МІНЕНЕРГОВУГІЛЛЯ УКРАЇНИ
ДП «НЕК «УКРЕНЕРГО»
ВІДОКРЕМЛЕНИЙ ПІДРОЗДІЛ
«НАУКОВО-ПРОЕКТНИЙ ЦЕНТР РОЗВИТКУ ОБ'ЄДНАНОЇ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ» ДЕРЖАВНОГО ПІДПРИЄМСТВА «НАЦІОНАЛЬНА ЕНЕРГЕТИЧНА КОМПАНІЯ «УКРЕНЕРГО»
(НПЦР ОЕС України)

Стан і перспективи розвитку малої гідроенергетики, сонячної, вітрової та інших джерел поновлюваної енергії зарубіжних країн та України

Підготовлено відділом інформаційно-аналітичної роботи департаменту міжнародного співробітництва та євроінтеграції

Київ – 08/2016

ЗМІСТ

1. Сучасний стан і перспективи розвитку поновлюваної енергетики в світовій енергетичній сфері……. 2
1.1. Оцінка міжнародними енергетичними організаціями стану і перспектив розвитку поновлюваних джерел енергії .…… 2
1.2. Розвиток вітроенергетики…….. 6
1.3. Стан і перспективи розвитку сонячної енергетики…….…. 8
1.4. Сучасні тенденції розвитку світової гідроенергетики……. 10
1.4.1. Огляд стану малої гідроенергетики у світовій енергетичній сфері…… 12
1.5. Огляд ринку теплонасосних систем і технологій…… 15
1.6. Аналіз сучасного стану і перспектив розвитку біоенергетики у світі……... 21
1.7. Стан розвитку геотермальної енергетики…….... 28
1.8. Оцінювання нормованої вартості виробництва енергії з ПДЕ та традиційних джерел ……..... 30
1.9. Інвестиції в розвиток виробництва енергії з поновлюваних джерел енергії ……..….. 34
1.10. Основні положення Паризької угоди з клімату та розвитку низькьовуглецевих технологій до 2030 року……..……... 39
2. Огляд основних напрямів реалізації Енергетичної стратегії Європейського Союзу до 2020 р. та 2030 р. щодо розвитку поновлюваних джерел енергії …….…… 41
2.1. Законодавче та нормативно-правове супроводження розвитку поновлюваної енергетики країн-членів ЄС ……. 44
2.2. Реалізація засобів економічного стимулювання розвитку ПДЕ…… 47
2.3. Огляд загальних технічних вимог до розподілених (поновлюваних) джерел енергії в умовах інтеграції в енергосистему…… 54
3. США. Стан і перспектива розвитку ПДЕ…… 58
4. Китай. Тенденції розвитку поновлювальної енергетики…….. 70
5. Україна. Розвиток поновлюваних джерел енергії……... 77

Додаток 1. Потужність та обсяги виробництва електроенергії ПДЕ в окремих регіонах і країнах світу……. 90
Додаток 2. Класифікація ГЕС малої потужності у світовій практиці.……..……..… 91
Додаток 3. Динаміка встановленої потужності малих ГЕС в Європі…… 92
Додаток 4. Стан технологій використання поновлюваних джерел енергії: характеристики та витрати……..…… 93
Додаток 5. Стан та національні цілі держав-членів ЄС щодо частки енергії поновлюваних джерел енергії в кінцевому споживанні……... 96
Додаток 6. Огляд основних стимулюючих механізмів виробництва електроенергії з поновлюваних джерел…… 97
Додаток 7. Фактичні та прогнозовані інвестиції в електроенергетику та біопаливо……..…… 99
Додаток 8. План розвитку генеруючих об'єктів на альтернативних джерелах енергії (ВЕС, СЕС, БЕС, МГЕС) по регіонах України на період до 2025 року …….. 100
Окремі скорочення……. 101
Джерела інформації…….. 103

Стан і перспективи розвитку малої гідроенергетики, сонячної, вітрової та інших джерел поновлюваної енергії зарубіжних країн та України

1. Сучасний стан і перспективи розвитку поновлюваної енергетики в світовій енергетичній сфері

1.1. Оцінка міжнародними енергетичними організаціями стану і перспектив розвитку поновлюваних джерел енергії

В умовах прогнозованого до 2030 р. та наступні роки міжнародними енергетичними організаціями розвитку економіки, зростання чисельності населення, скорочення доведених світових запасів багатьох викопних видів палива, підвищення цін на вуглеводні і прагнення держав знизити залежність від імпортної сировини сприяє активізації розвитку та використання поновлюваних джерел енергії (ПДЕ). Нарощування обсягів використання поновлюваної енергії дозволяє вирішувати глобальні енергетичні проблеми: декарбонізація економіки, зростаючий попит на енергію та енергетична безпека.

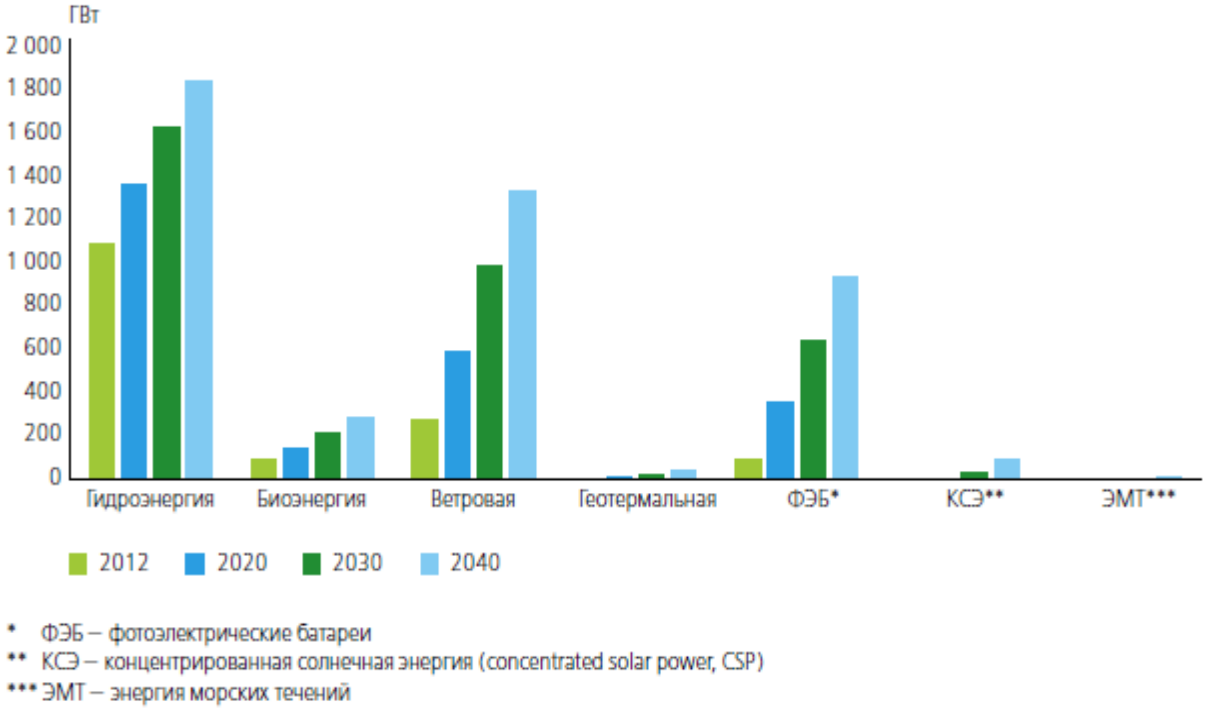
За даними Міжнародного Енергетичного Агентства – МЕА (International Energy Agency – IEA), темпи зростання традиційної вугільної та газової енергетики, починаючи з XXI століття, складали близько 2% на рік, (у тому числі велика гідроенергетика – 2%, атомна енергетика – 1,6 %). Водночас темпи введення потужностей вітрової та сонячної енергетики в світі вже кілька років поспіль становили понад 25%, що більш ніж на порядок перевищує темпи зростання традиційної паливної енергетики.

Експерти МЕА відзначають підвищення рівня конкурентоспроможності ПДЕ по відношенню до інших джерел енергії та перспективи їхнього використання у світових енергетичних системах, розробляють рекомендації для директивних органів з управління політикою поновлюваних джерел енергії. МЕА працює в тісній співпраці з Міжнародним агентством із поновлюваних джерел енергії (International Renewable Energy Agency, IRENA).

Згідно з прогнозом МЕА (World Energy Outlook, 2014) за період до 2035 р. у світі можливе доведення потужностей з виробництва електроенергії з поновлюваних джерел до 3930 ГВт, що дозволить виробляти до 11573 ТВт·год електроенергії, або понад 31% загального обсягу виробітку електроенергії у світі.

Найбільш поширеними технологіями, як видно з діаграми, стануть гідро (1731 ГВт), вітрова (1130 ГВт) і сонячна енергетика, заснована на фотоелектричному перетворенні (фотоелектричні батареї, ФЕБ; 690 ГВт).

Установлені потужності з виробництва електроенергії у світі



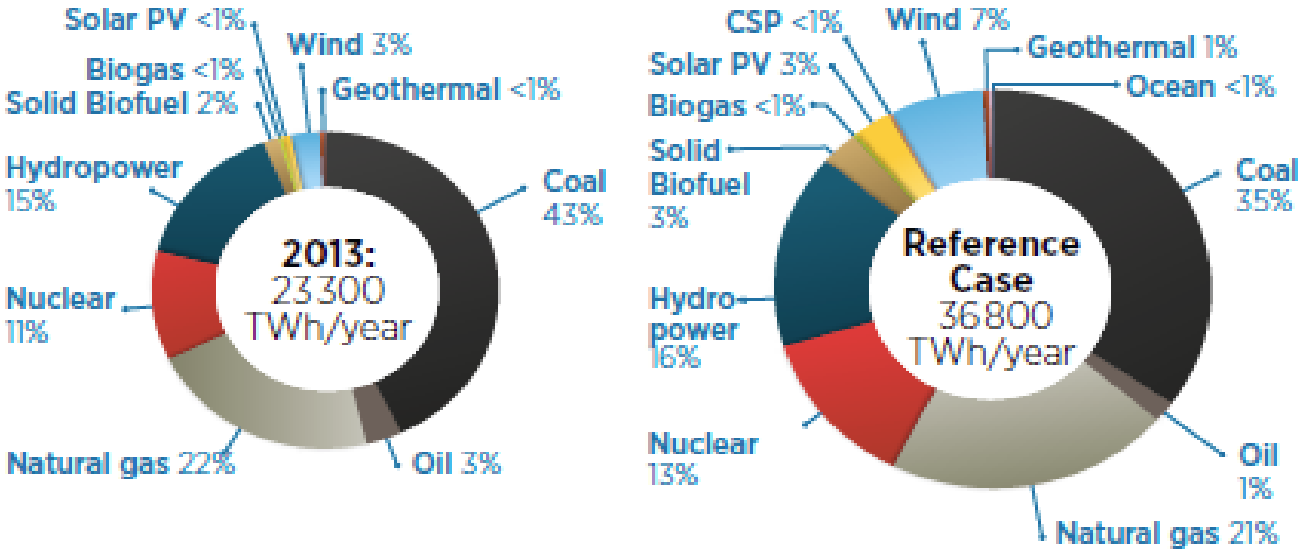
Джерело: World Energy Outlook, IEA, 2014

Серед основних лідерів з розвитку ПДЕ є країни ЄС. На їх частку припадає майже 42% світового споживання ПДЕ, у той час як у США цей показник становить 13%, у Китаї – 9%, а в Японії –4%. Сьогодні частка ПДЕ у загальному споживанні енергії в ЄС становить близько 14%.

В епоху прискорення глобальних змін та прийняття Паризької кліматичної угоди COP21, яка знаменує собою поворотний момент у глобальній енергетичній сфері, агентство IRENA запропонувало друге видання «Глобальної дорожньої карти поновлюваних джерел енергії», в якому визначено прогнозовані обсяги нарощування ПДЕ у світовому енергетичному балансі протягом періоду до 2030 р. та відповідного зниження глобальних викидів парникових газів.

Відповідно до представлених агентством IRENA статистичних даних співвідношення основних показників стану та розвитку світової енергетичної сфери з 2013 р. до 2030 р. за базовим варіантом (Reference Case) прогнозується загальне зростання майже у 2,5 рази обсягів виробництва електроенергії (36800 ТВт·год) в основному за рахунок підвищення виробництва ВЕС (з 3% до 7%), СЕС (усіх видів – з 1% до 4%) та гідроенергетики (з 15 до 16%). При цьому важливо відмітити прогнозоване зниження обсягів виробництва електроенергії електростанціями на вугільному паливі (з 43% до 35%) та нафтопродуктах (з 3% до 1%) за майже незмінних обсягів використання природного газу (22% – 21%).

Глобальне виробництво електроенергії у 2013 р. та прогноз на 2030 р.



Джерело: Глобальна дорожня карта поновлюваних джерел енергії, IRENA, 2016

Активізація розвитку ПДЕ у світі є цілком закономірним процесом за таких основних причин.

По-перше, екологічні причини. На відміну від паливної енергетики (або з використанням викопного палива), ПДЕ практично не викидають парникові гази, оксиди сірки та азоту; не потребують утилізації відходів.

По-друге, невичерпність ПДЕ порівняно з нафтою, газом, вугіллям, сировиною для ядерної енергетики.

По-третє, інфраструктурні переваги близькості до споживача. Можливість децентралізованого розміщення (розвиток розподіленої генерації) та інвестування для основних видів ПДЕ з коротшим інвестиційним циклом.

Зазначені та інші аспекти в сучасних умовах сприяють активізації розвитку нових енергоефективних технологій – поновлюваних джерел енергії. Своєчасне розв'язання відмічених проблем – це підвищення енергетичної безпеки кожної держави.

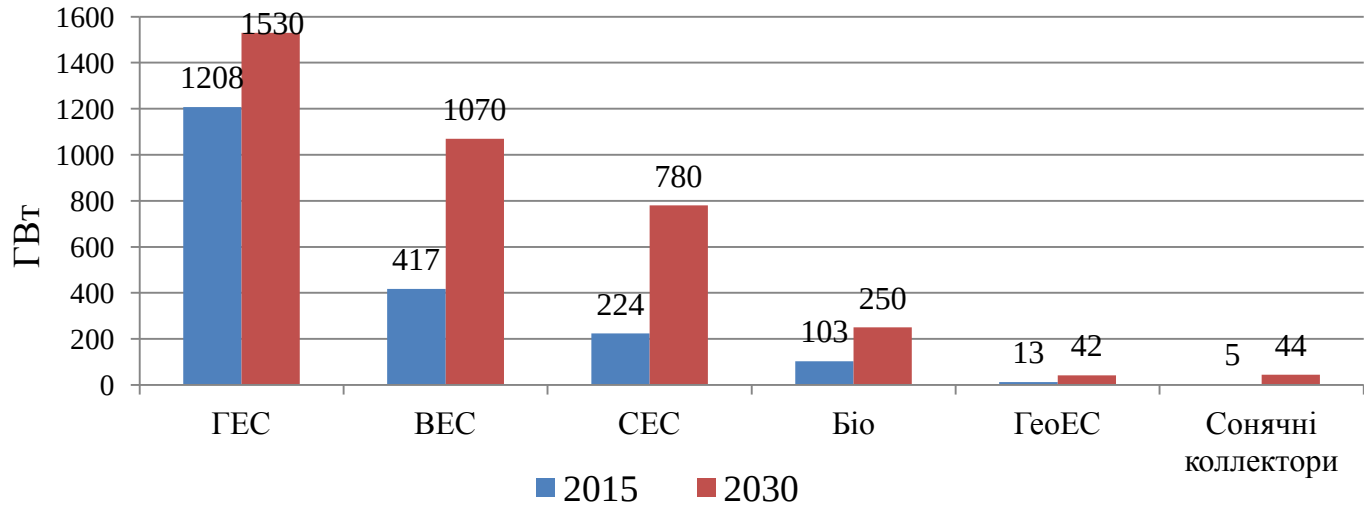
Минуле десятиріччя ознаменувалося значним розвитком програм у сфері отримання енергії з ПДЕ. До цього менше 50 країн мали свої програми у сфері поновлюваної енергії; тепер таких країн є понад 160. Завдяки політичній і фінансовій підтримці обсяг інвестицій в ПДЕ за останні роки значно збільшився. Європейським Союзом прийнято стратегію розвитку енергетики, згідно з якою до 2020 р. 20% загальної споживаної в країнах ЄС енергії має вироблятися з використанням ПДЕ та 27% – до 2030 р.

За даними звіту «Огляд ринку поновлюваних джерел енергії за 2015 рік» (Annual Renewable Energy Outlook 2015), проведеного міжнародною організацією

REN 21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, Асоціація з вивчення політики в галузі поновлюваної енергії у XXI столітті), встановлена потужність ПДЕ з 2012 р. по 2025 р. збільшиться вдвічі і досягне 3203 ГВт (середні темпи річного зростання – на рівні 5,7%).

Упродовж цього періоду на частку фотоелектричних сонячних батарей припадатиме 33,4% від загального обсягу енергії, яка виробляється з використанням поновлюваних джерел. Далі йдуть вітряна (32,7%) і гідроенергетика (25,3%). На частку інших технологій отримання енергії з поновлюваних джерел припадатиме 8,6% від загального обсягу нових потужностей. Разом з тим економічні труднощі в різних частинах світу можуть відповідно вплинути на реалізацію прогнозу розвитку та використання поновлюваної енергії**.**

Встановлена потужність ПДЕ у світі



Джерело: IRENA «Roadmap for a renewable energy future»

За даними прогнозу МЕА «Розвиток світової енергетики до 2050 р.», загальний світовий технічно досяжний потенціал гідроенергетики становить 14 000 ТВт·год на рік. Близько 8000 ТВт·год на рік розглядається як економічно обґрунтований обсяг для практичної реалізації. За оцінкою МЕА, біля 5% світового потенціалу гідроенергетики реалізуються через малі гідроелектростанції (МГЕС). Технічний потенціал малої гідроенергетики оцінюється на рівні 150–200 ГВт. Економія органічного палива за рахунок малої гідроенергетики в загальному виробництві енергії на 2020 р. прогнозується в обсязі 69 і 99 млн т. умовного палива для песимістичного і оптимістичного варіантів розвитку світової енергетики відповідно. Більша частина неосвоєного потенціалу гідроенергетики знаходиться в Африці, Азії і Латинській Америці.

Потужності з вироблення «чистої» електроенергії тепер щороку зростають швидше, ніж потужності з використанням вугілля, газу і нафти разом узятих. Вони стають все більш конкурентоспроможними: після того, як вітрову або сонячну

електростанцію споруджено, собівартість виробництва додаткової одиниці продукції стає мінімальною, тоді як газові та вугільні електростанції постійно потребують нового палива.

Міжнародна організація REN21 спільно з Агенцією з розвитку відновлюваної енергетики IRENA щороку публікує показники розвитку світової відновлюваної енергетики. Згідно з цими даними на початок 2015 р. загальна встановлена потужність поновлюваної енергетики у світі досягла 1 964 ГВт (з урахуванням «великих» ГЕС) проти 1 160 ГВт на початок 2008 р. Загалом у світі на початок 2015 р. з використанням ПДЕ було вироблено близько 23% електроенергії, з яких 16,6% припадає на гідроенергетику, 3,1% – на вітрові електростанції, 1,8% – на використання біоенергетичних технологій, 0,9% – на фотоелектричні станції. За даними на кінець 2014 р., частка енергії з поновлюваних джерел у загальному кінцевому світовому споживанні становила 19,1%; частка атомної енергетики – 2,6%; решта (78,3%) – викопне паливо.

Вибір пріоритетного виду поновлюваних джерел енергії та альтернативних видів палива визначається регіональними умовами та зумовлений наявністю ресурсів поновлюваної енергії, доступністю отримання необхідних обсягів традиційного викопного палива, вартістю його добування та використання для енергопостачання, ступенем забруднення навколишнього середовища та можливістю його зниження.

Основні індикативні показники розвитку поновлюваних джерел енергії та альтернативних видів палива у світі та ряду провідних крїн наведені в додатку 1.

1.2. Розвиток вітроенергетики

За даними Всесвітньої асоціації енергії вітру (Global Wind Energy Council, GWEC), вітрові електростанції за сукупною встановленою потужністю у 2015 р. досягли 432 ГВт. У найближчій перспективі вітроенергетика зберігатиме свої передові позиції. Світовими лідерами із застосування енергії вітру є Китай, США, Німеччина, Бразилія, Індія.

Сьогодні вітроенергетика розвивається як шляхом будівництва великих мережевих вітропарків на території країни, так і шляхом так званої офшорної вітроенергетики, коли вітропарки виносяться в мілководну зону океану і мають значно більші ресурсні можливості.

Китай залишається «двигуном» глобального зростання вітроенергетики, додавши у 2014 р. 23 351 МВт нових вітроенергетичних потужностей, що відповідає 45% від усіх ВЕС, установлених в світі за рік. Офіційно визначена в країні мета: ведення 200 ГВт потужностей вітроенергетики до 2020 р.

З великим відривом на другому місці сьогодні у світі знаходиться Індія, де

встановлено за рік 2315 МВт. Потрібно відзначити, що сьогодні в країні діє декілька стимулюючих програм щодо зростання впровадження вітроенергетики.

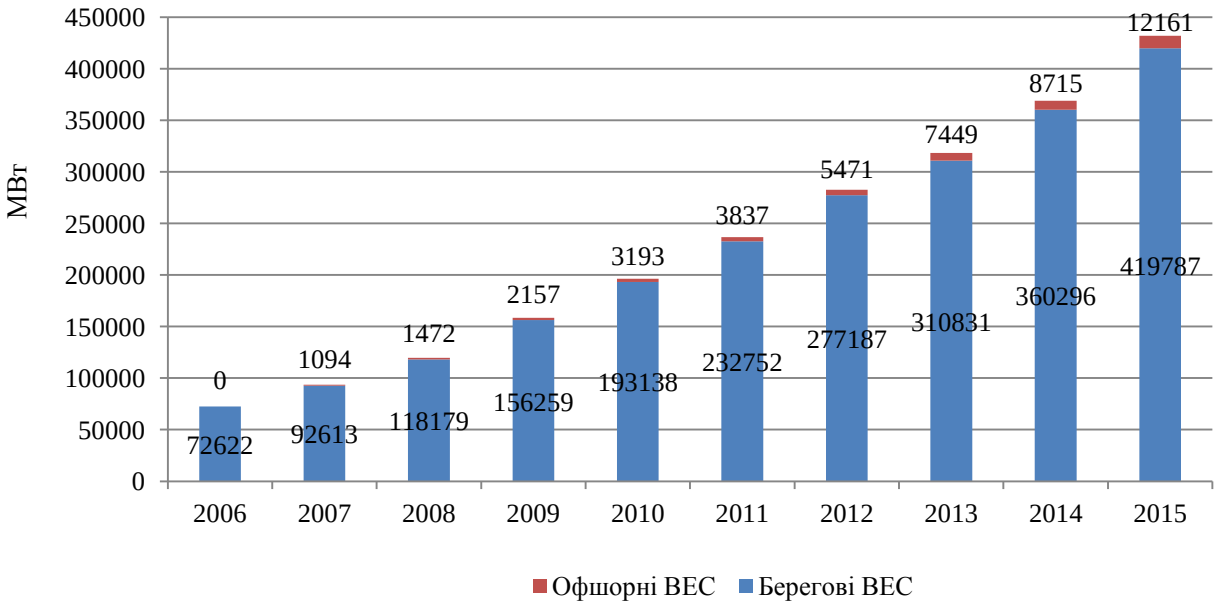
В ЄС у 2014 р. приріст потужності вперше досяг 50 ГВт на рік, але вже у 2015 р. було введено в експлуатацію 63 ГВт, що на 22% більше. Відповідно до звіту Європейської асоціації з вітроенергетики (European Wind Energy Association, EWEA) лідерство за показником потужностей ВЕС займає Німеччина, де з 2014 по 2015 рр. було введено в експлуатацію 47% з нових вітроенергетичних потужностей в ЄС.

Окрім Німеччини, значну частину нових потужностей ВЕС введено в країнах: 9,9% – у Польщі, 8,4% – у Франції, 7,6% – у Великобританії. У Великобританії вітровими електростанціями у 2015 р. вироблено 11% від загального обсягу спожитої електроенергії проти 9,5% у попередньому році. У грудні 2015 р. вітрогенерація забезпечувала до 20% всього енергоспоживання на острові. У таких державах, як Данія і Шотландія, вітрогенерація становить третину електроенергії в електробалансі держав.

У 2014 р. частка вітроенергетики у виробництві електроенергії в Данії становить майже 40%, в Іспанії та Португалії – понад 20%, в Ірландії – близько 20%, Великобританії – 9%, у Німеччині – 8,6%.

За даними агентства IRENA, середньорічний темп зростання сукупної потужності світової вітроенергетики починаючи з 2009 р., становить 21,4% на рік, а за останнє десятиріччя її встановлена потужність зросла у вісім разів. На кінець 2015 р. вона становила 432 ГВт і, за прогнозом, до 2020 р., досягне 1000 ГВт.

Встановлена потужність ВЕС у світі, *МВт*



Джерело: IRENA «RENEWABLE ENERGY STATISTICS 2016»

Розвиток науки і техніки, вдосконалення технологій обладнання, планування розміщення вітрових електростанцій сприяли тому, що в «нестабільній» вітрогенерації сьогодні забезпечується економічно прийнятний коефіцієнт

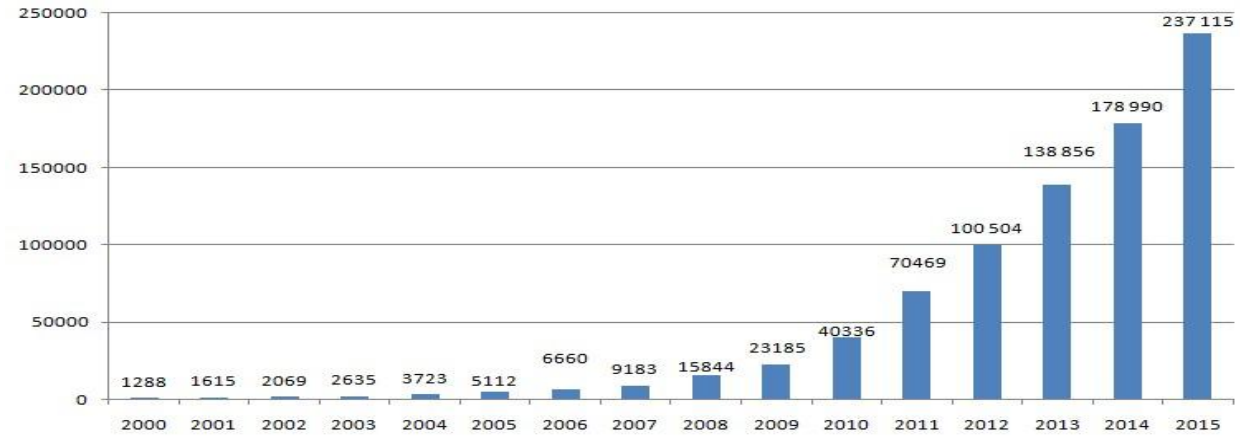
використання встановленої потужності.

За даними Європейської асоціації вітроенергетики, середня потужність сучасного материкового вітроагрегату в Європі сьогодні становить 2,2 МВт, що дозволяє виробляти в середньому за рік 4702 МВт·год електроенергії (що відповідає річному енергоспоживанню приблизно 1200 домогосподарств). Середня морська (offshore) турбіна має потужність 3,6 МВт із виробництвом 12 961 МВт·год на рік – відповідно з більш високим коефіцієнтом використання встановленої потужності.

1.3. Стан і перспективи розвитку сонячної енергетики

Відповідно до звіту міжнародної організації REN 21 (*«GLOBAL STATUS REPORT 2016»)* щодо стану світової альтернативної енергетики, протягом 3 останніх років встановлена потужність сонячних електростанцій (СЕС) зростала щороку на третину. Загальна потужність сонячної енергетики у 2015 р. досягла 237 ГВт.

Динаміка розвитку сонячної енергетики у світі у 2000 - 2015 рр., МВт



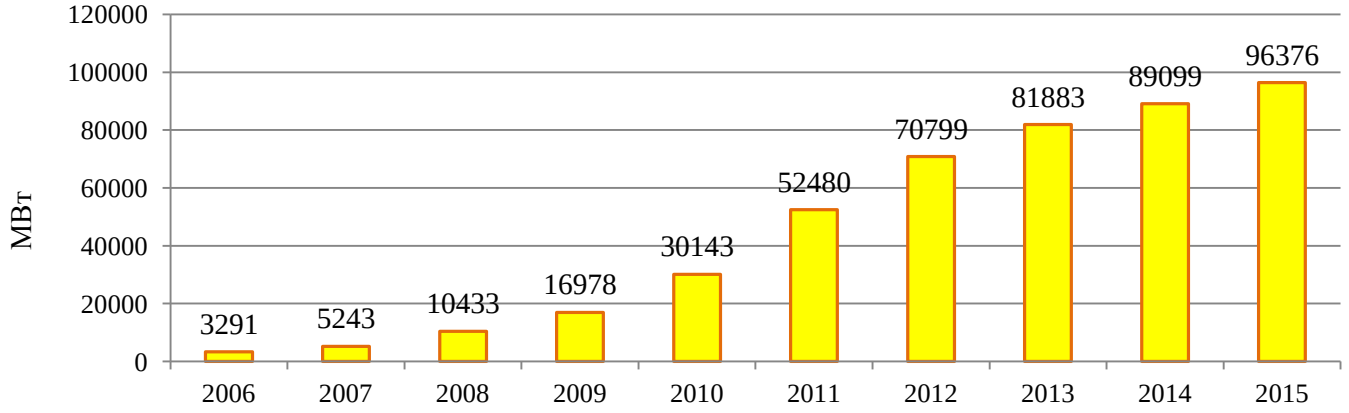
Джерело: REN 21 «GLOBAL STATUS REPORT 2016»

У 2015 р. у Китаї було встановлено фотоелектричні установки сумарною потужністю 15 ГВт, що на 37% більше від обсягу, установленого у 2014 р. Китай, із загальною потужністю сонячної енергетики понад 43 ГВт, займає лідируюче місце у світі. Такий прогрес стимулюється необхідністю знизити забруднення навколишнього середовища внаслідок спалювання викопного палива в умовах зростання потреб в енергії.

Друге місце в рейтингу за 2015 р., згідно зі звітом REN 21, займає інша азіатська країна – Японія. У 2015 р. в країні було введено близько 10 ГВт потужностей. На третьому місці США з 7,3 ГВт установленої потужності СЕС, при цьому загальна встановлена потужність усіх видів СЕС в країні становить майже 24 ГВт, що в 15 разів перевищує рівень 2005 р. У переліку 10 найбільших у світі діючих або споруджуваних фотоелектричних СЕС є 4 американських, з потужністю від 290 МВт до 580 МВт.

У країнах ЄС у 2015 р. було встановлено близько 7,2 ГВт і загальна встановлена потужність СЕС на кінець 2015 р. досягла 98,66 ГВт із зростанням з 2005 р. майже у 30 разів.

Динаміка встановленої потужності сонячних електростанцій ЄС, 2006 – 2015 рр.



Джерело: IRENA «RENEWABLE ENERGY STATISTICS 2016»

Найкращі результати серед країн ЄС відмічено у Великобританії, де за рік встановлено 4 ГВт потужностей сонячних електростанцій.

У Німеччині, яка є лідером впровадження поновлюваних джерел енергії, у 2015 р. установлено лише 1,37 ГВт нових сонячних потужностей, при тому, що сьогодні загальна встановлена потужність СЕС в країні становить майже 40 ГВт або 6,5% від сумарної потужності генерації. Таке зниження темпів упровадження СЕС обумовлено значним зменшенням державного дотування закупівлі електроенергії, виробленої сонячними батареями. Для порівняння: у 2008 р. ціна на електроенергію від СЕС становила $530 за МВт·год., а у 2014 р. – вже $89 за МВт·год.

За даними звіту REN 21, на Американському континенті (крім США) було встановлено близько 1,5 ГВт. В Азії – 2,5 ГВт загальної потужності. В Африці та на Близькому Сході було встановлено не менше 1 ГВт.

Згідно з даними звіту позитивна динаміка зростання сонячної енергетики збережеться і в 2016 р. Очікується, що буде встановлено, щонайменше, 64 ГВт сумарної потужності фотоелектричних установок у всіх регіонах світу. Розвитку сонячної енергетики сприятиме підписання угоди більшістю країн на кліматичній конференції COP21 у Парижі, щодо протидії кліматичним змінам, у тому числі шляхом інтенсифікації розвитку поновлюваної енергетики для зниження обсягів викидів парникових газів.

За прогнозною оцінкою МЕА та Європейської асоціації фотоелектричної промисловості (EPIA), до 2050 р. сонячна енергетика забезпечуватиме 20-25% світових потреб в електроенергії за умови динамічного зростання у межах 10 %

щорічно.

Більшість країн світу на державному рівні підтримують активізацію розвитку сонячної енергетики, стимулюють набуття нею широкого застосування, підвищення результативності та економічної вигідності.

1.4 Сучасні тенденції розвитку світової гідроенергетики

За 1990-ті рр.. приріст гідроенергетичної потужності становив близько 100 ГВт, а за наступне десятиріччя – вже вдвічі більше. Гідроенергетика займає все важливішу роль у розвитку поновлюваних систем енергопостачання і становить близько 76% всіх світових поновлюваних джерел енергії.

За прогнозом Всесвітньої енергетичної ради (ВЕР), до 2050 р. потенціал ГЕС може подвоїтися – до 2000 ГВт за умови відповідної уваги до розвитку гідроенергетики в країнах.

У травні 2015 р. у Пекіні (Китай) пройшов 5-й Всесвітній конгрес гідроенергетики за участю понад 60 країн світу. Організатором конгресу була Міжнародна асоціація гідроенергетики (International Hydropower Association, IHA).

На конгресі в Пекіні обговорено перспективи гідроенергетики, відзначено стійкий її розвиток у світі, визначено чинники та умови подальшого розвитку гідроенергетичного сектора, а саме:

- технічні фактори (водні ресурси, проектні рішення, підготовка та керування водосховищами, безпека інфраструктури тощо);
- економічні та фінансові чинники (прибутковість проектів, економічна доцільність, досягнення стратегічних цілей тощо);
- екологічні питання (якість води, якість повітря, шум, відходи, ерозія, біорізноманіття тощо).

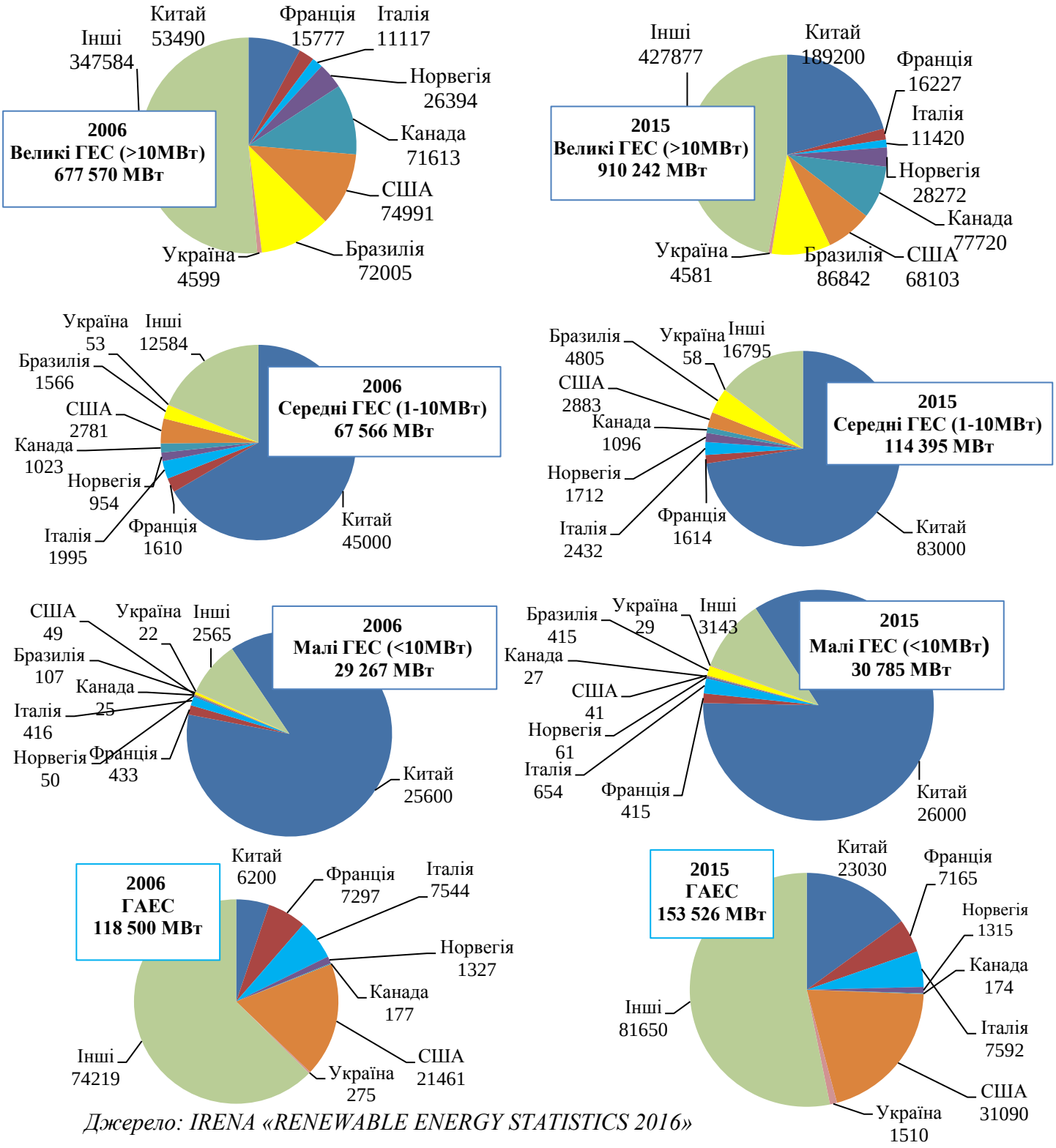
Важливим для подальшого розвитку гідроенергетики є координація всіх працюючих сторін: інвесторів, фінансистів, власників компаній і підприємств, операторів, консультантів, фахівців, дослідників, постачальників обладнання, підрядників, регуляторних органів, агентств, асоціацій, державних органів, наукових організацій.

На конгресі визначено регіони з найвищим потенціалом та можливості для більш ефективного використання водних ресурсів для вироблення електроенергії. Це Китай, Індія, Бразилія і Південно-Східна Азія.

Високий рівень розвитку гідроенергетики отримано в Китаї де освоєно 41% свого гідроенергетичного потенціалу, та Індії з використанням 21% гідроенергетичних ресурсів. Росія, що володіє найбільшими в світі ресурсами гідроенергії, використовує лише 10% свого потенціалу.

Відповідно до звіту REN 21 *«GLOBAL STATUS REPORT 2016»*, у 2015 р.

введено близько 32 ГВт нових гідроенергетичних потужностей. Встановлена потужність гідроелектростанцій у світі досягла 1208,949 ГВт.



Джерело: IRENA «RENEWABLE ENERGY STATISTICS 2016»

У світі за показником наявної встановленої потужності лідирує Китай, який у 2014 р. увів в експлуатацію додаткові 21,85 ГВт, а у 2015 р. – 18,8 ГВт. Провідними країнами в цьому відношенні є також Малайзія та Канада.

У 2014 р. уведено в експлуатацію нові гідроенергетичні потужності:

- у Європі – 455 МВт;
- у Західній і Центральній Азії – 3913 МВт;
- у Східній Азії і на території Тихоокеанських островів – 27 232 МВт;
- У Північній і Центральній Америці – 2850 МВт;
- у Південній Америці – 4959 МВт.

Невикористаним гідроенергетичний потенціал залишається в багатьох регіонах світу, зокрема, в Азії, Африці і Латинській Америці.

Двадцять країн світу з найбільшим невикористаним гідропотенціалом

Країни	**Загальний потенціал, ГВт/рік**	**Використовується, %**	**Не використовується, ГВт/рік**
Китай	2 140 000	41	1 259 325
Росія	I 670 000	10	1 502 300
Канада	1 180 737	32	798 630
Індія	660 000	21	523 245
Бразилія	817 000	48	424 600
Індонезія	401 646	3	388 809
Перу	396 118	6	373 339
Конго	314 381	2	306 610
Таджикістан	317 000	5	301 197
США	528 923	52	256 303
Непал	209 338	2	206 014
Венесуела	260 720	31	180 121
Пакистан	204 000	14	174 658
Норвегія	300 000	45	165 296
Туреччина	216 000	27	157 757
Колумбія	200 000	22	155 518
Ангола	150 000	3	146 184
Чилі	162 000	12	142 784
М’янма	140 000	4	134 924
Болівія	126 000	2	123 704

Джерело: Кучерявая И.Н., Сорокина Н.Л. Современное развитие мировой гидроэнергетики // Гидроэнергетика Украины. 2014

1.4.1. Огляд стану малої гідроенергетики у світовій енергетичній сфері

За останні роки спостерігається відродження інтересу до розвитку та використання малих ГЕС. У більшості країн вони споруджуються на новій, більш удосконаленій технічній основі, пов’язаній, зокрема, з повною автоматизацією їх

роботи та дистанційним управлінням.

Світовий досвід свідчить про економічну та екологічну ефективність малої гідроенергетики, яка проходить період стрімкого зростання. За даними Міжнародного центру малої гідроенергетики (МЦМГ, International Centre on Small Hydro Power, ICSHP), сумарна потужність цього сектора за підсумками 2014 р. вже перевищила 75 ГВт, що становить близько 43% глобального ресурсного потенціалу (до 173 ГВт).

Сьогодні малі гідроелектростанції потужністю до 10 МВт працюють у 148 країнах світу. Для довідки: відповідно до сучасної міжнародної класифікації за нормативом Організації Об'єднаних Націй з промислового розвитку (United Nations Industrial Development Organization - UNIDO), до малих гідроелектростанцій відносять мікро-ГЕС – до 0,1 МВт; міні-ГЕС – до 1 МВт; **малі ГЕС – до 10 МВт** (Китай – до 50 МВт) (додаток 2). Дві перші, як правило, не передбачають будівництва дамби та відповідного водосховища.

Найбільшого розвитку мала гідроенергетика досягла в розвинених країнах Європи, Північної Америки та в Китаї. Так, у США і Канаді потенціал малих ГЕС реалізовано більш ніж на 86% (7,84 ГВт із 9,3 ГВт прогнозованого потенціалу), у Північній Європі – приблизно на 95% (3,64 ГВт із 3,84 ГВт потенціалу), у Західній Європі – майже на 85% (5,8 ГВт із 6,64 ГВт потенціалу). Наприклад, в Іспанії малі ГЕС становлять 2,8% у загальному енергобалансі країни, у Швеції – 3%, у Швейцарії – 8,3%, в Австрії – 10%.

В опублікованій у 2013 р. організацією UNIDO і центром ICSHP доповіді про світовий розвиток малої гідроенергетики *(World Small Hydropower Development Report 2013, WSHPDR 2013)* проведено огляд розподілу встановленої потужності та рівень використання потенціалу МГЕС у 152 країнах.

Відповідно по регіонах світу глобальний розподіл ресурсного потенціалу для МГЕС потужністю до 10 МВт становить: Європа - 16,28%; Азія - 65,18%; Америка - 13,26%; Африка - 4,57%; Океанія - 0,72%.

Серед країн найбільш ефективно реалізовано ресурсний потенціал МГЕС в Китаї, де загальна встановлена гідроенергетична потужність понад 249 ГВт забезпечує країні світову першість у даній сфері. При цьому в країні діє 45 тис. МГЕС із установленою потужністю 65 ГВт, що становить 27% установленої гідроенергетичної потужності в країні і забезпечує до 25% виробленої ГЕС електроенергії. Завдяки розвитку малої гідроенергетики рівень електрифікації сільських районів значно збільшився.

За даними IRENA, станом на 2015 р. у Європі діяло понад 13,2 ГВт потужностей МГЕС із загальним річним виробництвом електроенергії понад 49 000 ГВт·год.

Східна Європа. Усі десять країн Східної Європи – Болгарія, Чеська Республіка, Угорщина, Польща, Румунія, Словаччина (країни-члени ЄС) Білорусь, Республіка Молдова, Російська Федерація, Україна використовують малу гідроенергетику. Потенціал малої гідроенергетики країн Східної Європи приблизно оцінюється в 3495 МВт (для МГЕС потужністю до 10 МВт), освоєно 2735 МВт *(78,35%)*. Країнами з найвищим потенціалом є Російська Федерація (1300 МВт) і Румунія (730 МВт).

Північна Європа (Данія, Естонія, Фінляндія, Ісландія, Ірландія, Латвія, Литва, Норвегія, Швеція, Об'єднане Королівство). Десять із вісімнадцяти країн або територій використовують малу гідроенергетику. Потенціал малої гідроенергетики в країнах Північної Європи оцінюється в 3841 МВт (для МГЕС потужністю до 10 МВт), при цьому освоєно 3643 МВт *(94,8%)*. Проте в окремих країнах встановлено більш низькі показники верхнього порога МГЕС, такі як 5 МВт – у Великобританії, 1,5 МВт – у Швеції, 1 МВт – у Данії й Ісландії.

Південна Європа (Албанія, Боснія й Герцеговина, Хорватія, Греція, Італія, Македонія, Чорногорія, Португалія, Сербія, Словенія, Іспанія). Одинадцять із шістнадцяти країн або територій використовують МГЕС. Потенціал малої гідроенергетики в країнах Південної Європи оцінюється в 14 169 МВт (для МГЕС потужністю до 10 МВт), освоєно 5640 МВт *(39,8%)*. Країнами з найвищим потенціалом є Італія (7066 МВт, освоєно 34%) та Іспанія (2185 МВт, освоєно 80%). При цьому в Італії верхній поріг потужності малих гідроелектростанцій становить 3 МВт, у Боснії й Герцеговині – 5 МВт, у Греції – 15 МВт.

Західна Європа (Австрія, Бельгія, Франція, Німеччина, Люксембург, Нідерланди, Швейцарія). Сім з дев'яти країн або територій у Західній Європі використовують малу гідроенергетику. Потенціал малої гідроенергетики країн Західної Європи оцінюється в 6644 МВт (для МГЕС потужністю до 10 МВт), тоді як освоєно 5809 МВт *(87,4%)*. Країнами з найвищим потенціалом є Франція (2615 МВт) і Німеччина (1830 МВт). У Нідерландах верхній поріг потужності МГЕС становить 15 МВт, у Люксембурзі – 6 МВт, а в Німеччині прийнято кілька визначень – показник варіюється від 1 МВт до 5 МВт.

За інформацією агентства IRENA, в цілому по країнах Європи встановлена потужність МГЕС (від 1 до 10 МВт) за період з 2006 до 2015 рр. зросла майже на 24% і на кінець 2015 р. становила 13212 МВт. Особливо слід зазначити високий рівень освоєння потенціалу країнами Північної Європи – 94,8%. Нарощування потужностей МГЕС за останні 10 років відмічено в таких країнах, як Німеччина, зростання потужності МГЕС більш ніж у 2 рази – з 364 до 684 МВт, Італія – на 22% (до 2432 МВт), Румунія – на 57% (до 422 МВт), Норвегія – на 79% (до 1712 МВт), Болгарія – на 32% (до 264 МВт) та Чехія – на 27% (до 177 МВт) (додаток 3).

Прикладом найбільш повного використання потенціалу МГЕС серед країн Південної Європи є Іспанія – понад 80% при доведенні встановленої потужності МГЕС у 2015 р. до 1751 МВт. Водночас у таких країнах, як Угорщина, установлена потужність МГЕС становить 12 МВт, Литва – 8 МВт, Латвія – 9 МВт, Україна – 58 МВт, де майже за 10 років приросту нових потужностей МГЕС практично не відбулося.

Требо відмітити, що щільність малих гідроелектростанцій, на відміну від великих ГЕС і ГАЕС, не заважає ні екології регіонів, ні водному туризму. Для прикладу, в італійському Південному Тіролі діють більше тисячі малих ГЕС, які жодним чином не зменшують туристичної привабливості Доломітових Альп.

Слід зазначити, що пік інвестицій у світовий сектор малої гідроенергетики припав на період з 2005 по 2008 рр., після чого був дворічний спад, пов'язаний з переорієнтацією інвесторів на сонячну та вітрову енергетику. У 2012 р. відмічено більш високі темпи розвитку галузі, проте в подальші роки обсяги інвестицій у світовий сектор малої гідроенергетики почали скорочуватися. Так, у 2014 р. у світовий сектор малої гідроенергетики було інвестовано близько $4,5 млрд проти $5,5 млрд у 2013 р.

1.5. Огляд ринку теплонасосних систем і технологій

Сьогодні питання впровадження енергоощадних технологій вироблення тепла і використання нетрадиційних і поновлюваних енергоджерел замість спалювання вуглеводневого палива стає життєво необхідним.

За умов скорочення паливних ресурсів, зростання цін і тарифів на первинні паливно-енергетичні ресурси, насамперед – природний газ, низької ефективності використання традиційних систем теплопостачання, розширення впровадження теплових насосів (ТН) у зарубіжних країнах зарекомендувало себе як раціональна альтернативна технологія опалення і гарячого водопостачання.

Значний розвиток отримав напрям, пов'язаний з використанням низькопотенційного тепла навколишнього середовища (води, ґрунту, повітря) за допомогою теплонасосних установок (ТНУ). У ТНУ, за витрати одиниці електричної енергії, виробляється 3-4 еквівалентні одиниці теплової енергії, отже, їхнє застосування в кілька разів є вигіднішим, ніж пряме електричне нагрівання. Вони успішно конкурують і з паливними установками.

В економічно розвинених країнах, які перебувають в аналогічних природних умовах, обсяги виробництва тепла теплонасосними системами досягли 20-25% від загального обсягу його використання. Зокрема, у Фінляндії, Швеції і Норвегії рівень застосування теплонасосних систем для теплозабезпечення становить близько 30%. Водночас слід відзначити, що теплові насоси є екологічно чистими джерелами.

Потрійна вигода від теплових насосів:

- теплові насоси використовують поновлювану енергію з повітря (аеротермальні), води (гідротермальні) і землі (геотермальні);

- їх застосування сприяє зниженню обсягів кінцевого і первинного енергоспоживання та зменшують викиди парникових газів (ПГ).

Ефективність перетворення енергії в тепловому насосі, оцінювана тестовим коефіцієнтом CoP (англ. Coefficient of Perfomance), вважається визначальною характеристикою його конкурентоспроможності, це коефіцієнт перетворення або тепловий коефіцієнт, який є найважливішою характеристикою теплового насоса. Це значення показує, у скільки разів тепловий насос виробляє більше енергії, ніж споживає сам, тобто визначає різницю між виробленою і споживаною тепловим насосом енергією.

Необхідною умовою економічної доцільності використання теплового насосу є перевищення ним рівня економічності з традиційними джерелами тепла за експлуатаційними витратами, що визначаються відповідним критичним рівнем коефіцієнта перетворення теплового насоса – CoP.

Якщо фактичний середньорічний коефіцієнт перетворення теплових насосів, що становить сьогодні 2,5-5, перевищує критичні значення, темпи їх упроваджень починають зростати тим інтенсивніше, чим вища ефективність ТН.

Процес наближення фактичного значення ефективності встановлених ТН постійно **контролюється національними стандартами** Японії, США, країн Європейського Союзу, Канади, Австралії, які регламентують та періодично переглядають мінімальні вимоги щодо допустимих значень коефіцієнтів ефективності теплових насосів. Згідно з чинним стандартом Японії мінімально допустимий коефіцієнт ефективності повітряних реверсивних установок малої потужності встановлюється на рівні 4,9-5,3 або не нижче 70% від граничної ефективності.

В Європейському Союзі директивно встановлено (Директива 2009/28/ЕС від 23 квітня 2009 року про заохочення до використання енергії, виробленої з поновлюваних джерел енергії та якою вносяться зміни до, а в подальшому скасовуються Директиви 2001/77/ЕС і 2003/30/ЕС), що геотермальне тепло, отримане із зовнішнього повітря, води і ґрунту, вважається поновлюваним джерелом енергії тільки за умови середнього коефіцієнта ефективності вище 2,875.

Австрійське енергетичне агентство у 2014 р. провело оцінку 30-ти популярних в Європі моделей геотермальних теплових насосів у відповідності з основним критерієм ефективності теплового насоса, визначеним згідно з європейськими стандартами EN14511 і EN255.

Рейтинг геотермальних теплових насосів

Виробник	Модель	Ефективність
OCHSNER (Австрія)	GMSW 10 plus S	5,1
NIBE (KNV*) (Швеція)	F1145-12	5,1
NIBE (KNV*) (Швеція)	F1140-6	5,0
NIBE (KNV*) (Швеція)	F1240-10	5,0
HELIOTHERM (Австрія)	HP 16S18 W-M-WEB	4,9
WATERKOTTE(Німеччина)	*Ail +5009.3*	4,9
OCHSNER (Австрія)	GMSW 10 plus	4,8
HOVAL (Ліхтенштейн)	Thermalia® 15HP	4,7
WEIDER (Австрія)	SW 90	4,7
VffiSSMANN (Німеччина)	Vitocal 300-G BW 106	4,7

Джерело: Rating of geothermal thermal pumps in Austria

Найвищу оцінку отримали австрійський тепловий насос OCHSBER – GVSW та шведські теплові насоси NIBE F1145-12, 1140-6, 1240-10 (CoP = 5,1-5,0).

Щодо ефективності повітряних низькотемпературних ТН нового покоління, то тут тестова величина CoP знаходиться на рівні 4,0. За останніми даними фірми Daikin, нова модель теплового насоса Ururu Sarara завдяки використанню холодоагента R32 забезпечує більш високу енергоефективність. Сезонний показник ефективності під час опалення (SCoP) – 5,9. З таким показником це устаткування може бути найенергоефективнішим на ринку теплонасосного обладнання. У 2014 р. такі теплові насоси з'явилися на європейському ринку.

Широкомасштабне використання теплових насосів є основою енергоощадної політики в більшості країн ЄС, Америки, Азії, Австралії. Стабільно збільшуване число впроваджених теплових насосів у системах теплопостачання приватних і багатоквартирних житлових будинків, адміністративних, соціальних і промислових будівель, у технологічних процесах промисловості і сільського господарства сприяє успішному вирішенню проблем економічного (зниження застосування органічного палива), екологічного (зниження рівня забруднення навколишнього середовища) та соціального (зниження тарифів на комунальні послуги та створення комфортних умов проживання і роботи) характеру.

Аналіз розвитку теплонасосних технологій показує, що вирішення питань ефективності, вибору типу ТН, масштабів і зон (областей) їхнього використання в різних країнах відрізняються і є далеко неоднозначним. Масштабність впровадження ТН у конкретній країні залежить від дії таких факторів, як кліматичні та енергетичні особливості країни, співвідношення цін на обладнання і енергоресурси, наявність виробничої бази і технічного рівня теплонасосних джерел, економічна та енергетична політика держави.

Слід зазначити, що в жодній країні вдосконалення та впровадження теплонасосних технологій і вихід фірм-виробників на ринок не здійснюються без

відповідної **державної підтримки та економічного стимулювання.**

Розширенню сфер застосування теплонасосних систем сприяє підтримка виробників та споживачів на державному рівні щодо субсидування їхньої закупівлі. Податкові кредити на встановлення теплових насосів доступні у Франції з 2005 р. В Японії діє субсидія від $450 для побутового використання, і $1500-2300 – для комерційного. У **Скандинавії** під час спорудження нових багатоповерхових будівель кожна з них **обов'язково обладнується теплонасосними станціями** для забезпечення будинку автономною системою кондиціонування, опалення та нагрівання води.

Питаннями проектування, виготовлення і впровадження теплонасосної техніки займаються найбільші енергетичні корпорації Японії, США, Канади, Китаю, країн ЄС. Міжнародне Енергетичне Агентство сьогодні є одним з головних координаторів політики впровадження теплонасосних технологій. Агентство періодично публікує міжнародні огляди «Перспективи енергетичних технологій» (Energy Technology perspectives), міжнародний вісник «Теплові насоси» і проводить міжнародні конференції, виставки і семінари, пов'язані з аналізом застосування передових теплонасосних технологій.

За прогнозною оцінкою МЕА, до 2020 року в розвинених країнах світу частка опалення та гарячого водопостачання за допомогою теплових насосів досягне 75%.

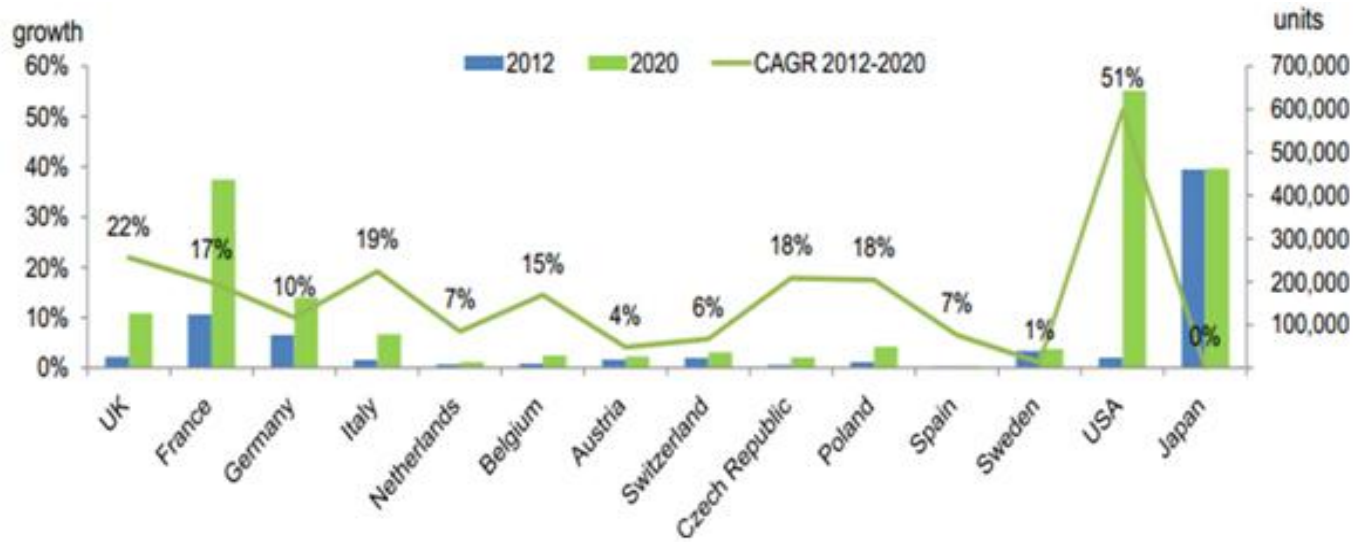
Діяльність МЕА координується з Європейською асоціацією виробників теплових насосів (European Heat Pump Association, EHPA) та регіональними національними комітетами практично всіх зацікавлених країн.

У США і Японії для опалення та літнього кондиціонування повітря широке застосування отримали реверсивні ТНУ класу «повітря-повітря». У США дослідженнями і виробництвом теплових насосів займається понад п'ятдесят великих фірм, відзначено стабільний приріст обсягів продажу ТНУ впродовж 20 років.

В Японії щорічно виробляється і продається до 500 тисяч ТНУ різного функціонального призначення, і близько 5 млн теплонасосних систем є основним устаткуванням у забезпеченні теплом житлового фонду.

Згідно з прогнозом EHPA, представленим у 2014 р. за період із 2008 по 2020 рр., найбільше зростання ринку ТНУ очікується у США – на 51%. В Європі найвищий показник середньорічного темпу зростання ринку ТНУ припадає на Великобританію – 22%, а такі країни, як Франція, Німеччина, продовжуть упроваджувати ТНУ, збільшивши ринок на 17% та 10%, відповідно. Також очікується стрімкий розвиток ТНУ на нових ринках Італії (19%), Польші та Чеської Республіки – по 18%.

Динаміка об'ємів ринку ТНУ, 2012-2020 рр.



Джерело: Heat pump market development in Europe. Thomas Nowak. IEA heat pump conference 15.5.2014

Найбільшого поширення на європейському ринку отримали теплові насоси класу «повітря-повітря», що видно з діаграми нижче. Ці пристрої є особливо затребуваними в країнах північної частини Європи: Фінляндії, Швеції, Норвегії. Якщо до 2005 р. у Скандинавських країнах із суворим кліматом перевага віддавалася ґрунтовим тепловим насосам, то з появою низькотемпературних спліт-систем, що мають нижню межу експлуатації на обігрів до -20 ...-25 °С, відзначається значне зростання попиту на такі аеротермальні теплові насоси. Динаміку зміни впровадження ТНУ з 2005-2013 рр. за типом джерела теплової енергії приведено на діаграмі.

Джерело: Heat pump market development in Europe. Thomas Nowak. IEA heat pump conference 15.5.2014

За даними звіту EHPA для європейського ринку теплових насосів, у 2014 р. кількість теплових насосів європейського виробництва, реалізованих у 21 країні,

зросла на 3,5% (796 746 од.). У 2015 р. європейськими виробниками було продано 880 тис. одиниць ТНУ.

Десятку країн за обсягами продажу очолила Франція, за нею йдуть Італія і Швеція. Щорічно в цих країнах реалізується понад 100 тис. установок. У Німеччині, Фінляндії, Норвегії, Іспанії кількість проданих одиниць за рік становить понад 50 тис.

За період 2010 – 2020 рр. у **Німеччині** очікується **трикратне** збільшення продажів ТН і зниження реалізації опалювальних котлів із 84 до 57%. У **Франції** за той самий період часу прогнозується **двократне** зростання впровадження теплових насосів у системах опалення та зниження обсягів продажу котлів із 82 до 67%.

За експертною оцінкою МЕА, технології теплових насосів перебувають на стадії безперервного вдосконалення і можна очікувати значного підвищення їхньої ефективності та конкурентноспроможності за період до 2030 р.

Зростання світового ринку теплових насосів, крім переваг цієї технології в енергетичному та екологічному аспектах обумовлено:

– посиленням вимог до енергоефективності теплоенергетичного обладнання і до термоізоляції будівель;

– прийняттям урядами ряду країн пільгових законодавчих актів і національних програм, що заохочують запровадження енергоощадного та екологічно чистого обладнання, яке використовує поновлювані джерела енергії;

– коливанням цін на нафту, газ, а також перебоями з постачанням природного вуглеводневого палива.

Основним показником доцільності застосування теплових насосів є їхня конкурентоспроможність порівняно з традиційними теплогенераторами, що залежить від функціонального призначення і багатьох чинників термодинамічного, конструктивного, економічного характеру, а також чинників екологічного впливу на навколишнє середовище.

Разом з тим собівартість теплового насоса все ще залишається вищою за собівартість традиційної опалювальної системи, що працює на викопному паливі. Тому енергетична ефективність теплового насоса і ціни на заміщуване паливо визначають відповідні терміни самоокупності ТНУ.

Європейський Союз розцінює теплові насоси як джерело поновлюваної енергії нарівні з сонячною та вітряною енергією. Унаслідок цього в розвинених країнах, включаючи Францію, Швецію, Німеччину і Великобританію, введено пільгові програми підтримки впровадження систем із тепловими насосами.

В ЄС відповідно до діючих директив повітряні і геотермальні теплові насоси, як системи з використанням поновлюваної енергії, прирівняно у плані стимулювання до сонячних батарей і вітроустановок. Це спонукає ряд країн до

розроблення відповідних законодавчих актів із впровадженням додаткових дотаційних і пільгових програм. Зокрема, державна програма з енергоощадності у Великобританії (ECA Scheme) дозволяє інвесторам отримувати податкові пільги за умови впровадження енергоефективного обладнання, якщо CoP є не нижчим за 3,7. У Бельгії на установлення теплових насосів надається субсидія в розмірі 75% від їхньої вартості. У Франції надається податковий кредит у розмірі 50% від вартості ТН. Варто зазначити, що заохочується лише впровадження теплових насосів високої енергоефективності.

У таблиці нижче наведено приклади стимулюючих програм, які пропонуються споживачам теплових насосів у Німеччині.

Ринок субсидій у Німеччині на установку теплових насосів

	Тип теплового насосу	Теплова потужність	Субсидії
Для теплових насосів у системах житлового сектора	Повітря-вода з електричним приводом сезонний CoP ≥5	≤ 20 кВт	900 євро
		≥ 20 кВт	1200 євро
	Повітря-вода з газовим приводом і рекуперацією	≤ 10 кВт	2400 євро
		≥ 10 кВт	2400 євро+ 120 євро за кожний додатковий кВт
	Вода-вода (розчин-вода) сезонний CoP ≥3,8	≥ 20 кВт	2400 євро+ 100 євро за кожний додатковий кВт встановленої потужності

Джерело: Про використання теплових насосів у світі, Ю. М. Мацевитий, академік НАН України, 2014 р.

Сучасні досягнення в теплонасособудуванні, кваліфіковане проектування і технічна експлуатація разом із допомогою держави забезпечують високоефективне використання теплових насосів, як поновлюваного, чистого і конкурентоспроможного джерела енергії.

1.6. Аналіз сучасного стану і перспектив розвитку біоенергетики у світі

За оцінкою Міжнародного енергетичного агентства біоенергетика є одним з найбільш ефективних і перспективних видів альтернативної енергетики. Така технологія отримання енергії є ще й нешкідливою для навколишнього середовища.

Основні напрями розвитку біогазових технологій у світі:

1. Біогазові установки для перероблення власних відходів підприємств (фермерські господарства, підприємства харчової та переробної промисловості, станції очищування стічних вод).

2. Будівництво великих централізованих біогазових комплексів для перероблення відходів тваринницьких підприємств і підприємств харчової

промисловості, комплексне виробництво електричної та теплової енергії.

3. Зброджування відходів тваринництва та енергетичних культур із використанням отриманого газу для виробництва електричної енергії.

4. Будівництво великих біогазових комплексів із використанням біометану як замінника природного газу, перш за все – в галузі електроенергетики (на ТЕС, ТЕЦ і котельних).

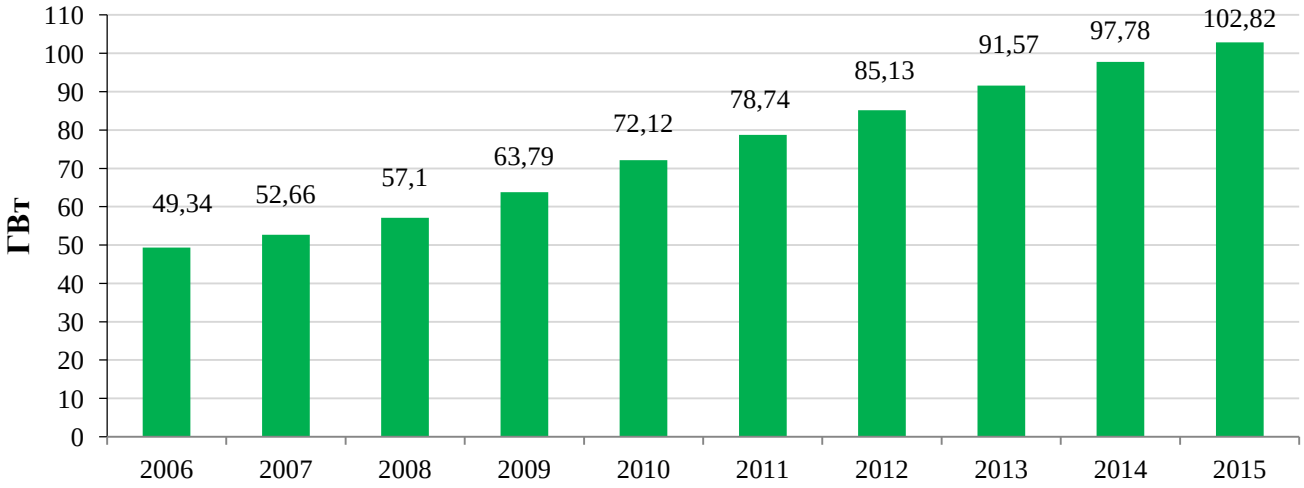
5. Створення підприємств для механіко-біологічного перероблення органічної фракції твердих побутових відходів із подальшим його використанням у котельнях.

6. Збір та утилізація біогазу на полігонах твердих побутових відходів.

Перспективні напрями – це газифікація твердої біомаси з подальшою метанізацією синтез-газу і ферментацією лігноцелюлозної сировини (рослинної біомаси).

Розвинені країни і країни Євросоюзу докладають великих зусиль щодо заміщення традиційних видів палива біопаливом.

Динаміка встановлених потужностей, що працюють на біоенергії та відходах у світі, *ГВт*



Джерело: IRENA «RENEWABLE ENERGY STATISTICS 2016»

МЕА прогнозує збільшення попиту на первинну енергію з біомаси до 1 827 млн т н. е., або 12 % від загального світового попиту на первинну енергію до 2030 р. Це вдвічі більше обсягу 1990 року (World Energy Outlook, доповідь із питань енергетики та зміни клімату, 2015 р.).

У деяких країнах і регіонах на біоенергетику та біопаливо в наступному десятиріччі покладаються амбітні завдання, міжнародний стандарт ISO 13065 стає інструментом для урядів в організації виконання поставлених завдань. Це сприятиме розвитку як національних, так і міжнародних ринків через підвищення конкурентоспроможності біоенергії та допоможе уникнути технічних бар'єрів у

торгівлі.

Новий стандарт ISO 13065:2015 «*Критерії стійкості у сфері біоенергетики».* Стандарт створює практичну основу для розв'язання екологічних, соціальних та економічних аспектів із метою полегшення оцінки та порівнянності технологій виробництва біоенергії і продуктів, їхніх поставок і варіантів застосування.

Пом'якшення наслідків зміни клімату та підвищення безпеки енергопостачання є ключовими чинниками для біоенергетики відповідно до нової ініціативи проектного комітету ISO. «Фактично кожна країна, що виробляє або споживає біоенергію, потребує твердих екологічних і соціальних гарантій для стабільного виробництва біоенергії і біопалива. Впровадження стандарту ISO 13065 сприятиме забезпеченню стабільного виробництва і використання біоенергії, його впровадження дозволяє користувачам визначати області для безперервного поліпшення».

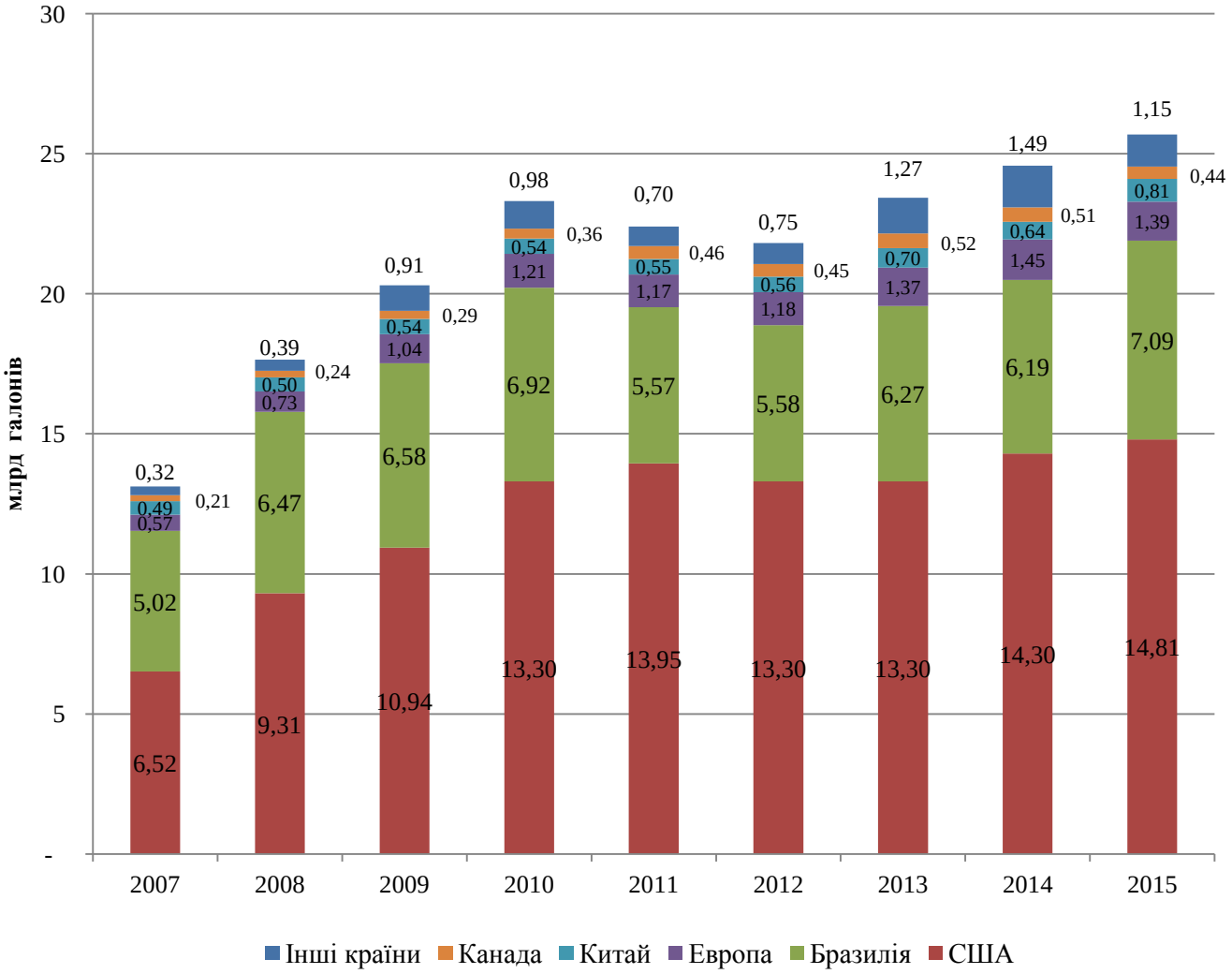
За останнє десятиріччя виробництво біопалива у світі зросло в десятки разів. Зараз поточний обсяг цього виду палива перевищив 60 млн тонн на рік. У країнах ЄС, для зниження залежності від поставок нафти і газу, влада надає фермерам, готовим займатися використанням біомаси, великі субсидії. Згідно з прогнозом МЕА вже до 2020 р. 15% автомобільного палива виготовлятиметься з біомаси.

Директива 2012/27/ЕС Європейського Парламенту і Ради «Про енергетичну ефективність, про зміну Директив 2009/125/ЕС і 2010/30/ЕС та скасування Директив 2004/8/ЕС і 2006/32/ЕС» обмежує частку біопалива першого покоління (з 10 до 5% до 2020 р.) і заохочує розроблення біопалива другого покоління. Після 2020 р. в країнах ЄС фінансуватиметься лише виробництво біопалива, яке сприяє зниженню викидів парникових газів і виробляється з нехарчових рослин і біомаси.

Сьогодні біопаливо другого покоління (2G) або «покращене біопаливо» виробляється за новими технологіями з непродовольчої біосировини, що дозволяє послабити конверсію продовольства в паливо, а також зростання цін на продовольство у світі. Сировиною для такого біопалива слугують окремі види спеціально вирощуваних енергетичних рослин, відходи деревопереробки та харчові відходи.

За даними МЕА, на частку Бразилії і США припадає 87% світового виробництва біопалива (діаграма нижче), що в першу чергу зумовлено потужною державною підтримкою. За прогнозом очікується подальше зростання виробництва біопалива у світі, зокрема щорічне 6%-ве зростання виробництва біодизелю і 5%-ве зростання етанолу в найближчому десятиріччі. Суттєве зростання обсягу споживання біопалива очікується в першу чергу в таких країнах, як США, Китай та Індія.

Динаміка виробництва біоетанолу у світі



Примітка: американський галон ≈ 3,785 л
Джерело: EIA, Alternative Fuels Data Center

У Сполучених Штатах, згідно з Федеральним законом 2007 р. і національним стандартом із поновлюваних видів палива, нафтопереробні заводи зобов'язані застосовувати під час виробництва бензину 50 млрд л біопалива на рік, що, за даними Міністерства енергетики США, дозволить знизити обсяг споживання нафти майже на 14%. Чинні законодавчі акти передбачають довести щорічне виробництво етанолу у 2015 р. до 56,8 млрд л, а у 2022 р. – до 136 млрд л; водночас, основні перспективи пов'язано з виробництвом біопалива другого покоління.

Існуючі в США оцінки енергетичної ефективності біопалива показують, що приріст енергії, яка отримується за рахунок етанолу, становить 25%, біодизелю – 93%. Велику енергетичну віддачу біодизелю зумовлено високим вмістом у ньому енергетичних компонентів, а також із відносно низьким використанням енергомістких ресурсів на одиницю продукції рослинництва. У виробництві біодизеля витрати на сировину (наприклад, соєву олію) становлять близько 80%

собівартості. Як результат, зменшення витрат енергії на виробництво соєвих бобів дозволить підняти як економічну, так і енергетичну ефективність біодизелю.

Сьогодні Китай є третім у світі за обсягами виробництва біопалива. Етанол, як правило, додають в обсязі 10% до традиційного палива. Попит на біодизель у Китаї також зростає, проте внутрішнє виробництво значно відстає. У Китаї більшою популярністю користується біопаливо другого покоління. За оцінками китайських експертів, країна до 2020 р. зможе виробляти 12 млн т авіаційного біопалива на рік що становитиме 30% від загального обсягу споживання реактивного палива в країні.

За даними REN21, світове виробництво **біодизельного палива** у 2015 році становило 30,1 млрд л.

У різних країнах вміст етанолу в паливі істотно варіюється. Так, у Бразилії використовують 22–25%-ву суміш і 2%-ву добавку етанолу до дизельного палива; у Венесуелі, Колумбії, у деяких провінціях Канади, в Індії, в Австралії, Таїланді – 10%-ву суміш; в Японії – 3%-ву; в Аргентині з 2010 р. вміст етанолу в автомобільному паливі становить 5%.

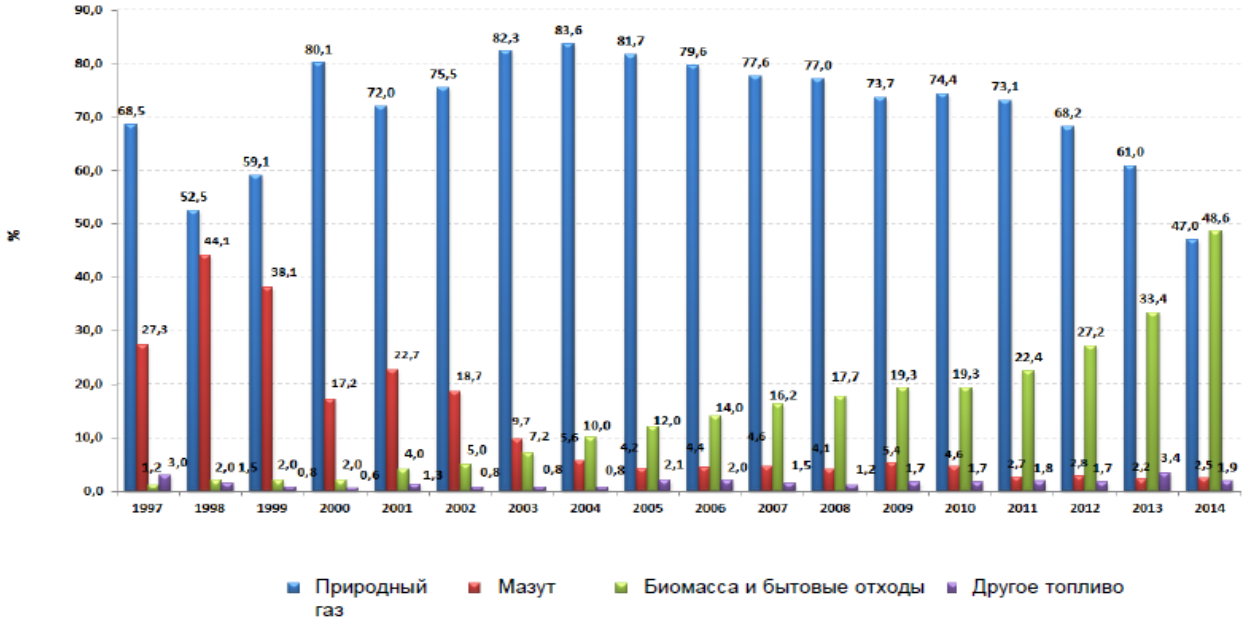
Зрілою біотехнологією є теплоелектроцентраль, яка працює на біомасі, показники ефективності якої порівнянні з традиційною ТЕЦ, що використовує викопні носії енергії.

Електростанції, які працюють на біомасі, потужністю 10–50 МВт, забезпечують ККД 18–33%, що є дещо нижчими від аналогічного ККД електростанцій на викопних енергоносіях.

Наприклад, Китай активно переобладнує малоефективні діючі та будує нові електростанції, основним паливом яких є відходи, і в першу чергу – тверді комунальні відходи (ТЕС на ТКВ). Крім вироблення енергії вони вирішують важливу соціальну задачу – очищення великих міст від відходів, а також сприяють зниженню викидів парникових газів у атмосферу. У 2010 р. у Китаї вже працювали 37 відповідно переобладнаних електростанцій, в яких ТКВ спалювали в котлах із циркулюючим киплячим шаром (ЦКШ), а їхня частка у загальній кількості відходів, які переробляються термічними методами, становила приблизно 33%. У 2012 р. кількість таких електростанцій зросла до 47, а сумарна продуктивність за спалюваними в таких котлах відходами досягла понад 40 тис. т на добу. До 2020 р. у планах Китаю побудувати 4 нові потужні електростанції, що працюватимуть на спалюванні відходів, продуктивність яких становитиме понад 15 тис. т ТКВ на добу.

Показовим є також досвід Литви в цьому питанні. У країні для виробництва тепла успішно здійснюється перехід на місцеве паливо. У 2002 р. його частка в загальному балансі палива становила 5%, у 2014 р. – 49%, а в 2020 р. планується довести до 80-90%. Водночас споживання природного газу знижено з 83% до 47%, а нафтопродуктів – з 27,3% до 2,5 %.

Структура балансу палива централізованого теплопостачання у 1998–2014 рр.



Джерело: Литовська асоціація підприємств теплопостачання, www.lsta.lt

Типові параметри електростанцій, що працюють на біопаливі із урахуванням прогнозованого прогресу до 2030 р., представлені в таблиці.

Конверсійна ефективність біоелектростанцій

Потужність	<10 МВт	10-50 МВт	>50 МВт
Факт			
Типові ККД, *%*	14-18	18-33	28-40
Капітальні затрати, *дол. США/кВт*	6000-9800	3900-5800	2400-4200
Операційні затрати, *у % від капітальних затрат*	5,5-6.5	5-6	3-5
До 2030 р.			
Типові ККД, *%*	16-20	23-38	33-45
Капітальні затрати, *дол. США/кВт*	4800-7800	3100-4600	1900-3400
Операційні затрати, *у % від капітальних затрат*	5,5-6.5	5-6	3-5

Джерело: Проблеми використання біоенергетичних технологій http://www.issras.ru/global_Fscience_Freview

За технологіями спільного спалювання біомаси і кам'яного вугілля можна задіяти наявний потенціал діючих вугільних електростанцій, що значно знижує обсяги початкових капіталовкладень. Для цього достатньо оснастити електростанцію системами попереднього оброблення і завантаження біомаси. Зниження викидів вуглецю в атмосферу при цьому досягається за рахунок зменшення обсягу спалюваного вугілля.

У країнах Європейського Союзу середньостатистичний показник використання біопалива для виробництва теплової енергії досягає 15 %. Однак ряд

країн значно випереджають загальноєвропейські показники. Зокрема, у Швеції 61% тепла отримують з біомаси, в Австрії – 37%, у Данії – 35%, а в Фінляндії – 32 %. Водночас, переважно для одержання теплової енергії, в Європі використовують тверді види біопалива: пелети, паливні гранули тощо. Наприклад, у Фінляндії з усього обсягу використання біомаси на тверді енергоносії припадає 94%, у Польщі – 93%, в Австрії – 89%, у Швеції – 78 %.

У цілому ситуація з використанням різних видів біомаси в Європі є різноплановою. Якщо у Фінляндії, Австрії і Швеції більшість теплової енергії одержують внаслідок перероблення власне біомаси, то у Франції переробляють виключно тверді побутові відходи.

Слід зазначити, що національна податкова політика в Європі відіграє ключову роль у розвитку біопаливної галузі. Для стимулювання виробництва та споживання біопалива у 2003 р. Радою ЄС запроваджено загальноєвропейські норми зниження податків на біопаливо. Директива 2003/30/ЕС про заохочення використання біопалива або іншого поновлюваного палива на транспорті, значно спрощує систему оподаткування в паливному секторі окремих країн, що сприяло усуненню нерівної конкуренції, на паливному ринку.

Нова Директива 2009/28/ЕС (Renewable Energy Directive, RED) про заохочення до використання енергії, виробленої з поновлюваних джерел енергії та якою вносяться зміни, а в подальшому скасовуються Директиви 2001/77/ЕС і 2003/30/ЕС дозволяє країнам-членам ЄС знижувати акцизний збір на біопаливо порівняно зі ставкою акцизу на мінеральне паливо. Рівень оподаткування або його зниження кожна з країн встановлює самостійно. Наприклад, у Німеччині, Франції та Швеції діють спеціальні механізми оподаткування, які стимулюють споживання поновлюваного палива. В Італії щорічно затверджуються обсяги виробництва біопалива, надаються пільги на використання палива рослинного походження. В Німеччині та Іспанії біопаливо не оподатковується.

Положення директиви RED зобов’язують Єврокомісію забезпечувати розроблення критеріїв стійкості і схем сертифікації для інших видів біомаси в декілька етапів, що в кінцевому підсумку охопить усі види біомаси, у тому числі й пелети.

Тверде біопаливо, під яким здебільшого розуміють пелети і паливні гранули, поки що не підпадає під вимоги зазначеної директиви.

В Євросоюзі з 2010 р. введено вимоги до якості пелет (EN 14 961-2 і стандарт EN-B) для «індустріальних» пелет, які використовуються на промислових підприємствах і в комунальних котельнях. З уведенням цього стандарту втратили чинність національні стандарти, такі як DIN Plus, SS 1871, O-Norm 7135, DIN 51731. За стандартом EN 14 961-2 пелети розділено на 3 класи. Відповідність нормам EN 14

961-2 на загальноєвропейському рівні підтверджуватиметься системою сертифікації ENplus, розробленою Німецьким інститутом гранулювання (DEPI) і Німецьким дослідницьким центром біомаси (DBFZ).

Основним завданням уведеного нового стандарту та системи сертифікації є захист споживача шляхом забезпечення однорідності якості продукції в усіх країнах ЄС та підвищення прозорості ринків біопалива.

Відповідно до щорічного звіту Єврокомісії щодо використання біопалива в Європі «EU Biofuels Annual 2013» у 2012 р. близько 4% електроенергії в країнах ЄС вироблялося з деревних відходів. Попит на пелети (деревні паливні гранули) в ЄС збільшився на 7% порівняно з 2012 р. і становив 11 млн т, близько 15% з яких було імпортовано із США та Канади. Згідно з експертною оцінкою, до 2020 р. обсяги споживання цієї продукції зростуть до 80 млн т/рік.

Основними споживачами пелет є Великобританія (3,3 млн т/рік у 2012 р.), Данія (2,4 млн т/рік), Нідерланди (1,7 млн т/рік), Швеція (1,7 млн т/рік), Німеччина (1,6 млн т/рік), Бельгія (1,3 млн т/рік). З 2008 р. обсяги споживання паливних гранул в ЄС перевищують обсяги виробництва пелет в країнах Європейського Союзу. Основними постачальниками деревних паливних гранул в ЄС є США (1,8 млн т/рік), Канада (1,3 млн т/рік), на третьому місці – Росія з офіційними 700 тис. т/рік (хоча, за російською статистикою, у 1,5 рази більше вивозиться в ЄС, ніж за даними Євростату), Україна (217 тис. т/рік), Хорватія (136 тис. т/рік) і Білорусь (112 тис. т/рік).

Країнами-імпортерами пелет є Данія (2,032 млн т/рік), Великобританія (1,4 млн т/рік), Італія (1,1 млн т/рік), Нідерланди (1,031 млн т/рік), Бельгія (972 тис. т/рік), Швеція (487 тис. т/рік), Німеччина (371 тис. т/рік) і Австрія (256 тис. т/рік).

За прогнозованою оцінкою розвитку ринку біопалива до 2030 р., біопаливо залежно від регіону може стати основою для забезпечення від 10 до 30% сукупного споживання енергії.

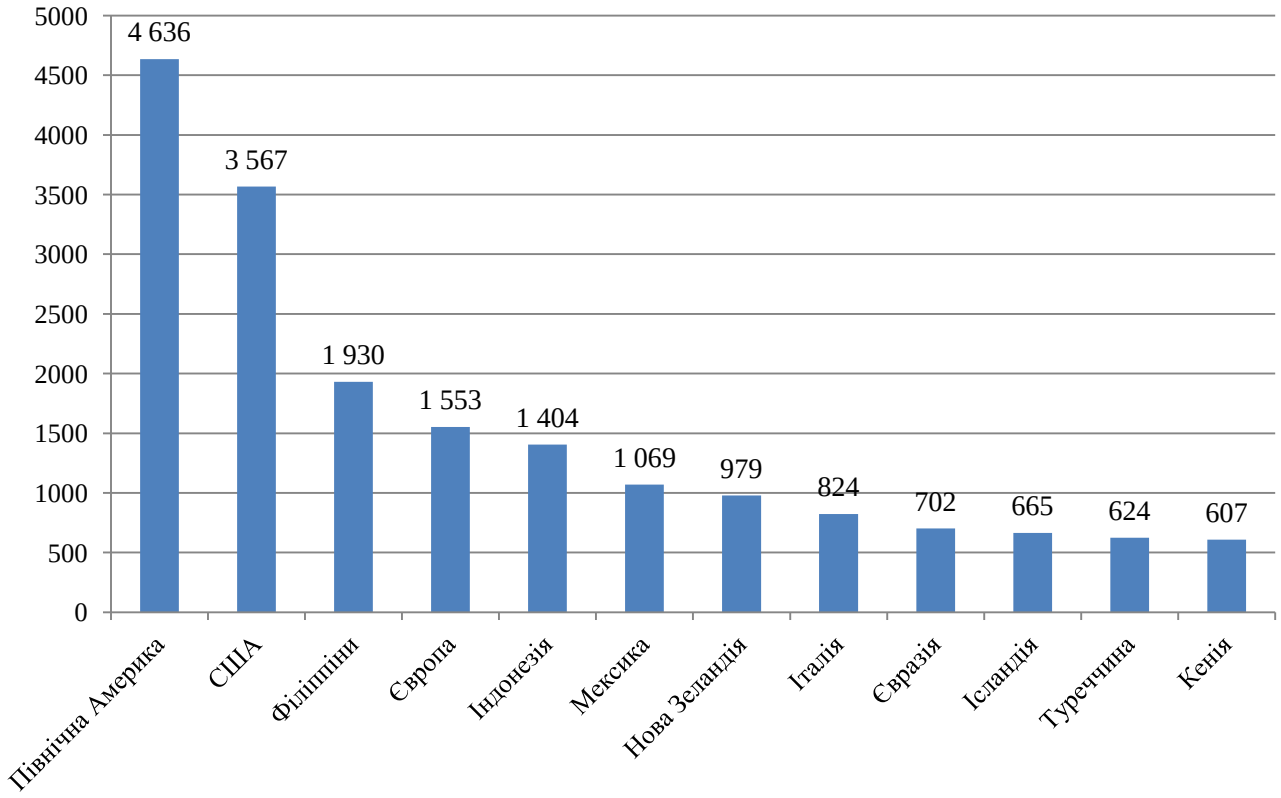
У цих умовах одним із основних світових стратегічних завдань є створення організаційних і правових засад для формування нових ринків біотехнологічної продукції, насамперед – у промисловій біотехнології та виробництві біопалива.

1.7 Стан розвитку геотермальної енергетики

Згідно з доповіддю REN21 «Поновлювані джерела енергії» (Global Status Report «Renewables 2016») у 2015 р. у світі геотермальними електростанціями (ГеоТЕС) було вироблено близько 150 ТВт·год електроенергії. На поточний момент світовими лідерами за встановленою потужністю таких електростанцій є США (3,5 ГВт), Філіппіни (1,9 ГВт), Індонезія (1,4 ГВт), Мексика (1,0 ГВт), Італія (0,9 ГВт), Ісландія (0,7 ГВт), Японія (0,5 ГВт) і Туреччина (0,4 ГВт).

Лідерами з уведення нових геотермальних потужностей стали Кенія (+56%), Туреччина (+17%), Італія (+6%), Німеччина (+3%) та інші країни.

Встановлена потужність геотермальних електростанцій у 2015 р. в окремих регіонах і країнах світу, *МВт*



Джерело: IRENA «RENEWABLE ENERGY STATISTICS 2016»

У числі передових країн у сфері використання геотермальних джерел стала Ісландія. У цій країні на відносно невеликій глибині температури води є достатніми для виробництва енергії, що стало можливим завдяки високій вулканічній активності. Дев'ять із десяти будинків у країні обігріваються гарячою водою від термальних джерел. Столицю Ісландії – Рейк'явік – з 1943 р. повністю переведено на геотермальне опалення, водночас здійснюється теплопостачання не лише житлового сектора а й промислових підприємств. Країна практично повністю відмовилася від традиційних енергоресурсів, 25% потреб задовольняється за допомогою геотермальних джерел, 70% забезпечують гідроелектростанції.

Розгядається проект організації поставок електроенергії, виробленої на ісландських ГеоТЕС у Великобританію, з прокладанням морського кабелю (750 миль). Реалізація проекту дозволить забезпечити до 20% потреб країни в електроенергії.

В Італії компанією Enel Green Power у 2015 р. завершено будівництво і приєднання до мережі нової геотермальної електростанції Bagnore 4 із річним

виробництвом до 310 МВт електроенергії. На розвиток геотермальної енергетики за 2014-2018 рр. у регіоні Тоскана компанія Enel Green Power планує інвестувати близько 600 млн євро.

Сьогодні в Польщі діє чотири ГеоТЕС. У литовській Клайпеді гаряче водопостачання здійснюється повністю від геотермальної електростанції.

У Китаї за 2012–2015 рр. потужності ГеоТЕС зросли з 28 до 100 МВт. За енергетичною стратегією країни передбачено, що геотермальну стратегію в країні буде реалізовано за 10 років з доведенням потужності ГеоТЕС до обсягу 2 ГВт.

В Японії частка геотермальної енергетики досягає 21%.

На міжнародному рівні геотермальна енергетика вважається досить перспективним напрямом розвитку, що підтверджено рішенням Кліматичного саміту COP21 за ініціативою агентства IRENA, підтриманою представниками 38 країн, щодо п'ятикратного нарощування виробництва геотермальної енергії.

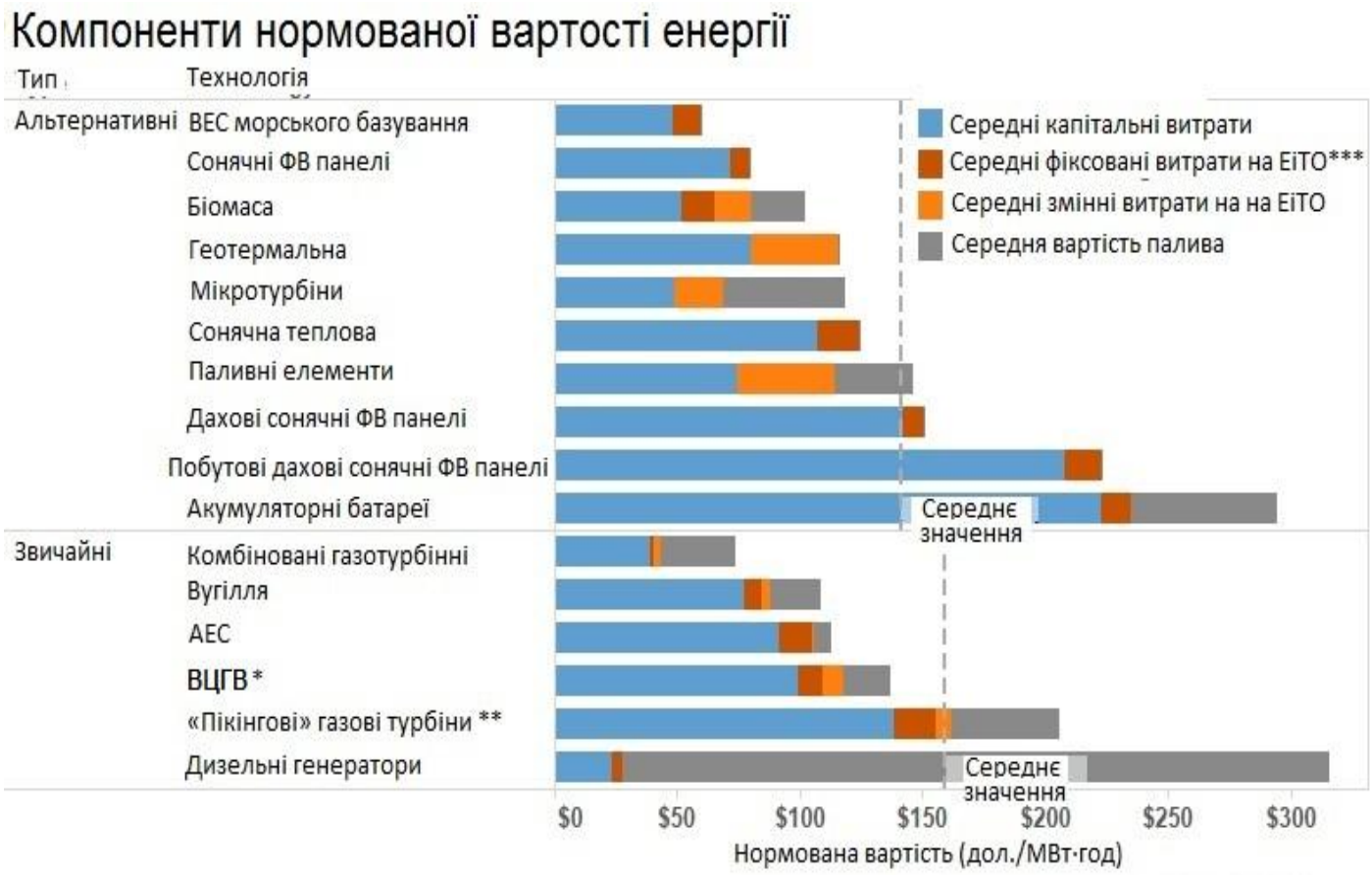
У резолюції саміту зазначено, що цей вид енергії залишається одним із найекономічніших, проте рівень розвитку галузі є вкрай недостатнім при тому, що значний потенціал для розвитку цієї сфери мають близько 90 країн світу.

1.8. Оцінювання нормованої вартості виробництва енергії з ПДЕ та традиційних джерел

Економічна конкурентоспроможність використання нових технологій поновлюваних джерел енергії в останні роки досягла значного рівня і продовжує поліпшуватися.

Для порівняння вартості поновлюваних джерел енергії за різними технологіями, а також із витратами традиційних видів виробництва енергії розроблено різні методики, найбільше поширення серед яких знайшов метод оцінювання за нормованою вартістю. Для електроенергії нормована вартість *LCOE* (*Levelized Cost of Energy*) – це середня розрахункова собівартість виробництва електроенергії впродовж усього життєвого циклу електростанції, яка враховує можливі інвестиції, витрати і доходи. LCOE враховує: якість ресурсів, вартість обладнання, продуктивність (у тому числі коефіцієнт використання потужності), баланс витрат за проектом, витрати на паливо (якщо такі є), експлуатацію і на технічне обслуговування, економічний термін життя проекту, вартість капіталу тощо. Слід відзначити, що LCOE не враховує додаткових витрат на систему, в яку вона інтегрована (наприклад, необхідність резервування потужності, додаткові витрати на диспетчеризацію, витрати на приєднання до електромережі, вартість місцевих трудових ресурсів тощо).

На діаграмі наведено основні складові витрат нормованої вартості електроенергії для різних технологій виробництва.



Джерело: компанія Lazard

** ВЦГВ: (комбінований газотурбінний цикл Брайтона і паротурбінний цикл Ренкіна з внутрішньоцикловою газифікацією вугілля);*

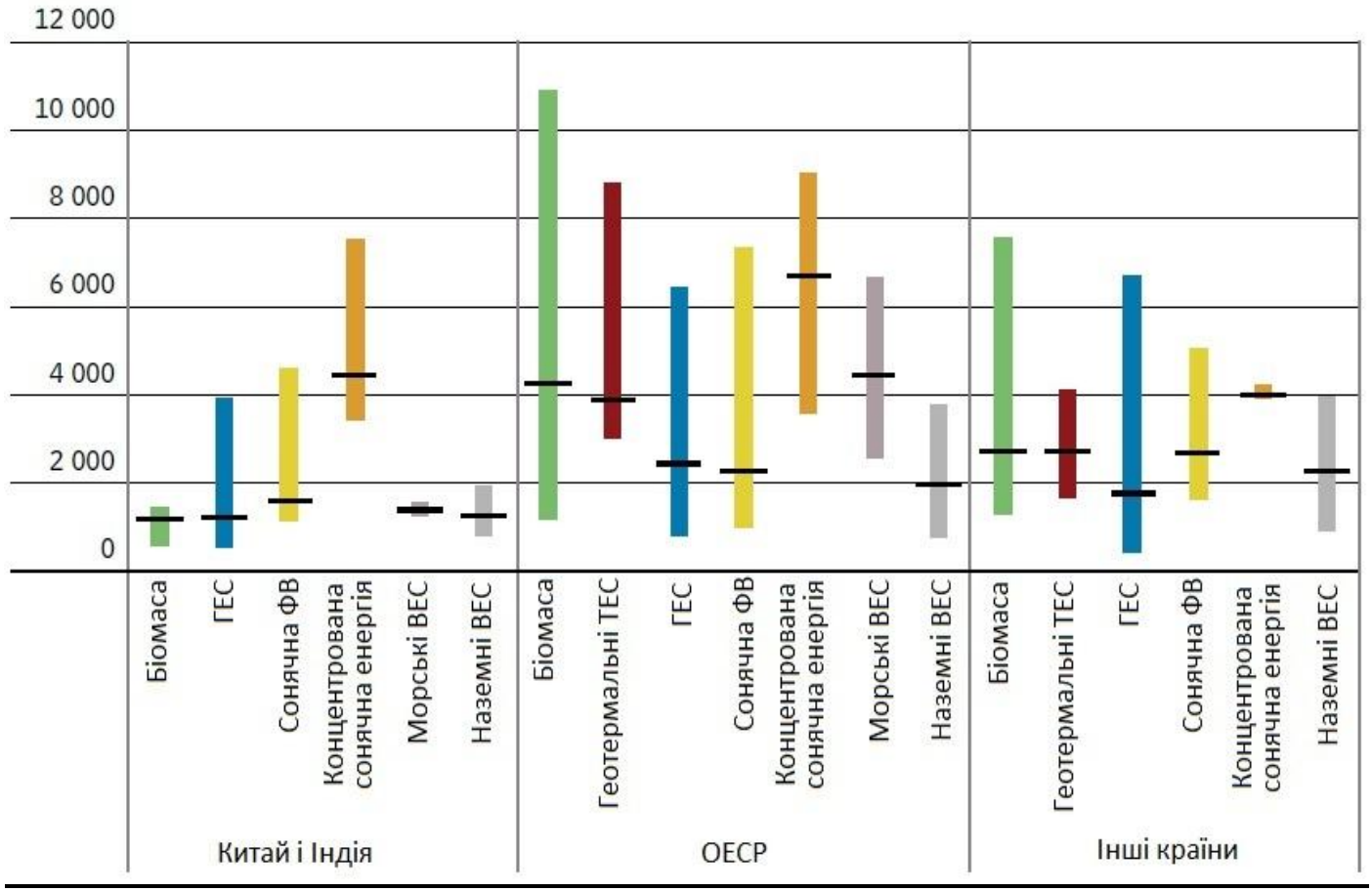
***"Пікінгові" газові турбіни: турбіни, оснащені системами, призначеними для додавання водяної пари або охолодження повітря, що проходить у вхідний отвір компресора*

****ЕіТО: експлуатація і технічне обслуговування*

За висновками Міжнародного агентства з поновлюваних джерел енергії (IRENA, доповідь «Вартість виробництва електроенергії з ПДЕ у 2014 р.» – Renewable power generation costs in 2014), вже у 2014 р. витрати на виробництво енергії на СЕС, ВЕС (морських), геотермальної та гідроенергії зрівнялись чи навіть зменшились порівняно з витратами в разі використання вугілля, нафти і газу (без фінансової підтримки), притому незважаючи на падіння цін на нафту.

Сьогодні з усіх видів поновлюваної енергетики найбільшого розвитку набули сонячна, вітрова енергетика та використання біомаси для виробництва електричної енергії. На діаграмі наведено типові діапазони і середньозважені нормовані витрати для потужних підприємств із різними технологіями поновлюваної енергетики по регіонах, за 2013/2014 рр.

2014 дол./кВт



Джерело: IRENA

Як видно з діаграми, найнижчими є сумарні витрати майже на всі технології ПДЕ в Китаї та Індії порівняно з іншими регіонами світу і змінюються вони в межах більш вузького діапазону. Як зазначено в Доповіді, середня вартість установлення великомасштабних сонячних фотоелектричних панелей у 2014 р. знизилась із 2 646 дол./кВт до близько 1 670 дол./кВт. Середні загальні витрати на ВЕС становлять близько 4 500 дол./кВт, а витрати на концентровані сонячні електростанції – близько 6 740 дол./кВт. У період з 2008 р. до 2014 р. вартість середньої сонячної PV житлових систем в Австралії, Китаї, Німеччині, Італії та Сполучених Штатах знизилась на 42–64%.

Нормована вартість **виробництва електричної енергії** за технологіями вітрових і сонячних електростанцій також значно знизилась за останні роки. За даними компанії Lazard (наведеними в доповіді «Лазард. Аналіз нормованої вартості енергії – версія 8.0» (Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis–Version 8.0), середня вартість виробництва електроенергії ВЕС знизилась із 135 дол./МВт·год у 2009 р. до 59 дол./МВт·год у 2014 р. Таке зниження вартості відбулося протягом п'яти років. Берегові ВЕС є однією з найбільш конкурентоспроможних технологій поновлюваних джерел електроенергії, яка постійно удосконалюються, що суттєво впливає на зменшення вартості вітроустановок. Середньозважена нормована

вартість електроенергії ВЕС становить від 0,10 дол./кВт·год до 0,17 дол./кВт·год. Сучасні проекти ВЕС Європи поставляють електроенергію за ціною близько 0,05 дол./кВт·год без фінансової підтримки. В основному, це пояснюється зниженням цін на компоненти системи (наприклад, панелі, інвертори, турбіни тощо), а також упровадженням заходів із підвищення енергоефективності тощо.

Вартість електроенергії потужних об'єктів із виробництва електричної енергії, які використовують **сонячні системи фотовольтаїки** (PV), з 2010 року знизилася майже на 50%. Вони навіть без фінансової підтримки постачають електроенергію за ціною 0,08 дол./кВт·год, що нижче вартості електроенергії електростанцій великої потужності на викопному паливі.

На діаграмі показано динаміку зниження вартості електроенергії в разі її виробництва на ВЕС і СЕС.

Джерело: компанія Lazard

Разом з тим, суттєві відмінності у вартості обладнання і цінах на електроенергію при використанні різних технологій ПДЕ залишаються. Такі відмінності у вартості також мають місце між різними країнами і регіонами світу. Значною мірою це пов'язано з наявністю ресурсів, масштабами впровадження ПДЕ, умовами ринку, системами витрат і сприйняттям ризику тощо. Основною проблемою залишаються вартість фінансування, особливо в розвинених країнах, а також високі транзакційні витрати для малопотужних проектів. Проте технології стають все більш ефективними, а витрати на обладнання зменшуються, у тому числі

і з урахуванням вимог щодо зниження викидів парникових газів і негативного коливання (волатильності) цін на викопне паливо.

Подальшому скороченню собівартості електроенергії з ПДЕ сприятиме зниження вартості обладнання, витрат на експлуатацію та технічне обслуговування, а також розвиток та впровадження нових технологій.

Більш розширені дані щодо капітальних витрат і типові витрати на виробництво електроенергії для різних технологій ПДЕ наведено у додатку 4

1.9. Інвестиції в розвиток виробництва енергії з поновлюваних джерел енергії

За звітними даними Агентства Організації Об'єднаних Націй з навколишнього середовища (UNEP – United Nations Environment Programme) «GLOBAL TRENDS IN RENEWABLE ENERGY INVESTMENT 2016», у 2015 р. загальні інвестиції в поновлювані джерела енергії у світовій енергетичній сфері зросли на 5% – до $285 млрд, обійшовши попередній максимум 2011 р. – $278,5 млрд на піку реалізації програм «зеленого стимулювання» і впровадження німецьких та італійських сонячних панелей на дахах будівель. Обсяги інвестицій 2015 р. зросли у 6 разів порівняно з 2004 р. і за 12 років загальний обсяг інвестицій у всі види ПДЕ перевищив $2,3 трлн.

За вказаний період значно зросли обсяги інвестування в розвиток ПДЕ в Китаї, США та інших регіонах світу. Зокрема, країною з найбільшими обсягами інвестицій став Китай, з підвищенням їх проти 2014 р. на 17% – до $102,9 млрд або 36% від загальних інвестицій у ПДЕ. Інвестиції в ПДЕ у США зросли на 19% – $44,1 млрд, у країнах Близького Сходу та Африки – на 58% ($12,5 млрд тощо).

При цьому обсяги загальних інвестицій у розвиток потужностей СЕС у 2015 р. були найбільшими, досягнувши $161 млрд, що на 12% більше порівняно з попереднім роком.

Світові тенденції інвестицій у ПДЕ, *млрд дол США*

Категорія	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Ріст 2014-2015	CAGR* 2004-2015
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Загальні обсяги інвестиції														
Нові інвестиції	46,6	72,8	112	154	182,2	178,7	239,2	278,5	257,3	234	273	285,9	5%	18%
Нові інвестиції по секторам														
Вітер	19	29	39,8	61,2	75,4	79,8	98,7	84,2	81,9	90,6	105,7	109,6	4%	17%
Сонце	11,9	16,1	22,2	38,9	61,6	64,4	103,7	154,8	146,2	119,1	143,8	161	12%	27%
Біопаливо	4	9,6	28,2	28,3	18,5	10,4	10,1	10,3	7,2	5,7	4,7	3,1	-35%	-2%
Біомасса та відходи	7,7	9,7	11,9	16,2	17,1	14,7	15,7	18	13,5	10,5	10,4	6	-42%	-2%

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Малі гідро	2,6	7,3	7,6	6,7	7,6	6,2	7,9	7,2	6,4	5,5	5,5	3,9	-29%	4%
Геотермальні	1,2	1	1,5	1,9	1,7	2,9	2,8	3,7	1,8	2,4	2,6	2	-23%	5%
Океани/морські/технології хвиль	0	0,1	0,9	0,8	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,4	0,2	-42%	-14%
Загалом	46,6	72,8	112	154	182,2	178,7	239,2	278,5	257,3	234	273	285,9	5%	18%
Інвестиції по регіонам														
США	5,6	11,9	29,1	33,2	35,5	23,9	34,7	49,1	40,6	35,3	37	44,1	19%	21%
Бразилія	0,8	3,1	5,2	11,4	11,8	7,9	7,2	10,2	7,7	4,4	8	7,1	-10%	21%
Америка (виключаючи США та Бразилію)	1,7	3,3	3,7	5	6,1	5,5	12	9,3	10,1	12	13,3	12,8	-3%	20%
Європа	24,8	33,3	46,9	66,8	81,8	82,7	113,4	122,9	89	60	62	48,8	-21%	6%
Близький Схід та Африка	0,6	0,8	1,1	1,8	2,3	1,6	4,1	3	10,2	9,3	7,9	12,5	58%	32%
Китай	3	8,3	11,2	16,7	25,6	38,8	39,6	47,4	61,7	62	87,8	102,9	17%	38%
Індія	2,7	3	4,9	6,7	5,6	4,3	8,8	12,8	7,8	6,6	8,3	10,2	22%	13%
Всього	46,6	72,8	112	154	182,2	178,7	239,2	278,5	257,3	234	273	285,9	5%	18%

*Примітка: * CAGR - середньорічний темп зростання в складних відсотках, показник, що характеризує відсоток зростання за певний період часу*

Джерело: UNEP «GLOBAL TRENDS IN RENEWABLE ENERGY INVESTMENT 2016»

Інвестування в нові потужності ВЕС за минулий рік зросли на 9% – до $107 млрд, зокрема інвестиції в наземні ВЕС становили $83,8 млрд, а інвестиції в офшорні зросли на 39% – до $23,2 млрд, більшу частину яких введено в Європі. Понад 20 проектів офшорних ВЕС було профінансовано у 2015 р., проектна вартість 8 з яких становила від $1 до $2,9 млрд.

Інвестиції в європейську вітроенергетику у 2015 р. становили 26,4 млрд євро, при цьому інвестування в будівництво офшорних вітрових установок зросло порівняно з 2014 р. у два рази. Разом з цим у Європі інвестиції знизилися на 21% – до $48,8 млрд, що у 2,5 рази нижче 2011 року та є найнижчим рівнем інвестування регіону в ПДЕ за останні 9 років. Інвестиції також зменшились у Бразилії до $7,1 млрд.

Одночасно слід відзначити значне зниження обсягів інвестування за 2015 р. у цілому по країнах світу в розвиток потужностей малих ГЕС (до $3,9 млрд проти $7,9 млрд за 2010 р.), а також впровадження технологій біопалива, використання біомаси та перероблення відходів.

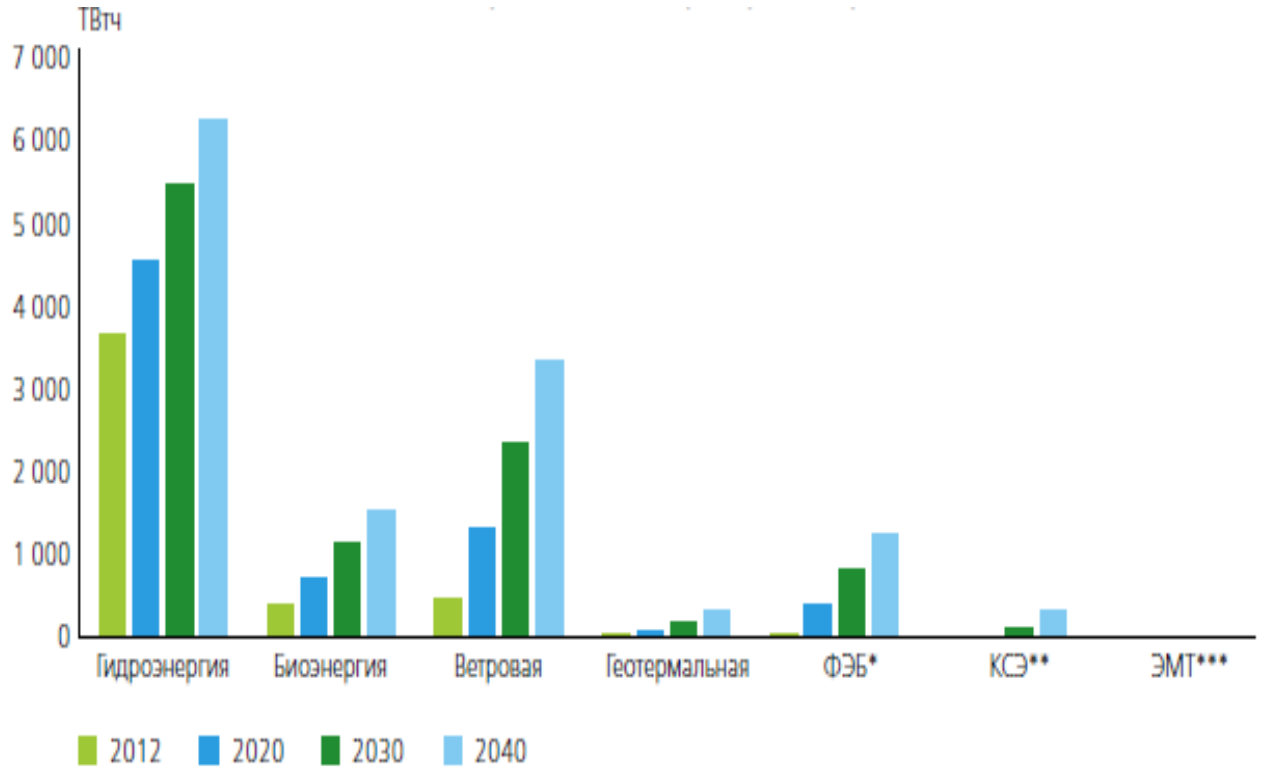
Зокрема, у Німеччині частка інвестицій в ПДЕ знизилася у 2015 р. році на 46% проти 2014 р. Проте не у всіх європейських країнах у 2015 р. відбувалось скорочення інвестицій. Наприклад, у **Великобританії** інвестиції в ПДЕ зросли до $23,4 млрд, або на 24% порівняно з 2014 р.

Прогнозні інвестиції в розвиток поновлюваної енергетики на період 2014-2035 рр. У роботі МЕА «Прогноз інвестицій у світову енергетику» (WEIO-2014) за відповідними сценаріями («Нової політики» та «Сценарій 450») в умовах загального

розвитку світової енергетичної сфери проведено аналіз стану та оцінювання інвестування в розвиток поновлюваних джерел енергії на період 2014–2035 рр. в умовах активізації світової політики з декарбонізації енергетики шляхом випереджального розвитку всіх видів ПДЕ.

Відповідно до висновків МЕА (WEO 2014 та WEO 2015) електроенергетика прокладає шлях до декарбонізації енергетичної системи. Зростання виробництва електроенергії позначається на багатьох секторах кінцевого споживання, забезпечуючи майже чверть кінцевого енергоспоживання до 2040 р. З кожного долара інвестицій в нові генерувальні потужності до 2040 р. майже 60% спрямовується на технології поновлюваної енергетики. В результаті загальносвітове виробництво електроенергії з поновлюваних джерел зросте більш ніж на половину від загального обсягу зростання, що є еквівалентним теперішньому сумарному виробництву всіх електростанцій на викопному паливі в Китаї, Сполучених Штатах і ЄС. У результаті частка вугілля в глобальній структурі виробництва електроенергії знизиться з 41% до 30%, причому газ, атомна та гідроенергетика майже збережуть свої нинішні частки. До 2040 р. виробництво електроенергії на основі поновлюваних джерел в енергетичному балансі досягне 50% в ЄС, майже 30% – у Китаї і Японії і понад 25% – у Сполучених Штатах.

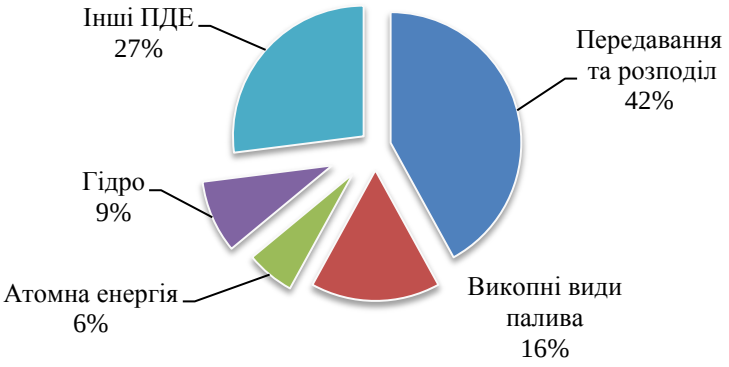
Прогноз чистого виробництва електроенергії та установлених потужностей по джерелах, *2012-2040 рр.*



Джерело: World Energy Outlook, IEA, 2014

Відповідно до прогнозу МЕА (WEIO, 2014) сумарні інвестиції в глобальний енергетичний сектор за Сценарієм «Нової політики» на 2014–2035 рр. становитимуть $16,4 трлн, розподіл інвестицій за напрямами представлено на діаграмі.

Розподіл інвестицій на 2014-2035 рр.
в енергетичний сектор за напрямами



Джерело: World Energy Investment Outlook 2014

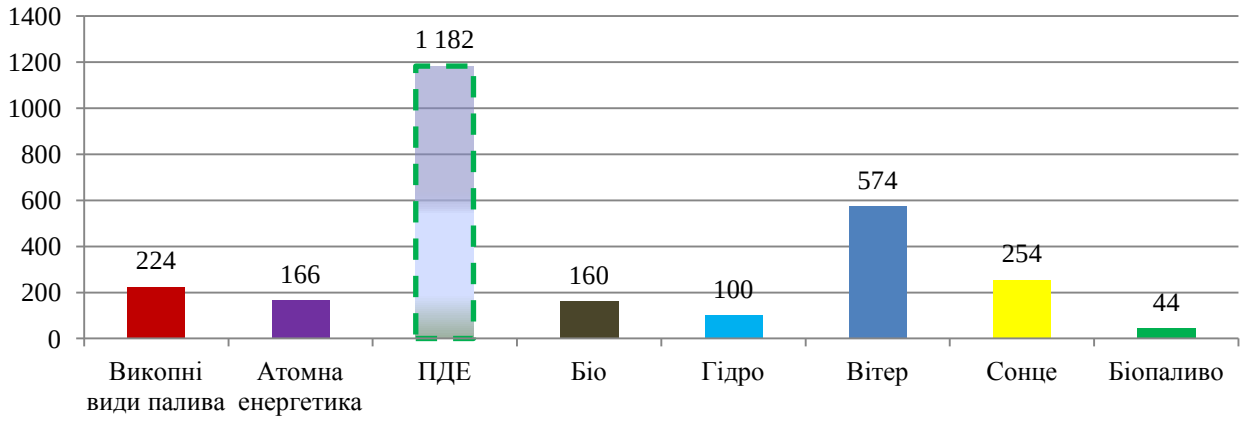
Обсяг інвестицій в розвиток ПДЕ очікується понад 27% (без ГЕС, в основному ВЕС, СЕС та біопаливо). При цьому в традиційні енергетичні потужності (на викопному паливі, АЕС і ГЕС) зростання прогнозується до 31%. Разом з тим слід зазначити, що в більшості регіонів середньорічні інвестиції в традиційну потужність є незмінними або зменшуються з плином часу, у той час як для розвитку ПДЕ (не ГЕС), за оцінкою МЕА та IRENA, зростатимуть. Це частково обумовлено значним збільшенням потужності, починаючи з 2030 р., для заміни значної кількості вітрових і сонячних енергоустановок, які виводитимуться з експлуатації з відповідною заміною на більш екологічно ефективні.

Прогнозовані МЕА інвестиції (сценарій «Нової політики») на період до 2035 р. дозволять збільшити виробничі енергетичні потужності у світовій енергетичній сфері, з урахуванням зростаючого попиту, на 5 660 ГВт, у тому числі близько 1 850 ГВт – для заміни виведених з роботи установок. Прогнозована потужність поновлюваних джерел енергії становитиме 2 930 ГВт, з яких 64% – вітрові та сонячні установки з інвестуванням в їх розвиток за сценарієм «Нової політики» майже 5857 млрд дол. США. Оскільки ВЕС і СЕС мають короткі терміни служби (20–25 років), то прогнозується введення додаткових потужностей для подальшої заміни виведених з експлуатації установок. Дві третини світових додаткових потужностей у країнах, які не є членами ОЕСР, значною мірою використовують для задоволення зростаючого попиту. Зокрема, у Китаї прогнозується інвестувати 1174 млрд дол. США з введенням 1400 ГВт потужностей упродовж 2014–2035 рр., з яких

37% – ВЕС і СЕС і лише 28% – на вугіллі.

В Європейському Союзі прогнозується другий за величиною у світовій енергетиці приріст нових потужностей (740 ГВт) у зв'язку з великомасштабним розгортанням розвитку ПДЕ. Так, за сценарієм «Нової політики» на період 2014-2035 рр. прогнозується інвестувати понад 1180 млрд дол. США, майже половина з яких спрямовуватиметься на розвиток вітрової енергетики (574 млрд дол. США), п'ята частина (254 млрд дол. США) сонячної енергетики та понад 17% (204 млрд дол. США) – на розвиток біоенергетики та біопалива.

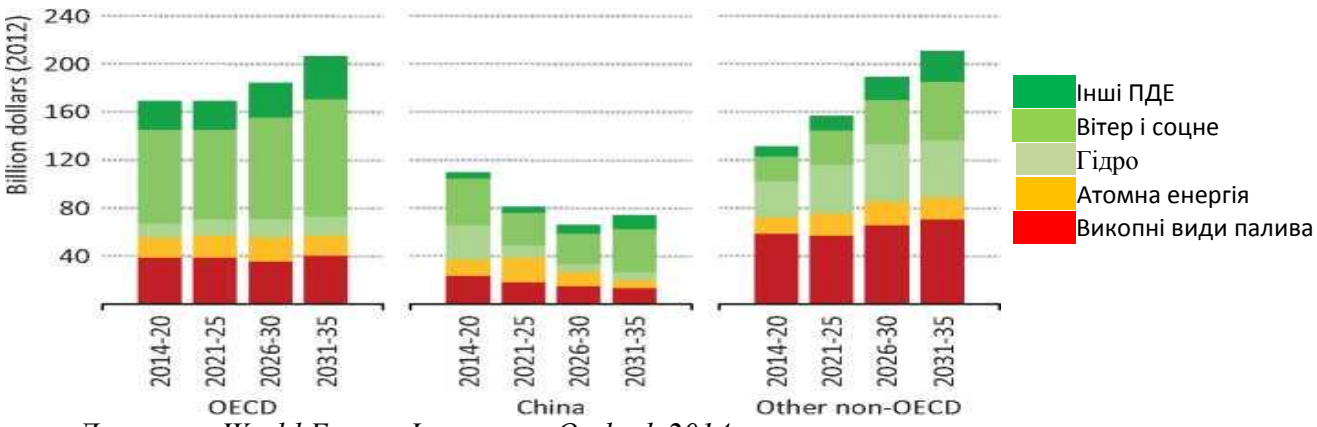
Прогноз інвестицій в електроенергетику ЄС 2014 - 2035 рр. за сценарієм «Нової політики», *млрд дол.*



Джерело: World Energy Investment Outlook 2014

У Сполучених Штатах також передбачається введення значних обсягів потужностей для заміни виведених електростанцій (60% приросту). За прогнозним довгостроковим сценарієм, газові потужності становитимуть понад одну третину приросту за рахунок зростання видобутку сланцевого газу, слідом ідуть ВЕС (28%) та сонячна генерація (15%).

Середньорічні інвестиції в електростанції за видами в сценарії Нової політики (+EU)



Джерело: World Energy Investment Outlook 2014

Необхідність декарбонізації енергетичного сектора для досягнення глобальних кліматичних цілей за «Сценарієм 450» вимагає сукупного обсягу інвестицій у 19,3 трлн дол. США, що майже на 18% більше, ніж за сценарієм «Нової політики». При цьому інвестиції в низьковуглецеві технології та поновлювані джерела енергії зростуть з 6,177 до 9,729 трл дол. США (додаток 7).

Відповідно до вимог Паризької кліматичної угоди (COP21) після 2020 р. прогнозовані напрями та обсяги інвестицій у світову енергетичну сферу буде приведено у відповідність до розроблюваної за рішенням Конференції **Світової стратегії низкьовуглецевого розвитку до 2050 р.** для недопущення перевищення температури земної поверхні вище 2°С.

Прогнозовані інвестиції в розвиток ПДЕ за напрямами (ГЕС, ВЕС, СЕС та біоенергетика) в країнах ОЕСР, ЄС, США та Китаї наведено в додатку 7.

1.10. Основні положення Паризької угоди з клімату та розвитку низкьовуглецевих технологій до 2030 року

З 30 листопада по 12 грудня в Парижі пройшла 21-ша Конференція сторін рамкової Конвенції ООН з клімату (COP21) за участю близько 196 країн світу. Головним документом двотижневих переговорів стала Паризька угода, яка вступить в силу після 2020 р. по заершенні терміну Кіотського протоколу.

Паризька угода це новий всеохоплюючий договір, за яким розвинуті країни та країни, які розвиваються, впроваджуватимуть заходи, спрямовані на боротьбу зі зміною клімату. Паризька угода закладає спільний курс до глобальної декарбонізації економіки до кінця століття, а саме:

- установлює довгострокову мету – до кінця сторіччя досягти балансу між антропогенними викидами та природними поглиначами парникових газів;
- зобов'язує країни кожні 5 років переглядати свої національно визначені внески щодо зниження викидів парникових газів з пошуком можливості підвищення прийнятих зобов'язань;
- установлює єдину та прозору систему для всіх країн щодо моніторингу, звітності та перевірки заходів з боротьби та адаптації до зміни клімату;
- пропонує урядам усіх країн докладати максимальних зусиль щодо утримання підвищення температури в межах 2^0С.

У рамках підготовки Паризької Конференції COP21 і відповідно до рішень, прийнятих COP19 (у Варшаві) і COP20 (у Лімі), кожна країна визначила та прийняла на національному рівні свої зобов’язання та відповідні заходи щодо зниження рівня кабонізації економіки. На даному етапі національні проекти розцінюються лише як наміри, а не зобов'язання. Це – так званий процес попереднього визначення національних внесків (Intended Nationally Determined Contributions).

Національні проекти має бути спрямовано на зниження викидів парникових газів; вони передбачають розвиток національних економік і адаптацію умов життя людей до змін клімату – фактичних і очікуваних.

Національно визначені внески країн (INDC). Зобов'язання країн в рамках національно визначених внесків 186 країн, поданих Секретаріату Конвенції ООН з питань зміни клімату, за оцінкою Секретаріату Програми ООН з довкілля (UNEP), визнано недостатніми за обсягами зобов'язань щодо зниження викидів парникових газів для утримання температури в межах 2^{o}C. Відповідно до цього за рішенням Конференції у 2018 р. має розпочатися процес перегляду національних внесків і до 2020 р. країни мають подати посилені зобов'язання, обов'язкові до виконання.

Країни-учасники Паризької конференції COP21 визначили на національному рівні свої прогнозні зобов'язання, зокрема:

- рішенням Європейської Ради від 24 жовтня 2014 р. прийнято скоротити обсяги викидів парникових газів у цілому по країнах Європейського Союзу на 40% до 2030р. порівняно з 1990р., з доведенням частки ПДЕ в споживанні енергії до 27% та підвищення енергоефективності на 27% порівняно з прогнозованими рівнями споживання енергії.;
- Швейцарія першою офіційно представила свій проект: скоротити на 50% викиди парникових газів у період з 1990 по 2030 рік, 30% з яких – на своїй території і 20% – за участю в проектах інших країн;
- Норвегія зобов'язалася скоротити як мінімум на 40% викиди парникових газів до 2030 р.;
- Мексика першою з країн, які розвиваються, представила свої зобов'язання – на 22% скоротити викиди парникових газів до 2030 р. порівняно з 2013 р.;
- Росія оголосила про намір скоротити викиди парникових газів з 25% до 20% до 2030 р. порівняно з 1990 р. У цьому питанні Росія розраховує на свої лісові ресурси, які становлять 20% світового лісу;
- Сполучені Штати Америки, друга країна у світі за рівнем викидів парникових газів, спільно з Китаєм (у листопаді 2014 р.) взяли на себе зобов'язання скоротити викиди на 26–28% у 2025 р. порівняно з 2005 р.;
- Україна поставила цільове завдання щодо скорочення до 2030 року викидів парникових газів на 40% від рівня 1990 р.

Однією з вимог Паризької угоди до країн-підписантів є розроблення Стратегії низькьовуглецевого розвитку до 2050 р.

Прозорість та звітування. Паризька угода закладає прозору та загальну для всіх країн систему звітності з викидів, відстеження прогресу виконання національно визначених внесків. Крім цього, Угода започатковує процес Глобальної оцінки виконання заходів країн по скороченню викидів, адаптації та надання фінансової

підтримки, зокрема розвинутими країнами. Перша Глобальна оцінка національно визначених внесків країн розпочнеться вже у 2023 р. Плани, відображені в національно визначених внесках, будуть проходити експертну оцінку та багатосторонній розгляд за участю інших країн.

Інші положення Паризької угоди:

- «Країни мають вживати заходи по охороні та підвищенню якості поглиначів і накопичувачів парникових газів.., включаючи ліси». Під поглиначами мається на увазі перш за все «резервуари» вуглецю, наземна та підземна біомаса, ґрунтовий вуглець. (ст.5). При цьому не виключаються сільськогосподарські землі, заболочені території тощо, які піддаються прямому антропогенному впливу;
- Статтю 6 Паризької угоди присвячено міжнародному співробітництву країн для скорочення викидів парникових газів. Пропонується зберегти найкращі принципи ринкових механізмів Кіотського протоколу, однак при цьому не допустити виконання проектів, які не мають вагомої екологічної складової, не відповідають критеріям сталого розвитку та не є прозорими у виконанні. Велика увага приділятиметься належному обліку для недопущення подвійного зарахування скорочень для обох Сторін-учасників механізму. Правила та процедури механізму обговорюватимуться в найближчі роки. Угодою схвалено «спільні підходи, які включають використання міжнародно переданих результатів (квот) щодо запобігання зміни клімату на національному рівні».

Угодою визнається важливість та необхідність підвищення інвестиційно-інноваційної діяльності з розвитку низько вуглецевих технологій, особливо в енергетиці країн для розв’язання проблеми декарбонізації економіки шляхом впровадження «чистих» технологій, у тому числі поновлюваних джерел енергії, ефективних будівельних матеріалів та обладнання, альтернативного палива, підвищення рівня енергетичної ефективності тощо.

Паризька угода набере чинності з січня 2020 р. за підписанням 55 країн, викиди парникових газів яких не перевищують 55% загальносвітових викидів. Угода є відкритою до підписання та ратифікації з 22 квітня 2016 р. до 21 квітня 2017 р.

2. Огляд основних напрямів реалізації Енергетичної стратегії Європейського Союзу до 2020 р. та 2030 р. щодо розвитку поновлюваних джерел енергії

Особливістю паливно-енергетичного балансу країн Європейського Союзу є обмеженість запасів первинних джерел енергії і нерівномірність їх розподілу по країнах.

За оцінкою Єврокомісії, **рівень імпортозалежності ЄС становить 53 %.** За прогнозом МЕА, у період до 2030 р. потреба в енергоресурсах щорічно зростатиме

на 1,7 % і досягне 15,3 млрд т н. е. Попит на нафту збільшиться з 9,7 млн т/день у 2000 р. до 16,3 млн т/день у 2030 р., при цьому майже три чверті приросту припадатиме на транспортний сектор. Споживання природного газу подвоїться, а його частка в балансі енергоносіїв може зрости з 24,5 до 28 %.

Залежність ЄС від імпорту органічних енергоносіїв

Рік	Залежність від імпорту, %			
	Тверде паливо	Нафта	Природний газ	У середньому
1990	18	81	48	45
2000	30	77	50	47
2010	39,4	84,5	62,1	52,7
2012	42,2	86,5	65,8	53,4
2013	44,1	87,4	65,2	53,1
2014	45,6	87,4	67,4	53,5
2020	50	86	75	62
2030	66	88	81	67

Джерело: Євростат

Енергетичною стратегією ЄС **"Energy 2020"** передбачається досягти до 2020 р. таких цілей: зменшення споживання первинної енергії на 20 %, скорочення викидів CO_2 на 20 %, збільшення частки поновлюваних джерел енергії у виробництві енергії не менше ніж на 20 %. Стратегією передбачається також подальше зниження енергомісткості валового внутрішнього продукту (ВВП).

Такими документами, як «План розвитку технологій нових джерел енергії (СЕТ План)», «План післякризового відновлення економіки», а також «План заходів щодо реалізації стратегії «Energy 2020», «Європейський інноваційний план», конкретизовано напрями розвитку економіки та інноваційної політики ЄС.

Основні підходи та положення Стратегії створення європейського Енергетичного союзу. Європейською Комісією (ЄК), вищим органом виконавчої влади Європейського Союзу, 25 лютого 2015 р. затверджено нову Стратегію створення Енергетичного союзу ЄС до 2030 р. (Стратегія), якою передбачено зміни до стратегії «Energy 2020» та встановлено обов'язкові цілі для країн-членів ЄС до 2030 року: зниження викидів парникових газів на 40%, поліпшення енергоефективності на 27% і підвищення на 27% використання поновлюваних джерел енергії в енергетичній структурі Євросоюзу, що істотно перевищує раніше прийняті відповідні показники в Енергетичній стратегії ЄС "Energy 2020".

Європейською Радою на саміті ЄС 23-24 жовтня 2014 р. схвалено основні

напрями політики у сфері клімату та енергетики до 2030 р. В основу рішення Євроради покладено положення Єврокомісії від 22 січня 2014 р. «Основа політики у сфері клімату та енергетики з 2020 до 2030 року» і положення Єврокомісії від 23 липня 2014 р. «Енергоефективність та її внесок в енергетичну безпеку й основи політики у сфері клімату та енергетики до 2030 р.».

Зазначеними документами до 2030 р. визначено цільові показники зі скорочення викидів вуглецю, підвищення частки ПДЕ, збільшення енергоефективності, а також реформування «Системи торгівлі викидами вуглецю» (СТВ).

Принциповою зміною підходу ЄС до кліматичної політики і стимулювання ПДЕ є акцент на «витрати», підвищення уваги до вартості пропонованих заходів з мінімізацією додаткового навантаження на національні бюджети і економіку в цілому.

Європейською Радою затверджено базові елементи кліматичної та енергетичної політики ЄС:

1) Узгоджено обов'язкову на рівні ЄС мету щодо скорочення викидів парникових газів до 2030 року на 40 % порівняно з рівнем 1990 р. із включенням відповідних зобов'язань країн співдружності до Паризької кліматичної угоди COP21. Сьогодні в країнах ЄС знижено обсяг викидів CO_2 на 17 % порівняно з рівнем 1990 р. Цим документом передбачено подання національних планів країн визначених «на основі балансу міркувань справедливості і солідарності». Зазначена мета реалізовуватиметься «найбільш економічно ефективним способом». Планується проведення реформування системи СТВ.

За настійною вимогою ряду країн ЄС, реалізація запропонованих Єврокомісією заходів розпочнеться з 2021 р. – з цього періоду максимальний дозволений обсяг викидів у СТВ щорічно скорочуватиметься на 2,2 % (зараз він щорічно скорочується на 1,74 %). Також передбачено створення «резерву для стабілізації ринку», в якому буде «заморожено» надлишки квот.

Діючий сьогодні фінансовий інструмент NER 300 у 2021 р. буде трансформовано в NER 400 і продовжить свою дію до 2030 р. NER 300 є однією з найбільших у світі програм фінансування для інноваційних низьковуглецевих енергетичних проектів. Програму створено як каталізатор для демонстрації екологічно безпечного уловлювання і зберігання вуглецю та розвитку інноваційних технологій поновлюваних джерел енергії у промисловому масштабі в рамках ЄС. Впровадження програми NER 300 пов'язано з контролем обсягу викидів CO_2 у країнах-членах ЄС Єврокомісією та Європейським інвестиційним банком.

Передбачуваний новий фінансовий інструмент (резерв) для допомоги країнам-членам ЄС з рівнем ВВП на душу населення нижче 60 % від середнього по ЄС в

обсязі 2 % від загальних квот на викиди вуглецю щороку, що становитиме близько 40 млн т викидів на рік, тобто 400 млрд євро за десятиріччя. По суті, створюється ще один NER 400, призначений спеціально для країн Східної Європи. При цьому керувати цим резервом будуть самі «країни-члени ЄС з низьким доходом». Кошти від продажу квот спрямовуватимуться на проекти з підвищення енергоефективності та модернізації енергосистем.

2) Погоджено обов'язкову на рівні ЄС мету: довести до 2030 р. до 27 % частку поновлюваної енергії в енергобалансі ЄС (у 2013 р. частка ПДЕ в енергобалансі становила 14,4 %, стратегією «Energy 2020» передбачено довести її до 20 % до 2020 р.). Виконання загальноєвропейського нормативу передбачено забезпечити за рахунок «нової системи управління, заснованої на національних планах дій». За рахунок розвитку ПДЕ в ЄС в зазначених обсягах можна досягти економії до 30 млрд євро на рік на зменшені імпорту енергоресурсів.

За оцінкою Європейської Комісії, сьогодні діяльність ЄС базується на аналізі національних планів дій і політичному контролі за їх реалізацією. Діючу систему стимулювання ПДЕ засновано на обов'язкових національних нормативах.

3) Погоджено індикативну мету на рівні ЄС: до 2030 р. підвищити на 27 % рівень енергоефективності.

Крім вищезазначених цілей прийнято рішення щодо об'єднання планування і звітності з окремих питань енергополітики (клімат, ПДЕ, енергоефективність).

Європейською Радою дії ЄС у сфері скорочення обсягу викидів, розвитку ПДЕ та підвищення енергоефективності під час формуванні держбюджетів країн і бізнесу, мають бути рентабельними – вони не повинні допускати зниження рівня конкурентоспроможності європейської економіки на відповідних світових ринках та підвищення цін для кінцевих споживачів.

2.1 Законодавче та нормативно-правове супроводження розвитку поновлюваної енергетики країн-членів ЄС

Європейським Парламентом та Радою Європи за останні роки прийнято ряд директив і регламентів з питань розвитку поновлюваних джерел, підвищення енергоефективності, екологічних вимог, екодизайну, маркування тощо основні положення яких зобов'язують країни-члени ЄС в зазначений термін вжити заходів, спрямованих на досягнення намічених цілей до 2020 р. та 2030 р.

Директиву 2009/28/ЕС про заохочення до використання енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії та якою вносяться зміни до, а в подальшому скасовуються Директиви 2001/77/ЕС і 2003/30/ЕС (RES – The Directive on the promotion of the use of Energy from Renewable Sources) націлено на реалізацію заходів щодо підвищення обсягів використання енергії від ПДЕ. Директивою

встановлено загальні дії щодо розвитку енергетики з ПДЕ з метою досягнення спільної цілі в 20% частки енергії з ПДЕ у валовому кінцевому споживанні енергії у структурі загального споживання енергії країн-членів ЄС до 2020 року.

Згідно з Директивою національні механізми підтримки розвитку ПДЕ в країнах-членах ЄС визначаються відповідними національними планами дій (додаток 5).

Національні показники відображають плани використання ПДЕ в загальному балансі енергоспоживання країн-членів ЄС. За цих умов все більше уваги приділяється можливості використання у відповідних сферах економіки енергії вітру, сонця, теплових насосів, біомаси тощо, що сприяє зниженню імпортозалежності країн.

Вимогами Директиви 2009/28/ЕС обмежується частка біопалива першого покоління (отримується з традиційної харчової сировини) і заохочується розвиток біопалива другого покоління (виготовляється з непродовольчої сировини), визначено станом на 2013 р. довести частку біоенергетики в ЄС до 9% валового кінцевого енергоспоживання. Зокрема, з квітня 2011 р. на більш ніж 300 шведських заправних станціях можна придбати нове дизельне паливо (еко-дизель). Швеція стала першою країною у світі, де можна заправляти машини еко-дизелем, виготовлених на основі масла шведських сосен.

Директива 2009/125/ЕС з екологічних вимог до енергоспоживальної продукції (Directive on Ecodesign of Energy Using Products, EuP). Уведено в дію у 2005 р. і переглянуто у 2009 р. Перша редакція директиви відносилася лише до продукції і товарів, які безпосередньо споживають енергію. Нова редакція документа (ErP), або скорочено – Екодизайн, містить вимоги до всієї продукції, яка споживає енергію або впливає на зміну обсягів споживання енергії.

Директивою встановлено рамки для запровадження вимог європейського Співтовариства щодо екодизайну продукції, пов’язаної з використанням електроенергії, з метою забезпечення вільного переміщення таких товарів на внутрішньому ринку.

Директива не поширюється на транспортні засоби для перевезення людей або вантажів. Цей документ має на меті сприяння сталому розвитку шляхом підвищення ефективності використання енергії та забезпечення охорони навколишнього середовища, підвищення безпеки енергопостачання.

Директива 2010/30/ЕС щодо маркування продукції класом енергетичної ефективності (Energy Labelling Directive, ELD). У 2010 р. законодавчу базу було доповнено Директивою щодо маркування продукції класом енергетичної ефективності. Вона містить вимоги до продукції, яка впливає на енергоспоживання будівель, включаючи елементи системи опалення, приводи, насоси, вентилятори,

лампи освітлення та інше обладнання інженерних систем. Енергоефективність позначається класами від *A* до *G*. При цьому клас *A* позначає найвищу енергоефективність, а *G* — найнижчу.

Директива з екологічних вимог до продукції, яка впливає на споживання енергії, і Директива щодо маркування продукції класом енергетичної ефективності виділяють конкретні групи продукції і встановлюють мінімальні вимоги до споживання енергії під час експлуатації відповідної продукції.

Впровадження директив Екодизайн та ELD, за даними організації INOGATE, за відносно незначних вкладень (не застосовуються субсидії, гранти, кредити) та при стимулюванні виробників до інновацій для країн-членів ЄС дасть можливість:

- зекономити понад 1,900 ТВт·год до 2020 (що приблизно дорівнює річному споживанню первинної енергії Італії);
- знизити комунальні витрати на енергію для домогосподарства у середньому по ЄС на 465 євро/рік;
- забезпечити додатковий дохід у 55 млрд євро для компаній ЄС.

Директива 2012/27/ЕС щодо енергетичної ефективності, якою передбачено зміни директив 2009/125/ЕС та 2010/30/ЕС і анулювання директив 2004/8/ЕС і 2006/32/ЕС. Директива набула чинності 4 грудня 2012 р. Вона встановлює загальні вимоги з підвищення енергоефективності у сфері діяльності ЄС, визначає правила щодо усунення бар'єрів на ринку енергоносіїв для ефективного використання енергії. Згідно з директивою всі країни-члени ЄС мають надавати Єврокомісії звіти за поточний період і плани щодо розвитку систем комбінованого виробництва теплової та електричної енергії для опалення та кондиціонування повітря будівель. Директива визначає спільну мету – знизити загальний обсяг енергоспоживання в ЄС на 20 % до 2020 р. Країни зобов’язані визначати національні цілі щодо підвищення енергетичної ефективності та коригувати відповідні показники національної стратегії кожні три роки – у 2014, 2017 і 2020 р.

Статистика країн-членів ЄС свідчить, що обсяг ПДЕ в наступні п’ять років зростатиме більш швидкими темпами. Такі члени ЄС, як Австрія, Болгарія, Чеська Республіка, Данія, Німеччина, Греція, Іспанія, Франція, Литва, Мальта, Нідерланди, Словенія та Швеція, планують перевищити визначені національні цілі щодо розвитку альтернативних джерел (додаток 5).

Сьогодні ряд країн ЄС покривають значну частку своїх потреб у валовому виробництві електроенергії за рахунок альтернативних джерел енергії, зокрема за даними Eurostat: Італія (33,4 %), Іспанія (37,8 %), Фінляндія (31,4 %), Австрія (70 %), Швеція (63,3 %), Данія (48,5 %), Латвія (51,1 %).

У Швеції у 2014 р. понад 52,6 % енергії вироблялися альтернативними джерелами в основному з біомаси. Частка ПДЕ у виробництві електроенергії

становила близько 63,3%.

Впровадження потужностей та обсяги виробництва електроенергії на базі ПДЕ за 2007 – 2015 рр. в окремих країнах ЄС наведено у додатку 1.

2.2. Реалізація засобів економічного стимулювання розвитку ПДЕ

Основними механізмами, які використовують країни ЄС для стимулювання розвитку та використання ПДЕ є:

1) тарифи ринкової або підвищеної вартості за рахунок оподаткування традиційних енергоресурсів (природний газ, нафтопродукти, вугілля).

2) спеціальні тарифи на виробіток електроенергії з ПДЕ – "зелені" тарифи.

3) субсидування кінцевому споживачу (не виробнику) від 20% до 40% загальної вартості закупівлі енергоощадного обладнання для виробництва, передавання та споживання електроенергії з ПДЕ.

4) ефективні чинні державні програми з розвитку ПДЕ.

Основним механізмом податкового стимулювання виробників альтернативної енергії є використання **інвестиційного податкового кредиту.**

Податкові кредити для виробників (виробничий податковий кредит) енергії з альтернативних джерел є одним із поширених за рубежем засобів стимулювання. Виробничий податковий кредит надається як через відповідне вирахування з оподатковуваної бази, так і у формі фіксованої ставки кредиту за кожну кВт·год електроенергії, виробленої ПДЕ. Причому отримати пільгу з інвестиційного податкового кредиту можна лише після введення устаткування в експлуатацію.

В окремих країнах Європи для стимулювання розвитку альтернативної енергетики використовується **зниження податку на власність** (у даному трактуванні під «власністю» розуміється сукупність усіх активів, які належать платнику податків), яке може досягати 100% суми податку на майно, землю і основні засоби, які використовуються для розвитку ПДЕ. Зниження податку на власність стає особливо важливим стимулом для капіталомістких технологій, таких як вітрогенерація і перетворення сонячної енергії в електроенергію. Скорочення податку на майно сприяє створенню податкового паритету між альтернативною енергетикою і традиційними енергетичними технологіями.

Окремі європейські країни установлюють **податок на продаж** тепло- чи електроенергії, але не оподатковують продаж енергії, виробленої з альтернативних джерел. В інших країнах знижують акцизні збори на продаж обладнання для виробництва альтернативної енергії. Зменшення акцизних зборів під час купівлі енергії з ПДЕ, відповідного обладнання або палива також стимулює попит на «зелену» енергію. Зазначені та інші заходи податкового стимулювання розвитку альтернативних джерел енергії для підвищення енергоефективності в окремих

країнах наведено в таблиці:

Вид налогового стимулирования	Страна	Размер	Вид технологий
Налоговые льготы на собственность	Италия	Уплачивается 1/3 часть от налога	Солнечная, ветряная, гидроэнергия, геотермальная, биомасса
Налоговые льготы на собственность	Норвегия	Освобождение от уплаты налога	Малая гидроэнергетика
Налоговые льготы на собственность	Чехия	Освобождение от уплаты налога	Солнечная, ветряная, гидроэнергия, еотермальная, биомасса
Сокращение НДС	Великобритания	С 17,5% до 5%	Солнечные панели
	Германия	С 19% до 7%	Пеллетные системы
	Италия	С 20% до 10%	Солнечная, ветряная, гидроэнергия, биомасса
	Чехия	С 22% до 5%	Солнечная, ветряная, гидроэнергия, биомасса

Джерело: отчет «Инвестиции в энергоэффективность, устранение барьеров». - Брюссель: Секретариат энергетической хартии

У країнах ЄС застосовуються податкові пільги для споживачів для стимулювання розширення використання енергоефективних, у тому числі і **когенераційних технологій**. При цьому податкові відрахування на придбання та інсталяцію когенераційного та енергоощадного обладнання досягають тієї самої мети, що й виробничий податковий кредит при значно менших адміністративних витратах на їх реалізацію.

Приклади податкових відрахувань для споживачів енергоефективних технологій

Страна	Сектор	Размер налогового вычета	Вид технологий
Австрия	Жилой	До 25%	Солнечная энергия, энергия биомассы
Греция	Жилой, коммерческий	До 75%	Солнечная энергия
Испания	Жилой, коммерческий	До 10%	Солнечная энергия, энергия биомассы
Португалия	Жилой	До 30%	Все виды
Франция	Жилой	До 15%	
Чехия	Жилой, коммерческий	Освобождение от уплаты налога	

Джерело: отчет «Инвестиции в энергоэффективность, устранение барьеров». - Брюссель: Секретариат энергетической хартии

У країнах ЄС широкого застосування набули два основних стимулюючих механізми підтримки розвитку ПДЕ. Це – **система фіксованого преміювання**, коли на державному рівні формуються ціни на електроенергію ПДЕ, і **система квотування** виробітку електроенергії з ПДЕ, за якої встановлюються обов'язкові обсяги виробництва електроенергії з ПДЕ. Основні відмінності між цими системами, заснованими на цінах і квотах: у першому випадку стимулюється конкуренція між технологіями, у другому – між виробниками електроенергії. Наприклад, рівень тарифів ПДЕ (відповідно інвестиційна привабливість) є вищим у країнах, де прийнято в основному систему квотування (Великобританія, Бельгія, Італія), ніж у країнах із системою преміювання (Німеччина, Іспанія, Данія).

Система фіксованого преміювання включає в себе субсидії, фіксовані тарифи, фіксовані пільгові виплати та податкові пільги.

Фіксовані пільгові тарифи, або компенсаційні закупівельні тарифи (які діють у більш ніж 70 країнах) довели свою ефективність у розвитку вітроенергетики, зокрема у Німеччині, в Іспанії, у Данії. Оператори мереж отримують фіксовану плату за кожну кіловат-годину електроенергії, вироблену і поставлену з ПДЕ. Тарифна надбавка компенсується за рахунок бюджету або кінцевого споживача електроенергії.

Слід відзначити, що час дії тарифів, їх розмір і часовий графік зниження компенсаційної надбавки та інші параметри за окремими видами ПДЕ помітно відрізняються по країнах, навіть по їх регіонах і регулярно переглядаються. Так, у Болгарії збільшено термін дії такого тарифу для сонячних фотоелектроустановок (ФЕУ) з 12 до 25 років. В Іспанії, після дострокового досягнення цільового рівня у 2010 р. з виробництва електроенергії на ФЕУ, встановлено 10 %-вий знижувальний коефіцієнт для тарифу на електроенергію з цього джерела. У Німеччині скорочено тарифну підтримку для ФЕУ після виходу на прогнозовані обсяги потужності сонячних установок, за одночасного збільшення розміру тарифів на виробництво електроенергії з ВЕУ. При цьому розмір пільгових тарифів, наприклад, у Німеччині щорічно знижується залежно від собівартості виробництва енергії з ПДЕ.

Варіант пільгових компенсаційних закупівельних тарифів – *механізм фіксованої надбавки*, впроваджуваний сьогодні в Данії та частково – в Іспанії. У рамках цієї системи держава встановлює розмір фіксованої надбавки або «екологічного бонусу», який виплачується виробникам електроенергії з ПДЕ понад ринкову ціну.

Фіксовані пільгові виплати, або «екологічні бонуси», – це фіксована премія до оптової ціни за електроенергію. На відміну від фіксованого тарифу пільгові виплати прогнозувати важче через постійно мінливу ціну на оптовому ринку електроенергії. Разом з тим фіксована премія легше інтегрується в систему оптової торгівлі через

можливість для її учасників оперативно реагувати на сигнали ринку. Система фіксованої премії найбільш широко застосовується в Іспанії.

Основною перевагою фіксованих пільгових тарифів є можливість прогнозування розвитку ПДЕ. Наприклад, у Німеччині гарантований термін дії пільгових тарифів становить 20 років. При цьому енергозбутові компанії не мають права відмовлятися від приймання електроенергії, виробленої ПДЕ. Основним недоліком фіксованих тарифів є складність щодо їх регулювання залежно від динаміки зниження собівартості електроенергії.

Податкові пільги пропонують відповідно полегшені умови сплати податків за кожну вироблену кіловат-годину. Розмір пільгового оподаткування, як правило, щорічно переглядається з урахуванням рівня інфляції.

Система квотування ПДЕ. Існують дві системи квотування – система тендерів і система «зелених» сертифікатів.

Система тендерів передбачає конкурс на право одержання найбільш економічно вигідного контракту на будівництво та експлуатацію потужностей ПДЕ. Така система застосовувалася для розвитку вітроенергетики в Ірландії, у Франції, Великобританії, Данії. Недолік системи полягає в тому, що інвестори для перемоги в тендері можуть пропонувати економічно необґрунтовано низьку ціну без відповідної реалізації прийнятого проекту. Наприклад, у Великобританії ряд таких контрактів залишилися нереалізованими.

Система торгівлі «зеленими» сертифікатами. За цією схемою за кожну кіловат-годину, вироблену на основі ПДЕ, видаються «зелені» сертифікати, які можна реалізувати на вільному ринку. Виручка від їх продажу є надбавкою до базового тарифу. Система «зелених» сертифікатів зазвичай діє паралельно з квотами на виробництво електроенергії на основі ПДЕ. Для фінансування додаткових витрат, пов'язаних з виробництвом електроенергії з ПДЕ і забезпечення встановленого обсягу її виробництва виробники зобов'язані купувати відповідну кількість «зелених» сертифікатів у інших виробників електроенергії з ПДЕ, покриваючи певний відсоток або квоту від загального обсягу спожитої/виробленої ними електроенергії. Таку систему прийнято у Великобританії, Швеції, в Італії.

Порівняно з системою тендерів торгівля «зеленими» сертифікатами є більш ризикованою для інвестора, оскільки вона ведеться в добовому режимі і ціна на «зелені сертифікати» коливається. Проблема вирішується через створення ринку довгострокових контрактів на «зелені» сертифікати.

Досвід показує, що система фіксованого преміювання може бути більш ефективною, хоча і не гарантує 100 %-вого успіху, який визначають конкретні умови обраного механізму в поєднанні з іншими заходами підтримки.

У сфері електроенергетики іншим популярним інструментом стало

встановлення для компаній-виробників цільового показника частки ПДЕ в загальному обсязі виробництва електроенергії і часового графіка його досягнення компаніями з відповідними стимулами і штрафними санкціями. Цим інструментом користується понад 40 країн.

Основні висновки використання розглянутих механізмів стимулювання:

1) Незалежно від обраної стратегії найважливішим фактором є економічне сприяння розвитку нових джерел енергії.

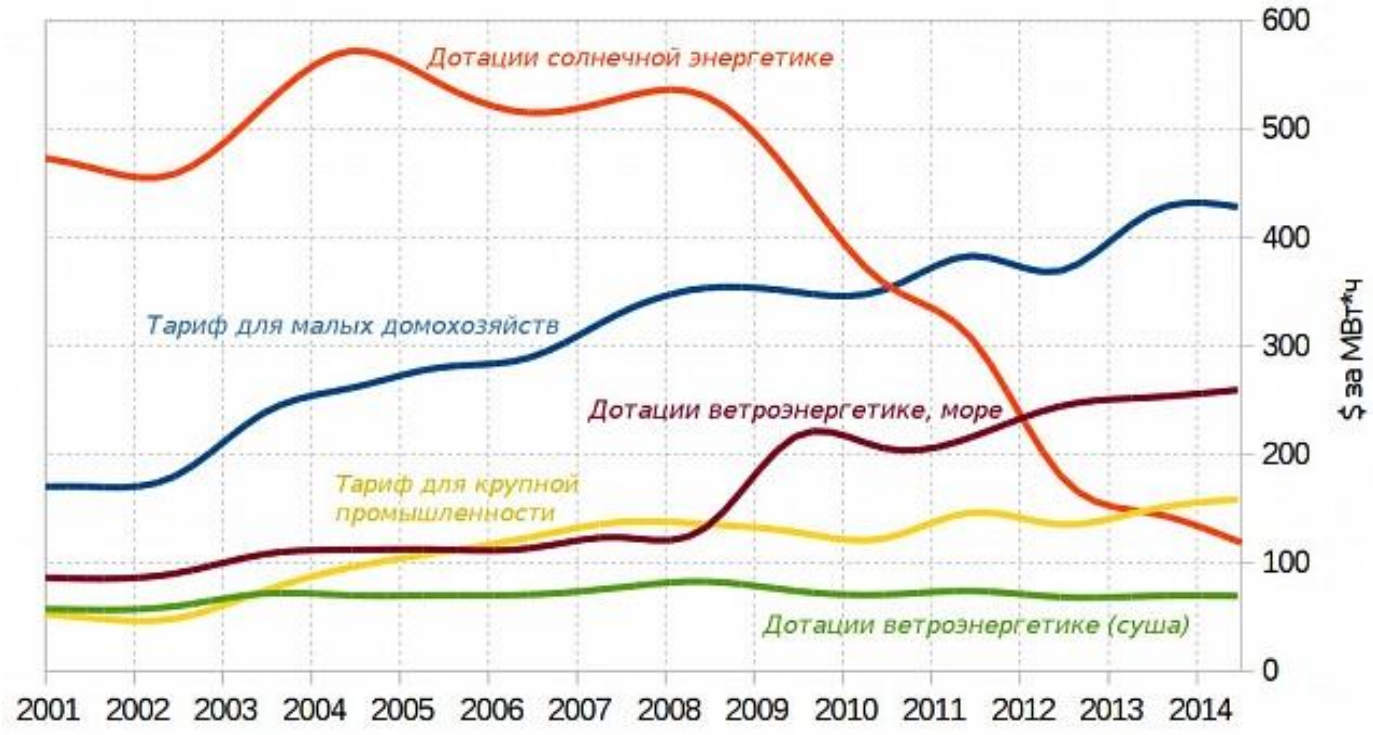
2) Вдало розроблена (динамічна) система пільгових компенсаційних тарифів забезпечує сталий розвиток ПДЕ з урахуванням більш низьких витрат.

3) Методи стимулювання за низьких економічних ризиків знижують витрати на розвиток та використання ПДЕ.

Особливості застосовуваних стимулюючих механізмів із виробництва електроенергії з ПДЕ у ряді країн ЄС наведено в додатку 6.

Зокрема, у Німеччині понад 15 років працює система дотацій на розвиток ПДЕ. Сьогодні в Німеччині значні дотації отримують більш дорогі і складні через їх установлення морські вітроелектростанції – понад $250 за МВт·год. Динаміку дотацій на окремі види ПДЕ наведено на діаграмі:

Дотації та тарифи в Німеччині



Джерело: Fraunhofer ISE

Діючі сьогодні директиви та інші нормативно-правові акти щодо розвитку поновлювальної енергетики фактично перевели політичні наміри в юридичні

зобов'язання для країн ЄС. У період з 2005 по 2015 роки загальні обсяги впровадження ПДЕ в країнах ЄС зросли на 67% за середньорічного темпу 7,4%. Зокрема, за даними «Eurostat news release», станом на 2015 р. Данія досягла близько 28% використання ПДЕ в валовому кінцевому споживанні енергії, при цьому до 2020 р. цей показник у країні планується підняти до 30%, а з 2035 р. 100% електроенергії і тепла планується виробляти з альтернативних джерел енергії і 100% – у всіх секторах з 2050 р.

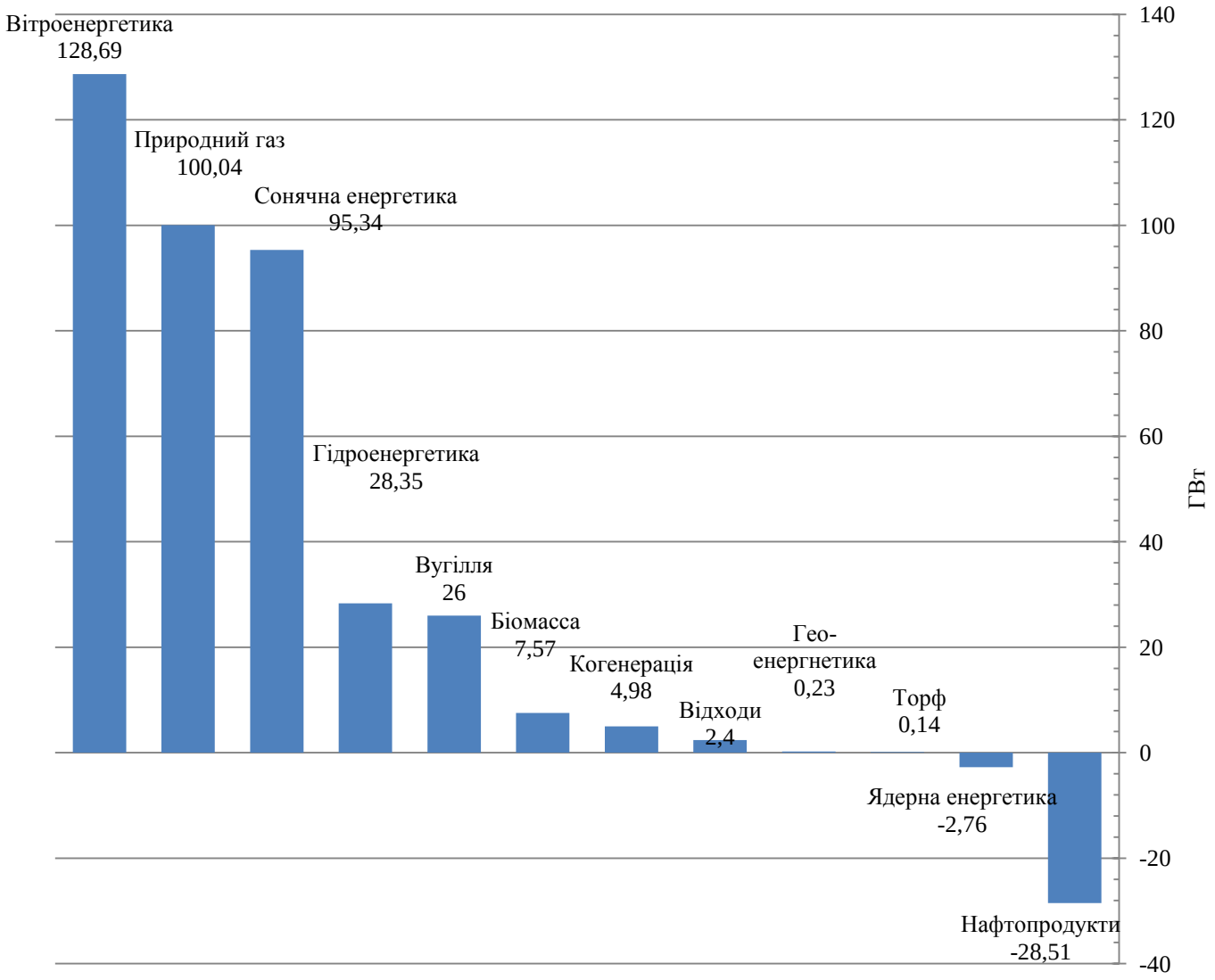
В Ісландії (не є членом ЄС, але найбільш активно розвиває «зелену» енергетику серед європейських країн) вже досягнуто майже 70% кінцевого споживання всієї енергії з поновлюваних джерел. У країні активно використовується енергія, вироблена геотермальними джерелами і водними ресурсами. Зокрема, м. Рейк'явік з 2003 р. стало першим містом у світі, де було введено в експлуатацію водневу станцію, яка працює на відходах нафтопереробних підприємств.

В Італії (м. Фусіне) за аналогічною новітньою технологією з 2010 року будується воднева електростанція потужністю 16 МВт з річним обсягом виробництва 60 млн кВт·год електроенергії за проектом, виконаним за участю консорціуму Hydrogen Park, Індустріального союзу Італії, а також Міністерства з охорони навколишнього середовища. Одночасно завершується будівництво водневого заводу потужністю 12 МВт. Вуглекислий газ як один із продуктів переробки нафти стане джерелом енергії для цієї електростанції, що сприятиме зниженню парникового ефекту та ефективному використанню відходів нафтопереробного виробництва.

За станом на 2015 р. дев’ять країн (Ісландія, Фінляндія, Литва, Швеція, Естонія, Румунія, Латвія, Болгарія та Італія) вже досягли запланованого рівня впровадження ПДЕ на 2020 р. і країни ЄС реалізують завдання, визначені енергетичною стратегію та національними планами розвитку ПДЕ. Зокрема, станом на 2014 р. частка ПДЕ у валовому кінцевому енергоспоживанні становила: в Німеччині – 13,8%, Данії – 29,2%, Австрії – 33,1%.

У той же час статистичні дані показують, що поновлювана енергетика, у тому числі вітроенергетика, вже вийшла з категорії «альтернативної», ставши одним з основних напрямів енергетичного розвитку. Наприклад, вітроенергетика займає перше місце за показниками чистого приросту нових електроенергетичних потужностей в ЄС за період 2000 - 2015 рр. (128,69 ГВт). Третє місце займає сонячна енергетика, пропустивши вперед, на друге місце, природний газ.

Структура генерувальних потужностей ЄС за напрямами, 2000 - 2015 рр., *ГВт*

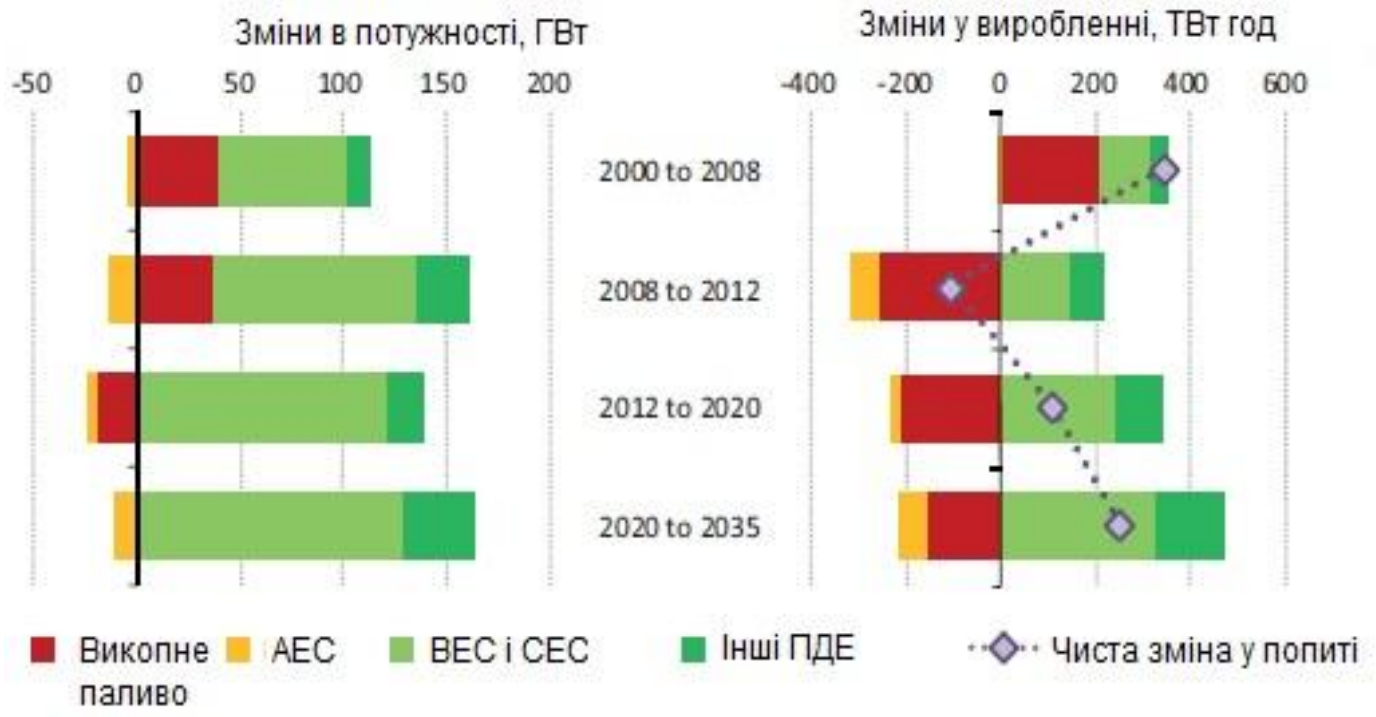


Джерело: Wind in Power: 2015 European Statistics, EWEA

Згідно з сценарієм «Нової політики» MEA WEO 2014 прогнозується збільшення встановленої потужності ПДЕ в ЄС на 140 ГВт до 2020 р., і ще на 160 ГВт – від 2020 р. до 2035 р. в основному за рахунок введення вітрових і сонячних установок.

У сценарії «Нової політики» потреба в заміні старіючої інфраструктури і подальшої декарбонізації енергетичного сектора викликає необхідність за період до 2035 р. додаткового введення майже 740 ГВт енергетичних потужностей для заміни малоефективних та зношених енергоблоків і подальшого розвитку ПДЕ. Відповідно до цього майже три чверті зазначених уведень становитимуть потужності ПДЕ.

Чистий приріст потужностей і вироблення електроенергії з розбивкою за видами в Європейському Союзі, 2000 – 2035 рр.



Джерело:IEA Energy Investment, 2014

Відповідно до зазначеного та з урахуванням відносно високих питомих інвестиційних витрат прогнозується (MEA, WEO 2014) зростання загального обсягу інвестицій в енергетичному секторі ЄС за 2014 – 2035 рр. до $ 2,2 трлн.

2.3. Огляд загальних технічних вимог до розподілених (поновлюваних) джерел енергії в умовах інтеграції в енергосистему

Світові тенденції розвитку електроенергетики багатьох розвинених країн характеризуються інтенсивним зростанням обсягів поновлюваних джерел енергії і в цілому об'єктів «розподіленої генерації» (РГ). Об'єкти все більш масштабно інтегруються в енергосистему (наприклад, у Німеччині, Великобританії) практично на всіх класах напруги і відповідно впливають на режими роботи енергооб’єднання в цілому, а також функціонування ринків електричної енергії та потужності.

За оцінкою Єврокомісії, за період 2012 - 2020 рр. в ЄС планується ввести додаткові потужності з генерації поновлюваної теплової енергії в еквіваленті 29 млн т нафти на рік, електричної енергії – в еквіваленті 39 млн т нафти на рік. Водночас їх широкомасштабна інтеграція в існуючі мережі потребуватиме нових інноваційних рішень та розв’язання проблеми режимного управління такими потужностями, накопичення і збереження «зеленої» енергії, покращення механізму балансування генерації та енергоспоживання, у тому числі на регіональних рівнях.

Широкомасштабна інтеграція об'єктів РГ обумовлює цілий ряд нових викликів і завдань для електроенергетичних систем (ЕЕС), зокрема:

- забезпечення надійної роботи об'єктів РГ у складі ЕЕС;
- нестаціонарний характер виробництва електроенергії на базі ПДЕ і її резервування;
- зміна підходів до планування режимів, у тому числі з урахуванням інструментів прогнозування виробітку електроенергії;
- зростання взаємозалежності й взаємовпливу передавальних і розподільчих мереж з появою зворотних і швидкозмінних перетікань енергії та потужності й відповідною зміною ролі споживача;
- посилення координації операторів передавальних і розподільчих мереж, у тому числі зміна принципів їх взаємодії під час розв'язання оперативних і ринкових завдань, а також завдань перспективного розвитку ЕЕС;
- оптимізація ринкових механізмів з урахуванням поступового переходу традиційних об'єктів генерування на ринок надання послуг із забезпечення системної надійності.

Першочергового розв’язання потребують проблеми добових й сезонних коливань виробництва електроенергії об'єктами РГ на базі ПДЕ, а також стохастичний (нестаціонарний) характер виробітку електроенергії ними. Зі збільшенням частки ПДЕ зростає навантаження на традиційні генерувальні потужності для балансування ЕЕС, а, також, зростає потреба в обертовому резерві. При зміні виробітку об'єктами генерування на основі ПДЕ може виникнути необхідність непланового запуску інших генерувальних установок традиційного типу або резервних (маневрових) потужностей. Для цього можуть знадобитися нові види резервних джерел електроенергії, а також зміна вимог до динамічних характеристик і структури різних типів генерувальних установок у складі енергосистем.

Зростання кількості та потужності спостережуваних і керованих об'єктів генерування різного типу, а також підвищення оперативності реагування на зміни системних параметрів вимагають відповідного перегляду систем режимного керування. На системному рівні необхідно вдосконалювати підходи до диспетчерського управління в розподільчих мережах, моніторингу й обміну інформацією з об'єктами РГ, планування режимів і розвитку ЕЕС із урахуванням двостороннього характеру перетікань електричної енергії й потужності.

Важливим і новим системним фактором, який підсилюється в міру розвитку РГ, є широке залучення споживачів до процесу управління режимами ЕЕС, у тому числі за допомогою механізмів керування попитом (Demand Response, DR), систем акумулювання енергії (Energy Storage System) і в цілому з розвитком і реалізацією

ідеології інтелектуальних енергосистем (Smart Grid), а також інших інноваційних технологій.

Формування нового класу таких «системно-активних» споживачів, які володіють широкими можливостями для участі у функціонуванні енергосистеми, виявляє критично важливий вплив і на зміну ринкових механізмів і процедур в електроенергетиці. Завдяки власним джерелам РГ значна частина таких споживачів перетворюється із суб'єктів, здатних виступати на конкурентному ринку в якості покупців та продавців електроенергії у сегменті системних послуг.

За допомогою власних потужностей такі споживачі розширюють можливості забезпечення необхідної якості й зниження вартості енергопостачання, одночасно сприяючи зростанню конкуренції на роздрібному ринку, а із застосуванням технологій агрегування об'єктів РГ і керованих навантажень – і на оптовому ринку. Разом з тим розв'язання локальних завдань енергопостачання за допомогою розвитку об'єктів РГ не повинне призводити до погіршення загальносистемних показників надійності та стійкості енергосистеми.

Саме цей принцип є основним для розвитку системи технічного регулювання об'єктів РГ і регламентування технічних вимог до генерувальних установок об'єктів РГ під час їх підключення до ЕЕС. При цьому потрібно враховувати не лише необхідні для паралельної роботи з ЕЕС статичні характеристики об'єктів РГ, особливо різних видів ПДЕ, а й їхні динамічні характеристики, у тому числі участь у регулюванні частоти і перетікань активної потужності, участь у регулюванні напруги й реактивної потужності, забезпечення необхідних швидкостей набору та зниження навантаження.

Нормативно-технічна документація (НТД) до РГ відносить енергоустановки, підключені до розподільчої мережі з середньою або низькою напругою. За типом їх можна розділяти на об'єкти на базі органічного палива (малі ГТУ, ГПУ, ДЕС, паливні елементи тощо) і на об'єкти на базі ПДЕ (вітроенергетичні установки, фотоелектричні установки, малі ГЕС, геотермальні станції тощо). Усе частіше знаходять застосування установки для комбінованого виробництва тепла й іноді холоду, а також об'єкти із застосуванням ПДЕ в комбінації як із ГТУ, ГПУ й ДЕС, так і з системами акумулювання.

Загальні підходи до регламентування технічних вимог до об'єктів РГ. У зв'язку з інтенсивним зростанням РГ і її впливом на режими розподільчих мереж і ЕЕС у цілому в зарубіжній практиці велика увага приділяється регламентуванню технічних вимог до об'єктів РГ у разі їхнього підключення до ЕЕС. Ці вимоги, в основному, визначаються **в кодексах операторів магістральних (TSO) і розподільчих (DSO) мереж**. Кодекси доповнюються документами, які конкретизують вимоги, наприклад, для різних класів напруги, або відповідно до

типу генерувальних установок. Широко поширеною є практика використання міжнародних норм (МЕК, ISO, IEEE тощо) або регіональних стандартів, наприклад, з питань загальних технічних вимог до устаткування, якості електроенергії, надійності електропостачання, автоматизації технологічних процесів, моделей і протоколів інформаційного обміну тощо.

На національному рівні найбільш показовими є технічні вимоги Данії й Німеччини, у структурі генерувальних потужностей яких є значна частка ПДЕ.

Установлена потужність ПДЕ в Данії становила понад 5 ГВт за потужності енергоустановок на викопному паливі близько 7 ГВт. При цьому за рахунок вітроустановок покривалося до 40% обсягів електропостачання в країні.

Домінуючі в структурі генерувальних потужностей ЕЕС Данії малі ГЕС, вітроенергетичні й сонячні установки за невеликої (близько 14 ГВт) установленої потужності самої ЕЕС можуть впливати на надійність її функціонування. У цих умовах важливого значення набуває регламентування технічних вимог до генерувального устаткування малих потужностей. При підключенні його до ЕЕС стає необхідним системний підхід і перерозподіл на об'єкти РГ значної частини загальносистемних функцій з управління режимами енергосистеми.

Досвід Німеччини. У 2014 р. установлена потужність електростанцій ЕЕС Німеччини становила 192 ГВт, частка підключених в основному до розподільчих мереж ПДЕ становила близько 84 ГВт. За рахунок ПДЕ в середньому за рік забезпечувалось до 27% усього навантаження ЕЕС, в окремі періоди відмічалось їх підвищення до 80%.

Завданням нормативно-технічного регулювання підключених до енергосистеми об'єктів РГ, у тому числі ПДЕ, набули особливої актуальності через зростання їх частки в енергетичному балансі Німеччини.

Електроенергетичний комплекс Німеччини являє собою складну систему з міжкордонними зв'язками з енергосистемами інших держав, характерними для Західної Європи.

Потужність об'єктів РГ в енергосистемі Німеччини за останнє десятиріччя значно зросла (68 ГВт установленої потужності фотоелектричних і вітроустановок при 80 ГВт пікового навантаження енергосистеми).

Вплив спостережуваних інтеграційних процесів на надійність та якість електропостачання, а також доступність електроенергії в енергосистемі Німеччини визначаються в процесі цілеспрямованого планування розвитку енергосистеми.

Система технічного регулювання приєднання генерувальних установок до енергосистеми Німеччини є однією з найбільш системно структурованих і охоплює мережі всіх рівнів напруги: низької (до 1 кВ), середнього (від 1 до 60 кВ), високого (від 60 до 110 кВ), складові розподільчої мережі, і надвисокої (понад 110 кВ),

складові передавальної мережі. Базовими регламентувальними документами є кодекс передавальної мережі (Transmission Code) і кодекс розподільчої мережі (Distribution Code), які формують економічну та процесуальну основу експлуатації енергосистеми.

Згідно з принципом субсидіарності положення кодексів TSO, DSO дозволяє операторам установлювати спеціальні вимоги для підключення до мережі за умови гарантованого недискримінаційного доступу. Так, відповідні кодекси й вимоги розроблено системними операторами Tennet, E-Оп, 50Hertz Transmission і ін. Їхні вимоги може бути змінено лише системними операторами залежно від конкретних умов підключення й схемно-режимних ситуацій.

Зазначені та інші системні положення доповнюються спеціальними керівництвами для підключення генерувальних установок різних видів напруги, документи розроблено при взаємодії Німецької асоціації енергетики й водних ресурсів (BDEW), Асоціації електричного, електронного й інформаційного устаткування й технологій (VDE) і Ради з функціонування мережі й мережевих технологій (FNN).

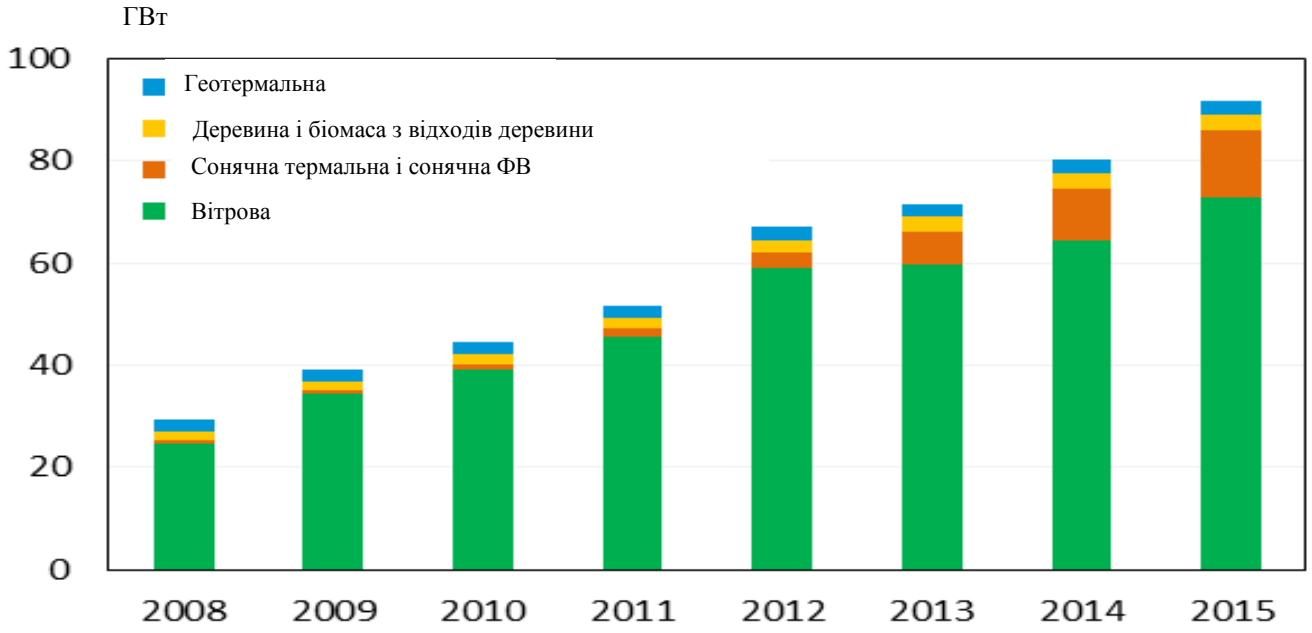
3. США. Стан і перспектива розвитку ПДЕ

На початок 2015 р., сумарна встановлена потужність електрогенерації в США становила 1063 ГВт. У 2014 р. 67% електроенергії вироблено на ТЕС, які працювали на викопному паливі: 39% – на вугіллі, 27% – на природному газі, 1% – на нафті. На АЕС вироблено 19% електроенергії, 7% – на ГЕС, 6% – з ПДЕ, у тому числі 1,5% вироблено електростанціями на біопаливі, 0,4% – на геотермальній енергії, 0,2% – на сонячній енергії, 4,1% – на енергії вітру. Викопні горючі палива, в першу чергу – вугілля і природний газ, становлять основу виробництва електроенергії в країні.

У рейтингу країн, які активно розвивають альтернативну енергетику, США лідирують за технологіями виробництва біопалива та споживанням геотермальної енергії. Більше за інші країни США інвестують у біопаливо; за обсягами інвестування у вітрову енергетику США займають друге місце, в сонячну – третє.

ПДЕ набувають визнання як джерела електроенергії, переважно в тій частині території країни, де для цього є відповідні кліматичні умови.

На діаграмі показано динаміку розвитку потужності ПДЕ за видами виробництва електричної енергії (крім ГЕС) для геотермальної енергії, деревини і біомаси з відходів деревини, термальної енергії сонця, сонячної фотовольтаїки та енергії вітру у 2008–2015 рр.



Джерело: EIA

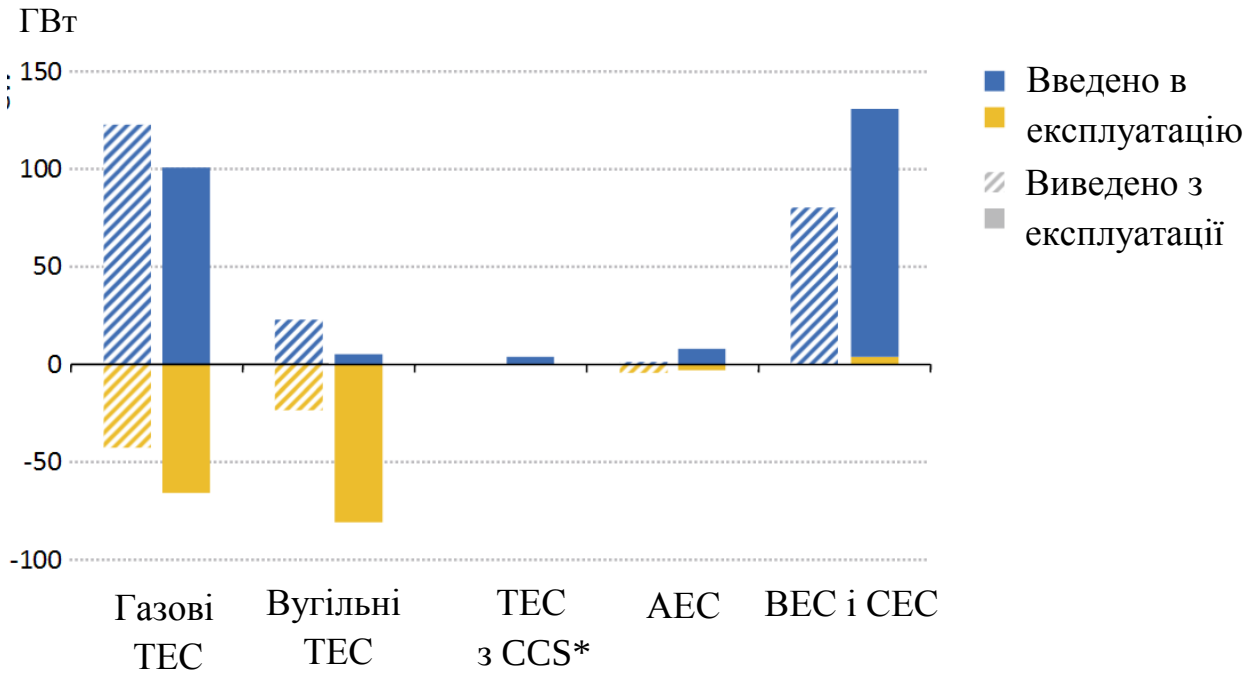
Як видно з діаграми, встановлена потужність ПДЕ (за винятком ГЕС) більш ніж потроїлася за 2008–2015 рр. і зросла від 30 ГВт майже до 100 ГВт, більшою мірою – за рахунок зростання використання вітрової та сонячної енергії. При цьому обсяги виробництва електроенергії від використання сонячної енергії збільшилися в 30 разів.

За останні роки обсяги введення потужностей сонячних і вітрових електростанцій випереджають навіть ТЕС на природному газі.

З урахуванням енергії ГЕС, частка ПДЕ в загальному обсязі виробництва електроенергії збільшилася до 13% у 2015 р. і, за прогнозом Міністерства енергетики, до 2040 р. може зрости до 16%. У структурі ПДЕ (без урахування ГЕС), на вітроенергетику припадає 57% уведених потужностей.

За прогнозом IRENA, частка ПДЕ в енергетичному секторі США може зрости майже до 50%. Досягнення цього потенціалу до 2030 р. потребуватиме інвестицій в обсязі 86 млрд дол. на рік.

На діаграмі показано обсяги введення та виведення потужностей за видами виробництва електроенергії у 2004–2014 рр. і 2015–2025 рр.



Джерело: EIA * *Технологія уловлювання і зберігання парникових газів*

За рахунок підтримки програм скорочення викидів, а також завдяки підвищенню конкурентоспроможності виробництва електроенергії з ПДЕ частка потужностей з виробництва ПДЕ-електроенергії в загальному обсязі потужності країни зросте від близько 13% у 2015 р. до 20% – у 2025 р.

Сьогодні не всі штати в США проявляють однакову активність щодо розвитку альтернативної енергетики. Наприклад, у штаті Техас із найбільшою енергосистемою в країні, виробляється до 11% енергії з ПДЕ, в основному – ВЕУ. Водночас, у штатах Нью-Йорк і Джорджія з розвиненим енергетичним сектором частка поновлюваної енергетики є незначною.

Державна підтримка поновлюваної енергетики здійснюється як на федеральному рівні, так і, в основному, на рівні штатів і місцевих органів влади. Головну модель держпідтримки «зеленої» енергетики в США називають компенсаційною, оскільки її основу становлять механізми компенсації виробникам ПДЕ-електроенергії їхніх підвищених витрат упродовж певного періоду часу.

Федеральний уряд гарантує попит на електроенергію, яка виробляється сонячними, вітровими і геотермальними електростанціями. На державному рівні енергомережі зобов’язані закуповувати енергію, отриману з ПДЕ, в пріоритетному порядку на основі нормативів споживання «зеленої» електроенергії і за встановленим заздалегідь пільговим тарифом.

За президентським меморандумом від грудня 2013 р., федеральні міністерства і відомства зобов'язані забезпечувати споживання електроенергії з поновлюваних ресурсів згідно зі встановленими нормативами і до 2020 р. довести його до 20% від загального обсягу споживання електроенергії. Комунальні енергетичні компанії, які не змогли забезпечити встановлену владою штату норму виробітку електроенергії з поновлюваних джерел, зобов'язані закуповувати «зелені» сертифікати (Renewable Energy Certificates).

Обсяг державної підтримки поновлюваної енергетики досяг свого максимуму в перші роки правління адміністрації Президента Б. Обами. За даними Інституту енергетичних досліджень, на піку розвитку ПДЕ у 2009 р. цей обсяг становив 44,3 млрд дол., а всього на розвиток ПДЕ з 2008 до 2015 рр. було спрямовано близько 150 млрд дол.

Основним законодавчим документом, який визначає напрямки та джерела фінансування розвитку ПДЕ, на **федеральному рівні** є «**Закон про відновлення і реінвестування Америки**» (American Recovery and Reinvestment Act – **ARRA**), прийнятий у 2009 р. Законом визначено, що державна підтримка фінансування перспективного розвитку енергетики країни в першу чергу спрямовується на розвиток ПДЕ і виробництво енергоносіїв, вироблених з поновлюваної сировини, зокрема, впровадження «чистих» вугільних технологій, пріоритетний розвиток сонячної, вітрової та геотермальної енергетики, технологій виробництва і використання біопалива з непродовольчої сировини. Поставлено мету щодо забезпечення виробництва та експорту обладнання для «чистої» енергетики на внутрішніх промислових потужностях, із поступовим переходом до виробництва всіх комплектуючих і їхнього остаточного складання в країні, що забезпечить створення нових додаткових робочих місць. На період 2009–2019 рр. Законом передбачено загальний обсяг фінансування на рівні 831 млрд дол., який, в першу чергу, спрямовується на створення нових технологій ПДЕ і перспективних транспортних засобів, а також на підтримку підвищення ефективності використання енергії. Майже 30% інвестицій йдуть на розвиток виробництва енергії з поновлюваних джерел. Для поліпшення інфраструктури і надійності енергосистем близько 12% обсягу фінансування спрямовуються на підтримку проектів із модернізації електромереж. Інвестиції на розвиток енергетики, передбачені Законом, виділяються через федеральні агентства.

Заходами з підтримки розвитку «чистої» енергії, визначеними положеннями ARRA (за оцінкою CEA – Рада консультацій з питань економіки), забезпечено:

- зростання ВВП США з кінця 2009 р. і до середини 2011 р. на 2–3%;

- зростання виробництва електроенергії з використанням енергії сонця більш ніж у 30 разів із 2008 р., а виробництва електроенергії з використанням енергії вітру

– втричі. Інвестиції, які було передбачено відповідно до положень ARRA, допомогли стимулювати інноваційні тенденції впродовж останніх 7 років. Разом з підвищенням обсягів виробництва електроенергії з ПДЕ значно знизилася вартість самих технологій виробництва електроенергії з ПДЕ, зробивши їх більш конкурентоспроможними відносно викопних видів палива;

- зниження вартості ПДЕ за рахунок зростання інвестицій. Зокрема, капітальні витрати на малопотужні СЕС знизилися з 4,1 дол./Вт у 2008 р. до 2 дол./Вт у 2014 р.;

- спрямування понад 27 млрд дол. інвестицій в генерувальні потужності чистої енергії, а також інвестування в модернізацію електромереж для надання чистої енергії домогосподарствам і компаніям.

Для зменшення негативного впливу енергетики на навколишнє середовище **Стратегічним планом розвитку енергетики** на період 2014–2018 рр. передбачено такі основні положення в області інвестування ПДЕ, в рамках «всеосяжної» енергетичної стратегії:

- підтримка 90 тис. проектів через інвестування понад 50 млрд дол. коштів приватних компаній та регіональних органів влади у розвиток поновлюваної електроенергетики для забезпечення енергопостачання 6,5 млн домогосподарств;

- схвалення 50 енергопроектів для об'єктів поновлюваної енергетики, включаючи проекти 27 сонячних, 11 вітрових і 12 геотермальних електростанцій, що дасть змогу забезпечити енергопостачання 4,8 млн домогосподарств;

- виділення додатково 2 млрд дол. на період до 2016 р. на підвищення енергоефективності будівель федерального уряду впродовж наступних трьох років.

Введено ряд законодавчих актів та інших нормативних документів із розвитку поновлюваної енергетики, зокрема, щодо запровадження системи державних кредитних гарантій для залучення приватних інвестицій в розвиток чистої енергетики та енергетичної інфраструктури.

Особливо важливе значення в підтримці «зеленої» енергетики на **регіональному рівні** мають чинні в 29 штатах стандарти споживання поновлюваної енергії (Renewables Portfolio Standard), відповідно до яких у майбутньому десятиріччі до 40% генерувальних потужностей, які вводяться в цих штатах в експлуатацію, мають бути потужностями з використанням енергії сонця і вітру.

Активізації розвитку ПДЕ в США сприяло надання податкових пільг**,** позик і кредитних гарантій. На підтримання ПДЕ спрямовано понад 45% від загального обсягу фінансування податкових пільг.

Як стимули в гідроенергетиці, США застосовують також промислові податкові кредити (PTC) та інвестиційні податкові кредити (ITC).

Згідно з програмою Cash Grant 1603 для фінансування будівництва об'єкта поновлюваної енергії можна отримати одноразову грошову виплату від Казначейства США замість 30% податкового кредиту.

Крім загальних форм підтримки розвитку ПДЕ, в цілому кожний із видів ПДЕ має свою відмінність.

Гідроенергетика залишається однією з основних складових енергетичної системи США і становить (за винятком ГАЕС) 7% від установленої потужності. Сукупна потужність американських ГЕС на початок 2015 р. за даними Адміністрації енергетичної інформації США (EIA), становила 78,8 ГВт, ГАЕС – 22 ГВт. Середня потужність ГЕС у США становить 1,6 МВт, і лише 25% загальної кількості ГЕС мають потужність понад 10 МВт.

Виробництво електроенергії на ГЕС у 2014 р. становило 259,4 ГВт (на 3,4% менше, ніж у попередньому році) і забезпечило в середньому за останні три роки 7,1% загального обсягу виробництва електроенергії.

Для підтримання надійності і ефективності ГЕС у країні прийнято Програму модернізації гідроенергетики. За станом на кінець 2013 р., проведено модернізацію об’єктів гідроенергетики потужністю 576 МВт, при цьому середній приріст ККД становив близько 5%. Завершити модернізацію планується до 2030 р.

Законом про енергетичну політику від 2005 р. передбачено виділення субсидій компаніям, які вводять у дію нові потужності в гідроенергетиці. Субсидії можуть надаватися протягом 10 років, їхній розмір залежить від обсягу збуту вироблюваної електроенергії.

У 2014 р. Міністерство енергетики прийняло План подальшого нарощування потужності ГЕС (Hydropower Vision plan).

У США гідроенергетика розглядається як один із видів виробництва чистої «зеленої» енергії і статистично, зокрема з боку Адміністрації енергетичної інформації США, розглядається як сумарний показник без поділу на категорії за рівнем потужності. Законодавчо і нормативно встановлюється лише величина потужності ГЕС для участі в програмах федерального, на рівні штатів та місцевого стимулювання розвитку чистої енергетики, у тому числі ПДЕ. Кваліфікаційні вимоги до об’єктів гідроенергетики щодо допуску для участі в проектах «чистої енергетики» включають в себе обмеження потужності у 30–100 МВт.

За останні роки в США зростає інтерес до створення і використання ГЕС невеликої потужності, які все частіше базуються на нових високотехнічних технологіях, пов'язаних, зокрема, з їхньою повною автоматизацією і дистанційним керуванням. Федеральна комісія регулювання енергетики (FERC) може звільнити компанію від необхідності проходження процедури отримання ліцензії.

За даними Доповіді «World Small Hydropower Development Report 2013», підготовленої ЮНІДО (UNIDO) і Міжнародним центром малої гідроенергетики ICSHP), мала гідроенергетика має значні можливості для збільшення виробництва електроенергії в США. Величина потужності ГЕС, які відносяться до категорії малих ГЕС, у різних штатах є різною, і змінюється від 5 до 100 МВт. Сьогодні 92% діючих гідротурбін у США класифікуються як малі або малої потужності. Вони становлять 20% існуючих генерувальних потужностей гідроенергетики. Потенціал малих ГЕС у США становить 8041 МВт. Установлена потужність діючих ГЕС до 10 МВт становлять 6785 МВт, або 84,4% від потенціалу. За оцінкою Електричного науково-дослідного інституту (EPRI), до 2025 р. в США може бути побудовано близько 2,7 ГВт малих ГЕС.

Одним із механізмів підтримки розвитку гідроенергетики в США, який здійснюються в рамках державної політики, є програма «**Renewable portfolio standard** (RPS). Це програма підтримання розвитку поновлювальної енергетики на федеральному рівні (великі ГЕС вилучено з участі).

Відповідно до Програми, виробники електроенергії з ПДЕ отримують сертифікати на кожну одиницю електроенергії, які вони можуть продавати разом із електроенергією. Виробництво і торгівля електроенергією, відповідно до положень Програми RPS, в основному реалізується на приватному ринку, і, на відміну від механізмів ринку, які гарантують придбання всієї електроенергії, виробленої з використанням ПДЕ, це створює більшу цінову конкуренцію між виробниками електроенергії з використанням ПДЕ.

Відповідно до цього між штатами спостерігається значна розбіжність цін на електроенергію, вироблену за програмою RPS, зокрема, від $1/МВт·год у Техасі – до майже $60/МВт·год у північно-східних штатах.

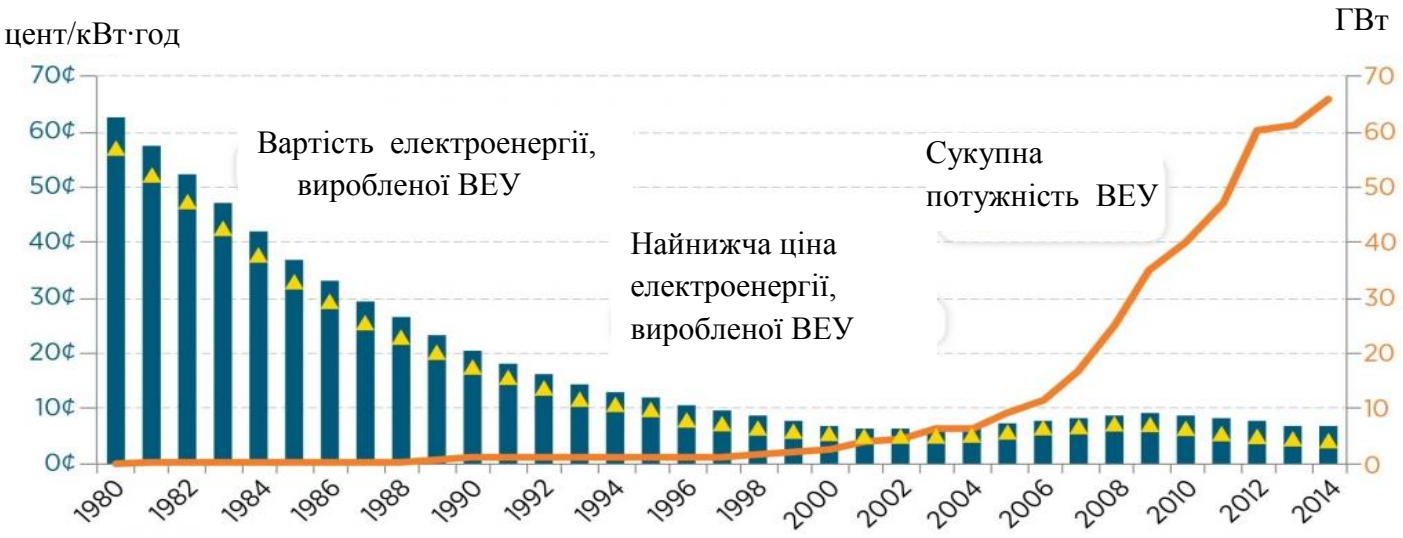
Вітроенергетика. Завдяки виконанню федеральної Програми розвитку вітрової енергетики (Wind Energy Program) досягнуто значних успіхів. За останні роки третину сукупного щорічного приросту потужностей електроенергетики країни забезпечено на ВЕУ. Це вдвічі перевищує приріст потужностей на АЕС і електростанціях на вугільному паливі. Станом на початок 2015 р., за даними IRENA у вітропарках США діяло близько 50 тис. промислових турбін загальною потужністю 72,6 ГВт.

Сьогодні енергія вітру забезпечує 4,4% від загального обсягу виробленої електрогенерації США, що дозволяє знижувати щорічно викиди вуглекислого газу на 115 млн т.

Першість у будівництві ВЕС належить Техасу – 12,2 ГВт, Каліфорнії і Нью-Джерсі. У дев'яти штатах на частку вітрової енергетики припадає понад 12%

сукупного річного виробітку електроенергії, у тому числі в Айові – 25%, Південній Дакоті – 24%, Канзасі – 20%.

На діаграмі наведено динаміку потужності ВЕУ і вартість виробленої ними електроенергії в США в період 1980–2014 рр.



Джерело: Міністерство енергетики США.

За прогнозом Міжнародного агентства IRENA, загальна потужність наземних ВЕУ у США в 2030 р. оцінюється в обсязі 314 ГВт.

У США широко розвинено промисловість виготовлення обладнання ВЕУ. Близько 500 американських компаній, в яких зайнято понад 85 тис. осіб, спроможні забезпечити до 72% потреб в обладнанні, необхідному для створення вітропарків. Порівняно з 2007 р., частка імпорту в постачанні на внутрішній ринок вузлів і компонентів для ВЕУ скоротилася з 80% до 30%.

Лідером галузі з виробництва обладнання ВЕУ є компанія GE Wind (дочірня компанія General Electric), яка забезпечує до 40% загального обсягу виробництва турбін у країні.

Інвестиції в розвиток вітроенергетики в США з початку 1980-х р. перевищили 78 млрд дол. Власниками 23% потужностей вітроенергетики стали провідні комунальні енергетичні підприємства.

Одним із найбільших проектів є будівництво вітропарку Cape Wind (130 турбін Siemens USA, потужність кожної ВЕУ – 3,6 МВт), обсяг фінансування – 2,5 млрд дол. Реалізація проекту передбачається у 2016 р.

Згідно з прогнозом Міністерства енергетики США частка виробництва електроенергії вітровими електростанціями в загальному обсязі виробництва електроенергії в країні зросте до 10% у 2020 р. і до 35% – у 2050 р.

Сонячна енергетика в США, за сприяння держави, поступово перетворюється в самостійну галузь, в якій діють близько 5600 компаній і зайнято 143 тис. осіб. Балансова вартість усіх СЕС оцінюється в 13,7 млрд дол.

Станом на початок 2015 р., сукупна встановлена потужність термальних і фотоелектричних СЕС у США, за даними IRENA, досягла 24,6 ГВт, тобто збільшилась у 15 разів порівняно з 2008 р.

Потужності, які використовують сонячну енергію для виробництва електричної і теплової енергії, розміщені нерівномірно між регіонами. На 5 штатів – Каліфорнія, Аризона, Південна Кароліна, Массачусетс і Нью-Джерсі припадає 81% усіх установлених СЕС (PV-ферм), переважно приєднаних до електричних мереж. До них, в основному, і застосовуються заходи державного регулювання.

Найпотужнішу в світі сонячну термальну електростанцію збудовано у 2014 р. у пустелі Мохаве в Каліфорнії компанією Ivanpah Solar Electric Generating System. На реалізацію цього проекту було надано найбільшу кредитну гарантію для поновлюваної енергетики в розмірі 1,6 млрд дол. за загальної вартості проекту 2 млрд дол.

На різних стадіях розроблення й будівництва перебувають декілька інших сонячних термальних електростанцій загальною потужністю близько 4 ГВт.

За прогнозом Міжнародного агентства з поновлюваної енергетики IRENA, загальна встановлена потужність об’єктів PV у США у 2030 р. становитиме 135 ГВт.

Усі найбільші проекти розвитку сонячної енергетики було реалізовано за підтримки федерального уряду і бюджетів відповідних штатів.

Широке впровадження знайшло в США застосування сонячних фотопанелей на дахах будинків: у період із 2008 р. до 2015 р. їхня потужність зросла від 60 МВт до понад 4 ГВт наприкінці 2015 р. зі зниженням удвічі витрат на їхнє встановлення.

У грудні 2005 р. було схвалено Каліфорнійську ініціативу з розвитку сонячної енергетики (California Solar Initiative). Згідно з цією програмою передбачається до кінця 2016 р. ввести в дію 1 940 МВт нових потужностей сонячної енергетики в житлових будинках і комерційних установах штату. На її реалізацію владою штату виділено 2 167 млн дол. Господарствам, у разі встановлення сонячних PV панелей і водонагрівачів, повертається частина коштів, витрачених ними на їхнє впровадження.

Сьогодні субсидіювання впровадження сонячної енергетики продовжено ще на п'ять років. Нові будівельні проекти, які буде розпочато до 31 грудня 2019 р., отримають податковий кредит у розмірі 30%, разом із поступовим зниженням його частки залежно від дати початку будівництва відповідно: 2017–2019 рр. – 30%, 2020 р. – 26%, 2021 р. – 22%, 2022 р. – 10%.

На діаграмі показано динаміку зростання потужності СЕС (PV) у США та середньої ціни потужності системи PV за 2008–2014 рр.

Джерело: Міністерство енергетики США

З 2008 р. вартість установлення сонячних генерувальних потужностей СЕС (PV) знижено з $5,70/Вт у 2008 р. до $2,34/Вт – у 2014 р.

США є лідером з розвитку **геотермальної енергетики**. Країна володіє найпотужнішими ресурсами геотермальної енергії у світі. Встановлені потужності ГеоТЕС, за даними IRENA, становлять 3,6 ГВт або 29% світових, і виробляють у середньому за рік 16,5 ГВт·год електроенергії. ГеоТЕС діють у штатах Каліфорнія, Невада, Юта і Нью-Мексико. Внесок ГеоТЕС в електроенергетику є відносно невеликим – всього 0,4% сукупного вироблення електроенергії, або 3,5% виробництва електроенергії з ПДЕ. Типові американські ГеоТЕС мають потужність від 10 до 100 МВт.

Розвиток геотермальної енергетики здійснюється в рамках Програми технологічного переозброєння геотермальної індустрії (Geothermal Technology Program).

Виробництво **біопалива** в США завдяки запровадженню відповідних субсидій і податкових пільг, перетворилося в самостійну галузь. Найбільшого поширення на транспорті отримали біоетанол, який виробляється, в основному, з кукурудзи, і біодизель – виробляється переважно з соя-бобів.

За інформацією Асоціації виробників поновлюваного палива, виробництвом етанолу займаються 192 підприємства номінальною продуктивністю 58 млрд л на рік. Порівняно з 2007 р., до 2015 р. виробництво етанолу подвоїлося і досягло понад 14,81 млрд галонов, що становить 58% обсягу світового виробництва.

На відміну від біоетанолу, біодизель тривалий час залишався в США незатребуваним продуктом. Проте в останні роки в США прийнято низку заходів із нарощування власного виробництва біодизелю, в результаті чого США за обсягом його виробництва випереджають інших конкурентів. Зокрема, положеннями Закону

ARRA було виділено 800 млн дол. США на проведення НДДКР із розвитку біопалива. У 2014 р. у США було вироблено 4,8 млрд л біодизелю.

США є єдиною країною, в якій відповідно до Закону про енергетичну незалежність і безпеку 2007 р. запроваджено загальнодержавний норматив споживання біопалива з нехарчової сировини.

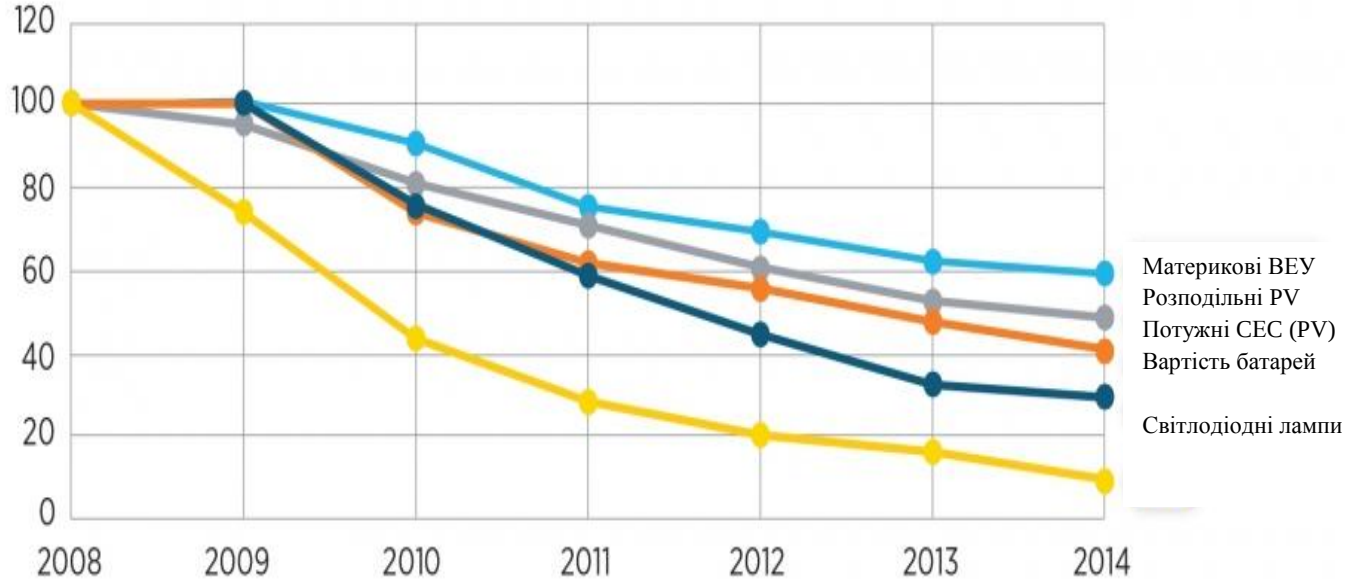
Більшість **інвестицій** в електроенергетичний сектор США залучають приватні компанії, вкладаючи власні кошти та банківські кредити. Деякі інвестиції додатково залучаються з урахуванням субсидій та податкових пільг. Водночас враховується вплив на ПДЕ пільгових тарифів, установлених законодавчими та нормативними актами.

Найбільші обсяги коштів, порівняно з іншими країнами, США інвестують в біопаливо; щодо інвестицій у вітрову енергетику, то США займають друге місце, у сонячну енергетику – третє. Інвестування в чисту енергетику за період 2008–2014 рр. за основними напрямами, становило: у сонячну енергетику – 43%, у вітрову – 39%, біопаливо – 6%, в енергоефективність – 9%, в інші галузі – 4,5%.

Для реалізації перспективних проектів упровадження ПДЕ в США визнано за необхідність суттєво змінити діючу електромережу, зокрема побудувати нові і модернізувати діючі ЛЕП, оскільки їх з найбільшим потенціалом та можливістю вироблення електроенергії з ПДЕ розташовано в центральній частині країни, а зони споживання електроенергії – у східній і західній. Для цього, за експертною оцінкою, необхідно додатково побудувати розгалужену мережу ЛЕП високої напруги 765 кВ для передавання значних обсягів потужності від зон виробництва в зони споживання електроенергії. Потребують розв’язання також інші проблеми, зокрема, резервування потужності ПДЕ та режимного регулювання роботи енергосистем через нестабільність виробництва електроенергії ПДЕ тощо.

У період динамічного розвитку ПДЕ в США значно знизилася **собівартість** виробленої з них електроенергії за рахунок здешевлення технологій і впровадження нових підходів до фінансування та експлуатації об'єктів. Субсидії і пільги, які надавалися під час будівництва та експлуатації об’єктів ПДЕ, відіграли значну роль у нарощуванні потужностей ПДЕ і, відповідно, зниженні ціни енергії відповідно до зростання обсягів виробництва електроенергії. Водночас витрати, пов'язано з дозволами, інспектуванням, приєднанням, накладні витрати, процедури фінансування, транспортні витрати тощо становлять в окремих проектах половину загальної вартості. Базова вартість виробництва одиниці сонячної енергії становить 0,13 дол./кВт·год. Окремі контракти купівлі-продажу сонячної електроенергії укладаються за ціною від 0,04 дол./кВт·год до 0,05дол./кВт·год за наявності різних податкових пільг.

На діаграмі показано динаміку зниження індексу вартості виробництва електроенергії з використанням різних видів ПДЕ у виробництві електроенергії за період з 2008 р. до 2014 р.



Джерело: Міністерство енергетики США.

Як видно з діаграми, за останні 5 років відбувалося стабільне зниження індексу вартості електроенергії з ПДЕ.

У США продаж електроенергії з ПДЕ відбувається як за ринковими, так і за пільговими цінами. Великі контракти на постачання «зеленої» енергії здійснюються за відносно низькими цінами. Як повідомляє New York Times, техаська компанія Austin Energy підписала 20-річний контракт на поставку сонячної електроенергії за ціною, меншою ніж 5 центів за кВт·год. Владою штату Оклахома схвалено угоду про придбання електроенергії нового вітропарку, яка дозволить покупцям заощадити близько 50 млн дол. порівняно з закупівлею енергії із традиційних джерел.

Більш дешевою стає не лише електроенергія з ПДЕ, яка виробляється і постачається у великих обсягах. В країні є окремі зони, де й без субсидій ПДЕ за вартістю електроенергії можуть конкурувати з вартістю електроенергії, виробленої з використанням викопного палива на потужностях традиційних енерготехнологій. Зокрема, вартість електроенергії, виробленої з ПДЕ невеликої потужності з використанням сонячної енергії на дахах будинків (Rooftop solar PV – фотоелектричні панелі невеликої потужності, які розміщуються приватними споживачами на дахах будівель) вже досягла цінового мережевого паритету в 10-ти штатах США у 50, а в інших, за прогнозами експертів Deutsche Bank, досягне цього показника у 2016 р. Лише у 2013 р. домогосподарствами встановлено на своїх дахах

близько 1 ГВт сонячних панелей, а до 2016 р. їхня сукупна потужність зросте в шість разів.

Сьогодні в США пільгові тарифи (feed-in-tariff) забезпечують ринок збуту на основі контракту терміном на 5–20 років для всієї виробленої з ПДЕ електроенергії за пільговою ціною, гарантуючи тим самим повернення інвестованого капіталу і отримання прибутку, а також є відповідною гарантією приєднання до енергомережі. Пільгові тарифи діють у всіх штатах західного узбережжя, а також у Вермонті, на Гаваях, у штатах Мен і Род-Айленд. Крім того, відповідно до методології, комунальні підприємства мають право самостійно встановлювати такі тарифи на території, яку вони обслуговують. Так, компанія Dominion Virginia Power's купує електроенергію у компаній, які постачають сонячну енергію в енергомережу, за пільговим тарифом 15 центів за кВт·год за контрактом терміном на 5 років із продажем її, за необхідності, за роздрібною ставкою.

У зв'язку зі зміною пріоритетів енергетичної стратегії США з переорієнтацією на видобуток нетрадиційних видів природного газу і нафти, відзначається суттєве зниження федеральних бюджетних асигнувань на поновлювану енергетику, особливо за останні 4 роки. Низка програм щодо «зеленої» енергетики, прийнятих за рішеннями Конгресу, які діяли на тимчасовій основі, не передбачають продовження; як результат, через підвищення ступеня ризику, приватний капітал бере участь, в основному, у програмах фінансування «зелених» технологій лише за умови значної державної підтримки. Відповідно до цього, в лютому 2016 р. Президентом США, запропоновано подвоїти фінансування розвитку ПДЕ в країні за рахунок федеральних коштів, збільшивши його з 6,4 млрд дол. у 2016 р. до 12,8 млрд дол. – у 2017 р.

4. Китай. Тенденції розвитку поновлюваної енергетики

Сьогодні Китай є лідером за багатьма показниками: виробництва і споживання електроенергії, у тому числі за кількістю генерувальних потужностей на ТЕС, ГЕС, ВЕС і СЕС, а також за обсягами введення нових генерувальних потужностей.

Загальна встановлена потужність енергетичного обладнання на електростанціях з енергоблоками потужністю понад 6 МВт у 2015 г. досягла 1506,7 ГВт (на 10,8%). Установлена потужність ГЕС – 320 ГВт (на 19,1%); потужність ТЕС – 990 ГВт (на 5,9%); потужність АЕС – 23 ГВт (на 4,1%); сумарна потужність ВЕУ становила 129 ГВт (14,4%), СЕС – 43 ГВт. Виробництво електроенергії в 2015 р. становило понад 5600 ТВт·год.

Однією з основних причин активізації розвитку ПДЕ в Китаї є вимоги до зниження екологічного навантаження на навколишнє середовище, зменшення обсягів вугільної генерації в структурі виробництва електроенергії, і, як наслідок,

уповільнення зростання викидів CO_2.

В умовах підготовки до конференції з клімату в Парижі (*COP21*) Китаєм прийнято зобов'язання щодо зниження викидів CO_2 до 2030 р. на 60–65% порівняно з рівнем 2005 року і доведення частки ПДЕ в енергетичному балансі країни до 20% (у 2014 р. – 11,2%).

Уряд КНР визначає розвиток ПДЕ як один із найперспективніших напрямків розвитку енергетики.

ГЕС. Загальна потужність ГЕС у Китаї в 2015 р. становила 320 ГВт (26,4% світової потужності ГЕС), з яких 45 тис. малих ГЕС із сумарною потужністю понад 51 ГВт. Виробництво гідроелектроенергії на ГЕС у 2015 р. становило 1060 ТВт·год (24,1 % світового виробництва). Очікується, що загальна потужність ГЕС в Китаї до 2030 р. досягне 400 ГВт, а до 2050 рр. – 450–500 ГВт. У цілому, за показником потужності діючих ГЕС Китай займає перше місце в світі.

За даними Доповіді «World Small Hydropower Development Report 2013», підготовленої ЮНІДО (UNIDO) і Міжнародним центром малої гідроенергетики ICSHP), потенціал малих ГЕС у Китаї становить 128 ГВт, із яких 40% освоєно. Згідно з класифікацією, до малих ГЕС відносяться гідроелектростанції потужністю менше 50 МВт, мініГЕС – 2 МВт і менше, мікроГЕС – 0,1 МВт і менше.

До 1990 р. фінансування будівництва малих ГЕС проводилось, в основному, за рахунок центральної та місцевої влади. Уряд широко заохочував місцеву владу і мешканців сільських районів до будівництва малих ГЕС через запровадження відповідних державних пільг. Зокрема, з 1994 р. для малих ГЕС було встановлено податок на додану вартість у розмірі 6%, у той час як для великих ГЕС цей податок становив 17%. Це дозволило залучити до інвестування будівництва малих ГЕС значні кошти від приватного сектору, ввести ринкові відносини в цей вид бізнесу.

Вартість будівництва малих ГЕС у Китаї, станом на 2012 р., становила 8 000 юанів/кВт (від 1 305 до 1 630 дол. США/кВт).

Планом 12 п'ятирічки (2009–2015 рр.) передбачалося виділення коштів на розвиток гідроенергетики в сільських районах, зокрема – на будівництво нових малих ГЕС сукупною потужністю 5,2 ГВт в обсязі 43,5 млрд юанів (близько 7 млрд дол. США), а на відновлення, підвищення ефективності роботи таких електростанцій передбачалося 3,75 млрд юанів (близько 600 млн дол. США). Крім того, в рамках програми захисту навколишнього середовища, заміни використання деревини для обігріву передбачалося побудувати 1,7 ГВт малих ГЕС.

Поновлювані джерела енергії. У 2014 р. в країні інвестовано у розвиток ПДЕ 89,5 млрд дол. США (зростання на 32% проти попереднього року), що перевищувало обсяги інвестицій всіх країн ЄС у цій сфері. Зокрема, у 2015 р. побудовано 32,97 ГВт, нових потужностей ВЕС, що становило половину світового

приросту потужностей вітроенергетики. Відповідно, встановлена потужність ВЕС досягла 129 ГВт, що забезпечує Китаю впевнене перше місце в світі. На ВЕС у 2015 р. вироблено 183,6 ТВт·год – 3,3% від усієї виробленої в Китаї електроенергії.

Відповідно до положень Закону про поновлювані джерела енергії, частка ПДЕ в енергобалансі країни до 2020 р. має бути доведена до 18%. При цьому середньорічні інвестиції в енергетику країни у 2014–2035 рр зростуть у середньому до 238–302 млрд дол. на рік.

У рамках стратегічного плану країни, встановлена потужність вітроенергетики до 2020 р. повинна досягти 200 ГВт, а в сонячній енергетиці – 100 ГВт. Зокрема, для цього в якості заохочення інвестицій у вітроенергетику на державному рівні прийнято рішення щодо стимулюючого ціноутворення на електричну енергію ВЕУ в розмірі 0,75-0,85 юанів/кВт·год (0,121–0,137 дол. США/кВт·год), що вище тарифу на електроенергію, яка виробляється вугільними електростанціями.

Сьогодні розрив між китайськими і світовими технологіями стрімко скорочується. Китай вже майже не поступається у виробництві і застосуванні потужних енергоблоків для ВЕС. Основне обладнання ВЕУ виробляються, головним чином китайськими підприємствами, чотири з яких входять у десятку найбільших світових виробників ВЕУ. Крім того в країні створено умови для імпорту високотехнологічного обладнання для ПДЕ із розвинених країн та послуги зарубіжних фірм із модернізації зношених та малоефективних електростанцій.

В області **сонячної (фотоелектричної) генерації** Китай в 2015 р. з потужністю СЕС у 43 ГВт вийшов на перше місце в світі за потужністю. Відповідно до п'ятирічного плану, до 2020 р. потужність сонячних електростанцій в Китаї має бути доведена до 150 ГВт (включаючи малі дахові).

Розвиваючи сонячну генерацію, Китай спирається, головним чином, на свою виробничо-технологічну базу. Приблизно 65–70% світового виробництва фотоелектричних модулів сконцентровано в країні.

Китай – абсолютний лідер із підігріву води в міських будівлях за рахунок сонячної конвекції, що становить 70% від світового показника.

Згідно з програмою Золоте сонце (Golden Sun Program), урядом не лише створено стимули для споживачів сонячної енергетики, але й встановлено централізований вибір постачальників сонячних панелей, за якого іноземні компанії не змогли виграти жодного контракту на їхнє постачання. Тільки спільні підприємства і компанії з надання інжинірингових послуг, проектування, екологічного консалтингу тощо мали право діяти на внутрішньому ринку і розвивати цей вид бізнесу, не маючи змоги конкурувати з крупним капіталом. Китай сьогодні спроможний експортувати не лише ВЕУ і фотоелектричні модулі, а й відповідні інжинірингові рішення.

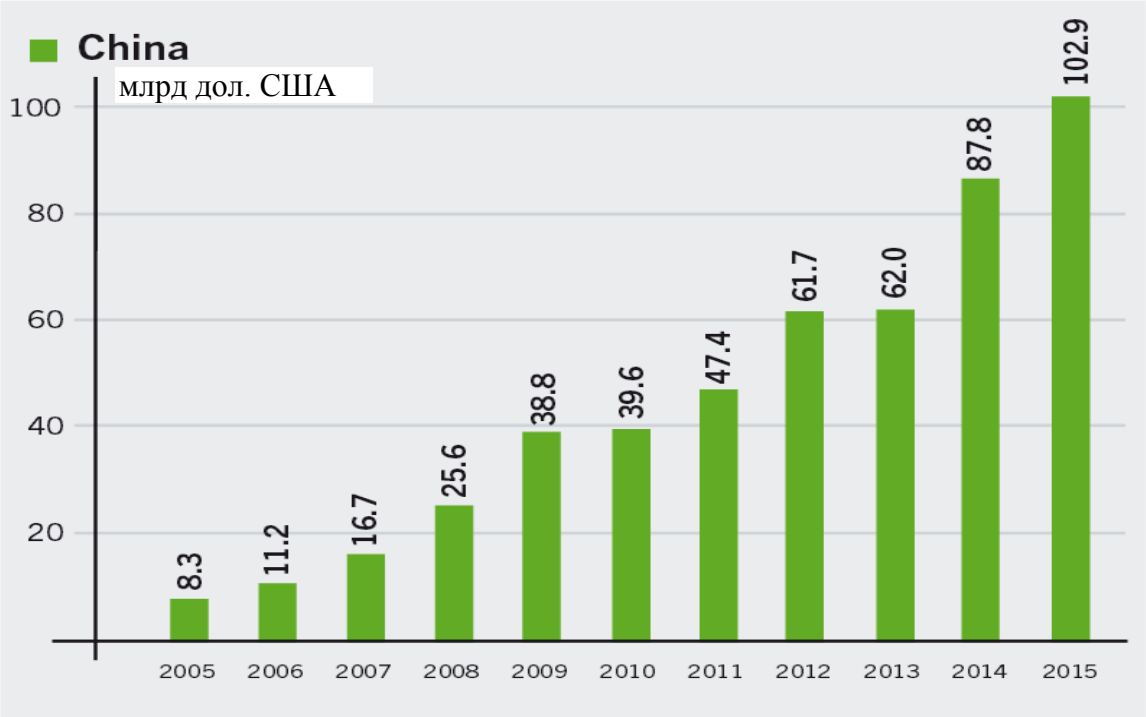
В результаті активізації розвитку нової енергетики в країні створено понад 2,6 млн робочих місць, або понад 40% від світового підсумку.

Китай – четвертий у світі виробник електроенергії з **біосировини** (в основному це біогаз) – 27 млрд кВт·год тільки в 2012 р проти 62 млрд кВт·год у лідера в цій галузі – США. Число установок із виробництва електричної енергії з біогазу за останні сім років виросло у вісім разів.

За обсягами **інвестицій** у КНР на першому місці стоять ГЕС, за ними вітроенергетика. Але, за темпами зростання інвестицій перше місце належить сонячній енергетиці.

За даними REN21 у 2015 р. на розвиток поновлюваних джерел енергії інвестовано 102,9 млрд. дол..США.

На діаграмі показано динаміку інвестицій в розвиток ПДЕ в Китаї за період з 2005-2015 рр.



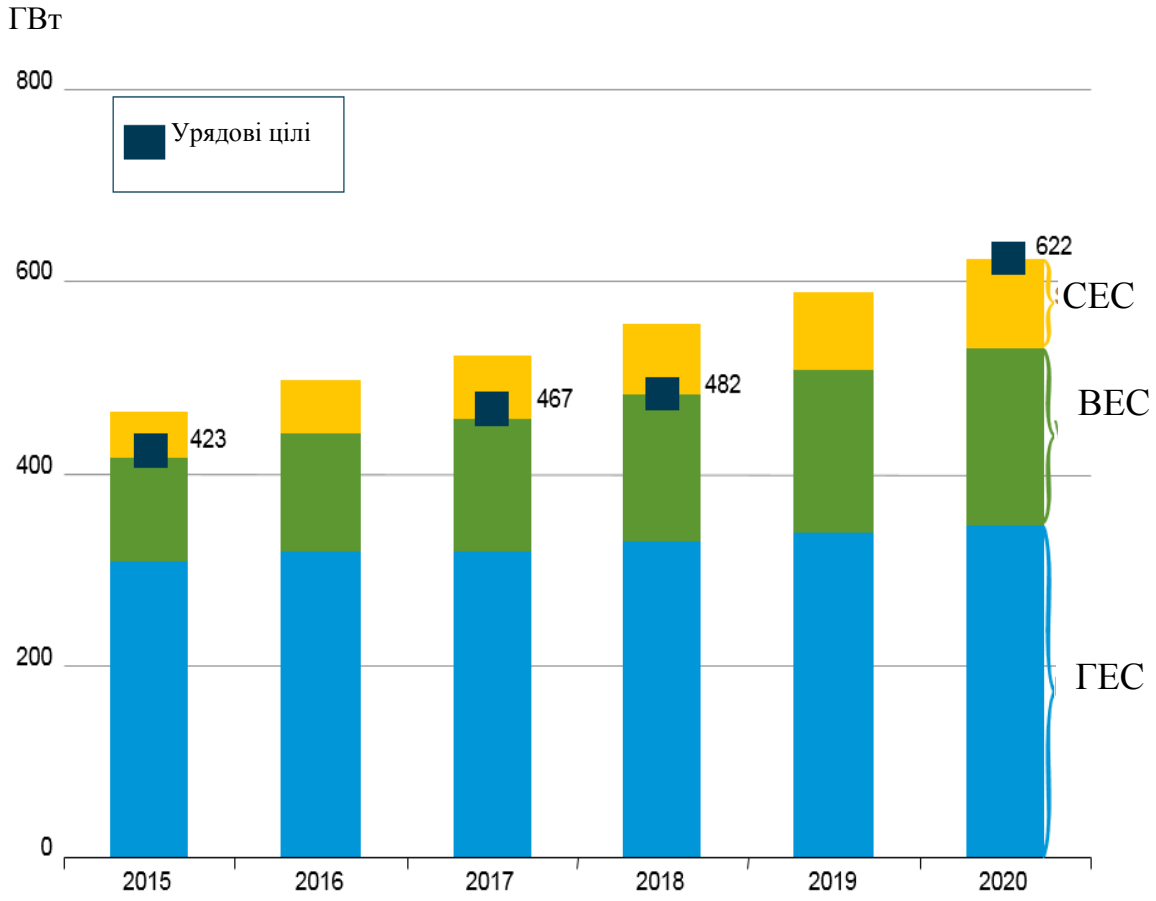
Джерело: REN21

Активізація розвитку альтернативної енергетики в країні значною мірою обумовлена відповідними обсягами **державного фінансування**. Держава в обов'язковому порядку повністю спонсорує виробництво перших 50 зразків нового виду продукції на кожному виробничому підприємстві. Відповідно до Концепції енергетичної безпеки Китаю, яка була включена в 12-й п'ятирічний план, всі аспекти розвитку альтернативної енергетики Китаю (як і атомна промисловість) перебувають під державним контролем. Підготовку до прийняття урядових рішень

щодо політики в галузі поновлюваних джерел енергії здійснює Національний центр дослідження відновлюваної енергетики (China National Renewable Energy Center (CNREC), завданням якого, зокрема, є розроблення дорожньої карти розвитку альтернативної енергетики.

Прогнозоване збільшення загальної потужності ГЕС, ВЕС і СЕС до 2030 року в Китаї становить 622 ГВт (майже 20% загальної потужності), До 2040 р. прогнозується довести встановлену потужність об'єктів, які використовують сонячну енергію до 184 ГВт, а вітрову енергію – до 350 ГВт.

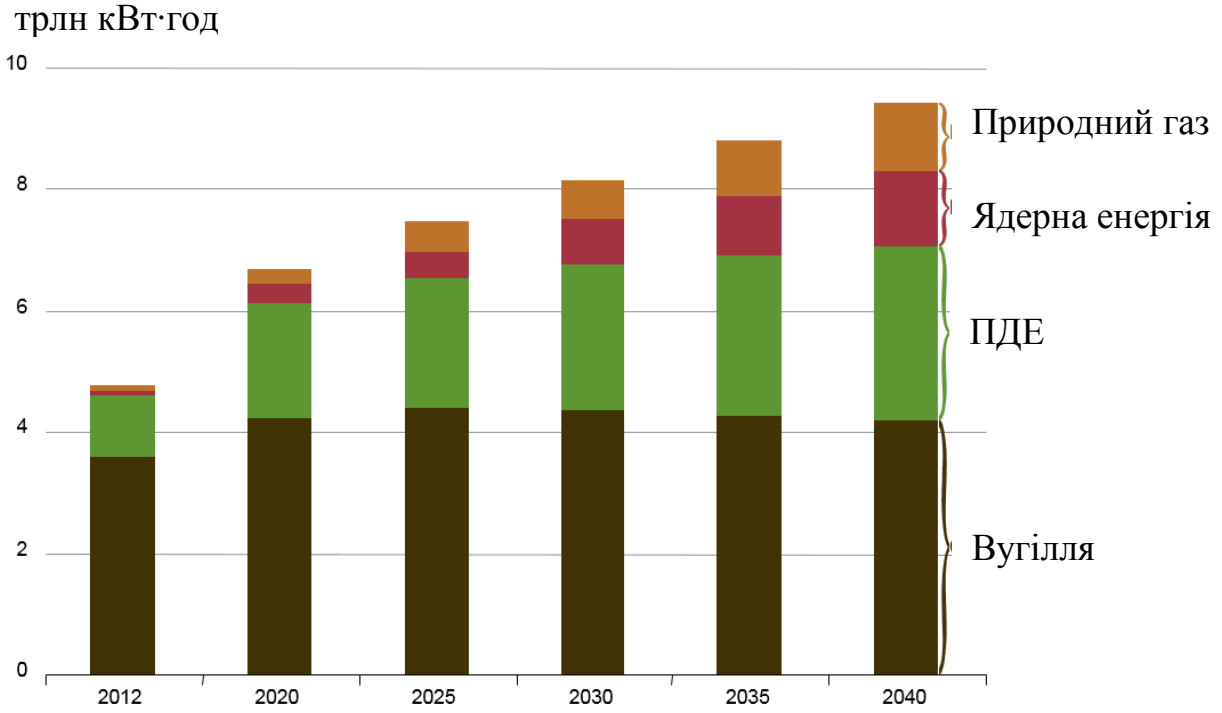
На діаграмі показано прогноз встановленої потужності ПДЕ в Китаї (прогноз МЕА) і урядові цілі до зростання потужності генерації ПДЕ в 2005–2020 рр.



Джерело: МЕА

Збільшення вироблення електроенергії ПДЕ в Китаї передбачається до 2,878 млрд кВт·год у 2040 р. – в середньому на 3,8%/рік,

На діаграмі наведено прогнозну оцінку МЕА динаміки виробництва електроенергії в Китаї за видами палива в 2012–2040 рр.



Джерело: MEA

Бурхливий розвиток виробництва електроенергії ПДЕ стикається з обмеженими можливостями **електричних мереж**. У Китаї немає єдиної енергосистеми, а діють шість регіональних енергосистем, що породжує проблеми з передаванням електричної енергії із зон виробництва в зони її споживання. Крім того, електромережева інфраструктура вимагатиме вирішення проблеми забезпечення необхідного рівня резерву потужності, режимного регулювання, створення пристроїв і систем акумулювання електроенергії,тощо. Китай вкладає значні інвестиції в будівництво нової інфраструктури, в першу чергу в мережі постійного струму. На будівництво електромережевої інфраструктури в 2014 р. інвестиції становили 26,39 млрд дол., що менше на 0,8% порівняно з 2013 р.

Особливо слід відзначити переобладнання та активізацію введення в країні нових ТЕС, **основним паливом яких є відходи** і, в першу чергу, **тверді комунальні відходи** (ТКВ) – ТЕС на ТКВ. Крім вироблення енергії Китай вирішує важливе соціальне завдання – очищення великих міст від відходів, а також зниження викидів парникових газів в атмосферу.

За даними Renewable Energy World, щорічно в Китаї створюється близько 200 млн т відходів. У системі управління ТКВ задіяно всі способи поводження з відходами, зокрема, рециклінг на основі роздільного збирання відходів, сортування, компостування. При цьому, основна увага приділяється термічним методам обробки ТКВ, перетворенням її в теплову та електричну енергію.

Перше в країні підприємство для термічного перероблення ТКВ було побудовано в 1985 р. в провінції Гуандун. У двох котлах спалювалося 300 т ТКВ. А вже в 1996 р., після реконструкції, його продуктивність збільшилась до 750 т, при цьому вироблялось 22,7 млн кВг·год електроенергії і 49,170 МДж тепла на рік.

Для низькокалорійних відходів великої вологості в Китаї найбільш перспективною стала технологія, заснована на спалюванні відходів у циркулюючому киплячому шарі (ЦКШ). Першу пілотну ТЕС, на якій 800 т відходів за добу спалювалось в котлі ЦКШ було побудовано в 2002 р. У складі ТЕС є три технологічні лінії з перероблення ТКВ (одна продуктивністю 200 т за добу, а дві – по 300 т) і турбоагрегат 12 МВт. У 2010 р. в Китаї працювали 37 підприємств, в яких ТКВ спалювалися котлах з ЦКШ, а їх частка в загальній кількості відходів, які перероблюються термічними методами становила приблизно 33%. У 2012 р. число таких підприємств доведено до 47, а сукупна продуктивність із спалювання в котлах відходів становить 40 170 т за добу. Всього в Китаї у той час термічно перероблялося більш ніж 15 млн т ТКВ, що поставило Китай по цьому показнику на перше місце у світі. На кінець 2015 р. в Китаї знаходилось у роботі, або на стадії завершення будівництва понад 300 ТЕС, які за рік спроможні спалювати до 100 млн т ТКВ (за даними Renewable Energy World). У планах Китаю побудувати найбільшу у світі ТЕС на ТКВ Shenzhen East Waste-to-Energy Plant, продуктивність якої становитиме 5000 т ТКВ за добу.

Розглядається також можливість переведення деяких вугільних електростанцій на спільне спалювання вугілля і біомаси.

Припускається, що у 2016 р. близько половини всіх відходів, які створюються в країні буде термічно перероблено, а споживачі отримають електроенергію і теплоенергію. Таким чином країна на довгострокову перспективу отримує вирішення проблеми з відходами у великих містах, а енергетика отримує право на ще один вид ПДЕ та захисту екологічного середовища.

Однією з основних цілей довгострокової програми розвитку енергетичного комплексу Китаю є створення так званої «Білої книги з енергетики 2012», визначено підвищення рівня самозабезпеченості енергетичними ресурсами. Ставка робиться на інноваційну складову розвитку енергетичної галузі з введенням найбільш перспективних напрямів її розвитку, в числі яких особливе місце відводиться розвитку ПДЕ.

Крім цього за безпосередньої участі Держради КНР і CNREC було розроблено комплексну Програму з розвитку нової енергетики, яка включає атомну енергетику, використання енергії вітру, сонця, біоенергетику, технології "чистого вугілля", інтелектуальні електричні мережі тощо. Програма передбачає реалізацію у 2011–

2020 рр. заходів щодо стимулювання енергоощадності, розвитку екологічно чистої енергетики, переходу індустрії до більш економічної моделі.

5. Україна. Розвиток поновлюваних джерел енергії

Україна, ставши повноправним членом Енергетичного Співтовариства з 01.02.2011 р., відповідно до Закону України від 15.12.2010 р. №2787-VI *Про ратифікацію Протоколу про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства* прийняла зобов'язання щодо імплементації основних актів енергетичного законодавства Європейського Союзу.

На виконання ухваленого в жовтні 2012 р. Рішення Ради Міністрів Енергетичного Співтовариства D/2012/04/MC-EnC *Про впровадження Директиви 2009/28/ЕС про заохочення до використання енергії, виробленої з відновлюваних джерел та якою вносяться зміни до, а в подальшому скасовуються Директиви 2001/77/ЄС та 2003/30/ЄС* Україна взяла на себе зобов'язання до 2020 р. довести рівень енергії, виробленої з поновлюваних джерел енергії в загальній структурі енергоспоживання країни до 11%.

Відповідно до цього Кабінетом Міністрів України розпорядженням від 03.09.2014 р. №791 затверджено *План заходів з імплементації Директиви Європейського Парламенту та Ради 2009/28/ЄС*.

Розпорядженням Кабінету Міністрів України від 01.10. 2014 р. №902-р затверджено *Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року (*НПД ВЕ) та *План заходів з реалізації Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року* виконання якого дозволить замістити понад 10 млрд $м^3$ газу.

Наказом Міненерговугілля України від 07.11. 2014 р. № 796 затверджено *План заходів Міненерговугілля України з реалізації Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року.*

Указом Президента України від 12.01.2015 р. №5/2015 схвалено *Стратегію сталого розвитку «Україна – 2020»*. Основними цілями державної політики у сфері енергонезалежності згідно з положеннями *Стратегії* є зниження енергомісткості ВВП на 20% до 2020 р. шляхом переходу до використання енергоефективних технологій та обладнання, реалізації проектів з використанням альтернативних джерел енергії, забезпечення 100% обов'язкового комерційного обліку споживання енергоресурсів (енергії та палива) тощо.

В результаті в Україні створено всі передумови для освоєння технологій на основі поновлюваних джерел енергії (ПДЕ) – наявність значного енергетичного потенціалу (вітрова, сонячна енергія; енергія малих річок, біомаси; геотермальна енергія та енергія довкілля), а також розвинена науково-технічна і промислова база.

Крім того, ключовими факторами розвитку ПДЕ в Україні є необхідність поліпшення екологічної ситуації; вичерпність традиційних паливно-енергетичних ресурсів; нагальна потреба в подоланні залежності від імпорту енергоносіїв тощо.

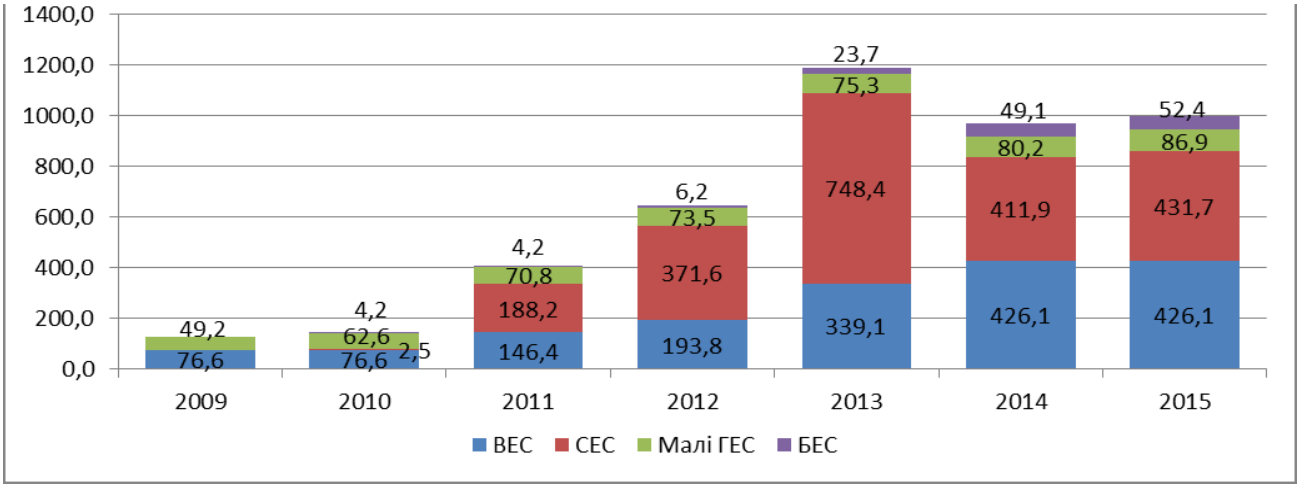
Інститутом відновлюваної енергетики НАН України створено *Атлас енергетичного потенціалу поновлюваних джерел енергії України* в якому наведено річний технічно-досяжний потенціал поновлюваної енергетики країни.

ВДЕ	Річний технічно-досяжний потенціал	
	млрд кВт·год/рік	млн. т н.е./рік
Вітроенергетика	60	15
Сонячна енергетика, в тому числі:	38,2	4,2
– електрична	5,7	1,4
– теплова	32,5	2,8
Велика гідроенергетика	20,1	4,9
Мала гідроенергетика	8,6	2,1
Біоенергетика, в тому числі:	178	21,7
– електрична	27	7,21
– теплова	151	14,49
Геотермальна теплова енергетика	97,6	8,4
Енергія довкілля	146,3	12,6
Загальні об'єми заміщення традиційних ПЕР	548,8	68,9

Джерело: Інститут відновлюваної енергетики НАН України

Установлена потужність електростанцій ОЕС України з поновлюваних джерел енергії на кінець 2015 р. становила 997,1 МВт, з них ВЕС – 426,1 МВт (43%); СЕС – 431,7 МВт (43%); МГЕС – 86,9 МВт (9%); БЕС – 52,4 МВт (5%).

Динаміка зростання встановленої потужності виробників з ВДЕ за «зеленим» тарифом, *МВт*



Джерело:НКРЕКП

Загальний обсяг проданої електроенергії в Оптовий ринок електроенергії (ОРЕ) за 2015 р., виробленої з альтернативних джерел енергії, становив 1591 млн кВт·год, або 1,0% від обсягу виробництва електроенергії електростанціями ОЕС

України. У структурі виробництва теплової енергії частка джерел, які використовують нетрадиційні або поновлювані джерела енергії у 2015 р. становила 2,6 %.

Для **симулювання розвитку ПДЕ** в Україні постановами НКРЕКП встановлюється щоквартально величина **«зеленого» тарифу** залежно від середнього офіційного курсу НБУ національної валюти до євро. Так, станом на 2015 р. НКРЕКП було встановлено «зелений» тариф 127 суб'єктам господарювання, які виробляють електроенергію на 227 об'єктах електроенергетики з використанням альтернативних джерел енергії.

Середньозважений тариф виробників електроенергії з використанням альтернативних джерел енергії у 2015 р. становив 434,1 коп/кВт·год, що майже на 52% більше порівняно з 2014 р.

Середньозважений тариф виробників електроенергії з ПДЕ ОРЕ України

Одиниця виміру	2010	2011	2012	2013	2014	2015
коп/кВт·год	93,8	137,4	276,9	262,4	286,0	434,1

Джерело: НКРЕКП

Постановою НКРЕКП від 30.06.2016 р. №1187 *Про встановлення «зелених» тарифів на електричну енергію для суб'єктів господарювання та надбавки до «зелених» тарифів за дотримання рівня використання обладнання українського виробництва* (із змінами) виробникам електроенергії встановлено такі «зелені» тарифи (коп/кВт·год, без ПДВ): *з енергії вітру* – 317,93; *з біомаси та біогазу* – 348,21; *мікро-, міні- та малими ГЕС* – від 327,02 до 545,03; *з енергії сонячного випромінювання:* наземні об'єкти – від 449,65 до 1308,06; СЕС встановлена потужність яких перевищує 10 МВт – 726,70; СЕС, які встановлено на дахах та/або фасадах будинків, будівель та споруд, величина встановленої потужності яких перевищує 100 кВт – від 981,05 до 1253,56; СЕС, які встановлено на дахах та/або фасадах будинків, будівель та споруд, величина встановленої потужності яких не перевищує 100 кВт – від 906,86 до 1199,06 тощо.

Верховною Радою України прийнято Закон України від 04.06.2015 р. №514-VIII *«Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електроенергії з альтернативних джерел енергії»,* яким внесено зміни до процедури встановлення «зеленого» тарифу та механізму розрахунку «зеленого» тарифу, визначених у статті 171 Закону України «Про електроенергетику». Цей документ скасовує правило «місцевої складової», замість якої вводиться надбавка до тарифу в розмірі 5 – 10%, у разі використання обладнання українського виробництва на рівні 30 – 50% відповідно. Також

передбачається зниження коефіцієнта «зеленого тарифу» для великих СЕС, підвищення коефіцієнтів для малих СЕС і ГЕС, введення «зеленого тарифу» для електростанцій, які використовують геотермальні джерела енергії; для приватних домогосподарств передбачено право на встановлення генерувальних установок для виробництва електроенергії не лише із сонячного випромінювання, а і з енергії вітру потужністю до 30 кВт тощо. Законом також приведено термін «біомаса» у відповідність до вимог Директиви 2009/28/ЕС, знявши цим суттєвий бар'єр для розвитку біоенергетики.

Крім цього *Митним кодексом України* від 13.03. 2012 р. №4495-VI (із змінами) передбачено тимчасове, до 01.01. 2019 р., звільнення від оподаткування ввізним митом у разі ввезення на митну територію України техніки, обладнання, устаткування, що використовуються для реконструкції існуючих і будівництва нових підприємств з виробництва біопалива, а також для виготовлення та реконструкції технічних і транспортних засобів з метою споживання біопалива відповідно до Закону України *Про альтернативні види палива*, якщо такі товари (обладнання) не виробляються та не мають аналогів в Україні.

Розвиток ПДЕ. Згідно з положеннями Закону України від 24.10.2013 р. №663-18 «Про засади функціонування ринку електричної енергії України» та наказу Міненерговугілля України від 29.09.2014 р. № 680 *Порядок підготовки Системним оператором плану розвитку Об'єднаної енергетичної системи України на наступні десять років* ДП «НЕК «Укренерго» розроблено *План розвитку Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України на 2016 – 2025 роки* (далі – *План розвитку ОЕС України на 2016 – 2025 роки*), положеннями якого визначено основні напрями розвитку альтернативної енергетики (ВЕС, СЕС, БЕС) до 2025 р. як джерел електроенергії. Реалізацію проектів будівництва електрогенерувальних потужностей на поновлюваних та альтернативних джерелах енергії здійснюватиметься з урахуванням оптимізації структури генерувальних потужностей в ОЕС України.

Відповідно до *Плану розвитку ОЕС України на 2016 – 2025 роки* всього по ОЕС України (з урахуванням генерувальних об'єктів АР Крим) планується побудувати генерувальні потужності на альтернативних джерелах енергії (ВЕС, СЕС, БЕС) загальною потужністю 4530 МВт, з них ВЕС – 2725 МВт до 2022р., СЕС – 1641 МВт до 2020 р., БЕС – 164 МВт до 2020 р. (додаток 8).

Підключення цих генерувальних потужностей до електромереж ОЕС України в більших обсягах може бути здійснено за умови їх участі у регулюванні добового графіка навантаження відповідно до *Правил ринку допоміжних послуг*.

Відповідно до *Плану розвитку ОЕС України на 2016 – 2025 роки*, потреби в інвестиціях у розвиток генерувальних потужностей ОЕС України на 2016 – 2018 рр.

оцінюються в обсязі 249,5 млрд грн, у тому числі на розвиток електростанцій на альтернативних джерелах енергії – 158,5 млрд грн, або 63,5%.

Треба зазначити, що заявлені плани інвесторів у «зеленій» енергетиці не завжди реалізуються повною мірою. Так, за інформацією ДП «НЕК «Укренерго», Національним оператором погоджено технічні умови на приєднання у 2013 – 2015 рр. ВЕС і СЕС загальною потужністю 3800 МВт, з яких за три роки було введено в експлуатацію лише 1400 МВт, або 37%.

Гідроенергетика. Установлена потужність ГЕС на 01.01.2016 р. становила 4,6 млн кВт, або 8,4% від загальної встановленої потужності ОЕС України, ГАЕС – 1,2 млн кВт, або 2,2%. Виробництво електроенергії ГЕС і ГАЕС за 2015 р. становило 6,8 млрд кВт·год, або 4,3% від загального виробництва електроенергії електростанціями ОЕС України.

Потужності ГЕС і ГАЕС використовуються для покриття зміни попиту на електроенергію протягом пікових годин добового графіка навантажень ОЕС України; зменшення провалів навантаження енергосистеми у нічні години та регулювання зміни потужності ВЕС і СЕС; регулювання частоти та активної потужності, зокрема в діапазонах вторинного та третинного регулювання.

Планом розвитку ОЕС України на 2016-2025 роки ДП «НЕК «Укренерго» передбачено введення на ГЕС 796 МВт нових та реконструйованих потужностей, на ГАЕС – 2900 МВт нових потужностей. Збільшення потужностей МГЕС планується на 67,8 МВт, у тому числі у Закарпатській області – на 28,0 МВт, у Львівській – на 15,9 МВт, у Івано-Франковській – на 10,9 МВт тощо (додаток 8).

Розпорядженням Кабінету Міністрів України від 13.07.2016 р. №552-р схвалено *Програму розвитку гідроенергетики на період до 2026 року* головною метою якої є введення в експлуатацію понад 3,5 млн кВт нових потужностей, доведення частки маневрених потужностей ГЕС і ГАЕС у загальному балансі енергетичної галузі до 15,5%, що дозволить збалансувати структуру генерувальних потужностей ОЕС України.

Програмою розвитку гідроенергетики на період до 2026 року передбачено реконструкцію та модернізацію існуючого обладнання та будівництво нових потужностей, а саме: будівництво Дністровської ГАЕС, потужністю 1,250 млн кВт, Канівської ГАЕС – 1 млн кВт, Ташликської ГАЕС – 300 тис. МВт, Каховської ГЕС – 250 тис. МВт та Верхньодністровських каскадів – 390 тис. МВт.

За рахунок приросту виробітку електроенергії на ГЕС і роботи ГАЕС буде отримано значну економію органічного палива. Екологічними перевагами реалізації *Програми розвитку гідроенергетики на період до 2026 року* стане зменшення техногенного навантаження на довкілля, зниження шкідливого впливу викидів за рахунок зменшення обсягів використання органічного палива і викидів

забруднюючих речовин в навколишнє середовище (щорічно: CO_2 – 42 млн т; SO_2 – 42 тис. т; NO_x – 10,8 тис. т).

Водночас *Програмою розвитку гідроенергетики на період до 2026 року* передбачено розробити **програму розвитку малої гідроенергетики** з максимальним використанням вітчизняного обладнання.

Відповідно до існуючої класифікації, до МГЕС відносять гідроелектростанції потужністю від 1 МВт до 10 МВт, до міні- ГЕС – від 200 кВт до 1000 кВт і до мікро- ГЕС – не більше 200 кВт.

Україна має значний потенціал використання ресурсів малих річок (понад 63 тис.), який може бути використаний як в обласних центрах, так і у віддалених важкодоступних районах. Загальний гідроенергетичний потенціал малих річок України становить 12,5 млрд кВт·год/рік, або 3,05 млн т н. е./рік. Технічно досяжний гідроенергетичний потенціал малих річок України становить 8,6 млрд кВт год/рік, або 2,1 млн т н. е./рік.

За даними Держенергоефективності, станом на 2015 р. в Україні діяло 102 МГЕС загальною встановленою потужністю близько 80 МВт, якими вироблено за 2015 р. 251 млн кВт·год електроенергії, що складає лише 0,2% від загального виробництва електроенергії електростанціями ОЕС України.

Слід відзначити, що в 1960-х роках минулого сторіччя в Україні діяло більше 1600 МГЕС, частину яких можна відновити. За даними ПАТ «Укргідроенерго», в Україні менше ніж за десять років було відновлено понад 40 МГЕС. Зокрема проведена реконструкція МГЕС за новими екологічними технологіями, включаючи облаштування територій і соціальної інфраструктури: Коржовської, Гальжбіївської, Звенигородської, Яблуницької, Снятинської, Яворської тощо. Процес реконструкції занедбаних МГЕС займає один-два роки за термінів окупності від семи до дев'яти років і за умови продажу електроенергії за «зеленим» тарифом. Згідно з експертною оцінкою ООН і Міжнародного центру малої гідроенергетики, в Україні, за умови прийняття на державному рівні відповідного рішення, можливо реконструювати понад 100 занедбаних МГЕС шляхом упровадження відповідних проектів малої гідроенергетики із застосуванням сучасного обладнання та автоматизації процесів виробництва.

Відповідно до *Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року,* за рахунок модернізації існуючих потужностей, відновлення занедбаних МГЕС, будівництва та введення в експлуатацію нових генерувальних потужностей в Україні передбачено довести виробництво електроенергії у 2020 р.: мікро- та міні- гідроелектростанціями – до 130 ГВт·год (загальною потужністю 55 МВт); малими гідроелектростанціями – до 210 ГВт·год (загальною потужністю 95 МВт). Відповідно до цього МГЕС можуть стати потужною основою

енергозабезпечення для регіонів Західної України, а для деяких районів Закарпатської та Чернівецької областей – джерелом повного енергозабезпечення.

Україна має достатні науково-технічні можливості і значний досвід у галузі дослідження гідроенергетичного потенціалу, проектування ГЕС, розроблення конструкцій та виробництва гідротурбінного та електроенергетичного обладнання, вирішення водогосподарських та екологічних проблем в умовах будівництва та експлуатації ГЕС. У країні є розвинений вітчизняний машинобудівний комплекс для виготовлення обладнання як для реконструкції та відновлення, так і для спорудження гідроелектростанцій різних типорозмірів.

Вітроенергетика. Україна має значний потенціал розвитку вітроенергетики. Найбільш перспективними для розвитку ВЕС є південні та південно-східні регіони країни, де середня швидкість вітру на висоті осі ротора сягає 7 м на секунду і вище. Відповідно до *Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року*, встановлена потужність ВЕС має досягти у 2020 р. 2280 МВт, а виробництво електроенергії – 5900 ГВт·год.

За даними Української Вітроенергетичної Асоціації (УВЕА), на початок 2016 р. загальна встановлена потужність вітрових електростанцій (ВЕС) України становила 514 МВт, із яких понад 426 МВт розташовано на материковій частині України, що відповідає 0,7% від загальної встановленої потужності ОЕС України, а з урахуванням АР Крим – 0,9%. Усі ВЕС приєднано до електромережі відповідних обленерго. Постачання електроенергії ВЕС і СЕС, які перебувають на тимчасово окупованій території АР Крим, в ОЕС України припинено з квітня 2014 р.

Виробництво електроенергії ВЕС за 2015 р. становило 1,0 млрд кВт·год, що становить 0,6% від загального виробництва електроенергії електростанціями ОЕС України. «Зелена» електроенергія, вироблена ВЕС і поставлена в національну електромережу, дозволила скоротити викиди CO_2 в атмосферу на більш ніж 1,3 млн т. Компаніями-лідерами у вітроенергетиці України є ТОВ «Вінд Пауер», ТОВ «УК «Вітряні парки України» і ТОВ «Віндкрафт Україна».

Однією з найбільших ВЕС в Центральній і Східній Європі є Ботієвська ВЕС (Запорізька область) потужністю 200 МВт, яка є першою ВЕС вітропарку «ДТЕК Приазовський», до якого згодом увійдуть Приморська ВЕС (200 МВт), та Бердянська ВЕС (150 МВт). Екологічний ефект лише від роботи Ботієвської ВЕС є еквівалентним скороченню викидів CO_2 в атмосферу в обсязі 730 тис. т щорічно.

У Західній Україні 10.02.2015 р. відбулося офіційне відкриття першої, побудованої в гірській місцевості, ВЕС Старий Самбір-1 компанії «Еко-Оптіма». Перша черга ВЕС складається з двох вітротурбін V-112 потужністю 3,3 МВт, виробництва датської компанії VESTAS. Проект вартістю 20,5 млн євро реалізовано спільно з Європейським банком реконструкції та розвитку (ЄБРР) і Фондом чистих

технологій Світового банку в рамках *Програми фінансування альтернативної енергетики в Україні (USELF)*.

Планом розвитку ОЕС України на 2016-2025 роки ДП «НЕК «Укренерго» передбачено приєднання потужності ВЕС за цей період обсягом 2725 МВт, у тому числі в Запорізькій області – 850 МВт, у Миколаївській області – 500 МВт, у Херсонській області – 305 МВт тощо (додаток 8).

Сонячна енергетика. На початок 2016 р. установлена потужність СЕС становила 431,7 МВт, або 0,7% від загальної потужності електростанцій ОЕС України. Виробництво електроенергії за 2015 р. становило 0,5 млрд кВт·год, або 0,3% від загального виробництва електроенергії електростанціями ОЕС України.

Відповідно до положень Закону України від 04.06.2015 р. №514-VIII, «зелений» тариф для генерувальних установок приватних домогосподарств «прив'язано» до курсу євро, що значно активізувало їхній розвиток. Якщо в першому кварталі 2015 р. було 40 таких сонячних електроустановок потужністю 0,3 МВт, то в кінці 2015 р. їх стало 244 потужністю 2,2 МВт, а в першому кварталі 2016 р. – 298 сонячних електроустановок потужністю 3,4 МВт.

У першому півріччі 2016 р. в Україні компаніями сонячної енергетики побудовано 12 нових СЕС загальною потужністю 37 МВт.

Компанією «Подільський Енергоконсалтинг» побудувано в Херсонській, Хмельницькій і Вінницькій областях СЕС загальною потужністю 22,2 МВт.

У селі Ірлява на Ужгородщині ТОВ «Сонячна енергія ПЛЮС» побудовано за італійською технологією всього за 6 місяців найбільшу у Західній Україні СЕС потужністю 10,1 МВт.

У Дніпропетровській області компанією «Українські Системи Солар» заплановано введення в експлуатацію першої української СЕС на трекерах (система слідкування за сонцем) потужністю 1,7 МВт.

Відповідно до *Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року*, встановлена потужність СЕС у 2020 р. має досягти 2300 МВт, з доведенням виробництва електоенергії до 2420 ГВт·год.

Планом розвитку ОЕС України на 2016-2025 роки ДП «НЕК «Укренерго» передбачено приєднання потужностей СЕС до електромереж енергосистеми обсягом 1641,2 МВт, у тому числі в Херсонській області – 221,8 МВт, у Житомирській області – 115,5 МВт, у Миколаївській області – 115,0 МВт, в Одеській області – 113,0 МВт тощо (додаток 8).

На виконання *Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року* Держенергоефективності разом з Інститутом відновлюваної енергетики НАН України, розроблено проект *Дорожньої карти розвитку сонячної енергетики в Україні на період до 2020 р.* та розміщено на сайті Держенергоефективності для

обговорення. Головною метою розроблення і реалізації *Дорожньої карти* є сприяння залученню інвестицій у розвиток сфери поновлюваної енергетики країни.

Наявність значних запасів сировини, промислової та науково-технічної бази для виготовлення фотоелектричних пристроїв для СЕС може задовольнити повністю не тільки потреби вітчизняних споживачів, але створити умови для початку експортних поставок більше двох третин виробленої продукції.

Українські виробники спільно з литовською Global BOD Group, яка входить до світового ТОП-5 у галузі поновлюваної енергетики, мають намір побудувати в Херсонській області завод із виробництва обладнання для сонячних електростанцій.

Одним із важливих чинників, що стримують розвиток ВЕС та СЕС, є несталість виробництва електроенергії та недостатність технологічних можливостей енергосистеми (маневрових потужностей) для режимного регулювання добових графіків енергоспоживання в зонах розміщення ВЕС.

Біоенергетика. Галузь біоенергетики в Україні має чи не найбільший потенціал розвитку. Перспективи біоенергетики зумовлено кліматичними умовами України, наявністю потужного аграрного сектора і достатньої кількості робочої сили. Найвищий потенціал мають такі види біомаси, як сільськогосподарські культури, відходи деревини, тверді побутові відходи тощо.

Згідно з *Планом заходів з реалізації Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року,* встановлена потужність біоенергетичних електростанцій у 2020 р. має досягти 950 МВт, а виробництво електроенергії – 4220 ГВт·год.

За даними Біоенергетичної Асоціації України (БАУ), за рахунок біоенергетики вже сьогодні фактично заміщається майже 2 млрд $м^3$/рік природного газу. У країні експлуатуються близько 3670 МВт теплових потужностей на біомасі, у тому числі 2000 МВт – у населення; 355 МВт – у ЖКГ і бюджетній сфері; понад 1300 МВт – у промисловості.

Біоенергетика має найвищий потенціал саме у сфері виробництва тепла, де, за експертними оцінками, біомаса і біогаз можуть замінити понад 10 млрд $м^3$ газу. Це потребуватиме значного нарощування використання теплогенерувального обладнання на біомасі (близько 16150 МВт до 2020 р.).

Згідно із Законом України від 04.06.2015 р. №514-VIII, знято основні бар'єри для реалізації біоенергетичних проектів у виробництві тепла з біопалива в приватних домогосподарствах і в промисловості, у комерційних споживачів і в бюджетній сфері, а також щодо переведення окремих ТЕЦ на біопаливо з відповідною їхньою реконструкцією.

З прийняттям змін з 01.07.2014 р. до ДСТУ Б В.1.2-16: 2013 *Визначення класу наслідків (відповідальності) і категорії складності об'єктів будівництва* щодо

віднесення об’єктів біоенергетики до екологічно небезпечних, знято додаткові умови щодо розміщення котелень і ТЕЦ на біомасі та біогазових установок.

Ефективним шляхом доповнення та заміни традиційних паливно-енергетичних ресурсів є виробництво та використання біогазу, отриманого в результаті застосування технологій метанового зброджування тваринної біомаси, які на 60 – 70% складаються з метану. Джерелом біогазу є також звалища сміття на полігонах твердих побутових відходів та стічні води. Утилізація відстоїв міських і промислових стічних вод забезпечує вирішення важливих екологічних, енергетичних і соціальних проблем міст, особливо мегаполісів. Застосування біогазу дає змогу отримувати теплову та електричну енергію, перш за все – для фермерських господарств.

В Україні налічується понад 4,5 тис. полігонів твердих паливних відходів (ТПВ) загальною площею більше 7,5 тис. га. Щорічно на полігони країни вивозяться 11 – 13 млн т ТПВ, з яких у процесі анаеробного перероблення всієї органічної маси виділяється приблизно 800 тис. т метану (кожна 1 т побутових відходів виділяє 120 – 200 $м^3$ біогазу).

Інститутом газу НАН України проведено обстеження полігонів України різного ступеня освоєння і термінів експлуатації в Києві, Одесі, Сумах, Харкові, Івано-Франківську, Львові, Миколаєві тощо та розроблено комплекс технологій, що дозволяє використовувати звалищний біогаз для виробництва електроенергії і тепла із застосуванням сучасних методів розрахунку, технічних рішень і матеріалів. Технологічні розробки було успішно впроваджено на полігонах ТПВ № 5 (Київ) і Бориспільському (Київська обл.).

На очисних спорудах львівського водоканалу передбачено спорудження станції для виробництва біогазу з подальшою генерацією теплової та електричної енергії. Загальна вартість проекту становить 31,5 млн євро. Європейським банком реконструкції та розвитку може бути надано кредит в розмірі 15 млн євро. Північна екологічна фінансова корпорація (NEFCO) додатково прокредитує проект на суму 5 млн євро. Фондом Східноєвропейського партнерства з енергоефективності та довкілля може бути надано як грант 7,5 млн євро. Власний внесок Львівводоканалу оцінюється в розмірі 4 млн євро (12,7% від вартості проекту).

Сьогодні в ОЕС України діють 16 БЕС установленою потужністю 52,4 МВт. *Планом розвитку ОЕС України на 2016-2025 роки* ДП «НЕК «Укренерго» передбачено приєднання потужностей БЕС за цей період обсягом 164,1 МВт, у тому числі в Житомирській області – 21,1 МВт і у Полтавській області – 20,5 МВт тощо (додаток 8).

Енергія довкілля та теплонасосні технології. Практично в усіх регіонах України є значні запаси низькопотенційних термальних вод, які успішно можна використовувати в системах теплопостачання з тепловими насосами.

Використання теплонасосних технологій є одним із перспективних і найбільш ефективних напрямів розвитку поновлюваної енергетики в Україні.

Річний технічно досяжний енергетичний потенціал енергії довкілля в Україні є еквівалентним 12,6 млн т н.е. (146,3 млрд кВт·год/рік), а його використання дозволяє заощадити близько 15,6 млрд $м^3$ природного газу.

Відповідно до *Плану заходів з реалізації Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року*, обсяг виробництва теплової енергії тепловими насосами для опалення у 2020 р. має бути доведено до 6 млн Гкал (600 тис. т н.е.).

Сферами застосування ТН для вирішення проблем теплозабезпечення є поміж інших об'єкти енергетики для централізованого опалення та гарячого водопостачання; районні котельні для заміни застарілих котлів, що працюють на органічних видах палива – на ТН; житлово-комунальне господарство для автономного або локального (індивідуального) опалення та гарячого водопостачання квартир, будинків; промисловість для технологічних потреб на базі локальних промислово-виробничих котелень у комбінації з енерготехнологічними схемами виробництва; агропромислові комплекси для комплексного вирішення проблем тепло-, водопостачання; комерційні будівлі тощо.

Термін окупності капіталовкладень у ТН становить від 2 до 5 років за терміну їхньої служби 15 – 25 років. Застосування ТН також дозволяє знизити викиди CO_2, NO_x, порівняно з традиційними системами теплопостачання, у 2 – 5 раза, в залежності від виду замінюваного органічного палива.

В *Інституті технічної теплофізики (ІТТФ) НАН України* розроблено технології, які дозволяють за допомогою ТН утилізувати низькопотенційне тепло; розроблено та випробовувано в промисловості та комунальному господарстві серію новітніх зразків енергоефективного обладнання для генерування, транспортування і використання теплової енергії; у науково-технічному центрі теплонасосних технологій розробляються, а потім проходять апробацію, комбіновані полівалентні системи теплопостачання і кондиціонування приміщень різного призначення; на території інституту створено експериментальний полігон ґрунтових теплообмінників-акумуляторів тощо. Також розроблено: проект можливості використання скидної теплоти водообігових конденсаційних циклів на основі теплонасосних технологій (на прикладі газомазутної ТЕЦ-6 м. Києва); проект опалення, гарячого водопостачання і кондиціонування в малоповерховій забудові (1, 2, 3 поверхи); проект застосування теплових насосів для гарячого водопостачання

багатоповерхової забудови міст України; проект опалення житлових мікрорайонів Осокорки та Позняки (м. Київ) за допомогою теплонасосної станції, замість будівництва нової котельні тощо.

За ініціативою ІТТФ НАН України, на початку 2015 р. створено *Національну асоціацію України з теплових насосів* з метою популяризації їхнього використання та сприяння впровадженню теплонасосних технологій в Україні.

Перешкодами для активної реалізації теплонасосних технологій в Україні є відсутність ринкових відносин у сфері теплопостачання; відсутність вітчизняного виробництва ТН (лише повузлова збірка); високі початкові капітальні витрати; необхідність високопрофесійного експлуатувального персоналу тощо.

Енергоефективність. Згідно з *Договором про заснування Енергетичного Співтовариства,* Україна повинна імплементувати в національне законодавство до 15 жовтня 2017 р. положення Директиви 2012/27/ЄС *Про енергоефективність,* якою передбачено до 2020 р. довести рівень енергоефективності до 20% із щорічним зниженням загального обсягу енергоспоживання, а також реконструкцію будівель, енергоаудит, підвищення ефективності систем опалення та кондиціонування повітря, розроблення механізмів фінансування у сфері енергетичної ефективності тощо.

Розпорядженням Кабінету Міністрів України від 25.11.2015 р. №1228-р схвалено *Національний план дій з енергоефективності на період до 2020 року* та затверджено *План заходів з реалізації Національного плану дій з енергоефективності на період до 2020 року,* яким передбачено до 2020 р. забезпечити енергоощадність у розмірі 9% від середнього показника кінцевого внутрішнього енергоспоживання шляхом реалізації заходів у чотирьох основних секторах: побутовому (житлові будівлі) – 50%*;* на транспорті – 9%; у сфері послуг (у тому числі бюджетні установи) – 16%; та у промисловості – 25%.

Розпорядженням Кабінету Міністрів України від 13.07.2016 р. №489-р схвалено *Концепцію впровадження механізмів стабільного фінансування заходів з енергоефективності (створення Фонду енергоефективності),* метою якої є визначення та здійснення заходів із забезпечення облікованого, регульованого та ощадливого споживання енергії у житлових будинках шляхом застосування нових підходів до реалізації державної політики щодо фінансування заходів з енергоефективності із залученням коштів міжнародних фінансових організацій та донорів. Фонд повинен розпочати свою роботу протягом 2016 – 2017 рр.

Законодавчими та нормативно-правовими актами України передбачено ряд видів державної підтримки підприємств і господарств у сфері енергоефективності: пряме бюджетне фінансування; звільнення від ПДВ, ввізного мита; звільнення частини прибутку від оподаткування; установлення економічно обґрунтованих

тарифів на комунальні послуги; надання державних гарантій під кредитні лінії, відкриті в кредитних установах тощо.

Постановою Кабінету Міністрів України від 08.04. 2015 р. № 231 *Про внесення змін до постанов Кабінету Міністрів України від 1 березня 2010 р. № 243 і від 17 жовтня 2011 р. №1056* внесено зміни до *Державної цільової економічної програми енергоефективності та розвитку сфери виробництва енергоносіїв з відновлюваних джерел енергії та альтернативних джерел палива на 2010 – 2015 роки*, яка передбачає надання позичальникам: фізичній особі, об'єднанню співвласників багатоквартирних будинків, житлово-будівельному кооперативу пільгових кредитів та відшкодування вартості кредиту на придбання обладнання і матеріалів для виконання заходів з енергоощадності тощо. Постановою Кабінету Міністрів України від 11.11.2015 р. №929-2015-п продовжено дію цієї програми на період до 2016 р.

Зобов'язання України до Паризької Угоди (COP21). Україною підписано *Паризьку угоду* 22.04.2016 р. та ратифіковано Законом України від 13.07.2016 р. №0105 *Про ратифікацію Паризької угоди щодо боротьби зі зміною клімату*.

У своїх зобов'язаннях Україна поставила перед собою цільове завдання – у 2030 р. не перевищувати 60% від рівня викидів парникових газів 1990 р. (розпорядження Кабінету Міністрів України від 16.09.2015 р. №980-р *Про схвалення Очікуваного національно визначеного внеску України до проекту нової глобальної кліматичної угоди*). Ставши стороною цієї *Угоди,* Україна сама визначатиме зобов'язання щодо рівня викидів парникових газів з урахуванням її соціально-економічного розвитку та фінансових можливостей.

Однією з вимог Паризької угоди до країн-підписантів було розроблення *Стратегії низьковуглецевого розвитку до 2050 року*. Проект такої Стратегії було представлено в Україні у 2014 р. за підтримки ПРООН, проте він потребує доопрацювання через неузгодженість планів перспективного розвитку енергетики України.

Перед Україною постають питання щодо подальшого розвитку економіки з урахуванням світових тенденцій низьковуглецевого розвитку та подальшого розвитку альтернативних/поновлюваних джерел енергії. У країні розроблено стратегічні документи з питань енергетичної та кліматичної політики, які будуть визначати соціально-економічний розвиток країни на період до 2020 та 2030 років. При доопрацюванні проекту *Енергетичної стратегії України до 2035 року* має бути враховано нові зобов'язання України в рамках Паризької кліматичної угоди.

Додаток 1

Потужність та обсяги виробництва електроенергії ПДЕ в окремих регіонах і країнах світу

Тип ПДЕ	Величина	Рік	Європа	Німеччина	Іспанія	Італія	Данія	Швеція	Польща	Великобританія	Франція	Португалія	Норвегія	США	Китай	Світ
ВЕС	потужність (ГВт)	2007	56,505	22,183	14,82	2,702	3,124	0,71	0,306	2,477	2,223	2,201	0,348	16,515	6,031	93,552
		2015	144,173	44,947	23,008	9,126	5,063	6,026	5,1	14,191	10,358	5,079	0,863	72,578	129,34	431,638*
	виробництво (ТВт·год)	2007	105,348	39,701	27,568	4,034	7,171	1,43	0,522	5,274	4,07	4,037	0,892	34,603	5,7	169,189
		2014	258,146	57,357	52,013	15,178	14,453	11,234	7,676	32,016	17,249	12,111	2,216	183,892	158,271	713,846
СЕС	потужність (ГВт)	2007	5,288	4,17	0,75	0,087	0,003	0,006	-	0,018	0,026	0,024	0,008	1,439	0,1	9,121
		2015	98,661	39,636	7,132	18,916	0,79	0,111	0,071	8,915	6,549	0,454	0,014	23,955	43,194	237,115*
	виробництво (ТВт·год)	2007	3,819	3,075	0,509	0,039	0,002	0,003	-	0,014	0,018	0,024	0,007	1,674	0,061	8,195
		2014	99,16	36,056	13,673	22,319	0,596	0,047	0,007	4,05	5,909	0,627	0,011	24,603	25,007	197,077
ГЕС	потужність (ГВт)	2007	201,733	10,833	18,371	21,117	0,009	16,637	2,328	4,266	25,129	5,061	28,879	99,771	148,23	924,17
		2015	213,154	11,234	20,184	22,098	0,009	15,996	2,364	4,787	25,421	5,745	31,223	102,543	320,91	1207,659
	виробництво (ТВт·год)	2007	557,753	28,085	30,522	38,481	0,028	66,262	2,939	8,937	63,259	10,449	134,736	275,545	476,101	3201,768
		2014	630,908	25,444	42,97	60,256	0,015	63,871	2,734	8,768	68,624	16,419	136,637	281,527	1060,1	4019,847
Біоенергія та відходи	потужність (ГВт)	2007	19,335	4,723	0,643	1,222	0,52	3,37	0,073	1,737	0,724	0,342	0,107	9,864	3	52,657
		2015	35,507	9,132	0,992	3,826	1,267	4,864	0,84	4,463	1,267	0,562	0,135	12,475	10,32	102,82
	виробництво (ТВт·год)	2007	89,37	24,362	2,898	5,257	3,104	9,836	2,556	9,326	3,751	1,864	0,386	59,122	9,74	230,939
		2014	169,767	49,414	5,414	18,732	4,294	10,766	9,977	23,327	4,938	3,055	0,201	70,818	22,9	399,496
ГеоТЕС	потужність (ГВт)	2007	1,185	0,002	-	0,671	-	-	-	-	-	0,025	-	2,214	0,026	9,143
		2015	1,553	0,038	-	0,824	-	-	-	-	-	0,025	-	3,567	0,027	13,056
	виробництво (ТВт·год)	2007	9,352	-	-	5,569	-	-	-	-	-	0,201	-	16,798	0,095	62,649
		2014	11,458	0,098	-	5,916	-	-	-	-	-	0,205	-	18,71	0,145	77,014

Джерело: IRENA «RENEWABLE ENERGY STATISTICS 2016»

***** - *скориговано за даними REN 21 «GLOBAL STATUS REPORT 2016»*

Додаток 2

Класифікація ГЕС малої потужності у світовій практиці

Тип ГЕС / Країни і організації	Малі ГЕС, *кВт*	Міні- ГЕС, *кВт*	Мікро- ГЕС, *кВт*
IN-SHP (Міжнародна мережа малої гідроенергетики)	501-10000	101-500	<100
UNIDO (Організація розвитку промисловості об'єднаних націй)	2001-10000	101-2000	<100
ESHA (Європейська асоціація малої гідроенергетики)	<15000	-	-
OLADE (Латиноамериканська енергетична організація)	501-5000	51-500	<50
Китай	501-50000	101-500	<100
Швеція	101-15000	-	-
США	<15000	501-2000	<500
Індія	<25000	<2000	<100
В'єтнам	501-5000	51-500	<50
Японія	<10000	-	-
Франція	2001-8000	501-2000	<500
Індонезія	<5000	-	-
Норвегія	<10000	-	-
Канада	<30000	<1000	-
Аргентина	<5000	<1000	-
Бразилія	<10000	-	-
Італія	<3000	-	-
Росія	<30000	-	-
Україна	<10000	<1000	<100

Джерело: IN-SHP (Міжнародна мережа малої гідроенергетики), http://www.inshp.org/

Додаток 3

Динаміка встановленої потужності малих ГЕС в Європі (1-10 МВт), *МВт*

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Європа	10 663	10 982	11 267	11 766	11 998	12 400	12 542	12 992	12 997	13 212
Австрія	693	719	722	740	762	795	793	808	831	831
Албанія								229	124	124
Бельгія	49	50	50	49	54	55	55	55	55	55
Білорусь	6	6	6	7	7	7	7	7	7	9
Болгарія	200	159	191	201	224	226	249	251	264	264
Боснія і Герцеговина	17	18	18	18	66	66	66	66	66	66
Великобританія	171	175	180	184	186	183	182	184	187	207
Греція	95	95	114	151	163	172	184	187	185	185
Данія	4	4	4	4	4	4	3	4	4	4
Ірландія	20	20	20	20	21	21	21	21	21	21
Ісландія	49	41	46	50	58	48	40	52	52	52
Іспанія	1 551	1 577	1 605	1 640	1 653	1 655	1 663	1 668	1 668	1 751
Італія	1 995	2 039	2 105	2 137	2 155	2 271	2 335	2 413	2 432	2 432
Косово	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Латвія	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Литва	8	8	8	9	9	8	8	8	9	9
Люксембург	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
Македонія	27	28	35	35	35	35	35	41	53	53
Німеччина	364	483	495	630	532	621	656	640	684	684
Норвегія	954	1 034	1 077	1 274	1 395	1 606	1 606	1 606	1 606	1 712
Польща	181	178	183	184	185	186	185	189	185	185
Португалія	304	312	309	328	343	343	348	341	356	356
Румунія	269	288	292	297	309	305	333	390	422	422
Сербія	34	34	34	45	45	48	48	59	27	27
Словаччина	43	44	65	63	66	67	45	48	48	48
Словенія	36	33	37	40	42	42	41	41	38	38
Угорщина	9	9	10	10	10	11	11	12	12	12
Україна	53	55	55	56	56	56	56	56	54	58
Фарерські острови	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Фінляндія	285	285	285	285	285	283	290	274	273	273
Франція	1 610	1 617	1 627	1 628	1 621	1 589	1 596	1 604	1 614	1 614
Хорватія	32	32	32	32	27	27	27	27	28	28
Чехія	141	143	144	149	155	155	163	172	177	177
Чорногорія	9	9	9	9	9	9	9	2	2	2
Швейцарія	635	631	636	644	664	665	661	675	692	692
Швеція	760	797	815	788	798	782	767	803	762	762

Джерело: IRENA «RENEWABLE ENERGY STATISTICS 2016»

Додаток 4

Стан технологій використання поновлюваних джерел енергії: характеристики та витрати

ВИРОБЛЕННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

ТЕХНОЛОГІЯ	ТИПОВІ ХАРАКТЕРИСТИКИ	КАПІТАЛЬНІ ВИТРАТИ Дол.США/кВт	Типові витрати на виробництво електроенергії LCOE - центів США / кВт□год.
Біоенергія з твердої біомаси (в тому числі спільне спалювання та органічні ТПВ)	Потужність електростанції: 1-200 МВт – ККД перетворення: 25-35% Коефіцієнт завантаження: 50-90%	800-4 500 Спільне спалювання: 200-800	4-20 Спільне спалювання: 4,0-12
Біоенергія за рахунок газифікації	Потужність електростанції: 1-40 МВт ККД перетворення: 30-40% Коефіцієнт завантаження: 40-80%	2 050-5 500	6-24
Біоенергія від анаеробного зброджування	Потужність електростанції: 1-20 МВт ККД перетворення: 25-40% Коефіцієнт завантаження: 50-90%	Біогаз: 500-6 500 Звалищний газ: 1 900-2 200	Біогаз: 6-19 Звалищний газ: 4-6,5
Геотермальна енергія	Потужність електростанції: 1-100 МВт Коефіцієнт завантаження: 60-90%	Конденсаційні: 1 900-3 800 Бінарні: 2 250-5 500	Конденсаційні: 5-13 Бінарні: 7-14
Гідроелектроенергія: У мережі	Потужність електростанції: 1 МВт-18,000+МВт Тип електростанції: Коефіцієнт завантаження: 30-60%	Проекти >300 МВт: 1 000-2 250 Проекти 20-300 МВт: 750-2 500 Проекти <20 МВт: 750-4 000	Проекти >20 МВт: 2-12 Проекти <20 МВт: 3-23
Гідроелектроенергія: Поза мережею / сільська	Потужність електростанції: 0,1-1 000 кВт Тип електростанції: руслові ГЕС, гідродинамічне, добове накопичення	1 175-6 000	5-40
Енергія океану: Величина припливу	Потужність електростанції: <1, >250 МВт Коефіцієнт завантаження: 23-29%	5 290-5 870	21-28
СОНЯЧНА ФВ: На дахах	Пікова потужність: 3-5 кВт (побут); 100 кВт (комерційна); 500 кВт (промислова) Коефіцієнт завантаження: 10-25% (фіксований нахил)	Житлові витрати: 2 200 (Німеччина); 3 500-7 000 (Сполучені Штати); 4260 (Японія); 2 150 (Китай); 3 380 (Австралія); 2400-3000 (Італія) Комерційні витрати: 3 800 (США); 2 900-3 800 (Японія)	21-44 (ОЕСР) 28-55 (країни поза ОЕСР) 16-38 (Європа)
СОНЯЧНА ФВ: Встановлені на землі, рівень комунального підприємства	Пікова потужність: 2,5- 250 МВт Коефіцієнт завантаження: 10-25% (фіксований нахил) ККД перетворення: 10-30% (верхня межа - КФВ[1]	1 200-1 950 (типові глобальні); аж 3 800, включаючи Японію. В середньому: 2000 (США); 1 710 (Китай); 1 450 (Німеччина); 1 510 (Індія)	12-38 (ОЕСР) 9-40 (країни поза ОЕСР) 14-34 (Європа)
Концентрація сонячної теплової енергії (CSP)	Типи: параболоциліндр, вежа, тарілка Потужність електростанції: 50-250 МВт (параболоїд); 20-250 МВт (вежа); 10-100 МВт (Френель) Коефіцієнт завантаження: 20-40% (без накопичення); 35-75% (з накопиченням)	Параболоїд, без накопичення: 4 000-7 300 (ОЕСР); 3 100-4 050 (країни поза ОЕСР) Параболоїд, 6 годин накопичення: 7 100-9 800 Вежа: 5 600 (США, без накопичення) 9 000 (США, з накопиченням)	Параболоїд і Френель: 19-38% (без накопичення); 17-37, 6 годин накопичення Вежа: 12.5-16.4 (США; верхня межа діапазону з накопиченням)
Вітер: На суші	Розмір турбіни: 1,5-3,5 МВт Коефіцієнт завантаження: 25-40%	925-1 470 (Китай та Індія) 1 500-1 950 (в інших місцях)	4-16 (ОЕСР) 4-16 (країни поза ОЕСР)
Вітер: У морі	Розмір турбіни: 1,5-7,5 МВт Коефіцієнт завантаження: 35-45%	4 500-5 500	15-23
Вітер: малі	Розмір турбіни: до 100 кВт	У середньому 6 040 (США); 1 900 (Китай)	15-20 (США)

ТЕХНОЛОГІЯ	ТИПОВІ ХАРАКТЕРИСТИКИ	ВИТРАТИ НА УСТАНОВКУ АБО LCOE Дол.США/кВт або центів США/кВтг
Автоклав біогазу	Розподіл розміру крапельок: 6-8 м3	Собівартість одиниці: Дол.США 612/ автоклав (Азія); Дол.США 886/ автоклав (Африка)
Газифікатор біомаси	Розмір: 20-5,000 кВт	LCOE (Нормалізована собівартість електроенергії): 8-12
Домашня сонячна система	Розмір системи: 20-100 Вт	LCOE (Нормалізована собівартість електроенергії): 160-200
Вітряна турбіна домогосподарства	Розмір турбіни: 0,1-3 кВт	Капітальні витрати: 10 000/кВт (турбіна 1 кВт); 5 000/кВт (5 кВт); 2 500/кВт (250 кВт) LCOE (Нормалізована собівартість електроенергії): 15-35+
Містечкова мінімережа	Розмір системи: 10-1 000 кВт	LCOE: 25-100

ГАРЯЧА ВОДА, ОПАЛЕННЯ / ОХОЛОДЖЕННЯ

ТЕХНОЛОГІЯ	ТИПОВІ ХАРАКТЕРИСТИКИ	КАПІТАЛЬНІ ВИТРАТИ Дол.США/кВт	Типові витрати енергії LCOE - центів США / кВтг
Виробництво тепла з біомаси	Потужність електростанції: 0,1-15 МВт.т Коефіцієнт завантаження: ~50-90% ККД перетворення: 80-90%	400-1 500	4,7-29
Домашній брикетний нагрівач	Потужність електростанції: 5-100 МВт.т Коефіцієнт завантаження: 15-30% ККД перетворення: 80-95%	360-1 400	6,5-36
ТЕЦ на біомасі	Потужність електростанції: 0,5-100 кВтг Коефіцієнт завантаження: ~60-80% ККД перетворення: 70-80% на виробництво тепла та електроенергії	600-6 000	4,3-12,6
Геотермальне опалення приміщень (будівель)	Потужність електростанції: 0,1-1 МВт.т Коефіцієнт завантаження: 25-30%	1 865-4 595	10-27
Геотермальне опалення приміщень (централізоване)	Потужність електростанції: 3,8-35 МВт.т Коефіцієнт завантаження: 25-30%	665-1 830	5,8-13
Ґрунтові теплові насоси	Потужність електростанції: 10-350 кВтг Коефіцієнт навантаження: 25-30%	500-2 250	7-13
Сонячна теплоенергетика: Побутові системи гарячого водопостачання	Тип колектора: пласка пластина, вакуумна трубка (термосифонні і напірні системи) Потужність електростанції: 2,1-4,2 кВтг (на одну сім ю); 35 кВтг (на кілька сімей) Ефективність: 100%	На одну сім ю: 1 100-2 140 (OECP, нова будівля); 1 300-2 200 (OECP, модернізація) 147-634 (Китай) Декілька сімей: 1 100-2 140 (OECP, нова будівля); 1 300-2 200 (OECP, модернізація)	1,5-28 (Китай)
Сонячна теплоенергетика: Опалення приміщень і гаряче водопостачання (двоконтурне)	Потужність електростанції: 7-10 кВтг (на одну сім ю); 70-130 кВтг (на кілька сімей); 70-3,500 кВтг (централізоване теплопостачання); > 3500 кВтг (централізоване теплопостачання з сезонним накопиченням) Ефективність: 100%	Централізоване теплопостачання (Європа): 460-780; з накопиченням: 470-1 060	5-50 (Побутове гаряче водопостачання) Централізоване теплопостачання: 4 і більше (Данія)
Сонячна теплоенергетика: Промислове технологічне тепло	Тип колектора: пласка пластина, вакуумна трубка, параболоциліндр, лінійна призма Френеля Потужність електростанції: 100 кВтг-20 МВтг Діапазон температур: 50-400 °C	470-1 000 (без накопичення)	4-16

Сонячна теплоенергетика: Охолодження	Потужність: 10,5-500 кВт (абсорбційні охолоджувачі); 8-370 кВт (адсорбційні охолоджувачі) Ефективність: 50-70%	1 600-5 850	н/заст.

ТРАНСПОРТНЕ ПАЛИВО

ТЕХНОЛОГІЯ	СИРОВИНА ДЛЯ ПРОМИСЛОВОСТІ	ХАРАКТЕРИСТИКИ СИРОВИНИ	ПЕРЕДБАЧУВАНІ ВИТРАТИ ВИРОБНИЦТВА Центів США/літр[2]
Біодизель	Соя, ріпак, насіння гірчиці, пальма, ятрофа, відходи рослинного масла, тваринні жири	Асортимент сировини з різною врожайністю в розрахунку на гектар; отже, витрати виробництва широко різняться в різних країнах. Побічні продукти включають багату на білки їжу.	Соєва олія: 56-72 (Аргентина); 100-120 (глобальне середнє значення) Пальмова олія: 100-130 (Індонезія, Малайзія та інші) Ріпакова олія: 105-130 (ЄС)
Етанол	Цукрова тростина, цукрові буряки, зерно, маніок, сорго звичайне, пшениця (і целюлоза в майбутньому)	Асортимент сировини з широкою прибутковістю та змінною вартістю. Побічні продукти включають корми для тварин, тепло та електроенергію із залишків-вичавок. Біопаливо нового покоління ще не є повністю комерційними і відрізняються вищими витратами.	Цукрова тростина: 82-93 (Бразилія) Кукурудза (сухого подрібнення): 85-128 (Сполучені Штати)

[2] літр дизельного палива у бензиновому еквіваленті.

Примітки: У міру можливого, зазначені витрати є індикативними економічними витратами, нормалізованими і без урахування субсидій та політичних стимулів. Деякі компоненти визначають нормалізовану собівартість енергії/тепла (LCOE/H), у тому числі: ресурс якості, вартості обладнання і продуктивності, баланс системних/проектних витрат (включаючи працю), витрати на експлуатацію та технічне обслуговування, витрати на паливо (біомаса), вартість капіталу, а також строк служби проекту. Витрати на поновлювані джерела енергії конкретного місця, оскільки багато з цих компонентів можуть змінюватися залежно від місця розташування. Витрати на сонячну енергію істотно змінюються в залежності від рівня наявних ресурсів сонячної енергії. Важливо відзначити, що швидке зростання встановленої потужності деяких технологій використання поновлюваних джерел і пов язане з ними скорочення витрат означає, що дані можуть швидко ставати застарілими; витрати на сонячну ФВ, зокрема, швидко змінювалися за останні роки. Витрати на позамережеві гібридні силові установки, що використовують поновлювані джерела енергії, значною мірою залежать від розміру установки, її розташування і пов язаних з нею елементів, таких як дизельне резервування та накопичувальні батареї.

Джерело: Асоціація політики у сфері поновлюваних джерел енергії 21 сторіччя «Поновлювані джерела енергії 2014- всесвітній аналіз стану» REN21 «Renewebles 2014 - Global Status Report»

Додаток 5

Стан та національні цілі держав-членів ЄС щодо частки енергії поновлюваних джерел енергії в кінцевому споживанні

Країна	Частка енергії з ПДЕ у кінцевому сукупному споживанні енергії станом на **2005 рік**	Мета для частки енергії з ПДЕ у кінцевому сукупному споживанні енергії станом на **2020 рік**	Частка енергії ПДЕ у кінцевому сукупному споживанні енергії станом на **2014 рік**	Частка ПДЕ у кінцевому споживанні енергії, згідно з національними планами країн
1	2	3	4	5
Австрія	23,3%	34%	33,1%	45% до 2020 р.
Бельгія	2,2%	13%	8%	13% до 2020
Болгарія	9,4%	16%	18%	16% до 2020
Великобританія	1,3%	15%	7%	15% до 2020 р.
Греція	6,9%	18%	15,3%	20% до 2020 р.
Данія	17,0%	30%	29,2%	35% до 2020 р. 100% до 2050 р.
Естонія	18,0%	25%	26,5%	25% до 2020 р.
Ірландія	3,1%	16%	8,6%	16% до 2020 р.
Іспанія	8,7%	20%	16,2%	20,8% до 2020 р.
Італія	5,2%	17%	17,1%	17% до 2020 р.
Кіпр	2,9%	13%	9%	13% до 2020 р.
Латвія	32,6%	40%	н/д	40% до 2020 р.
Литва	15,0%	23%	н/д	23% до 2020 р.
Люксембург	0,9%	11%	н/д	11% до 2020 р.
Мальта	0,0%	10%	н/д	10% до 2020 р.
Нідерланди	2,4%	14%	5,5%	16% до 2020 р.
Німеччина	5,8%	18%	13,8%	18% до 2020 р. 30% до 2030 р. 45% до 2040 р. 60% до 2050 р.
Польща	7,2%	15%	11,4%	15,5% до 2020 р.
Португалія	20,5%	31%	27%	31% до 2020 р. 40% до 2030 р.
Румунія	17,8%	24%	24,9%	24% до 2020 р.
Словакія	6,7%	14%	11,6%	13,5% до 2020 р.
Словенія	16,0%	25%	21,9%	25% до 2020 р.
Угорщина	4,3%	13%	9,5%	14,65% до 2020 р.
Фінляндія	28,5%	38%	38,7%	38% до 2020 р. 40% до 2025 р.
Франція	10,3%	23%	14,3%	23% до 2020 р. 32% до 2030 р.
Чеська Республіка	6,1%	13%	13,4%	13,5% до 2020
Швеція	39,8%	49%	52,6%	50 % до 2020 р.

Джерело: 2,3 - Директива 2009/28/ЕС;
*4, 5 - * REN21 - RENEWABLES 2016 GLOBAL STATUS REPORT*

Додаток 6

Огляд основних стимулюючих механізмів виробництва електроенергії з поновлюваних джерел

(Н – загальнонаціональний рівень, Л – локальний рівень)

Країна	РЕГУЛЯТОРНІ ЗАХОДИ ІЗ СТИМУЛЮВАННЯ						ФІНАНСОВІ СТИМУЛИ				ДЕРЖАВНЕ ФІНАНСУВАННЯ		Деталі
	Пільговий тариф (включаючи преміальну оплату)	Зобов'язання по квотах енергосистем загального користування / Програма розвитку поновлюваних джерел енергії	Комерційний облік електроенергії з поновлюваних джерел, що віддається у мережу	Біопаливо: обов'язки / санкції	Вироблення тепла: обов'язки / санкції	Сертифікати на поновлювану енергію, що продається	Субсидування капіталу, гранти або скидки	Податкові пільги на інвестиції чи виробництво	Зниження податків на продаж, енергію, CO2, ПДВ тощо	Оплата вироблена енергії	Державні інвестиції, кредити чи гранти	Державні конкурсні торги	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Австрія	л			л		н	н				н		- Пільговий тариф диференціюється залежно від виду джерела. - Інвестиційні субсидії з доступним кредитуванням лише для малих, гідро- або малих ФВ.
Бельгія		л	н	н		н	л	н	н			н	- Механізм «зелених» сертифікатів (зобов'язання квоти для постачальників енергії встановлено на державному рівні) з гарантованою мінімальною ціною. - У Валлонії: зменшення податку на прибуток для виробництв, що генерують енергію з ПДЕ, інвестиційні субсидії для приватного і громадського сектора. - Фландрія: надає диференційовано за технологією і розміром.
Канада	л	л	л	н			н	н	н		н	н	
Чехія	н			н		н	н	н	н		н		- Вибір між пільговим тарифом і ціновими надбавками (обидва розрізняються за джерелом). - Субсидії (більші для неприбуткових і громадських організацій), також програми, що фінансуються ЄС. - Відсутність податку на прибуток.
Данія	н		н	н		н	н	н	н		н	н	- Надбавка до ціни різниться залежно від джерела (її сума з ринковою ціною обмежена). - Інвестиційні субсидії для станцій малого масштабу. - Пільгові кредити для ТЕО ВЕС. - Тендерні процедури для великих офшорних ВЕС.
Фінляндія	н			н		н	н		н	н			- Податкові пільги. - Субсидії лише для виробництв, що не підпадають під EU-ETS (фінансування ВЕС лише у разі використання інноваційних технологій). - Пільговий тариф для біомаси (торфу).
Німеччина	н			н	н		н	н	н		н		- Пільговий тариф диференціюється залежно від виду джерела. - Субсидії, що різняться за районом. - Субсидії від програми підтримки співдружності.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Угорщина	Н			Н			Н		Н		Н		- Пільговий тариф диференціюється в залежності від виду джерела та сезону (ціна щорічно поновлюється). - Позики на привабливих умовах від національних та європейських фондів.
Італія	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н		Н	Н	- Система зелених сертифікатів для всіх джерел, окрім ФВ (малі станції також можуть отримати тариф), різні значення в залежності від технології. - Цінова надбавка для ФВ. - Зменшення ПДВ для ФВ та вітру.
Японія	Н	Н	Н			Н	Н				Н		
Нідерланди	Н			Н		Н	Н	Н	Н	Н	Н		- Бонусні виплати. - Субсидії на дослідження та розробку. - Відсутність податку на довкілля та інші пільги.
Норвегія				Н		Н	Н		Н		Н		
Польща		Н		Н		Н	Н		Н		Н	Н	- Вимога застосування зелених сертифікатів постачальниками. - Національні та вітчизняні позики плюс додаткове фінансування екологічно життєздатних проектів. - Звільнення від податку на споживання електричної енергії.
Словаччина	Н						Н		Н				- Пільговий тариф диференціюється в залежності від виду джерела (тариф зменшується, якщо є фінансування ЄС або держави). - Субсидії від Європейського структурного фонду. - Відсутність податку на споживання.
Словенія	Н					Н	Н	Н	Н		Н	Н	- Вибір між пільговим тарифом та єдиною надбавкою до ринкової ціни (обидві диференціюються за технологією). - Субсидії надаються шляхом оприлюднення запитів про їх надання.
Південна Корея		Н	Н	Н		Н	Н	Н	Н		Н		
Іспанія	Н			Н	Н		Н	Н	Н		Н		- Вибір між пільговим тарифом та ціновою надбавкою, що залежить від виду джерела (з обмеженням відносно ринкової ціни). - Зменшення податку на здійснення діяльності.
Великобританія	Н	Н		Н	Н	Н	Н		Н	Н	Н		- Продаж зелених сертифікатів. - Відсутність податку на зміну клімату. - Надання коштів для малих гідро, енергії хвиль та припливів.
США	Л	Л	Л	Н	Л	Л	Н	Н	Н	Л	Н	Л	

Джерело:Асоціація політики у сфері поновлюваних джерел енергії 21 сторіччя «Поновлювані джерела енергії 2012- всесвітній аналіз стану» REN21 «Renewebles 2012 - Global Status Report»

Додаток 7

Фактичні та прогнозовані інвестиції в електроенергетику та біопаливо, *млрд $2012 р.*

	Світ			ОЕСР			ЄС			США			Китай		
	Середньорічні інвестиції	Сума інвестицій		Середньорічні інвестиції	Сума інвестицій		Середньорічні інвестиції	Сума інвестицій		Середньорічні інвестиції	Сума інвестицій		Середньорічні інвестиції	Сума інвестицій	
		Нова політика	Сценарій 450		Нова політика	Сценарій 450		Нова політика	Сценарій 450		Нова політика	Сценарій 450		Нова політика	Сценарій 450
	2000-13	2014-35	2014-35	2000-13	2014-35	2014-35	2000-13	2014-35	2014-35	2000-13	2014-35	2014-35	2000-13	2014-35	2014-35
Електроенергетика	479	16370	19258	236	6157	7 608	*96*	*2 227*	*2 566*	75	2 052	2 968	103	3 587	4 361
Викопні види палива	106	2 635	2 877	44	852	1 046	*12*	*224*	*161*	19	373	705	33	404	727
Вугілля	55	1 528	1 918	12	367	616	*3*	*103*	*76*	4	185	472	31	332	623
Природний газ	46	1 054	930	30	471	422	*9*	*117*	*82*	15	183	230	2	70	103
Атомна енергетика	8	1 061	1 722	4	389	643	*1*	*166*	*242*	0	90	180	2	293	510
ПДЕ	153	5 857	8 809	87	2 736	3 915	*53*	*1 182*	*1 513*	16	771	1 344	36	1 174	1 720
Біо	17	639	892	11	371	450	*8*	*160*	*178*	2	143	192	2	87	157
Гідро	52	1 507	2 097	11	303	446	*3*	*100*	*147*	1	57	71	22	311	339
Вітер	43	1 989	3 027	29	1 112	1 600	*17*	*574*	*727*	9	292	514	9	508	744
Сонце	37	1 276	1 724	33	720	886	*23*	*254*	*306*	4	212	286	3	207	320
Передавання	48	1 787	1 586	22	546	527	*4*	*139*	*153*	12	254	235	9	548	452
Розподіл	164	5 030	4 265	80	1 635	1 478	*26*	*516*	*497*	28	564	503	23	1 169	951
Біопаливо	10	320	920	7	146	467	*2*	*44*	*136*	5	98	270	0	26	93

Джерело: World Energy Investment Outlook 2014

Додаток 8

ПЛАН

розвитку генеруючих об'єктів на альтернативних джерелах енергії (ВЕС, СЕС, БЕС, МГЕС) по регіонах України на період до 2025 року, *МВт*

Області	Підключення нових потужностей, МВт			Збільшення потужності МГЕС, МВт
	ВЕС	СЕС	БЕС	
Всього, у т.ч.	2725,0	1641,2	164,1	67,8
АР Крим	870,0	468,0	–	–
Вінницька	–	101,2	–	0,97
Дніпропетровська	–	23,3	–	–
Донецька	–	12,0	–	–
Житомирська	–	115,5	21,1	1,6
Закарпатська	–	24,0	–	28,0
Запорізька	850,0	62,1	–	–
Івано-Франківська	–	31,6	20,0	10,9
Київська	–	100,87	20,0	2,88
Кіровоградська	–	89,7	–	–
Луганська	25,0	–	–	–
Львівська	50,0	9,0	0,5	15,9
Миколаївська	500,0	115,0	1,1	1,2
Одеська	120,0	113,0	–	–
Полтавська	–	–	20,5	1,9
Рівненська	–	8,0	20,0	–
Сумська	–	–	20.0–	–
Тернопільська	5,0	–	–	1,2
Харківська	–	6,0	6,0	–
Херсонська	305,0	221,8	–	–
Хмельницька	–	76,6	–	0,37
Черкаська	–	43,8	–	0,84
Чернівецька	–	17,5	–	2,13
Чернігівська	–	2,3	20,0	–

Джерело: План розвитку Об'єднаної енергетичної системи України на 2016-2025 роки / ДП «НЕК «Укренерго»

Окремі скорочення

MEA – Міжнародне Енергетичне Агентство *(International Energy Agency – IEA)*
EIA – Управління енергетичної інформації США (*Energy Information Administration*)
IRENA – Міжнародне агентство з поновлюваних джерел енергії *(International Renewable Energy Agency)*
REN 21 – Асоціація з вивчення політики в галузі поновлюваної енергії у XXI столітті *(Renewable Energy Policy Network for the 21st Century)*
IHA – Міжнародна асоціація гідроенергетики *(International Hydropower Association)*
EPIA – Європейська асоціація фотоелектричної промисловості *(European Photovoltaic Industry Association)*
ICSHP – Міжнародний центр малої гідроенергетики *(International Centre on Small Hydro Power)*
UNIDO – Організація Об'єднаних Націй з промислового розвитку *(United Nations Industrial Development Organization)*
ESHA – Європейська асоціація малої гідроенергетики *(European Small Hydropower Association)*
COP21 – 21-ша Конференція сторін рамкової Конвенції ООН з питань клімату *(проходила в Парижі 29 листопада — 12 грудня 2015 року)*
INDC – Національно визначені внески країн *(Intended Nationally Determined Contributions)*
GWEC – Всесвітня асоціація енергії вітру *(Global Wind Energy Council)*
EWEA – Європейська асоціація з вітроенергетики *(European Wind Energy Association)*
EHPA – Європейська асоціація виробників теплових насосів *(European Heat Pump Association)*
UNEP – Агентство Організації Об'єднаних Націй з програми навколишнього середовища *(United Nations Environment Programme)*
FERC – Федеральна комісія регулювання енергетики США *(Federal Energy Regulatory Commission)*
DEPI – Німецький інститут гранулювання
DBFZ – Німецький дослідницький центр біомаси
BDEW – Німецька асоціація енергетики й водних ресурсів
VDE – Німецька асоціація електричного, електронного й інформаційного устаткування й технологій
FNN – Німецька Рада з функціонування мережі й мережевих технологій
ATEC – Асоціація Азіатсько-Тихоокеанського економічного співробітництва

CNREC – Національний центр дослідження поновлюваної енергетики Китаю *(China National Renewable Energy Center)*
LCOE – середня розрахункова собівартість виробництва електроенергії впродовж усього життєвого циклу електростанції (*Levelized Cost of Energy*)
CoP – коефіцієнт продуктивності (Coefficient of Perfomance)
CAGR – середньорічний темп зростання в складних відсотках, показник, який характеризує відсоток зростання за певний період часу
ПДЕ – поновлювані джерела енергії
ВВП – валовий внутрішній продукт
СТВ – система торгівлі викидами
МГЕС – малі гідроелектростанції
ЕЕС – електроенергетична система
TSO – оператор магістральних мереж
DSO – оператор розподільчих мереж
РГ – розподілена генерація
DR – керування попитом (Demand Response)
CCS – уловлювання та зберігання вуглецю
ВЕС – вітроелектростанції
ВЕУ – вітроелектроустановки
СЕС – сонячні електростанції
ТН – теплові насоси
ТНУ – теплонасосні установки
ПГ – парникові гази
ГеоТЕС – геотермальна теплова електростанція
ТЕЦ – теплоелектроцентраль
ККД – коефіцієнт корисної дії
ТКВ – тверді комунальні відходи
ТЕС – теплова електростанція
ЦКШ – циркулюючий киплячий шар
НТД – Нормативно-технічна документація

Джерела інформації

1. *«Світовий прогноз енергетики», MEA - World Energy Outlook, IEA 2013, 2014, 2015, 2016*
2. *«Світовий прогноз інвестицій в енергетику» World Energy Investment Outlook, IEA 2014*
3. *Renewable Energy Statistics 2016, IRENA*
4. *Глобальна дорожня карта поновлюваних джерел енергії, IRENA, 2016*
5. *Огляд ринку поновлюваних джерел енергії за 2016 рік (Annual Renewable Energy Outlook 2016) REN 21*
6. *Огляд ринку поновлюваних джерел енергії за 2015 рік (Annual Renewable Energy Outlook 2015) REN 21*
7. *«Global trends in renewable energy investment 2016» UNEP*
8. *Wind in Power: 2015 European Statistics, EWEA*
9. *«Инвестиции в энергоэффективность, устранение барьеров». - Брюссель: Секретариат энергетической хартии*
10. *«Світовий розвиток малої гідроенергетики» (World Small Hydropower Development Report 2013, WSHPDR 2013) Організація UNIDO і центр ICSHP*
11. *Мировой рынок биотоплива: состояние и перспективы, А.А. Коротких, к.э.н., старший научный сотрудник Центра аграрных проблем США и Канады Института США и Канады РАН*
12. *Некоторые вопросы правового регулирования производства и использования твердого биотоплива в странах Европейского союза, Бояринцева А.А., Попов Н.В. УДК 346.7:620.92(476), 2014*
13. *Современное развитие мировой гидроэнергетики, Кучерявая И.Н., Сорокина Н.Н.// Гидроэнергетика Украины. 2014*
14. *Про використання теплових насосів у світі, Ю. М. Мацевитий, академік НАН України, 2014 р.*
15. *Обзор основных нормативных актов Евросоюза для биотоплива: настоящее и ближайшие перспективы, М. Кривошеев*
16. *Анализ общих технических требований к распределённым источникам энергии при их интеграции в энергосистему, Кучеров Ю. Н., Березовский П. К., Веселов Ф. В., Илюшин П. В., 2015*
17. *Проблеми використання біоенергетичних технологій, http://www.issras.ru*
18. *China Renewable Energy. Technology Catalogue. China National Renewable Energy Centre. December 2014.*
19. *World Small Hydropower Development Report 2013. www.smallhydroworld.org.*
20. *International Energy Outlook 2014. U.S. Energy Information Administration. Overview.*
21. *A retrospective assessment of clean energy investments in the recovery Act. Executive office of the President of the United States. February 2016.*
22. *U.S. Hydropower Market Report, U.S. Department of energy. Energy efficiency&Renewable energy. May 2016.*
23. *Renewable energy technologies cost analysis series. International Renewable energy agency (IRENA). 2012.*
24. *Wind Vision: New Era for Wind Power in the United States. U.S. Department of energy.*
25. *Renewable power generation costs in 2014. International Renewable energy agency (IRENA). 2015.*
26. *Projected Costs of Generating Electricity. 2015 Edition. Executive summary International energy*

agency. Nuclear energy agency. 2015.

27. *Перспективи розвитку поновлювальної енергетики США. Аднан З.Амін.*
28. *Экспорт технологий возобновляемой энергетики: перспективы и торговые барьеры в Бразилии, Индии и Китае. 2014.*
29. *Электростанции, сжигающие коммунальные отходы, в Китае. Тугов А.Н.*
30. *План розвитку Об'єднаної енергетичної системи України на 2016-2025 роки / ДП «НЕК «Укренерго». 2016*
31. *Розпорядження Кабінету Міністрів України від 13.07. 2016 р. №552-р «Про схвалення Програми розвитку гідроенергетики на період до 2026 року»*
32. *Енергоефективність і відновлювана енергетика: плани та ініціативи на 2016 р. / Держенергоефективність // Презентація. – 2016. – 37 стор. – Електрон. дан. – Режим доступу: http://saee.gov.ua.*
33. *INSIDER дослідив, хто виробляє електроенергію з біомаси та біогазу. Найбільша компанія в цьому сегменті – «Біогазенерго». – Електрон. дан. – Режим доступу: http://www.theinsider.ua/business/55365d6f2e6e6/*
34. *Малі ГЕС України: минуле, сучасне, майбутнє /* Нікіторович *О. В.// Новини енергетики. – 2014. – №7. – С.9 – 11.*
35. *Обзор рынка ветроэнергетики Украины 2015. / Кацером Ю.И., Чекером Я.В., Булгак В.А. // Отчет УВЭА – 2016. – 37 стр. – Електрон. дан. – Режим доступу: http://www.uwea.com.ua*
36. *Перспективи розвитку біоенергетики як інструменту заміщення природного газу в Україні / Гелетуха Г.Г., Желєзна Т.А., Крамар В.Г., Кучерук П.П. // Аналітична записка БАУ №12. – 22 стор.*
37. *Підготовка та впровадження проектів заміщення природного газу біомасою при виробництві теплової енергії в Україні. Практичний посібник / За ред. Г. Гелетухи Г. – К.: Поліграф плюс. – 2016. – 104 стор.*
38. *Правовові бар'єри для розвитку ВДЕ в Україні та шляхи їх подолання / Сисоєв М. // Енергетика та електрифікація. – 2016. – №6. – С. 25 – 26.*
39. *Програма розвитку гідроенергетики України до 2026 року // Презентація. – 2016. – 14 стор. – Електрон. дан. – Режим доступу: http://www.ukrhydroenergo.org/ presentation_2026.pdf.*
40. *Разработана дорожная карта развития ВИЭ в Украине // Энергобизнес. – 2015. – №20. – С.18.*
41. *REMAP – 2030. Перспективи розвитку відновлюваної енергетики в Україні до 2030 року / Міжнародне агентство з відновлюваної енергетики IRENA. – 2015. – Електрон. дан. – Режим доступу: http://irena.org/remap.*
42. *Роль альтернативної енергетики в процесі заміщення традиційних видів палива / Держенергоефективності // Презентація. – 2016. – 17 стор. – Електрон. дан. – Режим доступу: http://saee.gov.ua.*
43. *Стан реалізації ключових завдань Агентства у 2015 році / Держенергоефективність // Презентація. – 2016. – 17 стор. – Електрон. дан. – Режим доступу: http://saee.gov.ua.*
44. *Стан та перспективи розвитку відновлюваної енергетики в Україні / Кудря С.О. // Вісник НАН України. – 2015. – №12. – С. 19 – 26.*
45. *Україна та енергетичне співтовариство: дорогою реформ / ГО «Діксі Груп». – 2015. – Електрон. дан. – Режим доступу: http:// www.enref.org*