

УДК [620.9:621.433](477)

Ю.М.Запорожець, канд.техн.наук, **С.О.Кудря**, докт.техн.наук, **В.Ф.Резцов**, член-кор. НАН України
(Ін-т відновлюваної енергетики НАН України, Київ),

Г.Ф.Романовський, докт.техн.наук (Національний університет кораблебудування, Миколаїв)

Оцінка перспективи впровадження в енергетику України маневрених ПГУ з використанням нетрадиційного палива

У статті проаналізовано передумови здійснення загальних заходів щодо модернізації і технічного переозброєння парку маневрених теплових електростанцій на основі широкого впровадження сучасних газотурбінних технологій і комбінованих парогазових установок з використанням вітчизняної техніки, наявних і нетрадиційних паливних ресурсів, включаючи відновлювані джерела і водневий цикл.

В статье проанализированы предпосылки осуществления неотложных мероприятий по модернизации и техническому перевооружению парка маневренных тепловых электростанций на основе широкого внедрения современных газотурбинных технологий и комбинированных парогазовых установок с использованием отечественной техники, имеющихся и нетрадиционных топливных ресурсов, включая возобновляемые источники и водородный цикл.

Вступ. Критичний стан енергетичної галузі України констатується у всіх кваліфікованих дослідженнях та експертних висновках і державних органів, і наукових установ, а також вітчизняної та міжнародної професійної спільноти [1–5].

Такий стан обумовлений, з одного боку, граничним фізичним зношенням дуже застарілого устаткування теплових електростанцій (більше 85% блоків) та значною часткою відпрацювання ресурсу АЕС, а з іншого боку – надто незбалансованими пропорціями між базовими та маневреними потужностями існуючих засобів генерації. Необхідно визнати, що існуючі проблеми в електроенергетиці країни мають певне історичне коріння – економіка переобтяжена утриманням енергорозтратних сировинно-експортних виробництв і потужних енергоємних галузей первинної переробки з нерівномірним характером електроспоживання, до чого додається низький рівень гідроенергетики в загальному балансі генерації. Але за два десятки років для виправлення такого становища практично нічого не вдіяно, і внаслідок цього саме ці два фактори – якась "несамовита" розтрата енергоресурсів (див. далі) у всіх сферах енергоспоживання та найгостріший дефіцит маневреної генерації в об'єднаній енергетичній системі (ОЕС), а по суті – відсутність достатньої кількості

маневрених потужностей для регулювання коливань навантаження, – складають найбільш проблемні вітчизняної енергетики [2–4].

Покриття базової частини графіка навантажень забезпечують АЕС і ТЕС, які виробляють приблизно по 45% електроенергії [2, 3]. А високоманеврені ГЕС разом з ГАЕС складають тільки 9% установленної потужності ОЕС і виробляють лише 5%, тому основний тягар щодо регулювання графіка навантажень припадає на ТЕС, що призводить до додаткового зниження їх ефективності та перевитрати палива через часті зупинки енергоблоків [4–6].

Досвід розвинених країн свідчить, що для забезпечення стійкості ОЕС і належної якості електричної енергії частка маневреної генерації має складати не менш як 18-20% потужності системи [2, 3]. Традиційним шляхом формування парку маневрених потужностей є розвиток гідроенергетики. Але навіть виконання програми реконструкції та продовження терміну експлуатації діючих ГЕС і введення в дію нових ГАЕС, що передбачається так і не прийнятим проектом оновленої "Енергетичної стратегії України до 2030 року", не дозволить у найближчій перспективі досягти такої пропорції. Адже за попередні 17 років реалізації програми реконструкції українських ГЕС було модернізовано за гроші донорів і частково за

власні аж 26 гідроагрегатів, тоді як до 2017 року розраховують упоратися ще з 64-ма турбінами (!) [2, 3]. При такому розвитку подій навіть у 2025 році дефіцит пікових потужностей прогнозується на рівні 1,4-4,2 ГВт [2].

Отже, створення додаткових ефективних маневрених потужностей у необхідному обсязі винятково традиційним способом неможливе, тому необхідно вишукувати нестандартні шляхи вирішення цієї проблеми [5, 6].

Зокрема, в умовах критичного стану, якого досягла переважна частина устаткування ТЕС, і нестачі маневрених потужностей [3–5] завдання технічного переозброєння вітчизняного енергетичного комплексу за прикладом розвинених країн мали б вирішуватися на основі широкого використання сучасних газотурбінних технологій. Завдяки відомим перевагам у порівнянні з паротурбінними електростанціями [6–8] газотурбінні установки (ГТУ) довели високу ефективність їх застосування в енергетичних системах провідних країн світу.

Свої технічні й термодинамічні переваги газотурбінні двигуни найкраще реалізують в енергетичних парогазових установках (ПГУ). Коефіцієнт корисної дії сучасних ПГУ, виконаних за традиційною схемою, становить 50-60%, завдяки чому досягається максимальна економічна ефективність використання палива. При цьому вартість 1 кВт встановленої потужності складає 400-600 дол. США. Для порівняння: питома вартість вугільної паротурбінної ТЕС, що має ККД 40-42%, становить 1000-1400 дол./кВт, а з урахуванням забезпечення очищення димових газів питома вартість зростає ще на 100-200 дол./кВт. У той же час вартість ГАЕС перевищує 2500 дол./кВт [6–8].

Створення парогазових установок можливе також при модернізації існуючих енергоблоків ТЕС шляхом їх надбудови газотурбінними установками для використання вихлопних газів ГТД як окислювачів у топках котлів. При цьому можливе підвищення ККД енергоблоку на 5-7%. Така схема, наприклад, із застосуванням ГТД ДГ80 виробництва ДП НВКГ "Зоря"- "Машпроект" номінальною потужністю 25 МВт реалізована на Березівській ГРЕС (Білорусь) при модернізації двох паротурбінних дубль-блоків ПГУ-160. Застосування газотурбінної надбудови дозволило збіль-

шити потужність енергоблоку із 160 до 215 МВт і ККД з 33,2 до 40% [7].

На жаль, останнім часом газотурбінні технології в Україні не розглядаються як реальний шлях модернізації та оновлення ТЕС. Одним із аргументів проти застосування ГТД в енергетиці є відсутність в Україні достатніх запасів природного газу, що використовується як паливо в газотурбінних установках.

Втім, проблема скорочення витрат природного газу в промисловій енергетиці виявляється актуальною не тільки для України, а також для Росії, країн СНД та інших, і способом її розв'язання пропонуються ті самі ПГУ [1, 3, 5]. Адже однією з головних переваг газових турбін є їх придатність для роботи з різними видами палива [6–8]. Тому сучасні розробки провідних світових фірм демонструють рішучі і послідовні кроки в напрямку впровадження в газотурбінні технології замість природного газу паливних композицій з воднем, переважно отриманих за рахунок газифікації вугілля (синтез-газ і водень) [9, 10], аж до 100-відсоткового заміщення воднем традиційного природного газу. Яскравий приклад тому – запуск в експлуатацію газотурбінної електростанції "Фузіна" в Порто-Маргера (поблизу Венеції), яка цілком працює на водні [11]. Безумовно, на цьому шляху багато складних проблем, але вони доступні вирішенню на тій науково-технологічній базі, яка існує в Україні.

Мета зазначеної роботи полягає в тому, щоб обґрунтувати доцільність і наявність достатніх передумов для впровадження в енергетику України маневрених ПГУ на основі використання нетрадиційних видів палива, в тому числі водневого, виробленого за рахунок відновлюваних джерел.

1. Характеристика існуючих проблем.

1.1. Проблема газотурбінна. Усвідомлення нагальної необхідності впровадження високоекономічних парогазотурбінних установок для технічного переозброєння діючих та будівництва нових енергоблоків і радикального підвищення ефективності функціонування електроенергетики Росії та України спонукало їхні уряди укласти "Угоду між Урядом України та Урядом Російської Федерації про спільне виробництво парогазових установок для теплових електростанцій" від 16.12.1992 року. Реалізація завдань, передбачених

Угодою, була започаткована в 1994 році на базі випробувального комплексу Державного науково-виробничого підприємства "Машпроект" (НВП "Машпроект"), м. Миколаїв. Замовниками виступили Міненерго України та РАО "ЕЭС России".



УГОДА
між Урядом України та Урядом Російської Федерації про спільне виробництво парогазових установок для теплових електростанцій
Уряд України та Уряд Російської Федерації, що надалі іменуються Сторонами, з метою подальшого розвитку економічного співробітництва між обома державами на основі рівності та взаємної вигоди, економії енергоресурсів, підвищення ефективності енергетичного комплексу, впровадження екологічно чистих парогазових технологій, продовження спільних робіт щодо створення парогазових установок для теплових електростанцій України та Росії домовилися про нижченаведене:
Стаття 1
Сторони беруть на себе зобов'язання всіма способами сприяти створенню та впровадженню сучасних екологічно чистих технологій на основі створюваних парогазових установок при будівництві нових і реконструкції діючих теплових електростанцій в Україні та Росії.
Стаття 9
Ця Угода набуває чинності з дня її підписання. Вчинено у 1992 р. у двох дійсних примірниках, кожний українською і російською мовами, причому обидва тексти мають однакову чинність.
<div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;"> <div style="text-align: center;"> <p>За Уряд України</p>  </div> <div style="text-align: center;"> <p>За Уряд Російської Федерації</p>  </div> </div>
<p>ПРАВОВОЙ ДЕПАРТАМЕНТ МИД РОССИИ</p> <p>Номер Государственной Регистрации: 19920121</p>

Рис. 1. Угода між Урядом України та Урядом РФ
http://www.mid.ru/bdomp/spd_md.nsf/0/D86B786061D6AAD344257B52001DF01E

За кілька років на НВП "Машпроект" була створена енергетична газотурбінна установка промислового типу ГТЕ-110 номінальною потужністю 110 МВт і ККД 36%. За рахунок державних капітальних вкладень та власних коштів підприємства у с. Каборга було побудовано унікальний бокс – споруду майбутньої дослідно-промислової електростанції (ДПЕ).

Станом на кінець 1998 року було профінансовано і освоєно близько 75% загального обсягу робіт із реконструкції випробувального стенду, спорудження та підготовки до пуску в експлуатацію I-ої черги цієї електростанції. На цьому етапі фінансування робіт зупинилось, і лише за три роки,

завдяки наполегливості Мінпромполітики України, було прийнято кілька постанов Кабінету Міністрів України (від 02.04.2001 р. № 312, від 13.04.2001 р. № 358, від 19.04.2002 р. № 551 та від 25.07.2002 р. № 1082) щодо фінансування добудови дослідно-промислової електростанції ДП НВКГ "Зоря"- "Машпроект", в результаті чого протягом 2001-2003 років із різних джерел фінансування безпосередньо на виконання робіт зі спорудження ДПЕ в с. Каборга було спрямовано коштів загальним обсягом 46 млн грн. (без податку на прибуток).



Рис. 2. ДПЕ "Каборга".

У 2004 році будівництво першої черги дослідно-промислової електростанції з газотурбінною установкою ГТЕ-110 було завершено, і наприкінці року Мінпромполітики затвердило акт про прийняття в експлуатацію "Стенда для випробування парогазової установки ПГУ-160 (ДПЕ)". На той час у дослідно-промисловій експлуатації перебувала ще одна ГТЕ-110 – на Іванівській ГРЕС (Росія) з наробітком більше 2000 годин.

На базі установки ГТЕ-110 було розроблено проект ПГУ-160 і технічну документацію на будівництво другої черги ДПЕ, в якій передбачалося введення в експлуатацію паротурбінної установки потужністю 50 МВт з доведенням загальної потужності ПГУ до 160 МВт і ККД до 50,2%. Відповідно до техніко-економічного обґрунтування цього проекту, загальна сума витрат на будівництво ДПЕ "Каборга", з урахуванням витрат першої черги будівництва, мала скласти еквівалент 55 млн дол. США, що становить 343,8 дол. США на 1 кВт отриманої потужності. Цей показник істотно нижче аналогічних показників інших виробників ПГУ. Порівняльні технічні й вартісні показники ПГУ різних фірм, підготовлені за даними щорічника "Gas Turbine World" на відповідний період, наведені в таблиці 1 [12].

Таблиця 1. Порівняльні технічні та вартісні показники ПГУ

Найменування фірми, марка ПГУ	Потужність ПГУ, МВт	ККД ПГУ, %	Кількість та марка ГТД	Кількість і потужність ПГУ	Вартість ПГУ, млн дол. США	Ціна за 1 кВт потужності, дол. США
"Зоря"- "Машпроект", ПГУ-160	160	50,2	1×ГТД-110	1×50 МВт	55,0	343,8
Alstom Power, KA13D-1	147,1	48,6	1×GT13D	1×53 МВт	74,9	510
Alstom Power, KA11N2	170,0	50,3	1×GT11N2	1×56 МВт	82,6	486
SiemensWestinghouse, 1.W501D5A	172,0	50,2	1×501DE5A	1×59 МВт	85,9	499

Досягнуті результати дали підстави скласти прогнозну оцінку потреби РАО "ЕЭС России" в ГТУ і ПГУ в діапазоні потужностей від 25 до 180 МВт на період до 2015 р. загальним обсягом 38 тис. МВт, з них тільки ГТЕ-110 більше 100 одиниць (15 ГВт).

На основі технічних рішень, отриманих у процесі створення ГТЕ-110, ДП НВКГ "Зоря"- "Машпроект" розроблені дві нові газотурбінні установки потужністю 45 МВт (ГТЕ-45) і 60 МВт (ГТЕ-60), які за технічними та економічними показниками відповідають кращим аналогам таких провідних світових фірм як *General Electric*, *MAN*, *Alstom*, і призначені для використання при спорудженні нових чи реконструкції існуючих теплоелектростанцій [13].

СПРАВКА

о создании высокоэффективной газотурбинной энергетической установки ГТЭ-110 и парогазовых установок на ее основе для нового строительства и технического перевооружения тепловых электростанций России.

Завершение создания установки ГТЭ-110 в 2002 году имеет первостепенное значение. Это позволит, начиная с 2003 года, вести работы по техническому перевооружению тепловых электростанций РАО "ЕЭС России" на базе новейших парогазовых технологий.

Одновременно необходимо отметить, что проблемы технического перевооружения отрасли «электроэнергетика» не могут быть решены только за счет создания ГТЭ-110.

Вопросы технического перевооружения тепловых электростанций РАО "ЕЭС России" требуют разработки и создания отечественных газовых турбин в мощностном диапазоне от 25 до 180 МВт, также как и безусловной государственной поддержки

Прогнозная оценка потребности РАО "ЕЭС России" в ГТУ и ПГУ до 2015 года, выполненная научными и проектными институтами, приведена в таблице.

Диапазон мощностей газовых турбин, МВт	Количество газовых турбин, агрегатов	Суммарная мощность вводимых ГТУ и ПГУ, млн. кВт
110	103	15,1
140-180	49	13,1
60-80	147	8,8
25-30	41	1,2
Всего:	340	38,2

Суммарная мощность вводимых ГТУ и ПГУ составляет 38,2 млн. кВт, что близко к объемам выбытия оборудования по критерию индивидуального ресурса.

Широкое применение ПГУ на электростанциях РАО "ЕЭС России" позволит значительно уменьшить удельный расход топлива на производство электроэнергии (повышение ККД цикла на 15-20%), улучшить экологические показатели электростанций (выбросы N_{ox} менее 50 мг/кг), резко снизить капитальные затраты на новое строительство и техническое перевооружение ТЭС (уменьшение объемов капиталоинтенсивной и металлоемкости на единицу вводимой мощности, сокращение сроков строительства). С учетом разработанных сегодня в России новых технических решений по АСУ ТП и более простых в изготовлении котлоутилизаторов и паровых турбин это позволит резко сократить эксплуатационные расходы, численность эксплуатационного и ремонтного персонала.

Заместитель Председателя Правления
РАО "ЕЭС России"



В.П.Воронин

Рис. 3. Довідка РАО "ЕЭС России".

Як не дивно, прогнозів щодо потреб української енергетики в такій техніці, так само як і стратегії її розвитку взагалі, й досі немає.

Отже, склалась парадоксальна ситуація: в Україні існує гостра потреба у спорудженні нових потужностей маневреної генерації, в тому числі за рахунок модернізації чи надбудови існуючих ТЕС, для чого в існуючих умовах найкраще придатні новітні газотурбінні технології та комбіновані схеми ПГУ; в Україні розроблені високоефективні вітчизняні ГТУ для енергетики різного рівня потужностей; в Україні є у наявності повний цикл виробництва зазначеної техніки; в Україні споруджена і прийнята в експлуатацію перша черга дослідно-промислової електростанції 110 МВт – а ... далі тиша!

Заморожено величезні бюджетні кошти, вкладені в розробку передових конкурентоспроможних технологій; паротурбінні енергоблоки теплових електростанцій з останніх згасаючих сил витягують надмірні навантаження; у найближчі роки не з'являться очікувані гігавати ні атомних енергоблоків, ні ГЕС – надто вже довгі терміни їх спорудження (наприклад, Ташлик, років 20 – і досі не завершений). А свого газу немає – на чому працюватиме ГТУ?!

У той же час в Росії розпочали будівництво заводу з повним циклом виробництва газових турбін того ж діапазону потужностей [14] із явним наміром відмовитись від українських машин (навіть намагаються оспорювати права інтелектуальної власності, які належать вітчизняним розробникам), а це означає для України втрату експортного потенціалу галузі на 15 ГВт (!!!); запуск газопроводів "Північного" та "Південного потоку"

девальвує українську газотранспортну систему й спинить замовлення на газоперекачувальні агрегати, виробництвом яких завантажене вітчизняне підприємство. Внаслідок зазначених чинників постане реальна загроза повної втрати безцінного надбання, що створювалось більше як півстоліття, і вітчизняне газотурбобудування (лише 6 країн у світі мають повний цикл подібного виробництва) може згинати услід за торговельним флотом, судно- та кораблебудуванням.

1.2. *Проблема паливна.* Зазначену ситуацію в енергетиці влучно охарактеризував автор [15]: "темне минуле", "безвихідне сьогодні", але "майбутнє світле", адже є ще на полях понад 100 млн тонн соломи, в лісах покинуто майже 250 млн кубометрів деревини та інших відходів – то чи є вихід у цьому безвиході?

Так! – кажуть енергетики-традиціоналісти: ми закупимо в Сінгапурі (а може і в Науру) кілька живих морських бурових платформ і будемо добувати природний газ глибоко з-під дна моря; ми за допомогою LNG-терміналу зможемо приймати до 10 млрд кубометрів скрапленого газу; ми завдяки *Shell* розірвемо на шмаття пласти уцілілих в Україні територій і будемо добувати сланцевий газ; а ще є багато вугілля, якого вистачить надовго, – і все це будемо спалювати і спалювати в топках казанів – як у часи Архімеда, і ... подолаємо кризу! [16–19].

Проте, енергетики-реалісти застерігають: "нове" бурове обладнання (придбане за 3 млрд доларів) може дозволити "Чорноморнафтогазу" до 2015 року добувати не більше 3 млрд кубометрів газу щорічно [17]. "Вони потрібні, ніхто цього не заперечує. Але революції в шельфовому газовидобутку вони не зроблять. Так, виглядає фантастично: добували 1 мільярд, а будемо 2 або 3. Але з погляду нашого споживання, якщо торік ми спожили 59 мільярдів, то що таке додаткові 2 мільярди", – відзначив експерт. Ба, більше того – хто ж дозволить палити цей дорогоцінний газ у котлах ТЕЦ, якщо тільки для виробництва аміаку його потрібно 6 млрд кубометрів.

LNG-термінал – це щось нове й сучасне, але звідки ж візьмуться оті 10 млрд кубів, адже доставка газу з Катару з різних причин є проблематич-

ною, а розбудова перевалочної інфраструктури й танкерного флоту для туркменського чи азербайджанського газу потребує майже 4 млрд доларів інвестицій – та за такі гроші можна в Україні наростити видобуток газу на 10-15 млрд куб. м, – вважають в Міненерговугілля [19].

Зі сланцевим газом ще цікавіше: його теплотворна здатність у 2 рази нижча, ніж у природного – 0,57 проти 1,17 (відносно умовного палива). Тобто при використанні в тепловому двигуні для отримання тієї самої потужності сланцевого газу буде потрібно вдвічі більше порівняно з природним. Враховуючи, що собівартість сланцевого газу на свердловині оцінюється в 220-250 дол./тис. куб. м, це означає, що його енергетичний еквівалент буде мати ціну, навіть вищу за імпортований природний газ – 440-500 дол./тис. куб. м [20]. До того ж, високий вміст шкідливих домішок у сланцевому газі (вуглекислоти, азоту, аміаку, сірководню) не дозволяє прокачувати його через газопроводи високого тиску – він вибухне. Очищення ж обійдеться занадто дорого. Таким чином, сланцевий газ не можна доставляти на великі відстані, його використовують переважно як місцеве паливо або в балонах для комунально-побутових потреб. Нарешті, у сланцевого газу дуже низький відсоток виходу зі свердловини (коефіцієнт використання доведеного запасу родовища) – від 0,1 і максимально до 0,2, тобто з 25 млрд кубометрів, які передбачається мати аж у 2025 році, реально може бути видобуто навряд чи 3-4 млрд. Тому, як показує досвід різних компаній у тих же США, фізичні об'єми і капіталоемність робіт по освоєнню родовищ колосальна, а видобуток у підсумку виливається в колосальні збитки [20].

Бурхливий ріст сланцевої енергетики в США став можливим завдяки технологічним досягненням. Оцінки *Shell* припускають, що такий сценарій "сланцевої революції" найближчим часом не повториться в жодному іншому регіоні світу, й необхідно шукати інші джерела задоволення зростаючого глобального попиту на енергоносії. Про повільне просування сланцевих проєктів за межами Північної Америки заявляли й інші великі енергетичні компанії. *ExxonMobil* торік відмовилася від участі в розвідницьких ро-

ботах у Польщі. Комерційна розробка сланцевих резервів у Європі навряд чи почнеться в найближче десятиліття, – заявила *Chevron* [21].

Проте Кабмін України дав "добро" на освоєння Юзівської ділянки, для чого необхідно майже 50 млрд доларів інвестицій, які обіцяє (років за 10?) той же *Shell* [21]. Але ж це у 10 разів більше, ніж рахує Міненергугілля потрібним для забезпечення достатнього обсягу видобутку на шельфі не сурогатного, а справжнього природного газу – в чому ж сенс?!

Залишається вугілля – і запаси є, і видобуток налагоджений, єдине, що негаразд – вугілля у своєму природному стані як паливо нетехнологічне, непридатне для застосування в сучасних теплових машинах, та ще й утворює при спалюванні шкідливі викиди.

Таким чином, традиційні "оптимістичні" підходи до вирішення вищезгаданих проблем виявляються або сумнівними, або взагалі утопічними. А реалістична позиція, що ґрунтується на "здоро-

вому песимізмі" і зважених оцінках всієї сукупності факторів, які визначають ситуацію, спонукає звернутись до нетрадиційних рішень, котрі, звісно, також вимагають чималих інвестицій, проте, безсумнівно, є більш ефективними, динамічними, розрахованими на довгочасну перспективу, але можуть бути швидко реалізованими та окупленими.

2. Напрямки вирішення зазначених проблем.

Отже, ТЕС України постали перед дилемою: або продовжувати йти шляхом, що веде до їх закриття, або ж стати на шлях інтенсивного розвитку й відновлення устаткування. Багатьма дослідженнями і практичним досвідом зарубіжних країн доведено, що розв'язання більшості проблем в енергетиці, особливо в частині реабілітації своїх ТЕС, ефективно досягається за допомогою газотурбінних і парогазових технологій [5, 9, 22]. У розвинених країнах спостерігається справжній бум виробництва ГТУ. В Росії також нарощуються темпи впровадження ПГУ. На рис. 4 і 5 наочно відображено ці тенденції [23].

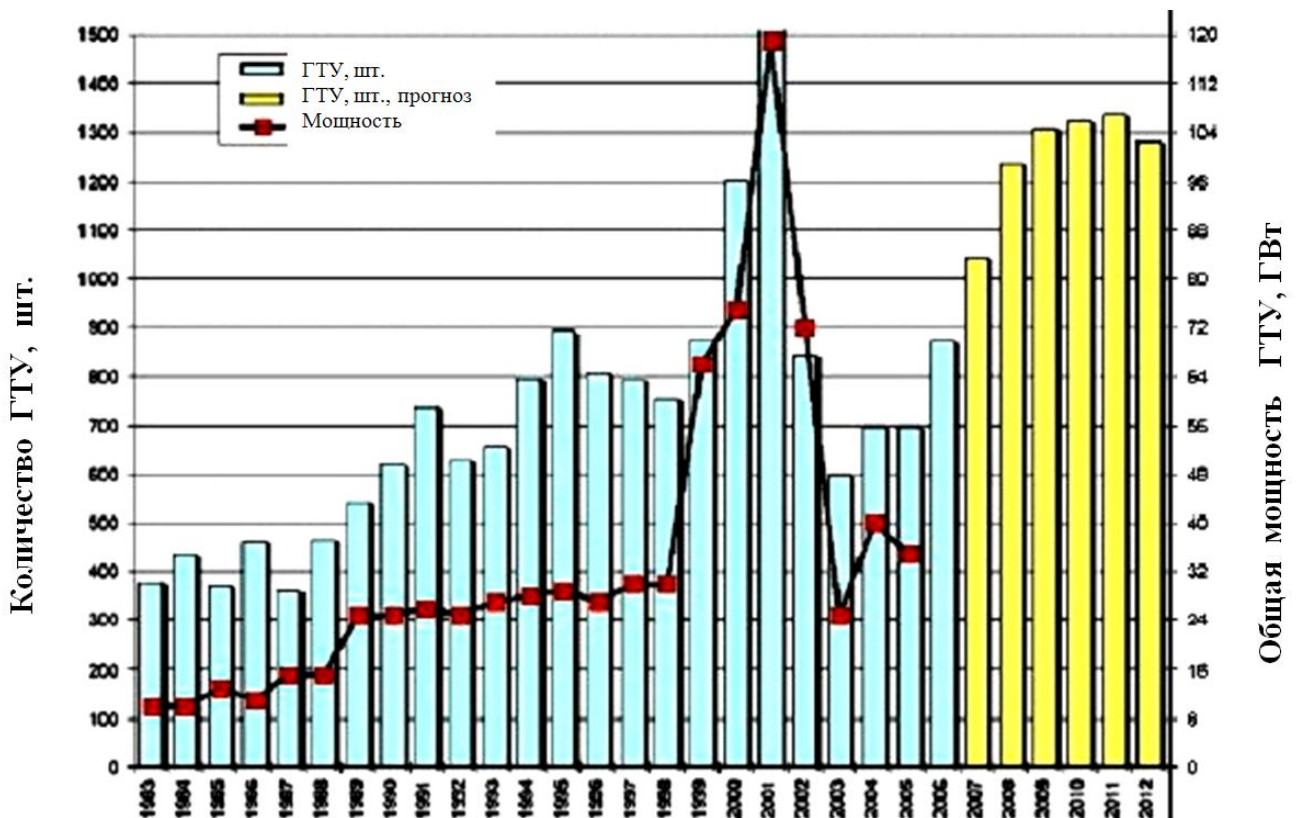


Рис. 4. Обсяги виробництва газотурбінних установок у світі.

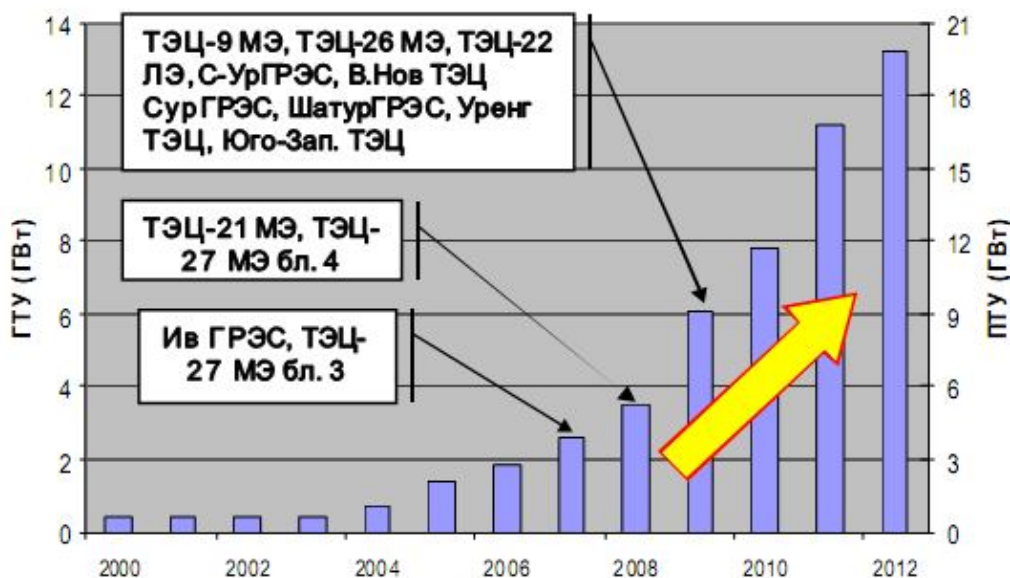


Рис. 5. Парогазовий бум у Росії.

І в Білорусії у відповідності з державною програмою повним ходом іде модернізація енергетики із застосуванням сучасних газотурбінних і парогазових технологій: 40 МВт у Новополоцьку, 75 МВт на Мінській ТЕЦ-2. Будівництво інвестується закордонними банками під гарантії уряду Республіки Білорусь [24]. ГТУ-ТЕЦ на 10 МВт створюється в Естонії; будуються ПГУ в Чехії та інших країнах, де природним газом і не пахне.

Однак, незважаючи на те, що в Україні існує повний цикл виробництва, який може забезпечити найскоріше розгортання будівництва маневрених ПГУ і ГТУ-надбудов до діючих ТЕС і високу економічність, парогазова технологія не отримала в країні належного розвитку, її використання обмежується малими потужностями, які не вирішують проблем згладжування графіка добового навантаження. Є лише кілька прикладів спорудження невеликих ПГУ (потужністю 20 МВт): в Сумах для власних потреб "НПО ім. М.Фрунзе" і на ТЕЦ м. Саки (АР Крим) [22].

Більше того, в різних варіантах проектів оновленої "Енергетичної стратегії України до 2030 року", що потрапляють на очі громадськості, про ГТУ-ПГУ немає жодної згадки! Отже, увесь світ крокує не в ногу, лише Україна знайшла панацею – сланцевий газ?!

Безумовно, не можна вважати, що в частині впровадження в енергетику парогазових технологій розв'язані всі проблемні питання інженерного,

конструкторського і технологічного характеру. Цілий ряд розробок стосується покращення термодинамічних показників та підвищення енергетичної ефективності (ККД) ГТУ і парового циклу, інші пов'язані з удосконаленням конструкцій блоків та окремих вузлів [7–10].

Але найголовнішою проблемою в умовах України, яка стримує поширення ПГУ-технологій, є забезпечення достатнього обсягу придатного для застосування в газових турбінах і доступного за ціною палива. Отже, з погляду на можливість масштабного використання в енергетичних ГТУ-ПГУ, альтернативу "викопним" газам (природному, сланцевому) можуть скласти дві групи "промислових" газів: супутні, що утворюються як побічні продукти або відходи певних виробничих процесів у металургії, хімії, нафтопереробці тощо, і "технологічні", які отримують за допомогою спеціальних промислових технологій.

До першої групи слід віднести горючі гази металургійного виробництва (доменний, коксовий, конверторний), супутній газ нафтовидобутку, шахтні гази й інші побічні горючі гази. Для використання цих палив у ГТД потрібне їх очищення від з'єднань сірки, твердих часток і вологи та кондиціонування суміші газів для досягнення проектною теплоти згоряння й стискання до тиску, що забезпечує роботу пальників у камерах згоряння [25].

Другу групу нетрадиційних видів палива, які відповідають вищезгаданим вимогам, представ-

ляють лише два продукти: синтетичний газ (синтез-газ) і водень. Одразу зауважимо, що в багатьох випадках вони співіснують в одному продукті в різних парціальних співвідношеннях, і хоча конкретний склад суміші впливає на енергетичні показники газотурбінного двигуна, але умови споживання цього газу не потребують їх розділення. Проте є суттєві відмінності в процесах отримання і використання синтез-газу разом із воднем та видобування самого водню, тому і розглянемо їх окремо.

3. Обсяги нетрадиційних паливних ресурсів, потрібних для маневрених ПГУ в енергетиці України.

3.1. Перш за все, потрібно оцінити обсяг потужностей маневрених ПГУ, які необхідно забезпечити альтернативним паливом. Виходячи з найгіршого – песимістичного сценарію, наведеного в [2], з урахуванням реалізації запланованих заходів із реконструкції агрегатів ГЕС і ГАЕС, дефіцит маневрених потужностей складе близько 4 ГВт. Приймаючи в основу розрахунку лінеаризований характер розподілу потужностей у маневреному діапазоні, отримуємо річний обсяг електроенергії, який вони мають забезпечити:

$$4,0 \text{ ГВт} \times 2500 \text{ год} = 10000 \text{ ГВт}\cdot\text{год}, \\ \text{або } 36000 \text{ млн МДж}.$$

Розраховуючи отримати такий виробіток електроенергії за допомогою ГТУ-ПГУ, ми повинні виходити з того реального рівня ККД перетворення теплової енергії в електричну, який можуть забезпечити сучасні агрегати. Користуючись відомими показниками [26]: 42% для ГТУ (наприклад, "Водолій") та 55% для ПГУ, які доцільно застосувати для модернізації ТЕС у пропорції (орієнтовно) 30% – надбудова ГТУ до існуючих ПГУ і 70% – новобудова ПГУ, отримуємо середньозважений ККД = 47,3%. Тоді розрахунковий обсяг палива, потрібного для 4 ГВт маневрених потужностей, складе 76 млн ГДж. В перерахунку на умовне паливо ця величина становить 2,6 млн т у.п. У разі використання для цього природного газу його потрібний обсяг складе 3,04 млрд куб. м.

Подальший розрахунок пов'язаний з паливними характеристиками конкретного газу або су-

міші, яку передбачається використовувати як заміник природного газу.

3.2. Газотурбінні й газопаротурбінні установки розраховані для роботи на природному газі й легкому рідкому паливі, але здатні спалювати також низькокалорійні гази, отримані в металургії (доменні з калорійністю від 1000 ккал/нм³, коксові й ін. гази – 2000-4000 ккал/нм³). Тому дуже перспективним для України є використання ПГУ в металургійному комплексі, де власна потреба в електроенергії становить до 2000 МВт, причому частина цієї потужності використовується в денний час. За даними ДП НВКГ "Зоря"- "Машпроект", утилізація теплоти доменного газу при використанні парогазових установок ПГУ-150 потужністю 150 МВт дозволить не тільки підвищити ККД утилізації з 10-12% (паротурбінний блок) до 40-45%, але й створити в масштабі України до 2,5 ГВт електрогенеруючих потужностей, які можуть бути спрямовані на власні потреби металургії і фактично вивести її на режим самозабезпечення по електроенергії. Це допоможе істотно знизити навантаження на теплову енергетику [22, 27]. Окупність електрогенеруючих і приводних ППГУ, що працюють на газах металургійного виробництва, становить не більше 2-3 років [27].

На нафтопереробних заводах України, на яких впроваджено технології глибокої переробки нафти, утворюються відходи у вигляді нафтового коксу (в'язкі відходи). Сучасною технологією утилізації таких відходів для вироблення електроенергії є їх газифікація в ППГУ із внутрішньоцикловою газифікацією. Відходів тільки Одеського НПЗ після модернізації вистачить для ППГУ потужністю до 350 МВт.

При переході всіх НПЗ України на глибоку переробку нафти можна було б очікувати створення до 1,5 ГВт електрогенеруючих потужностей, які здатні працювати на відходах нафтопереробки [27].

Крім того, на установках каталітичного крекінгу (Мозирський НПЗ, Білорусь), у значних обсягах виробляється як побічний продукт водневмісний "сухий" газ. Він являє собою суміш газів із залежним від багатьох факторів складом, але типовий його склад включає: водню – до 20%, метану – до 28%, етану – до 13%, етилену – до 13%, азоту – до 18%, сірководню – до 30 ppm.

Теплотворна здатність зазначеного газу становить 6500 Ккал/кг.

За своїми технічними характеристиками цей газ виявився цілком придатним для використання в газотурбінних установках, що було безперечно доведено кількарічним досвідом експлуатації ГТД виробництва ДП НВКГ "Зоря"- "Машпроект" у складі газотурбінної електростанції потужністю 15 МВт.

Звісно, що для вирішення проблем, пов'язаних із використанням водневовмісного газу в якості палива для ГТУ, підприємством було виконано великий обсяг дослідно-конструкторських робіт і здійснено модернізацію двигуна для пристосування його до "сухого" газу. В результаті з'явилась перша в СНД газотурбінна електростанція, що працює на вуглеводневому газі з високим вмістом водню [28]. Тим самим практично доведено, що до загального обсягу видів палива, придатних для живлення ГТУ, однозначно долучено водень.

Але зазначеними джерелами наявні ресурси нетрадиційного палива для ГТУ в промисловості не обмежуються. Серед виробництв хімічної галузі однією з найбільш енергоємних є хлорна промисловість із паралельним виробництвом каустичної соди (витрата електроенергії на 1 т каустичної соди становить 2400-2600 кВт·год), тому практично в усьому світі для неї діють спеціальні (пільгові) ціни на енергоносії. При цьому за існуючою електролізною технологією при виробленні 1 т 100% каустику (NaOH) отримується 0,89 т 100% хлору (Cl) і 25 кг або 275 нм³ водню [29].

Річне виробництво каустичної соди в Україні сягає 130 тис. т [30], відповідно витрачається 325 млн кВт·год електроенергії та виробляється як побічний продукт 3250 тис. кг або 36,2 млн нм³ водню. Виникає природне питання: а як його використовують? Виявляється – цей водень просто спалюють у факелах, у той час, як зазначеної кількості достатньо для виробітку 78,4 млн кВт·год електроенергії, що складає 24% того обсягу, який споживається зазначеним виробництвом. Наприклад, ГПТУ класу 25 МВт (типу UGT 25000 CC1) для виробітку 1 МВт·год електричної енергії спалює 165 нм³ природного газу, питома теплота згоряння якого складає 35800 кДж/м³, що за тепловим еквівалентом відповідає 462 нм³ водню, в якого теплота згоряння становить 12770 кДж/м³. В

разі використання цього водню, була б отримана вказана вище кількість електроенергії. Тож бачимо, що фактично 50 млн гривень (60 коп./кВт·год) вилітають у трубу!

Наведені дані свідчать, що навіть більш дбайливе ставлення до наявних у вітчизняній промисловості ресурсів, які не використовують у достатній мірі, а просто й буквально викидають на вітер, спалюючи їх у факельній системі скидних газів, може забезпечити значну частину обсягу палива, потрібного для впровадження в енергетику ГТУ-ПГУ-технологій. Проте, окреслені в цьому підпункті напрямки стосуються переважно заходів щодо енергозбереження або зниження енерговитратності вітчизняних галузей промисловості, здатних зменшити навантаження на базову теплову енергетику, і можливо, лише третина з них може реально бути використана у сфері маневреної генерації.

3.3. Але стратегічний напрямок впровадження ГТУ і ПГУ в загальну енергетику пов'язаний з незменшуваною потребою у використанні в якості первинного палива вугілля, запаси якого у різних країнах світу, зокрема в Україні, досить великі. Проте, цей попит поєднується з домаганням скорочення викидів CO₂, що зумовило нагальну вимогу в запровадженні надійних, маловідходних і конкурентоздатних за ціною газотурбінних технологій спалювання збагаченого воднем синтез-газу, отриманого з вугілля [31, 32].

Для ефективного використання ГТУ на вугіллі потрібне створення систем його газифікації та очищення одержаного газу від механічних домішок і шкідливих газових компонентів, а також реконструкція різного ступеня складності газових турбін, у першу чергу, їхніх камер згоряння. При газифікації практично вся органічна маса палива перетворюється в газ, що може спалюватися в камерах згоряння парогазових установок або в топках котлів [33].

Більшість розробок, пов'язаних із технологією газифікації вугілля, спрямовано на інтеграцію газифікатора в парогазовий цикл виробництва електроенергії. Боротьбу за лідерство в такій технології, названій "ПГУ із внутрішньоцикловою газифікацією (ВЦГ) – gas turbine for Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)", ведуть *General Electric*, *Siemens* і *Mitsubishi*. Останнім часом під тиском екологічних вимог системи IGCC доповнюють

установками CCS (Carbon Capture and Storage – уловлювання вуглекислого газу) [32].

Хоча процеси газифікації вугілля промислово освоєні й використовуються у господарських цілях більше 100 років, їх застосування для виробництва електроенергії стало серйозно розглядатися після появи газифікаційних систем, що працюють під тиском, і потужних газових турбін. Газифікація під тиском є найбільш ефективною в технологічних схемах із ПГУ, оскільки в цьому випадку знижуються витрати на додатковий стиск газу перед подачею в камеру згоряння [33]. Реалізація процесів газифікації при високих тисках дозволяє збільшити їхню інтенсивність, зменшити габарити й вартість устаткування. Те ж стосується й очищення продуктів газифікації від золи вугілля (часток) і агресивних сполук, що необхідно для захисту устаткування. Теплота, що відводиться при газифікації вугілля, утилізується в більшості випадків усередині циклу ПГУ, з нього ж забираються необхідні для газифікації повітря, пара й вода [34].

Потужні енергетичні ПГУ з газифікацією вугілля експлуатуються за рубежом більше 10 років. За цей час, по-перше, практично доведена їх ефективність, що реально наближується до показників установок із традиційним паливом, а, по-друге, – відбувається процес їх подальшого вдос-

коналення за всіма параметрами, як техніко-економічними, так і екологічними. Впровадження таких установок у велику енергетику здійснюється за досить м'яким сценарієм: поступовий перехід від спалювання чистого природного газу через суміш його із синтез-газом аж до 100% заміщення. Накопичений досвід засвідчує можливість і перспективність такого шляху: на рис. 6 наведена діаграма припустимих пропорцій змішування при збереженні основних робочих параметрів [32].

Зазначені обставини вбачаються цілком природними, адже склад основних компонентів синтез-газу різного походження (з різних сортів вугілля) є практично однаковим, хоча їх співвідношення можуть варіюватись у доволі широких межах. Від цього залежить теплота згоряння конкретного складу синтез-газу і, відповідно, особливості конструктивного оформлення певних вузлів ГТУ. В таблиці 2 наведено типовий склад синтез-газу та характерні межі відсоткового вмісту компонентів.

Таблиця 2. Типовий склад синтез-газу

Компоненти	CO	H ₂	CO ₂	N ₂	CH ₄	H ₂ S
Склад, % (об)	35...60	18...35	3...17	1...11	0...1,5	0...0,1

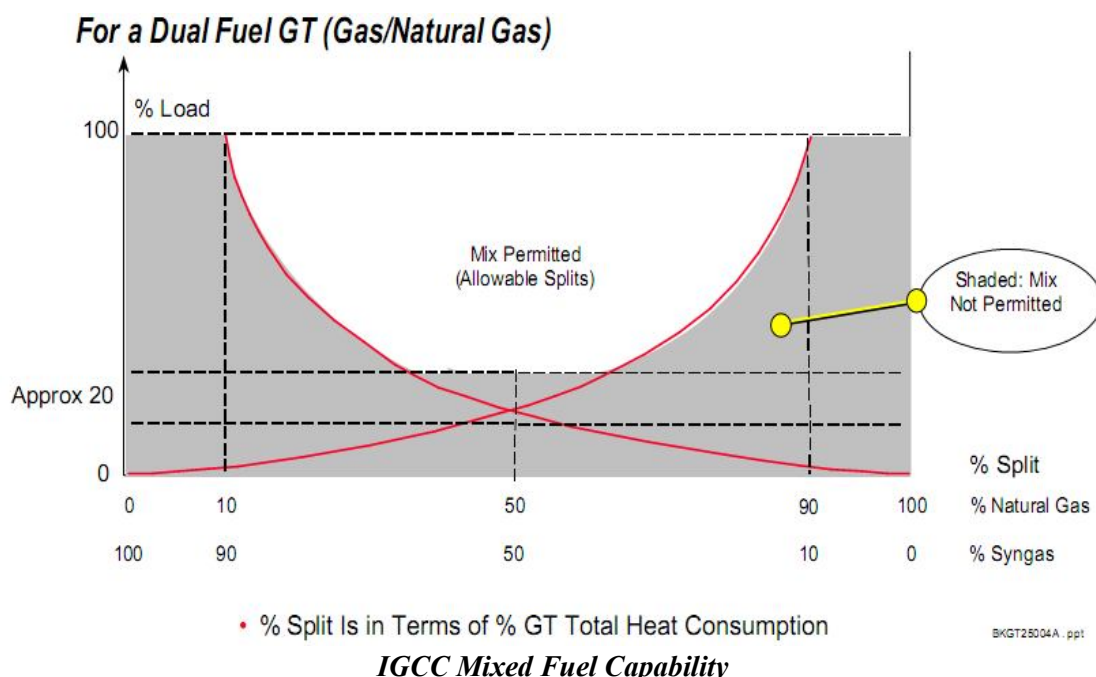


Рис. 6. Діаграма припустимих пропорцій змішування синтез-газ/природний газ.

Теплота згоряння різних "сортів" синтез-газу становить 8000-12500 кДж/м³; вихід газу складає 1,6-2,2 м³/кг; використання вуглецю – 95-98% і ККД газифікації – 70-72% [34].

Користуючись цими даними, зокрема, прийнявши середню теплоту згоряння синтез-газу 10 МДж/м³ і продуктивність газифікації (вихід газу) 2,0 м³/кг, знайдемо, що для отримання зазначених вище 76 млрд МДж теплового еквіваленту потрібно 7,6 млрд м³ синтез-газу і, відповідно, 3,8 млн т вугілля для газифікації. Чи є такий ресурс?

За даними [35] надлишок енергетичних видів вугілля, які можливо використати за межами базової генерації, не перевищує 3,4 млн т. Таким чином, попередня оцінка можливості забезпечення необхідного для маневреного сектора енергетики парку ГТУ-ПГУ за рахунок технологій внутрішньоциклової газифікації власного вугілля (IGCC) виявляє 10-відсотковий дефіцит ресурсу. Тобто, для повномасштабного втілення стратегії впровадження в маневрену генерацію парогазотурбінних установок необхідно відшукати приблизно 0,5 млн т вугілля, а точніше – джерело отримання еквіваленту 1 млрд м³ синтез-газу.

Для цього існують два шляхи. Перший – це використання технологій підземної газифікації вугільних пластів, непридатних для шахтної розробки. Другий – це безпосередній виробіток водню за рахунок відновлюваних джерел енергії.

Щодо підземної газифікації вугілля (ПГВ: Underground Coal Gasification – UCG), то відома донецька компанія ДТЕК уже кілька років вивчає можливість застосування таких технологій на своїх вугільних підприємствах. Попередні результати й розрахунки показали перспективність даного напрямку. За експертними оцінками, собівартість отриманого синтез-газу нижче сланцевого і близька до природного газу, що добувається в Україні [36]. Крім того, зазначена технологія придатна і для залучення до паливно-енергетичного балансу величезної кількості некондиційних для шахтного видобутку вугільних пластів та пропластків, ресурси яких у Львівсько-Волинському кам'яновугільному басейні оцінюються в 74 млн т, що дозволяє отримати за пропонованою технологією [37] понад 60 млрд м³ синтез-газу, в тому числі 27 млрд м³ водню. Отже, потенціал забезпечення маневрених ПГУ

нетрадиційним газовим паливом власного виробітку цілком достатній, хоча технології ПГВ потребують подальшого вдосконалення [34].

Тому доречно зважити на ще один напрямок одержання палива для ГТУ, в тому числі – у складі ПГУ. Йдеться про водень, але не той, що вміщується в синтез-газі, а чистий водень, який виробляється без використання вуглеводневих сполук і викопних енергоносіїв, переважно той, що отримують електролізом води.

4. Передумови для залучення водню, отриманого з відновлюваних джерел, у паливний баланс газотурбінних технологій.

4.1. Первинний фактор, що створює передумову для використання водню в якості палива в ГТУ, полягає в тому, що він для цього цілком придатний. Так, водень за теплофізичними властивостями суттєво відрізняється від природного газу, що викликає зміни у масовій витраті газу, ступенях стиску, умовах охолодження лопатей, а це, в свою чергу, впливає на перерозподіл потужності між турбіною та компресором і, в кінцевому рахунку – на вихідні характеристики газової турбіни [38]. Але ж для того й проводяться дослідження особливостей режимів функціонування ГТУ при заміщенні природного газу воднем, виконуються роботи щодо пристосування до нього камер згоряння, напрямних лопатей та інших вузлів і необхідної модернізації [39]. Проте ці проблеми, як було згадано вище, піддаються розв'язанню. Крім того, режим введення водню в паливний ресурс ГТУ передбачає поступовий перехід від слабонасичених воднем сумішей природного або синтез-газу до більш збагачених, як відображено на рис. 6 [32]. Врешті-решт, в Італії запустили на повну потужність 16 МВт ПГУ-електростанцію, що працює цілком на водні [11].

Другою передумовою застосування водню в ГТУ-технологіях є його доступність. У цілому в світі отримують близько 60 млн т або 660 млрд м³ водню, який використовується в різних сферах промисловості, а виробляють його переважно паровим риформінгом природного газу. Зрозуміло, що спалювати одержаний у такий спосіб водень безглуздо. Для виробітку енергетичного водню в промислових масштабах необхідно у максимальній мірі застосувати альтернативні способи виробництва.

Найбільш прийнятним для вирішення цього завдання є виробництво водню електролізом води з використанням відновлюваних джерел енергії. Від інших методів цей процес вигідно відрізняється достатньо простим апаратурним і технологічним оформленням. Основною сировиною в цьому випадку є вода – цілком доступне і практично невичерпне джерело [40].

Головними обставинами, що обмежують можливість масштабного впровадження цієї технології, є енерговитратність і вартість кінцевого продукту – товарного водню. Враховуючи рівень тарифів на відпуск електроенергії для промислових споживачів із загальної мережі електропостачання, отримати економічно виправдану ціну водню для зазначених цілей неможливо. Більш дешево електроенергію можна отримати лише двома шляхами: використанням надлишку потужностей АЕС у нічний час, коли споживання енергії знижується, або шляхом її масштабної генерації за рахунок відновлюваних джерел енергії.

У результаті численних досліджень, присвячених цій проблемі, доцільність побудови інтегрованих вітро-сонячно-водневих і комбінованих (гібридних) енергетичних комплексів з водневим циклом на сьогоднішній день стала практично очевидною [41]. Особливо перспективним, з погляду на максимальне зменшення собівартості виробленого водню, виявляється створення таких комплексів на морських плавучих платформах (МЕК-ВЦ) у шельфовій або прибережній лиманній зоні з їх специфічними природно-кліматичними умовами [42].

Не заглиблюючись у подробиці, зазначимо головне, що визначає перспективу інтеграції відновлювано-водневого циклу з газотурбінними технологіями: по-перше, з інженерно-технічного погляду це є процедура, аналогічна ВЦГ вугілля, тільки об'єктами перетворення в ньому виступають інші джерела енергії; а по-друге, найважливіше – фактично досягнуті умови отримання конкурентоспроможної ціни на тепловміст водню. За даними розрахунків [43] проект, побудований на цій базі ще 2010 року, дозволяє випустити на ринок уже зараз товарний водень за ціною 200 доларів за 1000 nm^3 . Візьмемо цей фактор за відправну точку і покажемо, що в Україні існують реальні можливості створення

новітньої газотурбінної технології *Integrated Renewable Hydrogen Cycle – Gas Turbine IRHC*.

4.2. У розрахунках п. 3.1 визначено, що ПГУ типу UGT 25000 CC1 потужністю 44 МВт для виробітку 1 МВт·год електричної енергії потрібно 462 nm^3 водню. В разі використання цієї ПГУ для створення пікової електростанції з річним наробітком 2000 годин необхідно мати виробіток водню обсягом 41 млн nm^3 на рік. Для природно-кліматичних умов, прийнятих у проекті [43], питомих річний виробіток електричної енергії вітросонячним енергокомплексом, що спрямовується безпосередньо на електроліз води, становить 750-800 nm^3/kWt , тобто для забезпечення роботи обраної ПГУ протягом року в піковому режимі потрібно інсталиувати 52 МВт потужності вітрових і сонячних енергоустановок.

В тому ж проекті показано, що при цільовому використанні вітро-сонячних генеруючих установок для живлення електролізерів без транспортування на далекі відстані виробленого продукту питома вартість устаткування зменшується до рівня 800-900 дол./кВт. У підсумку обсяг інвестицій для реалізації технології *"Gas Turbine IRHC"* на базі установки UGT 25000 CC1 складе 41-47 млн дол. США.

При співставленні цієї суми з вартістю природного газу, обсяг якого має замінити установка IRHC (14,6 млн nm^3 за ціною 0,42 дол./ nm^3 , що дорівнює 6,15 млн дол. на рік), знайдемо, що окупність інвестицій складе 6,5-7,5 років. В разі порівняння пропонованого варіанту з окупністю сланцевого газу, у якого тепловміст, можливо, відсотків лише на 40 більше, ніж у водню, а очікувана ціна за одиницю вже прогнозується вищою за водень, та його взагалі ще немає, тоді як вода, вітер і сонце є завжди, то очевидно, на чію користь порівняння.

Нарешті, слід зауважити, що у сфері вітросонячної енергетики з водневим циклом в останні 2-3 роки відбуваються серйозні зміни, головною тенденцією в яких є значне зниження рівня цін, особливо в електролізних технологіях, чия складова у собівартості водню досить помітна. При цьому варто очікувати не тільки зменшення капітальних витрат, але й питомих показників споживання електроенергії, що радикально позначиться на конкурентоспроможності водню. Так, для досягнення безумовної переваги за показниками теплов-

міст/ціна/технологія необхідно домогтися вартості водню не вище 145 дол. за 1000 нм³, адже рівноважна ціна тепловмісту водню відносно природного газу становитиме $420/2,8 = 150$ дол./1000 нм³.

Свідченням визнання перспективності новітнього напрямку в енергетиці, який ми охарактеризували як *Gas Turbine Integrated Renewable Hydrogen Cycle*, є ряд проєктів, нещодавно запроваджених у декількох регіонах. Зокрема, в Єгипті ПГУ 135 МВт доповнена сонячно-тепловою установкою в попередньому ступені пароперегрівача, що підвищило її потужність до 150 МВт [44].

4.3. Особливо сприятливі обставини для спорудження пілотної дослідно-промислової парогазової електростанції з використанням водневого палива, отриманого з відновлюваних джерел, сформувались у місці розташування випробувального комплексу "Каборга". Розбудована там інфраструктура I-ої черги ДПЕ-110 та природний ареал, що примикає до неї, склалися в унікальну сукупність факторів, які дозволяють у короткий термін створити промисловий прототип ефективного енергетичного агрегату на водневому паливі і стартову площадку для реалізації новітньої газотурбінної технології *Integrated Renewable Hydrogen Cycle*.

Березанський лиман, на березі якого знаходиться виробнича площадка "Каборга", із площею дзеркала 60 кв. км, а також значні території земель, що примикають до неї, дозволяють розгорнути цілий парк вітрових і сонячних енергоустановок від 100 до 300 МВт потужності, на пропускну здатність якої розрахована лінія електропередачі, що сполучена з випробувальним комплексом.

Розрахунок енергопотенціалу відновлюваних джерел і річного виробітку електроенергії на зазначеній території цілком аналогічний тому, що виконаний в [45] для площ шламосховищ Миколаївського глиноземного заводу та прилеглої до них акваторії Бузького лиману, – відстань між ними по широті лише 35 км. Результат розрахунку показав для "Каборги" валовий виробіток електроенергії обсягом до 400 млн кВт·год, за рахунок якої можна отримати 80 млн нм³ водню на рік. Якщо для функціонування пікової ПГУ-44 буде використано згідно розрахунку лише 41 млн кубів

із зазначених 80 млн, то залишок 39 млн у вигляді водню і виробляти не потрібно. Замість цього доцільно реалізувати майже 200 млн кВт·год невикористаної електроенергії за "зеленим" тарифом (0,46 €/кВт·год) – тоді від сонячної компоненти можна одержати: $0,46 \times 200 = 92$ млн €.

Без подробиць зазначимо, що ця сума становить близько 30% капітальних вкладень, необхідних для створення всього вітро-сонячного енергокомплексу з водневим циклом, тобто він окупиться менше, ніж за 4 роки, постачаючи протягом усього періоду водень для ПГУ (безкоштовно!).

Висновки. Необхідність тотального оновлення устаткування і перебудови всього парку ТЕС в Україні потребує негайного прийняття рішень щодо стратегії реабілітації галузі, інакше дилема "закриття чи оновлення" перетвориться для ТЕС у безальтернативний імператив – закриття. Приклади Саяно-Шушенської, Вуглегірської електростанцій та ще більш жажливих техногенних катастроф вимагають вжиття випереджувальних заходів у сфері енергетичної безпеки і недопущення нових жертв та втрат.

Для форсованого оновлення ТЕС необхідне термінове прийняття державних програм щодо розвитку маневрених потужностей і забезпечення впровадження в енергетику країни сучасних ефективних та швидкоокупних парогазових установок, в тому числі – з внутрішньоцикловою газифікацією вугілля і гібридних систем з використанням водню з відновлюваних джерел енергії.

Україна має розвинену виробничо-технологічну базу для виготовлення ГТУ різного калібру та спорудження потужних ПГУ, обладнання для газифікації вугілля і достатні його запаси, величезні ресурси відновлюваних джерел енергії, особливо в прибережній зоні та на шельфі, здатні забезпечити енергетику доступним за ціною водневим паливом у будь-яких потрібних обсягах.

Отже, проблеми української енергетики та енергетичної безпеки – це не технічна проблема, це не відсутність газу. Проблема – це відсутність волі для прийняття рішень вкладати гроші не тільки заради олігархічних інтересів, а також заради здорового глузду.

1. *Воронцов С.* Про відповідність Енергетичної стратегії України на період до 2030 року сучасним викликам і загрозам у сфері енергетичної безпеки // Національний інститут стратегічних досліджень. – Електронний ресурс / <http://www.niss.gov.ua/articles/470/>
2. *Мацевитый Ю.М., Стогний Б.С., Шидловский А.К.* Научно-техническое обеспечение долгосрочных планов развития энергетики Украины // Энергетика та електрифікація. – 2013. – № 1. – С. 48–52.
3. *Праховник А.В.* Развитие маневренной генерации ОЭС Украины как фактор повышения энергетической безопасности государства // Праховник А.В., Попов В.А., Находов В.Ф., Баталов А.Г., Денисевич К.Б. – Энергетика та електрифікація. – 2008. – № 7. – С. 9–12.
4. *Ольга Иванченко.* Бойко взявся за гидроенергетику // Комментарии. – №16-17 (353) от 26.04.2013 / <http://gazeta.comments.ua/?art=1348741706>
5. *Шеберстов О.М.* Стан теплових електростанцій України, перспективи їх оновлення і модернізації // Энергетика і електрифікація. – 2004. – №12. – С. 1–6.
6. *Ковецкий В.М., Ковецкая Ю.Ю.* Газотурбинные двигатели в энергетике: достижения, особенности, возможности // Проблемы загалльної енергетики. – 2008. – № 17. – С. 24–30.
7. *Романов В.В.* Применение газотурбинных технологий – эффективный путь модернизации энергетики Украины // Романов В.В., Филоненко А.А., Чобенко В.Н. – Наукові праці. Серія "Техногенна безпека". – Миколаїв: ЧДУ ім. П.Могили. – 2005. – Том 41. Випуск 28. – С. 163–167.
8. *Шелестюк А.И.* Широкое внедрение ГТУ НПКГ "Зоря"- "Машпроект" – наиболее эффективный путь модернизации теплоэнергетики Украины // Наукові праці. Випуск 18. "Техногенна безпека". – Миколаїв: ЧДУ ім. П.Могили. – 2004. – С. 130–134.
9. *Daniel Brdar R., Robert M. Jones.* GE IGCC Technology and Experience with Advanced Gas Turbines // GE Power Systems. – GER-4207 / [http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/turbines/refshelf/igcc-h2-sygas/IGCC%20GTs%20\(GER4207\).pdf](http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/turbines/refshelf/igcc-h2-sygas/IGCC%20GTs%20(GER4207).pdf)
10. *Tim Bradley, Joseph Fadok.* Advanced hydrogen turbine development update // Proceedings of the ASME Turbo Expo 2009: Power for Land, Sea and Air, GT2009. – Orlando, Florida, USA. – 2009, June 8-12. – С. 1–9.
11. *Водородное будущее энергетической отрасли /* <http://www.smartgrid.ru/sg-industriya/tehnologii-i-resheniya/vodorodnoe-budushchee-energeticheskoy-otrasli/>
12. *Бондин Ю.Н.* Пробный пуск, комплексное опробование и введение в эксплуатацию опытно-промышленной электростанции в поселке Каборга Николаевской области на базе вновь созданного двигателя ГТД-110. // Бондин Ю.Н., Захаров С.В., Романов В.В., Раимов Р.И. – Наукові праці. Серія "Техногенна безпека". – Миколаїв: ЧДУ ім. П.Могили. – 2005. – Том 41. Випуск 28. – С. 138–147.
13. *Филоненко А.А., Раимов Р.И., Черный Г.В.* Новые газотурбинные электростанции и парогазовые установки на основе ГТД 45-60 разработки ГП НПКГ "Зоря"- "Машпроект" // Наукові праці. Серія "Техногенна безпека". – Миколаїв: ЧДУ ім. П.Могили. Випуск 64. – 2008. – Том 77. – С. 131–134.
14. *Елена Ушакова.* "Русские газовые турбины" и Renaissance construction подписали договор генерального подряда на строительство завода по производству газотурбинных установок // <http://www.hydrogen.ru/modules.php?op=modload&name=News&file=article&sid=1928>
15. *Виталий Ковач.* Какое энергетическое будущее ждет Украину // Контракты. – 23.11.2012 / <http://kontrakty.ua/article/55546>
16. *Ірина Петренко. Володимир Омельченко:* "Вишки Бойка" даватимуть до 2 млрд. кубометрів газу на рік // "Українська енергетика", 2012-05-23/ <http://ua-energy.org/post/20347>
17. *"Вишки Бойко" ситуацію* с добычей газа не улучшат – эксперты // Gazeta.ua – 2012-05-23 / http://gazeta.ua/ru/articles/business/_vyshku-bojko-vveli-v-ekspluatatsiyu/ 436081
18. *Ігорь Костин.* Скандальный разрыв // 2000. – 08.03.2013. – В 5.
19. *В необходимость LNG-терминала не верит даже Азаров* // МинПром – 26.03.13 / <http://minprom.ua/news/119445.html>
20. *El Murid.* Сланцевый газ слишком мифологизирован и имеет все признаки большой аферы // NEWS BALT. – 14.05.2012 / <http://www.news Balt.ru/detail/?ID=4451>
21. *Shell не верит в сланцевый газ* // Укррудпром. – 26 апреля 2013 года / http://www.ukrudprom.ua/news/Shell_ne_verit_v_slantseviy_gaz.html
22. *Борис Патон, Артем Халатов.* Помогут ли газовые турбины преодолеть проблемы энергосистемы Украины? // "Зеркало недели. Украина", № 47. – 12 декабря 2008. / http://gazeta.zn.ua/ECONOMICS/pomogut_li_gazovye_turbiny_preodolet_problemy_energosisistemy_ukrainy.html
23. *Нугматулин Т.Р.* Газовые Турбины // Электронный ресурс. – Москва, 17.06.2010 / http://www.ocean.ru/index2.php?option=com_docman&task=doc_view&gid=323&Itemid=78.
24. *Золотухин А. Н., Канралов Д. А.* На Минской ТЭЦ введены парогазовые установки на базе SGT 600 Siemens // Турбины и дизели. – 2012, январь-февраль. – С. 26–31. / www.turbine-diesel.ru
25. *Ковецкий В.М.* Энергетическая эффективность технологий парогазотурбинных установок // Проблемы загалльної енергетики. – 2008. – № 17. – С. 66–72.
26. *Енергоефективність* та відновлювані джерела енергії / Під заг. ред. А.К. Шидловського. – К.: Українські енциклопедичні знання, 2007. – с. 560.
27. *Шелестюк А.И.* Эффективная электрогенерация на базе ГТУ в промышленной энергетике // IV Международная конференция "Энергосбережение и бизнес". – Ялта. – 4-8.06.2007.
28. *Бондаренко А.С., Каллаш В.Л., Литвин А.А.* Эксплуатация судовых газотурбинных двигателей на газойле и водородсодержащем газе, получаемых при переработке нефти // Наукові праці. Серія "Техногенна безпека". – Миколаїв: ЧДУ ім. П.Могили. – 2005. – Том 61. Випуск 48. – С. 218–219.

29. *Подвязный В.И.* Совершенствование калькулирования затрат в комплексных производствах химического комплекса // Современная экономика: проблемы и решения. – 2010. – № 8. – С. 125–134. / <http://econ.vsu.ru/downloads/pub/seconomic/8/podvyazniy.pdf>

30. *Украина снизила производство двуокиси титана на 5,3%* // Укррудпром. – 26 января 2013 года / http://www.ukrrudprom.ua/news/Ukraina_sнизila_proizvodstvo_dvuokisi_titana_na_53.html

31. *Накоряков В.Е., Ноздренко Г.В., Кузьмин А.Г.* Технико-экономические показатели ПГУ ТЭЦ с газификацией угля // Научный вестник НГТУ. – Новосибирск, НГТУ. – 2009. – № 3. – С. 155–162.

32. *Christer Björkqvist.* Progress Towards Implementation of IGCC-CCS in Europe // ICEPAG 2010. – International Colloquium on Environmentally Preferred Advanced Power Generation. – Costa Mesa, California. – 2010, February 9-11. – PP. 1–4.

33. *Тиматков В.* Стратегическое значение технологии газификации угля // Институт проблем естественных монополий. Электронный ресурс / <http://www.combienergy.ru/stat939.html>

34. *Применение газификации углей в электроэнергетике* // Институт проблем естественных монополий. Электронный ресурс / <http://www.combienergy.ru/nts18.html>

35. *Чернявский Н.В.* О перспективах и особенностях использования угля в промышленности и коммунальной энергетике // Современная наука: Сб. научн. статей. – НПВК "Триакон". – 2012. – № 1(9). – С. 80–88.

36. *У Ахметова решили* заменить российский газ синтез-газом // Ліга. Бизнес. – 07.12.2012 / <http://biz.liga.net/all/tek/novosti/2376730-u-akhmetova-reshili-zamenit-rossiyskiy-gaz-sintez-gazom.htm#>

37. *Стефаник Ю.В., Храмов В.М.* Оцінка ресурсів вугілля Львівсько-Волинського басейну, придатних для отримання водню методом підземної газифікації // Фундаментальні проблеми водневої енергетики. Наукова звітна сесія. – Київ, 24-25 листопада 2010. – С. 35–36.

38. *Paolo Chiesa, Giovanni Lozza, Luigi Mazzocchi.* Using Hydrogen as Gas Turbine Fuel // Journal of Engineering for Gas Turbines and Power. – Vol. 127. – Jan, 2005. – С. 73–80.

39. *Сербин С.И., Гончарова Н.А.* Характеристики камеры сгорания ГТД мощностью 2,5 МВт, работающей на синтез-газе // Інновації в суднобудуванні та океанотехніці. III міжнародна науково-технічна конференція. – Николаев: Национальный университет кораблестроения имени адмирала Макарова. / web-site: conference.nuos.edu.ua

40. *Мхитарян Н.М., Кудря С.А., Яценко Л.В., Шинкаренко Л.Я.* Состояние и перспективы использования водорода в возобновляемой энергетике // Альтернативная энергетика и экология. – ISJAEЕ. – 2012. – № 5-6. – С. 68–79.

41. *Butterfield S.* Overview of Offshore Wind Technology/ S. Butterfield, W. Musial, J. Jonkman, P. Sclavounos. A national laboratory of the U.S. Department of Energy // Conference Paper NREL/CP-500-42252. – 2007, October / <http://www.nrel.gov/docs/fy08osti/42252.pdf>

42. *Запорожець Ю.М., Кудря С.А.* Ветросолнечные энергетические комплексы с водородным циклом // Альтернативная энергетика и экология. – ISJAEЕ. 2011. – № 8.

43. *Запорожець Ю.М.* "Морской водород" для экономики Украины // Альтернативная энергетика и экология. – ISJAEЕ. – 2013. – № 3. – С. 13–26.

44. *Bright future for Egypt's solar/gas hybrid* // Modern Power Systems. – 2008, 1 April / <http://www.Modernpowersystems.com/features/featurebright-future-for-egypt-s-solargas-hybrid>.

45. *Біла Г.Ю., Запорожець Ю.М.* Можливості перетворення загрозованих звалищ відходів на переробні енерготехнологічні комплекси: приклад Миколаївського глиноземного заводу // Відновлювана енергетика. – 2012. – № 3. – С. 10–16.

МІЖНАРОДНИЙ ІНВЕСТИЦІЙНИЙ БІЗНЕС-ФОРУМ З ПИТАНЬ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ТА ВІДНОВЛЮВАНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

VI МІЖНАРОДНА СПЕЦІАЛІЗОВАНА ВИСТАВКА

ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ. ВІДНОВЛЮВАНА ЕНЕРГЕТИКА - 2013

АЛЬТЕРНАТИВНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ, ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧІ ТЕХНОЛОГІЇ, ОБЛАДНАННЯ, МАТЕРІАЛИ

5–8
листопада

ОРГАНІЗАТОР
Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України

СПІВОРГАНІЗАТОР
Міжнародний виставковий центр

ГАЛУЗЕВИЙ ПАРТНЕР
Українська Вітроенергетична Асоціація

МІЖНАРОДНИЙ ВИСТАВКОВИЙ ЦЕНТР
Україна, Київ, Броварський пр-т, 15
"Лівобережна"
☎ +38 044 201-11-66, 206-87-86
e-mail: sv@iec-expo.com.ua
www.iec-expo.com.ua, www.tech-expo.com.ua

Технічний партнер: **ReconMedia**