щодо запобігання зміні клімату, а також адаптації до зміни клімату (п. 59 старого НПД);
- Забезпечення підписання Україною нової глобальної кліматичної угоди на період до 2020 року з врахуванням національних інтересів України в сфері зміни клімату;
- Підготовка та подання на розгляд Кабінету Міністрів України проекту акта стосовно включення парниковых газів до переліку найбільш поширених і небезпечних забруднюючих речовин, викиди яких в атмосферне повітря підлягають регулюванню, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 29 листопада 2001 р. № 1598 (п. 136 старого НПД).

Директива 2003/87/ЕС вводить систему торговли разрешительными единицами (квотами) на выбросы с целью стимулирования снижения выбросов парниковых газов экономически эффективным и низкозатратным способом.

В течение двух лет с даты вступления в силу Соглашения об ассоциации Украина – ЕС должны быть внедрены положения Директивы № 2003/87/ЕС.

Система торговли выбросами парниковых газов должна начать работать **с 1 января 2017 года**.

План имплементации Директивы 2003/87/ЕС одобрен Распоряжением Кабинета Министров Украины от 15 апреля 2015 г. № 371 «Об утверждении разработанных Министерством экологии и природных ресурсов планов имплементации некоторых актов законодательства ЕС».

Основные задачи:

- принятие национального законодательства и определение уполномоченного органа;

- установление системы определения соответствующих зданий/установок и определение парниковых газов;
- разработка национального плана распределения квот между заводами/комплексами;
- введение разрешительной системы на выбросы парниковых газов и на квоты, которые будут продаваться на национальном уровне между заводами/промышленными комплексами в Украине;
- создание системы мониторинга, отчетности, осуществления проверок и надлежащего внедрения, а также процедуры консультаций с общественностью.

На рабочей группе Минприроды по вопросам изменения климата была рассмотрена **Концепция внедрения в Украине системы торговли разрешительными единицами на выбросы парниковых газов (УСТВ) в соответствии с Директивой 2003/87/ЕС**.

В течение 2015–2016 годов в Украине будут имплементированы основные положения Директивы 2003/87/ЕС Европейского Парламента и Совета от 13 октября 2003 г. о внедрении системы торговли разрешительными единицами на выбросы парниковых газов в рамках Сотрудничества и внесения изменений и дополнений к Директиве Совета 96/61/ЕС с изменениями и дополнениями, внесенными Директивой 2004/101/ЕС.

Приложением XXX к Соглашению предусмотрено, что в течение 2015–2016 годов должны быть внедрены следующие положения Директивы 2003/87/ЕС:

- принятие национального законодательства и определение уполномоченного органа (органов);
- установление системы определения соответствующих сооружений/установок и определения парниковых газов (Дополнения I и II);
- разработка национального плана распределения разрешительных единиц на выбросы ПГ между заводами/комплексами (ст. 9);
- ввод разрешительной системы на выбросы парниковых газов и на разрешительные единицы на выбросы ПГ, которые будут продаваться на национальном уровне между заводами/промышленными комплексами в Украине (ст. 4 и 11–13);
- создание системы мониторинга, отчетности, осуществления проверок и надлежащего внедрения, а также процедуры консультаций с общественностью (ст. 9, 14–17, 19 и 21).

Соглашение об ассоциации предусматривает одновременное внедрение всех необходимых подсистем (механизмов) УСТВ, в частности:

- Разрешительной системы
- Системы мониторинга и отчетности
- Системы верификации и аккредитации
- Системы распределения разрешительных единиц между установками
- Системы государственного экологического контроля.

Первым шагом должно быть принятие отдельного *Закона Украины об ограничении выбросов парниковых газов из стационарных источников и системе торговли разрешительными единицами на выбросы парниковых газов* (далее – Базовый Закон) путем максимально полной транспозиции положений Директивы 2003/87/ЕС.

В развитие положений Базового Закона необходимо принять ряд актов Кабинета Министров Украины, приказов Минприроды, общих актов с другими министерствами и ведомствами, направленных на максимально полную транспозицию соответствующих нормативных и методических документов ЕС.

УДК 502.5:504.38:613.5

М. В. Мордань

Незалежний експерт, м. Київ

ЗАВДАННЯ З ІМПЛЕМЕНТАЦІЇ В УКРАЇНІ ДИРЕКТИВИ № 2003/87/ЄС ПРО ВСТАНОВЛЕННЯ СХЕМИ ТОРГІВЛІ ДОЗВІЛЬНИМИ ОДИНИЦЯМИ НА ВИКІДИ ПАРНИКОВИХ ГАЗІВ У РАМКАХ СПІВТОВАРИСТВА

Підписання Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом та його державами-членами, з іншої сторони (на-далі – Угода) відкриває нові можливості та створює нові стандарти у різних сферах суспільного життя, включаючи й сферу охорони довкілля.

Секторальні питання співробітництва у сфері охорони навколошнього природного середовища в Угоді закріплено у Главі 6, яка так і називається «Навколошнє природне середовище» Розділу V «Економічне та галузеве співробітництво». Особливістю директив ЕС є те, що держави

повинні адаптувати своє законодавство для досягнення цілей, визначених директивами, але при цьому самі визначають методи їх досягнення.

У Додатку XXX до Угоди про асоціацію виділені наступні сектори: управління довкіллям та інтеграція екологічної політики у інші галузеві політики, якість атмосферного повітря, управління відходами та ресурсами, якість води та управління водними ресурсами, включаючи морське середовище, охорона природи, промислове забруднення та техногенні загрози, генетично модифіковані організми та зміна клімату та захист озонового шару.

Вставка

ДОДАТОК XXX
ДО ГЛАВИ 6 «НАВКОЛИШНЄ ПРИРОДНЕ СЕРЕДОВИЩЕ»
РОЗДІЛУ V «ЕКОНОМІЧНЕ І ГАЛУЗЕВЕ СПІВРОБІТНИЦТВО»
(витяг)

Зміна клімату та захист озонового шару

Директива № 2003/87/ЄС про встановлення схеми торгівлі дозвільними одиницями на викиди парникових газів у рамках Спітвовариства та внесенення змін і доповнень до Директиви Ради 96/61/ЄС із змінами і доповненнями, внесеними Директивою № 2004/101/ЄС:

- прийняття національного законодавства та визначення уповноваженого органу (органів);
- встановлення системи визначення відповідних споруд/установок та визначення парникових газів (Додатки I та II);
- розроблення національного плану розподілу квот між заводами/комплексами (ст. 9);
- запровадження дозвільної системи на викиди парникових газів та на квоти, що продаватимуться на національному рівні між заводами/промисловими комплексами в Україні (ст. 4 і 11–13);
- створення системи моніторингу, звітності, здійснення перевірок і належного впровадження, а також процедури консультацій з громадськістю (ст. 9, 14–17, 19 і 21);

Графік: Ці положення Директиви мають бути впроваджені протягом 2 років з дати набрання чинності цією Угодою.

Строки та зміст імплементації

Україна взяла на себе зобов'язання по впровадженню Директиви ЄСТВ (ред. 2004 р.) протягом двох років з дня набрання чинності Угоди «Україна – ЄС».

Згідно статті 486 (пункт 5) для цілей додатків до Угоди під слово-сполученням «на дату набрання чинності» слід розуміти «дату, з якої ця Угода застосовується тимчасово». Тимчасове застосування набирає чинності з першого дня другого місяця після виконання процедур Союзу (а не після ратифікації Угоди всіма країнами-членами ЄС) та ратифікації Угоди Україною.

Термін «впровадження» охоплює правову транспозицію та практичне застосування – так звану «повну імплементацію». Правова транспозиція положень Директиви до законодавства України повинна бути здійснена протягом двох років з моменту тимчасового застосування.

Повна імплементація передбачає, що система торгівлі викидами в Україні мала б працювати з третього року з моменту тимчасового застосування. В цьому році жодна діяльність, вказана в Додатку 1 до Директиви, не повинна здійснюватися без отримання спеціального екологічного дозволу на викиди парникових газів. Умовами такого дозволу повинно бути передбачено обов'язок операторів установок здійснювати моніторинг та щорічну звітність про викиди ПГ, а також компенсувати («оплатити») свої викиди за звітний рік спеціальними платіжними інструментами – вуглецевими одиницями СТВ (квотами).

Якщо вважати, що першим роком тимчасового застосування є 2014 рік (друга половина року), то правова транспозиція мала бути здійснена не пізніше 2016 року, а 2016 рік стати б роком видачі спеціальних екологічних дозволів. Повноцінне функціонування системи мало б початись в 2017 році. Перший чотирьохрічний звітний (торгівельний) період УСТВ було необхідно розпочати в 2017 році та доцільно завершити в 2020 році одночасно з закінченням другого періоду дії Кіотського протоколу (2013–2020 роки). В 2021 році почнеться новий (третій) період виконання Україною міжнародних зобов'язань щодо обмеження викидів згідно з новою міжнародною кліматичною угодою, яка прийнята в Паріжі та підписана в офісі ООН країнами – учасниками Рамкової Конвенції ООН із зміни клімату. Нова кліматична угода прийде на заміну Кіотському протоколу. З різних причин впровадження СТВ в Україні в названі строки не відбулося. Вірогідний строк впровадження – 2018 рік, перший (чотирі річний) період дії системи – 2018–2020 роки. Впровадження СТВ в Україні буде здійснюватися паралельно з впровадженням найбільшої СТВ у світі – Системи торгівлі викидами Китайської Народної Республіки.

Сфера охоплення директиви. Установки, види діяльності та парникові гази

До установок, на які поширюється дія Директиви, відноситься устаткування енергетики та промисловості, на якому здійснюється спалювання викопного палива, розчеплення карбонатних сполук або відновлювальні хімічні реакції, в результаті яких в атмосферу виділяється CO_2 . З 2013 року дія Директиви поширена на установки, що виробляють азотовмісні речовини та виділяють в атмосферу закис азоту (N_2O), а також установки,

що виробляють первинний алюміній та виділяють в атмосферу перфторметан та перфторетан. В Європейському Союзі дія Директиви поширені також на повітряні судна, які є мобільними джерелами викидів.

Дія Директиви поширюється на установки, встановлена (проектна) потужність яких передбачає здійснення наступних видів діяльності:

- спалювання палива в еквіваленті 20 МВт і більше¹: теплові електростанції, виробничі потужності з виробництва теплової енергії², інше устаткування, на якому здійснюється спалювання палива або його використання в технологічному процесі, зокрема устаткування для виробництва і обробки чорних металів, феросплавів, вторинного алюмінію, інших кольорових металів і сплавів, технічного вуглецю (сажі), виробів із гіпсу;
- виробництво чавуну і сталі – з плавкою більше 2,5 тонн на годину, мінераловатного матеріалу, скла і скловолокна, паперу та картону – більше 20 тонн на добу, продукції органічної хімії – більше 100 тонн на добу, водню та синтез-газу – більше 25 тонн на добу, цементного клінкеру в обертових печах – більше 500 тонн на добу, виробництво клінкеру в печах іншого типу та виробництво вапна, доломіту та магнезиту – більше 50 тонн на добу, виробництво керамічної продукції – більше 75 тонн на добу;
- незалежно від показників потужності: переробка нафти, виробництво коксу, агломерату, целюлози та іншої паперової маси, аміаку, кальцинованої та питної соди, азотної та адипінової кислот, гліоксалю та гліоксилової кислоти, первинного алюмінію.

Для вищезазначених установок викиди вказаних вище ПГ повинні бути об'єктом дозвільної процедури.

Дозвільна процедура. Умови екологічного дозволу на викиди парникових газів

На жодній із установок, на які поширюється дія Директиви, не може здійснюватися діяльність, яка приводить до викидів СО₂ або інших ПГ, зазначених в Директиві, без наявності спеціального екологічного дозволу, виданого уповноваженим органом державної виконавчої влади.

Для отримання дозволу оператори подають уповноваженому органу влади заяву, в якій міститься опис установки та діяльності, яка на ній здійснюється. Зокрема необхідно надати опис стаціонарних джерел

¹ Приблизно 2,45 тонн умовного палива за годину

² Слід розуміти, що теплова енергія може вироблятись підприємством будь-якої галузі народного господарства, включаючи сільське господарство, машинобудування або сфера послуг тощо.

викидів парникових газів, а також технологічних процесів, матеріальних потоків палива, сировини та допоміжних матеріалів, використання яких може спричинити викиди ПГ. Разом із заявою оператор надає План моніторингу викидів ПГ на установці, підготовлений за формою та змістом, встановленим законодавством.

Уповноважений орган влади видає екологічний дозвіл на викиди ПГ тільки в тому разі, якщо буде впевнений, що оператор спроможний забезпечити моніторинг та звітність про викиди ПГ.

В екологічному дозволі:

- визначаються вимоги до моніторингу, який повинен здійснюватися згідно з погодженим уповноваженим органом влади Планом моніторингу. План моніторингу погоджується на період дії Національного плану розподілу (алокації) квот. В разі суттєвих змін в установці або характері її функціонування оператор зобов'язаний уточнити План моніторингу та погодити зміни до нього з дозвільним органом;
- встановлюються вимоги до звітності про викиди ПГ та її верифікації. Директива встановлює, що оператор до 31 березня року, наступного за звітним, зобов'язаний передати верифікований річний звіт до уповноваженого органу влади;
- міститься вимога до оператора компенсувати викиди ПГ своєї установки шляхом списання квот в кількості, яка дорівнює верифікованим викидам установки за звітний рік. Таке списання повинно відбутись до 30 квітня року, наступного за звітним.

Слід зазначити, що на відміну від дозволів на викиди забруднюючих речовин, в екологічному дозволі на викиди ПГ для жодної установки не встановлюється ліміт викидів ПГ, та для її експлуатації протягом звітного року не вимагається наявність у оператора достатньої кількості квот. Гіпотетично протягом року оператор може здійснювати експлуатацію установки без наявності в своєму розпорядженні жодної квоти. Потреба в квотах у оператора виникає саме в квітні наступного року, оскільки необхідно компенсувати викиди установки шляхом списання відповідної кількості квот.

Компенсувати викиди ПГ установки можна тільки квотами. У разі порушення цього правила для оператора передбачені санкції в розмірі 100 євро за одну некомпенсовану тону викидів СО₂-еквіваленту. Сплата штрафу не звільняє оператора від обов'язку в повному обсязі компенсувати квотами свої викиди, зокрема за рахунок квот, який він отримає від держави в наступному році.

Моніторинг та звітність

Директива містить основні засади моніторингу та звітності. Основним нормативним актом ЄС, що регулює правила моніторингу та звітності, є Регламент № 601/2012/ЄС з моніторингу та звітності про викиди ПГ.

Оцінка викидів ПГ може здійснюватися або шляхом вимірювання, або шляхом розрахунку. Оцінка викидів CO_2 , як правило, здійснюється шляхом розрахунку³. Суть розрахункового методу полягає в застосуванні формули⁴:

$$\begin{aligned} \text{Маса викидів} = & \text{Дані про діяльність} \times \text{Емісійний фактор} \times \\ & \times \text{Коефіцієнт окислення (або Коефіцієнт конверсії)} \end{aligned}$$

Пояснення до формул:

Дані про діяльність	Маса спожитого викопного палива, карбонатів або іншої сировини, що містить вуглець.
Емісійний фактор	Питомі викиди CO_2 : – на тонну палива/сировини або – на терраджоуль енергетичного еквіваленту палива.
Питомі викиди	Вміст вуглецю в паливі, сировині або їх енергетичному еквіваленті, помножений на стехіометричний показник 3,664 ⁵
Коефіцієнт окислення (конверсії)	Ступінь окислення вуглецю до стану діоксиду вуглецю. Вказаний показник може бути меншим 1,0 внаслідок механічної неповноти згорання палива або неповного розкладу карбонатів внаслідок виносу пічного пилу. Хімічна неповнота згорання не береться до уваги та викиди монооксиду вуглецю (CO) прирівнюються до викидів CO_2 із застосуванням відповідного стехіометричного показника (молярного еквіваленту CO_2).

Для того, щоб обрахувати емісійний фактор, необхідно визначити вміст вуглецю в конкретному паливі/сировині/готовому продукті. Для різних типів палива/матеріалу застосовуються різні методи аналітичного контролю: аналіз елементного складу твердого та рідкого палива, компонентний склад газоподібного палива, речовий склад карбонатів тощо. Методи такого аналітичного контролю (від відбору проб до про-

³ Тільки визначення викидів закису азоту (N_2O) при виробництві азотної, адіпінової та глукса-левої кислот здійснюється виключно на основі вимірювання із застосуванням автоматизованих систем безперервного вимірювання.

⁴ Ми наводимо цю формулу виключно з метою продемонструвати принцип розрахунку. Регламент № 601/2012/ЄС містить більш деталізовані формули розрахунків викидів для кожного виду діяльності. Зокрема використовуються формули із застосуванням показника частки біомаси в паливі, для дисоціації (розділення) карбонатів використовуються формули із застосуванням стехіометричних показників викидів CO_2 для кожного типу карбонату, для деяких видів діяльності замість коефіцієнту окисдання використовується коефіцієнт конверсії (перетворення) і т. д.

⁵ При здійсненні інвентаризації викидів на національному рівні при підготовці міжнародної звітності України за Кіотським протоколом використовується менш точний показник 3,67.

ведення аналізу лабораторної проби) та правила обліку палива переважно вже визначені нормативно-технічними документами України. Однак, не виключено, що існують прогалини або часткова невідповідність цих стандартів стандартам ISO, EN або широковживаним на території країн ЄС стандартам DIN, ASTM або API.

Верифікація та акредитація верифікаторів

Директивою встановлено, що річний звіт оператора про викиди ПГ підлягає обов'язковій незалежній верифікації. Верифікатор – незалежна організація, яка здійснює перевірку річного звіту про викиди ПГ установки та /або заяви-розрахунку на видачу безплатних квот. Всі верифікатори підлягають акредитації. Акредитацію, як правило, здійснюють національні центри акредитації, але органи екологічного регулювання мають вирішальний вплив на визначення умов відповідності для акредитації. Директива регулює тільки основні засади верифікації та акредитації. Основним нормативним актом ЄС, що регулює правила верифікації та акредитації, є Регламент № 600/2012/ЄС з верифікації та акредитації.

Планування, розподіл та обіг квот

В системі торгівлі квотами на викиди ПГ лімітується загальна кількість квот на певний період функціонування СТВ (від 3 до 7 років). Таке загальне кількісне обмеження встановлюється для всіх установок, включення яких до системи є обов'язковим. Випущені в обіг квоти можуть розподілятись державою шляхом їх продажу на аукціонах або шляхом безоплатного розподілу між операторами установок. Основним урядовим документом, який визначає загальну кількість квот та порядок їх розподілу, є Національний план розподілу квот (НПР). Підготовка НПР провадиться, як правило, в 3 етапи.

Перший етап (низхідне планування). На найвищому рівні планування визначається дозволена кількість викидів для країни в цілому. На 2-му рівні планування визначається загальна кількість квот для всіх установок системи торгівлі. Така кількість визначається з плановим дефіцитом. Змінювати загальну кількість квот протягом періоду дії НПР не дозволяється. На 3-му рівні визначається, скільки квот буде видано безкоштовно для установок, на експлуатацію яких отримано екологічні дозволи на викиди ПГ, та скільки квот в подальшому буде продаватись на аукціонах або безоплатно надаватись новим установкам. Національний план також може містити секторальні ліміти безоплатного розподілу квот для різних видів діяльності – для виробництва електро-

енергії, тепlopостачання або промислового виробництва (4-й рівень планування). Для кожного сектору можуть встановлюватися свої рівні планового дефіциту. Як правило, рівень планового дефіциту квот для виробництва електроенергії вище, ніж для виробництва теплової енергії та промислової продукції.

Другий етап (вихідне планування). Національний план або окремий нормативний акт повинен запровадити недискримінаційні правила розподілу квот між установками в межах секторальних лімітів. Такий розподіл (алокація) може відбуватись за історичним методом або методом питомих норм викидів на одиницю продукції (бенчмарків). Оператори установок для отримання безоплатних квот повинні подати уповноваженому органу заяви з попередніми розрахунками кількості безоплатних квот. Такі заяви-розрахунки підлягають верифікації. Після отримання верифікованих заяв-розрахунків для всіх діючих установок формується зведенна попередня Національна таблиця розподілу квот між установками.

Третій етап (узгодження результатів низхідного та вихідного планування). Для збалансування кількостей заявлених квот та секторальних лімітів застосовується міжгалузевий корегуючий коефіцієнт. Крім того, для виробництва промислової продукції, на яке значно впливає рівень експорту та імпорту та існує ризик вуглецевої міграції, застосовуються захисні коефіцієнти – компенсатори такого ризику. Для виробництва тепла для комунальних потреб, крім визначення кількості квот із застосуванням так званого «теплового» бенчмарку, також передбачене додаткове наділення квотами із врахуванням історичних викидів котелень. Результатом третього етапу є остаточна Національна таблиця безоплатного розподілу квот між установками.

Зарахування безоплатних квот. Безплатні квоти зараховуються на рахунки операторів рівними частинами щорічно до 28 лютого звітного року. Квоти не надаються в разі, якщо експлуатацію установки приписано. Кількість квот може бути зменшена в разі, якщо рівень виробництва на установці суттєво зменшився.

Нові установки. Для нових установок, які не були включені в систему торгівлі на час затвердження НПР, формується спеціальний резерв квот. Безплатні квоти з резерву надаються по мірі надходження верифікованих заяв-розрахунків від операторів до уповноваженого органу. В разі, якщо на діючій установці відбулося збільшення потужності та/або рівня виробництва, оператор може звернутись за додатковою кількістю безоплатних квот за правилами, встановленими для нових установок.

Продаж квот на аукціонах. Частина квот може продаватись на аукціонах. Як правило, участь в аукціонах можуть брати будь-які юридичні або фізичні особи. Кошти від продажу квот зараховуються до державного бюджету.

Списання квот. Оператори зобов'язані до 30 квітня року, наступного за звітним, здійснити списання квот в кількості, яка відповідає верифікованим викидам ПГ за звітний рік. Оператор може використовувати для компенсації викидів будь-які квоти, випущені в обіг для періоду дії НПР, незалежно від року їх отримання та придбання на аукціонах або на відкритому ринку. Слід зазначити, що в період з 28 лютого до 30 березня у оператора на рахунку знаходяться безоплатні квоти як попереднього року, так і нового року. Відповідно, в разі недостатності квот, виданих для попереднього року, він може скористатись квотами наступного року (так званий «борровінг» або самозапозичення).

Чинність квот. Квоти є чинними протягом періоду дії НПР. Законодавство може передбачати обмін невикористаних квот поточного періоду дії НПР на квоти періоду дії нового НПР. В ЄС викиди поточного періоду не можуть бути компенсовані квотами наступного періоду. Законодавством ЄС передбачена можливість обмеженого обміну міжнародних вуглецевих одиниць, отриманих від проектів скорочення викидів, на квоти, але такі квоти підлягають негайному списанню для покриття викидів установки та не можуть накопичуватись або продаватись.

Обіг квот. Квоти можуть існувати тільки у вигляді електронних записів в Реєстрі вуглецевих одиниць. В Реєстрі для операторів установок відкриваються спеціальні рахунки оператора. Тільки на такі рахунки можуть бути зараховані безоплатні квоти при їх випуску в обіг та тільки з цих рахунків може бути здійснена компенсація викидів установок. Оператор має право здійснювати операції з квотами виключно через вказані рахунки. Відчужувати та придбавати квоти оператор може без обмежень з моменту відкриття рахунку оператора. Уповноважений орган зобов'язаний заблокувати здійснення операцій на рахунку оператора в разі, якщо не отримає від оператора до 31 березня верифікований річний звіт про викиди ПГ.

Кожна юридична або фізична особа має право відкрити поточний рахунок в Реєстрі та здійснювати цивільно-правові правочини з квотами. Правовий режим таких рахунків є подібним до режиму банківських рахунків.

Торгівля квотами на ринку фінансових інструментів. В законодавстві ЄС квоти розцінюються як фінансові інструменти та на торгівлю квотами поширюється дія законодавства про фінансові ринки. Квоти можуть бути базовим активом для похідних фінансових інструментів: опціонів, ф'ючерсів та інших деривативів. Транзакції з квотами та деривативами здійснюються як на організованих (біржових) майданчиках, так і за їх межами. Така торгівля має важливе значення для фіксації ринкової ціни квоти. Але основним чинником, який впливає на ціну квоти, є загальна кількість квот в обігу, дефіцит або їх надлишок на вуглецевому ринку.

УДК 502.5:504.38

Д. Ю. Падерно, К. О. Корінчук, В. О. Логвин

Інститут промислової екології, м. Київ

**ОСОБЛИВОСТІ ВПРОВАДЖЕННЯ СИСТЕМИ
ТОРГІВЛІ ДОЗВІЛЬНИМИ ОДИНИЦЯМИ
НА ВИКИДИ ПАРНИКОВИХ ГАЗІВ В УКРАЇНІ
В ГАЛУЗІ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ**

Відповідно до Угоди про асоціацію між Україною та Європейським Союзом, протягом двох років з дати набрання нею чинності в Україні повинні бути імплементовані основні положення низки регуляторних документів ЄС, в тому числі Директиви 2003/87/ЄС про впровадження системи торгівлі дозвільними одиницями на викиди парникових газів (див. Додаток XXX до глави 6 «Навколишнє природне середовище» розділу V «Економічне і галузеве співробітництво» [1]), зокрема:

- прийняття національного законодавства та визначення уповноваженого органу (органів);
- встановлення системи визначення відповідних споруд/установок та визначення парникових газів (Додатки I та II);
- розроблення національного плану розподілу квот між заводами/комплексами (ст. 9);

- запровадження дозвільної системи на викиди парникових газів та на квоти, що продаватимуться на національному рівні між заводами/промисловими комплексами в Україні (ст. 4 і 11–13);
- створення системи моніторингу, звітності, здійснення перевірок і належного впровадження, а також процедури консультацій з громадськістю (ст. 9, 14–17, 19 і 21).

Директива № 2003/87/ЄС [2а] повністю сумісна з Рамковою конвенцією ООН про зміну клімату та Кіотським протоколом до неї, і спрямована на економічне заохочування використання більш енерго-ефективних технологій, з відповідним скороченням викидів парниковых газів. Під дію Директиви підпадають установки, які здійснюють викиди діяльності та мають потужності більше вказаних у Додатку І до неї, зокрема установки, що спалюють паливо, із загальною номінальною тепловою потужністю більше 20 МВт, за деякими винятками.

Відповідно до Плану імплементації Директиви 2003/87/ЄС, затвердженному Розпорядженням Кабінету Міністрів України від 15.04.2015 р. № 371-р [3], виконання основних організаційних заходів, в тому числі проведення розподілу квот (дозвільних одиниць) на викиди парниковых газів та встановлення системи моніторингу, звітування та верифікації, заплановано на період до серпня 2016 р. Початок функціонування Української системи торгівлі дозвільними одиницями на викиди парниковых газів (УСТВ) передбачений з 01.01.2017 р. З цього моменту жодна діяльність, вказана в Додатку І до Директиви, не повинна здійснюватись без отримання спеціального екологічного дозволу на викиди парниковых газів. Основними умовами такого дозволу є зобов’язання операторів установок-джерел викидів здійснювати моніторинг та щорічну звітність про викиди ПГ, а головне – компенсувати («оплатити») свої викиди за звітний рік спеціальними платіжними інструментами – вуглецевими одиницями СТВ.

Згідно розробленого Мінприроди України проекту Концепції впровадження в Україні системи торгівлі дозвільними одиницями на викиди парниковых газів відповідно до Директиви 2003/87/ЄС [4], перший чотирьохрічний звітний (торгівельний) період УСТВ пропонується розпочати в 2017 році, а завершити в 2020 році одночасно з закінченням другого періоду дії зобов’язань за Кіотським протоколом (2013–2020 рр.), без застосування штрафних санкцій до установок у разі перевищення викидів ПГ обсягу наданих дозволів на викиди ПГ за пілотний період.

На жаль, на цей час практична діяльність з впровадження УСТВ ще тільки розпочинається, і встановлені терміни її створення вже практич-

но зірвані. В Україні ще немає не тільки затверджених, але навіть проектів національних регуляторних документів щодо запровадження дозвільної системи на викиди парникових газів, плану розподілу квот на викиди та системи торгівлі такими квотами.

Формально Україна має юридичну можливість (закладену в Угоді про асоціацію) ініціювати питання щодо внесення змін до додатку XXX до Директиви, зокрема змінити строки впровадження УСТВ. Однак такий крок у будь-якому випадку неминуче буде розцінений негативно з боку Європейського Союзу, особливо практично напередодні терміну впровадження УСТВ, в країному випадку як недбалість та не приділення належної уваги цьому питанню, або гірше – як навмисне зволікання, а з огляду на пропозиції, висловлені у звіті за проектом PETER 2, та схвалені Державним агентством екологічних інвестицій України (на цей час ліквідованим), щодо пріоритетного впровадження різко збільшеного вуглецевого податку, з лише можливим наступним запровадженням УСТВ значно пізніше, – навіть як взагалі небажання впроваджувати УСТВ.

Компромісним варіантом може бути впровадження УСТВ спочатку лише для обмеженої кількості (до 100–150 одиниць) найбільших за потужністю/обсягами викидів установок, які сукупно спричиняють значну (не менше 50 %) частку загальних викидів парникових газів в країні, з відпрацюванням на них функціонування системи торгівлі, та відтермінування впровадження системи для менших установок на рік або навіть більше. Більш жорсткий, але все ж компромісний варіант може передбачати охоплення спочатку установок потужністю 50 МВт і більше (аналогічно застосовності вимог Директиви 2010/75/ЄС щодо обмеження промислових викидів [5]), з відтермінуванням для менших установок.

З огляду на таку ситуацію, максимально скоротити строки впровадження УСТВ можливо лише шляхом максимально можливого використання в Україні європейської моделі організації системи торгівлі та її нормативної і методичної бази, в прийнятних для умов України межах. Такий шлях можна вважати найбільш доцільним ще й тому, що ЄСТВ є найстаршою та найбільшою у світі, має вже десятирічний досвід функціонування і на цей час є найбільш відпрацьованою (регуляторна база ЄСТВ тільки на рівні ЄС налічує більше 100 нормативних актів та методичних інструментів (керівництв, шаблонів документів, тощо)), до того ж в перспективі передбачається лінкування української системи торгівлі з європейською. Такий шлях передбачається також у вказаному вище проекту Концепції.

В той же час Україна, як і країни ЄС, має можливість застосовувати нормативні документи ЄС з врахуванням національних особливостей.

При цьому з 2017 року в Україні має бути імплементована консолідована версія Директиви 2003/87/ЄС із змінами і доповненнями, внесеними Директивою 2004/101/ЄС від 27 жовтня 2004 р. [2a], яка була основним регуляторним документом у Європейській системі торгівлі дозволами на викиди у першій (2005–2007 рр.) та другій (2008–2012 рр.) фазах. З 2013 року в ЄСТВ розпочалась третя фаза, для якої були прийняті більш чіткі та жорсткі вимоги щодо виконання зобов’язань підприємствами стосовно викидів парникових газів, шляхом внесення відповідних змін до Директиви 2003/87/ЄС, а саме змін відповідно до Директиви 2008/101/ЄС Європейського Парламенту та Ради від 19 листопада 2008 року, Регламенту (ЄС) № 219/2009 Європейського Парламенту та Ради від 11 березня 2009 року та Директиви 2009/29/ЄС Європейського Парламенту та Ради від 23 квітня 2009 року (Переглянута Директива 2003/87/ЄС) [26].

Хоча у перший чотирьохрічний торгівельний період Української системи торгівлі дозволами на викиди (2017–2020 рр.) виконання вимог Переглянутої Директиви 2003/87/ЄС не буде обов’язковим, в 2021 році почнеться період виконання Україною, як і іншими країнами-підписантами, міжнародних зобов’язань щодо обмеження викидів ПГ згідно з новою міжнародною кліматичною угодою, прийнятою у Парижі 12 грудня 2015 р. на 21-й Конференції Сторін Рамкової Конвенції ООН про зміну клімату (РКЗК ООН) та 11-й Зустрічі Сторін Кіотського протоколу до РКЗК ООН (COP21) [6]. Нова кліматична Угода по-кліканана стати новим витком розвитку міжнародного співробітництва в сфері глобального запобігання зміні клімату після Кіотського протоколу, в тому числі, як очікується, й у галузі подальшого розвитку і розширення міжнародної системи торгівлі дозволами на викиди ПГ.

З метою максимальної адаптації участі підприємств України у системі торгівлі дозволами на викиди як у перший торгівельний період УСТВ (2017–2020 рр.), так і надалі, вірогідно в європейській, та можливо навіть в єдиній світовій системі торгівлі дозволами на викиди, можна вважати доцільним застосовувати вже на початковій стадії УСТВ основні методологічні положення (щодо визначення меж установок, базової лінії та потенціальної кількості безоплатних дозвільних вуглецевих одиниць, тощо) відповідно до Переглянутої Директиви 2003/87/ЄС [26], але при цьому застосовувати менш жорсткі обмеження та зобов’язання, встановлені Консолідованим версією Директиви 2003/87/ЄС (в редакції 2004 р.) [2a], а також розробити та використовувати власні

правила та корегуючі коефіцієнти, які враховуватимуть національну специфіку України. Крім того, можливе встановлення окремих правил для окремих галузей промисловості та видів діяльності. У подальшому для прикладу використовуватиметься досить велике підприємство централізованого теплопостачання, до складу якого входить ТЕЦ з виробництвом теплової та електричної енергії.

Необхідно умовою участі підприємства у системі торгівлі дозвільними одиницями на викиди парниковых газів є визначення відповідних меж установок, які є джерелами викидів та потенційно можуть бути включені до СТВ, та базових ліній і базових рівнів викидів для них.

Так, при визначенні меж установок можливе використання для одного оператора декількох варіантів сценаріїв – від включення до УСТВ як установок комплексів виробничих одиниць окремих промислових майданчиків, що розміщаються за однією адресою (аналогічно найпопулярнішому варіанту в ЕСТВ), до визначення як установки цілісного комплексу виробничих одиниць одного оператора (при одному виді діяльності), з можливими проміжними варіантами сполучень промислових майданчиків, пов’язаних за діяльністю. Застосовано до теплопостачальних підприємств країни, це можуть бути як окремі теплоджерела (котельні), так і структурні підрозділи цих підприємств або навіть все підприємство в цілому – сполучення декількох котелень, що мають один вид діяльності – виробництво теплової енергії, та часто працюють з відпуском теплоти до єдиної загальної тепломережі.

Переваги та недоліки визначення як установок комплексів виробничих одиниць окремих промислових майданчиків, що розміщаються за однією адресою (окремих котелень):

- Оператор має розробити окремо для кожної установки базову лінію, отримати для кожної установки дозволи на викиди ПГ, кожна установка буде мати окремий рахунок у реєстрі викидів ПГ, і окремо для кожної установки мають проводитись всі операції, пов’язані з СТВ, такі як: отримання дозвільних одиниць, моніторинг та звітність, верифікація, продаж надлишкових дозвільних одиниць або їх купівля для покриття фактичних викидів ПГ.
- Відповідно потрібні максимальні витрати, пов’язані з моніторингом та верифікацією, тощо.
- Необхідно для звітності і верифікації виокремлювати із загального балансу підприємства дані для кожної установки. Можуть виникнути проблеми з обліком теплової енергії через те, що установки працюють у єдину тепломережу міста, а деякі з них – закільцювані.

- Оскільки до УСТВ будуть включені лише котельні потужностю більше 20 МВт, підприємство повинно буде звітувати лише за мінімальні обсяги викидів ПГ, однак при цьому отримає лише мінімальну кількість безоплатних дозвільних одиниць, та повинно буде окремо розраховувати та сплачувати податки на викиди ПГ від не включених до УСТВ джерел.

Переваги та недоліки визначення як установки цілісного комплексу виробничих одиниць одного оператора (теплопостачального підприємства в цілому):

- З одного боку, цей сценарій представляє найбільш широке визначення меж установки, що відповідає вказівці у Директиві. Вимагає єдиних звітів з моніторингу і верифікації, дозволяє застосовувати звичні зведені дані підприємства без виокремлювання (такі як: рахунки за паливо, річні форми звітності 11 МТП, 1-теп та інші), які є надійними джерелами інформації та простими у доступі при моніторингу і верифікації.
- З іншого боку, у випадку великого розгалуженого підприємства цей сценарій може мати суттєві організаційні складності. Крім того, такий сценарій вимагає детального відображення у щорічних звітах усіх змін, які відбувалися на підприємстві стосовно котельного обладнання, навіть незначних. Додаткові складності можуть виникнути у разі зміни оператора котельні, що входить в межі УСТВ (наприклад передача малої котельні у відомче користування), або навпаки, у випадку прийняття на баланс додаткових джерел теплопостачання.

В першу чергу, від обраного сценарію буде залежати обсяг викидів ПГ, які підлягатимуть обов'язковій звітності в рамках УСТВ, та обсяг безоплатних дозвільних одиниць, які може отримати підприємство. Тому вибір сценарію залежить від того, що для підприємства є більш привабливим за наявності альтернативи: включати чи ні конкретні об'єкти до УСТВ.

При розділенні об'єктів теплопостачального підприємства на такі, які входять до УСТВ, та ті, що залишаються поза УСТВ, на підприємстві виникають різні підходи до звітності підприємства, оподаткування викидів ПГ та, відповідно, встановлення тарифів на теплопостачання від окремих джерел, що спричиняє суттєві ускладнення.

З врахуванням перспективи введення в Україні більш жорсткого оподаткування викидів CO₂, більш прийнятними можуть стати сценарії, які охоплюють усі об'єкти підприємства.

Але у будь-якому разі, вибір сценарію залишається за керівництвом підприємства-оператора. Обраний сценарій визначення меж установок має бути погоджений з національним уповноваженим органом.

Базова лінія (чи більш строго базовий рівень) викидів будеться на основі низки визначальних факторів викидів парниковых газів, які включають річні обсяги виробництва, споживання первинних енергоресурсів, втрати при транспортуванні та розподілі та інші. Всі ці показники використовуються для оцінки споживання (не тільки фактичного, а й належного) первинних енергоресурсів, яка у свою чергу використовується для оцінки належних викидів парниковых газів.

Базою для розподілу квот є історичний рівень діяльності підприємства, або базовий рівень діяльності, який підлягає визначенню на основі базової лінії діяльності підприємства за базовий період, та відповідний цьому рівню діяльності базовий рівень викидів парниковых газів.

В системі розподілу квот в ЄС вибір базового періоду можливий з декількох варіантів. В Рішенні Комісії 2011/278/ЄС (ст. 9.1 CIMs) [7] вказані 2 конкретні варіанти вибору базового періоду у застосуванні до країн ЄС, – або період 2005–2008 рр., або період 2009–2010 рр., береться той, де рівні діяльності більші.

Однак потрібно відзначити, що ці часові рамки визначені за відповідністю за смисловим значенням періодам фаз ЄСТВ: з початку впровадження системи торгівлі дозволами на викиди (2005 р.) до початку першого періоду відповідальності за Кіотським протоколом (2007 р.) – Фаза I ЄСТВ, та з початку першого періоду відповідальності за Кіотським протоколом (2008 р.) до моменту прийняття цих Рішень (квітень 2011 р.) – частина Фази II ЄСТВ (2008–2012 рр.).

Ці періоди принципово відрізняються за порядком розподілу дозволів на викиди. Протягом Фази I ЄСТВ розподіл дозволів установкам здійснювався на безоплатній основі з врахуванням історичних трендів викидів установки (*grandfathering*).

У Фазі II ЄСТВ вимоги до обмеження викидів ПГ були посилені, розподіл дозволів передбачав створення умов для проведення аукціонів на закупівлю дозволів (до 10 % від їх загального об'єму) та встановлення жорсткіших цілей щодо обмеження викидів ПГ. При цьому право встановлювати конкретні правила розподілу було делеговане самим державам – членам ЄС.

Протягом наступної Фази III ЄСТВ (з 2013 р. по 2020 р.) встановлено вже загальний гармонізований порядок розподілу дозвільних одиниць для всіх держав-членів ЄС, при цьому акцент методології роз-

поділу дозволів поступово зміщується в сторону здійснення в основному через аукціони. Так, установкам енергетичного сектору, що виробляють електроенергію, розподіл дозволів, за деякими винятками відповідно до ст. 10 (с) Директиви (принцип дерогації), здійснюється через аукціони, інші ж установки отримують (частково) безоплатні дозволи, обсяги яких розподіляються на основі принципу бенчмаркінгу (benchmarking), зокрема з врахуванням питомих викидів ПГ 10 % компаній, що виробляють аналогічну продукцію, з найнижчими питомими викидами, в рамках кожного сектору або підсектору (ст. 10 (а) 2 Директиви [26]). Частка безоплатних дозволів до розподілу знижується кожного року.

В принципі, базовий період може бути обраний таким, який характеризується найвищим історичним рівнем виробництва [8]. При цьому, у разі потреби розділення установки на суб-установки за видами потоків джерел та продукції, часовий період з найвищим історичним рівнем виробництва може відрізнятися для різних суб-установок, але для всієї установки в цілому, включаючи всі її суб-установки, повинен бути обраний одинаковий базовий період.

Правила визначення конкретного базового періоду для підприємств України ще підлягають офіційному визначенню; доцільним варіантом може бути обрання не менше 3-річного періоду поспіль з найвищим історичним рівнем виробництва з 5-річного або тривалішого періоду перед впровадженням системи розподілу квот на викиди, або перед визначенням базового рівня.

З двох можливих варіантів методології визначення базового рівня викидів парникових газів та кількості безоплатних дозвільних одиниць – на основі розрахунків або на основі вимірювальних параметрів з лабораторних аналізів або значень за замовчуванням.

Така методологія полягає у визначенні викидів з потоку «паливо, сировина – продукція» з використанням даних про діяльність, отриманих за допомогою систем вимірювання та додаткових параметрів з лабораторних аналізів або значень за замовчуванням.

Викиди від спалювання для кожного потоку розраховуються або шляхом множення даних про діяльність, пов’язаних з кількістю палива, що спалюється, виражених в тераджоулях, на основі його нижчої теплотворної здатності, на відповідний коефіцієнт викидів ($t \text{ CO}_2/\text{TДж}$) і на відповідний коефіцієнт окислення – *історичний метод*; або шляхом множення даних про діяльність, пов’язану зі споживанням сировини, пропускну здатність або обсяг виробництва готової продукції, на відпо-

відний даній продукції еталонний питомий показник викидів (бенчмарк) – метод бенчмарків.

В ЄСТВ встановлені кількісні значення бенчмарків для 52 видів готової продукції в 21 галузі економіки, та 3 бенчмарків (для теплової енергії, спалювання палива та викидів від процесів), які використовуються в інших галузях. Для теплової енергії встановлений бенчмарк 62,3 т СО₂/ТДж. Слід відмітити, що при формуванні бенчмарків не бралися до уваги ні характеристики технології та палива, ні вік обладнання або інші технологічні, кліматичні, сировинні або логістичні аспекти виробництва.

Розроблення національних українських значень таких показників до кінця 2016 року практично неможливе, крім виняткових випадків, коли такі значення вже визначені та затверджені. Доцільно скористатись європейськими показниками, але збільшити розрахункову кількість безоплатних дозвільних одиниць для українських установок шляхом застосування національних значень корегуючих коефіцієнтів.

Схема розрахунків базового рівня викидів та кількості безоплатних дозвільніх одиниць показана на рисунку.

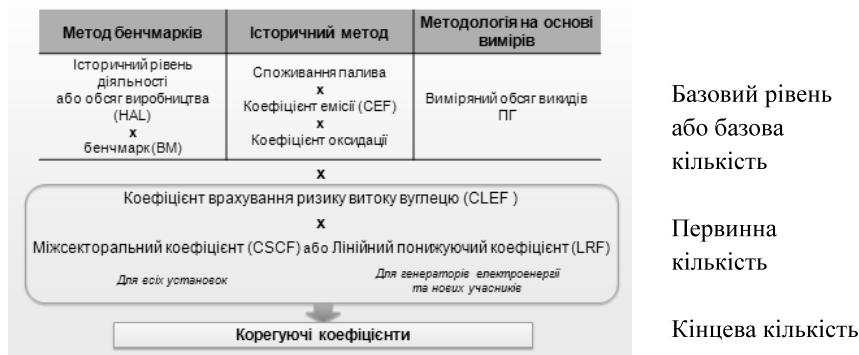


Рисунок. Схема розрахунків базового рівня викидів та кількості безоплатних дозвільних одиниць.

Базова річна кількість безоплатних дозвільних одиниць для установки визначається відповідно до базового рівня викидів парникових газів цією установкою, з урахуванням можливого розділення її на суб-установки.

Первинна загальна річна кількість дозвільних одиниць установки розраховується шляхом сумації добутків множення базової загальної річної кількості на коефіцієнт врахування ризику витоку вуглецю для кожної суб-установки.

Кінцева загальна річна кількість дозвільних одиниць установок, які не відносяться до «генератора електроенергії», розраховується множенням первинної загальної річної кількості на корегуючі коефіцієнти.

В ЄСТВ застосовуються декілька корегуючих коефіцієнтів.

Коефіцієнт врахування ризику витоку вуглецю «carbon leakage exposure factor» – CLEF)

Європейською Комісією встановлений перелік секторів та суб-секторів з високим рівнем ризику витоку вуглецю (перенесення виробництва у інше місце), для яких значення коефіцієнту врахування ризику витоку вуглецю дорівнює 1,00 для всіх звітних років. Для секторів, що не ввійшли до вказаного переліку, значення коефіцієнту монотонно зменшується кожний рік до 0,3000 у 2020 р., що відповідає цілі третьої фази ЄСТВ – безоплатного розподілу лише 30 % дозвільних одиниць.

В ЄСТВ застосовуються наступні значення коефіцієнту врахування ризику витоку вуглецю [9]:

Корегуючий коефіцієнт врахування ризику витоку вуглецю	Рік							
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Для значного ризику перенесення виробництва	1	1	1	1	1	1	1	1
Для незначного ризику перенесення виробництва	0,8000	0,7286	0,6571	0,5857	0,5143	0,4429	0,3714	0,3000

Згідно проекту Концепції [4], на перших етапах в УСТВ планується дотримуватись рівня 90 % безоплатного розподілу дозвільних одиниць, а 10 % підлягають продажу через аукціон. Слід зауважити, що стаття 10 Директиви 2003/87/ЄС встановлює, що у 2005–2008 рр. (перша фаза ЄСТВ) не менше 95 %, а у період 2008–2012 рр. (друга фаза ЄСТВ) не менше 90 % дозвільних одиниць видаються безоплатно [26], тобто у проекті Концепції вже запропоновані умови безоплатного розподілу, навіть більш жорсткі, ніж у першій, та не менш жорсткі, ніж у другій

фазі ЄСТВ. На наш погляд, можливо та більш доцільно використовувати на першій стадії УСТВ величину частки безоплатного розподілу на рівні першої фази ЄСТВ, тобто не менше 95 %.

З огляду на викладене, для сектору **теплопостачання** УСТВ можуть бути застосовані особливі правила безоплатного розподілу дозвільних одиниць, які зокрема можуть передбачати розподіл 100 % дозвільних одиниць на безоплатній основі, принаймні для частини тепла, яка постачається населенню. Для іншої частини тепла може бути застосоване монотонне зменшення значення коефіцієнту кожний рік, аналогічно підходу у Керівному документі № 1 «Загальне керівництво» [9].

Зважаючи на це, вважаємо, що в розрахунках попередньої кількості безоплатних дозвільних одиниць доцільно використовувати наступні значення корегуючих коефіцієнтів врахування ризику витоку вуглецю:

Корегуючий коефіцієнт врахування ризику витоку вуглецю	Рік			
	2017	2018	2019	2020
Для значного ризику перенесення виробництва	1	1	1	1
Для незначного ризику перенесен- ня виробництва (крім постачання теплової енергії населенню)	1	0,97	0,93	0,90
Для постачання теплової енергії населенню	1	1	1	1

Міжсекторальний коефіцієнт «cross-sectoral correction factor» – CSCF

В ЄСТВ з метою забезпечення не перевищення загальної кількості безоплатно розподілених дозвільних одиниць над максимальною кількістю таких одиниць відповідно до вимог статті 10а(5) Переглянутої Директиви, використовується корегуючий міжсекторальний коефіцієнт (<1). Значення цього коефіцієнту згідно Додатку II Рішення Європейської Комісії № 2013/448/ЄС від 05.09.2013 р. [10] по роках дорівнюють:

Рік	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Корегуючий міжсекторальний коефіцієнт, %	94,27	92,63	90,98	89,30	87,61	85,90	84,17	82,44

Для умов України, використовуючи європейські еталонні показники викидів ПГ, доцільно збільшити розрахункову кількість дозвільних одиниць для установок промисловості країни шляхом застосування українського корегуючого міжсекторального коефіцієнту, значення якого для періоду 2017–2020 років у вказаному вище проекті Концепції навіть припускається вище 1,0 [4]. Але застосування значення цього корегуючого коефіцієнту вище 1,0 не є логічно обґрунтованим та може привести до перебільшення розподіленої кількості квот над наявною. Значення цього коефіцієнту в УСТВ мають бути визначені як співвідношення загальної кількості безоплатних дозвільних одиниць на викиди ПГ, визначененої у національному плані розподілу, досуми базових рівнів усіх установок В попередніх розрахунках кількості безоплатних дозвільних одиниць пропонується приймати значення корегуючого міжсекторального коефіцієнту рівним 1,0.

Лінійний понижуючий коефіцієнт («Linear reduction factor» – LRF)

Відповідно до статті 9 переглянутої Директиви [26], загальна кількість безоплатно розподілених дозвільних одиниць повинна зменшуватись з кожним роком періоду 2013–2020 рр. лінійно з коефіцієнтом 1,74 %. Таким чином, в ЄСТВ застосовуються наступні значення лінійного понижуючого коефіцієнту (по роках):

Рік	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Лінійний понижуючий коефіцієнт	1,0000	0,9826	0,9652	0,9478	0,9304	0,9130	0,8956	0,8782

Враховуючи, що протягом 2017–2020 рр. застосування в УСТВ вимог переглянутої Директиви не є обов'язковим, пропонується все ж таки ввести поняття лінійного понижуючого коефіцієнту, але при цьому поки що застосовувати його значення 1,00.

Альтернативно, при необхідності застосування більш консервативного підходу до визначення кількості безоплатно розподілених дозвільних одиниць, враховуючи, що УСТВ впроваджується з 2017 року, можливо застосовувати значення лінійного понижуючого коефіцієнту, аналогічні використовуваним у перші роки його застосування в ЄСТВ:

Rік	2017	2018	2019	2020
Лінійний понижуючий коефіцієнт	1,000	0,9826	0,9652	0,9478

Коефіцієнт емісії двоокису вуглецю

Коефіцієнт емісії двоокису вуглецю може визначатись за якістю (складом) природного газу або прийматись за замовчуванням.

Значення за замовчуванням можуть прийматись:

- національне, визначене в Національних кадастрах антропогенних викидів із джерел та абсорбції поглиначами парникових газів в Україні;

або

- значення за замовчуванням, визначене у Керівництві МГЕЗК 1996 [11].

Більш конкретизовані та наближені до фактичних значень дані мають перевагу.

Особливе правило розподілу безоплатних дозвільних одиниць для частини тепла, що постачається установкою населенню

Особлива ситуація існує, коли серед споживачів не-учасників УСТВ є населення (приватні домашні господарства) та тепло постачається через мережу централізованого теплопостачання, незалежно від того, через незалежну розподільчу компанію або напряму.

Для частини тепла, що постачається установкою населенню, у ЄСТВ діє особливе правило розподілу безоплатних дозвільних одиниць. Згідно цього правила, кількість безоплатних дозвільних одиниць визначається для кожного року як найбільше з двох наступних значень:

- Історичний рівень постачання тепла населенню (медіанне значення річного обсягу постачання тепла населенню установкою за базовий період), помножений на величину теплового бенчмарку;

або

- Історичний рівень викидів, які відносяться до постачання тепла населенню, помножений на корегуючий коефіцієнт. Історичний рівень викидів є медіаною річних обсягів викидів у базовий період.

В ЄСТВ застосовуються наступні корегуючі коефіцієнти [12]:

Rік	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Корегуючий коефіцієнт, %	100	90	80	70	60	50	40	30

Враховуючи, що УСТВ впроваджується з 2017 року, пропонується застосовувати для УСТВ наступні значення корегуючого коефіцієнту:

Рік	2017	2018	2019	2020
Корегуючий коефіцієнт, %	100	90	80	70

Це особливе правило доцільно застосовувати лише тоді, коли питомі викиди на одиницю виробленої теплової енергії більші, ніж значення теплового бенчмарку, бо в іншому випадку такий підхід не веде до отримання додаткових дозвільних одиниць.

Первинна кількість безоплатних дозвільних одиниць для установок, які виробляють **електроенергію**, може розраховуватись двома методами: або на основі бенчмарків, або на основі історичних викидів за базовий період [13].

Величина *бенчмарку* при виробництві електроенергії для України має бути визначена з урахуванням усіх видів палива, що використовується для виробництва електроенергії, їх обсягів, ефективності та коефіцієнтів емісії двоокису вуглецю.

Під час первого періоду дії зобов'язань за Кіотським протоколом, Національним (пізніше – Державним) агентством екологічних інвестицій України були розроблені та затверджені показники питомих викидів двоокису вуглецю при виробництві електричної енергії тепловими електростанціями, які підключені до Об'єднаної енергетичної системи України, для використання в проектах за механізмом спільногопровадження та за схемою цільових екологічних (зелених) інвестицій в рамках Кіотського протоколу. Логічно вважати, що ці значення у першому наближенні можуть бути використані у якості бенчмарку при виробництві електроенергії в Україні, до моменту встановлення Україною інших значень.

Питомі викиди двоокису вуглецю при виробництві електричної енергії тепловими електростанціями, які підключені до Об'єднаної енергетичної системи України:

- у 2010 році згідно Наказу Нацекоінвестагентства України № 43 від 28.03.2011 р. [14] – 1,067 кг CO₂/кВт·год.;
- у 2011 році згідно Наказу Нацекоінвестагентства України № 75 від 12.05.2011 р. [15] – 1,063 кг CO₂/кВт·год.;
- у 2012 році та у подальшому – приймається останнє затверджене значення (а саме для 2011 року), яке становить 1,063 кг CO₂/кВт·год.

Для порівняння, величина бенчмарку при виробництві електроенергії в ЄСТВ суттєво менша і становить 0,6408 т СО₂/МВт·год. [13].

Рішення Комісії 2011/877/ЄС від 19 грудня 2011 року [16] встановлює еталонні значення ефективності окремо для виробництва електроенергії і тепла у вигляді таблиці в залежності від року будівництва установки і виду палива.

Якщо установка використовує декілька видів палива, необхідно використовувати відповідні значення для кожного виду палива пропорційно обсягам його споживання.

В ЄСТВ прийняті наступні еталонні значення ефективності (%) для виробництва електроенергії при спалюванні найпоширеніших видів палива по роках [16]:

Вид палива	Рік будівництва						
	2001 і раніше	2002	2003	2004	2005	2006–2011	2012–2015
Природний газ	51,7	51,9	52,1	52,3	52,4	52,5	52,5
Вугілля	42,7	43,1	43,5	43,8	44,0	44,2	44,2

Для виробництва теплової енергії при спалюванні цих палив еталонні значення ефективності (%) наступні:

Вид палива	Пара/гаряча вода	Пряме використання димових газів
Природний газ	90	82
Вугілля	88	80

Фактична ефективність виробництва тепла при спалюванні природного газу в Україні варіється у широких межах від менше 70 % для старих малопотужних теплоджерел до 95 % для сучасних потужних; використання досить типового значення 90 % для умов України можна вважати прийнятним.

Еталонні значення ефективності виробництва електроенергії підлягають корегуванню з прийняттям до уваги кліматичних умов та втрат в електромереж, з використанням наступних корегуючих коефіцієнтів.

Корегуючий коефіцієнт, який враховує кліматичні умови

Корегування згідно кліматичних умов основане на врахуванні середньорічної температури в країні відповідно до стандартних умов ISO (15 °C). Застосовується наступне корегування [16]:

- зменшення еталонної ефективності на 0,1 % для кожного градусу середньорічної температури в країні, вище 15 °C;
- збільшення еталонної ефективності на 0,1 % для кожного градусу середньорічної температури в країні, нижче 15 °C.

Якщо в країні існує декілька кліматичних поясів, для яких середньорічна температура відрізняється на 5 °C або більше, в країні мають бути застосовані окремі корегуючі коефіцієнти для окремих кліматичних зон. На даний час значення таких корегуючих коефіцієнтів в Україні ще не встановлені.

Згідно ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010 «Будівельна кліматологія» [17], у межах України викрімлюються 5 кліматичних районів – території з порівняно однорідними кліматичними умовами, зумовленими спільністю синоптических процесів, інженерно-геологічних та соціально-економічних умов, що визначають типологію будинків.

Встановлення відповідних корегуючих коефіцієнтів для кліматичного району потребує дослідження статистичних даних середніх температур для цього району. ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010 нажаль не встановлює значення середньої річної температури для кліматичних районів, але визначає значення середньої річної температури для областей і міст України.

Наприклад, середньорічна температура у м. Київ становить 8 °C; в цьому випадку значення еталонної ефективності для виробництва електроенергії в м. Київ має бути підвищено на 0,7 %.

Корегуючий коефіцієнт, який враховує втрати в електромережі

З метою усунення впливу втрат в електромережах, необхідно корегувати значення еталонної ефективності для виробництва електроенергії в залежності від напруги, застосовуючи значення коефіцієнту, встановлені у [16] (від 0,925/0,860 при < 0,4 кВ до 1/0,985 при > 200 кВ відповідно для електроенергії, переданої у мережу та спожитої на місці).

Еталонні значення ефективності виробництва теплової енергії, згідно Рішенню Комісії [16], не потребують корегування відповідно до кліматичних зон, оскільки Рішення зазначає, що еталонна ефективність виробництва тепла не залежить від зовнішньої температури, та не потребують корегування відповідно до втрат в мережі, оскільки згідно Рі-

шення вважається, що джерела тепла розташовуються у безпосередній близькості до споживачів.

Оскільки в Україні поширені централізовані системи теплопостачання з велими розвиненими тепломережами, особливо від великих котелень та ТЕЦ, вважаємо за доцільне враховувати втрати в тепломережі з метою корегування еталонної ефективності виробництва теплової енергії, хоча б на величину нормативних втрат в тепломережах на рівні 13 %. Пропонується впровадити корегуючий коефіцієнт, який би враховував втрати в тепломережі, рівний 0,87.

В такому разі, наприклад, еталонні значення ефективності виробництва тепла, в місці споживання, при спалюванні природного газу відповідно для виробництва пари/гарячої води та прямого використання димових газів будуть дорівнювати $90 \cdot 0,87 = 78,3\%$ та $82 \cdot 0,87 = 71,34\%$.

Національний корегуючий коефіцієнт

Якщо загальна кількість дозвільних одиниць в державі для установок, які виробляють електроенергію, розрахована за методом бенчмарку та/або на основі річних викидів, перевищує максимальну кількість безоплатних дозвільних одиниць, яку визначено відповідно до статті 10c (2) Директиви [26], тоді держава має визначити національний корегуючий коефіцієнт відповідно до Додатка III до Рішення Комісії [13].

$$CF = TQFA/ALLO_{BM,VE},$$

де CF – національний корегуючий коефіцієнт;

$TQFA$ – загальна кількість безоплатних дозвільних одиниць в державі, яку визначено відповідно до статті 10c (2) Директиви 2003/87/ЄС;

$ALLO_{BM,VE}$ – сумарна кількість розподілених дозвільних одиниць в державі, розрахованих за методом бенчмарку або на основі річних викидів.

В попередніх розрахунках доцільно приймати $CF = 1$.

Всі вищевикладені пропозиції є легітімними в рамках основних правил системи торгівлі дозвільними одиницями на викиди парникових газів в Європейському союзі.

Конкретні правила щодо впровадження системи торгівлі дозвільними одиницями на викиди парникових газів в Україні, в тому числі доцільні національні особливості, такі як порядок та терміни впровадження, використання корегуючих коефіцієнтів та їх конкретних значень, тощо, ще підлягають формалізації в рамках відповідних регуляторних документів країни.

Список використаної літератури

1. Додаток XXX до глави 6 «Навколошне природне середовище» розділу V «Економічне і галузеве співробітництво» Угоди про асоціацію між Україною та Європейським Союзом

<http://zakon4.rada.gov.ua/laws/file/text/26/f431629n31.zip>

2a. Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October 2003 establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC, Amended by: Directive 2004/101/EC of t

he European Parliament and of the Council of 27 October 2004:

<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32004L0101>

2б. Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October 2003 establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC, Amended by:

Directive 2004/101/EC of the European Parliament and of the Council of 27 October 2004,

Directive 2008/101/EC of the European Parliament and of the Council of 19 November 2008,

Regulation (EC) No 219/2009 of the European Parliament and of the Council of 11 March 2009,

Directive 2009/29/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009:

<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:02003L0087-20090625>

3. План імплементації Директиви 2003/87/ЄС, затверджений Розпорядженням Кабінету Міністрів України від 15.04.2015 р. № 371-р

https://www.google.com.ua/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwiKtraabqfOAhXDWCwKHZ19DNMQFggaMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.kmu.gov.ua%2Fdocument%2F248102989%2FDir_2003_87.pdf&usg=AFQjCNGC0CRpt8ovR_jaETJNSnBRKKjAFA&bvm=bv.128617741,d.bGg

4. Концепція впровадження в Україні системи торгівлі дозвільними одиницями на викиди парникових газів відповідно до Директиви 2003/87/ЄС

https://www.google.com.ua/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwjY_ILY6qfOAhVGiSwKHW1uDU4QFggaMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.menr.gov.ua%2Fdocs%2Fklimatychna-polityka%2FKoncepciya_stv.docx&usg=AFQjCNHXNTK030O394060UmVsKHLdy6cZA&bvm=bv.128617741,d.bGg

5. Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control)

<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32010L0075&from=EN>

6. Paris Agreement

<https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09.pdf>

7. COMMISSION DECISION (2011/278/EU) of 27 April 2011 determining transitional Union-wide rules for harmonised free allocation of emission allowances

pursuant to Article 10a of Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council (CIM decision)

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2011:130:0001:0045:EN:PDF>

8. Guidance on allocation methodologies (GD2)

http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap/allocation/docs/gd2_allocation_methodologies_en.pdf

9. General Guidance to the allocation methodology (GD1)

http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap/allocation/docs/gd1_general_guidance_en.pdf

10. Commission Decision 2013/448/EU of 5 September 2013 concerning national implementation measures for the transitional free allocation of greenhouse gas emission allowances in accordance with Article 11(3) of Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council

<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32013D0448>

11. IPCC 1996

<http://www.ipcc-nccc.iges.or.jp/public/gl/invs1.html>

12. Cross-boundary heat flows (GD6)

http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap/allocation/docs/gd6_cross_boundary_heat_flows_en.pdf

13. COMMISSION DECISION of 29.3.2011 on guidance on the methodology to transitionally allocate free emission allowances to installations in respect of electricity production pursuant to Article 10c(3) of Directive 2003/87/EC C(2011) 1983 final

http://www.emissions-euets.com/attachments/219_Guidance%20on%20the%20methodology%20to%20transitionally%20allocate%20free%20emission%20allowances%20to.pdf

14. <http://www.seia.gov.ua/seia/doccatalog/document?id=126006>

15. <http://www.seia.gov.ua/seia/doccatalog/document?id=127498>

16. COMMISSION IMPLEMENTING DECISION 2011/877/EU of 19 December 2011 establishing harmonised efficiency reference values for separate production of electricity and heat in application of Directive 2004/8/EC of the European Parliament and of the Council and repealing Commission Decision 2007/74/EC

<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32011D0877>

17. ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010 «Будівельна кліматологія»

http://dbn.at.ua/load/normativy/dstu/dstu_b_v_1_1_27_2010/5-1-0-929

О. І. Сігал, Є. Й. Бикоріз, В. О. Логвин

Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ

СВІТОВІ ТА УКРАЇНСЬКІ НОРМАТИВИ ВИКИДІВ ТОКСИЧНИХ РЕЧОВИН

В результаті міжнародних переговорів була підписана Угода про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони [1]. Вона ратифікована Верховною Радою України Законом № 1678-VII від 16.09.2014 р. [2].

Екологічна частина зазначеної угоди відповідно Статті 363 передбачає поступове наближення українського законодавства до права та політики ЄС у сфері охорони навколошнього природного середовища, що здійснюється відповідно до Додатка XXX до глави 6 «Навколошнє природне середовище» розділу V «Економічне і галузеве співробітництво» до цієї Угоди. Зокрема, згідно Додатку XXX, передбачено адаптацію національного законознавства України, в тому числі, положень Директиви 2010/75/ЄС про промислові викиди [3] з терміном виконання в два роки після підписання Угоди. Директива 2010/75/ЄС прийнята на зміну Директиви 2001/80/ЄС [4]. Нова Директива внесла нові вимоги щодо обмежень концентрацій викидів забруднюючих речовин, зокрема діоксиду сірки (SO_2), оксидів азоту (NO_x) та речовин у вигляді суспендованих твердих частинок від великих спалювальних установок. Нові норми набувають чинності з 1 січня 2016 р.

Відповідю на виклики щодо обмежень концентрацій забруднюючих речовин для великих спалювальних установок України потужністю від 50 МВт, став Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок [5]. Відповідно даного Плану, який буде діяти до 2033 року, передбачено механізм відступу від негайного виконання вимог щодо граничних значень викидів з їх подальшим поступовим скороченням.

В листопаді 2015 року в ЄС була прийнята нова Директива 2015/2193 [6], що встановлює норми обмеження викидів забруднюючих речовин для середніх спалювальних установок потужністю від 1 до

50 МВт. Угодою про асоціацію не передбачене її впровадження, однак обраний напрямок на зближення України та ЄС, в подальшому може поставити вимогу її імплементації та виконання.

Нормування обсягів викидів для установок з потужностями від 50 до 100 МВт

Аналіз нормативів на викиди оксидів азоту вказує, що встановлені норми в Україні для котлоагрегатів з потужністю від 50 до 100 МВт [7] знаходяться на тому ж рівні для таких країн, як США [8] та Білорусь [9], проте суттєво перевищують нові норми Директиви 2010/75/ЄС (рис. 1). В Україні розглядаються модернізовані установки, оскільки після 01.01.2016 р. існуючі, що не відповідають вимогам, мають бути демонтовані, модернізовані або замінені.

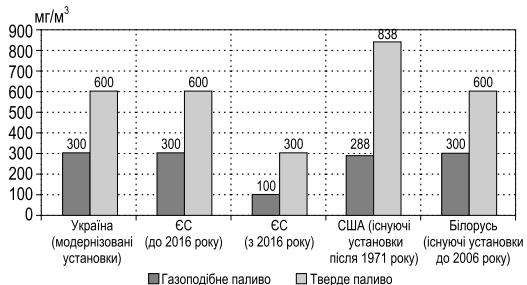


Рис. 1. Обмеження концентрацій викидів оксиду азоту для установок у діапазоні від 50 до 100 МВт (для США від 73 МВт) (перерахунку для природного газу $O_2 = 3\%$, для твердого палива $O_2 = 6\%$).

Для кореляції даних був розроблений алгоритм перерахунку по кисню для приведення до однієї бази (3 % – газоподібне паливо, 6 % – тверде паливо), відповідно до формули наведеної у Директиві 2010/75/ЄС [3].

Слід зазначити, що технологічні нормативи встановлені Наказом Міністерства охорони природного середовища України від 22.10.2008 р. № 541 [7], для тепlosилових установок, номінальна теплова потужність яких перевищує 50 МВт, що діють на території України, в цілому повторюють дані щодо обмеження викидів у Директиві 2001/80/ЄС [4], що втратила чинність з прийняттям Директиви 2010/75/ЄС. Відмінності полягають лише в тому, що замість існуючих установок в технологічних нормативах України вказані модернізовані установки, та викиди

твердих частинок у нових установках потужністю більше 100 МВт на рівні 30 мг/м³ замість 50 мг/м³. Також, для існуючих установок потужністю більше 500 МВт з 2016 року норматив на викиди оксидів азоту встановлюється на рівні 200 мг/м³ замість 500 мг/м³.

Відповідно до технологічних норм України, існуючі установки, що будуть експлуатуватися не більше 25 000 год. (не більше 4000 годин на рік) після 01.01.2016 р. будуть демонтовані, модернізовані або замінені.

Аналіз норм на викиди діоксиду сірки для котлоагрегатів з потужністю від 50 до 100 МВт вказує, що в США та Білорусі встановлені показники норм менші в 1,3 рази ніж норми України (рис. 2). В ЄС з 2016 року норма викидів діоксиду сірки зменшена в 5 разів для установок потужністю від 50 до 100 МВт.

Норми на викиди твердих частинок для установок у діапазоні від 50 до 100 МВт (для США від 73 МВт) в Україні та ЄС більш жорсткі ніж в Білорусі та США (рис. 3).

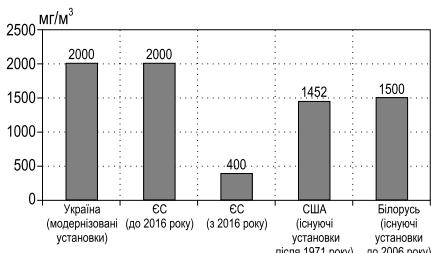


Рис. 2. Обмеження концентрацій викидів діоксиду сірки для установок у діапазоні від 50 до 100 МВт (для США від 73 МВт) (в перерахунку для твердого палива O₂ = 6 %).

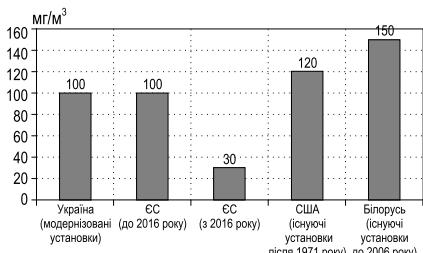


Рис. 3. Обмеження концентрацій викидів твердих частинок для установок у діапазоні від 50 до 100 МВт (для США від 73 МВт) (для твердого палива O₂ = 6 %).

Нормування викидів для установок потужністю до 50 МВт

Порівняння законодавчої нормативної бази України та інших країн, свідчить про недосконалість українських норм для потужностей до 50 МВт, внаслідок правового регулювання обмеження концентрацій викидів від встановленого тепlosилового устаткування з зазначенім діапазоном лише загальними нормами відповідно до Наказу Міністерства охорони природного середовища України № 309 від 27.06.2006, без розділення на тверді та газоподібні палива та зазначення потужностей (лише обмеження величини погодинного рівня викидів на рівні 5000 тис. год.) (рис. 4).

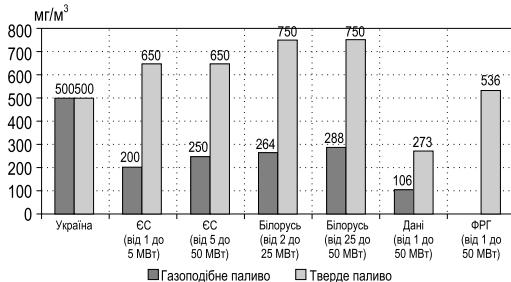


Рис. 4. Обмеження концентрацій викидів оксиду азоту для установок у діапазоні від 1 до 50 МВт (для газоподібного палива $O_2 = 3 \%$, для твердого палива $O_2 = 6 \%$).

З рис. 4 видно, що в Україні необхідна розробка окремих технологічних нормативів для котлів в діапазоні потужності до 50 МВт з розділенням норм викидів для устаткування, що працює на твердому та газоподібному паливі. Для ЄС [6], Білорусі [9] та Данії [10], ці показники відрізняються в межах від 2,5 до 3,3 разів. В Україні для потужностей котлоагрегатів до 50 МВт, встановлені значно жорсткіші вимоги з нормування викидів діоксиду сірки ніж в інших країнах, крім нових норм ЄС для установок від 5 до 50 МВт (рис. 5).

Значення для ЄС [6], приведені лише для існуючих установок спалювання.

Для котлоагрегатів потужностями до 50 МВт, встановлені менш жорсткі вимоги з нормування викидів твердих частинок ніж у країнах ЄС та США. В порівнянні зі значеннями для Білорусії, значення лімітів на викиди оксиду азоту в Україні менші в межах від 1,3 до 2 разів (рис. 6).

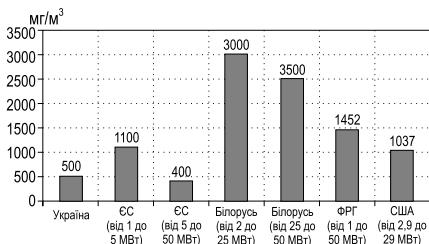


Рис. 5. Обмеження концентрацій викидів оксиду азоту для установок у діапазоні від 1 до 50 МВт (для твердого палива $O_2 = 6 \%$).

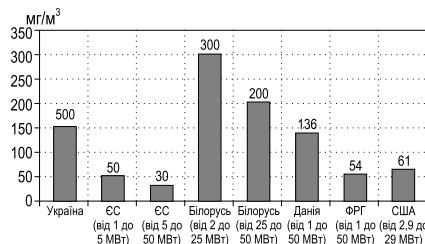


Рис. 6. Обмеження концентрацій викидів оксиду азоту для установок у діапазоні від 1 до 50 МВт (для твердого палива $O_2 = 6 \%$).

В Україні не розділене нормування викидів оксиду вуглецю від спалення твердого та газоподібного палива, як це зроблено наприклад в Білорусії та Данії для котельних установок у діапазоні потужності від 1 до 50 МВт (рис. 7).

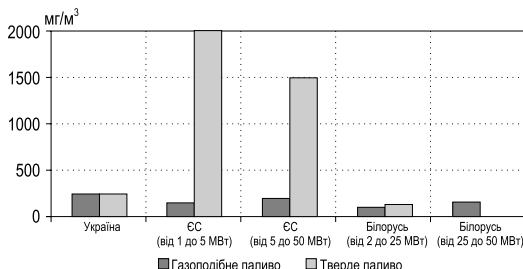


Рис. 7. Обмеження концентрацій викидів оксидів вуглецю для установок у діапазоні від 1 до 50 МВт (для газоподібного палива $O_2 = 3\%$, для твердого палива $O_2 = 6\%$).

Висновки

Поступове наближення законодавства України до законодавства ЄС визначає нові перспективи розвитку технологій зменшення викидів токсичних речовин підприємствами, що використовують установки потужністю більше 50 МВт для спалювання органічних палив. Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок від терміновує на достатньо тривалий період виконання жорстких норм Директиви 2010/75ЄС, однак передбачає поступове зниження обсягів забруднюючих речовин з проведеним відповідних заходів з модернізації та реконструкції спалювальних установок. Тобто, можлива активізація діяльності з розроблення та впровадження методів та технологій зниження концентрацій викидів забруднюючих речовин на спалювальних установках потужністю більше 50 МВт.

З метою приведення українського законодавства в сфері охорони навколошнього природного середовища до світової практики в правовому полі обмеження концентрації викидів необхідно провести:

- розроблення технічно здійснимих та економічно прийнятних технологічних нормативів допустимих викидів забруднюючих речовин від спалювальних установок потужністю менше 50 МВт, з встановленням окремих значень обмежень концентрацій викидів для устаткування, що працює на твердому, газоподібному та рідкому паливі;

- адаптацію Наказу Міністерства охорони природного середовища № 541 від 22.10.2008 р. «Про затвердження технологічних нормативів допустимих викидів забруднюючих речовин із теплосилових установок, номінальна теплова потужність яких перевищує 50 МВт» до положень Директиви 2010/75/ЄС.

Список використаної літератури

1. Угода про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони від 30.11.2015 р.
http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/984_011
2. Закон України № 1678-VII від 16.09.2014 р «Про ратифікацію Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони»
<http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/1678-18/paran2#n2>
3. ДИРЕКТИВА 2010/75/ЄС ЄВРОПЕЙСЬКОГО ПАРЛАМЕНТУ ТА РАДИ від 24 листопада 2010 року «Про промислові викиди (інтегроване запобігання та контроль забруднення)» <http://old.minjust.gov.ua/file/33301>
4. Директива 2001/80/ЕС «Об ограничении выбросов некоторых загрязняющих воздух веществ от крупных установок сжигания» принятая от 23.10.2001 г.
http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/994_913
5. Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок від 15 березня 2015 р.
<http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=244996332>
6. DIRECTIVE (EU) 2015/2193 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 25 November 2015 of certain pollutants into the air from medium combustion plants.
<http://www.ecolex.org/ecolex/ledge/view/RecordDetails;DIDPFDSIjsessionid=29AF387D84C65AB576DDA4C4461F94D3?id=LEX-FAOC151025&index=documents>
7. Наказ Міністерства охорони природного середовища «Про затвердження технологічних нормативів допустимих викидів забруднюючих речовин із теплосилових установок, номінальна теплова потужність яких перевищує 50 МВт»: Наказ Міністерства охорони природного середовища № 541 від 22.10.2008 р. –
<http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/z1110-08>.
8. New Source Performance Standards for Fossil Fuel Fired Steam Generators constructed after August 17, 1971. Subpart D of 40 CFR Part 60. –
<http://www.law.cornell.edu/cfr/text/40/part-60/subpart-D>.
9. Установки котельные. Установки, работающие на газообразном, жидким и твердом топливе. Нормы выбросов загрязняющих веществ: Государственный стандарт Республики Беларусь СТБ 1626.1-2006. Нормы выбросов загрязняющих веществ. Госстандарт Минск, 07.01.2006 г. – <http://eco.com.ua/content/ustanovki-kotelnye-ustanovki-rabotayushchie-na-gazoobraznom-zhidkom-i-tverdom-toplive-normy>.
10. Guideline to Emissions Control: Guideline of Agency for Environmental Protection of Denmark No. 10, 2002 – <http://www2.mst.dk/Udgiv/publikationer/2002/87-7972-301-2/pdf/87-7972-302-0.pdf>.

Інститут промислової екології, м. Київ

**ДИРЕКТИВА ЄС № 2015/2193 щодо обмеження
викидів деяких забруднюючих речовин
в атмосферне повітря від установок
спалювання середньої потужності**

Підписання Україною в 2014 р. Угоди про Асоціацію з ЄС вимагає узгодження українського законодавства з європейським, зокрема з екологічним законодавством. Українські тепlosилові установки, номінальна теплова потужність яких перевищує 50 МВт, вже готуються відповісти нормативам Директиви 2010/75/ЄС про промислові викиди (комплексне запобігання і контроль забруднень), хоча рішенням Ради Міністрів Енергетичного Співтовариства від 16 жовтня 2015 р. Україна отримала значні пом'якшення щодо термінів імплементації цієї директиви завдяки затвердженю Національного плану дій зі скорочення викидів від великих спалювальних установок.

Але 18 грудня 2013 року Європейська Комісія представила Європейському Парламенту та Раді ЄС Програму *Clean Air for Europe*, яка декларує зокрема необхідність контролю за викидами забруднюючих повітря речовин від установок для спалювання середньої потужності. Зазначена програма завершує програму дій щодо зменшення забруднення до 2020 р., встановлену в Повідомленні Європейської Комісії Раді ЄС і Європейського Парламенту від 21 вересня 2005 р., що має назву «Тематична стратегія по забрудненню повітря», тим самим завершуючи нормативно-правову базу для сектора згоряння також з метою підвищення синергії між забрудненням повітря і політикою в області зміни клімату.

10 листопада 2015 р. Рада ЄС прийняла нову Директиву 2015/2193 про обмеження викидів деяких забруднюючих речовин в атмосферне повітря від установок для спалювання середньої потужності (далі – Директива MCP (*Medium Combustion Plant*). Директива MCP набрала чинності 18 грудня 2015 р. і повинна бути прийнята державами-членами ЄС до 19 грудня 2017 року.

Директива MCP регулює викиди забруднюючих речовин від спалювання палива в установках з номінальною тепловою потужністю рівною або більшою, ніж 1 МВт і меншою, ніж 50 МВт («установки

спалювання середньої потужності»), незалежно від того, який тип палива вони використовують.

Оскільки Директива МСР є доповненням до Директиви 2010/75/ЄС, українським установкам середньої потужності доведеться готуватись відповідати її нормативам.

Об'єднання двох або більше нових установок спалювання середньої потужності визнається єдиною установкою спалювання середньої потужності, якщо відпрацьовані гази таких спалювальних установок середньої потужності викидаються через одну димову трубу. Їх номінальна теплова потужність складається разом для розрахунку сукупної номінальної теплової потужності установки.

Ця Директива не застосовується до:

- котельних установок спалювання, які підпадають під дію Глави III або Глави IV Директиви 2010/75/ЄС;
- внутрішньогосподарських установок спалювання, сукупна номінальна теплова потужність яких менше або дорівнює 5 МВт, які використовують як паливо тільки неперероблений пташиний послід.

З 1 січня 2030 р. викиди в повітря SO_2 , NO_x і твердих частинок від існуючої установки спалювання середньої потужності з номінальною тепловою потужністю, що дорівнює або менше 5 МВт не повинні перевищувати граничні значення викидів, наведені в табл. 1.

Таблиця 1

Границі значення викидів ($\text{мг}/\text{нм}^3$) для існуючих установок спалювання середньої потужності з номінальною тепловою потужністю рівної або більше 1 МВт, а також меншою або що дорівнює 5 МВт, крім двигунів і газових турбін

Забруднююча речовина	Тверда біомаса	Тверде паливо	Рідке паливо	Природний газ	Інше газоподібне паливо
SO_2	200 ^{1,2}	1100	350	–	200 ³
NO_x	650	650	650	250	250
Тверді частинки	50	50	50	–	–

З 1 січня 2025 р. граничні значення викидів в повітря SO_2 , NO_x і твердих частинок від існуючої установки спалювання середньої по-

¹ Вказане значення не застосовується, якщо установки використовують тільки деревну тверду біомасу.

² 300 $\text{мг}/\text{м}^3$, якщо установки використовують солому.

³ 400 $\text{мг}/\text{м}^3$ для газів від коксовых печей в металургійній промисловості.

тужності з номінальною тепловою потужністю понад 5 МВт не повинні перевищувати граничні значення викидів, що встановлені в табл. 2.

Таблиця 2
Граничні значення викидів (мг/м³) для існуючих середніх установок спалювання з номінальною тепловою потужністю понад 5 МВт, крім двигунів і газових турбін

Забруднююча речовина	Тверда біомаса	Тверде паливо	Рідке паливо	Природний газ	Інше газоподібне паливо
SO ₂	200 ^{4,5}	400 ⁶	350 ⁷	—	35 ^{8,9}
NO _x	650	650	650	200	250
Тверді частинки	30 ¹⁰	30 ¹⁰	30	—	—

Держава може звільнити існуючі установки спалювання середньої потужності, які мають не більше 500 годин експлуатації в рік як середнє значення за п'ять років, від дотримання граничних значень викидів, встановлених в табл. 1 і 2.

До 1 січня 2030 р. держава може звільнити існуючі установки спалювання середньої потужності з номінальною тепловою потужністю понад 5 МВт від дотримання граничних значень викидів, встановлених в табл. 1, 2, якщо щонайменше 50 % виробленого установкою корисного тепла як середнє за п'ять років доставляється у вигляді пари або гарячої води в мережу централізованого теплопостачання. У разі такого звільнення прогові значення викидів, встановлені компетентним органом, не повинні перевищувати 1100 мг/м³ для SO₂ і 150 мг/м³ для твердих частинок.

До 1 січня 2030 р. держава може звільнити установки спалювання середньої потужності, що використовують тверду біомасу в якості основного палива і знаходяться в зонах, де, згідно з оцінками, відповідно до Директиви 2008/50/ЕС, гарантовано відповідність граничним зна-

⁴ Вказане значення не застосовується, якщо установки використовують тільки деревну тверду біомасу.

⁵ 300 мг/м³, якщо установки використовують солому

⁶ 1100 мг/м³ для установок з номінальною тепловою потужністю понад 5 і менше або дорівнює 20 МВт.

⁷ До 1 січня 2030 р. 850 мг/м³ для установок з номінальною тепловою потужністю понад 5 МВт і менш або дорівнює 20 МВт, що використовують важку паливну нафту.

⁸ 400 мг/м³ для газів від коксових печей і 200 мг/м³ для газів з низькою теплотою згоряння від доменних печей, в металургійній промисловості.

⁹ 170 мг/м³ для біогазу.

¹⁰ 50 мг/м³ для установок з номінальною тепловою потужністю понад 5 МВт і менш або дорівнює 20 МВт.

ченням тієї Директиви, від дотримання граничних значень викидів твердих частинок, встановлених в цієї Директиві. У разі такого звільнення порогові значення викидів, встановлені компетентним органом, не повинні перевищувати $150 \text{ мг}/\text{м}^3$ для твердих частинок.

З 20 грудня 2018 р. викиди в повітря SO_2 , NO_x і твердих частинок від нової установки спалювання середньої потужності не повинні перевищувати граничних значень викидів, встановлених табл. 3.

*Таблиця 3
Границні значення викидів ($\text{мг}/\text{м}^3$) для нових установок спалювання середньої потужності, крім двигунів і газових турбін*

Забруднююча речовина	Тверда біомаса	Тверде паливо	Рідке паливо	Природний газ	Інше газоподібне паливо
SO_2	200^{11}	400	350^{12}	—	$35^{13,14}$
NO_x	300^{15}	300^{15}	300^{16}	100	200
Тверді частинки	20^{17}	20^{17}	20^{18}	—	—

Держава може звільнити нові середні установки спалювання, які мають не більше 500 годин експлуатації в рік як середнє значення за три роки, від дотримання граничних значень викидів, встановлених в табл. 3. У випадку з таким звільненням граничне значення викидів твердих частинок – $100 \text{ мг}/\text{м}^3$ – має застосовуватися до установок, що використовують тверді види палива.

У тому випадку, коли установка спалювання середньої потужності одночасно використовує два види палива або більше, граничне значення викидів для кожної забруднюючої речовини повинно бути розраховане за допомогою:

¹¹ Вказане значення не застосовується, якщо установки використовують тільки деревну тверду біомасу.

¹² До 1 січня 2025 р. $1700 \text{ мг}/\text{м}^3$ для установок, які є частиною малої автономної системи (МАС).

¹³ $400 \text{ мг}/\text{м}^3$ для газів від коксових печей і $200 \text{ мг}/\text{м}^3$ для газів з низькою теплотою згоряння від доменних печей, в металургійній промисловості.

¹⁴ $100 \text{ мг}/\text{м}^3$ для біогазу.

¹⁵ $500 \text{ мг}/\text{м}^3$ для установок з сукупної номінальною тепловою потужністю дорівнює або більша 1 МВт, і менш або дорівнює 5 МВт.

¹⁶ До 1 січня 2025 р. $450 \text{ мг}/\text{м}^3$ при використанні важкої паливної нафти, що містить 0,2 % – 0,3 % N і $360 \text{ мг}/\text{м}^3$ при використанні важкої паливної нафти, що містить менше 0,2 % N для установок, тобто частина МАС або мікро-автономної системи (МкАС).

¹⁷ $50 \text{ мг}/\text{м}^3$ для установок з сукупної номінальною тепловою потужністю дорівнює або більша 1 МВт і менш або дорівнює 5 МВт; $30 \text{ мг}/\text{м}^3$ для установок з сукупної номінальною тепловою потужністю понад 5 МВт і менш або дорівнює 20 МВт.

¹⁸ $50 \text{ мг}/\text{м}^3$ для установок з сукупної номінальною тепловою потужністю дорівнює або більша 1 МВт і менш або дорівнює 5 МВт.

- визначення граничного значення викидів для кожного окремого виду палива, встановленого в цій Директиві;
- визначення середньозваженого граничного значення викидів палива, отриманого множенням окремого граничного значення викидів для кожного окремого виду палива на теплову потужність, що отримується від кожного виду палива, а також поділяючи отримане значення на суму теплових потужностей, отриманих від усіх видів палива;
- об’єднанням середньозважених граничних значень викидів палива.

Директива МСР вимагає:

- обов’язкову реєстрацію установок спалювання середньої потужності у визначеній державою контролючій установі;
- конкретні граничні значення викидів для діоксиду сірки, оксидів азоту і твердих частинок;
- правила моніторингу іншої забруднюючої речовини: окису вуглецю.

Обов’язки оператора

- Оператор має здійснювати моніторинг викидів кожні три роки для установок спалювання з номінальною тепловою потужністю, що дорівнює або більша 1 МВт і менш або дорівнює 20 МВт.
- Щороку для установок спалювання з номінальною тепловою потужністю понад 20 МВт.
- Для установок спалювання середньої потужності, що використовують кілька видів палива, моніторинг викидів повинен бути здійснений в процесі спалювання палива або їх суміші, можливими наслідками якого є найбільший рівень викидів, а також період часу, що представляє нормальний режим роботи.
- Оператор повинен вести облік і обробляти всі результати моніторингу таким чином, щоб забезпечити перевірку дотримання граничних значень викидів за цією Директивою.

Оператор повинен:

- а) мати дозвіл або підтвердження реєстрації компетентним органом;
- б) зберігати результати моніторингу;
- в) при необхідності вести облік годин експлуатації;
- г) вести облік виду та кількості різних видів палива на установці, а також будь-яких випадків некоректної роботи або поломок вторинного очисного обладнання;
- д) вести облік випадків невідповідності та вжитих заходів.

Ці дані повинні зберігатися як мінімум шість років.

Беручи до уваги всі переваги централізованого тепlopостачання з точки зору сприяння зниженню побутового споживання горючих речовин, що викликають високий рівень забруднення повітря, а також з точки зору збільшення енергетичної ефективності і скорочення викидів CO₂, державі необхідно прийняти механізм надання допомоги підприємствам теплокомууненерго для адаптації існуючих установок спалювання середньої потужності, які постачають значний обсяг виробленого ними корисного тепла в мережу централізованого тепlopостачання, до граничних значень викидів, встановлених цією Директивою.

УДК 327.7:504.38

В. О. Логвин, Д. Ю. Падерно

Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ

ЩОДО ВАЖЛИВОСТІ ВИЗНАЧЕННЯ СТАТУСУ УКРАЇНИ В РАМКАХ ПАРИЗЬКОЇ УГОДИ

Нова міжнародна кліматична Угода до Рамкової конвенції ООН про зміну клімату (РКЗК) [1] була прийнята 12 грудня 2015 р. на 21-й сесії Конференції Сторін РКЗК (СР/21) у м. Париж («Паризька угода» – ПУ) [2].

Паризька угода, як це визначено в її п. 1 ст. 2, сприяє досягненню мети РКЗК щодо стабілізації концентрацій парникових газів (ПГ) в атмосфері на такому рівні, який не допускав би небезпечноого антропогенного впливу на кліматичну систему, і спрямована на посилення глобального реагування на загрозу зміни клімату в контексті сталого розвитку та подолання бідності.

ПУ покликана стати новим витком розвитку міжнародного співробітництва у сфері глобального запобігання змінам клімату після Кіотського протоколу до РКЗК (КП) [3].

Принципово новим у Паризькій угоді в рамках спільної, але диференційованої відповідальності, є динамічна система зобов'язань, що полягає у виконанні Очікуваних національно-визначеніх внесків (ОНВВ), які приймають на добровільній основі, тобто на кожну країну покладаються зобов'язання визначити власний рівень обмеження обсягів викидів парникових газів і посильного його виконання.

Основними ланками нової кліматичної Угоди, крім динамічної системи зобов'язань, є підтримка країн, що розвиваються, щоб запобігти змінам клімату, і нові інструменти для цього, зокрема Механізм для сприяння скороченню викидів ПГ та підтримки сталого розвитку, тощо. Велику увагу приділено положенням щодо адаптації, поглиначам і накопичувачам ПГ за рахунок лісів, неринковим підходам, укріпленню потенціалу.

На момент завершення 21-ї сесії Конференції сторін 147 країн світу, серед них і Україна, надіслали до Секретаріату РКЗК свої ОНВВ до нової глобальної кліматичної Угоди.

На момент звершення офіційної церемонії відкриття для підписання 22 квітня 2016 р., 175 представників країн, в тому числі України, підписали Паризьку Угоду.

ПУ офіційно вступить в силу за умови її ратифікації 55 країнами світу, на які припадає не менше ніж 55 % загальних глобальних викидів парникових газів.

Верховна Рада України ратифікувала Закон України «Про ратифікацію Паризької угоди» № 1469-VIII 14 липня 2016 р.

Ратифікація ПУ Верховною Радою України означає, що Україна офіційно приймає на себе зобов'язання щодо укріплення глобального реагування на загрозу зміни клімату в контексті сталого розвитку та подолання бідності, зокрема утримання приросту глобальної середньої температури нижче ніж 2 °C понад середню температуру доіндустріального рівня шляхом загального обмеження антропогенних викидів з джерел та підвищення адсорбції поглиначами.

В тексті ПУ країни-сторони Угоди розділено на розвинуті країни, країни, що розвиваються, та найменш розвинуті країни й малі острівні держави, що розвиваються. Відповіальність між країнами розподілена нерівномірно, і основні зобов'язання накладаються на розвинуті країни.

Відповідно важливим питанням для прогнозування наслідків ратифікації Угоди для України є визначення статусу країни на світовому рівні в рамках ПУ.

У РКЗК країни-учасниці умовно розподілені на розвинуті країни та інші країни-сторони, що брали на себе конкретні зобов'язання, як зазначено у п. 2. ст. 4 РКЗК, а також країни, що розвиваються. Україною в міжнародних переговорах був виборений статус країни, у якій відбувається процес переходу до ринкової економіки, що дозволило їй, згідно з п. 6 ст. 4 РКЗК, отримати певний ступінь гнучкості при виконанні своїх зобов'язань. Однак у ПУ відсутні положення щодо інших країн-сторін та країн, в яких відбувається процес переходу до ринкової

економіки. Тому при визначені статусу України в рамках ПУ найбільш вірогідним буде віднесення її до розвинутих країн; однак існує потенційна можливість, з огляду на економічну ситуацію, віднесення України до країн, що розвиваються.

Згідно з Концепцією стратегії низьковуглецевого розвитку України, розробленою за підтримки ПРООН, стан економіки України охарактеризований як вкрай важкий, крім того, незавершений військовий конфлікт на сході спричиняє суттєвий тиск на фінансові ресурси держави.

Відповідно до цього, прогнозні наслідки участі України у ПУ будуть у значній мірі залежати від визначення статусу країни, варіантами якого можуть бути:

- Україна матиме статус розвинutoї країни з 1990 базовим роком;
- Україна матиме статус країни, що розвивається, з 1990 базовим роком;
- Україна матиме статус країни, що розвивається, з 2013 базовим роком.

Серед можливих переваг від ратифікації Угоди Верховною Радою України, незалежно від вирішення питання щодо статусу країни, для України є потенційно раціональним використання Механізму внеску до пом'якшення наслідків викидів ПГ і підтримки сталого розвитку, згідно з п. 4 ст. 6 ПУ, зокрема розробка проектів щодо скорочення викидів ПГ в Україні з використанням результатів із запобігання змінам клімату від таких проектів для виконання своїх ОНВВ іншими країнами.

Перший варіант – віднесення Україна до розвинутих країн з 1990 базовим роком є вельми ймовірним, оскільки досить високий економічний потенціал в 1990 р. забезпечував Україні статус розвинutoї країни в порівнянні з іншими країнами світу. Так, в 1990 р. України займала 6-те місце в світі по викидах ПГ, з часткою 3,5 % від загальних глобальних викидів діоксиду вуглецю. В порівнянні з іншими країнами світу, що загалом збільшили викиди діоксиду вуглецю в 2014 р. на 37 % від 1990 р., Україна за цей період зменшила викиди ПГ на 58 %.

Відповідно до надісланого ОНВВ, обмеження викидів ПГ до рівня 60 % є дійсно амбітною ціллю, як для розвинutoї країни. Слід зазначити, що Україна зможе виконати умови ОНВВ та матиме можливість зменшити викиди ПГ з 912,7 млн т CO₂e в 1990 р. до 547,6 млн т CO₂e в 2030 р. і відповідно фактично збільшити викиди ПГ до 2030 р. в порівнянні з 2013 р. на 161,7 млн т CO₂e, або на 29 % (рисунок).

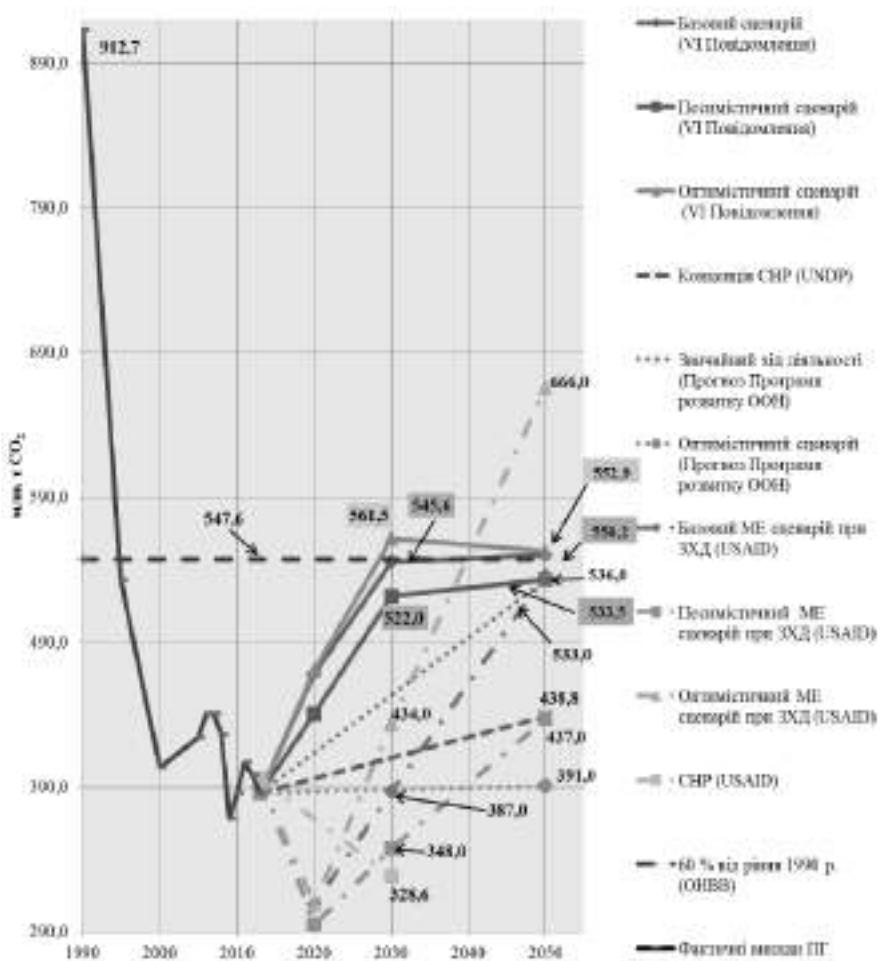


Рисунок. Прогнозні викиди ПГ від джерел в Україні на 2030 р. та 2050 р.

За умови визначення статусу України як розвинутої країни, Україна має взяти на себе відповідні зобов'язання, зокрема:

- брати участь у забезпеченні фінансових ресурсів для надання допомоги країнам, що розвиваються, як для запобігання змінам клімату, так і для адаптації, в продовження чинних зобов'язань за РКЗК ООН згідно з п. 1. ст. 9 ПУ;
- надавати інформацію щодо підтримки країн, що розвиваються, один раз на два роки згідно з п. 5 ст. 9 ПУ;

- продовжувати виконувати провідну роль шляхом встановлення цільових показників абсолютноого скорочення викидів у масштабі всієї економіки згідно з п. 4 ст. 4 ПУ;
- виконувати провідну роль з мобілізації фінансових ресурсів, спрямованих на запобігання змінам клімату, згідно з п. 3 ст. 9 ПУ;
- посилювати підтримку дій з метою укріплення потенціалу в країнах, що розвиваються, згідно з п. 3 ст. 11 ПУ;

Крім того, згідно з положеннями Рішення СР/21, розвинутим країнам слід виконувати наступне:

- підвищити рівень фінансової підтримки на основі конкретного плану, який передбачає досягнення мети до 2020 р. у спільному виділенні 100 млрд дол. США на рік для запобігання змінам клімату та адаптації, згідно з ст. 114 Рішення СР/21;
- продовжити реалізацію спільної цілі з мобілізації ресурсів до 2025 р. для попередження змін клімату, з встановленням нової колективно вираженої кількісної мети, починаючи з мінімального рівня в 100 млрд дол. США на рік, згідно з ст. 53 Рішення СР/21.

Варто звернути увагу на частину положення, що наведене в п. 1 ст. 9 ПУ, в якому йдеться про надання фінансової допомоги країнам, що розвиваються, а саме формулювання: «в продовженні своїх існуючих зобов’язань в рамках Конвенції». В Конвенції, тобто в п. 6 ст. 4 РКЗК, країнам, що здійснюють процес переходу до ринкової економіки, надається певний ступінь гнучкості при виконанні своїх зобов’язань.

Тому, з врахуванням цієї інформації та фактичного економічного стану України, при ратифікації ПУ Верховною Радою України зі статусом розвинutoї країни, можливо потенційно розраховувати на певний ступінь гнучкості, тобто з врахуванням вкрай тяжкого економічного стану, невиконання положень щодо надання фінансових ресурсів країнам, що розвиваються.

На думку експертів ClimaEast [4], країни з переходною економікою, які внесені до Додатку I до РКЗК та не внесені до Додатку II, не зобов’язані надавати фінансування для країн, що розвиваються, тому, як результат, Україна може бути звільнена від цього зобов’язання.

Однак для України будуть актуальними інші зобов’язання, що передбачають провідну роль у встановленні показників абсолютноого скорочення викидів ПГ у масштабі всієї економіки та мобілізації фінансових ресурсів, спрямованих на запобігання змінам клімату, посилення підтримки дій з метою укріплення потенціалу в країнах, що розвиваються, тощо.

Отже, Україна при визначенні статусу розвинutoї країни з 1990 базовим роком, матиме потенційну, але не гарантовану можливість відмовитись від зобов'язань щодо надання фінансових ресурсів, тощо, однак вона безперечно втратить можливість отримати вигоди від ПУ, як країна, що розвивається.

З іншої сторони, оскільки ПУ, як це визначено в п. 1 ст. 2, сприяє досягненню мети РКЗК, а відповідно до п. 2 ст. 4 РКЗК Україна віднесенена до інших країни та має статус країни, що здійснює процес переходу до ринкової економіки, то з огляду на поточний стан економіки, Україна може розраховувати на статус країни, що розвивається, та повинна добиватись цього.

Найкращим базовим роком для України, звісно, буде 1990-й з найбільшим рівнем викидів ПГ. При цьому Україна зможе виконати свій ОНВВ (див. рисунок).

Згідно з п. 10 ст. 13 ПУ, Україні буде необхідно надавати інформацію про фінансову підтримку від розвинутих країн. Відповідно, Україна зможе розраховувати на отримання фінансових ресурсів від розвинутих країн, як для запобігання змінам клімату, так і для адаптації, згідно з п. 1 ст. 9 ПУ.

В тому числі, Україна зможе розраховувати на отримання «безперервної та розширеної міжнародної підтримки» відповідно до п. 13 ст. 7 ПУ, зокрема і підтримки, включаючи фінансову, для посилення спільніх дій у сфері розробки та передачі технологій, як зазначено в п. 6 ст. 10 ПУ.

Затвердження скорочення викидів ПГ до рівня 60 % від рівня 1990 р., при економічному зростанні та впровадженні низьковуглецевих технологій, надасть можливість ще більше підвищити амбітність цілі, що потенційно може надати можливість отримати ще більшу підтримку від розвинутих країн при посиленні амбітності дій, відповідно до п. 5 ст. 4 ПУ.

Крім того, для України при такому сценарії буде актуальним використання Фінансового механізму Конвенції згідно з п. 9 ст. 9 ПУ, що має забезпечити ефективний доступ до фінансових ресурсів шляхом спрощених затверджених процедур, в тому числі через Зелений кліматичний фонд та Глобальний екологічний фонд.

Зокрема, Україна буде мати можливість звернутися до Зеленого кліматичного фонду для отримання підтримки при розробленні та формулуванні національних планів з адаптації і подальших політик, проектів та програм у сфері адаптації, відповідно до п. 46 Рішення 21/СР.

Отже, визначення статусу країни, яка розвивається, з базовим 1990 р. є оптимальним для України з точки зору виконання зобов'язань та використання всіх можливостей ПУ, зокрема можливості отримувати безперервну та розширену міжнародну підтримку, в тому числі фінансову підтримку від розвинутих країн для запобігання зміни клімату і адаптації, можливості використання Фінансового механізму Конвенції, отримання фінансової підтримки при розробленні та формулюванні національних планів з адаптації і подальших політик, проектів та програм в сфері адаптації, тощо.

При визначенні статусу України як країни, що розвивається, може виникнути питання зміни базового року. Як вже було зазначено, в 1990 р. економічний стан України відповідав статусу розвинутої країни в порівнянні з іншими країнами, і відповідно Україна мала високий рівень викидів ПГ (912,7 млн т CO₂e). І при зміні статусу з розвинутої країни, може виникнути питання зміни базового року.

При зміні базового року на, наприклад, 2013 рік, базовий рівень викидів ПГ складе 385,9 млн т CO₂e. При цьому при тій самій амбітній цілі, тобто скорочення викидів до рівня 60 % від базового року, ліміт викидів ПГ у 2030 році складе 231,5 млн т CO₂e, і це унеможливлює виконання такого ОНВВ Україною з передумовою подальшого економічного розвитку (див. рисунок).

Тому варто взяти до уваги, що при ратифікації ПУ зі зміною базового року на 2013 р., для виконання зобов'язань з обмеження викидів ПГ виникне необхідність суттєвого корегування ОНВВ зі зміною амбітної цілі на зменшення рівня амбіційності, і це буде суперечити економічним прогнозам подальшого розвитку України.

Отже, визначення статусу країни, яка розвивається, з 2013 базовим роком для України надасть можливість використати переваги ПУ, однак унеможливити подальше економічне зростання з урахуванням обмежень по викидах ПГ та відповідного виконання ОНВВ.

Таким чином, для забезпечення можливості найменших втрат та отримання максимальних вигод від ратифікації ПУ, необхідно та доцільно докласти дипломатичні зусилля дипломатів, політичних діячів та експертів для віднесення України до країн, що розвиваються, за можливістю з 1990 базовим роком. Це відповідатиме інтересам України, як на державному рівні, так і на рівні підприємств.

Список використаної літератури

1. Рамкова конвенція ООН про зміну клімату
http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/995_044
2. Паризька угода до Рамкової конвенції ООН про зміну клімату
http://unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_english_.pdf
3. Кіотський протокол до РКЗК ООН
http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/995_801
4. Парижское соглашение принято: что оно значит для стран – партнеров проекта Clima East? Декабрь 2015
http://russian.climaeast.eu/wp-content/uploads/2015/12/COP21Report_DRChodor_ClimaEastRUS2.pdf

УДК 662.61.662.75

О. І. Сігал, О. В. Канигін, Є. Й. Бикоріз

Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ

КОНЦЕПТ МОДЕРНІЗАЦІЇ КОТЛА КВВД-0,63 ГН

Розглядаючи ускладнення, які виникають при експлуатації водогрійних опалювальних котлів у тепломережах, слід зазначити, що низька температура теплоносія (мережної води) являється сприятливою умовою для конденсації водяної пари і формування осередків низькотемпературної кислотної корозії на поверхнях нагріву котла. Випадіння кислотного конденсату у першу чергу спричиняє інтенсивну корозію зварних швів. Проблему запобігання низькотемпературній корозії розробники опалювального котельного обладнання вирішують різними способами, а саме:

- застосуванням 4-х ходових зміщувачів опалювального контуру;
- виконанням поверхонь нагріву котлів із матеріалів, стійких до корозії;
- облаштуванням реверсивних камер згорання, оточених димогарними трубами у котлах циліндричної форми (маються на увазі жаротрубно-димогарні котли з реверсивною топкою);
- використання в конструкціях котлів спеціальних водорозподільних пристройів, що подають до димогарних труб вже підігріту в навколотопковому об’ємі котла воду;

- застосуванням двошарових поверхонь нагріву (наприклад димогарні труби duplex, biferrale – поверхні німецької фірми VIESSMANN та ін.);
- використанням насосів рециркуляції мережної води (антиконденсаційні насоси).

З іншого боку актуальність проблеми створення концепції сучасного опалювального водогрійного котла полягає і в захисті навколошнього середовища, а саме у скороченні емісії оксидів азоту при спалюванні природного газу. Більшість методів скорочення емісії вимагають застосування пальникових пристройів удосконалених конструкцій. Зниження теплової напруженості топкового об'єму вимагає збільшення габаритів та металоємності котла. Між тим збільшення площин топкових поверхонь нагріву має ту перевагу, що не вимагає застосування спеціальних пальників та збільшення габаритів котла.

Логічно передбачити, що попередній підігрів зворотної мережної води у жаротрубному пучку, вбудованому в топку, повинен приводити до підвищення температури води в зоні розташування димогарних труб і сприятиме запобіганню випаданню в них кислотного конденсату. Також можливо знизити концентрацію NO_x в димових газах за рахунок поліпшення теплообміну в топковому просторі, тобто за рахунок зниження максимальних локальних температур в зоні горіння.

Взаємне розміщення елементів топкового простору створює умови для формування певної теплофізичної обстановки. Результати комп’ютерного моделювання дозволяють виявити на поверхні труб екранного пучка зони із малими значеннями теплових потоків. Здебільшого такі зони розташовані на стороні, яка орієнтована до бокової стінки топки. Частина випромінюючого шару топкового простору, що розташована у зазорі між трубами та стінкою, має слабку випромінюючу спроможність, підвищити яку можливо за рахунок збільшення вільного простору між трубами та стінкою. Іншою особливістю являється нерівномірний розподіл швидкостей у зоні топки, яка примикає до виходу димових газів. Швидкість руху продуктів згорання характеризується значною нерівномірністю. Розташування вогневих труб у верхній третині створює умови для формування застійних зон.

Швидкість потоку газів у міжтрубному просторі навпроти вихідного топкового отвору досягає значних величин (до 20 м/с). Швидкість руху продуктів згорання у зазорах між трубами та стінкою топки у більшій частині простору незначна і не перевищує 2 м/с (рис. 1).

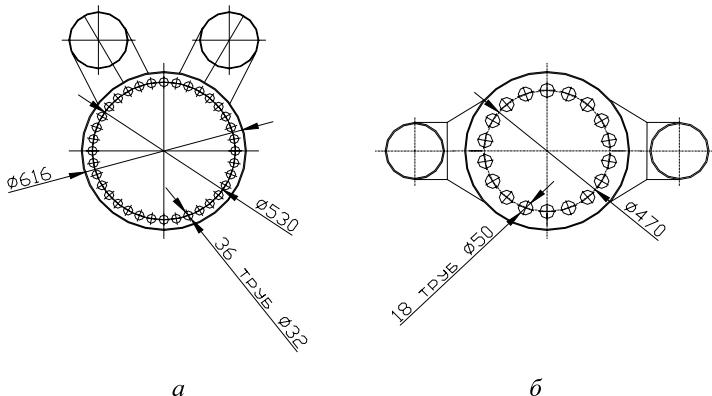


Рис. 1. Модернізація топки за рахунок зміни геометричних характеристик:

a – топка до модернізації;
b – топка із запропонованою модернізацією.

Зниження викидів оксидів азоту може бути досягнуто за допомогою змін у конструкції котла. Такі зміни необхідні для організації рециркуляції димових газів і зниження температури у факелі. Рециркуляція димових газів може здійснюватися двома способами:

- зовнішня – потоком димових газів із газоходу котла у пальниковий пристрій і надалі у потік дуттєвого повітря, як, наприклад в котлах фірми Cleaver – Brooks (США);
- внутрішня – організується у середині топки за допомогою внесення змін в її конструкцію, а також за рахунок застосування спеціальних пальників.

Модернізацію топки доцільно проводити у такій послідовності:

- зменшити кількість труб екранної системи та збільшити їх діаметр;
- зменшити діаметр розташування труб екранної системи;
- змістити огньові труби та збільшити діаметр вихідних отворів жарової труби.

Модернізація топки проілюстрована на рис. 1, 2. Всі труби екранної системи слід оснастити ребрами (рис. 2).

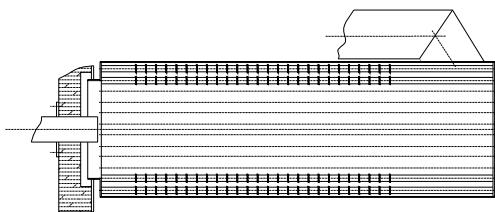


Рис. 2. Оребрення труб екранної системи.

Запропоновані заходи дозволять:

- збільшити товщину випромінюючого шару у зазорі між екранними трубами та боковою стінкою топки і дозволити більш раціонально використовувати затилля труб для радіаційного теплообміну;
- поліпшити конвективний теплообмін у зазорі між екранними трубами та боковою стінкою топки за рахунок збільшення швидкості руху топкових газів у зазорі;
- поліпшити конвективний теплообмін на топкових поверхнях нагріву за рахунок збільшення загальної турбулентності потоку газів;
- створити умови для поліпшення внутрішньої рециркуляції димових газів.

Конструкція жаротрубно-димогарного котла може бути скомпонована і у двохходовому варіанті (рис. 3), що надає певні переваги для установки за котлом утилізатора теплоти, оскільки в такому разі економиться простір за котлом, а утилізатор займає вільний об'єм над котлом. У такому котлі рух димових газів із топкового отвору 2 здійснюється у бік тилу котла і надалі у поворотну камеру 4, де димові гази розподіляються по димогарним трубам. На виході з котла димові гази збираються у димову коробку і потрапляють в утилізатор теплоти 6.

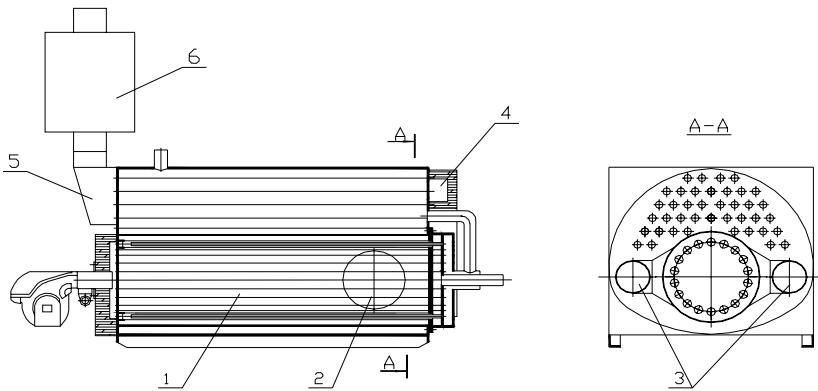


Рис. 3. Конструкція двохходового жаротрубно-димогарного котла:
1 – топка; 2 – вихідний отвір; 3 – вогнівки труби; 4 – поворотна камера;
5 – димова коробка; 6 – утилізатор теплоти димових газів.

О. І. Сігал, О. В. Канигін, Є. Й. Бикоріз

Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ

ЕКОЛОГІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ МОДЕРНІЗОВАНОЇ ТОПКИ КОТЛА КВВД-0,63 ГН

Одним з основних завдань, яке вирішується при розробці нового котельного обладнання, являється забезпечення високих економічних та екологічних показників, які знаходяться у складному взаємозв'язку [1–3]. Такий взаємозв'язок не є однозначним та залежить від конструктивних характеристик пальника і котла. Вимоги забезпечення високого ККД котла вимагають роботу при низьких надлишках повітря. Прагнення досягнути стабільної роботи при максимальному зниженні надлишку повітря впливає на зміни концентрацій NO_x та CO і пов'язане із ризиком виходу цих концентрацій за межі екологічних норм. Практично це означає, що режимне налагодження роботи котла, яке виконується під час проведення випробувань, включає в себе налаштування стабільної роботи пальника при якомога низькому надлишку повітря із збереженням концентрацій NO_x та CO у визначених межах.

Виміри концентрації оксидів азоту й окислів вуглецю у димових газах за котлом КВВД-0,63 Гн проводилися як під час теплотехнічних випробувань, так і під час пусконалагоджувальних робіт, що дало змогу оцінити емісії шкідливих речовин при різних навантаженнях та коефіцієнтах надлишку повітря. Випробування проводилися на малому горінні пальника (1 ступінь режиму горіння) та на великому горінні (2 ступінь режиму горіння).

Обробка результатів вимірювань включає в себе наступне. Масова концентрація в відходних газах оксидів азоту й окислів вуглецю перераховувалися на $\alpha = 1$ ($\text{O}_2 = 0\%$) та зводилася до нормальних умов (0°C , 760 mm rt. st.). Концентрації визначалися за формулою:

$$C_{\alpha=1} = 2,784 \cdot C \cdot h \cdot \frac{273 + t}{P}, \text{ mg/m}^3,$$

де C – масова концентрація оксидів азоту чи окислів вуглецю (mg/m^3);
 h – коефіцієнт розбавлення;

P і t – атмосферний тиск та температура, при яких проводився газовий аналіз.

Концентрації оксидів азоту й окислів вуглецю перераховувалися в одиниці ррт за методикою, викладеною в [6]. Результати екологічних випробувань наведені у таблиці.

Таблиця

Результати екологічних випробувань котла КВВД-0,63 Гн

Показник	№ експерименту					
	1	2	3	1	2	3
1. Режим горіння	1 ст.	1 ст.	1 ст.	2 ст.	2 ст.	2 ст.
2. Витрата палива, $\text{нм}^3/\text{год}$	37,19	42,57	47,78	51,87	57,94	72,42
3. Витрата палива у % від номінальної	53	61	69	75	83	104
4. Нижча теплота згорання палива, $\text{kДж}/\text{нм}^3$	36 848	36 399	36 399	36 848	36 399	36 399
5. Коєфіцієнт надлишку повітря α	1,25	1,13	1,21	1,20	1,13	1,08
6. Теплова напруженість топкового об'єму, $\text{МВт}/\text{м}^3$	0,84	0,96	1,07	1,18	1,30	1,62
7. NO_x за котлом, ррт	45	64	67	32	58	62
8. СО за котлом, ррт	14	9	6	9	6	4

Розроблений та укомплектований пальниковим пристроєм котел КВВД-0,63 Гн забезпечує стабільну роботу на номінальному режимі при низькому надлишку повітря ($\alpha = 1,08$). Для порівняння, інше котельне устаткування, близьке за теплою потужністю і оснащене пальниками схожої конструкції одного виробника, працює при надлишках повітря 1,10–1,12 [4, 5]. Відповідно ККД котла КВВД-0,63 Гн перевищує ККД котла КВа-0,63 Гн на 0,5 % [4].

Графік зміни ККД котла «брутто», побудований по зворотному балансу котла в залежності від навантаження, представлений на рис. 1. Там же для порівняння приведені характеристики ККД інших триходових котлів, що оснащені блочними пальниками:

- жаротрубно-димогарних водогрійних котлів *Vitomax 200*, німецької фірми *VIESSMANN* [7];
- жаротрубно-димогарних водогрійних котлів *Logano S825L*, німецької фірми *Buderus* [8];
- секційних чавунних водогрійних котлів *Logano GE615* німецької фірми *Buderus* [9];

– водогрійного водотрубного котла КВВ-2,0 Гн корисною теплою потужністю 2 МВт вітчизняного виробництва [10].

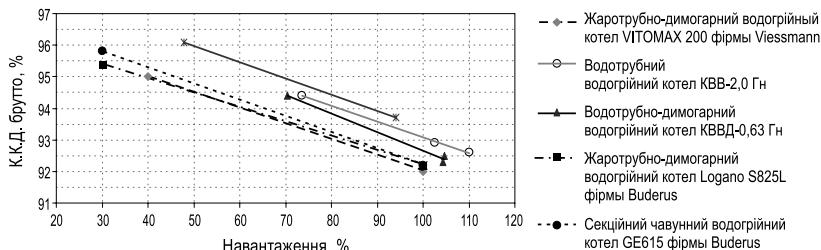


Рис. 1. Зміна ККД брутто водогрійних котлів різних типів в залежності від навантаження.

Дане порівняння характеристик цілком допустимо, оскільки характеристики отримані за схожих температурних умов. Різниця середніх температур котловової води у вказаних випадках не перевищує 2,5 °C і відповідає зміні ККД типового жаротрубно-димогарного котла на 0,1 % [8].

Характеристика ККД «брутто» котла КВВД-0,63 Гн в діапазоні навантажень 70–104 % має найкрутиший нахил до осі абсцис у порівнянні з іншими характеристиками. Останнє пояснюється теплофізичними відмінностями процесів теплообміну, які мають місце у жаровій трубі-топці, оснащений екранним топковим пучком, порівняно з топкою типового жаротрубно-димогарного котла.

Такий висновок був зроблений після зіставлення характеристик ККД котла КВВД-0,63 Гн при роботі конвективних поверхонь з інтенсифікаторами теплообміну різних конструкцій, що дозволило виключити вплив конструкції інтенсифікаторів на нахил характеристики ККД. Характеристика ККД при роботі котла КВВД-0,63 Гн із інтенсифікаторами теплообміну іншої конструкції мала аналогічний нахил.

Динаміка зміни ККД котлів визначається головним чином зміною температури відхідних газів (втрати q_2). Тому котел із крутішою характеристикою ККД (водотрубно-димогарний котел) допускає і більш економічну роботу при знижених навантаженнях.

Присутність у топці екранного пучка обумовлює зростання аеродинамічного опору тягодуттєвого тракту котла на незначну величину (10–15 мм вод. ст.). Незважаючи на додаткову втрату тиску, яка створюється екранним топковим пучком, помітний гідравлічний опір водяного тракту котла КВВД-0,63 Гн також не був виявлений і склав величину меншу 0,1 кгс/см² при витраті мережної води на котел 19,3 т/год.

Дані, отримані під час теплотехнічних випробувань котла КВа-0,63 Гн [4], стосуються роботи жаротрубно-димогарного котла схожої із котлом КВВД-0,63 Гн конструкції та еквівалентної теплової потужності на еквівалентних навантаженнях.

Котел допускає тривалу та надійну роботу із підвищеним тепловим навантаженням. Можливе підвищення фактичного корисного навантаження котла на 4,6 % по відношенню до розрахункового (678 кВт фактичного навантаження проти розрахункового 630 кВт) без погіршення інших теплотехнічних показників.

Екологічні показники роботи котла КВВД-0,63 Гн оцінювалися із застосуванням європейських екологічних міжнародних норм «Blue Angel» та даних фірми-виготовлювача пальникового пристрою котлів КВа-0,63 Гн та КВВД-0,63 Гн [11]. На рис. 2, 3 наведені величини концентрацій NO_x та СО котла КВВД-0,63 Гн у порівнянні із даними, наведеними у [4, 12, 13] за умов роботи котлів КВа-0,63 Гн та КВВД-0,63 Гн на навантаженнях, близьких до номінальних. Затонована частина стовпчиків на діаграмах (рис. 2, 3) відповідає межам коливання концентрацій. Слід зауважити, що дані передбачають [12] отримані у середині 90-х років і відповідають роботі газотрубних котлів без застосування технологій зниження викидів шкідливих речовин. Між тим дані [13] отримані пізніше, тому відповідають роботі пальникових пристрій уздовженої конструкції. Характерною відзнакою американського обладнання, на відміну від обладнання фірми Viessmann, є робота пальникових пристрій котлів із дещо збільшеними надлишками повітря, що приводить до завищених концентрацій NO_x при низьких концентраціях СО (рис. 2, 3).

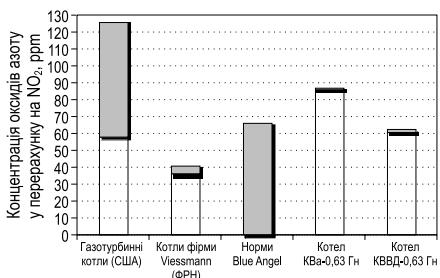


Рис. 2. Концентрації NO_x при роботі обладнання за даними [4, 12, 13], вимогами європейських міжнародних екологічних норм «Blue Angel» та даними випробувань котлів КВВД-0,63 Гн та КВА-0,63 Гн на номінальних навантаженнях.

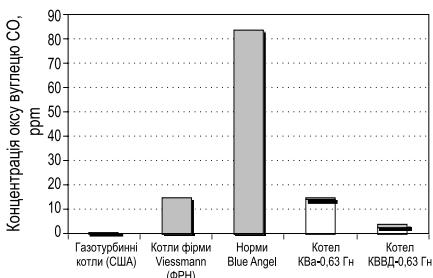


Рис. 3. Концентрації СО при роботі обладнання за даними [4, 12, 13], вимогами європейських міжнародних екологічних норм «Blue Angel» та даними випробувань котлів КВВД-0,63 Гн та КВА-0,63 Гн на номінальних навантаженнях.

Екологічна ефективність водотрубно-димогарного котла КВВД-0,63 Гн характеризується такими особливостями:

- спостерігається тенденція до загального зниження концентрацій NO_x при зниженні навантаження на котлі КВВД-0,63 Гн і роботі без зміни рівня горіння, що підтверджується даними [3, 12];
- межі коливання надлишку повітря у експериментах становлять $\alpha = 1,08 \div 1,25$, перехід котла КВВД-0,63 Гн з другого на перший ступінь горіння у всіх випадках супроводжується збільшенням надлишку повітря та погіршенням екологічних показників, що на номінальному режимі спричиняє зростання надлишку повітря на 9 %, концентрації NO_x на 8 %.

Список використаної літератури

1. Oland C. B. Guide to Low-Emission Boiler and Combustion Equipment Selection, Office of Scientific and Technical Information, Oak Ridge, USA, 2002, – pp. 173.
2. Котлер В. Р., Беликов С. Е. Промышленно-отопительные котельные: сжигание топлив и защита атмосферы. – СПб.: Энерготех, 2001. – 272 с.
3. Воликов А. Н., Новиков О. Н., Окатьев А. Н. Энергоэкологическая эффективность сжигания газового и жидкого топлива в котлах малой и средней мощности // Электронный научный журнал «Современные проблемы науки и образования». – № 4. – 2012. – 8 с. <http://www.science-education.ru/104-r6610>
4. Протокол № 382/06 ВКС від 09.11.06. – Державне госпрозрахункове підприємство Сертифікаційний випробувальний центр опалювального обладнання (ДГП СВІЦО О), 2006. – 19 с.
5. Протокол № 43/07 ВКПр від 8.05.07. – Державне госпрозрахункове підприємство Сертифікаційний випробувальний центр опалювального обладнання (ДГП СВІЦОО), 2007. – 15 с.
6. Азбука горення. Справочник. – концерн RIELLO S.p.a, 2003. – 156 с.
7. Технический паспорт котла Vitamax 200. – фирма VIESSMANN, 2003. – 8 с.
8. Документация для проектирования. Отопительные котлы Logano S825L, S825L LN и газовые конденсационные котлы Logano plus SB825L, SB825L LN. – фирма Buderus, 2005. – 96 с.
9. Документация для проектирования. Чугунные отопительные Ecostream-котлы Logano GE315, GE515 и GE615. – фирма Buderus, 2006. – 74 с.
10. Беликов С. Е., Котлер В. Р. Малые котлы и защита атмосферы. Снижение вредных выбросов при эксплуатации промышленных и отопительных котельных, – М.: Энергоатомиздат, 1996. – 128 с.
11. Каталог 2007. Горелки RIELLO. – Концерн RIELLO S.p.a, 2007. – 536 с.
12. Alternative Control Techniques Document NOx Emissions from Industrial/Commercial/Institutional (ICI) Boilers, EPA-453/R-94-022. – U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, Research Triangle Park, North Carolina, USA.: Emission Standards Division, 1994. – pp. 589.
13. Мировски А. Методические рекомендации. Отопительные и технологические котельные. – фирма VIESSMANN, 2002. – 48 с.

Д. Ю. Падерно*, В. О. Логвин*, Є. М. Глушак**

*Інститут промислової екології, м. Київ

** СВП «Київські теплові мережі» ПАТ «КИЇВЕНЕРГО», м. Київ

ВИЗНАЧЕННЯ МОЖЛИВОСТІ ТА ДОЦІЛЬНОСТІ ЗАМІНИ АБО ПОДАЛЬШОГО ВИКОРИСТАННЯ КОТЕЛЬНОГО ОБЛАДНАННЯ КОТЕЛЕНЬ СВП «КИЇВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ» ПАТ «КИЇВЕНЕРГО»

Інститут промислової екології на замовлення СВП «Київські теплові мережі» ПАТ «КИЇВЕНЕРГО» протягом 2014–2015 рр. виконав роботу «Визначення можливості та доцільності заміни або подальшого використання котельного обладнання котелень СВП «Київські теплові мережі» ПАТ «КИЇВЕНЕРГО», на основі обстеження технічного стану та фактичного навантаження котелень».

Мета роботи полягала у визначенні доцільних обсягів модернізації котельного обладнання теплових джерел СВП «Київські теплові мережі» ПАТ «Київенерго» (надалі СВП «КТМ»), для оптимізації їх роботи і підвищення якості тепlopостачання споживачів міста Києва.

До складу СВП «КТМ» входять підрозділ джерел тепlopостачання потужністю більше 80 Гкал/год та 9 районів теплових мереж: РТМ «Центр», РТМ «Дарниця», РТМ «Поділ», РТМ «Святошино», РТМ «Печерськ», РТМ «Троєщина», РТМ «Позняки», РТМ «Нивки», РТМ «Голосієво». Рамки роботи охоплювали 15 джерел тепlopостачання потужністю більше 80 Гкал/год (4 станції тепlopостачання та 11 котелень) та 167 котелень цих 9 районів теплових мереж (всього 182 теплових джерела), розташовані на території міста Києва (рис. 1).

За типами теплові джерела СВП «КТМ» умовно розподіляються на станції тепlopостачання (СТ), районні котельні (РК), квартальні котельні (КК), вбудовані котельні (ВК), дахові котельні (ДК) та прибудовані котельні (ПК); розподіл теплоджерел за цими типами наведений на рис. 2.

Загальна встановлена потужність теплових джерел СВП «КТМ» становить 5096,1 Гкал/год. Розподіл встановленої потужності за типами теплоджерел наведений на рис. 3.



Рис. 1. Розташування теплових джерел СВП «КТМ».

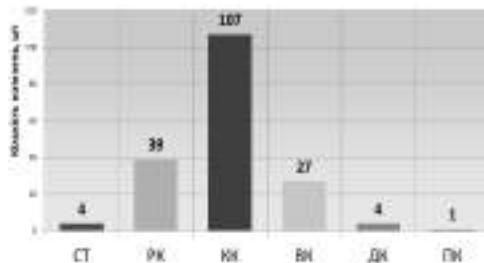


Рис. 2. Розподіл теплоджерел СВП «КТМ» за типами.

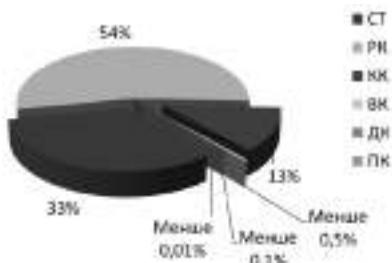


Рис. 3. Розподіл встановленої потужності за типами теплоджерел СВП «КТМ».

Як можна бачити з рис. 3, в 4 станціях теплопостачання та 39 районних котельнях зосереджено 87 % загальної встановленої потужності.

Теплова енергія для забезпечення споживачів виробляється з використанням встановлених у теплових джерелах 681 котлів, переважно водогрійних; крім того, у потужних теплоджерелах встановлені 11 парових котлів для забезпечення власних потреб.

В котельнях встановлені котли 56 типів та модифікацій. Кількості котлів основних найбільш поширених типів (по 15 і більше одиниць) – 594 з 692 (блізько 86 %), наглядно представлені на рис. 4.

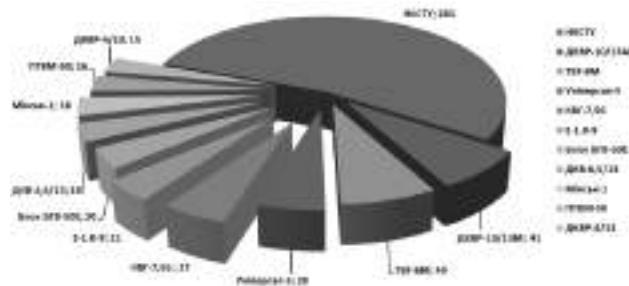


Рис. 4. Основні типи котлів, встановлених у теплових джерелах СВП «КТМ».

В процесі виконання роботи було визначено, що усереднена річна ефективність відпуску теплової енергії теплоджерелами потужністю більше 80 Гкал/год складає 92,7 %, що на 5,4 % більше, ніж усереднений показник по РТМ (рис. 5).

Для підвищення ефективності роботи системи теплопостачання в цілому, було рекомендовано дозавантаження потужних високоефективних теплових джерел шляхом переключення на них реального навантаження з малих теплоджерел, з частковим збереженням останніх як резервні потужності.

З метою визначення фактичних потужностей теплоджерел, необхідних для забезпечення потреб споживачів у нормативних екстремальних

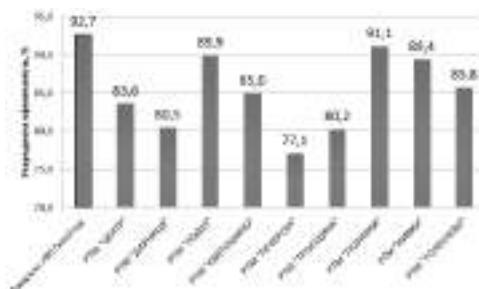


Рис. 5. Ефективність відпуску теплової енергії джерелами за 2013 рік по підрозділам.

мальних умовах, в роботі було введено поняття Оціночного навантаження тепло-джерела за фактичними даними (надалі ОН). Воно визначалось шляхом екстраполяції усереднених місячних фактичних даних щодо реалізованого підключенного навантаження за період з 2011 по 2013 роки, на нормативну розрахункову температуру

для розрахунку витрат тепла на опалення житлових та громадських споруд для м. Києва відповідно до КТМ 204¹ (-22°C), окремо по кожній котельні. Приклад екстраполяції підсумованих даних для теплоджерел потужністю більше 80 Гкал/год наведений на рис. 6.

Визначено, що оцінене за фактичними даними навантаження більшості теплоджерел суттєво відрізняється в меншу сторону від номінального підключенного навантаження.

Резерв теплової потужності теплоджерел більше 80 Гкал/год відносно підключенного навантаження складав 563,3 Гкал/год, відносно ж оціночного навантаження – 1060,1 Гкал/год (мінімально 688,8 Гкал/год з урахуванням обмежень за дозволами на викиди та пропускною здатністю тепломереж), тобто відповідно близько 33 % (22 %) від корисної потужності. Загальний резерв теплової потужності по окремим котельням по РТМ відносно підключенного навантаження склав 306,3 Гкал/год (25 % від корисної потужності), відносно оціночного навантаження – 587,0 Гкал/год (49 % від корисної потужності).

Попри наявність резерву потужності по кожному з РТМ в цілому, на окремих котельнях існує дефіцит теплової потужності. Загальний дефіцит відносно підключенного навантаження по окремим котельням по РТМ склав 125,1 Гкал/год (12 % від підключенного навантаження). Відносно ОН, з урахуванням середнього навантаження на ГВП, дефіцит теплової енергії відсутній. Відносно ОН, з урахуванням максимального навантаження на ГВП, дефіцит теплової енергії склав 6,6 Гкал/год (0,2 % від ОН).

Протягом опалювального періоду теплова потужність теплоджерела використовується нерівномірно, навантаження змінюється відповідно до навколишньої температури. При цьому можна умовно виділити частину максимального навантаження, яка реалізується протягом лише не більше 10–15 % часу середньостатистичного опалювального

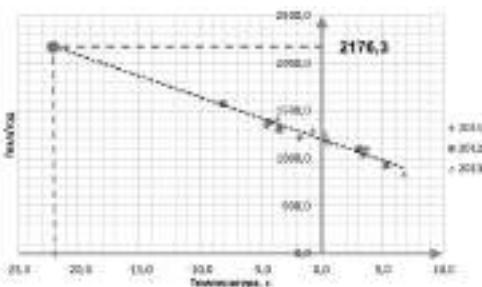


Рис. 6. Залежність середньомісячного підключенного навантаження теплоджерел потужністю більше 80 Гкал/год від температури навколишнього повітря.

¹ <http://document.ua/ktm-204-ukrayini-244-94-26quot-normi-ta-vkazivki-po-normuvan-srrsdoc-srh2040164862.html>

періоду. Цю частину навантаження можна вважати піковим навантаженням, тоді як ту частину, яка реалізується протягом 85–90 % часу опалювального періоду – базовим навантаженням (рис. 7).

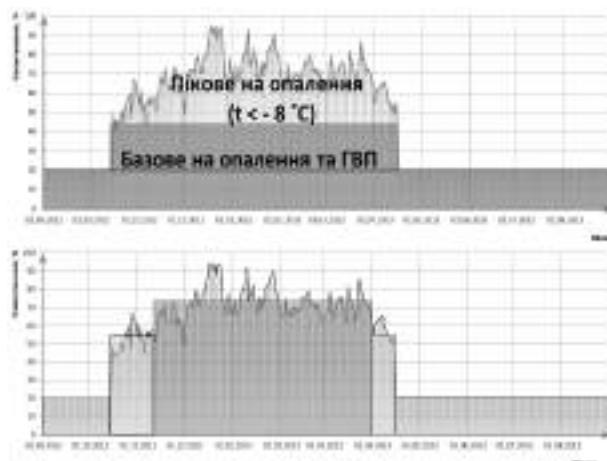


Рис. 7. Визначення базового та пікового навантаження.

Такий розподіл дозволяє визначити типи та кількості котлів теплоджерела, які працюють у базовому режимі; саме вони підлягають першочерговій заміні, реконструкції чи модернізації для поліпшення ефективності виробництва теплової енергії.

Визначено, що для покриття базових навантажень використовується близько 42 % встановленої потужності теплоджерел >80 Гкал/год. Для РТМ цей показник дорівнює близько 31 % встановленої потужності.

В результаті виконаної роботи теплові джерела СВП «КТМ» були розподілені на наступні основні групи:

- що залишаються в експлуатації без змін (11 теплоджерел);
- що підлягають закриттю з перепідключенням теплового навантаження споживачів на інші більш ефективні теплові джерела, переобладнанням у теплові пункти, тощо (99 теплоджерел);
- що підлягають реконструкції та модернізації з підвищенням ефективності та у разі необхідності з підвищенням теплової потужності обладнання (72 теплоджерела).

Після виконання запропонованих у роботі переключень навантажень, по окремим 10-ти тепловим джерелам, з урахуванням максималь-

ного навантаження на ГВП, буде мати місце загальний дефіцит теплої потужності відносно оціночного навантаження, який складе близько 45,6 Гкал/год (1,5 % від ОН). Запропоновані шляхи його покриття.

У 27 теплоджерелах, що підлягають модернізації з впровадженням нових котлів, потрібно встановити 35 газових котлів з загальною потужністю близько 57,2 МВт. З метою мінімізації капітальних затрат, можливе використання 27 існуючих котлів з загальною потужністю близько 49,1 Гкал/год, які вивільняються у теплоджерелах, що підлягають закриттю. Крім переміщення вказаних котлів з інших котельень, потрібно додатково придбати та встановити 7 нових газових котлів з загальною потужністю 1,5 МВт у 6-ти котельнях, та 10 котлів на деревині з загальною потужністю 2,7 МВт у 8-ми котельнях.

З метою підвищення ефективності виробництва теплової енергії визначено, що є доцільним впровадження 52-х утилізаторів теплоти димових газів у 28 теплоджералах. Крім того, передбачена також додаткова можливість впровадження 10-ти утилізаторів теплоти димових газів у 7-ми теплоджералах, при розгляді альтернативних сценаріїв.

Рекомендовані заходи нададуть можливість підвищити ефективність виробництва теплової енергії тепловими джерелами СВП «Київські теплові мережі» ПАТ «КИЇВЕНЕРГО» на величини від 1,0 % до 24,9 %, та відповідно знизити витрати природного газу теплоджерелами на 15,0 млн м³/рік (близько 1,5 % від загального річного споживання).

УДК 662.6

В. И. Филатов

ПАО «Киевский институт «Энергопроект», г. Киев

**ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ВЫБОР ТОПЛИВА
ДЛЯ ЗАМЕЩЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА
В ПРОМЫШЛЕННЫХ КОТЕЛЬНЫХ**

Рассматривается замещение природного газа альтернативным топливом путем установки предназначенного непосредственно для его сжигания нового котла на площадке котельной, обеспечивающей паром постоянно работающее в течение года промышленное предприятие.

Решение о замещении природного газа конкретным видом альтернативного топлива должно приниматься исходя из учета двух основных факторов: показателей финансово-коммерческой эффективности и технической реализуемости.

Финансово-коммерческая эффективность замещения природного газа альтернативным топливом определяется такими показателями, как чистый дисконтированный доход (NPV), дисконтированный срок окупаемости (DPB) и внутренняя норма доходности (IRR), рассчитывамыми в соответствии с [1].

К факторам, определяющим техническую реализуемость, относятся как возможность размещения на конкретной площадке зданий, сооружений и/или технологических систем, необходимых для обеспечения функционирования твердотопливного котла, так и наличие стабильного (гарантированного) источника топлива.

В качестве альтернативных природному газу топлив после отсева по удельной стоимости килокалории рассматривались каменный уголь, древесина (отходы деревопереработки) и лугза подсолнечника.

В табл. 1 приведены основные характеристики (данные по составу и калорийности, а также стоимостные характеристики) топлив.

Таблица 1
Основные характеристики топлив

Вид топлива	Зольность, влажность и теплотворная способность, стоимость тонны и килокалории топлива				
	A ^p	W ^p	Q ^p _н	C _m	C _Q
	%	%	ккал/кг	гривен/тонну	гривен/ккал
Уголь каменный	19,8	10,0	5150,0	1250	$242,7 \cdot 10^{-6}$
Древесина (отходы)	0,7	30,0	2873,2	450	$156,6 \cdot 10^{-6}$
Лугза	2,4	15,0	3662,2	600	$163,8 \cdot 10^{-6}$

Показатели финансово-коммерческой эффективности проекта замещения природного газа альтернативным топливом определены на примере установки твердотопливного котла паропроизводительностью 6 т/час насыщенного пара давлением 1,4 МПа.

Производственный эффект от реализации такого проекта выражается как прямой экономический эффект от экономии на приобретении топлива. Она рассчитывается как разница между базовым (при сжигании природного газа с калорийностью 8000 нм³/час и стоимостью

9012 грн./тыс. нм³ в соответствии с последними Постановлениями НКРЭКУ) и альтернативными вариантами. Горизонт расчетов принят равным 25 годам. В расчетах использована фиксированная ставка дисконтирования величиной 33 %.

Расход топлива на котел рассчитан по тепловой нагрузке котла, определенной по прямому балансу в соответствии с методикой [2]. Наработка котла в течение года принята равной 8400 часам.

Капитальные затраты на установку нового твердотопливного котла определялись экспертизно с учетом требований [3]. В качестве котла, сжигающего как каменный уголь, так и древесину принят котел КЕ-6-1,4 производства Бийского котельного завода (данные о стоимости имеются в Интернете). Для сжигания лузги принят котел бельгийской фирмы Винке (стоимость принята по аналогичным проектам).

В табл. 2 приведены результаты расчетов показателей финансово-коммерческой эффективности проекта установки твердотопливного котла.

Таблица 2

Результаты расчетов показателей финансово-коммерческой эффективности

Показатель	Значение		
	Уголь	Древесина	Лугза
Кап. затраты, тыс. грн.	8100	6900	29900
NVP, тыс. грн.	43 333	48 433	25 670
DPB, год (мес.)	1,63 (20)	1,50 (18)	3,72 (45)
IRR, %	210,24	265,52	61,53

Учитывая то, что стоимость котла составляет для различных топлив от 40 до 65 % от величины капитальных затрат, была выполнена расчетная оценка влияния стоимости котла на показатели финансово-коммерческой эффективности. Оценка показала практически обратно пропорциональную зависимость внутренней нормы доходности от капитальных затрат.

Выводы

1. Проект замещения природного газа альтернативным топливом путем установки нового котла имеет позитивные показатели финансово-коммерческой эффективности для всех рассмотренных топлив.

2. Для проектов с установкой угольных котлов определяющей является возможность размещения на площадке котельной зданий, сооружений и/или технологических систем, необходимых для обеспечения функционирования твердотопливного котла,

3. Для проектов с установкой котлов, работающих на древесине и лузге большую актуальность приобретает вопрос наличия гарантированного источника топлива.

4. Окончательный выбор оптимального варианта замещающего топлива для промышленных предприятий использующих газовые котельные для получения технологического пара должен осуществляться путем выполнения технико-экономических расчетов, использующих в качестве исходных данных информацию о выше упомянутых факторах технической реализуемости и технические предложения поставщиков планируемых к установке котлов, включающие информацию о комплектности поставки и стоимости.

Список использованной литературы

1. Руководство по подготовке промышленных технико-экономических исследований. – Вена: UNIDO, 1991.
2. Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод. Издание 2-е, переработанное. – Москва: Энергия, 1973.
3. ДСТУ НБД.1.1-3-2013 Настанова щодо визначення загальновиробничих і адміністративних витрат та прибутку вартості будівництва.

УДК 621.1.016.4

Е. Н. Письменный, П. И. Багрий, М. М. Вознюк

ООО «НПФ «Ганза», г. Киев

ЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕПЛОУТИЛИЗАТОРЫ ДЛЯ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ

Без совершенствования развитых теплообменных поверхностей невозможно произвести освоение огромного потенциала энергосбережения за счет утилизации теплоты уходящих газов промышленных, энергетических и технологических топливоиспользующих установок. Проблема состоит в том, что часто утилизаторы теплоты приходится устанавливать в пределах действующих котельных в крайне стесненных

ных условиях без замены тяго-дутьевых машин. Это требует применения высококомпактных теплообменных аппаратов со значительно более низким аэродинамическим сопротивлением.

Благодаря разработкам НТУУ «КПИ», ООО «НПФ «Ганза» и ОКТБ ИЭС им. Е. О. Патона стало возможным производство нового вида ключевого элемента теплообменной поверхности утилизатора – плоскоовальной трубы с неполным оребрением (рис. 1). Результаты исследований теплоаэродинамической эффективности поверхностей нагрева, выполненных в виде шахматных пучков таких труб, приведены в [1, 2].

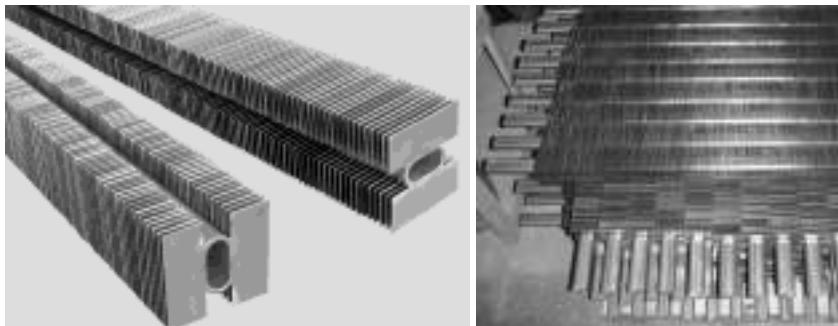


Рис. 1. Плоскоовальная труба с неполным оребрением.

Новая теплообменная поверхность позволяет создавать теплоутилизаторы мощностью от 50 до 4000 кВт. Теплоутилизаторами на базе плоскоовальных труб с неполным оребрением может оснащаться практически любой водогрейный котел из парка стран СНГ. Установка утилизаторов нового типа возможна также за котлами европейского производства, в том числе паровыми, а также за газопоршневыми машинами и газовыми турбинами. Данные утилизаторы позволяют повысить КПД котлоагрегатов от 2 до 6 % в сухом режиме, отличаются простотой, высокой надежностью, низким аэродинамическим сопротивлением, малой металлоемкостью и высокой компактностью. Описание их конструкции и принципа работы представлено в [3].

Важно отметить, что технология производства ребристых труб нового типа позволяет использовать в качестве материала ребер и несущей трубы как углеродистые, так и нержавеющие стали. Это дает возможность создавать на их основе установки глубокой утилизации теплоты уходящих газов, работающих в условиях конденсации на поверхности нагрева водяных паров.

В течение последних трех лет теплоутилизаторами на базе плоско-ovalьных труб с неполным оребрением было оснащено более 30 котельных установок в различных областях Украины (рис. 2). Технические характеристики установленных утилизаторов представлены в таблице.



a



б

Рис. 2. Теплоутилизационные установки для котлов:
a – ТВГ-8М; *б* – Standardkessel HD 0101-11.

Таблица
Технические характеристики установленных утилизаторов

Тип котла	Тепло- вая мош- нность, кВт	Аэродин. сопро- тивле- ние, Па	Экономия природ- ного газа, м ³ /ч	Повы- шение КПД, %	Размеры, Глубинах Высотах Ширина, м	Масса, кг
KCB-2,0	62	45	7	3,5	0,6×1,0×1,1	250
ТГ-3	75	70	10	2,1	0,7×1,0×1,0	300
KB-2/95	140	55	16	6	0,6×1,1×1,2	300
ДЕ-14-ГМ	180	60	27	2,5	0,8×1,4×1,9	700
КОЛВИ-3000	180	100	21	4,5	1,3×1,5×1,0	350
КВГ-7,56-150	290	120	33,4	3,5	1,0×1,2×1,7	700
КВГ-6,5	335	140	39	3,5	1,3×1,6×1,2	760
Standardkessel HD 0101-11	410	74	51	6	1,7×1,8×1,6	700
ДКВР-10М	440	60	38,5	3,24	0,8×1,7×1,9	650
ТВГ-8М	490	135	57	4,03	1,2×1,7×1,4	800
ПТВМ-30М	1400	300	157	3,5	1,3×1,5×3,2	1500

Работа котлов после установки утилизаторов является стабильной, дополнительные затраты при эксплуатации экономайзеров отсутствуют, что подтверждено актами внедрения. При установке утилизаторов теплоты не потребовалось производить замену или установку дополнительных тяго-дутьевых машин.

Общая экономия природного газа за счет внедренных теплоутилизаторов на базе плоскоovalьных труб с неполным оребрением достигает до 3 млн м³ за отопительный сезон. Опыт внедрения утилизаторов теплоты показал, что срок окупаемости инвестиций в такое оборудование составляет до одного года.

Выводы

При существующем в СНГ потенциале энергосбережения за счет утилизации теплоты дымовых газов экономически целесообразно производить оснащение котлов высокоэффективными утилизаторами теплоты. Опыт внедрения показывает, что срок окупаемости такого оборудования составляет до одного года.

За счет простоты конструкции, малой металлоемкости и низкого аэродинамического сопротивления утилизаторов на базе плоскоovalьных труб с неполным оребрением их установка возможна практически за всеми котлами, используемыми в коммунальной энергетике СНГ, а так же за водогрейными и паровыми котлами европейского производства, газотурбинными и газопоршневыми установками.

Список использованной литературы

1. Письменный Е. Н. Эффективные теплообменные поверхности из плоскоovalьных труб с неполным оребрением // Теплоэнергетика. 2011. – № 4. – С. 7–12.
2. Письменный Е. Н., Багрий П. И., Терех А. М., Семеняко А. В. Оптимизация оребрения новой теплообменной поверхности на основе плоскоovalьных труб // Инженерно-физический журнал. – 2013. – Т. 86. – № 5. – С. 1002–1007.
3. Письменный Е. Н., Багрий П. И., Вознюк М. М. Теплоутилизатор / Патент на полезную модель УА № 96194. – 2015. – Бюл. № 2.

**Н. М. Фіалко, Г. О. Гнедаш, Р. О. Навродська, Г. О. Пресіч,
А. І. Степанова, С. І. Шевчук, О. Ю. Глушак**

Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ

**ЕФЕКТИВНІСТЬ КОМБІНОВАНОЇ
ТЕПЛОУТИЛІЗАЦІЙНОЇ СИСТЕМИ
ДЛЯ ПІДГРІВАННЯ ВОДИ ТА ДУТЬОВОГО ПОВІТРЯ
КОТЕЛЬНИХ УСТАНОВОК**

Одним із напрямів скорочення витрати природного газу є підвищення ККД котла шляхом застосування глибокої утилізації теплоти відхідних газів. При цьому в теплоутилізаційному устаткуванні відбувається конденсація водяної пари і використання її теплоти.

Для реалізації процесу конденсації, як відомо, температура теплоносія t_t , що нагрівається у теплоутилізаторі, повинна бути меншою за температуру точки роси t_p димових газів. В традиційних теплоутилізаційних системах переважно нагрівається зворотна вода системи тепlopостачання. Температура зворотної води цієї системи для житлових та господарчих об'єктів впродовж опалювального періоду зазвичай змінюється в межах $t_t = 30\text{--}70^\circ\text{C}$ [1–4], а значення точки роси t_p в залежності від коефіцієнта надлишку повітря в димових газах здебільшого коливається в діапазоні $52\text{--}58^\circ\text{C}$. Тому в традиційних системах конденсаційний режим у теплоутилізаційному устаткуванні реалізується, як правило, в осінньо-весняний період, коли $t_t < 50^\circ\text{C}$. При цьому забезпечується підвищення ККД котла $\Delta\eta$ на 4–6 % і, зокрема, більше значення $\Delta\eta$ відповідає відносно теплій порі опалювального сезону.

Для глибокої теплоутилізації відхідних газів котельних установок впродовж усього опалювального періоду запропоновано комбіновану теплоутилізаційну систему (КТС), в якій після водогрійного теплоутилізатора встановлюється ще один теплообмінник, де нагріваний теплоносій має більш низьку температуру ніж зворотна вода системи тепlopостачання.

Принципову схему КТС з нагріванням зворотної води і холодного повітря з навколошнього середовища, що надходить до пальникового пристрою котла, наведено на рис. 1.

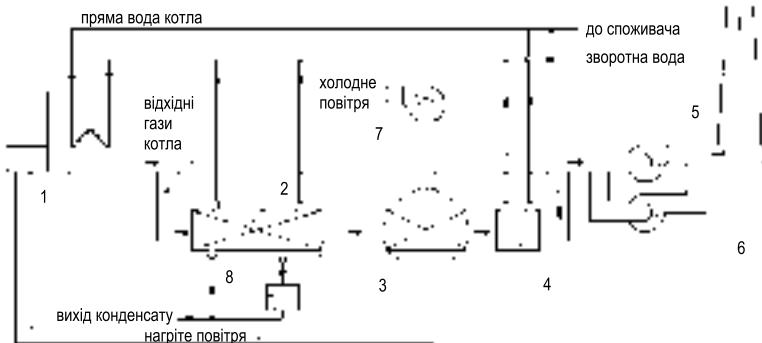


Рис. 1. Принципова схема КТС з сумісним використанням водо- і повітрогрійного теплоутилізаторів:

1 – котел; 2 – підігрівач зворотної води; 3 – повітропідігрівач; 4 – газопідігрівач; 5 – димова труба; 6 – димосос; 7 – вентилятор, 8 – нейтралізатор конденсату.

Для визначення максимальної теплової ефективності протягом опалювального періоду запропоновані КТС у роботі проведено комплекс досліджень стосовно встановлення закономірностей впливу на теплові характеристики цих систем таких факторів як співвідношення площ $F_{\text{вп}}/F_{\text{пп}}$ теплообмінних поверхонь водо- ($F_{\text{вп}}$) і повітрогрійного обладнання ($F_{\text{пп}}$), навантаження котлоагрегату, кліматичні умови тощо. Характерні результати виконаних досліджень наведено на рис. 2 та 3.

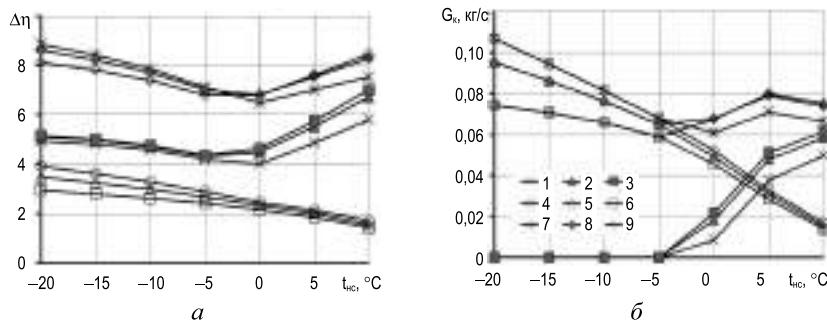


Рис. 2. Приріст ККД котла (а) та витрата утворюваного конденсату (б) у водопідігрівачі (1–3), повітропідігрівачі (4–6) і в комбінованій теплоутилізаційній установці в цілому (7–9) в залежності від температури навколошнього середовища.

Отримані результати свідчать (див. рис. 2), що приріст ККД котла домінуючим чином визначається в осінньо-весняний період роботою

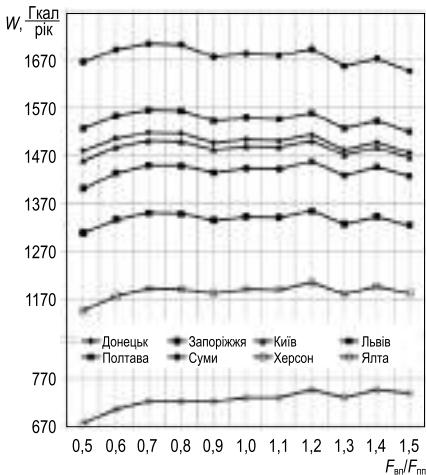


Рис. 3. Залежність річного обсягу вироблення теплової енергії W в КТС для нагрівання зворотної води та дуттєвого повітря від співвідношення площ $F_{вп}/F_{пп}$ водо- і повітрогрійного обладнання для різних міст України.

Результати виконаних розрахункових досліджень показали, що раціональне значення співвідношення площ поверхонь водо- і повітрогрійного теплоутилізаторів суттєво залежить від кліматичних умов, що визначають параметри системи опалення для різних регіонів України. Характерні результати цих досліджень наведено на рис. 3 та в таблиці.

Таблиця

**Приріст ККД котла при застосуванні КТС
для різних міст України, %**

Місто	Регіон України	Середній ККД	Максимальний ККД
Донецьк	східний	7,39	10,61
Запоріжжя	південний	7,41	9,32
Київ	північний	7,27	9,21
Львів	західний	7,38	8,59
Полтава	центральний	7,32	9,54
Суми	північно-східний	7,35	10,60
Херсон	південний	7,44	8,42
Ялта	південний (Крим)	7,77	8,51

Згідно з одержаними даними для міст з відносно холодним кліматом (Суми, Київ) вказане раціональне співвідношення площ водогріючого та теплоутилізаторів становить біля 0,75. Для міст з відносно теплим кліматом (Херсон, Ялта) площа водогріючого теплоутилізатора повинна бути збільшена відносно площи повітрогріючого теплоутилізатора приблизно в 1,2 рази.

Результати виконаних досліджень (див. таблицю) показали також, що для вказаних раціональних співвідношень площ поверхонь має місце суттєвий приріст ККД котла.

Термін окупності витрат на впровадження КТС не перевищує 1 року.

Висновки

Застосування комбінованих теплоутилізаційних систем для нагрівання зворотної води системи опалення та дуттєвого повітря забезпечують зростання ККД котла на 5–9 % при терміні окупності витрат на впровадження до 1 року.

Проектування та виготовлення відповідного обладнання цих систем повинно здійснюватись із врахуванням кліматичних та експлуатаційних умов.

Список використаної літератури

1. Эффективность применения конденсационных теплоутилизаторов в системах теплоснабжения / Н. М. Фиалко, И. З. Аронов, Р. А. Навродская, Г. А. Пресич // Промышленная теплотехника. – 2003. – Т. 25. – № 3. – С. 36–41.
2. Основные принципы создания теплоутилизационных технологий для котельных малой теплоэнергетики / А. А. Долинский, Н. М. Фиалко, Р. А. Навродская, Г. А. Гнедаш // Промышленная теплотехника. – 2014. – № 4. – С. 27–36.
3. Повышение эффективности котельных установок коммунальной теплопроизводства путем комбинированного использования теплоты отходящих газов / Н. М. Фиалко, Р. А. Навродская, Г. А. Гнедаш, Г. А. Пресич, А. И. Степанова, С. И. Шевчук // Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология». – 2014. – № 15. – С. 126–129.
4. Принципы развития конструкции конденсационных экономайзеров / А. П. Капишников // Промышленная энергетика. – 1999. – № 3. – С. 29–33.

**Н. М. Фиалко, В. Г. Прокопов, С. А. Алешко, Ю. В. Шеренковский,
Н. О. Меранова, В. Л. Юрчук, С. Н. Стрижеус, М. А. Новаковский**

Институт технической теплофизики НАН Украины, г. Киев

**АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ НАГРУЗКИ КОТЛОАГРЕГАТА
НА АЭРОДИНАМИЧЕСКИЕ И ТЕПЛОВЫЕ
ХАРАКТЕРИСТИКИ СИСТЕМ ОХЛАЖДЕНИЯ
ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВ
СТАБИЛИЗАТОРНОГО ТИПА**

Среди актуальных проблем энергетики Украины выделяется проблема повышения долговечности и надежности огнетехнических объектов различного назначения. Одним из важнейших элементов таких объектов является горелочные устройства. Анализ особенностей эксплуатации последних свидетельствует о том, что к основным факторам снижения их ресурса относится несовершенство систем охлаждения.

Данная работа направлена на решение проблемы повышения долговечности стабилизаторных горелочных устройств путем применения технических решений по совершенствованию их систем охлаждения. Сущность предлагаемых технических решений заключается в охлаждении наиболее теплонапряженных участков стабилизатора природным газом, который специальным образом подается во внутреннюю полость стабилизатора и дальше, после выполнения функции охлаждающего агента, поступает в газоподающие отверстия и используется как топливо. Эффективность рассматриваемых систем охлаждения горелочных устройств стабилизаторного типа в большой мере определяется нагрузкой котлоагрегата N ($N = Q_t/Q_n \cdot 100\%$, где Q_t , Q_n – текущая и номинальная нагрузка). При определении эффективности исследуемой системы охлаждения горелочного устройства принимались во внимание следующие основные требования, предъявляемые к таким системам: во-первых, применение систем охлаждения должно обеспечивать такое тепловое состояние стенок стабилизатора, при котором их температура не превышает допустимую величину; во-вторых, температура охлаждающего агента – природного газа, на выходе из системы охлаждения должна быть ниже температуры начала его разложения.

В статье анализируется картина течения в системе охлаждения и тепловые характеристики горелочного устройства стабилизаторного типа, при варьировании нагрузки N в широком диапазоне изменения.

В работе исследуется модуль горелочного устройства стабилизаторного типа с системой охлаждения, который размещен в плоском канале (рис. 1). Результаты получены на основе ряда численных экспериментов, которым соответствовали следующие основные исходные параметры: коэффициент загромождения проходного сечения канала $k_f = 0,4$; высота стабилизатора $B_{ct} = 0,03$ м; диаметр газоподающих отверстий $d_r = 4,3 \cdot 10^{-3}$ м; коэффициент избытка воздуха $\alpha = 1,2$; температура газа на входе в систему охлаждения $t_g = 15^{\circ}\text{C}$; температура воздуха на входе в горелочное устройство $t_b = 20^{\circ}\text{C}$; материал стенки стабилизатора – сталь 12Х18Н9Т; нагрузка котлоагрегата N изменялась от 100 % до 20 %.

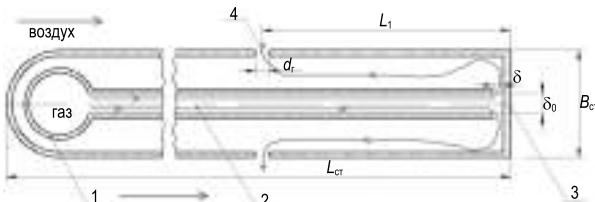


Рис. 1. Продольный разрез модуля горелочного устройства стабилизаторного типа с системой охлаждения:

1 – газоподающий коллектор; 2 – плоский канал для охлаждающего газа; 3 – торцевая стенка модуля; 4 – газоподающие отверстия.

Картину течения охлаждающего газа во внутренней полости стабилизатора иллюстрирует рис. 2. Как видно, поток газа из плоского канала, ударясь о торцевую поверхность стабилизатора, растекается вдоль нее и далее поступает непосредственно в газоподающие отверстия. При этом в приторцевой зоне стабилизатора образуется крупный вихрь, размеры ко-

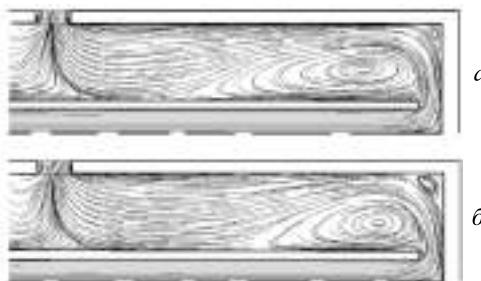


Рис. 2. Картина линий тока охлаждающего агента в продольном сечении, проходящем через ось газоподающего отверстия, для различной нагрузки котлоагрегата N :
а – $N = 100\%$; б – $N = 20\%$.

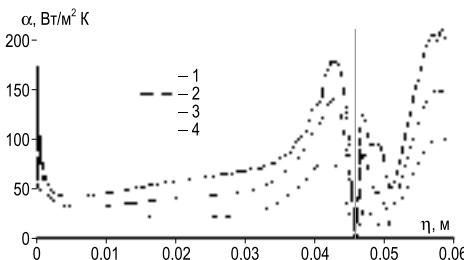


Рис. 3. Коэффициент теплоотдачи на внутренней поверхности стабилизатора в продольном сечении, проходящем через ось газоподающего отверстия, для различных значений нагрузки котлоагрегата N :
1 – $N = 100\%$; 2 – $N = 60\%$; 3 – $N = 30\%$; 4 – $N = 20\%$.

стабилизатора в сечении, проходящем через ось газоподающего отверстия, при различной нагрузке котлоагрегата N .

Как следует из сопоставления данных, приведенных на рис. 2 и 3, экстремумы на кривой α отвечают соответственно зонам отрыва, присоединения потока, угловым вихревым зонам и т. д. Так, в зоне удара плоской импактной струи о торец стабилизатора достигаются максимальные значения как скорости природного газа, так и коэффициента теплоотдачи. Далее поток замедляется и отрывается, обтекая вихрь в угловой зоне стабилизатора. Второй максимум α соответствует ускорению потока в канале между большим приторцевым вихрем и стенкой стабилизатора.

Согласно полученным данным имеет место существенное влияние нагрузки котла как на локальные, так и на средние значения коэффициентов теплоотдачи. Так, при уменьшении нагрузки от 100 % до 20 % максимальные значения α снизились в 2,5 раза.

Отмеченные закономерности изменения α в большой мере обуславливают характер распределения температуры стенок стабилизатора. На рис. 4 в качестве примера представлено соответствующее распределение температуры вдоль наружной поверхности стабилизатора и в сечении, проходящем через ось газоподающего отверстия, при различной нагрузке котлоагрегата N . Как видно, для всех рассматриваемых величин N максимальные значения температуры наблюдаются на торцевой стенке стабилизатора пламени.

Результаты проведенных исследований показали, что допустимый уровень максимальной температуры стенки стабилизатора, равный

торого существенно зависят от нагрузки N . Так, при изменении N от 100 % до 20 % вихрь уменьшается на 33 % и 5 % по x и y компоненте соответственно.

Рассмотренные особенности течения природного газа в системе охлаждения во многом определяют процесс охлаждения стенок горелочного устройства. На рис. 3 представлено распределение коэффициента теплоотдачи α вдоль внутренней поверхности ста-

550 °C, сохраняется при нагрузках котлоагрегата от 100 % до 30 %. Однако, при дальнейшем уменьшении N до 20 % максимальная температура в торцевой области стабилизатора превышает указанный допустимый уровень и составляет 564 °C.

Согласно данным компьютерного моделирования температура газа на выходе из системы охлаждения составляет 60 °C и 168 °C при номинальной и минимальной нагрузке соответственно, т. е. уровень нагрева газа не превышает допустимую величину в 350 °C.

Что же касается потерь давления по тракту охладителя, то они относительно небольшие и равны 455 Па при $N = 100 \%$. Эти потери уменьшаются в 25 раз при $N = 20 \%$.

Таким образом, в результате проведенных исследований получены данные об основных характеристиках течения и теплообмена для анализируемой системы самоохлаждения горелочного устройства в широком диапазоне изменения нагрузки котлоагрегата N . Установлено, что применение данной системы позволяет обеспечить как получение эффекта охлаждения стенок пилона до температур, не превышающих их предельное значение, так и допустимые уровни нагрева охлаждающего агента – природного газа, при относительных нагрузках котлоагрегата, превышающих 30 %.

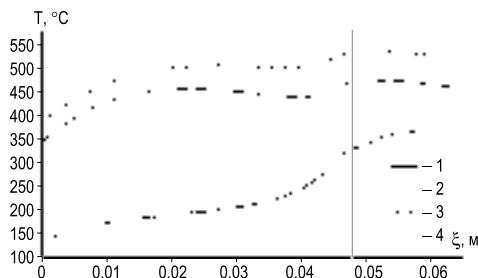


Рис. 4. Температура на внешней поверхности стабилизатора в продольном сечении, проходящем через ось газоподающего отверстия, для различных значений нагрузки котлоагрегата N :

1 – $N = 100 \%$; 2 – $N = 60 \%$; 3 – $N = 30 \%$;
4 – $N = 20 \%$.

**Н. М. Фіалко, Г. О. Пресіч, Р. О. Навродська, Г. О. Гнєдаш,
С. І. Шевчук, О. Ю. Глушак**

Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ

АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ АГРЕГАТУВАННЯ ТЕПЛОУТИЛІЗАЦІЙНИХ СИСТЕМ КОТЕЛЬНИХ УСТАНОВОК

Реалізація широкого впровадження теплоутилізаційних технологій у газоспоживальних котельнях комунальної теплоенергетики стримується низкою проблем, серед яких – значні габарити теплоутилізаційних установок і складність розміщення їхніх функціональних елементів та з'єднувальних комунікацій через недостатню наявність вільних площ у сучасних котельнях. Вказана проблема повинна вирішуватися шляхом збільшення компактності теплоутилізаційних установок, зокрема створенням ефективних агрегатованих систем. Застосування таких систем забезпечує у порівнянні з традиційними (неагрегатованими) системами наступні переваги:

- зменшення необхідної для розміщення установки площині котельні;
- підвищення теплової ефективності теплоутилізаційної установки внаслідок зменшення теплових втрат, що зумовлено зменшенням площині її зовнішньої поверхні;
- зменшення енергетичних витрат на переміщення теплоносіїв внаслідок зменшення аеродинамічного та гідрравлічного опорів завдяки скороченню довжини комунікацій між елементами системи, а в окремих випадках – їх повному вилученню;
- зменшення металомісткості установки.

Для котлів тепlopродуктивністю 2,80; 4,65; 7,56 та 9,65 МВт, які широко застосовуються в котельнях комунальної теплоенергетики, розроблені оптимальні конструкторські рішення варіантів теплоутилізаційних агрегатів для підігрівання тепломережної води або дуттєвого повітря. В першому варіанті основним елементом агрегату є водопідігрівач, до складу якого входить теплообмінний пакет з колекторними камерами, з'єднаними пучками біметалевих оребрених труб (сталева основа та алюмінієве оребрення). В другому варіанті основний елемент

агрегату – повітропідігрівач, що компонується із сталевих плоских пластин з перехресним напрямком руху теплоносій.

Габарити та конфігурацію теплоутилізаційного агрегату в значній мірі визначає форма його основного функціонального елемента, навколо якого компонується агрегат в цілому. Характеристику форми теплообмінного пакета можна виразити через компоновочний коефіцієнт або коефіцієнт форми:

$$K_{\phi} = L/\sqrt{f},$$

де L – довжина пакета; f – площа перерізу пакета в площині, перпендикулярній повздовжній осі пакета.

Коефіцієнт форми теплообмінного пакета прийнято як визначальний параметр оптимізації, критерієм якої є річний економічний ефект у споживача при використанні теплоутилізаційного агрегата за умов різних значень ціни природного газу. Техніко-економічна оптимізація компонування теплообмінних пакетів теплоутилізаційних агрегатів базувалася на розрахунках, виконаних за відповідно розробленим програмним забезпеченням.

За результатами розрахунків побудовано графічні залежності річного економічного ефекту E_p від компоновочного коефіцієнта K_{ϕ} і ціни природного газу Π_{ng} для кожного з чотирьох типорозмірів котлів при трьох середніх швидкостях потоку димових газів у водопідігрівачі агрегату 5, 8 і 11 м/с. На рис. 1 для прикладу наведено вказані залежності.

За такими графіками визначені оптимальні значення компоновочного коефіцієнта теплообмінного пакета K_{ϕ}^{opt} і побудовані відповідні залежності K_{ϕ}^{opt} від Π_{ng} і номінальної тепlopродуктивності котла Q_k при різних середніх швидкостях димових газів у водопідігрівачі та відповідних Re_T (рис. 2).

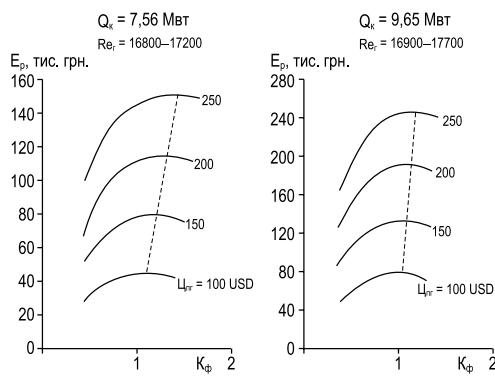


Рис. 1. Залежності річного економічного ефекту E_p від компоновочного коефіцієнту K_{ϕ} і ціни природного газу при середній швидкості димових газів у водопідігрівачі теплоутилізаційного агрегату 11 м/с.

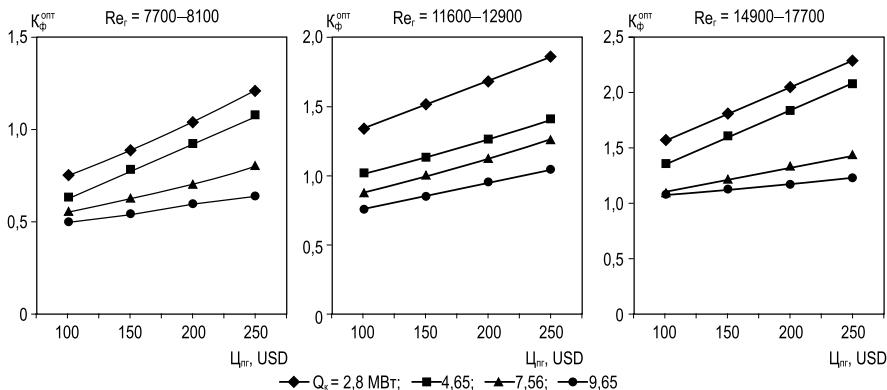


Рис. 2. Залежності оптимального компоновочного коефіцієнта теплообмінного пакета водопідігрівача теплоутилізаційного агрегату K_ϕ^{opt} від ціни природного газу $U_{\text{нр}}$ і номінальної теплопродуктивності котла Q_k при різних середніх швидкостях димових газів у водопідігрівачі.

Аналіз залежностей, наведений на рис. 2, показує, що:

- зі зростанням ціни природного газу значення оптимального компоновочного коефіцієнта збільшується;
- зі збільшенням швидкості димових газів (числа Рейнольдса) значення оптимального компоновочного коефіцієнта збільшується;
- з підвищеннем одиничної теплопродуктивності котла значення оптимального компоновочного коефіцієнта зменшується.

Для теплообмінного пакета повітропідігрівача повітрогрійного теплоутилізаційного агрегату побудовано аналогічні графічні залежності при середніх швидкостях димових газів 4, 7 і 10 м/с.

При цьому виявляється, що:

- зі зростанням ціни природного газу значення оптимального компоновочного коефіцієнта зменшується;
- зі збільшенням швидкості димових газів (числа Рейнольдса) значення оптимального компоновочного коефіцієнта зменшується;
- з підвищеннем одиничної теплопродуктивності котла значення оптимального компоновочного коефіцієнта збільшується.

Техніко-економічне зіставлення традиційних і розроблених агрегатованих теплоутилізаційних систем підтвердило суттєві технічні переваги агрегатованих систем, а термін окупності витрат при їх застосуванні в 1,2–1,5 рази менший, ніж у традиційних, і в залежності від ціни природного газу та теплопродуктивності котла становить від 0,5 до 2 років.

Розроблені з урахуванням результатів техніко-економічної оптимізації конструкторські рішення для типорядів водогрійних і повітрогрійних теплоутилізаційних агрегатів дозволяють створити компактні установки для ефективного скорочення витрати палива газоспоживальними котлами.

УДК 536.25

Н. М. Фіалко, Ю. В. Шеренковский, А. Г. Сариогло

Институт технической теплофизики НАН Украины, г. Киев

ОСОБЕННОСТИ СТРУКТУРЫ ТЕЧЕНИЯ И ТЕПЛООБМЕНА ПРИ ПОПЕРЕЧНОМ ОБТЕКАНИИ МЕМБРАННЫХ ТРУБНЫХ ПОВЕРХНОСТЕЙ

Одной из актуальных прикладных задач инженерной теплофизики является изучение характерных особенностей теплопередачи при обтекании мембранных трубных поверхностей, которые представляют собой соединенные с торцов коллекторами ряды труб с ввареными между ними продольными стальными проставками – мембранами (рис. 1). В настоящей работе представлены некоторые результаты численного моделирования элемента теплопередающей поверхности поперечно-обтекаемого мембранного коридорного пучка труб (рис. 2), реализованного с помощью комплекса FLUENT. Поверхности теплообмена такого типа находят широкое применение при проектировании эффективных систем утилизации тепла в случаях

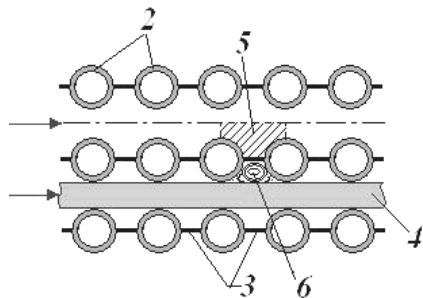


Рис. 1. Сечение мембранного трубного пучка:

1 – поток газов; 2 – трубные ряды пучка труб; 3 – межтрубные мембранные; 4 – область ядра потока; 5 – расчетная область; 6 – зоны образования вихревых структур.

теплообменных аппаратов для наличия запыленности дымовых

газов и необходимости проведения периодических мероприятий по очистке теплопередающих поверхностей.

Постановка задачи

Рассматривался симметричный элемент мембранный трубной поверхности (рис. 1, 2). Рабочей жидкостью служил горячий воздух, при этом перепад между температурой воздуха во входном сечении и температурой стенки труб составлял 100 К. Относительные поперечный и продольный шаги трубных рядов в мембранным трубном пучке были выбраны как $s_1 = 2$ и $s_2 = 1,5$ соответственно. Применялась Realizable $k-\epsilon$ модель турбулентности при трехмерной постановке задачи в периодических условиях для входного и выходного сечений. Данная замыкающая модель турбулентности была применена на основе предварительно проведенной верификации моделей турбулентности фигурирующих в современном каталоге замыкающих моделей путем сопоставления соответствующих экспериментальных данных и численных решений [1].

Режим течения в межтрубном пространстве пучка был смешанным ($Re = 10^4$), при этом в качестве условий инициализации были заданы величины кинетической энергии турбулентности и диссипации турбулентной энергии как 5 и 10 соответственно.

Серия проведенных численных экспериментов показала, что гидродинамическая картина течения в рассматриваемой области трубного пучка сложна и динамична, но при этом строго структурирована. При движении среды в межтрубном пространстве наблюдается образование областей с различными типами течения: зона ядра потока с характером течения близким к течению в плоской щели и зона отрывного циркуляционного течения, где имеет место образование

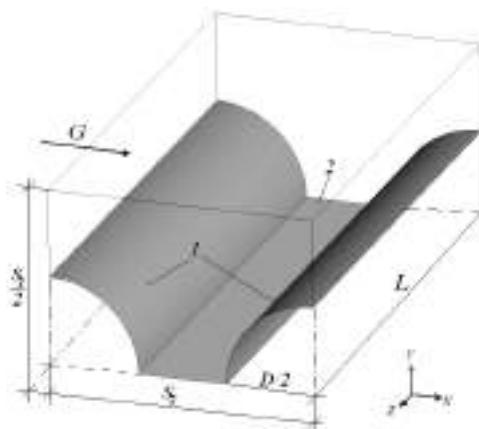


Рис. 2. Периодический элемент мембранный трубной поверхности.

1 – трубы; 2 – межтрубная мембрана; G – расход теплоносителя через входное сечение; L – протяженность периодического элемента в направлении оси Z .

стационарных вихревых структур с циркуляционным течением, вызванным торможением потока следующим по ходу трубным рядом. Верхними границами данных вихрей служат условные поверхности, ограниченные линиями тока между областями отрыва и присоединения потока на стенках последовательно расположенных трубных рядов. Снизу рассматриваемая зона вихревого циркуляционного течения ограничена стенкой рассматриваемой области, расположенной между областями отрыва и присоединения (точки А и В на рис. 3). Характерной чертой наблюдаемого циркуляционного течения является его пространственная локализация в виде своеобразных вихревых ячеек, каждая из которых представляет собой вложенные один в другой спиралевидные противоположно направленные вихри, будем различать их как внутренний и внешний (рис. 4).

Следует отметить факт формирования вторичных вихрей в угловых зонах стыковки труб с мембраной (4 на рис. 3), характеризующихся противоположным направлением циркуляции и значительно меньшим масштабом по сравнению с основным вихрем.

Вихревые ячейки представляют собой подобласти в виде поперечных (направленных вдоль оси Z) торoidalных спиралевидных вихревых структур. Соседние вихри имеют противоположное направление циркуляции массы, так в сечениях XY, где спиралевидные потоки соседних вихрей встречаются, наблюдаются восходящие потоки (сечения I типа), и наоборот – нисходящие потоки имеют место в сечениях XY (сечения II типа) при расхождении соседних циркуляционных потоков. Рассматриваемое вихревое течение имеет слоистый характер – во внешнем слое образующихся торов имеет место вращательно-поступательное движение (внешний вихрь) в направлении от сечений II типа по направлению к сечениям I типа. Во внутреннем слое торов наблюдается вращательно-поступательное движение (внутренний вихрь) в противоположном направлении: от сечений I типа к сечениям II типа, но с

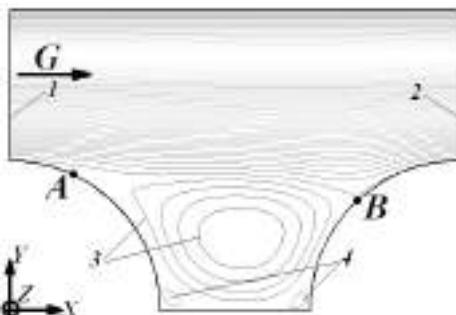


Рис. 3. Профиль течения в межтрубной зоне для $Re = 10^4$.
1 – входное сечение; 2 – выходное сечение;

3 – основной вихрь над мембраной; 4 – вторичные вихри в зонах стыка мембранны с трубами; А – точка отрыва; В – точка присоединения.

таким же направлением угловой скорости, что и спиралевидный поток во внешнем слое тора.

Таким образом, при рассмотрении достаточно длинного участка мембранный трубной поверхности в направлении оси Z , в области над мембраной формируется ячеистая структура с чередующимися тороподобными вихревыми ячейками с противоположно закрученными вихрями.

Следует отметить присущую вихревым структурам устойчивую симметричность относительно сечений I и II типов (рис. 4). Методами численного эксперимента был установлен характерный размер ячейки рассматриваемой вихревой структуры. Для рассматриваемых условий этот размер составил около 43 мм. При увеличении протяженности исследуемого элемента в направлении оси Z в четное число раз по отношению к характерному размеру – итерационное решение дает увеличение количества вихрей в целое число раз, в противном случае одна из крайних ячеек имела не полностью сформированную (половинчатую) структуру.

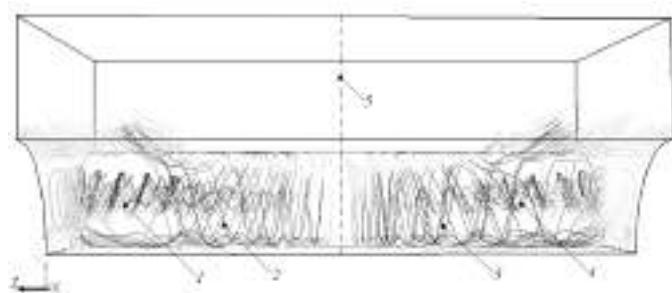


Рис. 4. Картина вихревого течения в межтрубной зоне на примере поля Z – оставляющей скорости V_z при $Re = 10^4$.
1 – внутренний вихрь левой вихревой ячейки; 2 – внешний вихрь левой вихревой ячейки; 3 – внешний вихрь правой вихревой ячейки; 4 – внутренний вихрь правой вихревой ячейки; 5 – условное сечение (сечение II типа) разделяющее соседние вихревые ячейки (условными сечениями I типа в рассматриваемом случае служат торцевые сечения области перпендикулярные оси Z).

Структуры подобные описанным вихревым ячейкам наблюдались в экспериментальных исследованиях [4–6]. Здесь авторы приводят данные, полученные при обтекании поперечных траншей с прямоуголь-

ными и наклонными стенками. Очевидно, что поперечная траншея с наклонными стенками является прообразом рассматриваемой в настоящей статье области численного эксперимента. Разница состоит в том, что для рассматриваемого случая наклонные стенки траншееи представляют собой образующие труб мембранный трубного пучка.

Важным качественным отличием обсуждаемых здесь результатов численного моделирования от данных экспериментальных, является, во-первых, большая степень свободы при проведении численного эксперимента и во-вторых, широкие возможности анализа и визуализации полученных данных. Результатом последнего, например, стало визуализация сложной тороидальной формы вихревых ячеек, возможность количественной оценки масштабов наблюдаемых вихрей и скоростей циркуляции массы в первичных и вторичных вихрях, так же как и в частях отдельных вихревых ячеек.

Следует отметить преимущества моделирования с использованием периодических граничных условий. Их применение, в частности, позволяет проводить исследование процессов обтекания и теплообмена глубинного ряда трубного пучка без учета предвключенного и послевключенного участков, что существенно уменьшает объем сеточной дискретизации и, соответственно, требования к производительности вычислительной техники. Это связано, прежде всего, с тем, что постановка задачи в периодических граничных условиях обеспечивает реалистичные профили скоростей на входе и выходе рассматриваемой расчетной области.

Явление возникновения упорядоченных вихревых структур при определенных условиях обтекания твердой поверхности потоком жидкости известно давно. К этим явлениям можно отнести вихри Тейлора, возникающие в зазоре между вращающимися цилиндрами, либо вихри Гертлера [3], возникающие при обтекании вогнутой криволинейной поверхности ламинарным потоком жидкости. В обоих случаях появляются вихревые структуры, вращающиеся в направлении, противоположном движению основного потока. К этому же классу явлений, очевидно, относятся и ячейки Бенара, возникающие при свободном движении жидкости при нагреве горизонтальной пластины. Возникновение трехмерных вихрей описано также в [4, 5, 6] при других условиях обтекания, а именно при обтекании движущимся вдоль горизонтальной плоской поверхности потоком воздуха с высокими числами Re поперечных одиночных канавок различной геометрии. В данном случае внутри канавок появляются вихри с обратной циркуляцией, имеющие трехмерную структуру, т. е., вращающиеся, как в плоскости двумерного

набегающего потока, так и в поперечном направлении. В работе [2] А. Жукаускас отмечал экспериментально подтвержденный факт возникновения вихрей, появляющихся при поперечном обтекании одиночного цилиндра, симметричных, относительно образующей цилиндра в любой критической точке.

Выводы. Проведенные численные исследования позволили выявить влияние трехмерных вихревых структур на интенсивность теплообменных процессов. В исследуемых условиях это влияние проявилось в заметной интенсификации процесса теплопереноса, которая составила 12–20 % увеличения числа Nu по сравнению с вариантами моделирования без учета наличия вихрей над мембраной (таблица). Последнее имеет место, в частности, в случае упрощенного, двумерного численного моделирования исследуемой задачи.

Таблица
**Результаты сравнения вариантов 2- (2D) и 3-мерного (3D)
 моделирования**

<i>Re</i>	Параметры	2D	3D	$\delta, \%$
5 000	Nu	24,79	30,30	18,2
	Eu	0,118	0,151	21,8
10 000	Nu	42,50	50,3	15,5
	Eu	0,122	0,149	18,4
15 000	Nu	56,73	66,12	14,2
	Eu	0,121	0,146	16,8
20 000	Nu	70,93	81,72	13,2
	Eu	0,122	0,143	14,9
30 000	Nu	96,85	110,81	12,6
	Eu	0,124	0,143	13,2

δ – относительная разница между данными 2D- и 3D-результатами.

Список использованной литературы

1. Прокопов В. Г., Шеренковский Ю. В., Блинов Д. Г., Навродская Р. А., Саригло А. Г. Верификация моделей турбулентности для численного моделирования процессов тепломассопереноса в элементах мембранных теплообменников. – Сб. тезисов докл. V Межд. конф. «Проблемы промышленной теплотехники». Изд. ИТТФ НАНУ, – Киев, 2007. – С. 72.
2. А. Жукаускас, Р. Улинскас. Теплопередача поперечно-обтекаемых пучков труб. – Вильнюс: Минтис, 1986. – 204 с.

3. Халатов А. А., Авраменко А. А., Шевчук И. В. Теплообмен и гидродинамика в полях центробежных массовых сил: В 4-х т. Т. 2: Вращающиеся системы. – Киев: Ин-т техн. Теплофизики НАН Украины, 1996. – 289 с.
4. Дьяченко А. Ю., Терехов В. И., Ярыгина Н. И. Обтекание турбулентным потоком поперечной каверны с наклонными боковыми стенками. 1. Структура потока // ПМТФ. – 2006. – Т. 47, № 5. – С. 68–76.
5. Terekhov V. I., Yarygina N. I., D'yachenko A. U. Turbulent Heat Transfer in a Crossflow Cavity with Inclined Sidewalls, Heat Transfer, vol. 12, No 3, 1987. – pp. 75–96.
6. Charwat A. F., Dewey C. F., Ross J. N., Hitz J. A. An investigation of separated flows. 2. Flow in the cavity and heat transfer // J. Aerospace Sci. – 1961. – V. 8, N 7. – pp. 513–527.

УДК 536.24:533

**Н. М. Фиалко, В. Г. Прокопов, Ю. В. Шеренковский,
Н. О. Меранова, С. А. Алешко, Н. П. Полозенко, Е. И. Милко,
О. Е. Малецкая, А. В. Клищ**

Институт технической теплофизики НАН Украины, г. Киев

ОСОБЕННОСТИ ТЕЧЕНИЯ В ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВАХ С ГРЕБЕНЧАТЫМ РАСПОЛОЖЕНИЕМ ЭШЕЛОННИРОВАННЫХ СТАБИЛИЗАТОРОВ ПЛАМЕНИ ДЛЯ ХОЛОДНОГО ПОТОКА И УСЛОВИЙ ГОРЕНИЯ

Применение горелочных устройств с гребенчато эшелонированными решетками стабилизаторов пламени ориентированно, главным образом, на условия, когда необходимо устранение спонтанного нарушения симметрии течения либо снижение потерь давления в стабилизаторном горелочном устройстве (см. например [1]). В настоящей работе рассматриваются особенности структуры течения в горелочных устройствах указанного типа.

Исследуемые стабилизаторные решетки представляют собой ряд плоских стабилизаторов, состоящий из периодически смешенных вниз по потоку пар стабилизаторов пламени (рис. 1). При математическом моделировании изучаемой физической ситуации рассмотрению под-

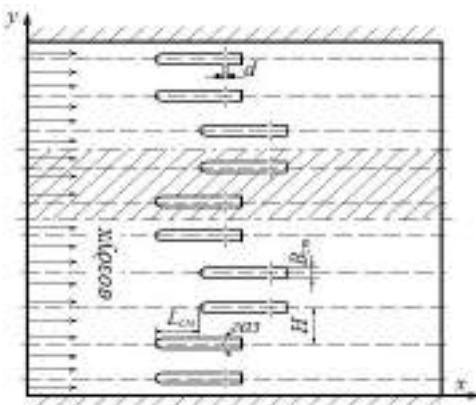


Рис. 1. Схема гребенчато эшелонированной стабилизаторной решетки с периодически смешенными вниз по потоку парами стабилизаторами.

компонентов смеси и уравнение состояния многокомпонентной смеси. Решение задачи осуществлялось с использованием метода отсоединенных вихрей (DES). Замыкание системы уравнений реализовалось с применением $k-\epsilon$ realizable модели турбулентности.

Приведенные ниже результаты компьютерного моделирования отвечают следующим исходным параметрам: расход газа $G_r = 1,1873 \cdot 10^{-4}$ кг/с; коэффициент избытка воздуха $\alpha = 1,2$; ширина стабилизатора $B_{cm} = 30 \cdot 10^{-3}$ м; диаметр газоподающих отверстий $d = 4,3 \cdot 10^{-3}$ м; относительный шаг расположения газоподающих отверстий $S/d = 3,72$; коэффициент загромождения стабилизаторами проходного сечения канала $k_f = 0,4$; шаг смещения стабилизаторов друг относительно друга $L_{cm} = 60 \cdot 10^{-3}$ м; расстояние от срывной кромки стабилизатора до газоподающих отверстий $L_0 = 50 \cdot 10^{-3}$ м; длина стабилизатора $L_{cm} = 0,25$ м.

Согласно полученным данным характер поля скоростей в условиях холодного и реагирующих потоков оказывается существенно различным. А именно, если в первом случае наиболее высокие уровни скоростей имеют место в каналах эшелонированной решетки, то при горении максимальные скорости наблюдаются за эшелонированной решеткой на некотором удалении от нее. Это обусловлено тем, что в случае горения ввиду теплового расширения газов в закормовых областях стабилизаторов пламени поток существенно ускоряется. Так, в рассматри-

лежал периодический элемент указанной решетки, включающий два смешенных относительно друг друга по течению плоских стабилизаторов пламени (заштрихованная зона на рис. 1). В каждом из стабилизаторов подлежащий сжиганию газ подавался через систему отверстий на его боковых поверхностях в сносящий поток воздуха.

Математическая модель исследуемых процессов включала уравнения движения, неразрывности, энергии, уравнение сохранения массы

ваемой ситуации максимальные скорости для реагирующих потоков превышают соответствующие значения скоростей для холодного потока более чем в 2,5 раза.

Проведенные исследования показали также, что в рассматриваемом периодическом элементе наблюдается определенная несимметричность течения относительно его центральной плоскости и соответственно имеет место заметное перераспределение расходов воздуха в каналах решетки. При этом характер данного перераспределения является различным в изотермических условиях и при горении. Как видно из табл. 1, в условиях горения расход воздуха в первом по потоку межстабилизаторном канале оказывается несколько меньше, чем во втором и третьем каналах, где он практически одинаков. В изотермической же ситуации напротив, большие и одинаковые расходы воздуха имеют место в первом и втором межстабилизаторных каналах и меньшие – в третьем.

Таблица 1
*Средние значения продольной составляющей U_x вектора скорости
в каналах гребенчато эшелонированной решетки при горении
и в условиях изотермического течения*

Условия течения	Номер канала		
	I	II	III
Неизотермические (горение)	10,85	11,93	11,95
Изотермические	11,69	11,69	10,28

На рис. 2 приведены поля среднеквадратичных пульсаций скорости для двух сопоставляемых ситуаций. Как видно, при горении имеет место существенно более высокий уровень пульсаций скорости в закормовых областях стабилизаторов. Так, в холодном потоке они достигают 7,6 м/с, а в условиях горения – 10,5 м/с.

Важно также подчеркнуть, что, если при горении более высокий уровень пульсации скорости наблюдается за вторым по потоку стабилизатором, то в изотермических условиях – за первым. Это, как очевидно, в большой мере связано с описанными выше закономерностями перераспределениями расхода воздуха в межстабилизаторных каналах в холодном потоке и при горении.

На основе проведенных исследований установлено также, что при использовании гребенчато эшелонированных стабилизаторных решеток наблюдается заметное снижение потерь давления в горелочном устройстве в сопоставлении с ситуацией, когда торцы стабилизаторов находятся в од-

ной плоскости. Так, в рассматриваемом случае это снижение составляло 23 % при изотермическом течении и 8,6 % – в условиях горения.

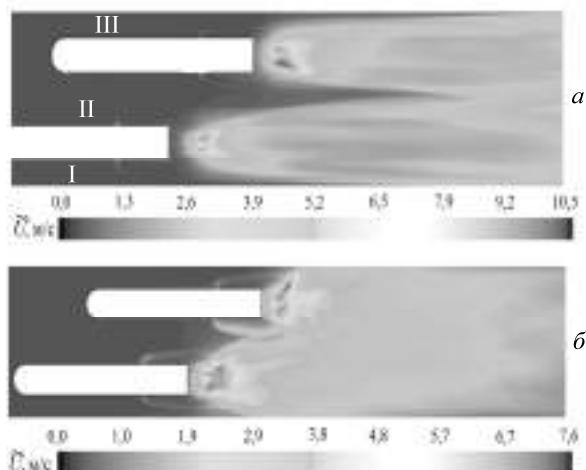


Рис. 2. Поля среднеквадратичных пульсаций скорости в сечении, проходящем через центры газоподающих отверстий, для гребенчато эшелонированной решетки стабилизаторов при горении (а) и в условиях изотермического течения (б); I, II, III – номе-ра межстабилизаторных каналов.

Таким образом, в результате выполненных исследований установлены основные закономерности течения в гребенчато эшелонированных стабилизаторных решетках для ситуаций, отвечающих холодному и реагирующему потокам. Показано, что характеристики течения для сопоставляемых условий могут существенно отличаться как в качественном, так и в количественном отношении.

Список использованной литературы

1. Шеренковский Ю. В. Закономерности течения и смесеобразования в горелочных устройствах с гребенчатоэшелонированными стабилизаторными решетками / Ю. В. Шеренковский, Н. М. Фиалко, Н. О. Меранова, Н. П. Полозенко, С. А. Алешко, О. Е. Малецкая // Промышленная телотехника. – 2015. – № 7. – С. 31–32.